



**UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA**  
**INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO**

**Modelação de Micro-Sistemas Híbridos  
Fotovoltaicos/Eólicos para Produção  
Descentralizada**

Susana Filipa Almeida Castro Viana  
(Licenciada)

Dissertação para a obtenção do Grau de Doutor em Ciências da Engenharia

Orientador: Doutor António Luiz Moura Joyce  
Co-Orientador: Doutor Rui Manuel Gameiro de Castro

Júri  
Presidente: Presidente do Conselho Científico do IST

Vogais: Doutor António Franco de Oliveira Falcão  
Doutor José Fernando Alves da Silva  
Doutor António Luiz Moura Joyce  
Doutor João Francisco Alves Martins  
Doutor Rui Manuel Gameiro de Castro  
Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro

Junho de 2010





**UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA**  
**INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO**

**Modelação de Micro-Sistemas Híbridos  
Fotovoltaicos/Eólicos para Produção  
Descentralizada**

Susana Filipa Almeida Castro Viana  
(Licenciada)

Dissertação para a obtenção do Grau de Doutor em Ciências da Engenharia

Orientador: Doutor António Luiz Moura Joyce  
Co-Orientador: Doutor Rui Manuel Gameiro de Castro

Júri  
Presidente: Presidente do Conselho Científico do IST

Vogais: Doutor António Franco de Oliveira Falcão  
Doutor José Fernando Alves da Silva  
Doutor António Luiz Moura Joyce  
Doutor João Francisco Alves Martins  
Doutor Rui Manuel Gameiro de Castro  
Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro

Junho de 2010







*"A mente que se abre a uma nova ideia,  
jamais voltará ao seu tamanho original."*

*Albert Einstein*



# RESUMO

Neste trabalho são estudados micro-sistemas híbridos fotovoltaicos/eólicos ligados a micro-redes, com limites de produção da ordem de 50 kW de potência pico de fotovoltaico e 50 kW de eólica.

É analisado o funcionamento dos vários elementos de um sistema híbrido de teste existente no campus do Lumiar do INETI, e a resposta em regime permanente dos equipamentos de electrónica de potência utilizados para a conversão da energia produzida através das fontes renováveis.

Desenvolvem-se modelos que possam vir a ser utilizados na optimização do dimensionamento de sistemas híbridos ligados a uma micro-rede, pretendendo-se criar com esses modelos uma biblioteca para os vários equipamentos, que permita que se escolha a configuração e o tipo de equipamentos a utilizar, e testar a resposta desse sistema.

É ainda feita a comparação do funcionamento de uma micro-rede em corrente alternada, com uma micro-rede em corrente contínua, averiguando-se as vantagens de uma e outra configuração em termos de perdas e quedas de tensão nas linhas e de perdas nos conversores.

Com as ferramentas assim desenvolvidas será possível dimensionar sistemas híbridos e determinar, em função dos recursos disponíveis, a configuração de micro-rede que melhor se adapta à aplicação desejada.

**Palavras-chave: Modelação, Fotovoltaico, Eólica, Conversores de Potência, Produção Descentralizada, Micro-Rede**



# ABSTRACT

In this work will be studied hybrid micro-systems with photovoltaic and wind generation and installed power up to 50 kW for each resource, connected to micro-grids.

The behaviour of the equipments of a hybrid test system at INETI's Lumiar campus will be studied, particularly the steady state response of the power electronics equipments for the conversion of the energy produced through the renewable resources.

The main objective is to develop models that can be used to optimize the design of hybrid systems connected to micro-grids. With these models, a library with the several equipments can be created, allowing the choice of configuration and equipments and the test of the customized system response.

The comparison between the behaviour of a micro-grid in alternated current and in continuous current is also studied, in order to evaluate the advantages of each configuration, in terms of power losses and voltage drops in the lines, and converter losses.

The developed tools will allow the design of hybrid systems and obtain, according to the available resources, the configuration that will better suit the desired application.

**Keywords: Modelling, Photovoltaic, Wind, Power Converters, Distributed Generation, Micro-Grid**



# AGRADECIMENTOS

Queria começar por agradecer ao INETI por me ter possibilitado a realização deste trabalho, concedendo-me uma bolsa e possibilitando a utilização do equipamento existente. Agradeço também ao IST por me ter permitido realizar este trabalho para a obtenção do grau de doutor, e ainda pelos conhecimentos que adquiri nas cadeiras da área da Energia que foram fundamentais para a sua execução.

Agradeço aos meus orientadores, Doutor António Joyce e Doutor Rui Castro, pelo apoio e orientação durante este trabalho e por me terem despertado o interesse pela área das energias renováveis.

Queria agradecer à minha família por sempre me terem apoiado neste projecto, em especial aos meus pais, ao meu marido Nuno, à minha adorada filha, à minha sobrinha Andreia, minha grande amiga e confidente e à minha sogra Zulmira pela enorme ajuda que me permitiu ter mais tempo para este trabalho.

O meu muito obrigada a todos os colegas do Departamento de Energias Renováveis, mesmo os que já saíram para irem trabalhar noutros locais, por todo o apoio e entreajuda. O meu maior agradecimento vai para o meu colega do Fotovoltaico e colega de gabinete, Carlos Rodrigues, que sempre esteve disponível para me transmitir os seus extensos conhecimentos e ajudar em todas as tarefas do dia a dia relacionadas com este e outros trabalhos. Agradeço também à Luísa Giacobbe pelos ensaios realizados em conjunto no início deste trabalho e pela estreita amizade que partilhámos enquanto trabalhámos na cave do DER. Agradeço à Ana Neves por sempre me ajudar desde que nos conhecemos, descarregando os dados do sistema híbrido do INETI quando vou de férias e pela sua disponibilidade e amizade sincera. Agradeço ainda à Marta Gonçalves pela sua energia e boa disposição contagiante, amizade e ajuda. Agradeço à Joana Tudella pela sua amizade e apoio e pelo carinho que tem pela minha filha, mimando-a com visitas regulares.

Não posso deixar de agradecer aos colegas e estagiários que comigo trabalharam no sistema híbrido do INETI, são eles, o Cláudio Mesquita e o Joaquim Almeida na análise do comportamento do sistema, o João Nunes e o Rui Quadrado no desenvolvimento do trânsito de energia numa micro-rede, o Miguel Coelho no *upgrade* do sistema para a produção e armazenamento de hidrogénio e muito em particular o João Simões e o Cristiano Fornaini pelas melhorias propostas para os programas de simulação do sistema em Matlab. Queria agradecer em especial ao Cristiano pela lufada de ar fresco que trouxe ao fotovoltaico, por

todo o seu empenho em recuperar alguns dos sensores do sistema que estavam com problemas, pelas suas medições exaustivas no sistema para posterior comparação com os modelos, pelo seu espírito crítico, por tentar fazer sempre o melhor possível, e pela amizade que se manterá sempre apesar da distância.

Agradeço à Doutora Ana Estanqueiro pela visão diferente que me deu das energias renováveis com a sua perspectiva da energia eólica, das redes de distribuição de energia e micro-redes com produção descentralizada, e por me ter possibilitado uma experiência nova, dar aulas. Finalmente, agradeço ao Eng. David Loureiro por me envolver em actividades com crianças e jovens para a divulgação das energias renováveis, nomeadamente o Concurso Padre Himalaya e o programa Ciência Viva e por disponibilizar os recursos ao seu alcance para a realização de montagens, testes e ensaios.

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO DO TRABALHO .....</b>	<b>1</b>
1.1	CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL .....	2
1.1	CENÁRIO ENERGÉTICO EM PORTUGAL .....	5
1.2	ENQUADRAMENTO LEGAL DE INCENTIVO AO APROVEITAMENTO DOS RECURSOS RENOVÁVEIS .....	10
1.3	APROVEITAMENTO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL .....	13
1.4	APROVEITAMENTO DA ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL .....	15
1.5	SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS DE FONTES RENOVÁVEIS .....	17
1.5.1	<i>Sistemas Ligados à Rede Eléctrica</i> .....	17
1.5.2	<i>Sistemas Autónomos</i> .....	18
<b>2</b>	<b>A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>21</b>
2.1	ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS DO FOTOVOLTAICO PARA PORTUGAL .....	21
2.2	A RADIAÇÃO SOLAR .....	27
2.3	O EFEITO FOTOVOLTAICO .....	29
2.4	TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA .....	33
2.4.1	<i>Silício Cristalino (c-Si)</i> .....	33
2.4.2	<i>Filmes Finos</i> .....	36
2.4.3	<i>Células com Multijunção</i> .....	38
2.4.4	<i>Células Fotovoltaicas Fotoquímicas e Orgânicas</i> .....	38
2.4.5	<i>Células Fotovoltaicas com Concentração</i> .....	39
2.4.6	<i>Rendimento de Células e Módulos Fotovoltaicos</i> .....	39
2.4.7	<i>Quota de Mercado para as Diferentes Tecnologias</i> .....	41
2.5	MODELO EQUIVALENTE DO MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	43
2.5.1	<i>Curva I(V) Característica do Módulo Fotovoltaico</i> .....	46
2.5.2	<i>Variação da Curva I(V) com a Radiação e a Temperatura</i> .....	47
2.5.3	<i>Efeito das Perdas na Curva IV - Resistências em Série e Paralelo</i> .....	49
2.5.4	<i>Resolução da Equação do Módulo Fotovoltaico</i> .....	50
2.5.5	<i>Conversores de Potência Associados aos Módulos Fotovoltaicos</i> .....	53
2.5.6	<i>Algoritmos de MPPT</i> .....	54
2.5.6.1	<i>Método da Perturbação e Observação</i> .....	54
2.5.6.2	<i>Método da Tensão Constante</i> .....	55
2.5.6.3	<i>Método da Condutância Incremental</i> .....	55
2.5.6.4	<i>Algoritmo da Secção Dourada</i> .....	58
<b>3</b>	<b>A CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA .....</b>	<b>61</b>
3.1	DISPONIBILIDADE DO RECURSO EÓLICO NA EUROPA E EM PORTUGAL .....	61
3.2	A VARIABILIDADE E CONTEÚDO ENERGÉTICO DO VENTO .....	64
3.2.1	<i>Tratamento Estatístico de Dados de Vento através da Distribuição de Weibull</i> .....	66
3.2.2	<i>Estimativa de Produção Anual de Energia</i> .....	72
3.3	A CONVERSÃO MECÂNICA DA ENERGIA EÓLICA .....	73
3.3.1	<i>Teoria do Disco Actuador Aplicada a Turbinas de Eixo Horizontal</i> .....	73
3.3.2	<i>Teoria das Faixas Anelares e Método do Elemento de Pá</i> .....	78
3.3.3	<i>A Transmissão Mecânica</i> .....	81
3.4	CLASSIFICAÇÃO DE AEROGERADORES .....	82
3.4.1	<i>Os Aerogeradores de Eixo Horizontal</i> .....	82
3.4.2	<i>Os Aerogeradores de Eixo Vertical</i> .....	84
3.4.3	<i>Coefficiente de Potência em Função da Configuração do Rotor</i> .....	85
3.4.4	<i>Limitação Aerodinâmica da Potência Mecânica</i> .....	86
3.5	A CONVERSÃO DE ENERGIA MECÂNICA EM ENERGIA ELÉCTRICA .....	89
3.5.1	<i>Aerogeradores de Velocidade Fixa</i> .....	93
3.5.2	<i>Aerogeradores de Velocidade Variável</i> .....	94
3.6	OS PEQUENOS AEROGERADORES .....	97
3.6.1	<i>O Modelo Matemático do Gerador de Ímanes Permanentes</i> .....	97
3.6.2	<i>Configurações de Conversão da Energia Produzida por GIP</i> .....	99
<b>4</b>	<b>EQUIPAMENTOS DE ACUMULAÇÃO E CONVERSÃO .....</b>	<b>101</b>
4.1	A BATERIA DE ACUMULADORES .....	101

4.2	OS REGULADORES DE CARGA E CONVERSORES DE POTÊNCIA.....	107
4.2.1	<i>Os Reguladores de Carga</i> .....	107
4.2.1.1	O Regulador de Carga para um Painel Fotovoltaico.....	111
4.2.1.2	Controlo do Regulador de Carga para o Painel Fotovoltaico.....	112
4.2.1.3	O Regulador de Carga para um Aerogerador .....	113
4.2.2	<i>Conversor c.c./c.c. Redutor de Tensão</i> .....	115
4.2.2.1	Dimensionamento dos Componentes do Conversor Redutor .....	117
4.2.2.2	Controlo da Tensão de Saída do Conversor Redutor.....	118
4.2.3	<i>O Conversor c.a./c.c. Trifásico por Ponte Completa de Díodos</i> .....	119
4.2.4	<i>Inversor Monofásico para Sistemas Autónomos</i> .....	124
4.2.4.1	Modelo de Eficiência dos Inversores.....	131
<b>5</b>	<b>O SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO/FOTOVOLTAICO DO INETI .....</b>	<b>135</b>
5.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO, ARMAZENAMENTO E CONSUMO DE ENERGIA .....	135
5.1.1	<i>O Painel Fotovoltaico</i> .....	136
5.1.2	<i>O Aerogerador</i> .....	138
5.1.3	<i>A Bateria de Acumuladores</i> .....	142
5.1.4	<i>Os Reguladores de Carga</i> .....	143
5.1.4.1	Regulador de Carga Fotovoltaico – Steca Solarix Tarom.....	143
5.1.4.2	Regulador de Carga Eólico.....	148
5.1.5	<i>O Inversor Autónomo</i> .....	150
5.2	ANÁLISE DO DESEMPENHO DO SISTEMA.....	158
5.2.1	<i>Produção de Energia Através do Painel Fotovoltaico</i> .....	158
5.2.2	<i>Produção de Energia Através do Aerogerador</i> .....	161
5.2.3	<i>Comparação da Energia Produzida pelos Dois Sistemas de Geração</i> .....	164
<b>6</b>	<b>VALIDAÇÃO DOS MODELOS PARA UM SISTEMA HÍBRIDO AUTÓNOMO.....</b>	<b>167</b>
6.1	MODELO DA BATERIA DE ACUMULADORES DE ENERGIA.....	168
6.2	MODELO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	170
6.3	MODELO DO AEROGERADOR DE VELOCIDADE VARIÁVEL.....	176
6.3.1	<i>Modelo do Aerogerador</i> .....	177
6.3.2	<i>Modelo do Rectificador Trifásico por Ponte Completa de Díodos</i> .....	180
6.3.3	<i>Modelo do Conversor Redutor de Tensão</i> .....	181
6.3.4	<i>Modelo do Regulador de Carga Eólico</i> .....	183
6.4	INVERSOR MONOFÁSICO PARA SISTEMAS AUTÓNOMOS .....	184
6.5	MODELO COMPLETO PARA O SISTEMA HÍBRIDO AUTÓNOMO DO INETI .....	190
6.5.1	<i>Simulação com Modelos Simplificados – Mês de Inverno - Produção PV</i> .....	192
6.5.2	<i>Simulação com Modelos Simplificados – Mês de Verão - Produção PV e Eólica</i> .....	197
6.6	VALIDAÇÃO DO ALGORITMO DE MPPT PARA O FOTOVOLTAICO.....	202
<b>7</b>	<b>LIGAÇÃO DE PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA EM MICRO-REDE.....</b>	<b>213</b>
7.1	A MICRO-REDE AUTÓNOMA.....	215
7.1.1	<i>O Esquema da Rede</i> .....	216
7.1.2	<i>O Perfil de Consumo</i> .....	218
7.1.3	<i>O Dimensionamento da Bateria</i> .....	219
7.1.4	<i>A Escolha dos Geradores Eólicos e o Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico</i> .....	221
7.1.5	<i>Potência Gerada num dia típico de Inverno e de Verão</i> .....	224
7.2	O TRÂNSITO DE ENERGIA NA MICRO-REDE.....	226
7.2.1	<i>O Trânsito de Energia em Corrente Alternada</i> .....	226
7.2.2	<i>O Trânsito de Energia em Corrente Contínua</i> .....	232
7.2.3	<i>Resolução do Trânsito de Energia – Configuração em Corrente Alternada</i> .....	233
7.2.4	<i>Resolução do Trânsito de Energia – Configuração em Corrente Contínua</i> .....	236
7.3	A ANÁLISE DO DESEMPENHO DAS DUAS CONFIGURAÇÕES DA MICRO-REDE .....	238
7.3.1	<i>A Micro-Rede em Corrente Alternada</i> .....	242
7.3.2	<i>A Micro-Rede em Corrente Contínua</i> .....	245
7.3.3	<i>A Comparação do Desempenho das Duas Configurações de Micro-Rede</i> .....	247
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO .....</b>	<b>253</b>
<b>9</b>	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>257</b>
<b>10</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>269</b>
10.1	ANEXO I – A TRANSFORMAÇÃO DE COORDENADAS DE PARK .....	269

10.2	ANEXO II – DEMONSTRAÇÃO DO LIMITE DE BETZ .....	271
10.3	ANEXO III – ESQUEMA ELÉCTRICO DO SISTEMA DE TESTE .....	274
10.4	ANEXO IV – DADOS DOS FABRICANTES PARA OS MÓDULOS UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES .....	275
10.5	ANEXO V – CARACTERÍSTICAS DO GERADOR EÓLICO .....	277
10.6	ANEXO VI – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DAS BATERIAS BP POWERBLOCK S .....	282
10.7	ANEXO VII – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR STUDER SI 1224.....	283
10.8	ANEXO VIII –NORMAS PARA A LIGAÇÃO DE PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA À REDE ELÉCTRICA ..	284
10.9	ANEXO IX – FUNÇÃO PARA O CÁLCULO DA CORRENTE DO MÓDULO .....	286
10.10	ANEXO X – FUNÇÃO PARA O ALGORITMO GSS DE SEGUIMENTO MPPT .....	287
10.11	ANEXO XI – ALGORITMO DO REGULADOR DE CARGA PV DETALHADO .....	289
10.12	ANEXO XII – ALGORITMO DO REGULADOR DE CARGA EÓLICO DETALHADO.....	291
10.13	ANEXO XIII – ALGORITMO DE REGULAÇÃO DE CARGA PARA A MICRO-REDE C.C. ....	293
10.14	ANEXO XIV – ALGORITMO DO MODELO SIMPLIFICADO DO INVERSOR BIDIRECCIONAL .....	294
10.15	ANEXO XV – DIAGRAMAS DE CONSUMO DA REDE AUTÓNOMA.....	295
10.16	ANEXO XVI –INTENSIDADE DE CORRENTE MÁXIMA PARA OS CABOS DA REDE .....	296
10.17	ANEXO XV –RESULTADOS DO TRÂNSITO DE ENERGIA DA REDE AUTÓNOMA.....	297



# Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – Evolução histórica da potência total instalada em renováveis (MW) - Portugal Continental [110]	9
Tabela 1.2 – Tarifas médias indicativas para as renováveis de acordo com o DL 225/2007	11
Tabela 1.3 – Evolução histórica da potência total instalada em renováveis (MW) – Portugal Continental [110]	15
Tabela 1.4 – Caracterização da produção eólica e nº de horas de produção equivalente, NEP's [110]	17
Tabela 2.1 - Valores de $E_g$ para diferentes semicondutores [7]	30
Tabela 2.2 - Comparação entre os três métodos de MPPT	56
Tabela 3.1 – Comprimento característico da rugosidade do solo, $z_0$ [11]	65
Tabela 3.2 – Parâmetros originais para a curva de potência [135]	76
Tabela 4.1 - Estado de Carga da Bateria de Acumuladores em Função da Densidade do Electrólito e Tensão de cada Elemento [28]	102
Tabela 4.2 – Características de Diferentes Tipos de Baterias de Acumuladores [136]	104
Tabela 4.3 – Parâmetros para o Cálculo da Corrente de Gasificação	106
Tabela 4.4 – Tensões Características Típicas para a Regulação da Carga de Baterias de Acumuladores[71]	109
Tabela 4.5 – Estados Possíveis do Inversor Monofásico em Ponte Completa	125
Tabela 5.1 – Parâmetros para os módulos fotovoltaicos Isofotón ML 55	138
Tabela 5.2 - Dados Técnicos do Aerogerador Aerocraft AC 752	140
Tabela 5.3 - Dados técnicos do regulador de carga fotovoltaico Solarix Tarom 235	144
Tabela 5.4 – Dados técnicos do regulador de carga eólico ACLR LC para 25°C	148
Tabela 6.1 – Parâmetros para os módulos fotovoltaicos Isofotón ML 55	170
Tabela 6.2 – Parâmetros utilizados no Modelo de Rendimento do Inversor	191
Tabela 6.3 – Parâmetros para os módulos fotovoltaicos BP3160	204
Tabela 7.1 – Tipos de barramentos	226
Tabela 7.2 – Dados da Rede em Corrente Alternada a 400 V de Tensão Composta	234
Tabela 7.3 – Resumo dos resultados do Trânsito de Energia em Corrente Alternada	235
Tabela 7.4 – Dados da Rede em Corrente Contínua a 240 V	236
Tabela 7.5 – Resumo dos Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Contínua a 240 V	237
Tabela 7.6 – Energia anual produzida, consumida, que poderia ter sido produzida, e não fornecida – Rede c.a.	244
Tabela 7.7 – Energia anual produzida, consumida, que poderia ter sido produzida, e não fornecida – Rede c.c.	247
Tabela 7.8 – Energia anual produzida, consumida, que poderia ter sido produzida, e não fornecida – $P_{pv}=6.4$ kW	248
Tabela 7.9 – Energia anual produzida, consumida, que poderia ter sido produzida, e não fornecida	249
Tabela 10.1 - Dados técnicos dos tódulos fotovoltaicos Isofoton – modelo M-55 L	275
Tabela 10.2 - Dados técnicos dos módulos fotovoltaicos BP3160	275
Tabela 10.3 – Parâmetros por Defeito da Interface de Protecção [27]	284
Tabela 10.4 – Emissão de Harmónicas de Corrente [27]	284
Tabela 10.5 – Flutuação e Tremulação da Tensão [27]	285
Tabela 10.6 – Consumo de cada Casa nos Dias de Semana	295
Tabela 10.7 – Consumo de cada Casa nos Dias de Fim de Semana	295
Tabela 10.8 – Consumo de cada Candeeiro	295
Tabela 10.9 – Intensidades de corrente máxima admissível em diferentes cabos do tipo VAV e VV [143]	296
Tabela 10.10 – Intensidade de corrente máxima admissível em diferentes cabos do tipo VAV [143]	296
Tabela 10.11 – Resistência e Indutância por Unidade de Comprimento [15]	296
Tabela 10.12 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Alternada para o Inverno em Horas de Vazio	297
Tabela 10.13 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Alternada para o Inverno em Horas de Cheia	298
Tabela 10.14 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Alternada para o Verão em Horas de Vazio	299
Tabela 10.15 – Resultados do Trânsito em Corrente Alternada para o Verão em Horas de Cheia	300
Tabela 10.16 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Contínua para o Inverno em Horas de Vazio	301
Tabela 10.17 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Contínua para o Inverno em Horas de Cheia	302
Tabela 10.18 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Contínua para o Verão em Horas de Vazio	303
Tabela 10.19 – Resultados do Trânsito em Corrente Contínua para o Verão em Horas de Cheia	304



# Lista de Figuras

Fig. 1.1– Evolução entre 1971 e 2006 do fornecimento de energia primária total mundial por combustível (Mtoe) [59].....	2
Fig. 1.2 – Quota de combustíveis utilizados como fonte da energia primária total em 1973 e 2006 [59].....	3
Fig. 1.3 – Evolução desde 1971 a 2006 da produção de electricidade mundial por combustível (TWh) - excluindo a bombagem para armazenamento em centrais hídricas de albufeira [59].....	3
Fig. 1.4 – Quota de combustíveis utilizados para a produção de electricidade em 1973 e 2006 excluindo a bombagem para armazenamento em centrais hídricas de albufeira [59].....	4
Fig. 1.5 – Preços de referência do crude de petróleo em USD/barril [59].....	4
Fig. 1.6 – Custos de importação de carvão em USD/ton [59].....	4
Fig. 1.7 – Preços de importação de gás natural em USD/MBtu [59].....	5
Fig. 1.8– Consumo total Ibérico para o dia 7 de Julho de 2008 [48].....	6
Fig. 1.9– Consumo total para Portugal para o dia 7 de Julho de 2008 [48].....	6
Fig. 1.10– Produção em regime especial proveniente da PRE para Portugal em 7 de Julho de 2008 [48].....	7
Fig. 1.11 – Produção de electricidade por fonte de energia para Portugal [60].....	8
Fig. 1.12 – Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis em Portugal (TWh) [110].....	8
Fig. 1.13 – Pormenor da evolução da produção de energia eléctrica a partir das fontes de energia renovável com maior peso (GWh) de Jul/07 a Jul/08 - Portugal Continental [110].....	8
Fig. 1.14– Capacidade total instalada de fotovoltaico em Portugal no fim de 2009 [57].....	14
Fig. 1.15– Evolução das tarifas para a energia eólica entre 1998 e 2007 [58].....	16
Fig. 1.16 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal Continental (MW) [110].....	16
Fig. 1.17 – Sistema fotovoltaico na cobertura do parque de estacionamento e fachada do Edifício Solar XXI, INETI [112].....	18
Fig. 1.18– Sistema Híbrido do Campus do INETI.....	19
Fig. 2.1 – Irradiação global total anual incidente em módulos fotovoltaicos orientados a Sul com a inclinação óptima e energia produzida por kW de PV instalado assumindo um índice de performance de 0.75 [141].....	22
Fig. 2.2 – Irradiação global total anual e energia produzida por kW de PV instalado assumindo um índice de performance de 0.75 para Portugal [141].....	23
Fig. 2.3 – Rede de locais cujas séries de dados foram utilizadas na simulação do índice de produção (Yr).....	24
Fig. 2.4– Mapas de produção anual em kWh/Wp para sistemas fotovoltaicos. (a) Sistemas ligados à rede com inclinação 20° Sul. (b) Sistemas ligados à rede instalados em fachadas viradas a Sul.....	24
Fig. 2.5 – Ângulos de inclinação de sistemas PV fixos, ligados à rede, que maximizam a produção anual de energia [56].....	25
Fig. 2.6 – Favorecimento do Verão ou Inverno de acordo com a inclinação dos módulos fotovoltaicos [7].....	26
Fig. 2.7 – Variação com a inclinação da energia média diária incidente numa superfície virada a Sul em Lisboa (gráfico da autora).....	26
Fig. 2.8 – Percorso da radiação na atmosfera: X – percurso com ângulo de zénite = 0° (AM1); Y – percurso com ângulo de zénite ≠ 0° X.....	27
Fig. 2.9 – Espectro ASTM G173-03 para a radiação extraterrestre e para a radiação global na horizontal [53].....	28
Fig. 2.10 – Espectro de referência para a caracterização de módulos fotovoltaicos.....	28
Fig. 2.11- Diagrama de bandas de energia de um semicondutor [7].....	29
Fig. 2.12- Repartição espectral da radiação solar extraterrestre e utilização do espectro pelo silício [7].....	30
Fig. 2.13- Princípio de funcionamento dos dispositivos fotovoltaicos [7].....	32
Fig. 2.14- Estrutura de uma célula fotovoltaica [45].....	32
Fig. 2.15– (a) Lingote de silício monocristalino [153], (b) Lingote de silício multicristalino [51].....	35
Fig. 2.16 – Células de silício cristalino [47].....	36
Fig. 2.17 – Ligação das células num módulo [119].....	36
Fig. 2.18– Módulo fotovoltaico de silício amorfo, Kaneka GEA211, $P_{STC} = 60\text{ W}$ .....	37
Fig. 2.19– Células flexíveis de Disseleneto de Cobre Índio Gálio [46].....	38
Fig. 2.20 - Evolução da eficiência das células PV das várias tecnologias [76].....	40
Fig. 2.21– Quotas de mercado das diferentes tecnologias no final de 2008 – dados retirados de [89].....	42
Fig. 2.22– Evolução das quotas de mercado para as diferentes tecnologias – dados retirados de [89].....	42
Fig. 2.23– Circuito Eléctrico Equivalente para uma célula fotovoltaica ideal (Eq. 2.4).....	44
Fig. 2.24– Esquema Eléctrico Equivalente de uma célula fotovoltaica.....	45
Fig. 2.25- Variação da Curva I(V) de uma célula PV com a irradiância e a temperatura (gráficos da autora).....	49
Fig. 2.26- Variação da Curva I(V) com o aumento das resistências série e paralelo [37].....	50
Fig. 2.27 – Variação do ponto de máxima potência de uma célula PV com a irradiância (200 W/m <sup>2</sup> , 600 W/m <sup>2</sup> e 1000 W/m <sup>2</sup> ) e com a temperatura (25°C, 40°C e 70°C) (gráfico da autora).....	54
Fig. 2.28– Aproximação ao máximo da curva de potência do módulo PV [6].....	55
Fig. 2.29– Fluxograma do método MPPT da condutância incremental [66].....	57
2.30- Método MPPT da condutância incremental [149].....	58
Fig. 2.31 – Divisão do intervalo no algoritmo da secção dourada.....	59

Fig. 3.1– Mapa do vento para a Europa Ocidental [33].....	62
Fig. 3.2– Mapa de intensidade de vento para 80 m de altura [21] .....	63
Fig. 3.3– Mapa com as Rosas de Ventos a 80 m de altura [20].....	63
Fig. 3.4– Variação da velocidade do vento com a altitude na sub-camada logarítmica [131] .....	65
Fig. 3.5– Função Densidade de Probabilidade de Weibull – (a) $c = 6$ m/s e $k_1 = 2$ ; $k_2 = 4$ ; $k_3 = 6$ ; (b) ( $k = 3$ e $c_1 = 5$ m/s; $c_2 = 7$ m/s; $c_3 = 9$ m/s).....	68
Fig. 3.6– Espectro horizontal de Van de Hoven com a inclusão do pico anual ( $z \sim 100$ m) [30] .....	70
Fig. 3.7– Variações da velocidade do vento devidas à turbulência - medidas no sistema de teste do INETI .....	71
Fig. 3.8– Mapa com o número de horas equivalentes à potência nominal (NEPs) para aerogeradores com o rotor a 80 m de altura, 90 m de diâmetro de pás e 2300 kW de potência nominal [21] .....	73
Fig. 3.9– Caso ideal em que $v_1 = v_2$ .....	74
Fig. 3.10– Caso real em que $v_1 > v_2$ .....	74
Fig. 3.11 – Coeficiente de Potência em função da TSR.....	76
Fig. 3.12– Variação do Coeficiente de potência com $\lambda$ e $\beta$ [78] .....	77
Fig. 3.13– Secção anelar do rotor e respectivo elemento de pá [8].....	78
Fig. 3.14– Perfil aerodinâmico e forças actuantes na pá em equilíbrio.....	79
Fig. 3.15 – Aerogerador de eixo horizontal com 3 pás .....	83
Fig. 3.16 – Aerogeradores com diferente número de pás [85] .....	83
Fig. 3.17– Configuração <i>upwind</i> (à esquerda) e <i>downwind</i> (à direita) [131] .....	84
Fig. 3.18– Aerogeradores de eixo vertical, (a) Savonius, (b) Darrieus [55] .....	84
Fig. 3.19– Coeficiente de potência de diferentes configurações de rotores em função da TSR (adaptado de [42]) .....	85
Fig. 3.20– Exemplo de uma curva de potência para um aerogerador.....	86
Fig. 3.21– Curvas de potência para aerogeradores com diferentes estratégias de limitação de potência e velocidade angular [153].....	89
Fig. 3.22– Configurações de Sistemas Eólicos Ligados à Rede Eléctrica, adaptado de [114] e [131].....	91
Fig. 3.23– Binário de referência em função da velocidade angular com as 3 zonas de funcionamento das turbinas de velocidade variável com MPT [12] .....	95
Fig. 3.24– Variação da potência da turbina com $v_v$ e $\omega_r$ [79] .....	96
Fig. 3.25 – Circuito equivalente da máquina síncrona de ímãs permanentes em coordenadas dq, no referencial do rotor [96].....	97
Fig. 3.26– Aerogerador com GIP ligado a um rectificador, conversor c.c./c.c. e inversor .....	99
Fig. 3.27– Aerogerador com GIP ligado a um rectificador controlado e a um inversor .....	99
Fig. 4.1 – Esquema de Controlo com Intervalo de Histerese na Regulação da Carga [74].....	109
Fig. 4.2 – Regulador Série com controlo de carga e descarga [26] .....	111
Fig. 4.3 – Regulador Shunt com controlo de carga e descarga [26].....	112
Fig. 4.4 – Sistema de regulação para um aerogerador utilizando <i>Dump Load</i> .....	114
Fig. 4.5 – Sistema de regulação de carga para um aerogerador com conversor c.c./c.c. redutor .....	114
Fig. 4.6 – Circuito do conversor c.c./c.c. redutor (Buck) [108] .....	115
Fig. 4.7 – Formas de onda do conversor c.c./c.c. redutor (Buck) em MCC [108].....	116
Fig. 4.8 – Conversor rectificador por ponte de díodos com fonte de corrente no lado contínuo .....	119
Fig. 4.9 – Formas de onda de tensão e corrente no rectificador a díodos com uma fonte de corrente como carga [90] .....	121
Fig. 4.10 – Conversor rectificador por ponte de díodos considerando indutância da fonte e carga resistiva .....	122
Fig. 4.11 – Definição das funções $g_k$ ( $k=a, \dots, c$ ) .....	123
Fig. 4.12 – Inversor monofásico em ponte completa com filtro LC, transformador e carga resistiva .....	124
Fig. 4.13 – Modulação Bipolar (a) e Unipolar (b) [116].....	126
Fig. 4.14 – Variação das curvas de rendimento de um inversor em função de FP e de $P_{out}$ [144] .....	132
Fig. 5.1- Esquema do sistema híbrido fotovoltaico/eólico do INETI .....	135
Fig. 5.2- Painel fotovoltaico do sistema híbrido do INETI – 10 módulos Isofotón 55 ML num total de 530 W.....	136
Fig. 5.3– Curva característica medida (vermelho), curva convertida para as condições STC (roxo) e curva de potência (azul) – Módulo Isofotón ML 55.....	137
Fig. 5.4– Aerogerador Aerocraft 752 .....	138
Fig. 5.5 - Curva de potência do aerogerador acoplado ao conjunto rectificador+conversor em função da velocidade do vento.....	139
Fig. 5.6 – Protecção do aerogerador por rotação de 90° da hélice [23].....	139
Fig. 5.7 - Curva de potência da turbina com gerador de ímãs permanentes acoplada ao par rectificador + conversor em função da rotação do rotor da turbina ( $\omega_r$ ).....	141
Fig. 5.8 – Variação da amplitude e frequência das tensões de fase do aerogerador.....	141
Fig. 5.9 – Impedância Equivalente do Circuito de Rectificação e Regulação .....	142
Fig. 5.10 – Amplitude da tensão simples de fase .....	142
Fig. 5.11 - Bateria de ácido-chumbo de 24 V do sistema híbrido do INETI.....	143
Fig. 5.12 – Regulador de carga fotovoltaico do sistema de teste.....	144
Fig. 5.13 – Formas de onda à entrada do regulador PV - regulador parcialmente ao corte.....	145
Fig. 5.14 – Comparação entre a tensão do painel de módulos e a tensão da bateria.....	146
Fig. 5.15 – Regulação da energia produzida pelo painel fotovoltaico .....	147
Fig. 5.16 – Corrente e tensão da bateria durante o período de regulação de carga.....	147

Fig. 5.17 – Regulador de carga eólico .....	148
Fig. 5.18 – Forma de onda da corrente de fase aos terminais do aerogerador.....	149
Fig. 5.19 – Regulação da energia produzida pelo aerogerador .....	150
Fig. 5.20 – Inversor do sistema híbrido do INETI, campus do Lumiar ( $P_{nom} = 1200 W$ ).....	151
Fig. 5.21 – Esquema de ensaio para encontrar a curva de rendimento do inversor.....	151
Fig. 5.22– Curvas de rendimento para o inversor autónomo do sistema híbrido do INETI.....	152
Fig. 5.23 – Ajuste ao modelo polinomial para cargas resistivas .....	153
Fig. 5.24 – Ajuste ao modelo polinomial para cargas com componente reactiva .....	153
Fig. 5.25 – Formas de onda da tensão e corrente para uma carga resistiva .....	154
Fig. 5.26 – Espectro harmónico da tensão (a) e corrente (b) para uma carga resistiva .....	155
Fig. 5.27 – Formas de onda da tensão e corrente para uma carga não linear.....	155
Fig. 5.28 – Espectro harmónico da tensão (a) e corrente (b) para uma carga não linear .....	156
Fig. 5.29 – Tensão e corrente à saída do inversor para uma carga capacitiva .....	156
Fig. 5.30 – Espectro harmónico da tensão e corrente uma carga indutiva .....	157
Fig. 5.31 – Corrente à entrada do inversor para uma carga resistiva de 900 W.....	157
Fig. 5.32 – Irradiação média diária global no plano do painel fotovoltaico .....	158
Fig. 5.33 – Índices de desempenho para o painel fotovoltaico.....	160
Fig. 5.34 – Rendimento diário do painel fotovoltaico .....	160
Fig. 5.35 – Máximos e mínimos diários da tensão da bateria.....	161
Fig. 5.36 – Densidade de Probabilidade de Weibull - INETI Lumiar .....	162
Fig. 5.37 – Rosa de Vento (a) e Distribuição de Weibull (b) - local do sistema de teste .....	162
Fig. 5.38 – Rendimento diário do aerogerador.....	163
Fig. 5.39 – Energia disponível para cada um dos sistemas de geração .....	164
Fig. 5.40 – Energia total produzida pelo sistema híbrido.....	165
Fig. 5.41 – Balanço anual de energia para o ano de 2005 .....	165
Fig. 6.1 – Característica de descarga de uma bateria [146].....	168
Fig. 6.2 – Comparação entre os valores reais da tensão da bateria com os valores simulados .....	169
Fig. 6.3- Modelo do painel de 10 módulos de 53 W cada.....	170
Fig. 6.4- Comparação da corrente real e simulada para o painel do sistema híbrido do INETI .....	171
Fig. 6.5 – Modelo detalhado para o regulador fotovoltaico.....	172
Fig. 6.6 – Irradiância e temperatura ambiente .....	173
Fig. 6.7 – Comparação entre a tensão da bateria medida e simulada.....	173
Fig. 6.8 – Comparação entre os valores experimentais e simulados de $V_{pv}$ e $I_{pv}$ .....	174
Fig. 6.9 – Pormenor do efeito da actuação do regulador de carga fotovoltaico em $V_{pv}$ e .....	175
Fig. 6.10 – Comparação entre a potência medida e simulada .....	175
Fig. 6.11 – Ajuste da função para o coeficiente de potência do aerogerador, $C_p(\lambda)$ .....	177
Fig. 6.12 – Curva experimental de $C_p$ em função da velocidade do vento .....	178
Fig. 6.13 – Modelo do aerogerador com gerador de ímanes permanentes.....	179
Fig. 6.14 – Pormenor do subsistema do gerador de ímanes permanentes .....	179
Fig. 6.15 – Modelo do Rectificador a díodos com carga RC .....	180
Fig. 6.16 – Formas de onda do rectificador a díodos com carga RC.....	181
Fig. 6.17 – Conversor c.c./c.c. redutor.....	182
Fig. 6.18 – Pormenor do conversor c.c./c.c. redutor utilizado no regulador .....	182
Fig. 6.19 – Tensão à saída, corrente na bobine e corrente à saída – conversor redutor .....	182
Fig. 6.20 – Modelo do regulador de carga eólico – conversor redutor e algoritmo de regulação .....	183
Fig. 6.21 – Pormenor do conversor c.c./c.c. redutor utilizado no regulador eólico .....	184
Fig. 6.22 – Modelo em simulink para o inversor monofásico .....	184
Fig. 6.23 – Pormenor do subsistema Inversor + Filtro + Transformador + Condensador // Carga.....	185
Fig. 6.24 – Tensão e corrente à entrada (a) e à saída (b) do inversor – carga resistiva .....	186
Fig. 6.25 – Espectro Harmónico da tensão e corrente do inversor - carga resistiva .....	186
Fig. 6.26 – Potência aparente, activa e reactiva da carga – carga resistiva .....	187
Fig. 6.27 – Comparação entre a tensão de referência e a tensão de saída do inversor – carga resistiva .....	187
Fig. 6.28 – Tensão e corrente à entrada (a) e à saída (b) do inversor .....	188
Fig. 6.29 – Espectro Harmónico da tensão e corrente do inversor - carga resistiva .....	188
Fig. 6.30 – Potência aparente, activa e reactiva da carga .....	189
Fig. 6.31 – Comparação entre a tensão de referência e a tensão de saída do inversor .....	189
Fig. 6.32 – Comparação da tensão de saída do inversor para uma carga resistiva e indutiva .....	190
Fig. 6.33 – Modelo Simplificado do sistema .....	192
Fig. 6.34 – Temperatura Ambiente em Janeiro de 2008 .....	193
Fig. 6.35 – Irradiância medida em Janeiro de 2008.....	193
Fig. 6.36 – Evolução do estado de carga da bateria ao longo do mês de Janeiro de 2008 .....	194
Fig. 6.37 – Corrente proveniente do fotovoltaico após regulação – Janeiro de 2008 .....	194
Fig. 6.38 – Pormenor da corrente fotovoltaica regulada – Janeiro de 2008 .....	195

Fig. 6.39 – Corrente da bateria – Janeiro de 2008 .....	195
Fig. 6.40 – Tensão da bateria – Janeiro de 2008 .....	196
Fig. 6.41 – Comparação da energia produzida simulada e experimental - Janeiro de 2008 .....	197
Fig. 6.42 – Temperatura Ambiente no mês de Julho de 2007 .....	197
Fig. 6.43 – Irradiância medida em Julho de 2007 .....	198
Fig. 6.44 – Velocidade do vento em Julho de 2007 .....	198
Fig. 6.45 – Evolução do estado de carga da bateria ao longo de Julho de 2007 .....	198
Fig. 6.46 – Corrente fotovoltaica regulada - Julho de 2007 .....	199
Fig. 6.47 – Pormenor da corrente fotovoltaica regulada - Julho de 2007 .....	199
Fig. 6.48 – Corrente eólica regulada - Julho de 2007 .....	200
Fig. 6.49 – Corrente da bateria - Julho de 2007 .....	201
Fig. 6.50 – Tensão da bateria - Julho de 2007 .....	201
Fig. 6.51 – Comparação entre a energia produzida simulada e medida - Julho de 2007 .....	202
Fig. 6.52 – Indicação do painel de módulos da fachada do edifício Solar XXI utilizado nas simulações [112] .....	203
Fig. 6.53 – Valores medidos de irradiância e temperatura e comparação da corrente e tensão medidas e simuladas para o mês de Agosto de 2005 .....	205
Fig. 6.54 – Comparação da corrente medida e simulada para a semana entre 15 e 22 de (à esquerda) e o dia 17 (à direita) de Agosto de 2005 .....	205
Fig. 6.55 – Comparação da tensão medida e simulada para a semana entre 15 e 22 de (à esquerda) e o dia 17 (à direita) de Agosto de 2005 .....	206
Fig. 6.56 – Comparação da potência medida e simulada para a totalidade do mês (à esquerda) e para a semana entre 15 e 22 (à direita) de Agosto de 2005 .....	206
Fig. 6.57 – Comparação da potência medida e simulada para o dia 17 de Agosto de 2005 .....	207
Fig. 6.58 – Valores medidos de irradiância e temperatura e comparação da corrente e tensão medidas e simuladas para o mês de Dezembro de 2005 .....	208
Fig. 6.59 – Comparação da corrente medida e simulada para a semana entre 15 e 22 de (à esquerda) e o dia 17 (à direita) de Dezembro de 2005 .....	209
Fig. 6.60 – Comparação da tensão medida e simulada para a semana entre 15 e 22 de (à esquerda) e o dia 17 (à direita) de Dezembro de 2005 .....	209
Fig. 6.61 – Comparação da potência medida e simulada para a totalidade do mês (à esquerda) e para a semana entre 15 e 22 (à direita) de Dezembro de 2005 .....	210
Fig. 6.62 – Comparação da potência medida e simulada para o dia 17 de Dezembro de 2005 .....	210
Fig. 7.1– Micro-rede da ilha grega de Kythnos [41] .....	214
Fig. 7.2– Possibilidades de acoplamento em sistemas de geração distribuída [87] .....	216
Fig. 7.3– Esquema da Rede da Aldeia .....	217
Fig. 7.4– Diagrama de carga da aldeia nos dias de semana .....	219
Fig. 7.5– Diagrama de carga da aldeia nos dias de fim-de-semana .....	219
Fig. 7.6– Características do recurso eólico do local considerado .....	222
Fig. 7.7– Curva de potência do aerogerador Proven 2.5 .....	222
Fig. 7.8 – Dados Meteorológicos – irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento .....	224
Fig. 7.9 – Geração fotovoltaica e eólica no dia juliano 363 .....	224
Fig. 7.10 – Geração fotovoltaica e eólica no dia juliano 154 .....	225
Fig. 7.11– Esquema equivalente em $\pi$ da linha .....	227
Fig. 7.12– Fluxograma do método iterativo de cálculo de trânsito de energia .....	231
Fig. 7.13 – Esquema em Simulink do modelo utilizado para rede com transmissão em c.a. .....	239
Fig. 7.14 – Esquema em Simulink do modelo utilizado para rede com transmissão em c.c. .....	240
Fig. 7.15 – Produção de fotovoltaico e eólica ao longo do ano – c.a. ....	243
Fig. 7.16 – Evolução da tensão e estado de carga da bateria ao longo do ano – c.a. ....	243
Fig. 7.17 – Valores anuais acumulados: (a)Energia produzida pelas fontes renováveis; (b)Energia Consumida; (c)Energia renovável desperdiçada, (d) Energia pedida pela carga e não fornecida pelo sistema - c.a. ....	244
Fig. 7.18 – Produção de fotovoltaico e eólica ao longo do ano – c.c. ....	245
Fig. 7.19 – Evolução da tensão e estado de carga da bateria ao longo do ano – c.c. ....	246
Fig. 7.20 – Valores anuais acumulados: (a)Energia produzida pelas fontes renováveis; (b)Energia consumida; (c)Energia renovável desperdiçada, (d) Energia pedida pela carga e não fornecida pelo sistema - c.c. ....	246
Fig. 7.21 – Desempenho anual do sistema – sistema em c.a. com Bateria BP 1850 S e $P_{pv}=6.4$ kW .....	249
Fig. 7.22 – Desempenho anual do sistema – sistema em c.c. com Bateria BP 1850 S e $P_{pv}=6.4$ kW .....	249
Fig. 10.1 - Esquema de transformações de que se compõe a transformada de Park .....	269
Fig. 10.2– Variação do coeficiente de potência em função de $v_2/v_1$ [131] .....	273

# SIMBOLOGIA

## Siglas

AG	Gerador Assíncrono
BEM	Blade Element Momentum / Momento do Elemento da Pá
BHS	Bulk Heterojunction Solar Cells
BIPV	Building Integrated Photovoltaic
BT	Baixa tensão
c.a.	Corrente Alternada
c.c.	Corrente Contínua
CdR	Combustíveis derivados de Resíduos
CE	Caixa de Engrenagens / Caixa de Velocidades
DFIG	Doubly-Fed Induction Generator
DL	Decreto Lei
DR	Declaração de Rectificação
DSS	Dye-Sensitized Solar Cells
EG	Energy Generator
ER	Energias Renováveis
ETAR	Estação de Tratamento de Águas Residuais
FF	Fill Factor
FP	Factor de Potência
GIP	Gerador de Ímanes Permanentes
GPIB	General Purpose Interface Bus
GSS	Golden Section Search
Hybrid2	Programa de simulação para sistemas híbridos
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IncCond	Incremental Conductance
INE	Instituto Nacional de Estatística
MARL	Mercado Abastecedor da Região de Lisboa
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MIDA	Máquina de Indução Duplamente Alimentada
MIGE	Máquina de Indução de Gaiola de Esquilo
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MSIP	Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes
MT	Média tensão
NEP	Número de Horas Equivalentes à Potência Nominal
NOCT	Normal Operating Cell Temperature
NPR	Nível de penetração renovável
PCH	Pequena Central Hídrica
PD	Produção descentralizada
PI	Compensador Proporcional Integral
PR	Performance Ratio
PRE	Produção em Regime Especial
PV	Photovoltaic
PVS	Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar
PVSYST	Programa de simulação para sistemas fotovoltaicos
PWM	Pulse Width Modulation
RCCTE	Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios

RCM	Resolução do Conselho de Ministros
RETScreen	Programa de cálculo em Excel para sistemas com fontes renováveis
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SG	Gerador Síncrono
SI	Sistema Internacional de Unidades
SISOTOOL	Single Input Single Output design TOOL
SOC	State Of Charge – Estado de carga
STC	Standart Test Conditions
TRY	Test Reference Year
TSR	Tip Speed Ratio
VRLA	Valve Regulated Lead Acid Battery

### Letras Latinas

$a$	Factor de interferência axial	-
$a'$	Factor de interferência tangencial	-
$a_{bat}$	Tensão de polarização	V
$A$	Área varrida pelas pás	m <sup>2</sup>
$Ah_{arm}$	Ampére-hora armazenados na bateria	Ah
$A_{mod}$	Área do módulo fotovoltaico	m <sup>2</sup>
$B$	Constante de amortecimento do sistema mecânico	N.s/m
$B_{ij}$	Susceptância	S
$[B]$	Matriz das susceptâncias nodais	S
$[B']$	Matriz das susceptâncias nodais negada	S
$c$	Parâmetro de escala; velocidade característica do vento	m/s
$c_l$	Velocidade da luz no vácuo	m/s
$c_t$	Corda do perfil aerodinâmico ou da secção de pá	m
$C$	Capacitância do condensador	F
$C_{Lsus}(\alpha)$	Coefficiente de sustentação do perfil aerodinâmico ou da secção de pá	-
$C_{Darr}(\alpha)$	Coefficiente de arrasto do perfil aerodinâmico ou da secção de pá	-
$C_p$	Coefficiente de potência	-
$C_{100}$	Capacidade nominal da bateria para uma descarga de 100 h	Ah
$d$	Estado de comutação do semiconductor	-
$d_K$	Estado de condução do semiconductor k	-
$d(s)$	Factor de ciclo	-
$D$	Componente contínua do factor de ciclo	-
$dD_{arr}$	Força de arrasto por unidade de comprimento	N/m
$e_k$	Tensão no braço k do rectificador	V
$e_v$	Erro da tensão	V
$e_i$	Erro da Corrente	A
$E$	Amplitude da tensão da fonte de tensão contínua	V
$E_{anual}$	Produção de energia anual	Wh
$E_{ca}$	Energia Útil Produzida	Wh
$E_c$	Energia da banda de condução num semiconductor	eV
$E_{disp}$	Energia disponível no vento	Wh
$E_g$	Energia do hiato num semiconductor	eV
$E_v$	Energia da banda de valência num semiconductor	eV

$f(\bar{v}_v)$	Função densidade de probabilidade de Weibull	-
$f_S$	Frequência de comutação do conversor	Hz
$F_a$	Força axial de uma secção de pá por unidade de comprimento	N
$F_A$	Força axial do rotor	N
FP	Factor de Potência	-
$F_R$	Força resultante	N
$F_t$	Força tangencial que contribui para o binário da turbina	N
$F(v)$	Função de probabilidade acumulada de Weibull	-
G	Condutância do módulo fotovoltaico	S
$[G]$	Matriz das condutâncias nodais	S
$G_I$	Irradiância solar global na superfície da Terra	W/m <sup>2</sup>
$G_{ij}$	Condutância da linha entre o nó $i$ e o nó $j$	S
$G_{REF}$	Irradiância solar global medida nas condições de referência	W/m <sup>2</sup>
$h$	Constante de Planck	eVs
$H_i$	Irradiação solar incidente	Wh/m <sup>2</sup>
$i$	Índice do nó de emissão	-
$i_C(t)$	Corrente no condensador	A
$i_d$	Correntes do estator no eixo directo	A
$i_{dc}$	Corrente do lado contínuo	A
$i_k$	Corrente em cada fase $k$	A
$i_L(t)$	Corrente que passa pela bobine	A
$i_q$	Correntes do estator no eixo de quadratura	A
$i_r$	Corrente que percorre o rotor	A
$i_0$	Corrente de saída	A
$I_{10}$	Corrente para uma descarga da bateria a corrente constante durante 10 h	A
$I$	Intensidade de corrente	A
$I_{bat}$	Corrente da bateria	A
$I_{BATexp}$	Valor experimental da corrente da bateria	A
$I_{BATsim}$	Valor simulado da corrente da bateria	A
$I_C$	Componente contínua da corrente do condensador	A
$I_D$	Corrente que atravessa o diodo	A
$I(k)$	Corrente no instante $k$	A
$I_L$	Componente contínua da corrente da bobine	A
$I_{MP}$	Corrente de máxima potência	A
$I_o$	Corrente de saturação	A
$I_P$	Corrente relativa à resistência paralela	A
$I_{PV}$	Corrente do gerador fotovoltaico	A
$I_{PVREF}$	Corrente do gerador fotovoltaico nas condições de referência	A
$I_{rect}$	Corrente à saída do rectificador	A
$I_{REF}$	Corrente medida nas condições de referência	A
$I_{sc}$	Intensidade de corrente de curto-circuito	A
$I_{scREF}$	Intensidade de corrente de curto-circuito nas condições de referência	A
$I_T$	Factor adimensional de intensidade de turbulência	-
$j$	Índice do nó de recepção	-
$J_g$	Momento de inércia equivalente do gerador	Kg.m <sup>2</sup>
$J^k$	Jacobiano	-
$J_{mu}$	Momento de inércia da massa girante (pás+rotor + gerador)	Kg.m <sup>2</sup>
$J_t$	Momento de inércia equivalente do rotor da turbina (pás+rotor)	Kg.m <sup>2</sup>
$k_B$	Constante de Boltzmann	J°K

$k_{ij}$	Linha que liga o nó $i$ ao $j$	-
$k$	Parâmetro de forma, factor de forma que descreve a variabilidade em torno da média anual da velocidade do vento	-
$K$	Coefficiente de perdas do inversor	-
$L$	Indutância	H
$L_{lr}$	Indutância do rotor	H
$L_{ls,q}$	Indutância do estator	H
$L_M$	Indutância de magnetização	H
$L_{sd,q}$	Indutância do estator segundo o eixo $d$ e $q$	H
$dL_{sus}$	Força de sustentação por unidade de comprimento	N/m
$m$	Massa de ar que atravessa o rotor	kg
$n$	Factor de idealidade de uma célula fotovoltaica	-
$n_{h\_ano}$	Número de horas de um ano	h
$n_p$	Número de pás	-
$N$	Razão de transformação do transformador	-
$N_{CEL}$	Número de células ligadas em série no módulo	-
$N_{elem}$	Número de elementos da bateria de acumuladores	-
$p$	Número de pares de pólos	-
$P$	Potência activa	W
$[P]$	Vector das potências activas injectadas	W
$P_C$	Potência activa consumida	W
$P_{C_i}$	Potência activa consumida no nó $i$	W
$P_{disp}$	Potência disponível no vento na área varrida pelas pás	W
$P_e(\bar{v})$	Potência eléctrica à saída do aerogerador	W
$P_i$	Potência activa injectada no nó $i$	W
$P_{i,j}$	Potência activa que transita no ramo $i - j$	W
$P_G$	Potência activa gerada	W
$P_{G_i}$	Potência activa gerada no nó $i$	W
$P_L$	Perdas de potência activa na linha	W
$P_{med}$	Potência média transitada	W
$P_{medida}$	Potência medida do aerogerador	W
$P_{MP}$	Potência máxima do gerador fotovoltaico	W
$P_{nom}$	Potência nominal	W
$P_p$	Potência pico	W
$P_{real}$	Potência activa medida	W
$P_{sim}$	Potência activa simulada	W
$P_t$	Potência mecânica captada pelo aerogerador	W
$Q_{ar}$	Caudal de ar que atravessa o rotor	kg/s
$Q_C$	Potência reactiva consumida	var
$Q_{C_i}$	Potência reactiva consumida no nó $i$	var
$Q_G$	Potência reactiva gerada	var
$Q_{G_i}$	Potência reactiva gerada no nó $i$	var
$Q_i$	Potência reactiva injectada no nó $i$	var
$Q_{i,j}$	Potência reactiva que transita no ramo $i - j$	var
$r$	Distância ao eixo da secção de pá	m
$r_r$	Resistência do rotor	$\Omega$
$R_r$	Raio do rotor do aerogerador	m
$Ri_{bat}$	Resistência interna da bateria	$\Omega$

$R_L$	Resistência de perdas da bobine	$\Omega$
$R_p$	Resistência paralela de uma célula ou módulo fotovoltaico	$\Omega$
$R_{pá}$	Comprimento da pá	m
$R_s$	Resistência série do gerador fotovoltaico	$\Omega$
$R_{St}$	Resistência do estator	$\Omega$
$R_{TL}$	Resistência total da linha	$\Omega$
$s$	Escorregamento	-
$s(e,t)$	Superfície de deslizamento	-
$S_{Ci}$	Potência aparente consumida no nó $i$	VA
$S_{Gi}$	Potência aparente gerada no nó $i$	VA
$S_{i,j}$	Potência aparente emitida do nó $i$ para o nó $j$	VA
$S_{ij}^k$	Potência aparente transmitida na linha $k$ do nó $i$ para o nó $j$	VA
$S_{ji}^k$	Potência aparente transmitida na linha $k$ do nó $j$ para o nó $i$	VA
$S_L^k$	Perdas de potência aparente na linha $k$	VA
$t$	Instante de tempo	s
$T$	Temperatura	$^{\circ}\text{C}$
$T_{amb}$	Temperatura ambiente	$^{\circ}\text{C}$
$T_{CEL}$	Temperatura das células do módulo fotovoltaico	K
$T_e$	Binário electromagnético	N.m
$T_{REF}$	Temperatura das células fotovoltaicas nas condições de referência	$^{\circ}\text{C}$
$T_S$	Período de comutação	s
$T_t$	Binário mecânico da turbina	N.m
$U_{dc}$	Tensão contínua	V
$U_i$	Vector $i$ de tensão para o controlo vectorial do inversor	V
$U_k$	Tensão da fase $k$	V
$\bar{v}_{anual}$	Velocidade média anual do vento	m/s
$v_C(t)$	Modulante na modelação PWM	V
$v_{cut-in}$	Velocidade de vento mínima para o arranque do aerogerador	m/s
$v_{ds}$	Tensão do estator segundo o eixo directo (coordenadas dq)	V
$v_{qs}$	Tensão do estator segundo o eixo em quadratura (coordenadas dq)	V
$v_M(t)$	Portadora na modulação PWM	V
$v_{máx}$	Velocidade máxima de funcionamento (velocidade de <i>cut-out</i> )	m/s
$v_r$	Velocidade relativa do fluxo de ar	m/s
$v_v$	Velocidade do vento	m/s
$\bar{v}(z)$	Velocidade média do vento à altura $z$	m/s
$\bar{v}(z_R)$	Velocidade média do vento à altura de referência $z_R$	m/s
$v_L(t)$	Tensão aos terminais da bobine	V
$v_n$	Velocidade nominal	m/s
$v_{qr}$	Tensão no rotor segundo o eixo de quadratura	V
$v_{qs}$	Tensão no estator segundo o eixo de quadratura	V
$v_1$	Velocidade do vento a montante da turbina	m/s
$v_2$	Velocidade do vento a jusante da turbina	m/s
$V$	Componente contínua da tensão	V
$V_{Bat}$	Tensão aos terminais da bateria	V
$V_{BATexp}$	Valor experimental da tensão da bateria	V
$V_i$	Amplitude da tensão no nó $i$	V
$V_j$	Amplitude da tensão no nó $j$	V
$V(k)$	Tensão no instante $k$	V
$V_m$	Amplitude da tensão fase-neutro	V
$V_M$	Amplitude da portadora na modulação PWM	V

$V_{m\acute{a}x\_corr}$	Tensão limite corrigida	V
$V_{MP}$	Tensão de máxima potência	V
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto	V
$V_{oc\ REF}$	Tensão de circuito aberto medida nas condições de referência	V
$V_p$	Amplitude da tensão	V
$V_{rect}$	Amplitude da tensão rectificadora	V
$V_{ref}$	Tensão de referência	V
$V_{TH}$	Potencial térmico	J/C
$X_{ij}$	Reactância da linha que liga o nó $i$ ao $j$	$\Omega$
$Y_f$	Índice final	kWh/kWp
$y_{ii}$	Elementos diagonais da matriz das admitâncias nodais	S
$y_{ij}$	Elementos não diagonais da matriz das admitâncias nodais	S
$[Y]$	Matriz das admitâncias nodais	S
$Y_r$	Índice de referência	(kWh/m <sup>2</sup> )/ (kW/m <sup>2</sup> )
$Y_{Tk}$	Admitância transversal da linha $k$	S
$z$	Altura	m
$z_0$	Comprimento característico da rugosidade do solo	m
$Z$	Impedância	$\Omega$
$Z_{Lk}$	Impedância longitudinal	$\Omega$
$z_R$	Altura de referência	m
$Z_{th}$	Impedância equivalente de Thevenin	$\Omega$

### Letras Gregas

$\alpha$	Ângulo de ataque do perfil aerodinâmico	rad
$\alpha_{Bat}$	Coefficiente de variação da tensão da bateria com a temperatura	V/°C
$\alpha_{PV}$	Coefficiente de variação da corrente com a temperatura para o gerador fotovoltaico	A/°C
$\beta$	Ângulo de passo de pá	rad
$\beta_{PV}$	Coefficiente de variação da tensão com a temperatura para o gerador fotovoltaico	V/°C
$\gamma$	Coefficiente de variação da potência com a temperatura para o gerador fotovoltaico	W/°C
$\Delta G$	Varição da condutância do gerador fotovoltaico	S
$\Delta T$	Diferença de temperatura	°C
$\Delta V$	Incremento da amplitude da tensão	V
$\Delta \theta$	Incremento do argumento da tensão	°
$\varepsilon_{PV}$	Tolerância no método IncCond	V
$\varepsilon_{P,Q}$	Tolerância para o cálculo da potência	kW/kvar
$\varepsilon_o$	Termo constante da força electromotriz da bateria	V
$\eta$	Rendimento do módulo fotovoltaico	-
$\eta_E$	Rendimento europeu do inversor	-
$\eta_{inv}$	Rendimento do inversor	-
$\eta_{MPPT}$	Rendimento do método de MPPT	-
$\theta$	Argumento da tensão	rad
$[\theta]$	Vector dos argumentos das tensões	rad
$\theta_i$	Argumento da tensão para o nó $i$	rad

$\theta_j$	Argumento da tensão para o nó $j$	rad
$\lambda$	Razão de velocidades da ponta da pá	-
$\lambda_c$	Comprimento de onda de corte	$\mu\text{m}$
$\lambda_m$	Fluxo magnético	Wb
$\lambda_o$	Comprimento de onda	m
$\lambda_r$	Velocidade específica de uma secção considerada	m/s
$\rho$	Densidade do ar	$\text{kg/m}^3$
$\rho_{bat}$	Densidade do electrólito da bateria	$\text{g/cm}^3$
$\sigma_T$	Desvio padrão da velocidade do vento	m/s
$\tau$	Ângulo de passo da geometria da pá	rad
$\nu$	Frequência da radiação	Hz
$\varphi$	Número dourado	-
$\varphi_l$	Ângulo de defasagem entre as componentes fundamentais da tensão e corrente	rad
$\phi$	Ângulo de incidência de $V_r$	rad
$\omega_g$	Velocidade angular do gerador	rad/s
$\omega_r$	Velocidade angular do rotor do gerador	rad/s
$\omega_s$	Velocidade angular de sincronismo ou do estator do gerador	rad/s
$\omega_t$	Velocidade angular das pás da turbina	rad/s



## Introdução

Este trabalho pretende estudar e modelar micro-sistemas híbridos fotovoltaicos/eólicos cujos limites de produção sejam tipicamente de 50 kW para o painel fotovoltaico e 50 kW para o aerogerador, e a sua integração numa rede autónoma.

Serão desenvolvidos modelos que possam vir a ser utilizados na optimização do dimensionamento de sistemas híbridos, originando a criação de ferramentas informáticas auxiliares de projecto. No dimensionamento de um sistema híbrido pretende-se determinar em função dos recursos disponíveis, a configuração óptima que conduz à produção da quantidade de energia desejada para alimentar a rede autónoma.

Em termos de dimensionamento de sistemas híbridos existem alguns programas no mercado como o HOMER (National Renewable Energy Laboratory - NREL), o Hybrid2 (Universidade de Massachusetts e NREL), PVS (Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar), PVSYST (Universidade de Genebra), RETScreen – aplicação para o microsoft excel (CANMET Centro de Tecnologia Energética, Recursos Naturais do Canadá), etc, com diferentes níveis de profundidade na modelação dos sistemas e permitindo a introdução de dados referentes aos equipamentos que se pretendem utilizar. No entanto, é de todo o interesse ter, a nível nacional, a competência para desenvolver programas semelhantes a estes, mas adaptados às especificidades de cada sistema em estudo e com a possibilidade de enquadrar novas evoluções nos componentes do sistema. Este trabalho contribui para a construção de uma aplicação para Matlab que permita otimizar e dimensionar sistemas híbridos.

Será estudado o comportamento dos vários elementos existentes num sistema híbrido fotovoltaico/eólico em regime permanente, módulos fotovoltaicos, aerogeradores, bateria de acumuladores, reguladores de carga e inversores.

O trabalho está dividido em 7 capítulos, no primeiro pretende-se alertar para a problemática do aumento do consumo de energia das populações e para a contribuição que as energias renováveis podem ter nas soluções que têm que ser encontradas para a resolução deste problema. Abordam-se os incentivos a nível nacional à produção de energia através de

fontes renováveis e indica-se a capacidade instalada em Portugal de solar fotovoltaico e eólica, as formas de produção de electricidade por via renovável em que se irá focar este trabalho. Por último introduzem-se os conceitos de sistema autónomo e sistema ligado à rede.

No segundo capítulo aborda-se a disponibilidade de recurso solar, o efeito fotovoltaico, as tecnologias disponíveis para a conversão de energia através de células e módulos fotovoltaicos, os parâmetros específicos dos módulos obtidos através da sua curva característica,  $I(V)$ . Mostra-se a variação desses parâmetros com as condições de irradiância e temperatura a que os módulos estão sujeitos, o circuito equivalente para um módulo fotovoltaico correspondente ao modelo que foi considerado, e as equações que o representam. Por último indicam-se alguns métodos de seguimento do ponto de máxima potência para controlar a tensão do conversor ligado aos terminais do módulo, estando um deles vocacionado para a utilização em simulações para valores médios de dados de irradiação e temperatura. Este último será implementado neste trabalho.

No terceiro capítulo mostra-se a disponibilidade do recurso eólico, a variabilidade do vento e a distribuição estatística que melhor a representa. Indicam-se as várias tecnologias existentes e as suas vantagens e desvantagens. Aborda-se a aerodinâmica de um aerogerador, a energia do vento que pode ser captada pela sua parte mecânica, a ligação entre a parte mecânica e o gerador eléctrico e as técnicas utilizadas para o controlo da potência produzida pelo aerogerador. Por fim é apresentado o modelo teórico para o aerogerador de ímanes permanentes .

No quarto capítulo descrevem-se alguns dos equipamentos de acumulação e conversão que podem ser utilizados em sistemas híbridos ligados a micro-redes, dependendo da configuração escolhida. Começa-se pelos acumuladores de energia necessários em sistema autónomos, descrevendo o modelo utilizado para a sua simulação. Seguidamente abordam-se os conversores de potência que servem como interface entre a produção renovável e o consumo, descrevendo os modelos para cada um desses componentes, reguladores de carga eólico e fotovoltaico, e inversor.

No quinto capítulo é feita a descrição dos equipamentos presentes no sistema híbrido autónomo de teste e apresentam-se resultados de alguns dos ensaios feitos a esses equipamentos. Faz-se ainda uma avaliação dos recursos renováveis disponíveis, tanto solar como eólico e analisa-se o desempenho do sistema.

No sexto capítulo são descritos os modelos para os vários componentes do sistema de teste implementados em Simulink e as alterações feitas aos modelos teóricos que foram sendo apresentados ao longo do capítulo 2, 3 e 4. Os modelos implementados têm duas vertentes

diferenciadas, uma vertente mais detalhada que permite a visualização das formas de onda de entrada e saída de cada um dos equipamentos, para comparação com as formas de onda observadas para cada um dos equipamentos do sistema de teste, e uma outra vertente simplificada para a modelação do comportamento do sistema global para períodos de tempo alargados. Neste capítulo é também efectuada a validação dos modelos simplificados, por comparação com dados recolhidos no sistema de teste, e a comparação de alguns dos modelos detalhados com resultados obtidos através de ensaios específicos. No final deste capítulo apresenta-se ainda a validação do modelo de seguimento de máxima potência pelo método da secção dourada através da comparação com dados reais medidos num sistema fotovoltaico ligado à rede eléctrica.

No sétimo capítulo aborda-se a integração de produção descentralizada em micro-redes autónomas. Pretende-se comparar o desempenho de uma rede em corrente alternada e em corrente contínua. Para tal, começa-se por resolver o trânsito de energia de forma a calcular as quedas de tensão e perdas nas linhas numa e noutra configuração. Em seguida utilizam-se modelos simplificados para cada equipamento do sistema na análise do comportamento dos dois sistemas durante um ano de funcionamento. A maioria dos modelos aí utilizados terá sido desenvolvida no capítulo anterior. Finalmente, comparam-se as vantagens e desvantagens encontradas para cada um dos casos.

Por fim, irá concluir-se sobre a aproximação dos modelos desenvolvidos ao comportamento real dos sistemas, serão listadas as contribuições originais deste trabalho e serão ainda indicados os pontos que podem ser melhorados e poderão servir como trabalho futuro.



## 1 Enquadramento do Trabalho

A queima de combustíveis fósseis para a produção de energia eléctrica tem como impacte ambiental mais importante a produção de dióxido de carbono. Este gás contribui activamente para o efeito de estufa, estando o seu teor na atmosfera correlacionado com o aumento da temperatura média do planeta. Algumas das consequências deste aumento de temperatura podem vir a ser, o aumento dos riscos de catástrofes provocadas por fenómenos atmosféricos, o derreter acelerado dos gelos polares e consequente subida do nível médio do mar, a migração da fauna marítima e terrestre, a migração de doenças, etc.

Com a crescente consciencialização dos povos em relação às consequências nefastas da produção de energia em centrais termoeléctricas através da queima de combustíveis fósseis, e dos perigos inerentes à produção de energia em reactores nucleares, e com o esgotar das reservas dos combustíveis fósseis, torna-se cada vez mais importante o desenvolvimento da produção de energia eléctrica através de outras fontes que não poluam o ambiente e satisfaçam as necessidades energéticas.

A produção de energia eléctrica de uma forma descentralizada utilizando energias renováveis (ER), para além de preservar recursos naturais, permite garantir a segurança e diversidade de fornecimento de energia, virtualmente sem impacte ambiental, contribuindo claramente para a diminuição da dependência energética nacional e para a criação de novos postos de trabalho, especialmente a nível local, estimulando o desenvolvimento regional.

Além disso os projectos de ER têm um carácter modular que lhes permite crescer, em cada caso, com o tempo e as necessidades, permitindo também diminuir o tempo entre a decisão e a implementação do projecto.

Alguns exemplos de aproveitamento de ER são a produção de electricidade a partir de centrais hidroeléctricas, o aproveitamento do potencial de pequenas nascentes de água com mini-hídricas, o uso de aeogeradores, de módulos fotovoltaicos, da geotermia, da energia das marés, da energia das ondas, a utilização da biomassa, do biogás e dos biocombustíveis.

Neste contexto, na directiva do Parlamento Europeu e do Conselho n.º 2001/77/CE foram propostas metas indicativas relativas à electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis. Para o caso de Portugal essa meta era de 39 % do consumo bruto de electricidade em 2010.

Em termos mundiais, celebrou-se um tratado internacional, o protocolo de Quioto, com a intenção de reduzir a emissão dos gases que provocam o efeito de estufa, considerados como causa antropogénica do aquecimento global. Este tratado entrou em vigor no início de 2005, após a ratificação por 55% dos países, que juntos, produzem 55% das emissões. Neste tratado é proposto um calendário de acordo com o qual os países nele participantes têm a obrigação de reduzir a emissão de gases de efeito de estufa, sendo as metas de redução diferenciadas para cada país.

## 1.1 Cenário Energético Mundial

A evolução desde o início da década de 70 até 2006, da utilização dos recursos energéticos disponíveis na natureza, normalmente designados por energia primária, a nível mundial é apresentada nas Fig. 1.1 e Fig. 1.2.

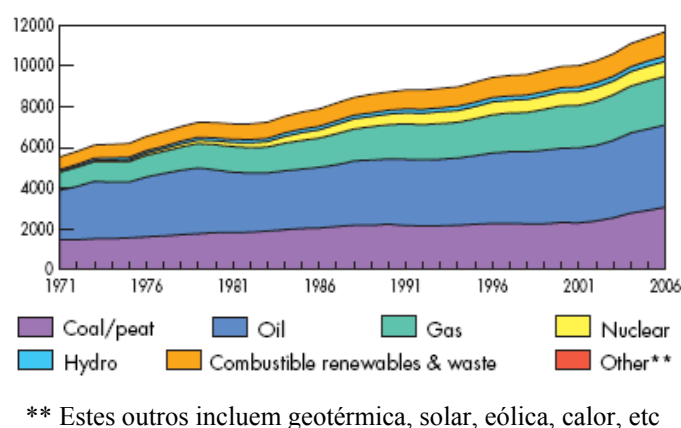
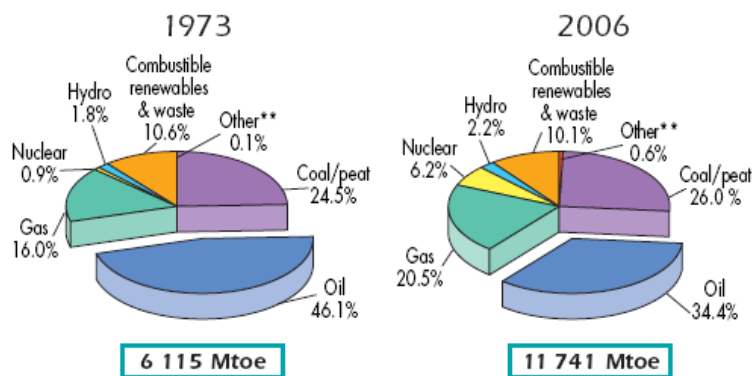


Fig. 1.1– Evolução entre 1971 e 2006 do fornecimento de energia primária total mundial por combustível (Mtoe)<sup>1</sup> [59]

Na Fig. 1.2 é feita a comparação da percentagem de energia primária por fonte em 1973 e em 2006, e é possível ver que os recursos usados de forma mais exaustiva continuam a ser o petróleo, o carvão e o gás, com uma quota total de 84.9% de toda a energia primária consumida em 2006.

<sup>1</sup> Mtoe – Mega tonelada equivalente de petróleo (em português – TEP), 1 TEP =  $47.1 \times 10^9$  J



\*\* Estes outros incluem geotérmica, solar, eólica, calor, etc

Fig. 1.2 – Quota de combustíveis utilizados como fonte da energia primária total em 1973 e 2006 [59]

Como este trabalho se vai basear na produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis, é interessante ver qual o peso destas fontes de energia na produção de electricidade. Como se pode ver nas Fig. 1.3 e Fig. 1.4, os combustíveis fósseis continuam a ser a fonte de energia mais utilizada para este fim, tendo a sua quota passado de 79.1% em 1973 para 66.9% em 2006, graças ao aumento de produção de electricidade em centrais nucleares. Em relação a esta fonte de energia, alguns países estão a retroceder relativamente à sua utilização devido aos custos ambientais ligados à gestão e armazenamento dos resíduos perigosos que a sua utilização origina e também devido aos custos de desactivação de centrais em fim de vida que não são internalizados no custo de produção de cada kWh.

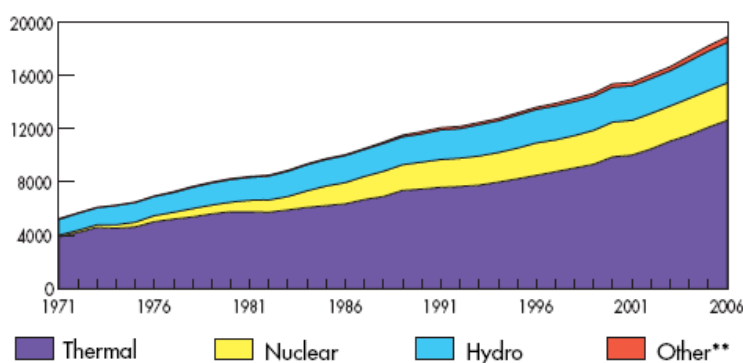


Fig. 1.3 – Evolução desde 1971 a 2006 da produção de electricidade mundial por combustível (TWh) - excluindo a bombagem para armazenamento em centrais hídricas de albufeira [59]

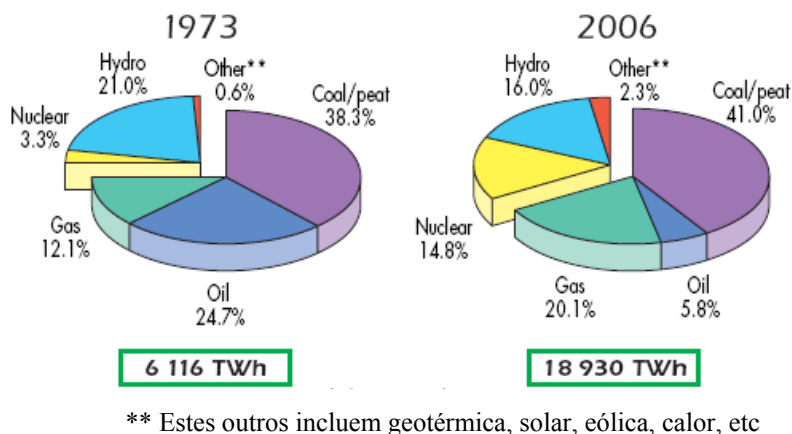


Fig. 1.4 – Quota de combustíveis utilizados para a produção de electricidade em 1973 e 2006 excluindo a bombagem para armazenamento em centrais hídricas de albufeira [59]

A contribuição das fontes renováveis para a produção de electricidade passou de 0.6% em 1973 para 2.3% em 2006, sendo ainda a quota menos significativa. No entanto, devido não apenas aos custos ambientais em termos de libertação de gases potenciadores do efeito de estufa, pelos combustíveis fósseis, mas também ao aumento de preço que estes combustíveis têm vindo a sofrer, como se pode ver nas Fig. 1.5, Fig. 1.6 e Fig. 1.7, cada vez mais a utilização de energias renováveis para a produção de electricidade se torna competitiva com as formas de produção utilizando fontes convencionais.

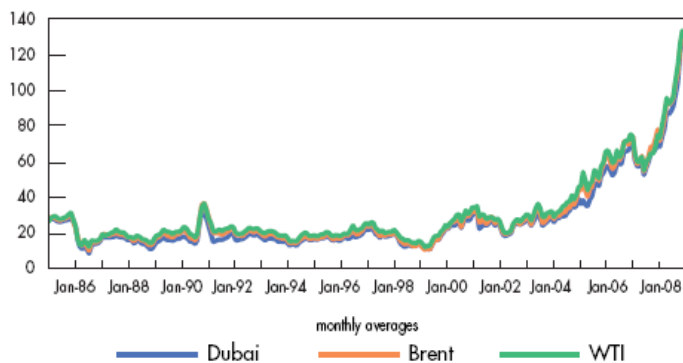


Fig. 1.5 – Preços de referência do crude de petróleo em USD/barril <sup>2</sup> [59]

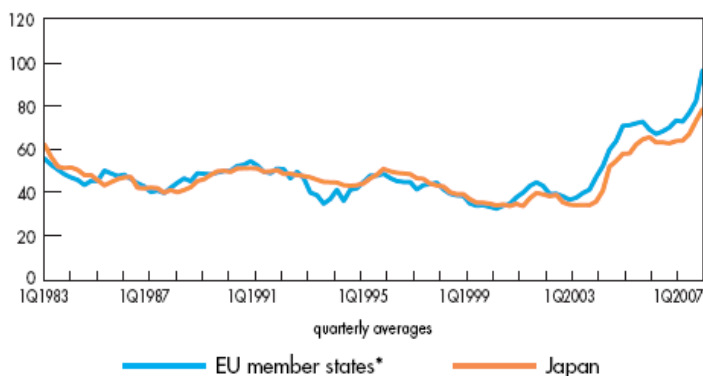
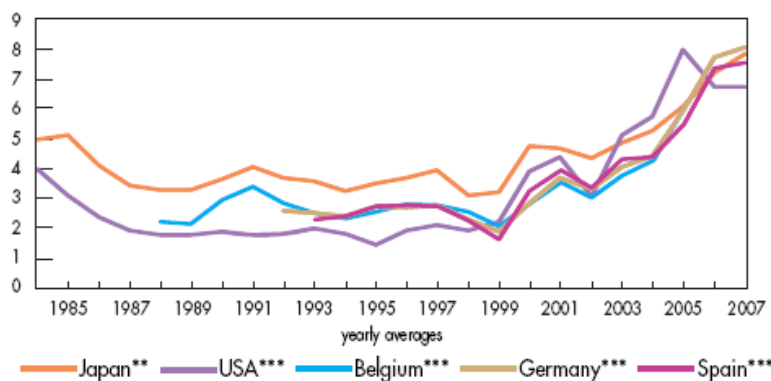


Fig. 1.6 – Custos de importação de carvão em USD/ton [59]

<sup>2</sup> USD – United States Dollar (Dólar Americano)



\*Estados membros da união europeia excluindo a Roménia e a Bulgária ; \*\*LNG<sup>3</sup>; \*\*\*Gasoduto

Fig. 1.7 – Preços de importação de gás natural em USD/MBtu<sup>4</sup> [59]

O preço do barril de petróleo ultrapassou a “barreira psicológica” dos 100 USD/barril no 1º semestre de 2008 e o carvão e o gás natural seguem esta tendência de subida de preços. A longo prazo vai tornar-se incomportável manter o sistema de produção de energia eléctrica, tal como está hoje, sendo urgente uma maior utilização dos recursos renováveis para ajudar a satisfazer o aumento de consumo de energia eléctrica, que continua a crescer nos países em vias de desenvolvimento, sendo disso exemplo a China e a Índia.

## 1.1 Cenário Energético em Portugal

Há algum tempo que os governos de Portugal e Espanha pretendem consolidar o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). O objectivo é o cumprimento da Directiva 2003/54/CE, que estabeleceu que a partir de 1 de Julho de 2007, qualquer consumidor no espaço europeu deverá poder adquirir energia eléctrica, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que actue num país europeu. No entanto, tal ainda não é possível, estando Portugal e Espanha a trabalhar em conjunto para atingir esse fim, disso é exemplo o Plano de Compatibilização Regulatória no Âmbito do MIBEL para a Harmonização da Metodologia de Cálculo das Tarifas de acesso às Redes [105], em fase de consulta pública desde Setembro de 2008.

Ao juntar os diagramas de consumo de Portugal e Espanha conseguem-se esbater um pouco os máximos de consumo devido à diferença horária entre os dois países. Espanha tem uma hora de avanço em relação a Portugal, os seus máximos de consumo irão ocorrer uma hora antes dos máximos de consumo portugueses. Como exemplo, mostram-se abaixo

<sup>3</sup> LNG – Liquefied Natural Gas (Gás Natural Liquefeito)

<sup>4</sup> Btu significa *british thermal unit* e 1 Btu equivale a 1 055.05585 J.

diagramas para um dia, do consumo total Ibérico - Fig. 1.8, e do consumo em Portugal - Fig. 1.9, com a indicação das fontes de energia utilizadas para a satisfação desse consumo. O gás natural e o carvão asseguram a base do diagrama e as centrais hídricas de albufeira e de fio de água contribuem para satisfazer os picos de consumo. A importação de energia em horas de vazio para a bombagem nas centrais hídricas de albufeira é uma boa estratégia de armazenamento de energia, pois irá permitir que essa água volte a ser turbinada nos períodos de maior necessidade.

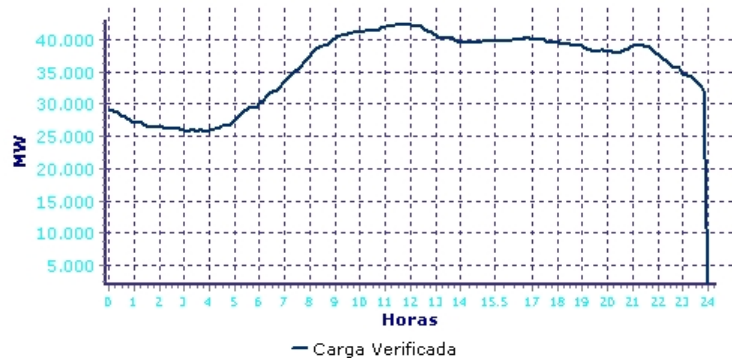


Fig. 1.8– Consumo total Ibérico para o dia 7 de Julho de 2008 [48]

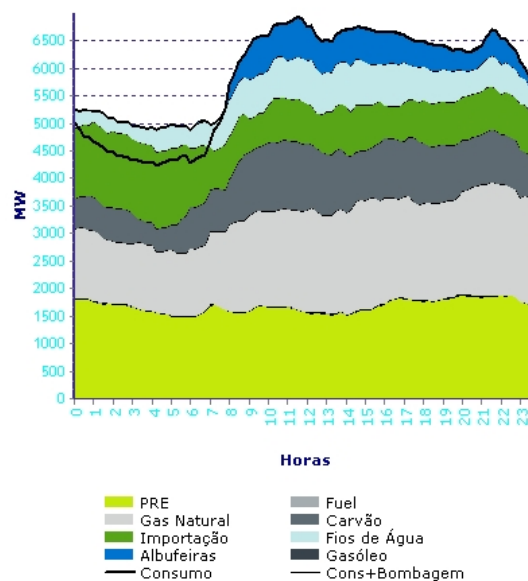


Fig. 1.9– Consumo total para Portugal para o dia 7 de Julho de 2008 [48]

Na figura Fig. 1.9 é possível ver, na zona inferior do gráfico, a contribuição da produção em regime especial – PRE, para a satisfação do consumo de energia eléctrica em Portugal. Abaixo, na Fig. 1.10, mostra-se a repartição da PRE pelas várias fontes de energia renovável, verificando-se que as maiores contribuições se devem à PRE térmica e eólica.

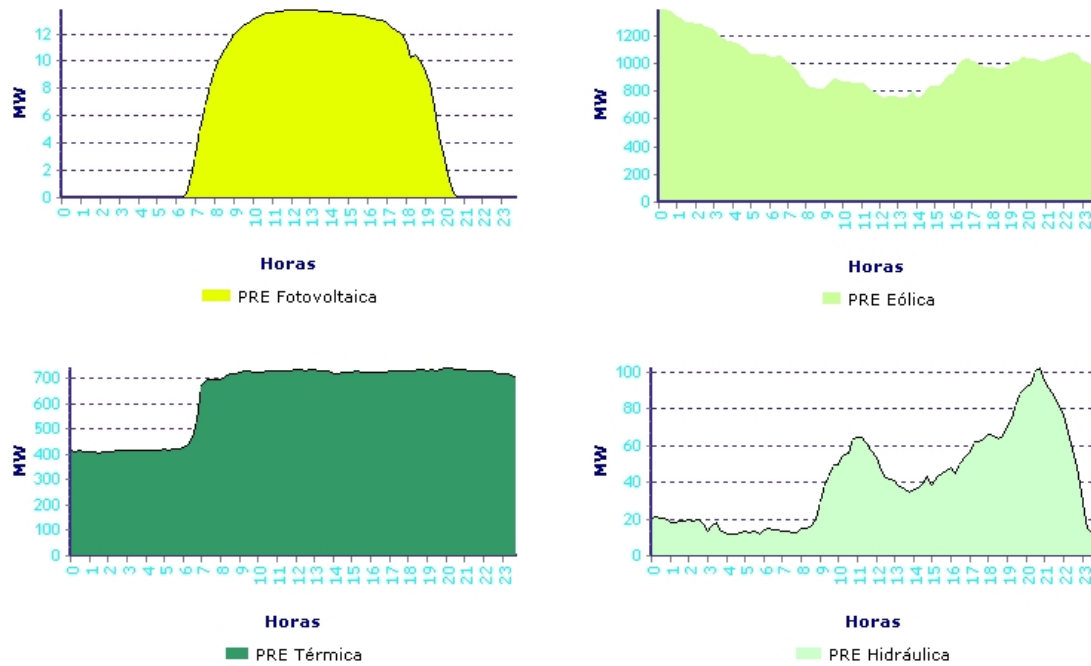


Fig. 1.10– Produção em regime especial proveniente da PRE para Portugal em 7 de Julho de 2008 [48]

Uma vantagem da PRE fotovoltaica é a produção de energia em fase com as horas de cheia dos diagramas de consumo, tal como se pode ver comparando a Fig. 1.9 e a Fig. 1.10. Vê-se ainda a disparidade em termos de máximos de produção entre o fotovoltaico e a eólica, estando os máximos desta última uma ordem de grandeza acima dos máximos de PRE fotovoltaica, neste dia. O dia utilizado é particularmente favorável à produção fotovoltaica porque Julho é o mês do ano que em média tem maior irradiação, o que indica que em dias de Inverno essa disparidade será ainda maior. A irradiação é a energia proveniente do Sol que chega a uma superfície, num determinado espaço de tempo, normalmente é definida como irradiação diária, mensal ou anual, e é expressa em  $\text{kWh/m}^2$ .

O cenário energético actual em Portugal é caracterizado por uma forte dependência externa, tendo-se um sistema energético bastante dependente de fontes primárias de origem fóssil, como o petróleo, o gás natural e o carvão. Na Fig. 1.11 é mostrada a produção de electricidade em Portugal no primeiro semestre de 2006, 2007 e 2008 por fonte de energia utilizada, e embora a contribuição das energias renováveis tenha vindo a aumentar, claramente a produção a partir de combustíveis fósseis é a que tem o maior peso.

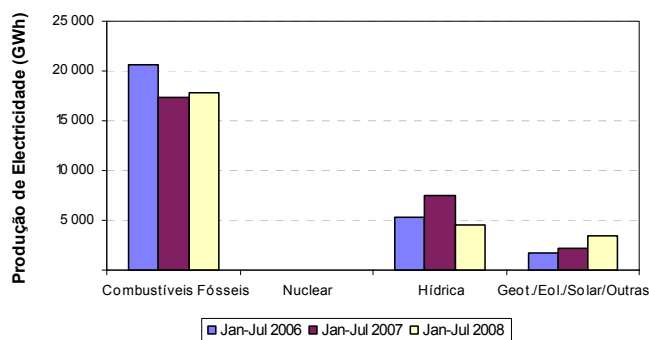
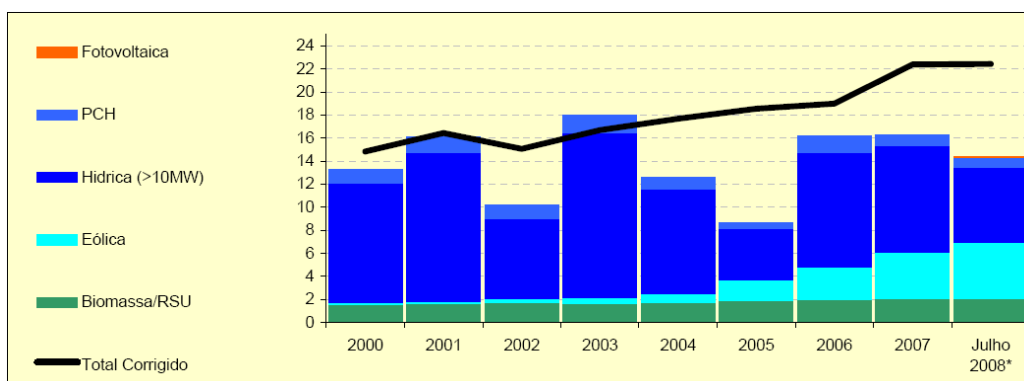


Fig. 1.11 – Produção de electricidade por fonte de energia para Portugal [60]

Focando agora apenas as renováveis, é possível ver através das Fig. 1.12 e Fig. 1.13, que a produção de energia a partir destas fontes está fortemente dependente da hídrica, embora a contribuição de outras renováveis como o fotovoltaico (ou PV) e principalmente a eólica tenham vindo a aumentar.



\* Ano Móvel de Agosto de 2007 a Julho de 2008

Fig. 1.12 – Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis em Portugal (TWh) [110]

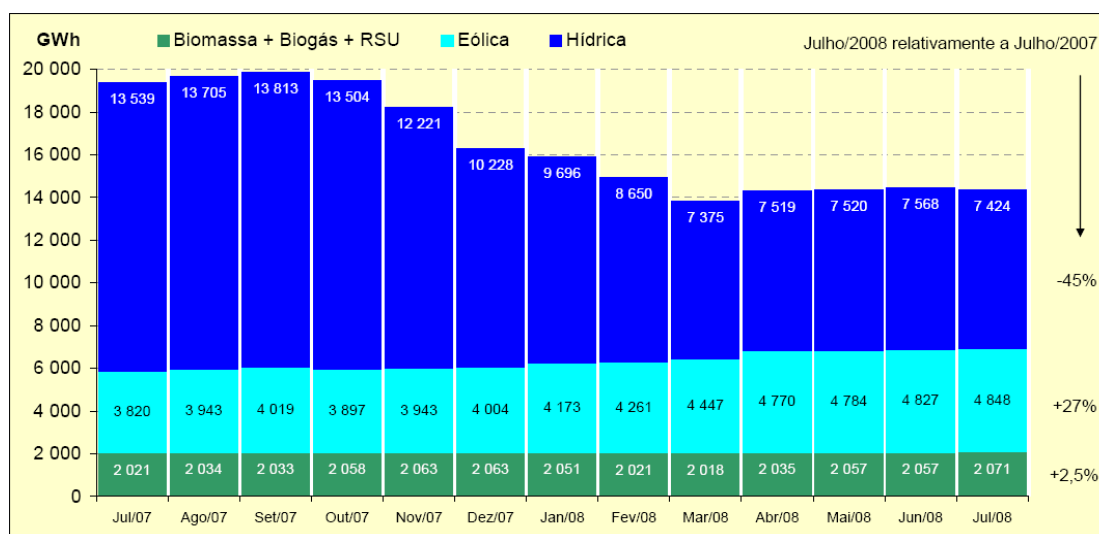


Fig. 1.13 – Pormenor da evolução da produção de energia eléctrica a partir das fontes de energia renovável com maior peso (GWh) de Jul/07 a Jul/08 - Portugal Continental [110]

O aumento de produção renovável deve-se ao crescimento da sua potência total instalada, cuja evolução desde 2001 até Julho de 2008 se pode encontrar na Tabela 1.1. É possível ver que em termos percentuais a potência instalada hídrica total aumentou 11.4% relativamente ao valores de 2001, para a eólica registou-se o maior aumento, 95.5%, para a biomassa total, o aumento foi de 8.1%, para os resíduos sólidos urbanos – RSU, não houve aumento de potência instalada e para o biogás e o fotovoltaico, os aumentos foram de 91.9% e 93.9%, respectivamente. De notar que estes valores são para Portugal continental e por isso não há informação relativa à potência instalada na central de energia das ondas da ilha do Pico, que é de 400 kW. A central não está em operação, estando a ser alvo de uma intervenção de recuperação.

Tabela 1.1 – Evolução histórica da potência total instalada em renováveis (MW) - Portugal Continental [110]

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Julho 2008	Aumento (%)
<b>Hídrica Total</b>	4263	4288	4292	4561	4752	4802	4805	4809	11.4
<b>Grande Hídrica (&gt;30 MW)</b>	3783	3783	3783	4043	4234	4234	4234	4234	10.7
<b>PCH<sup>5</sup> (&gt;10 e &lt;=30 MW)</b>	240	251	251	251	232	281	281	281	14.6
<b>PCH (&lt;=10 MW)</b>	240	254	258	267	286	287	290	294	18.4
<b>Eólica</b>	114	175	253	537	1047	1681	2108	2556	95.5
<b>Biomassa Total</b>	352	380	360	369	369	383	383	383	8.1
<b>Biomassa (c/ cogeração)</b>	344	372	352	357	357	357	357	357	3.6
<b>Biomassa (s/ cogeração)</b>	8	8	8	12	12	24	24	24	66.7
<b>RSU<sup>6</sup></b>	88	88	88	88	88	88	88	88	0.0
<b>Biogás</b>	1.0	1.0	1.0	7.0	8.2	8.2	12.4	12.4	91.9
<b>Fotovoltaico - PV</b>	1.3	1.5	2.1	2.7	2.9	3.4	14.5	21.4	93.9
<b>Ondas/Marés</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	4819	4934	4996	5565	6267	6964	7409	7868	38.8

Para o aumento da segurança do abastecimento de energia é necessário diversificar os recursos primários, os serviços energéticos, por exemplo utilizando redes de calor e frio, e aumentando a eficiência energética dos equipamentos utilizados. Com vista a incentivar a utilização de recursos primários renováveis em Portugal, foi elaborada legislação que será descrita em seguida.

<sup>5</sup> PCH – Pequena Central Hídrica

<sup>6</sup> RSU – Resíduos Sólidos Urbanos;

## 1.2 Enquadramento Legal de Incentivo ao Aproveitamento dos Recursos Renováveis

Na estratégia nacional para a energia foram estabelecidas novas metas relativamente às Energias Renováveis. O objectivo de produção de electricidade com base em energias renováveis passou do valor inicial, referido no início deste capítulo, de 39% para 45% do consumo em 2010.

Foram também revistas as metas definidas na Resolução do Conselho de Ministros (RCM) 63/2003 para as fontes de energia renovável, Eólica, Hídrica, Biomassa, Solar, Ondas, Biocombustíveis, e Biogás, através da RCM 169/2005, ficando:

- i. Energia Eólica: Aumentar em 1950 MW a capacidade instalada até 2012, dessa potência, 600 MW irão dever-se a *upgrade* de equipamento, perfazendo um total de 5100 MW.
- ii. Energia Hídrica: Aumentar em 575 MW a capacidade instalada até 2010 através do reforço de potência em infra-estruturas hidroeléctricas já existentes, de forma a chegar a 5575 MW e atingir, a prazo, 70% de aproveitamento do potencial hídrico nacional.
- iii. Biomassa: Atribuição de mais 100 MW de capacidade para produção eléctrica até 2010 para que se atinja um total de 250 MW.
- iv. Energia Solar: Aumentar em 50 MW a capacidade instalada até 2010 através da integração de fotovoltaico em edifícios, cujo termo usual é BIPV – *Building Integrated Photovoltaic*, perfazendo um total de 200 MW.
- v. Energia da Ondas: Criação de uma zona piloto com potencial de exploração total de 250 MW até 2010 para o desenvolvimento de novos protótipos em fase industrial e pré-comercial.
- vi. Biocombustíveis: Attingir em 2010 a meta de 10% de biocombustíveis a incorporar nos combustíveis convencionais.
- vii. Biogás: Meta de 100 MW de potência instalada em unidades de tratamento anaeróbio de resíduos.

Para possibilitar a entrega de energia produzida a partir de fonte renováveis à rede eléctrica nacional, a legislação nacional prevê diferentes regimes, sendo eles, o regime de produção independente, o regime de produtor-consumidor e o mais recente, o regime de microgeração. A explicação de cada um destes regimes será feita em seguida.

A legislação que regulamenta o regime de fornecimento de energia eléctrica à rede a partir de fontes renováveis por Produtores Independentes de Energia remonta a 1988 com o Decreto-lei (DL) 189/1988. Este DL teve uma nova redacção dada pelo DL 168/1999. Este último sofreu alterações pelo DL 339-C/2001, de forma a permitir a remuneração diferenciada da energia fornecida em função do tipo de fonte de energia (Eólica, Fotovoltaica, Ondas,...). Seguiu-se-lhe o DL 33-A/2005 com a Declaração de Rectificação (DR) 29/2005 e, mais recentemente, o novo DL 225/2007 com a DR 71/2007. Ao abrigo do DL 225/2007, a tarifa média indicativa por tecnologia é apresentada na tabela abaixo.

Tabela 1.2 – Tarifas médias indicativas para as renováveis de acordo com o DL 225/2007

TECNOLOGIAS	TARIFA MÉDIA INDICATIVA (€/MWh)	
	até 5 MW	+ de 5 MW
Eólica	75	74
Hídrica até 10 MW	77	75
Fotovoltaico com mais de 5 kW	317	310
Fotovoltaico com <= 5 kW	450	
Solar termoeléctrico <= 10 MW	273	267
BIPV <= 5 kW	470	
BIPV > 5 kW e <= 150 kW	355	
Biomassa florestal	109	107
Biomassa animal	104	102
Biogás dig. Anaeróbia RSU/ETAR <sup>7</sup> efluentes pecuária e agro-alimentar	117	115
Gás de aterro	104	102
RSU (vertente queima)	54	53
CdR <sup>8</sup> (vertente queima)	76	74
Ondas demonstração até 4 MW	260	
Ondas pré-comercial até 20 MW		191
Ondas comercial primeiros 100 MW		131
Ondas comercial 150 MW seguintes		101
Ondas comercial superados limites anteriores		76

A figura de produtor-consumidor surgiu no DL 68/2002 que regulamenta a produção com autoconsumo de energia eléctrica e permite no máximo a venda de 50% da energia eléctrica produzida à rede eléctrica, tendo um limite de 150 kW para a potência a ligar a cada ponto de recepção. Cinco anos após a entrada em vigor deste DL, verificou-se que o número de sistemas licenciados ao seu abrigo não atingiu expressão significativa.

<sup>7</sup> ETAR – Estação de Tratamento de Águas Residuais

<sup>8</sup> CdR – Combustíveis derivados de Resíduos

É neste contexto que surge a lei da Microgeração, também designada por “Renováveis na Hora”, através do DL 363/2007, que estabelece o seu regime jurídico e a portaria 201/2008, que regula o processo de adesão à microprodução. Nesta lei agilizam-se os processos de licenciamento e aliciam-se os promotores através de tarifas mais atractivas que as do DL 68/2002.

A lei da microgeração veio facilitar a entrega de energia à rede, permitindo que se instalem unidades de cogeração a biomassa, de energia solar, de energia eólica, de hídrica e de pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável. As unidades de microprodução podem ter uma única fonte ou ser uma combinação das fontes de energia acima mencionadas, desde que não se ultrapasse o limite máximo de produção anual de energia, que para a energia solar é de 2.4 MWh por kW instalado e para as restantes fontes de energia é de 4 MWh por kW instalado.

As unidades de microprodução podem entregar energia em baixa tensão em qualquer local que tenha um contador de consumo e a tarifa de venda de electricidade depende do regime escolhido: regime geral ou regime bonificado.

No regime geral, a potência máxima de ligação é de 5.75 kW (25 A, monofásico) e neste caso a tarifa de entrega de energia à rede é igual à tarifa aplicada pela rede para o fornecimento de energia à instalação de consumo.

No regime bonificado, a potência máxima a instalar é de metade da potência do contador até ao limite máximo de 3.68 kW (16 A, monofásico). Para que se possa aceder a esta tarifa é necessária a instalação de 2 m<sup>2</sup> de solar térmico activo no caso de moradias ou a certificação energética através de uma auditoria de acordo com a RCCTE <sup>9</sup> no caso de condomínios, sendo as instalações a biomassa a excepção a esta regra, no caso de estarem integradas no sistema de aquecimento do edifício. A tarifa bonificada é garantida por 5 anos a partir da data de início de entrega de energia e é de 650 €/MWh para o fotovoltaico (tarifa de referência) e 455 €/MWh para a eólica (70% da tarifa de referência) e de 195 €/MWh para a hídrica e cogeração a biomassa (30% da referência). Após esses 5 anos a tarifa baixa 5% por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada a nível nacional.

A logística da lei da microgeração começou a funcionar em Abril de 2008, e irá contribuir para o aumento da capacidade instalada de fotovoltaico (ou PV) e eólica, bem como das outras fontes de energia contempladas nesta lei. O objectivo é de que, anualmente, se instalem pelo menos 10 MW nestes pequenos sistemas e a previsão do governo, assumindo

---

<sup>9</sup> Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios, aprovado pelo DL 80/2006

um crescimento de 20% ao ano, é de que até 2015 se instalem 165 MW ao abrigo da microgeração [29].

### 1.3 Aproveitamento da Energia Solar Fotovoltaica em Portugal

O aproveitamento da energia solar para produção de energia eléctrica é particularmente interessante em regiões do globo onde haja um número elevado de horas de Sol e poucos períodos de céu nublado, como é o caso de Portugal. Este aproveitamento é já uma melhor alternativa face à extensão da rede eléctrica em regiões isoladas. Por outro lado, poderá ser extremamente útil em locais onde a rede é fraca e tenha havido um crescimento do consumo eléctrico, impondo um reforço da referida rede.

Para a produção de electricidade a partir de Energia Solar como Produtor Independente mantém-se o objectivo de instalação de 150 MW até 2010, tendo o anterior termo “Energia Fotovoltaica” sido substituído por “Energia Solar” de forma a abranger também a produção de electricidade a partir de Solar Térmoelectrico, com uma central deste tipo já prevista para a zona de Tavira. Neste regime a tarifa média indicativa é de 450 €/MWh para sistemas inferiores a 5 kW e de 317 €/MWh para potências superiores a 5 kW, tal como foi apresentado na Tabela 1.2.

A esta potência vêm juntar-se mais 50 MW reservados para sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios, por exemplo, fachadas fotovoltaicas. Para estes sistemas, a tarifa é de 470 €/MWh para potências inferiores a 5 kW e de 355 €/MWh para potências superiores.

Para o regime de produção independente, as tarifas em vigor no início da entrega de energia à rede por uma instalação fotovoltaica são válidas por 15 anos ou para o limite de produção de energia de 21 GWh por cada MW de potência atribuída para a injeção na rede e determinada com base num factor de potência de 0.98, sendo actualizadas mensalmente de acordo com o índice de preços do consumidor, sem habitação, no continente, do mês anterior, valor publicado pelo INE <sup>10</sup>.

Os sistemas fotovoltaicos com seguimento do Sol irão atingir este limite de energia antes dos sistemas montados numa estrutura fixa, sendo necessário ter em conta este factor quando se decide instalar um ou outro tipo de sistema.

---

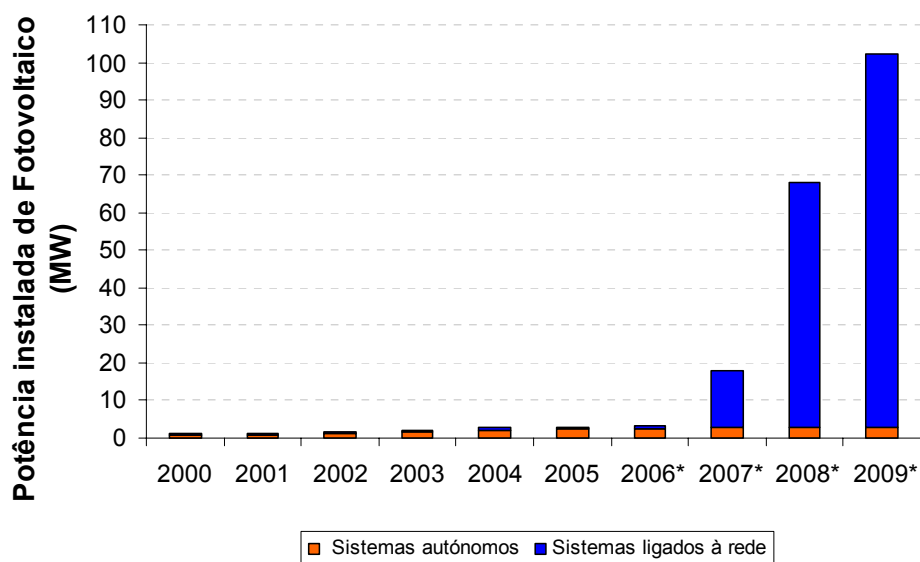
<sup>10</sup> Instituto Nacional de Estatística

## Capacidade de Produção Fotovoltaica Instalada em Portugal em 2009

A situação do fotovoltaico em Portugal caracterizou-se por um aumento anual de potência instalada de cerca de 27% até 2009. Até há 6 anos atrás, a maior contribuição provinha de sistemas autónomos. Desde então e até 2007, foram instalados na maioria sistemas descentralizados ligados à rede com uma potência inferior a 5 kW devido a uma tarifa atractiva, como se pode ver na Tabela 1.2.

A potência instalada de fotovoltaico refere-se a valores de potência pico em condições de referência ou STC - Standard Test Conditions. As condições de referência são a irradiação solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  com distribuição espectral AM1.5 e a temperatura das células fotovoltaicas de  $25^\circ\text{C}$ .

Em 2007 começaram a ter expressão as centrais fotovoltaicas ligadas à rede, com a entrada em funcionamento da central de Serpa, com 11 MW, e ainda outras centrais menores com potências desde 100 kW (exemplo da central de Valadas), no final de 2008 entrou em funcionamento a central de Moura, com 46 MW, dando origem a um grande aumento na capacidade instalada de fotovoltaico, tendo-se ultrapassado os 100 MW instalados no final de 2009, como se pode ver na Fig. 1.14.



\*valores estimados para os sistemas autónomos

Fig. 1.14– Capacidade total instalada de fotovoltaico em Portugal no fim de 2009 [57]

Espera-se que nos próximos anos surjam novos saltos em potência, devido a centrais já planeadas e/ou em construção. No entanto, o mercado em Portugal continua dominado pelo objectivo dos 150 MW (+ 50 MW para o BIPV) a instalar até 2010. Este objectivo tem sido encarado como um limite e está em grande parte tomado por licenças de pontos de ligação à

rede já atribuídas e que se têm vindo a traduzir no aumento da capacidade instalada de fotovoltaico, como se pode ver na Tabela 1.3.

Tabela 1.3 – Evolução histórica da potência total instalada em renováveis (MW) – Portugal Continental  
[110]

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Hídrica Total</b>	4561	4752	4784	4787	4792	4821
<b>Grande Hídrica (&gt;30 MW)</b>	4043	4234	4234	4234	4234	4234
<b>PCH (&gt;10 MW e &lt;= 30 MW)</b>	251	232	263	263	263	263
<b>PCH (&lt;=10 MW)</b>	267	286	287	290	295	324
<b>Eólica</b>	537	1047	1681	2446	3012	3566
<b>Biomassa (c/ cogeração)</b>	357	357	357	357	357	359
<b>Biomassa (s/ cogeração)</b>	12	12	24	24	24	101
<b>RSU</b>	88	88	88	88	88	88
<b>Biogás</b>	7.0	8.2	8.2	12.4	12.4	20.0
<b>Fotovoltaico</b>	2.7	2.9	3.4	14.5	58.5	103.8
<b>Ondas/Marés</b>					4.2	4.2
<b>Total</b>	5565	6267	6946	7729	8348	9063

Nesta tabela é possível ver que desde o início de 2004 até ao final de 2009, a potência eólica instalada aumentou de 537 MW para 3566 MW, sendo este último valor quase 7 vezes superior ao de 2004. No caso do fotovoltaico, o aumento da potência instalada tornou-se mais notório a partir de 2007, tendo nos últimos 3 anos conseguido uma taxa de crescimento médio anual de 79 %.

#### 1.4 Aproveitamento da Energia Eólica em Portugal

A energia eólica tem conhecido nos últimos anos um processo de desenvolvimento favorecido por tecnologias mecânicas, eléctricas e electrónicas cada vez mais sofisticadas e fiáveis <sup>11</sup>, pela diminuição de custos por unidade de potência, e tal como as restantes formas de energia renovável, pelos incentivos económicos e financeiros.

Para a Energia Eólica, a meta inicial de 3750 MW de capacidade instalada até 2010 aumentou em 1950 MW, sendo o objectivo actual, atingir 5100 MW até 2012, como já foi mencionado anteriormente. Foi ainda apoiada a criação de *clusters* tecnológicos e de investimento associados à energia eólica (ex: parque industrial de Viana do Castelo). A tarifa média para a energia eólica em 2007 foi de 90 €/MWh, como se pode ver na Fig. 1.15, que mostra a evolução das tarifas médias para a energia eólica em Portugal entre 1998 e 2007.

<sup>11</sup> As turbinas eólicas têm taxas médias de disponibilidade superiores a 90% e vidas úteis estimadas em cerca de 20 anos

Esta tarifa média é superior à calculada através do DL 225/2007 porque em 2006 já se tinham 1700 MW de potência eólica instalada, estando essas instalações a ver a sua energia remunerada de acordo com as tarifas em vigor aquando da sua entrada em funcionamento.

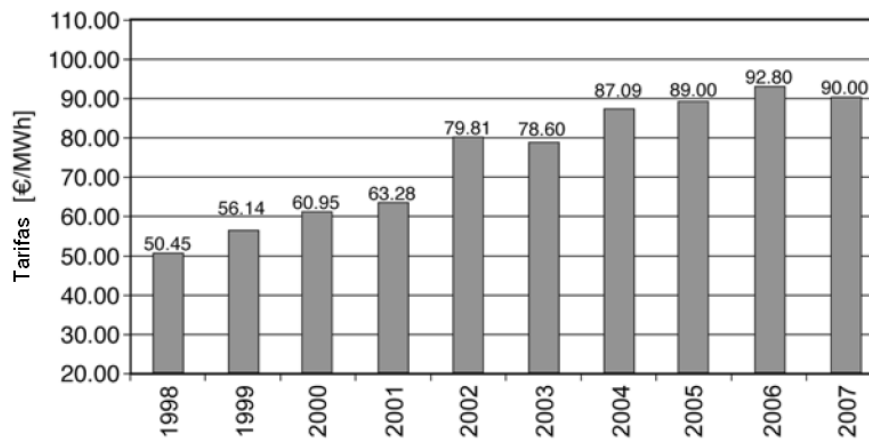


Fig. 1.15– Evolução das tarifas para a energia eólica entre 1998 e 2007 [58]

Tal como para o fotovoltaico no regime de produção independente, as tarifas em vigor no início da entrega de energia à rede por uma instalação eólica são válidas por 15 anos ou para o limite de produção de energia, que no caso da eólica é de 33 GWh por cada MW de potência atribuída para a injeção na rede, e determinada com base num factor de potência de 0.98, sendo as tarifas actualizadas mensalmente, de acordo com o índice de preços do consumidor, sem habitação, no continente, do mês anterior, valor publicado pelo INE.

Em Portugal, dos 8 MW instalados até 1996, maioritariamente nos arquipélagos dos Açores e da Madeira, conseguiu-se num período de 20 anos passar para os 3566 MW de potência instalada no final de 2009, como se pode ver na Fig. 1.16.

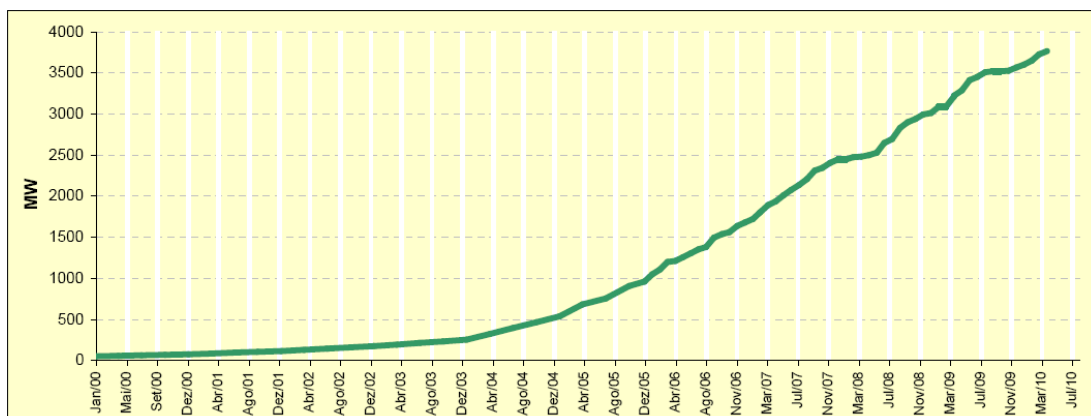


Fig. 1.16 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal Continental (MW) [110]

Em termos de produção de energia eólica em 2009, o número de horas equivalente à potência nominal foi o maior desde 2002, com 2170 h, tal como se pode ver na Tabela 1.4.

Tabela 1.4 – Caracterização da produção eólica e nº de horas de produção equivalente, NEP's [110]

Totalidade dos parques	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Produção (GWh)</b>	341	468	787	1741	2892	4007	5720	7740
<b>Potência Instalada (MW)</b>	175	253	537	1047	1681	2108	3012	3566
<b>Horas de produção equivalente</b>	1956	1848	1465	1663	1720	1901	1899	2170

## 1.5 Sistemas de Produção de Energia através de Fontes Renováveis

Os sistemas de produção de energia podem dividir-se em sistemas ligados à rede ou sistemas autónomos, podendo qualquer um destes tipos de sistemas utilizar uma única fonte de energia ou ser híbrido, desde que produza energia a partir de mais do que uma fonte (sistema multi-fonte).

### 1.5.1 Sistemas Ligados à Rede Eléctrica

Na ligação à rede eléctrica de um sistema de produção renovável com módulos fotovoltaicos e/ou aerogeradores, devem usar-se equipamentos conversores de potência que permitam que tanto os módulos como os aerogeradores consigam produzir a potência máxima de acordo com as condições de radiação e temperatura, para o fotovoltaico, e de velocidade e direcção do vento, para a eólica. Normalmente os inversores para ligação à rede eléctrica já têm esta função que tanto para a tecnologia fotovoltaica, como para a eólica, se designa por MPPT – *Maximum Power Point Tracking*.

Como exemplo de um sistema ligado à rede mostra-se na Fig. 1.17 o sistema da fachada do edifício Solar XXI e do parque de estacionamento que lhe está associado, ambos se situam no INETI, campus do Lumiar.



Fig. 1.17 – Sistema fotovoltaico na cobertura do parque de estacionamento e fachada do Edifício Solar XXI, INETI [112]

Os sistemas com uma única fonte ou multi-fonte ligados à rede têm geralmente um menor custo de produção de energia por unidade de potência instalada e menor número de equipamentos, se comparados com os sistemas autónomos.

### 1.5.2 Sistemas Autónomos

A designação de sistema autónomo é dada a sistemas isolados que usam os seus próprios geradores como fonte de energia. Este tipo de sistemas pode suprir as necessidades energéticas de comunidades em locais remotos onde não é viável fazer chegar uma extensão da rede eléctrica, por exemplo, em países em vias de desenvolvimento, onde a rede eléctrica está maioritariamente confinada às grandes áreas urbanas, e há uma grande proporção de população rural que não tem acesso aos serviços mais básicos de energia.

Em situações como as acima mencionadas, o aproveitamento fotovoltaico e eólico mostram-se como uma boa forma de suprir as necessidades energéticas das populações.

No caso do aproveitamento fotovoltaico e com base no consumo mínimo para fornecer os serviços de energia básicos para cada indivíduo nos países em vias de desenvolvimento, estima-se que o potencial para a instalação de fotovoltaico seja de 16 GW (aproximadamente 15 W per capita) [145].

Um sistema autónomo deve ser capaz de alimentar determinada aplicação estando isolado da rede eléctrica. Se o sistema for pensado para funcionar durante todo o ano, e tiver apenas um gerador fotovoltaico, este deve ser dimensionado para satisfazer o consumo na altura do ano em que haverá menos radiação disponível, ou seja, no Inverno. Isto pode levar a

um excesso de produção de energia no Verão, que acabará por ser desperdiçada. Para evitar que isto aconteça é vantajoso convertê-lo num sistema híbrido que seja a combinação de várias formas de produção de energia.

Um sistema híbrido pode ter módulos fotovoltaicos, aerogeradores, pilhas de combustível ou ainda geradores de apoio, que podem ser a diesel. Um tal sistema não necessita que os picos de consumo sejam satisfeitos pelos módulos fotovoltaicos, permitindo mais facilmente o total fornecimento da carga. No caso da fonte energética de apoio ser um gerador a diesel ou pilhas de combustível, apenas se produzirá energia através destes equipamentos quando a bateria de acumuladores estiver descarregada, para que a carreguem completamente. No caso do apoio ser um aerogerador, este estará sempre a funcionar carregando mais a bateria em alturas de maior disponibilidade de vento.

Como exemplo de um sistema híbrido autónomo, mostra-se a Fig. 1.18 onde se vê o sistema fotovoltaico/eólico do INETI-Lumiar.



Fig. 1.18– Sistema Híbrido do Campus do INETI

Se se pretender um sistema autónomo alimentado apenas por fontes renováveis é necessário efectuar o seu dimensionamento com base no conhecimento do seu perfil de consumo, nos dados geográficos e climáticos do local e nas características fornecidas pelos fabricantes para os diversos equipamentos que se pretendem utilizar (reguladores de carga, bateria de acumuladores, inversor). Com estas informações é possível determinar a potência a instalar para o aproveitamento de cada uma das fontes, o número de elementos de bateria necessários, a tensão nominal do sistema, os reguladores de carga mais adequados e a potência dos inversores, de forma a satisfazer as necessidades de consumo de energia eléctrica.



## 2 A Energia Solar Fotovoltaica

Neste capítulo pretende-se falar sobre a tecnologia fotovoltaica e sobre a posição privilegiada de Portugal em termos de disponibilidade do recurso solar e da produção estimada de energia a partir do fotovoltaico em função da potência instalada nas diferentes regiões.

Enunciam-se os princípios físicos básicos do efeito fotovoltaico e das células fotovoltaicas.

Abordam-se as tecnologias dominantes no mercado e o estado da arte da tecnologia fotovoltaica.

Mostra-se o circuito eléctrico equivalente para um módulo fotovoltaico, que será a base para a determinação das equações que o representam e permitem simular o seu comportamento. Fala-se ainda na curva característica tensão-corrente, curva  $I(V)$  do módulo, e dos parâmetros característicos deste equipamento.

Indicam-se vários métodos para o seguimento do ponto de máxima potência para um módulo fotovoltaico, detalhando-se dois desses métodos.

### 2.1 Estimativa de Produção de Energia através do Fotovoltaico para Portugal

Portugal é um dos países da Europa com maior exposição à radiação solar. Para analisar a disponibilidade do recurso solar e a produtividade através da tecnologia fotovoltaica na Europa e em Portugal em particular mostram-se mapas provenientes da Unidade de Energias Renováveis do Instituto de Energia do Centro de Investigação da União Europeia de Ispra [141]. Os mapas das Fig. 2.1 e Fig. 2.2 representam totais anuais da irradiação global obtidos a partir de dados recolhidos entre 1981 e 1990 [141].

A Fig. 2.1 mostra a irradiação, ou seja, a energia proveniente do Sol por unidade de área, medida numa superfície orientada para Sul e com a inclinação óptima que permite maximizar a produção anual de energia (legenda superior). Este mapa mostra ainda o índice de produção anual de energia eléctrica por kW de potência instalada,  $Y_r$  (legenda inferior). A

potência instalada considerada na Fig. 2.1 é normalmente designada por potência pico e representa a potência produzida por um sistema fotovoltaico em condições de referência de radiação e temperatura, tal como será descrito no item 2.5.1. Os valores de produtividade de energia foram obtidos considerando o índice de performance de 0.75 para um sistema fotovoltaico, este índice é a razão entre dois índices relativos à energia produzida por unidade de potência instalada, e é adimensional. A explicação mais detalhada sobre o índice de performance encontra-se no item 5.2.1.

#### Potencial de energia solar fotovoltaica nos países da Europa

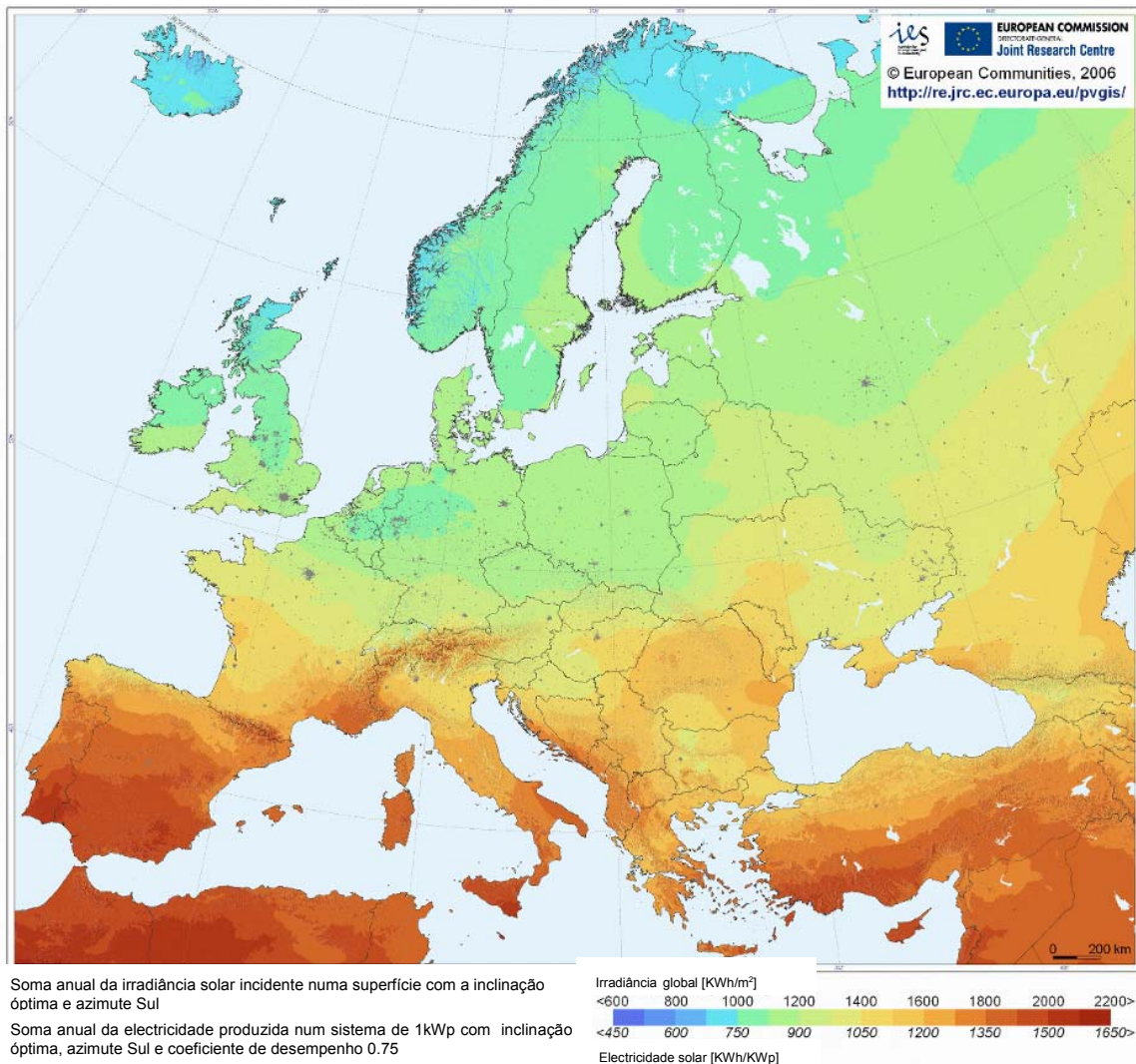


Fig. 2.1 – Irradiação global total anual incidente em módulos fotovoltaicos orientados a Sul com a inclinação ótima e energia produzida por kW de PV instalado assumindo um índice de performance de 0.75 [141]

Na Fig. 2.2 particulariza-se a informação do mapa anterior para o caso de Portugal, mostrando-se ainda duas situações distintas, em (a) encontram-se os valores para a horizontal e em (b) os valores para a inclinação ótima.

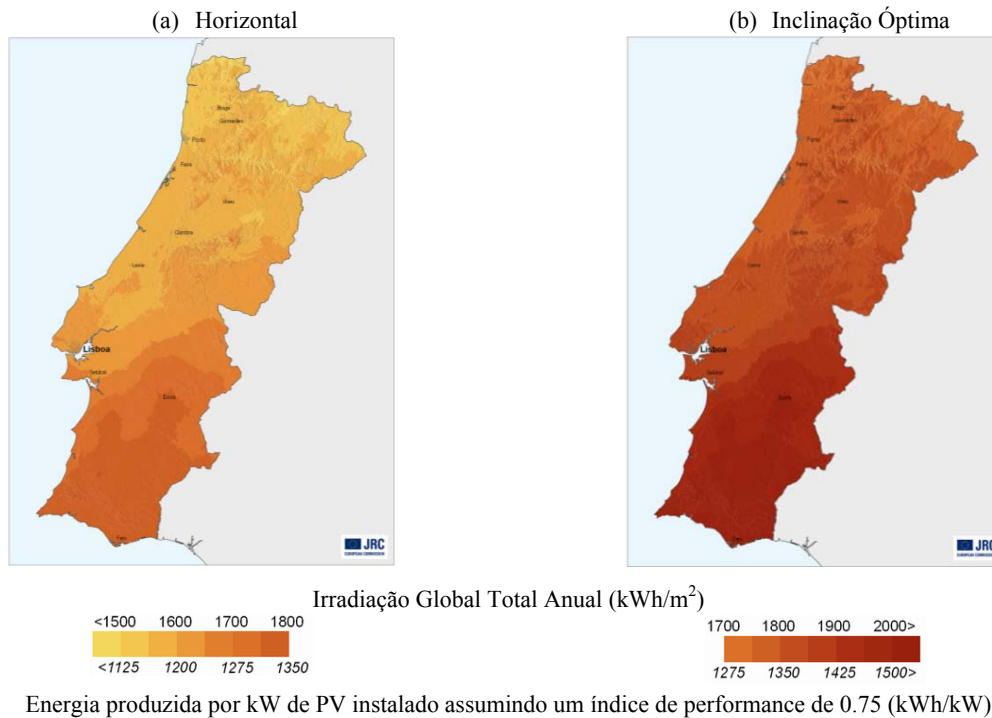


Fig. 2.2 – Irradiação global total anual e energia produzida por kW de PV instalado assumindo um índice de performance de 0.75 para Portugal [141]

Verifica-se que para a inclinação ótima a irradiação anual para Portugal varia entre 1750 kWh/m<sup>2</sup> e 2050 kWh/m<sup>2</sup>, como se pode ver na Fig. 2.2 (b). Relativamente à irradiação global que chega a uma superfície horizontal, os valores variam entre 1450 kWh/m<sup>2</sup> e 1800 kWh/m<sup>2</sup> (Fig. 2.2 (a)).

Quanto à produtividade de energia, a Fig. 2.2 (b) mostra que em Portugal um sistema fotovoltaico com a inclinação ótima e cuja potência instalada seja de 1 kW pode produzir entre 1300 kWh anuais nalgumas zonas do Minho e Trás-os-Montes e 1550 kWh anuais nas regiões do Algarve e Alentejo. A penalização face a esta inclinação ótima para um sistema fotovoltaico com a mesma potência mas na horizontal é da ordem dos 14%, obtendo-se neste caso uma variação de produtividade entre os 1100 kWh e os 1350 kWh.

Para complementar a informação dos mapas anteriores refere-se aqui também o trabalho de Aguiar et al [4], relacionado com o mapeamento da irradiação disponível e a produtividade da tecnologia fotovoltaica para Portugal, bem como a descrição da metodologia nele empregue.

Os dados climatológicos usados em [4] foram séries horárias de um ano meteorológico de referência (TRY – *Test Reference Year*) de irradiação solar e temperatura, gerado a partir de variáveis meteorológicas medidas em estações do Instituto de Meteorologia português para o período climatológico 1961-90, o mais recente publicado no país. Utilizaram-se séries de

dados para uma rede de 51 locais com uma resolução espacial de cerca de 50 km, como se pode ver na Fig. 2.3.

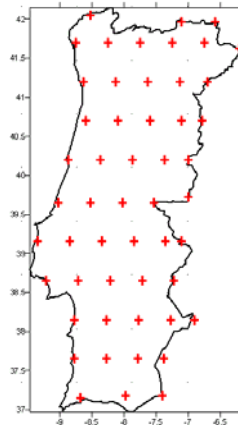


Fig. 2.3 – Rede de locais cujas séries de dados foram utilizadas na simulação do índice de produção ( $Y_r$ )

Os valores do índice de produção anual de energia eléctrica por unidade de potência instalada,  $Y_r$ <sup>12</sup> foram obtidos através da modelação de 2 tipos de sistemas com módulos de silício monocristalino: sistemas ligados à rede eléctrica instalados em coberturas de edifícios sobre estruturas voltadas a Sul com inclinação de 20°<sup>13</sup>, Fig. 2.4 (a) e em fachadas verticais de edifícios voltadas a Sul, Fig. 2.4 (b) [4]. O valor da energia eléctrica anual produzida foi obtido a partir de simulações horárias utilizando modelos desenvolvidos no INETI.

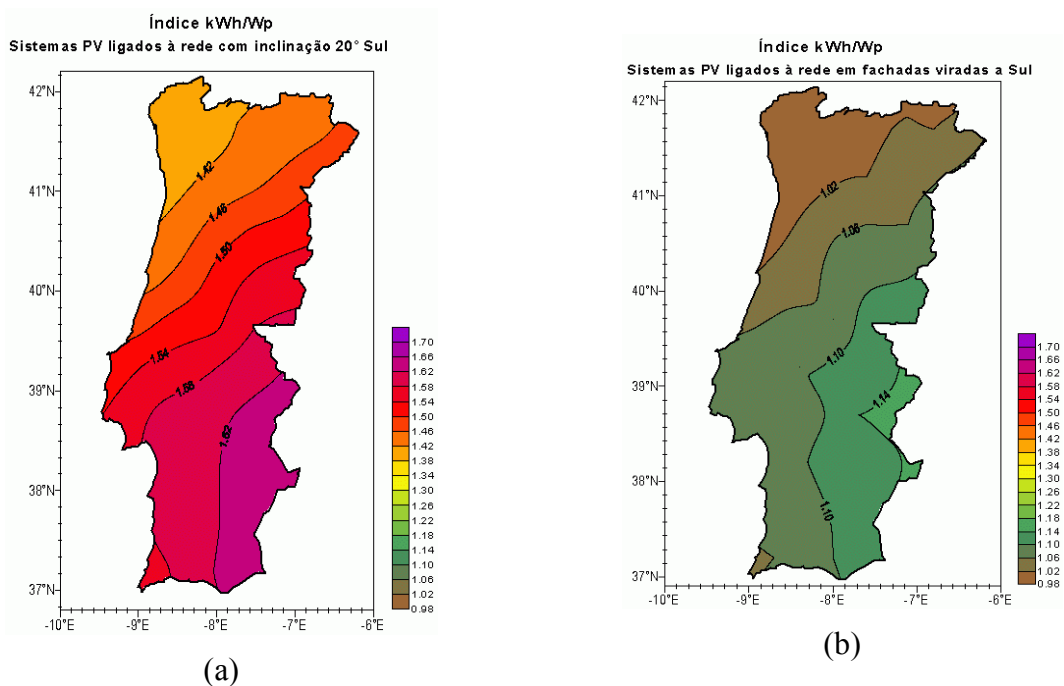


Fig. 2.4– Mapas de produção anual em kWh/Wp para sistemas fotovoltaicos. (a) Sistemas ligados à rede com inclinação 20° Sul. (b) Sistemas ligados à rede instalados em fachadas viradas a Sul

<sup>12</sup> Normalmente expresso em kWh/kWp, embora nos mapas que em seguida se descrevem esteja em kWh/Wp  
<sup>13</sup> Inclinação típica utilizada nos telhados

Pode verificar-se, comparando os valores das isolinhas com maior índice dos dois mapas, que a produção de um sistema com a inclinação igual a  $20^\circ$  (máximo  $Y_r = 1.62 \text{ kWh/W}$ ), Fig. 2.4 (a), quando comparada com a de um sistema numa fachada virada a Sul (máximo  $Y_r = 1.14 \text{ kWh/W}$ ), Fig. 2.4 (b), é cerca de 30% superior. O índice de produção no mapa da Fig. 2.4 (a) varia desde  $1.42 \text{ kWh/W}$  na zona noroeste de Portugal continental e  $1.62 \text{ kWh/W}$  na zona sudeste de Portugal continental. Relativamente à Fig. 2.4 (b) os índices variam entre  $1.02 \text{ kWh/W}$  e  $1.14 \text{ kWh/W}$ .

Analisando todos os mapas, é possível concluir que os melhores locais em Portugal continental para a instalação de sistemas fotovoltaicos se situam no Alentejo interior e na zona Este do Algarve. Olhando de novo para os valores do índice de produção e interpretando-o como o número de horas equivalentes à potência nominal, normalmente designado por NEP's, é possível ver que para a inclinação óptima, os sistemas fotovoltaicos na zona menos favorável do país irão produzir 1300 h equivalentes à potência nominal. Para a região mais favorável o valor das NEP's, para a mesma inclinação, será de 1550 h.

Estes mapas permitem reconhecer que a produtividade vai variar de acordo com a inclinação dos módulos fotovoltaicos. Além de serem orientados para o Sul geográfico no hemisfério Norte estes devem ser colocados de forma a maximizar a radiação solar incidente ao longo do ano.

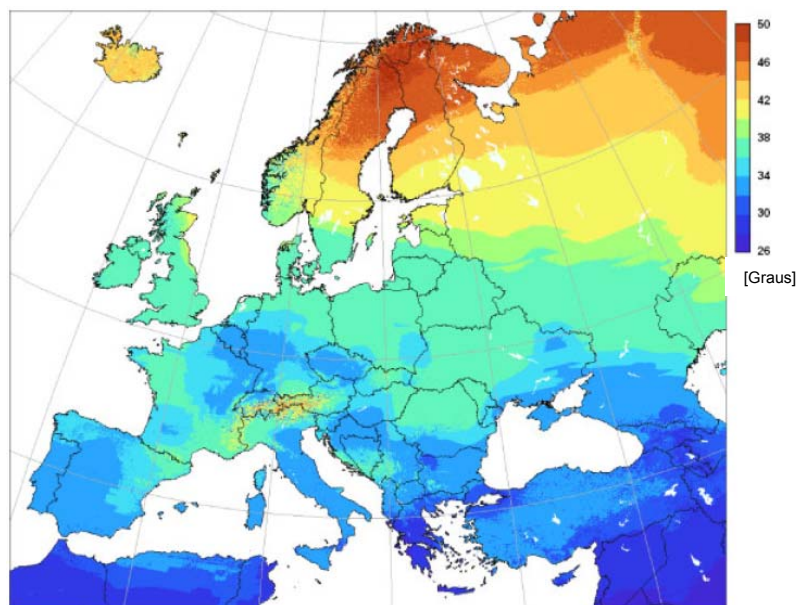


Fig. 2.5 – **Ângulos de inclinação de sistemas PV fixos, ligados à rede, que maximizam a produção anual de energia [56]**

De acordo com o mapa europeu da Fig. 2.5 que mostra os ângulos de inclinação para sistemas fotovoltaicos fixos, que maximizam a produção anual de energia, para Portugal continental, o ângulo óptimo para sistemas fixos é de cerca de  $33^\circ$ .

Portanto, os módulos apoiados em estruturas fixas devem ficar com uma inclinação aproximadamente igual à da latitude menos 5°. A inclinação óptima não é exactamente igual à latitude porque a radiação disponível é menor no Inverno devido à maior nebulosidade. A diminuição da inclinação dos módulos na direcção da horizontal irá favorecer a exposição à radiação durante o Verão quando a altura do Sol é maior, enquanto o aumento de inclinação em direcção à vertical favorece a exposição à radiação durante o Inverno, quando a altura do Sol é menor. Para um sistema fotovoltaico instalado na fachada de um edifício o máximo de produção irá ocorrer no Inverno.

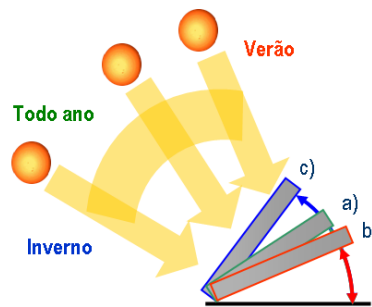


Fig. 2.6 – Favorecimento do Verão ou Inverno de acordo com a inclinação dos módulos fotovoltaicos [7]

Para Lisboa, com uma latitude de 38.7°, a inclinação óptima é da ordem dos 34°, tal como se mostra na Fig. 2.7, obtida através dos dados de energia média diária mensal e anual incidente numa superfície inclinada, calculados pelo programa Solterm 5 [3].

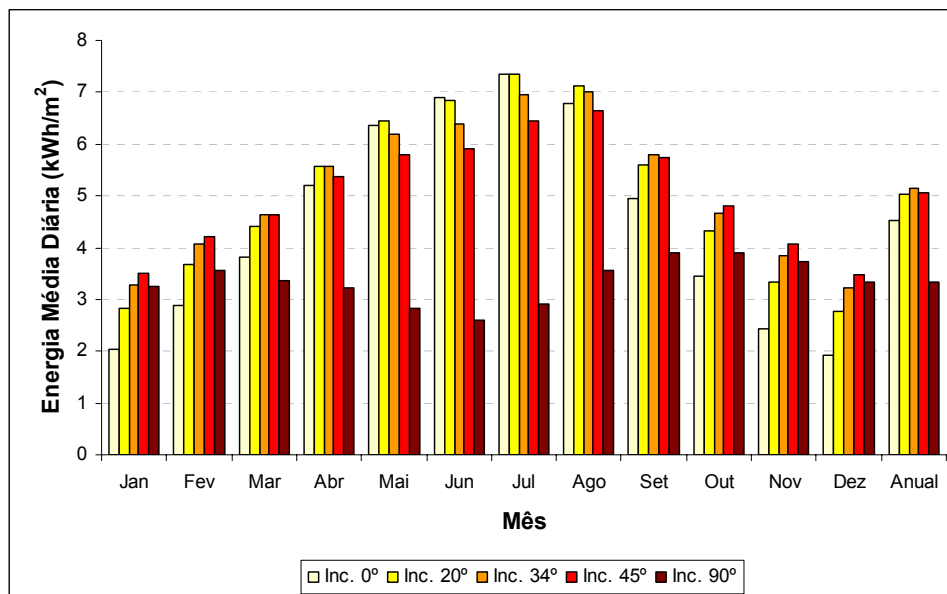


Fig. 2.7 – Variação com a inclinação da energia média diária incidente numa superfície virada a Sul em Lisboa (gráfico da autora)

## 2.2 A Radiação Solar

A radiação solar incidente numa superfície dentro da atmosfera terrestre tem três componentes: a radiação directa, que vem directamente do sol, a radiação difusa, proveniente de todo o céu excepto do disco solar (difundida por gotas de água, pó em suspensão, moléculas de gás existentes na atmosfera que dão origem à difusão de Rayleigh responsável pela cor azul do céu) e a radiação reflectida no chão<sup>14</sup> ou nas superfícies mais próximas. Parte da radiação é absorvida ao atravessar a atmosfera por moléculas como O<sub>3</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, etc, e também reflectida nas nuvens, por isso a radiação que chega ao nível do mar é menor que a radiação acima da atmosfera.

Ao percurso óptico que a radiação toma através da atmosfera até ao nível do mar, normalizado pelo menor percurso possível (quando o Sol está directamente na perpendicular relativamente à superfície da Terra), dá-se o nome de massa de ar (*Air Mass* – AM). Na Fig. 2.7 são ilustrados dois percursos ópticos diferentes para a radiação solar na atmosfera terrestre, a massa de ar para diferentes valores de inclinação face à vertical é obtida a partir da secante do ângulo de zénite,  $\theta$ .

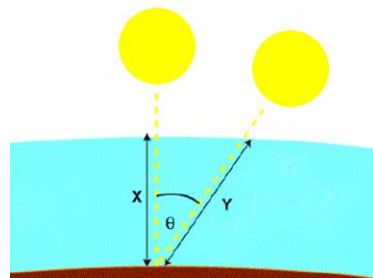


Fig. 2.8 – Percurso da radiação na atmosfera: X – percurso com ângulo de zénite = 0° (AM1); Y – percurso com ângulo de zénite ≠ 0° X

À ausência de atenuação atmosférica ou modificação na irradiância solar dá-se o nome de massa de ar zero, AM0, e esta é aquela que se considera para aplicações espaciais. A massa de ar AM1 corresponde ao percurso perpendicular à superfície terrestre. A massa de ar AM1.5 é a considerada para o espectro de referência para o teste de módulo fotovoltaicos para aplicações terrestres e corresponde à distribuição espectral da irradiância que chega a uma superfície inclinada a 37° virada a Sul com um ângulo de zénite de 48.19° [81].

<sup>14</sup> A reflectividade do chão é designada por albedo e depende da composição, textura e cor do chão (existência de neve, água, vegetação, etc).

O espectro ASTM G173-03 [53] para a radiação solar extraterrestre, AM0, e para a radiação global incidente numa superfície horizontal, AM1, está representado na Fig. 2.9.

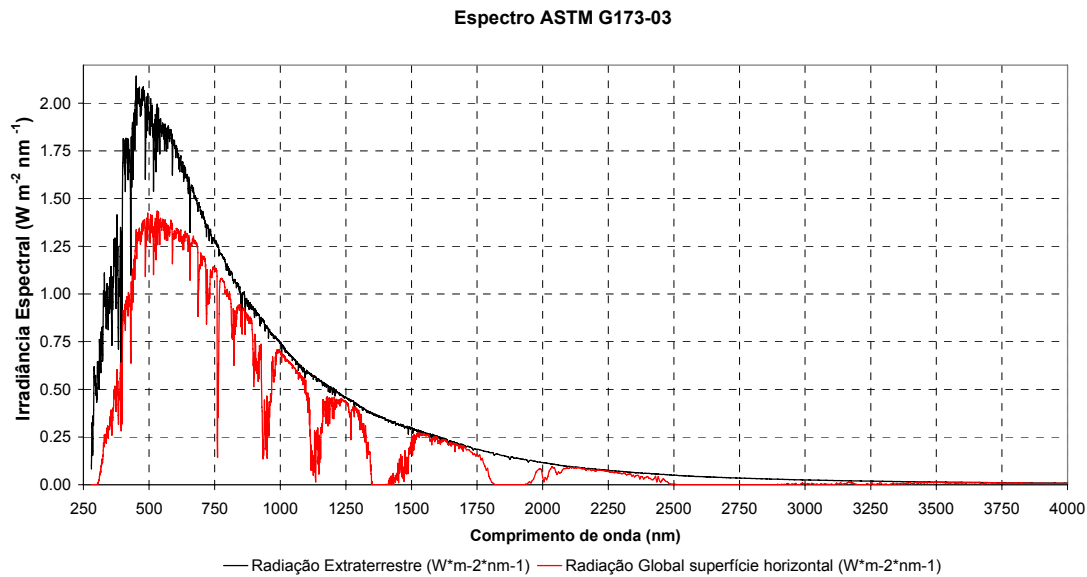


Fig. 2.9 – Espectro ASTM G173-03 para a radiação extraterrestre e para a radiação global na horizontal [53]

Para o teste de módulos fotovoltaicos para uso terrestre, as condições de referência ou *Standard Test Conditions* (STC) são definidas para a irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  a  $25^\circ\text{C}$  de temperatura das células e com a distribuição espectral do espectro de radiação global AM1.5 definido pela norma IEC 60904-3 [61]. Na Fig. 2.10 está representado o espectro de referência de acordo com esta norma.

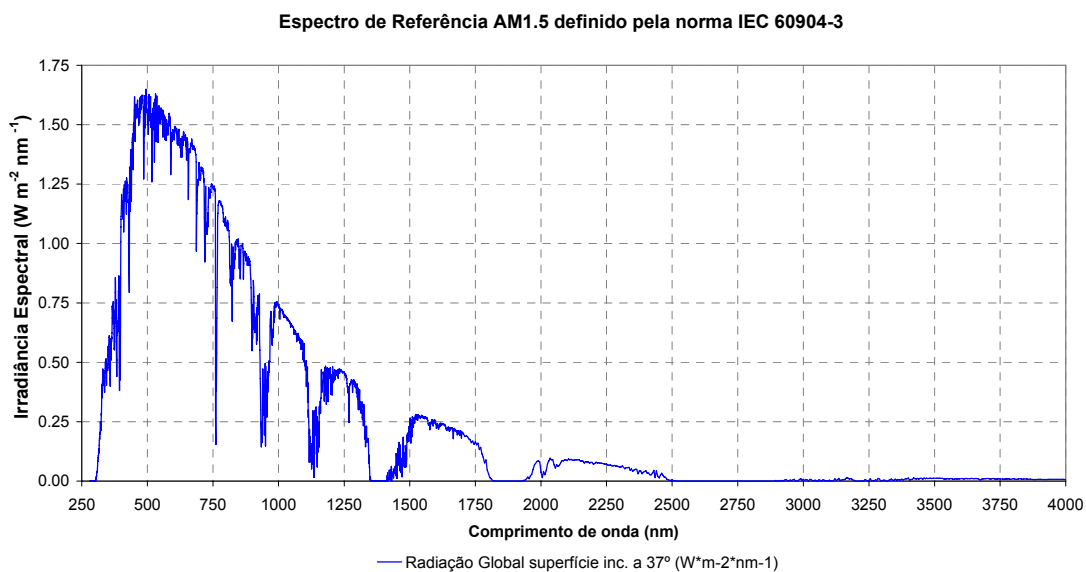


Fig. 2.10 – Espectro de referência para a caracterização de módulos fotovoltaicos

### 2.3 O Efeito Fotovoltaico

A conversão directa da energia solar em energia eléctrica, num dado material, envolve a transferência da energia dos fotões da radiação incidente para os electrões da estrutura atómica desse material.

Este fenómeno é particularmente interessante quando ocorre em materiais semicondutores, em particular quando existe uma heterogeneidade química na sua estrutura atómica provocada pela introdução de pequenas quantidades de determinados átomos através da dopagem. O processo de dopagem é utilizado para alterar as propriedades de condução eléctrica dos semicondutores e é necessário porque uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não teria capacidade de produzir energia eléctrica, os electrões passariam para a banda de condução devido à energia da radiação incidente mas acabariam por se recombinar com as lacunas, não dando origem a qualquer corrente eléctrica. Para haver corrente eléctrica é necessário que exista uma diferença de potencial entre duas zonas da célula, a zona do tipo p, de carga positiva, e a zona de tipo n, de carga negativa.

A Fig. 2.11 representa o diagrama das bandas de energia de um semiconductor. Sob o efeito da radiação solar, a energia dos fotões incidentes é directamente transferida para o material, podendo excitar electrões da banda de valência (nível inferior de energia  $E_v$ ) para a banda de condução (nível superior  $E_c$ ) e dando origem à criação de pares electrão-lacuna.

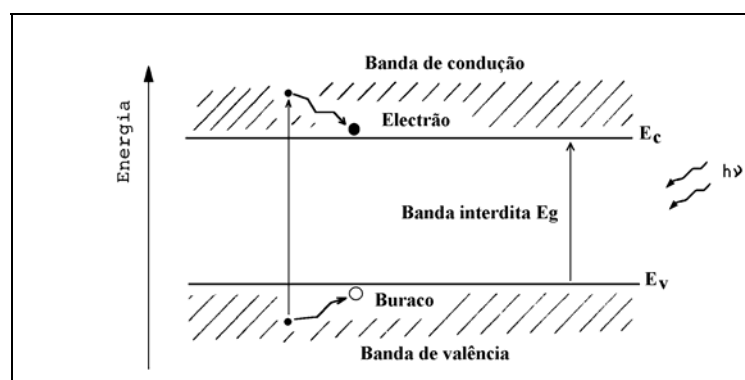


Fig. 2.11- Diagrama de bandas de energia de um semiconductor [7]

A diferença entre os níveis  $E_c$  e  $E_v$  chama-se energia da banda proibida ou hiato,  $E_g$ <sup>15</sup>, cujo valor é característico de cada material. Na Tabela 2.1 encontram-se alguns valores típicos de  $E_g$  para os materiais mais usados em células fotovoltaicas, Germânio – Ge, Silício – Si,

<sup>15</sup> Normalmente este valor de energia vem expresso em electrão-volt (eV) e  $1 \text{ eV} = 1.602 \times 10^{-19} \text{ J}$

Arseneto de Gálio – GaAs, Silício Amorfo Hidrogenado – a-Si:H, e Sulfureto de Cádmi - CdS.

Tabela 2.1 - Valores de  $E_g$  para diferentes semicondutores [7]

Material Semicondutor	$E_g$ (eV)
Ge	0.7
Si	1.12
GaAs	1.43
a-Si:H	>1.5
CdS	2.53

A energia de um fóton incidente é  $h\nu$ , em que  $h = 6.62606885 \times 10^{-34}$  J.s é a constante de Planck e  $\nu$  é a frequência da radiação, relacionada com o seu comprimento de onda,  $\lambda$ , através da velocidade de propagação da luz,  $c_l$ , pela expressão  $\nu = c_l / \lambda$ .

Após ter penetrado no semicondutor, o fóton pode ser absorvido mas só irá dar origem a um par electrão-lacuna se a sua energia for superior a  $E_g$ . Esta condição, determina a existência de um comprimento de onda de corte  $\lambda_c$ , para lá do qual não há absorção de luz, e cuja expressão é:

$$\lambda_c = \frac{hc_l}{E_g} = \frac{1.24}{E_g}$$

Onde as unidades de  $\lambda_c$  estão em  $\mu\text{m}$  e as unidades de  $E_g$  estão em eV.

Para o caso do silício sob incidência da radiação solar, a absorção de fótons só se faz para comprimentos de onda inferiores a  $\lambda_c=1.1\mu\text{m}$  (zona do infravermelho próximo), o que leva a que uma larga faixa de radiação no domínio do infravermelho (entre  $1.1 \mu\text{m}$  e  $3.0 \mu\text{m}$ ) não seja aproveitada para a conversão fotovoltaica. Esta faixa é correspondente à área definida pela região A, que se mostra na Fig. 2.12.

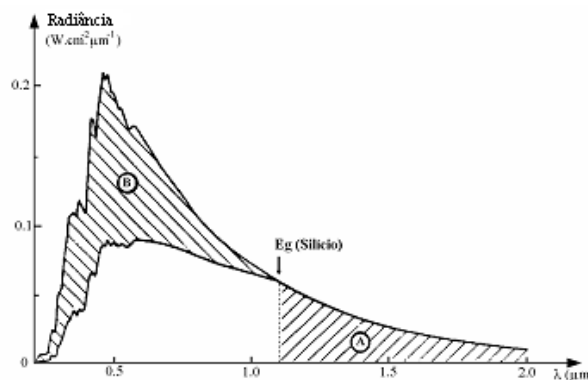


Fig. 2.12- Repartição espectral da radiação solar extraterrestre e utilização do espectro pelo silício [7]

Se o fóton tiver energia em excesso, esta será dissipada internamente sob a forma de calor, não contribuindo para a geração de corrente eléctrica. A energia excedentária está representada na área B da Fig. 2.12.

Pode então concluir-se que a energia interna de cada par fotogerado será sempre igual a  $E_g$ , por isso, em termos de conversão fotovoltaica, não há diferença entre um par gerado por um fóton com  $h\nu = E_g$  ou com uma energia superior. A única diferença é o aquecer do semicondutor, o que no caso de uma célula fotovoltaica leva a que o rendimento baixe por diminuição da tensão e consequente diminuição da potência.

A potência eléctrica é aproximadamente proporcional à intensidade da radiação solar incidente. Nas mesmas condições de radiação, a potência decresce com o aumento de temperatura cerca de  $0.5\%/^{\circ}\text{C}$ . Este valor corresponde aos valores habituais de índice de variação de potência com a temperatura,  $\gamma$ , fornecido pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos.

Como já foi dito, a criação de pares electrão-lacuna no interior do semicondutor, não é, por si só, suficiente para se obter uma corrente eléctrica, é ainda necessário criar no interior do material uma estrutura que permita que haja a separação dos portadores de carga fotogerados e promova a sua extracção. O processo mais utilizado para a separação dos portadores de carga, é o da barreira de potencial que se estabelece na interface de dois semicondutores de tipos diferentes, isto é, com dopagens diferentes, a que chama junção *p-n*. Ao unir ambos os semicondutores, vai haver difusão de electrões do tipo *p* para o tipo *n*, o que vai levar à acumulação de iões positivos na zona *n* e negativos na zona *p* criando um campo eléctrico interno. Surge desta forma uma diferença de potencial que no caso do Silício é de  $0.7\text{ V}$  e no caso do Germânio é de  $0.3\text{ V}$ . Este tipo de estrutura, idêntica à do diodo electrónico, é denominada por mono-junção porque os cristais do tipo *p* e *n* são originários do mesmo material.

Podem utilizar-se outras estruturas, como as do tipo *p-i-n*, disto é exemplo o a-Si, onde a camada *i* é constituída por material puro ou intrínseco, o hidrogénio, ficando-se com a-Si:H, ou as multi-junções, constituídas pela sobreposição de semicondutores com diferentes hiatos, para um melhor aproveitamento do espectro da radiação solar (células Tandem).

A etapa final será a da recolha dos electrões, fechando o circuito através de uma carga. Os passos acima descritos estão esquematizados na Fig. 2.13.

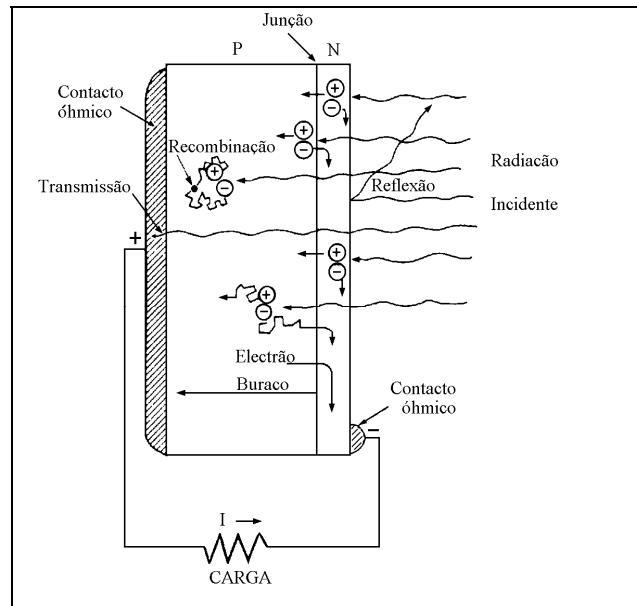


Fig. 2.13- Princípio de funcionamento dos dispositivos fotovoltaicos [7]

A célula fotovoltaica, compreende três partes distintas, a região activa onde se dá a conversão, uma camada anti-reflectora que limita as perdas por reflexão de radiação na superfície e os contactos metálicos que recolhem os electrões e permitem a ligação a uma carga.

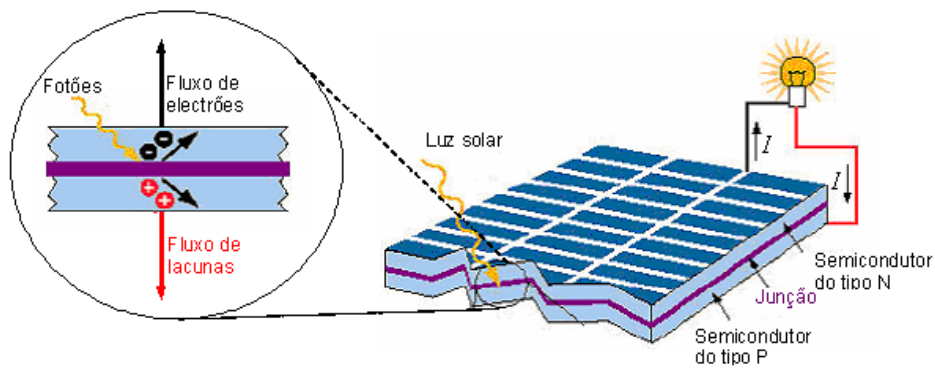


Fig. 2.14- Estrutura de uma célula fotovoltaica [45]

Uma célula fotovoltaica quadrada com 15 cm de lado, de silício multicristalino quando submetida a  $1000 \text{ W/m}^2$  de radiação e  $25^\circ \text{ C}$  de temperatura, pode fornecer uma corrente contínua de 6.75 A para uma tensão de 0.5 V, o que conduz a uma potência de 3.4 W. Esta tensão é demasiado baixa para poder alimentar cargas comuns, e por isso, nos módulos fotovoltaicos comerciais as células são associadas em série de forma a aumentar a tensão de saída do módulo. Para a produção do módulo, as células são soldadas umas às outras através dos seus contactos e depois encapsuladas numa estrutura que normalmente é de alumínio para

se tornar mais leve. O encapsulamento permite proteger o conjunto das células interligadas contra as agressões exteriores e os riscos de corrosão ao nível dos contactos.

O silício deteriora-se ao longo do tempo, sobretudo o silício amorfo. A maior parte dos módulos comercializados na Europa têm a garantia dos fabricantes de que a sua potência pico não irá diminuir mais que 20% num período de funcionamento de 20 anos.

## 2.4 Tecnologia Fotovoltaica

Os módulos fotovoltaicos são a base dos sistemas fotovoltaicos, são compostos por células fotovoltaicas fabricadas a partir de bolachas (*wafers*) de silício, por filmes finos de silício depositados sobre substratos de baixo custo (vidro, acrílico, etc), ou por células orgânicas. Estes módulos podem ser agrupados em três tipos de tecnologias:

- i. Módulos baseados em bolachas de silício cristalino, conhecidos como de 1ª geração.
- ii. Módulos de filmes finos, conhecidos como de 2ª geração.
- iii. Novos conceitos e tecnologias emergentes, conhecidos como de 3ª geração, disto são exemplo as células orgânicas.

### 2.4.1 Silício Cristalino (c-Si)

No presente, a tecnologia de silício cristalino abarca cerca de 90% da produção fotovoltaica, dominando o mercado fotovoltaico. Dentro da categoria de silício cristalino existem dois tipos distintos de células, células monocristalinas, obtidas através do corte de um lingote de um monocristal de silício, e células multicristalinas provenientes de um lingote de silício com múltiplos cristais.

Na produção de módulos de silício cristalino, tanto mono como multicristalino, podem identificar-se 6 passos distintos:

- i. Extração de silício
- ii. Purificação de silício
- iii. Crescimento de cristais
- iv. Produção de bolachas de silício

- v. Tratamento das bolachas e impressão de contactos para produção de células
- vi. Montagem do módulo

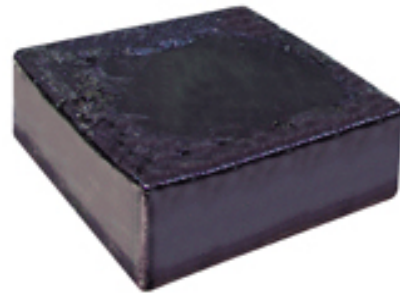
O silício purificado ou polisilício é o ingrediente base para a tecnologia de silício cristalino. Este é fundido e solidificado com diferentes tecnologias de forma a produzir, monocristais, lingotes multicristalinos ou fitas de silício. São utilizadas várias métodos para o crescimento de cristais, mas os mais utilizados são o método de Czochralski para o crescimento de lingotes de um único cristal e o método de fundição do polisilício para a produção de lingotes de silício multicristalino. Os lingotes resultantes de ambos os métodos são cortados em bolachas através de serras de disco, de fio ou através de laser.

Durante o processo de fusão, o polisilício é dopado com elementos como o boro, o arsénico e o fósforo. A dopagem faz com que o silício se transforme num material do tipo p (com excesso de cargas positivas) ou do tipo n (com excesso de cargas negativas), de acordo com o dopante utilizado, respectivamente boro ou arsénico (com 3 electrões na camada de valência) para dopagem do tipo p e fósforo (5 electrões na camada de valência) para dopagem do tipo n. Ao silício dopado dá-se o nome de silício extrínseco. Esta dopagem influencia a condutividade do silício e é necessária porque uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro (ou intrínseco) teria exactamente o mesmo número de electrões livres e lacunas, levando a que os electrões se recombinassem com as lacunas num curto espaço de tempo, não originando uma corrente eléctrica.

No método de Czochralski utiliza-se polisilício de elevado grau de pureza, 99.99% [86] e o processo de crescimento do cristal é bastante lento, com velocidades de crescimento de 0.6 a 1.2 mm/h [54]. O cristal resultante tem uma forma cilíndrica e brilho metálico, tal como se pode ver na Fig. 2.15 (a), dando origem a células circulares. A utilização de células com este formato num módulo fotovoltaico vai levar a que fiquem muitos espaços em branco e por isso, normalmente são cortadas as extremidades das bolachas resultantes, ficando estas com uma forma “pseudo-quadrada” tal como a que se mostra na Fig. 2.16 (a) e levando desta forma a um maior preenchimento dos módulos.



(a) Silício Monocristalino



(b) Silício Multicristalino

Fig. 2.15– (a) Lingote de silício monocristalino [153], (b) Lingote de silício multicristalino [51]

No método de fusão do polisilício para a produção de lingotes de silício multicristalino pode ser usado polisilício refinado a partir de silício de mais baixo grau de pureza, quando comparado com o usado no método de Czochralski. Neste caso a pureza do silício é de 98.0% a 99.0%, sendo este normalmente designado por silício metalúrgico [86]. Neste método o polisilício é colocado num cadinho e fundido deixando-se depois que este solidifique num lingote constituído por múltiplos cristais. A forma dos lingotes resultantes deste processo é a do cadinho de fusão do silício e é normalmente paralelepipedica, dando origem a lingotes que podem ser cortados em bolachas de forma quadrada e a células tais como a da Fig. 2.16 (b), que possibilitam que se preencha de forma compacta um módulo fotovoltaico.

Existe um outro tipo de produção de silício cristalino, a tecnologia de crescimento de fitas de silício, que aproveita as vantagens oferecidas pelas tecnologias já bastante desenvolvidas com base no silício cristalino e na tecnologia dos filmes finos, sem o custo e o desperdício inerentes aos processos convencionais. Os métodos de produção de fitas de silício podem ser separados em duas categorias: (i) métodos em que o silício fundido é puxado num plano perpendicular, dando origem a um filme fino (fita); (ii) métodos em que silício fundido é puxado num plano de ângulo inclinado, formando a fita. Na maioria destes métodos a velocidade de crescimento das fitas é da ordem dos 12-20 mm/minuto [36].

Para converter as bolachas de silício em células fotovoltaicas é necessário submetê-las a vários processos, tais como a criação de uma junção p-n usando silício do tipo n e do tipo p, a aplicação de uma camada anti-reflectora, e a impressão dos contactos metálicos frontais e posteriores para possibilitar a recolha dos electrões libertados através do efeito fotovoltaico.

Na Fig. 2.16 mostram-se dois exemplos de células de silício cristalino, respectivamente monocristalino (a) e multicristalino (b).



Fig. 2.16 – Células de silício cristalino [47]

As células são depois soldadas em combinações de séries e paralelos de acordo com a corrente e tensão que se pretende que o módulo tenha. São também incluídos nestas ligações díodos de *bypass* para evitar o sobreaquecimento de células quando há sombreamento parcial do módulo.

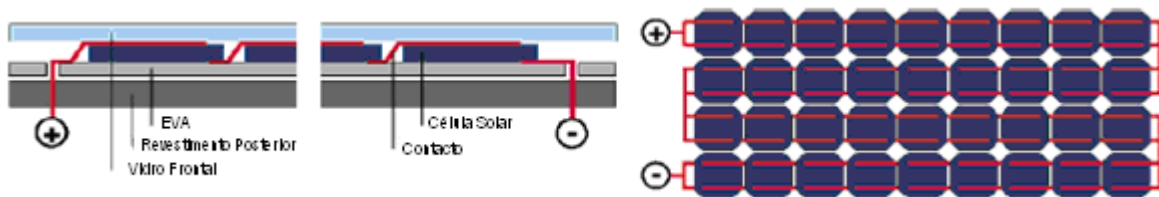


Fig. 2.17 – Ligação das células num módulo [119]

A matriz de células é depois laminada entre uma superfície de vidro e várias camadas de material plástico com uma pressão sub-atmosférica e elevada temperatura para tornar a matriz de células estanque. No passo seguinte este conjunto é montado numa estrutura (normalmente de alumínio) e é acrescentada a caixa de junção que permitirá que o módulo possa ser ligado num sistema.

## 2.4.2 Filmes Finos

Para produzir módulos fotovoltaicos a partir de filmes finos, o silício (Si) ou outro material semiconductor, é depositado em substratos de grande área (plástico, vidro ou metal) dando origem a módulos fotovoltaicos.

A materiais cujos átomos não obedecem a nenhuma estrutura cristalina em particular, dá-se o nome de materiais amorfos, e por isso módulos de silício produzidos por este método

são designados módulos fotovoltaicos de silício amorfo (a-Si). Por não ser estruturalmente uniforme, o silício amorfo tem defeitos tais como átomos com ligações em aberto. Estes defeitos fornecem um local onde os electrões livres na camada de condução do silício por acção do efeito fotovoltaico, se podem recombinar com uma lacuna<sup>16</sup>, deixando de contribuir para a corrente eléctrica que se estabelece quando a este material semiconductor se aplica uma diferença de potencial. A forma de ultrapassar este problema é depositar o silício de forma a que contenha uma pequena parte de hidrogénio, cujos átomos se vão combinar com muitos dos átomos de silício que tinham ligações em aberto. A este tipo de silício dá-se o nome de silício amorfo hidrogenado ou a-Si:H.

O processo de deposição de silício tem um custo mais baixo que a tecnologia de silício cristalino porque requer menores quantidades de silício e consome substancialmente menos energia. A espessura de material semiconductor em filmes finos é da ordem de 1  $\mu\text{m}$  contra os típicos 200  $\mu\text{m}$  das tecnologias cristalinas [7].

A eficiência dos módulos de silício amorfo decai com a exposição solar, é por isso necessário deixar que estes módulos estabilizem durante um período inicial<sup>17</sup> e só então medir a sua eficiência estabilizada. A eficiência após estabilização é a que deve ser usada para o cálculo da produção energética do módulo.

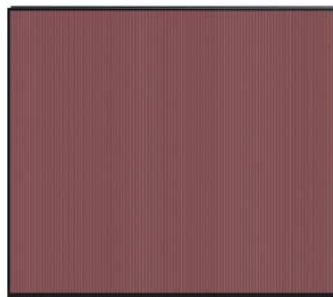


Fig. 2.18– Módulo fotovoltaico de silício amorfo, Kaneka GEA211,  $P_{\text{STC}} = 60 \text{ W}$

Existem filmes finos de outros materiais que não o silício, que surgem da combinação de diversos semicondutores, um deles é o CIGS, Copper Indium Gallium Diselenide ou Disseleneto de Cobre Índio Gálio. Este material é muito bom absorvedor da radiação solar, cerca de 99% da radiação é absorvida antes de chegar a 1 $\mu\text{m}$  de profundidade do material. Os filmes finos de CIGS são compostos por finas camadas sobrepostas de Cobre, Índio e Gálio às quais se acrescenta o seleneto para formar a estrutura final e a sua vantagem é a absorção

<sup>16</sup> Os lacunas correspondem a níveis de energia não ocupados por electrões e comportam-se como partículas transportando cargas eléctricas positivas

<sup>17</sup> Período de poucos meses

numa zona mais alargada do espectro de radiação solar por utilizar vários materiais com diferentes gamas de absorção.

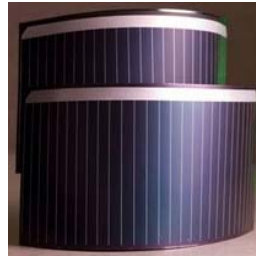


Fig. 2.19– Células flexíveis de Disseleneto de Cobre Índio Gálio [46]

Um outro exemplo de filmes finos utilizando camadas de diferentes compostos é o do Telureto de Cádmio (CdTe) que é constituído por uma junção heterogénia entre este elemento e Sulfureto de Cádmio (CdS).

### 2.4.3 Células com Multijunção

O caminho mais explorado para aumentar o rendimento de conversão das células fotovoltaicas tem sido a utilização de várias junções p-n, cada uma delas sintonizada com uma região específica do espectro de radiação solar. Como a radiação apenas interage fortemente com estruturas que tenham tamanhos semelhantes aos seus comprimentos de onda, desde que as camadas das células de tripla junção se mantenham extremamente finas, elas serão quase transparentes às frequências mais baixas. Isto permite que as camadas sejam sobrepostas e que a sua ordem seja que no topo esteja camada que capta as frequências mais elevadas e no fundo a camada que capta as frequência mais baixas.

A maioria das células multi-junção tem três camadas, sintonizadas para o azul (no topo), para o amarelo (no meio) e para o vermelho (na camada inferior). Estas células requerem semicondutores que possam ser afinados para frequências específicas tal como o arseneto de gálio. Estas células têm um custo mais elevado que os filmes finos com uma única junção, mas esse sobrecusto justifica-se para aplicações que exijam a maior potência com a menor área e o menor peso, por exemplo em aplicações espaciais.

### 2.4.4 Células Fotovoltaicas Fotoquímicas e Orgânicas

No decorrer da última década houve um despertar do interesse por tecnologias fotovoltaicas fotoquímicas e orgânicas. Estas células podem ser constituídas por duas

camadas orgânicas - *Bulk Heterojunction Solar Cells* (BHS), ou por uma mistura homogênea de dois materiais orgânicos - *Dye Sensitized Solar Cells* (DSS) ou células de Graetzel. Um dos materiais, quer seja um polímero semiconductor ou uma tinta orgânica, é o doador de electrões. O outro componente funciona como receptor de electrões, e normalmente para este fim é usado um fulereno. Após a separação de cargas, as lacunas são transportadas até ao ânodo, enquanto os electrões são transportados até ao cátodo, de forma a fornecer uma corrente contínua a uma carga que feche o circuito.

### 2.4.5 Células Fotovoltaicas com Concentração

Com o intuito de melhorar o rendimento de conversão fotovoltaica, a radiação solar é concentrada e focada numa pequena área usando lentes de Fresnel ou espelhos. A principal vantagem é a utilização de menos material semiconductor, porque as células fotovoltaicas para sistemas de concentração têm uma pequena fracção da área das células fotovoltaicas comuns. No entanto, a área total de módulo permanece a mesma de forma a colectar a mesma quantidade de irradiância. A principal desvantagem da utilização de sistemas fotovoltaicos de concentração é a óptica concentradora que implica que os sistemas tenham seguimento a dois eixos de grande precisão para que as células fotovoltaicas por detrás da lente estejam sempre iluminadas (havendo irradiância disponível) e não estejam sujeitas a sombreamento parcial.

### 2.4.6 Rendimento de Células e Módulos Fotovoltaicos

Desde o início do estudo da conversão fotovoltaica que se tentam encontrar valores limite para o seu rendimento teórico por forma a servir de guia para a investigação nessa área. O rendimento de células fotovoltaicas está fortemente relacionado com a criação de pares electrão-buraco causada pela incidência de radiação, e pela sua recombinação antes que alguma corrente possa ser extraída através de um circuito externo. Esta recombinação deve-se a vários mecanismos e não é facilmente relacionável com o tipo de material utilizado na célula. Apesar destas dificuldades, em 1975 foi estabelecida por Lofersky uma relação empírica entre a taxa de recombinação e o tipo de material da célula, o que lhe permitiu escolher os materiais mais promissores para o fabrico de células fotovoltaicas [81].

Anteriormente a essa data, em 1961, Shockley e Queisser [127], determinaram um valor teórico de 30% para o rendimento máximo obtido por uma célula fotovoltaica de

material semiconductor com um hiato de 1.1 eV e uma junção p-n, assumiram que tanto a célula como o Sol eram corpos negros à temperatura de 300°K e 6000°K, respectivamente. Este limite foi calculado para o caso ideal em que o único mecanismo de recombinação dos pares electrão-buraco é radiativo.

O cálculo do limite teórico para células multi-junção, usando métodos semelhantes aos usados por Shockley-Queisser, produz os seguintes resultados: para uma célula com dupla junção, o rendimento pode ir até 42; para uma tripla-junção, até 49% [150].

O rendimento de uma célula ou módulo fotovoltaico com área  $A$ , sujeitos à irradiância  $G_I$  e cuja potência máxima é  $P_{MP}$ , pode calcular-se através da expressão:

$$\eta = \frac{P_{MP}}{A G_I} 100 \tag{2.1}$$

Nos dias de hoje o *record* pertence às células de tripla junção com concentração, cujo rendimento máximo medido em laboratório está acima dos 40%, tal como se pode ver na Fig. 2.19. Neste momento já são comercializadas células de tripla junção que atingem rendimentos de 39%<sup>18</sup> para uma concentração da radiação solar de 503 vezes.

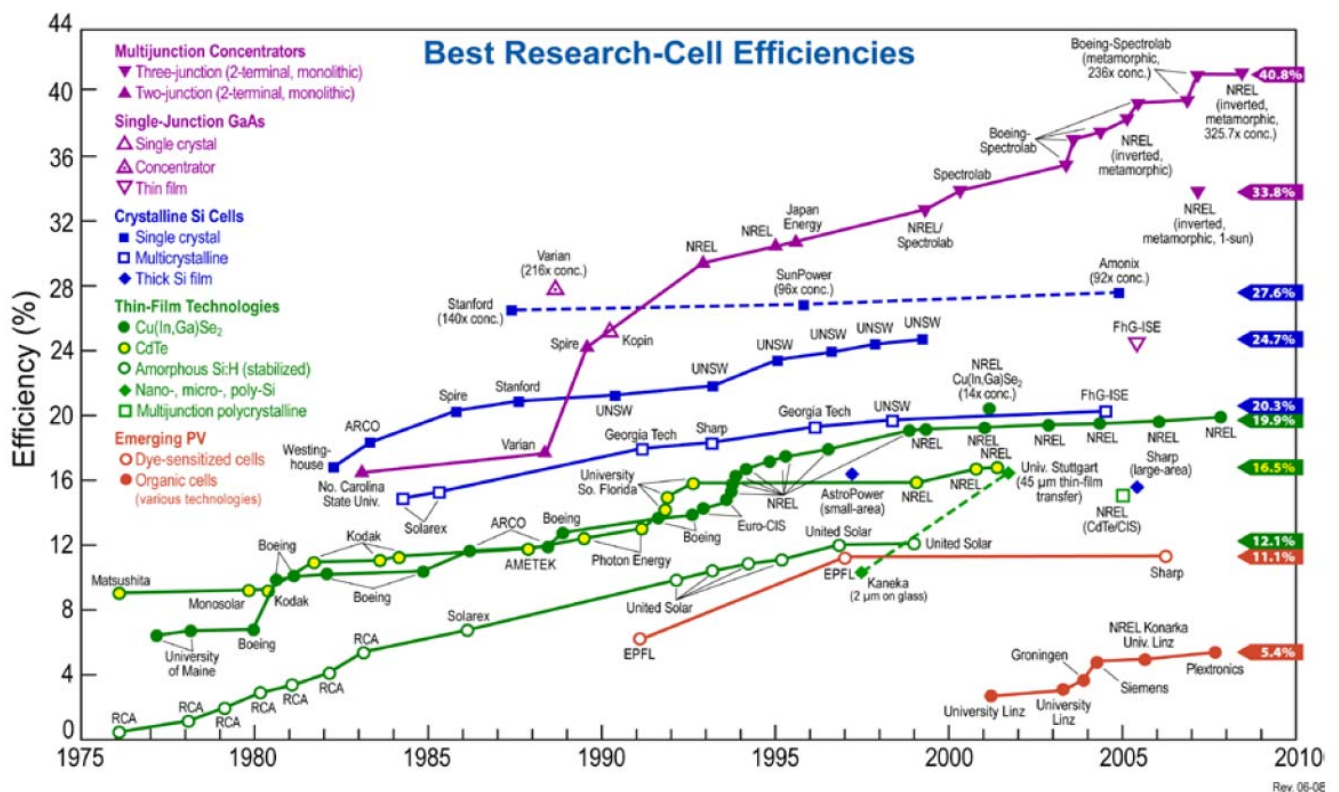


Fig. 2.20 - Evolução da eficiência das células PV das várias tecnologias [76]

O melhor rendimento obtido para células de silício cristalino foi de 25%, para o silício multicristalino obteve-se 20.4% e para células de silício amorfo chegou-se até aos 9.5%. Para

<sup>18</sup> Célula solar de tripla-junção para aplicações terrestres da empresa EMCORE

os filmes finos de CIGS ( $\text{CuInGaSe}_2$ ) e de Telureto de Cádmio ( $\text{CdTe}$ ), os melhores rendimentos foram 19.4% e 16.7%, respectivamente. Em células de múltipla junção sem concentração, o melhor rendimento foi obtido para uma célula de  $\text{GaInP/GaAs/Ge}$  com 32% [39].

Para as células de polímeros orgânicos, o rendimento máximo obtido em laboratório foi de 5.15% e para as células fotoquímicas *Dye Sensitised*, esse rendimento chegou a 10.4% [39].

Estes valores de rendimento são obtidos em laboratório, sob condições controladas e para apenas uma célula. A junção de células em módulos vai levar a que hajam perdas por *mismatch* porque estas não são perfeitamente iguais nem têm exactamente os mesmos parâmetros e numa ligação em série a célula com menor produção limitará a produção de todas as outras. Isto leva a que o rendimento do módulo seja mais baixo que o rendimento das células que o compõem. Em seguida referem-se valores de rendimento de módulos para as diferentes tecnologias acima descritas.

O melhor rendimento de módulos fotovoltaicos medido em laboratório para as tecnologias de silício cristalino foi de 22.9% para o monocristalino e de 15.5 % para o multicristalino [39]. Para as tecnologias de filmes finos de CIGSS ( $\text{CuInGaSSe}$ ) e  $\text{CdTe}$ , o rendimento máximo para módulos chegou a 13.5% e 10.9% [39], respectivamente.

Os valores de rendimento de módulos fotovoltaicos comerciais<sup>19</sup> de silício multicristalino estão na gama de 12-14% e para o silício monocristalino o rendimento está entre 15% e 17% [1].

O rendimento estabilizado para módulos comerciais de silício amorfo está entre 6% e 9%<sup>20</sup>, para módulos de CIGSS<sup>21</sup> o rendimento está entre 11-13% [133] e para módulos de Telureto de Cádmio ( $\text{CdTe}$ ) toma valores no intervalo de 9% a 11% [133].

O rendimento de módulos comerciais com células de múltipla junção e concentração de  $n$  vezes já atinge hoje os 39%.

#### 2.4.7 Quota de Mercado para as Diferentes Tecnologias

Relativamente à aceitação de cada uma destas tecnologias, na Fig. 2.21 mostram-se as quotas de mercado para as várias tecnologias de módulos fotovoltaicos. Nela pode ver-se

<sup>19</sup> Definindo o rendimento com base nas dimensões exteriores do módulo

<sup>20</sup> Valores calculados a partir das características de vários módulos comerciais.

<sup>21</sup> Copper Indium Gallium Diselenide Sulphide

claramente que o silício cristalino (mono e multicristalino) domina o mercado com aproximadamente 83% de quota de mercado, que os filmes finos têm uma quota de apenas 14% e que as células orgânicas ainda não têm expressão em termos de quota de mercado.

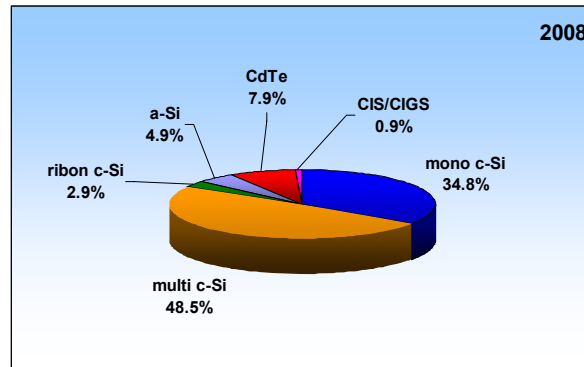


Fig. 2.21– Quotas de mercado das diferentes tecnologias no final de 2008 – dados retirados de [89]

Na Fig. 2.22 mostra-se a evolução recente destas quotas de mercado. Apesar da escassez de silício dos últimos anos [89] e do grande aumento na produção de filmes finos, as tecnologias de silício cristalino praticamente mantiveram a sua quota de mercado até 2006, começando a perder uma pequena parte da sua quota a favor da tecnologia CdTe, nos últimos 2 anos.

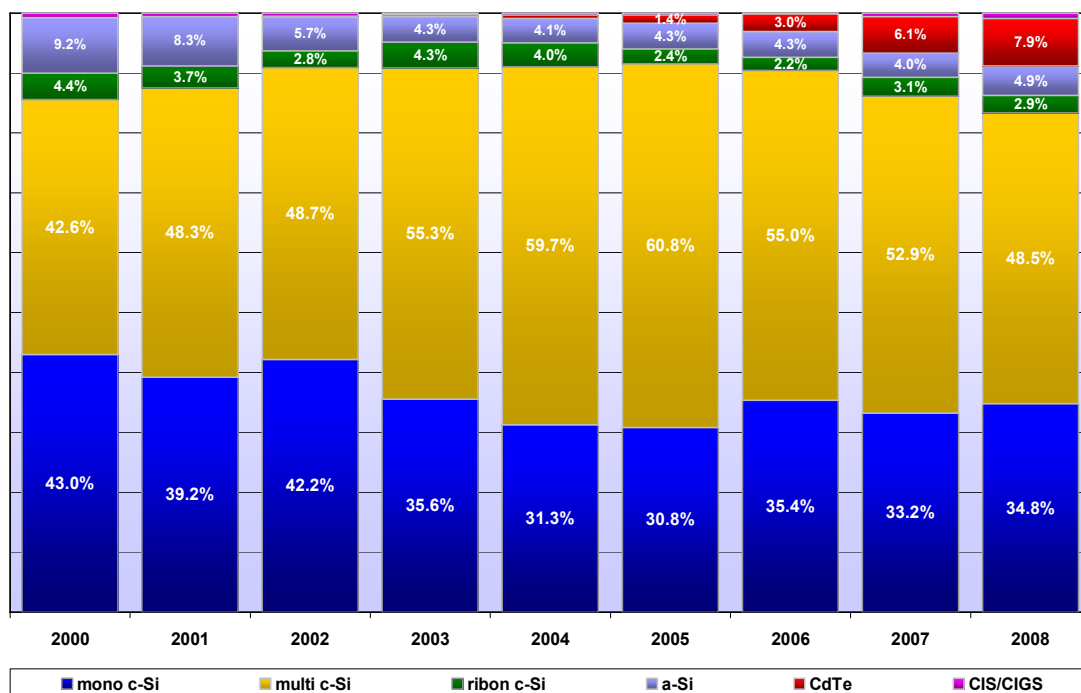


Fig. 2.22– Evolução das quotas de mercado para as diferentes tecnologias – dados retirados de [89]

## 2.5 Modelo Equivalente do Módulo Fotovoltaico

O ponto de partida para a derivação de uma equação para a célula solar é a junção p-n. Devido aos efeitos da dopagem com impurezas, a concentração de buracos livres no material do tipo p é muito maior que a sua concentração no material do tipo n e a concentração de electrões livres no material do tipo n é muito maior do que a que se encontra no material do tipo p. Consequentemente, os buracos no material do tipo p e os electrões no material do tipo n são denominados por portadores maioritários e os buracos no material do tipo n e os electrões no material do tipo p são denominados por portadores minoritários.

O equilíbrio dinâmico da difusão e desvio dos electrões e buracos num determinado instante e a uma determinada distância da junção p-n deve obedecer ao princípio da conservação da carga, ou seja, o aumento da concentração de buracos portadores minoritários no material do tipo n deve ser igual à concentração de buracos injectados externamente adicionada à concentração em equilíbrio térmico e às contribuições das correntes de difusão e desvio [109].

Para que se obtenha a solução da equação da continuidade para os buracos na região n, são necessárias duas condições fronteira [109], uma delas é considerar que a concentração de buracos injectados diminui com o aumento da distância à junção p-n, a outra condição fronteira é considerar que a concentração de buracos na junção,  $p_n(0)$ , depende da concentração de buracos em equilíbrio térmico,  $p_{n0}$ , e da tensão aplicada externamente,  $V$ , através da expressão (2.2).

$$p_n(0) = p_{n0} \exp \frac{qV}{k_B T} \quad (2.2)$$

Onde  $k_B$  é a constante de Boltzmann,  $k_B = 1.3805 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$ ,  $q$  é a carga do electrão,  $q = 1.602 \times 10^{-19} \text{ C}$  e  $T$  é a temperatura absoluta em graus Kelvin<sup>22</sup>.

Esta equação e a equivalente obtida para os electrões são as equações chave para a teoria da rectificação [109]. Usando as duas condições fronteira consideradas anteriormente e tendo em conta que a corrente total através do dispositivo deve ser constante para qualquer distância à junção p-n, obtém-se a equação do diodo.(2.3).

$$J = J_0 \left( \exp \frac{qV}{k_B T} - 1 \right) \quad (2.3)$$

, onde  $J$  é a densidade de corrente e  $J_0$  é a densidade de corrente de saturação.

---

<sup>22</sup>  $X (^{\circ}\text{K}) = X (^{\circ}\text{C}) + 273.16$

Se na resolução da equação da continuidade se tivessem considerado como condições fronteira que os contactos frontais e o contacto posterior (*Back Surface Field* – BSF) eram contactos óhmicos ideais [81], levando a que a região em torno da junção p-n não tivesse portadores de carga (considerações designadas por lei da junção), a solução da equação da continuidade indicaria que o circuito equivalente da célula ideal não consiste apenas numa fonte de corrente com um diodo em antiparalelo mas sim numa fonte de corrente com dois diodos em antiparalelo. Esta solução permite chegar a resultados ligeiramente mais precisos para o comportamento da célula fotovoltaica, que a solução com apenas um diodo, mas para a modelação de módulos fotovoltaicos integrados em sistemas, esta última é suficiente para que se obtenham bons resultados [81], como se verá mais à frente na comparação dos valores calculados face a valores medidos experimentalmente.

No caso de uma junção p-n sujeita à luz (célula fotovoltaica), a solução da equação da continuidade leva a um termo adicional na equação do diodo, este termo representa as concentrações de portadores minoritários injectados devido à exposição à luz e pode chamar-se densidade de corrente gerada pela luz,  $J_L$ . A equação para a célula fotovoltaica ideal toma então a seguinte forma:

$$J = J_L - J_0 \left( \exp \frac{qV}{k_B T} - 1 \right) \quad (2.4)$$

Para esta equação pode ser derivado um circuito eléctrico equivalente composto por uma fonte de corrente  $J_L$  e um diodo em antiparalelo, através do qual flui a densidade de corrente  $J_D$  definida pela Eq. 2.5.

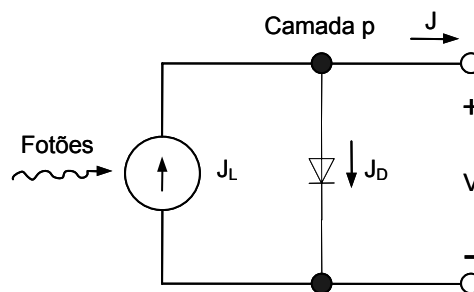


Fig. 2.23– Circuito Eléctrico Equivalente para uma célula fotovoltaica ideal (Eq. 2.4)

$$J_D = J_0 \left( \exp \frac{qV}{k_B T} - 1 \right) \quad (2.5)$$

A fonte de corrente produz uma corrente  $J_L$  cuja amplitude irá depender da intensidade de luz incidente. A curva característica deste circuito vai depender do valor de  $J_L$  e da densidade de corrente  $J_D$  que flui internamente através da junção semicondutora da célula ideal para uma determinada temperatura  $T$  e tensão  $V$  aos seus terminais.

A equação da célula fotovoltaica ideal derivada a partir da teoria da física do estado sólido não representa com exactidão o comportamento de uma célula real. A observação das características de células fotovoltaicas reais sob diversas condições de teste levou à inclusão de três parâmetros adicionais [109], a resistência série,  $R_S$ , a resistência paralela,  $R_P$ , que representam perdas na célula, e  $n$ , o factor de idealidade utilizado para ajustar a curva característica  $I(V)$ ,  $n \in [1,2]$  se se tratarem de células de silício cristalino, tendo normalmente valores superiores a estes para células de filmes finos.

Usando estes três parâmetros, a célula fotovoltaica pode ser representada por um circuito eléctrico equivalente, Fig. 2.24, cujas características de tensão e corrente se assemelham ao seu comportamento real [25], [81] e [109].

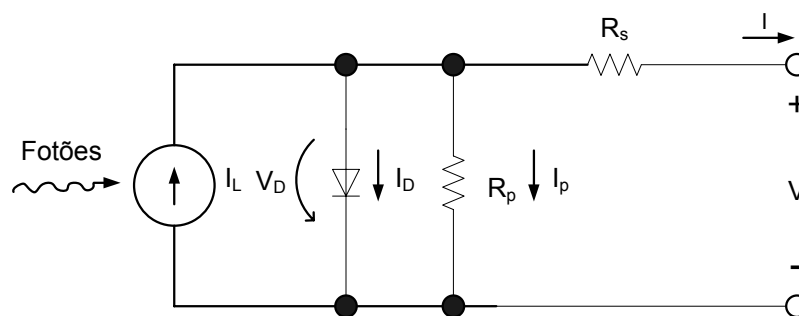


Fig. 2.24– Esquema Eléctrico Equivalente de uma célula fotovoltaica

A fonte de corrente  $I_L$  representa a corrente eléctrica que é gerada quando há exposição da célula à radiação solar, o diodo representa o funcionamento da junção p-n da célula, e a corrente que o atravessa,  $I_D$ , depende da tensão aos terminais do módulo,  $V$ . De acordo com [25] e [81], a equação para a curva  $I(V)$  de uma célula fotovoltaica representada por este circuito, é:

$$I = I_L - I_D - I_P = I_L - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{q(V + R_S I)}{nk_B T}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (2.6)$$

Onde  $I_0$  é a corrente inversa máxima de saturação do diodo.

A corrente produzida por um módulo constituído por  $N_{CEL}$  células ligadas em série, pode ser calculada através da Eq. 2.7.

$$I = I_L - I_D - I_P = I_L - I_O \cdot \left[ \exp\left(\frac{q(V + R_S I)}{nk_B T N_{CEL}}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (2.7)$$

O segundo termo da equação para  $V_{oc}$  tem um produto de grandezas a que normalmente é dado o nome de potencial térmico,  $V_{TH}$ :

$$V_{TH} = \frac{nk_B T N_{CEL}}{q} \quad (2.8)$$

As grandezas  $R_s$ ,  $R_p$  e  $n$  da equação que representa o módulo, não são fornecidas pelos fabricantes e por isso têm que ser calculadas.

Neste trabalho esse cálculo não foi efectuado, usando-se os resultados do software desenvolvido em [113] que ajusta estes parâmetros, de forma a que a curva  $I(V)$  obtida pela equação acima passe pelos pontos relativos aos parâmetros característicos fornecidos pelo fabricante. Nesse software utiliza-se um processo iterativo que vai modificando os valores destas três grandezas até que a curva obtida através dos três parâmetros calculados passe nos pontos definidos pelo fabricante para as condições de referência ou STC <sup>23</sup>, nestas condições a intensidade de radiação solar é de 1000 W/m<sup>2</sup> com repartição espectral AM1.5 e temperatura do módulo de 25 °C.

### 2.5.1 Curva I(V) Característica do Módulo Fotovoltaico

O funcionamento dos módulos fotovoltaicos é descrito pela curva característica corrente-tensão, definida para as condições STC. Os fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem, em geral, um conjunto de parâmetros característicos extraídos da curva  $I(V)$ , a corrente de curto circuito,  $I_{sc}$ , a tensão em circuito aberto,  $V_{oc}$ , a potência máxima  $P_{MP}$  ou potência-pico, os coeficientes de variação da corrente e tensão com a temperatura, respectivamente  $\alpha_{PV}$  e  $\beta_{PV}$ , e a tensão e corrente no ponto de potência máxima,  $V_{MP}$  e  $I_{MP}$ .

A curva característica de um módulo é obtida fazendo variar a carga aos seus terminais, normalmente através da ligação a um equipamento com condensadores que são carregados de uma forma controlada. Com o condensador descarregado, toda a corrente produzida pelo módulo poderá fluir para o condensador e neste caso a corrente é máxima e igual à corrente de

<sup>23</sup> STC – Standard Test Conditions

curto-circuito,  $I_{sc}$ , não havendo oposição à passagem da corrente, a tensão aos terminais do módulo é nula. Com o condensador completamente carregado, a oposição à passagem de corrente é tão elevada que esta deixa de fluir, e a tensão toma o seu valor máximo, o da tensão de curto-circuito,  $V_{oc}$ .

Ainda relacionado com a curva  $I(V)$ , existe um parâmetro que relaciona a corrente e tensão no ponto de potência máxima, com a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito, o chamado Factor de Forma ou *Fill Factor*, que se calcula através de:

$$FF = \frac{I_{MP}V_{MP}}{V_{oc}I_{sc}} \quad (2.9)$$

O valor do Factor de Forma tem a ver com a forma da curva  $I(V)$  e o módulo será tanto melhor quanto maior for a proximidade entre este parâmetro e a unidade. Os valores para o factor de forma variam não apenas para os diferentes tipos de tecnologia (tendo o silício cristalino o melhor FF) mas também para módulos da mesma tecnologia, sendo a variação neste caso menos acentuada.

### 2.5.2 Variação da Curva I(V) com a Radiação e a Temperatura

A corrente produzida por um módulo fotovoltaico depende principalmente da irradiância que sobre ele incide, enquanto a tensão quase não varia com esta grandeza. Por outro lado, o aumento da temperatura das células do módulo, devido à energia que não foi totalmente absorvida e parte foi dissipada sob a forma de calor (Fig. 2.12), faz com que o rendimento do módulo diminua. O aumento de temperatura afecta principalmente a tensão de circuito aberto que irá diminuir à medida que a temperatura aumenta. O coeficiente de variação da tensão com a temperatura é denominado por  $\beta_{PV}$  e é normalmente expresso em mV/°C ou em %/°C<sup>24</sup>. De forma análoga a corrente de curto-circuito também irá depender da temperatura, aumentando ligeiramente com a subida de temperatura, mas não o suficiente para que haja uma compensação da potência que se perde pelo efeito da temperatura na tensão. O coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura designa-se por  $\alpha_{PV}$  e pode também ser expresso em duas formas, mA/°C ou %/°C<sup>25</sup>. De acordo com [82] e [113], as expressões que relacionam a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito-aberto

<sup>24</sup> Esta percentagem refere-se ao valor da tensão de circuito-aberto.

<sup>25</sup> Esta percentagem refere-se ao valor da corrente de curto-circuito.

para determinada irradiância,  $G_I$ , e temperatura das células do módulo,  $T$ , com os valores de irradiância e temperatura de referência são dadas pelas equações 2.10 e 2.14, usando  $\alpha_{PV}$  e  $\beta_{PV}$  na forma mA/°C e mV/°C, respectivamente.

$$I_{sc}(G_I, T) = I_{sc_{REF}} \frac{G_I}{G_{REF}} + \alpha_{PV}(T - T_{REF}) \quad (2.10)$$

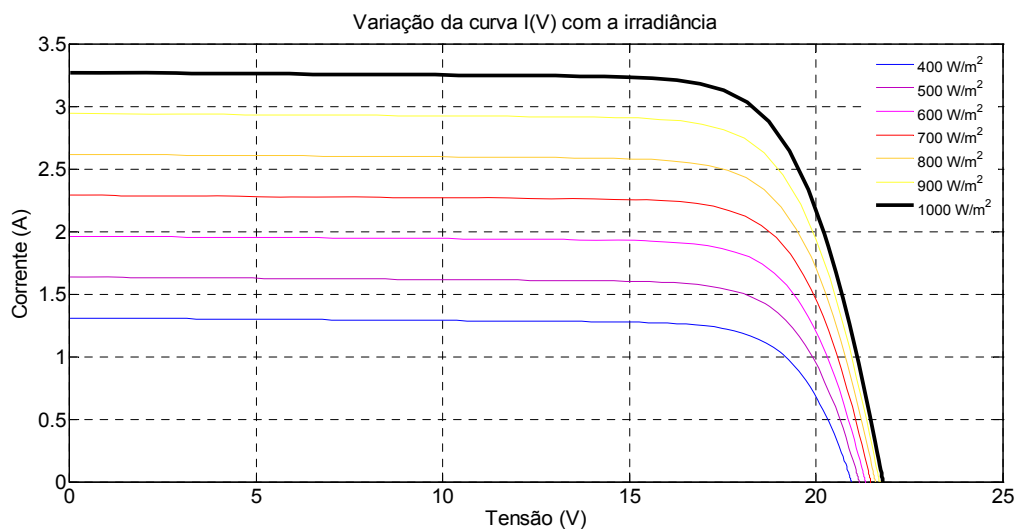
$$V_{oc}(G_I, T) = V_{oc_{REF}} + \frac{nk_B T N_{CEL}}{q} \cdot \ln\left(\frac{G_I}{G_{REF}}\right) + \beta_{PV}(T - T_{REF}) \quad (2.11)$$

De acordo com [81] e [113], admitindo uma variação linear da diferença entre a temperatura das células e a temperatura ambiente,  $T_{AMB}$ , com a irradiância  $G_I$ , pode calcular-se a temperatura das células do módulo através de:

$$T = T_{AMB} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G_I \quad (2.12)$$

, onde a sigla NOCT representa a temperatura normal de funcionamento das células em graus Celsius – *Normal Operating Cell Temperature*. Este parâmetro é definido como a temperatura das células do módulo quando submetidas a uma irradiância de 800 W/m<sup>2</sup> com a distribuição espectral AM1.5, a uma temperatura ambiente de 20°C e com a velocidade do vento de 1 m/s, sendo normalmente fornecido pelo fabricante de módulos.

Na figura abaixo é possível ver a influência da irradiância e temperatura na curva  $I(V)$  do módulo, tal como se mencionou acima,  $I_{sc}$  depende principalmente da radiação incidente e  $V_{oc}$  da temperatura das células.



(a)

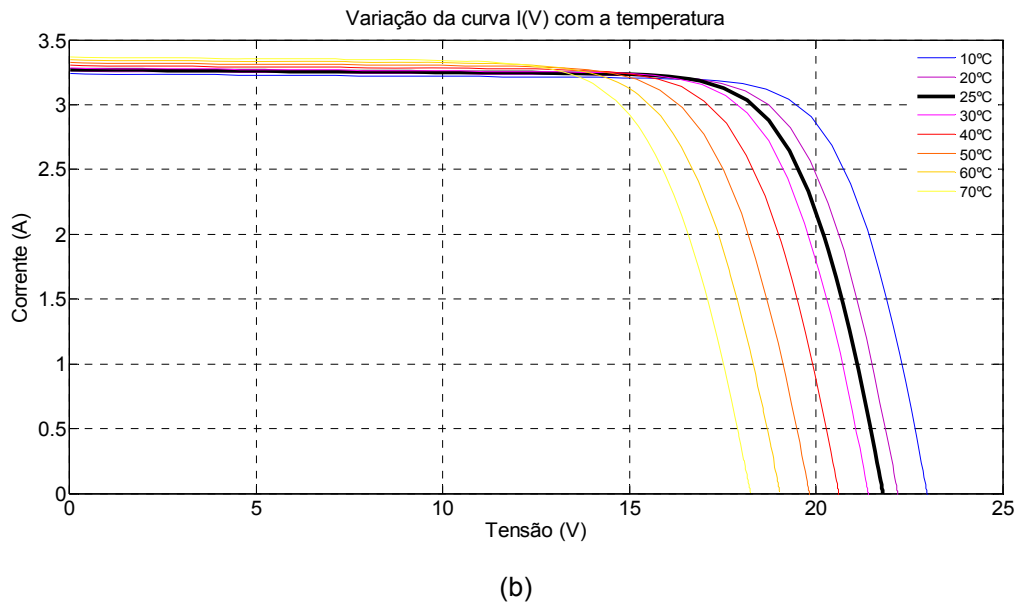


Fig. 2.25- **Variação da Curva I(V) de uma célula PV com a irradiância e a temperatura (gráficos da autora)**

### 2.5.3 Efeito das Perdas na Curva IV - Resistências em Série e Paralelo

No modelo eléctrico equivalente do módulo, ver Fig. 2.24, as perdas do módulo são representadas por duas resistências, a resistência série,  $R_S$  e a resistência paralelo,  $R_P$ . A resistência série representa perdas devido à resistência através do material semiconductor, à resistência entre os contactos metálicos da parte frontal e posterior da célula e resistência devida às conexões entre células e terminais. As perdas relacionadas com as correntes de fuga que ocorrem nas extremidades e com imperfeições do semiconductor são representadas pela resistência em paralelo.

Existe ainda outro tipo de perdas que se relaciona com as diferenças entre curvas  $I(V)$  de cada uma das células do módulo,  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  vão ser ligeiramente diferentes para cada célula. Como as células são normalmente agrupadas em série num módulo, para aumentar a tensão de saída, a  $I_{sc}$  do módulo vai estar limitada pela menor  $I_{sc}$  das suas células. Isto faz com que a  $P_{MP}$  do módulo seja menor que a soma das  $P_{MP}$  de cada célula. O mesmo vai acontecer ao associar vários módulos num sistema. A este tipo de perdas dá-se o nome de perdas por desfasamento ou *mismatch*.

Existe ainda um outro tipo de perdas que tem a ver com a não uniformidade da irradiância que chega às células. Se uma célula estiver parcialmente sombreada, produz menos que as outras e vai por isso limitar a passagem de corrente, à corrente que consegue produzir. Neste caso a corrente em excesso proveniente das outras células terá que ser

dissipada no corpo dessa célula levando ao seu sobreaquecimento, podendo mesmo danificá-la. Para evitar que este fenómeno ocorra, normalmente os módulos têm diodos de *bypass* entre determinado número de células em série, por exemplo, de 4 em 4 células, de forma a fornecer um outro caminho para a passagem de corrente. O sombreamento parcial leva à distorção da curva característica do módulo.

A resistência série,  $R_s$ , tem um efeito significativo sobre a curva  $I(V)$  do módulo, afectando principalmente o seu Factor de Forma, fazendo com que este diminua à medida que a resistência aumenta, como se pode ver na Fig. 2.26. Já a resistência em paralelo tem o efeito inverso sobre o Factor de Forma, fazendo com que este aumente com o aumento de  $R_p$ , Fig. 2.26. As curvas  $I(V)$  abaixo foram obtidas através do modelo do módulo fotovoltaico, fazendo variar as resistências  $R_s$  e  $R_p$ .

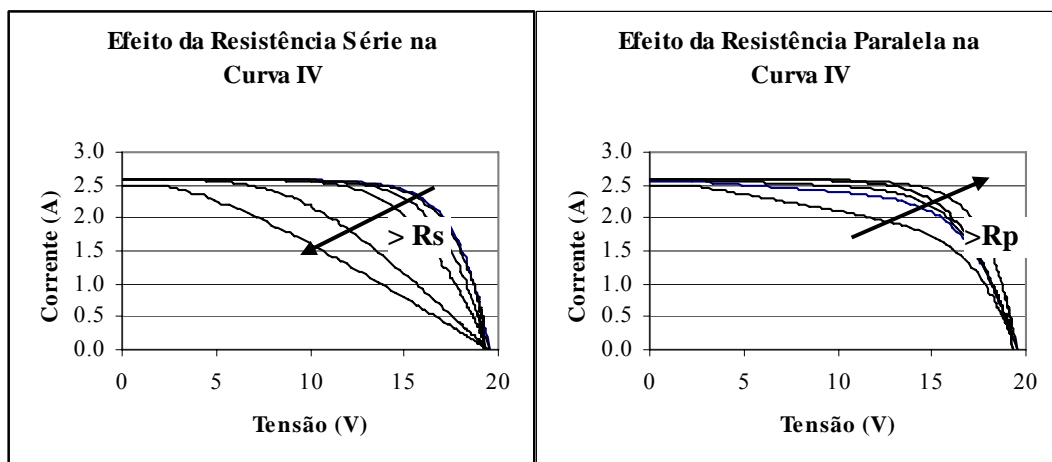


Fig. 2.26- Variação da Curva  $I(V)$  com o aumento das resistências série e paralelo [37]

#### 2.5.4 Resolução da Equação do Módulo Fotovoltaico

Para a resolução da equação implícita para a corrente do módulo, Eq. 2.7, é necessário usar um método numérico, neste trabalho é usado o método de Newton-Raphson. Para que se possa resolver essa equação é necessário que se calculem as grandezas  $I_L$  e  $I_0$  e que se obtenham os parâmetros  $R_s$ ,  $R_p$  e  $n$ , que não são normalmente fornecidos pelos fabricantes.

No ponto correspondente à corrente de curto-circuito,  $I_{sc}$ , tem-se que  $I = I_{sc}$  e  $V = 0$ , rearranjando-se os termos da equação (2.7) em ordem à corrente gerada pela exposição à radiação solar,  $I_L$ , obtém-se a Eq. 2.13:

$$I_L = I_{SC} \left( 1 + \frac{R_S}{R_P} \right) + I_0 \left[ \exp \left( \frac{R_S I_{SC}}{V_{TH}} \right) - 1 \right] \quad (2.13)$$

Quando o módulo é deixado em circuito aberto a corrente será  $I = 0$  e a tensão será  $V = V_{oc}$ , usando de novo a equação (2.7) é possível encontrar uma expressão para a corrente de saturação,  $I_0$ :

$$I_0 = \frac{I_L - \frac{V_{oc}}{R_P}}{\exp \left( \frac{V_{oc}}{V_{TH}} \right) - 1} \quad (2.14)$$

Substituindo (2.13) em (2.14) e resolvendo em ordem a  $I_0$  obtém-se uma equação para a corrente de saturação que a relaciona com os 3 parâmetros,  $R_s$ ,  $R_p$  e  $n$ .

$$I_0 = \frac{I_{SC} \left( 1 + \frac{R_S}{R_P} \right) - \frac{V_{oc}}{R_P}}{\exp \left( \frac{V_{oc}}{V_{TH}} \right) - \exp \left( \frac{R_S I_{SC}}{V_{TH}} \right)} \quad (2.15)$$

Em [113] é indicado um modelo para o cálculo da resistência série, paralelo e do factor de idealidade sem aproximações, que será descrito em seguida.

No ponto de máxima potência da curva característica, a derivada da potência em ordem à tensão anula-se:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (2.16)$$

Sabendo ainda que para corrente contínua a potência é igual ao produto da corrente pela tensão, pode escrever-se:

$$\frac{d(IV)}{dV} = 0 \Rightarrow \frac{IdV + VdI}{dV} = 0 \Rightarrow I + \frac{VdI}{dV} = 0 \Rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \Rightarrow \frac{dI}{dV} + \frac{I}{V} = 0 \quad (2.17)$$

, sendo  $I$  e  $V$  a corrente e a tensão do módulo, respectivamente.

Esta equação pode ser reescrita em função da corrente de máxima potência e da tensão de máxima potência fornecidas pelos fabricantes para as condições STC:

$$\left(\frac{dI}{dV}\right)_{V=V_{MPREF}} = -\frac{I_{MPREF}}{V_{MPREF}} \quad (2.18)$$

Substituindo na Eq. 2.18, a equação para a corrente do módulo, Eq. 2.7, e resolvendo em ordem à resistência série, chega-se à Eq.2.19.

$$R_S = -\frac{V_{MPREF}}{I_{MPREF}} + \frac{V_{TH}}{I_{MPREF}} \ln \left[ \frac{\frac{V_{MPREF}}{I_{MPREF}} \left(1 + \frac{R_S}{R_P}\right) - \frac{1}{R_P}}{\frac{I_0}{V_{TH}} \left(1 - R_S \frac{I_{MPREF}}{V_{MPREF}}\right)} \right] \quad (2.19)$$

No ponto de potência máxima a corrente de máxima potência pode ser encontrada fazendo  $V = V_{MPREF}$ , substituindo em (2.7) e resolvendo em ordem à resistência paralela, obtém-se:

$$R_P = \frac{V_{MPREF} + R_S I_{MPREF}}{I_{SCREF} \left(1 + \frac{R_S}{R_P}\right) - I_{MPREF} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_{MPREF} + R_S I_{MPREF}}{V_{TH}}\right) - 1 \right]} \quad (2.20)$$

O sistema de 5 equações (2.8), (2.13), (2.15), (2.19) e (2.20) não tem uma solução analítica, tendo que ser resolvido através de um método numérico. Nas condições STC, há 6 incógnitas que têm que ser encontradas,  $I_L$ ,  $V_{TH}$ ,  $I_0$ ,  $R_P$ ,  $R_S$  e  $n$  e apenas 5 equações linearmente independentes, o que implica que se tenha que fixar o valor de um dos parâmetros para resolver o sistema de equações [113]. A partir dos dados do fabricante, são conhecidos os valores de três pontos da curva característica I(V) do módulo em condições STC, o ponto correspondente ao curto-circuito, ( $V=0$ ,  $I=I_{SC}$ ), o ponto corresponde ao circuito aberto, ( $V=V_{OC}$ ,  $I=0$ ), e o ponto correspondente à máxima potência, ( $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ). Não conhecendo  $R_P$ ,  $R_S$  e  $n$ , existem múltiplas curvas I(V) que passam por estes pontos, mas ao estimar-se um destes três parâmetros, os outros dois parâmetros podem ser calculados permitindo a determinação da curva característica.

Em [113] averiguou-se a validade deste método concluindo que permite chegar a bons resultados.

Este modelo para o módulo fotovoltaico conduz a bons resultados, como se poderá ver mais à frente no item 6.2.

### 2.5.5 Conversores de Potência Associados aos Módulos Fotovoltaicos

Num sistema fotovoltaicos é usual designar-se uma fila de módulos ligados em série por *string* e um grupo de módulos, ligados numa determinada configuração de séries e paralelos, adjacentes uns aos outros como painel de módulos ou *array*.

Um painel de módulos está normalmente ligado a um conversor para adaptar a sua tensão à do equipamento a que este está ligado, sejam baterias, cargas ou a rede eléctrica.

Quando se tem um sistema autónomo, utiliza-se um conversor c.c./c.c. que faz a regulação da carga da bateria alimentada pelo sistema PV: se a tensão da bateria está baixa, a bateria está descarregada e o regulador permite que toda a energia produzida pelos módulos flua para a bateria; se a tensão da bateria é elevada, indicando que esta está quase totalmente carregada, o regulador vai baixando a tensão dos módulos, até que no limite em que a bateria atinge a tensão máxima, a tensão dos módulos atinge valores próximos do zero ou estes são mesmo curto-circuitados (dependendo da configuração do regulador utilizado) para que não haja entrada de mais energia na bateria. O regulador de carga pode permitir também que lhe sejam ligadas cargas c.c.. Se parte do consumo, ou a sua totalidade, é em corrente alternada, após a bateria terá de haver um inversor.

Quando se tem um sistema PV ligado à rede eléctrica, é necessário converter a energia em c.c. em energia c.a. com características de tensão e frequência idênticas às da rede eléctrica, de forma a não deteriorar a sua qualidade de energia. Este conversor pode também ser utilizado para ajustar a tensão c.c. dos módulos de forma a que haja seguimento do ponto de máxima potência, PMP, para as diferentes condições de radiação e temperatura a que estes estão sujeitos. Neste caso não há limite de capacidade de armazenamento de energia como no caso dos sistemas isolados em que só se tem bateria de acumuladores.

Os conversores referidos acima, tanto o reguladores de carga como os inversores, são descritos no capítulo 4 – *Equipamentos de Acumulação e Conversão*.

Como foi visto anteriormente, a curva  $I(V)$  de um módulo fotovoltaico varia com as condições de radiação e temperatura, fazendo com que o ponto de máxima potência da curva se desloque. Para maximizar a energia produzida por um módulo, o ideal seria que este estivesse sempre a funcionar no ponto de máxima potência para quaisquer condições de irradiância e temperatura, e é possível fazê-lo variando a tensão aos seus terminais. Na Fig. 2.27 é possível ver a variação do ponto de máxima potência para três valores de irradiância e

temperatura. Para controlar a tensão aos terminais do módulo, ou mais normalmente de um conjunto de módulos (painel), utiliza-se um conversor que utiliza um algoritmo de seguimento de máxima potência, MPPT – *Maximum Power Point Tracking*, para calcular a tensão correspondente ao ponto de máxima potência e impor essa tensão aos módulos.

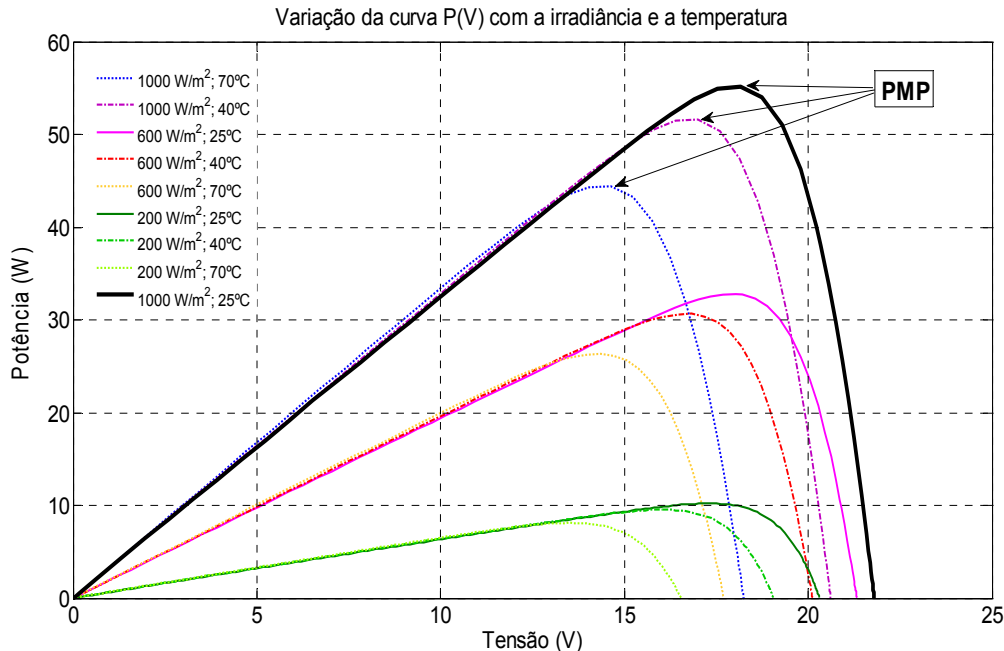


Fig. 2.27 – Variação do ponto de máxima potência de uma célula PV com a irradiância (200 W/m<sup>2</sup>, 600 W/m<sup>2</sup> e 1000 W/m<sup>2</sup>) e com a temperatura (25°C, 40°C e 70°C) (gráfico da autora)

## 2.5.6 Algoritmos de MPPT

Os métodos mais utilizados para os algoritmos MPPT dos conversores são, o método da perturbação e observação, o método da tensão constante e o método da condutância incremental.

### 2.5.6.1 Método da Perturbação e Observação

O método da perturbação e observação (P&O) é o mais utilizado devido à sua facilidade de implementação. Se a tensão de operação dos módulos é perturbada numa dada direcção e  $dP/dV > 0$ , sabe-se que a perturbação moveu o ponto de operação na direcção da  $P_{MP}$ . Após esta operação o algoritmo continua a perturbar a tensão na mesma direcção até que  $dP/dV < 0$ , nesse caso a mudança do ponto de operação fez com que os módulos se afastassem

do ponto de máxima potência e então o algoritmo inverte a direcção de perturbação. Este algoritmo tem algumas limitações, como a oscilação em torno do ponto de máxima potência em regime permanente, resposta lenta e a possibilidade de seguir na direcção oposta à do ponto de máxima potência para condições atmosféricas que variam rapidamente [125]. Na Fig. 2.28 mostra-se a aproximação ao ponto de máxima potência através deste algoritmo.

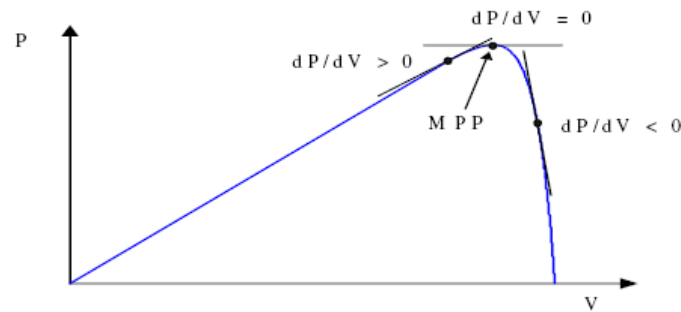


Fig. 2.28— Aproximação ao máximo da curva de potência do módulo PV [6]

### 2.5.6.2 Método da Tensão Constante

O método da tensão constante aproveita o facto da tensão correspondente ao ponto de máxima potência variar pouco com a irradiância. A razão  $V_{MP}/V_{oc}$  varia com os módulos em questão, mas normalmente assume valores em torno de 76% [125]. Neste algoritmo MPPT, a corrente dos módulos é levada momentaneamente a zero para que se meça a tensão de circuito aberto e depois a tensão de operação dos módulos é mantida a 76% do valor medido. Este ponto de operação é mantido durante determinado tempo e depois o ciclo é repetido. Os maiores problemas deste algoritmo são a energia que se desperdiça quando a carga é desligada dos módulos e o facto da tensão de máxima potência não estar sempre a 76% da tensão de circuito aberto dos módulos.

### 2.5.6.3 Método da Condutância Incremental

O método da condutância incremental - *IncCond*, usa a condutância incremental,  $dI/dV$  para encontrar o sinal de  $dP/dV$ . Isto é possível usando uma expressão que deriva da condição de que no ponto de máxima potência se tem  $dP/dV = 0$ . A partir dessa expressão é possível mostrar que nesse ponto,  $dI/dV = -I/V$ . Portanto, este algoritmo pode determinar se já chegou ao ponto de máxima potência e parar de incrementar ou decrementar a tensão. Se não estiver nesta condição, a decisão de aumentar ou diminuir a tensão pode ser tomada usando a relação entre  $dI/dV$  e  $-I/V$ . Este algoritmo faz um seguimento rápido de acordo com as condições de

aumento ou diminuição de irradiação e com maior precisão que o algoritmo da perturbação e observação. No entanto, devido a ruído e erros de medição, este método também pode produzir oscilações em torno do ponto de máxima potência. Outra desvantagem deste método é a maior complexidade relativamente ao da perturbação e observação, o que faz aumentar o tempo de cálculo e diminui a frequência de amostragem da tensão e corrente dos módulos [125].

De acordo com [44], o rendimento do MPPT define-se da seguinte forma:

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_0^t P_{real}(t) dt}{\int_0^t P_{MP}(t) dt} \quad (2.21)$$

Onde  $P_{real}$  é a potência produzida pelo sistema PV controlado pelo MPPT e  $P_{MP}$  é a verdadeira potência máxima<sup>26</sup> que o sistema pode produzir sob determinadas condições de radiação e temperatura que vão variando ao longo do tempo.

Em [44] os três métodos foram comparados usando um sistema PV de teste de 250 W e um simulador de sistemas fotovoltaicos. Os rendimentos obtidos encontram-se na Tabela 2.2. É visível que o método com melhor rendimento é o IncCond, o que explica a sua escolha para este trabalho.

Tabela 2.2 - Comparação entre os três métodos de MPPT

	<b>P&amp;O</b>	<b>Const. V</b>	<b>IncCond</b>
<b>Módulos</b>	96.5%	88.1%	98.2%
<b>Simulador</b>	97.2%	92.7%	98.5%

Neste trabalho vão usar-se dois algoritmos para o seguimento do ponto de máxima potência, um para simular o funcionamento num equipamento real – algoritmo da condutância incremental (IncCond) [149] e outro para obter o valor exacto de  $P_{MP}$  e  $V_{MP}$  para que possam ser usados em simulações com base em dados médios horários.

O primeiro método tem uma resposta bastante rápida e é por isso mais utilizado nos equipamentos que controlam a tensão de módulos fotovoltaicos, o segundo é mais demorado, o que durante o funcionamento real de um equipamento poderia levar a que quando se determinasse a tensão de máxima potência, e o sistema de controlo conseguisse ajustar-se a

<sup>26</sup> Neste trabalho foi calculada através do algoritmo GSS – Golden Search Algorithm.

essa tensão, já as condições de radiação e temperatura se tivessem alterado, levando o sistema PV a funcionar fora da potência máxima durante períodos com rápidas variações de radiação e temperatura

No segundo algoritmo, procura-se o ponto exacto de máxima potência na curva característica dos módulos fotovoltaicos através do algoritmo *Golden Section Search* (GSS) que procura os extremos de uma função.

Em seguida é apresentado o fluxograma correspondente ao algoritmo IncCond que é considerado um dos mais rápidos a seguir o ponto de máxima potência sob condições atmosféricas que variam muito rapidamente. Neste algoritmo:

- $V(k)$  e  $I(k)$  são a tensão e a corrente do módulo fotovoltaico no instante  $k$ ;
- $V_{ref}$  é a tensão de referência calculada para o seguimento do ponto de máxima potência;
- $\Delta V$  é o incremento/decremento de tensão feito a cada amostragem do par  $V(k), I(k)$  e tem um valor variável que depende de  $I(k)$  ;

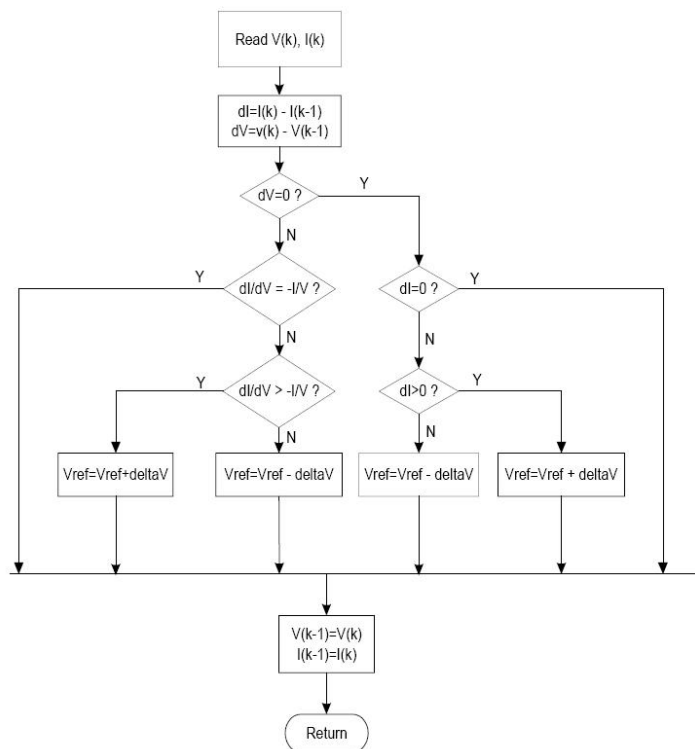
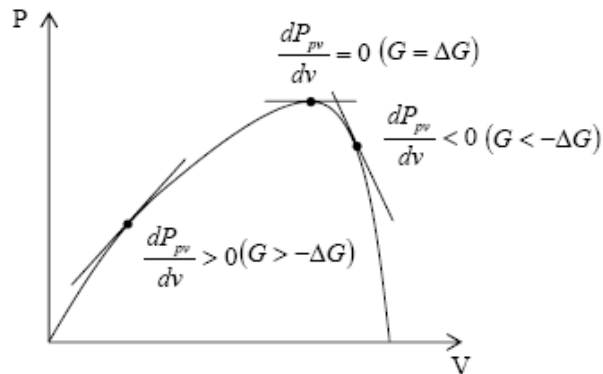


Fig. 2.29– Fluxograma do método MPPT da condutância incremental [66]

O método da condutância incremental baseia-se na observação de que no ponto de máxima potência a derivada da potência em ordem à tensão é nula, como se viu

anteriormente. Denominando  $G = I/V$  e  $\Delta G = dI/dV$  por condutância e condutância incremental do módulo fotovoltaico, podem ocorrer os 3 casos ilustrados na Fig. 2.30.



2.30- Método MPPT da condutância incremental [149]

Quando se está num ponto à direita do ponto de máxima potência (MPP – *Maximum Power Point*) então  $\Delta G + G < 0$ , enquanto se se estiver num ponto à esquerda do ponto de máxima potência se tem  $\Delta G + G > 0$ . O sinal da soma  $\Delta G + G$  indica a direcção da perturbação que levará ao ponto de máxima potência. Por isso neste método, em teoria, é possível saber quando se atingiu o ponto de máxima potência e estabilizar a tensão nesse valor. Na prática a condição  $\Delta G + G = 0$  nunca é exactamente satisfeita, mas satisfeita apenas dentro de uma tolerância  $\varepsilon_{PV}$ , fazendo com que a tensão de máxima potência tenha que estar dentro do intervalo  $[V_{MP} - \varepsilon_{PV}, V_{MP} + \varepsilon_{PV}]$ , por isso, a tensão acaba por nunca estabilizar num valor, oscilando em torno do ponto de máxima potência.

#### 2.5.6.4 Algoritmo da Secção Dourada

O algoritmo da secção dourada ou *Golden Section Search* - GSS, irá ser aplicado neste trabalho para o cálculo do ponto de máxima potência usando valores médios de irradiância e temperatura (médias de 10 minutos), para o cálculo da potência máxima produzida em média durante esse intervalo por um painel fotovoltaico ligado à rede eléctrica.

Este algoritmo é utilizado para encontrar os extremos (mínimos ou máximos) de uma função, subdividindo intervalos dentro dos quais se sabe que existe um extremo. Esta técnica deve o seu nome ao facto do algoritmo manter os valores da função para conjuntos de 3 pontos cujas distâncias formam o número dourado,  $\phi$ .

A “secção dourada” é um segmento de linha seccionado em duas partes de acordo com o número dourado. As grandezas indicadas na Fig. 2.31 como  $a$  e  $b$ , relacionam-se da seguinte forma:

$$\frac{b}{a} = \varphi \quad (2.22)$$

$$\varphi = \frac{1 + \sqrt{5}}{2} \approx 1.6180339887... \quad (2.23)$$

O diagrama da Fig. 2.31 mostra um passo desta técnica para encontrar o mínimo de uma função. Os valores da função estão no eixo vertical e no eixo horizontal estão os valores do intervalo. Os valores da função foram avaliados em 3 pontos,  $x_1$ ,  $x_2$  e  $x_3$ . Uma vez que  $f_3$  e  $f_2$  são menores que  $f_1$ , o mínimo deverá estar no intervalo entre  $x_2$  e  $x_3$ .

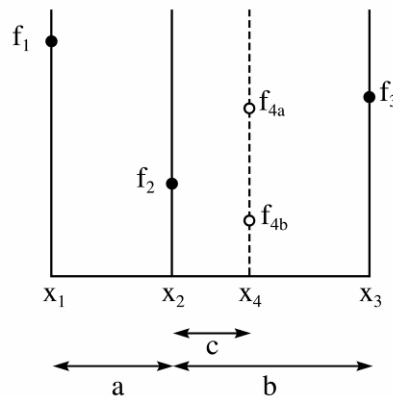


Fig. 2.31 – Divisão do intervalo no algoritmo da secção dourada

O próximo passo da otimização é testar a função avaliando-a num novo valor de  $x$ , nomeadamente  $x_4$ . A melhor opção é escolher  $x_4$  algures dentro do maior intervalo, ou seja, entre  $x_2$  e  $x_3$ . A partir do diagrama é possível ver que se o valor da função for  $f_{4a}$  então o mínimo estará entre  $x_1$  e  $x_4$ , e o novo conjunto de 3 pontos será  $x_1$ ,  $x_2$  e  $x_4$ . No entanto, se a função tem o valor de  $f_{4b}$  então o mínimo está entre  $x_2$  e  $x_3$ , e o novo conjunto de 3 pontos será  $x_2$ ,  $x_4$ , e  $x_3$ . Logo, em qualquer dos casos, é possível construir um intervalo de procura mais pequeno que garantidamente contém o mínimo da função.

Da mesma forma como se aplicou o algoritmo para a procura do mínimo de uma função, também este poderá ser usado para a procura do máximo de uma função. No presente estudo essa função será a curva de potência de um painel fotovoltaico, que irá variar com a tensão aos seus terminais.



### 3 A Conversão de Energia Eólica

Na primeira parte deste capítulo começa-se por mostrar a disponibilidade do recurso eólico em Portugal e mencionar a função distribuição de probabilidade mais utilizada para caracterizar o recurso eólico de um determinado local. Descreve-se como a partir dessa distribuição de probabilidade e da curva de potência de determinado aerogerador é possível obter uma estimativa de produção de energia.

Em seguida introduz-se o modelo aerodinâmico de uma turbina eólica, definindo os parâmetros com maior influência no seu funcionamento. Após este passo, são descritos os tipos de aerogeradores e configurações de electrónica de potência que lhes estão associadas que mais se utilizam. Descrevem-se ainda diferentes tipos de controlo da potência produzida incluindo o controlo que permite o seguimento do ponto de máxima potência, de forma análoga ao que foi feito no capítulo anterior para o fotovoltaico.

Por fim, e como fundamento teórico para a modelação que será feita no capítulo 6, é apresentado o modelo matemático do gerador mais utilizado no aproveitamento eólico através de micro-aerogeradores com acoplamento directo ao rotor da turbina, o gerador de ímanes permanentes.

#### 3.1 Disponibilidade do recurso Eólico na Europa e em Portugal

Para que se possa estimar a energia disponível no vento, é necessário saber como este recurso varia de região para região. Antes de se fazer a medição de dados de vento (velocidade e direcção) e o estudo pormenorizado relativamente a um local, é útil ter alguma indicação da amplitude relativa da velocidade do vento numa determinada área. Para isso existem atlas do vento, obtidos a partir de programas de modelação que para chegar a valores de velocidade do vento têm em conta parâmetros como a altitude, a topografia e as características da superfície (vegetação, gelo, etc). Estes modelos têm que ser ajustados fazendo uso de dados climatológicos disponíveis a partir de estações meteorológicas de medição ou de dados de satélite.

A diferença entre modelos de mesoscala ou escala regional e os de microscala tem a ver com a sua resolução. Para os modelos de mesoscala, a resolução pode variar entre 3 km [21] e 30 km [32], já os modelos de microscala têm uma resolução de cerca de 1 km [21] e [32], e são mais adequados para o estudo de locais com elementos orográficos suaves, podendo dar origem a resultados inadequados para terrenos mais complexos.

O recurso eólico de um determinado local é normalmente expresso pela velocidade do vento ou pela densidade de energia e tipicamente existe um valor mínimo, abaixo do qual a produção estimada de energia para esse local não é suficiente para que a instalação de um aerogerador ou um parque eólico seja viável. Para que se possa avaliar quais os melhores locais para o aproveitamento eólico, mostra-se na Fig. 3.1 o atlas eólico europeu para a Europa Ocidental [33], nele se representam as médias anuais da *velocidade média* (m/s) e da *densidade de potência* (W/m<sup>2</sup>), à altura de 50 metros. Através deste atlas é possível ver que o recurso eólico é, em geral, menor nos países do Sul, como Portugal, e maior nos países mais a norte, como a Inglaterra.

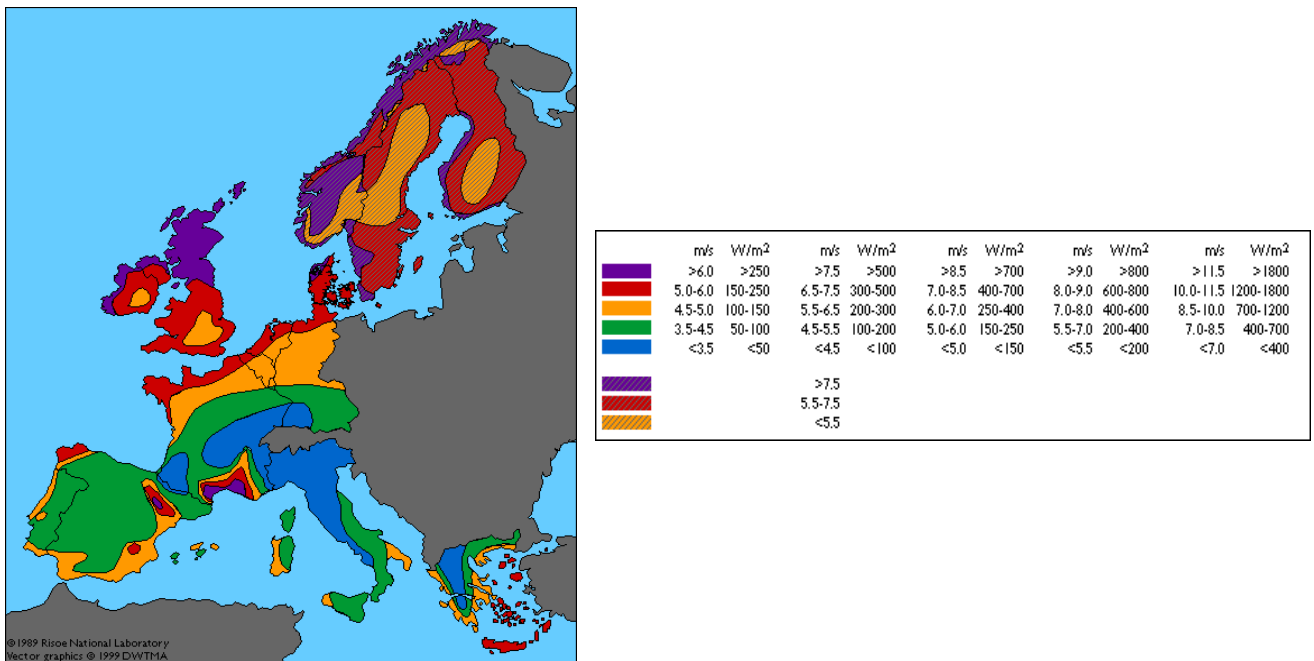


Fig. 3.1– Mapa do vento para a Europa Ocidental [33]

Nas Fig. 3.2 e Fig. 3.3 encontram-se os mapas de intensidade do vento, ou seja, da velocidade horizontal do vento, e das rosas do vento para Portugal continental.

Os mapas relativos ao recurso eólico para Portugal, respectivamente, intensidade do vento e número de horas equivalentes à potência nominal (NEP's) que será mostrado mais à frente, na Fig. 3.8, foram compostos a partir da combinação de modelos de mesoscala e de microscala [21].

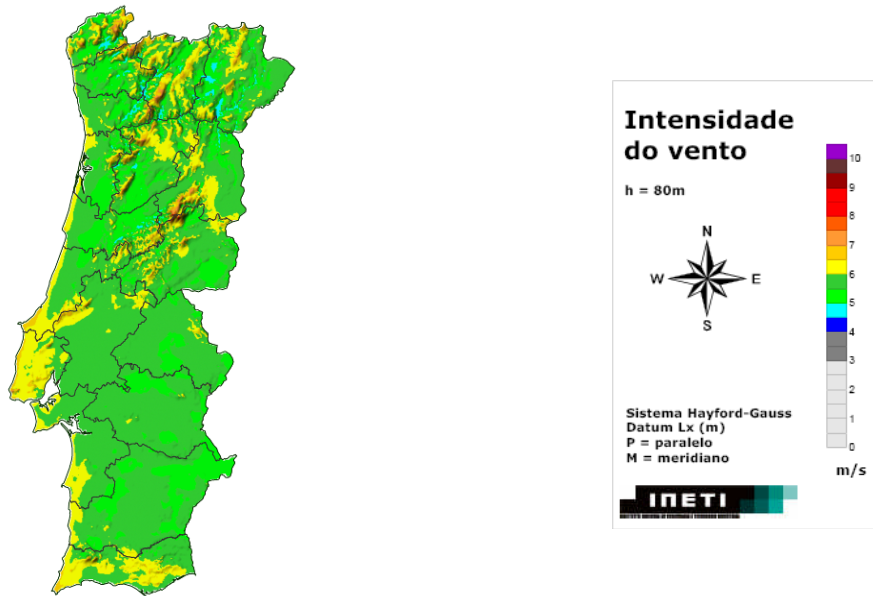


Fig. 3.2– Mapa de intensidade de vento para 80 m de altura [21]

Analisando o mapa da Fig. 3.2 é possível ver que para Portugal, os locais com maior recurso eólico se situam nas regiões do litoral, com velocidades médias de vento entre 6 m/s e 7 m/s, ou de maior altitude, onde se podem encontrar velocidades médias da ordem dos 8 m/s. Os locais com menor recurso têm velocidades médias de vento entre 5 e 6 m/s e encontram-se nas regiões do Alentejo (excepto a costa), interior da Beira Baixa e entre a região litoral Oeste e as principais cadeiras montanhosas.

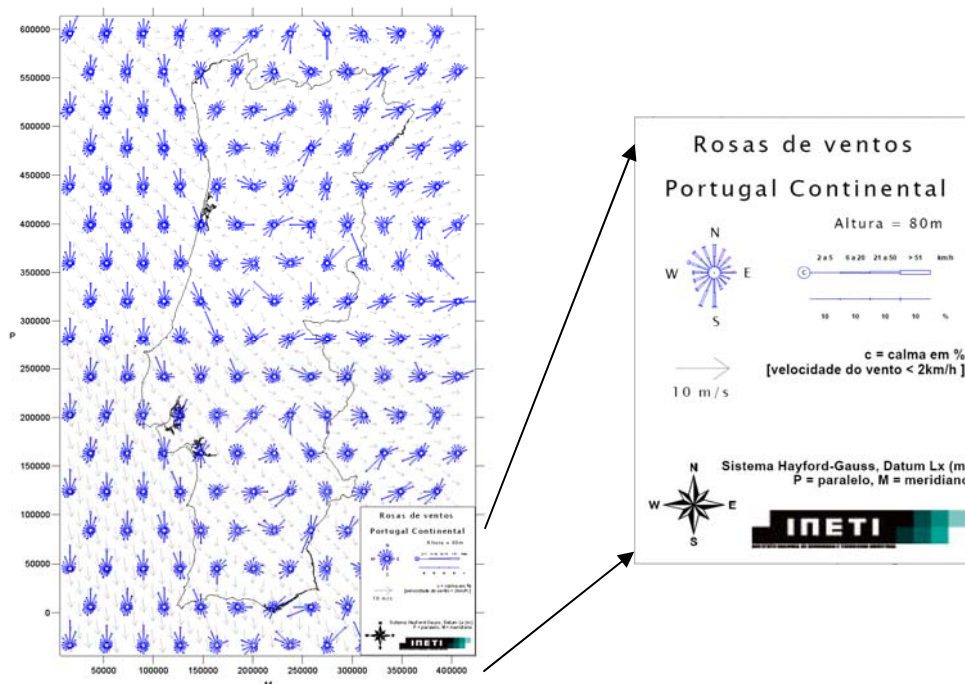


Fig. 3.3– Mapa com as Rosas de Ventos a 80 m de altura [20]

O mapa de rosas de ventos indica a velocidade do vento em diferentes direcções, dando assim indicação da direcção de vento predominante para um determinado local. A Fig. 3.3 referente ao mapa de rosas do vento foi retirada do Atlas do Potencial Eólico em Portugal Continental [20] e na sua elaboração foi utilizado um modelo de mesoscala. Observando este mapa é possível constatar que quanto à direcção do vento, existe uma grande variabilidade ao longo de Portugal continental, mas para o caso específico da costa ocidental, a direcção predominante do vento é de NNW.

### 3.2 A Variabilidade e Conteúdo Energético do Vento

Devido à variação geográfica e temporal do recurso eólico e para que o seu potencial seja devidamente avaliado, deve ser feita a caracterização deste recurso para um dado local e a uma altura especificada, através de medições da velocidade e direcção do vento. O período de monitorização deve ser de pelo menos 12 meses consecutivos, mas se for possível, este período deverá ser maior, para que se tenha uma ideia da variabilidade interanual do escoamento atmosférico [32].

As medidas de velocidade do vento são feitas a uma altura de referência, que deve ser próxima da altura a que irá ser colocado o rotor da turbina eólica. Se tal não for possível, será necessário converter os valores de velocidade média medidos a uma determinada altura, para uma outra de maior interesse. Em [22] aborda-se uma forma de efectuar esta conversão, que será aqui apresentada após a descrição da camada limite no escoamento atmosférico.

A zona onde se verifica uma variação da velocidade do vento em altura, denominada por camada limite atmosférica da Terra, é da ordem de algumas centenas de metros e tipicamente toma valores entre 600 e 1000 m [30]. Para a situação de ventos fortes, o efeito de convexão devido ao gradiente de temperatura pode ser desprezado (condição de atmosfera neutra), nesse caso, a espessura da camada limite irá depender principalmente do tipo dos obstáculos existentes na superfície terrestre (árvores, edifícios, etc) ou da sua inexistência, se se estiver em terreno aberto.

A rugosidade da superfície é caracterizada pelo comprimento característico da rugosidade do solo,  $z_0$ , cujos valores típicos estão representados na Tabela 3.1 [11]. Deve-se ter em conta que este parâmetro varia conforme a direcção predominante do vento, e com as estações do ano (vegetação mais seca ou mais verde, etc) e por isso deve ser criteriosamente aplicado.

Tabela 3.1 – Comprimento característico da rugosidade do solo,  $z_0$  [11]

Tipo de Terreno	Máximo $z_0$ (m)	Mínimo $z_0$ (m)
Lama/gelo	$3 \times 10^{-5}$	$1 \times 10^{-5}$
Mar calmo	$3 \times 10^{-4}$	$2 \times 10^{-4}$
Areia	$1 \times 10^{-3}$	$2 \times 10^{-4}$
Neve	$6 \times 10^{-3}$	$1 \times 10^{-3}$
Campo de Cereais	$1 \times 10^{-2}$	$1 \times 10^{-3}$
Relva baixa/ estepes	$4 \times 10^{-2}$	$1 \times 10^{-2}$
Descampados	$3 \times 10^{-2}$	$2 \times 10^{-2}$
Relva alta	$1 \times 10^{-1}$	$4 \times 10^{-2}$
Terreno com árvores	$3 \times 10^{-1}$	$1 \times 10^{-1}$
Floresta	1	$1 \times 10^{-1}$
Povoação dos subúrbios	2	1
Centro da cidade	4	1

A camada limite atmosférica pode ser dividida em duas sub-camadas, a sub-camada logarítmica, onde as tensões de corte<sup>27</sup> são aproximadamente constantes e iguais às tensões de corte no solo, e a sub-camada exterior ou de transição, onde as tensões de corte vão diminuindo desde o valor constante considerado para a sub-camada logarítmica até se anularem no topo da camada limite atmosférica.

A sub-camada logarítmica é a região de interesse para os aerogeradores actualmente existentes, na Fig. 3.4 é mostrada a evolução da velocidade do vento com a altitude na sub-camada logarítmica de forma qualitativa.

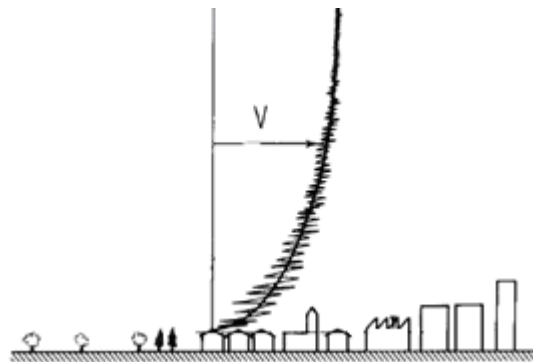


Fig. 3.4– Variação da velocidade do vento com a altitude na sub-camada logarítmica [131]

Na sub-camada logarítmica, que se estende até cerca de 150 m [30], e nas condições de atmosfera neutra, o perfil de velocidade do vento pode ser definido pelo perfil logarítmico de Prandtl [22], Eq. 3.1.

<sup>27</sup> A tensão de corte é tangente à velocidade do vento e origina um fluxo de quantidade de movimento perpendicular a essa velocidade, no sentido contrário ao do gradiente de velocidade [16].

$$\frac{\bar{v}_v(z)}{\bar{v}_*} = \frac{1}{k_a} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (3.1)$$

com,

$$\bar{v}_* = \sqrt{\tau_0 / \rho} \quad (3.2)$$

Onde,  $\bar{v}_v(z)$  é a velocidade média do vento à altura  $z$ ,  $\bar{v}_*$  é a velocidade de atrito definida por (3.2),  $k_a$  é a constante de von Karman ( $k_a \approx 0.4$ ),  $\tau_0$  é a tensão de corte à superfície da Terra e  $\rho$  é a densidade do ar.

Através da determinação do comprimento característico da rugosidade do solo e assumindo o perfil logarítmico descrito acima, é possível calcular a velocidade média do vento a várias alturas,  $\bar{v}(z)$ , a partir do seu valor para uma altura de referência,  $z_R$ , usando a Eq. 3.3 [16].

$$\frac{\bar{v}_v(z)}{\bar{v}_v(z_R)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)} \quad (3.3)$$

A Eq. 3.3 é muito útil na conversão de medições de velocidade do vento à altura  $z_R$ , de uma estação de medida, para a altura de interesse,  $z$ , à qual ficará o rotor de um determinado aerogerador.

### 3.2.1 Tratamento Estatístico de Dados de Vento através da Distribuição de Weibull

As flutuações do vento constituem um fenómeno estocástico que pode ser representado por métodos estatísticos. O regime de vento num determinado local é representado por funções de distribuição obtidas através de medições efectuadas num determinado período de tempo, que como se mencionou anteriormente deverá ser igual ou superior a 12 meses. Constatou-se que a distribuição de Weibull representava de forma adequada a variação em médias horárias da velocidade do vento ao longo do ano [70].

A função densidade de probabilidade de Weibull, que representa a probabilidade de ocorrência da velocidade média do vento,  $\bar{v}_v$ , pode ser calculada através da Eq. 3.4.

Nesta equação  $\bar{v}_v$  é a velocidade média do vento calculada tipicamente para intervalos de tempo entre 10 minutos e 1h.

$$f(\bar{v}_v) = \frac{k}{c} \left( \frac{\bar{v}_v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left[ \left( \frac{\bar{v}_v}{c} \right)^k \right]} \quad (3.4)$$

Conhecendo a função densidade de probabilidade de Weibull para um determinado local, é então possível calcular a velocidade média anual do vento nesse local através da Eq. (3.5).

$$\bar{v}_{anual} = \int_0^{\infty} \bar{v}_v f(\bar{v}_v) d\bar{v}_v \quad (3.5)$$

Através da Eq. 3.4 é possível ver que a função densidade de probabilidade é caracterizada por dois parâmetros: um factor de escala com as dimensões de uma velocidade,  $c$ , denominado por velocidade característica, e um parâmetro adimensional,  $k$ , denominado por factor de forma, que caracteriza a assimetria da distribuição de frequência. Estes dois parâmetros estão relacionados com a média anual da velocidade do vento,  $\bar{v}_{anual}$ , e com a variância,  $\sigma_T^2$ , através da função *Gamma* –  $\Gamma$ <sup>28</sup> de acordo com as seguintes relações [11]:

$$\bar{v}_{anual} = c \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (3.6)$$

$$\sigma_T^2 = c^2 \left[ \Gamma \left( 1 + \frac{2}{k} \right) - \left( \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \right)^2 \right] \quad (3.7)$$

Nas Fig. 3.5 (a) e (b) é mostrada a variação da função densidade de probabilidade de Weibull com os parâmetros  $c$  e  $k$ . O factor de forma,  $k$ , influencia principalmente o desvio padrão em torno da média, que diminui com o aumento de  $k$ , e é indicativo da dispersão da velocidade do vento em torno da média anual. Por outro lado, o aumento  $k$ , faz com que a velocidade média anual de vento aumente, mas de uma forma não muito acentuada. Em geral este parâmetro toma valores entre 1.2 e 3.5 [70], valores superiores de  $k$  correspondem a uma forte dispersão da velocidade do vento face ao seu valor médio.

---

<sup>28</sup> A função Gamma é descrita por  $\Gamma(x) = \int_0^{+\infty} e^{-t} t^{x-1} dt$ , e o seu domínio é  $(0, +\infty) \rightarrow \Re$

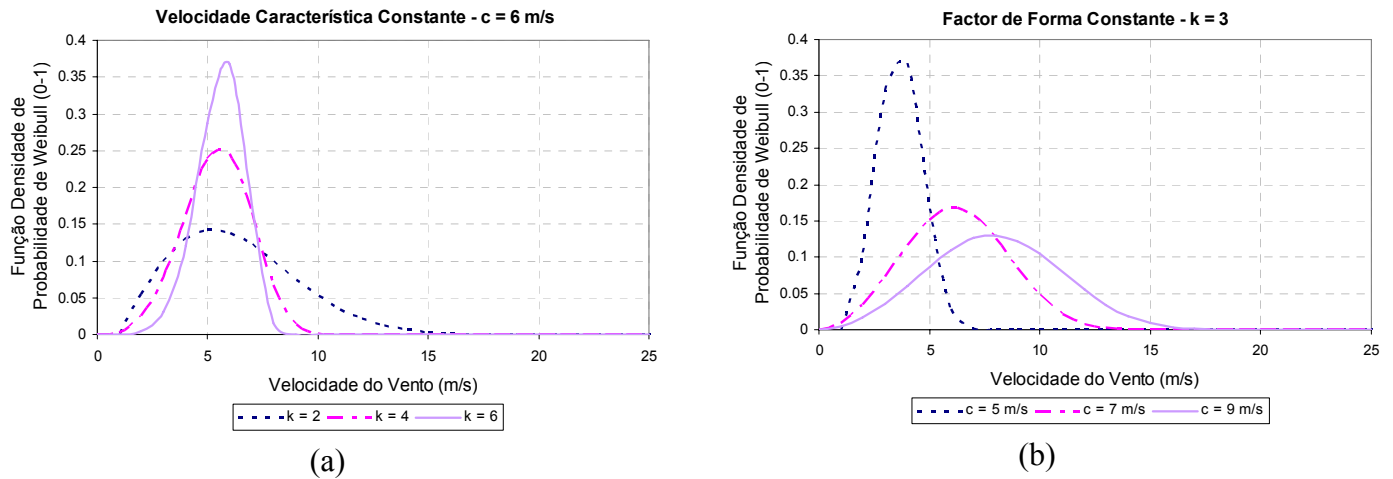


Fig. 3.5– Função Densidade de Probabilidade de Weibull – (a)  $c = 6$  m/s e  $k_1 = 2$ ;  $k_2 = 4$ ;  $k_3 = 6$ ; (b) ( $k = 3$  e  $c_1 = 5$  m/s;  $c_2 = 7$  m/s;  $c_3 = 9$  m/s)

Quanto à velocidade característica,  $c$ , esta tem maior influência sobre o valor da velocidade média anual, que aumenta à medida que  $c$  aumenta. O desvio padrão também aumenta com  $c$ , aumentando dessa forma a dispersão da distribuição de Weibull.

A função de probabilidade acumulada de Weibull,  $F(\bar{v}_v)$ , que é a fracção de tempo para a qual a média da velocidade do vento excede um determinado valor,  $\bar{v}_v$ , é apresentada na Eq. 3.8.

$$F(\bar{v}_v) = \exp\left(-\left(\frac{\bar{v}_v}{c}\right)^k\right) \tag{3.8}$$

Esta função relaciona-se com a função densidade de probabilidade de Weibull anteriormente definida, da seguinte forma:

$$F(\bar{v}_v) = 1 - \int_{-\infty}^{\bar{v}_v} f(\bar{v}_v) d\bar{v}_v \tag{3.9}$$

Para obter a distribuição de Weibull a partir de dados de vento é necessário distribuir os dados de vento em intervalos de velocidade, ou classes, normalmente da ordem de 1 m/s, obtendo-se um histograma. A partir da frequência em cada classe, e da sua normalização pelo número total de registos de velocidade de vento considerados, é possível chegar ao valor da função densidade de probabilidade para essa classe. Através da integração desses valores, chega-se à função probabilidade acumulada.

É possível determinar os parâmetros da distribuição de Weibull,  $k$  e  $c$ , através do conhecimento da velocidade média,  $\bar{v}_{anual}$ <sup>29</sup>, e o desvio padrão,  $\sigma_T$ <sup>30</sup>, podendo para tal utilizar as equações 3.6 e 3.7 [70]. De acordo com esta referência, o método mais simples para resolver a Eq. 3.7 consiste na obtenção de  $k$  em função de  $\sigma_T$  e utilizar a fórmula de aproximação presente na Eq. 3.10, que representa de forma satisfatória a Eq. 3.7 no domínio  $1 \leq k \leq 10$ .

$$k = \left( \frac{\sigma_T}{\bar{v}_{anual}} \right)^{-1.086} \quad (3.10)$$

Uma vez encontrado  $k$ , a velocidade característica pode ser calculada através da Eq. 3.6. Com estes dois parâmetros é possível traçar a função densidade de probabilidade de Weibull que mais se aproxima do histograma com as probabilidades de ocorrência para cada intervalo de velocidades de vento.

A utilização da distribuição de Weibull para estimar a energia que pode vir a ser produzida é importante porque permite que se tenham em conta as variações na velocidade do vento e que esta seja descrita como uma velocidade média determinada por efeitos sazonais, sinóticos, etc, que variam numa escala de tempo de uma a várias horas, à qual se sobrepõem flutuações devidas à turbulência [11].

Para ilustrar as variações da velocidade do vento usa-se a função densidade espectral da energia contida no vento, obtida a partir de medições da velocidade do vento de curto e longo prazo. Uma das representações espectrais mais divulgadas no estudo do escoamento atmosférico deve-se a Van der Hoven [148], que utiliza um conjunto de dados de vento medidos a 3 alturas, 91 m, 108 m e 125 m, e que correspondem aos diferentes símbolos da Fig. 3.6. No estudo feito por Davenport [22], ao espectro original de Van der Hoven acrescentou-se informação relativa ao pico anual, e é o espectro resultante destes dois trabalhos que se pode ver na Fig. 3.6 [30].

<sup>29</sup> O cálculo do valor da velocidade média anual do vento e do desvio padrão médio é feito através da média aritmética dos registos ao longo de um ano.

<sup>30</sup> O desvio padrão  $\sigma_T$  é a raiz quadrada da variância da velocidade do vento,  $\sigma_T^2$ .

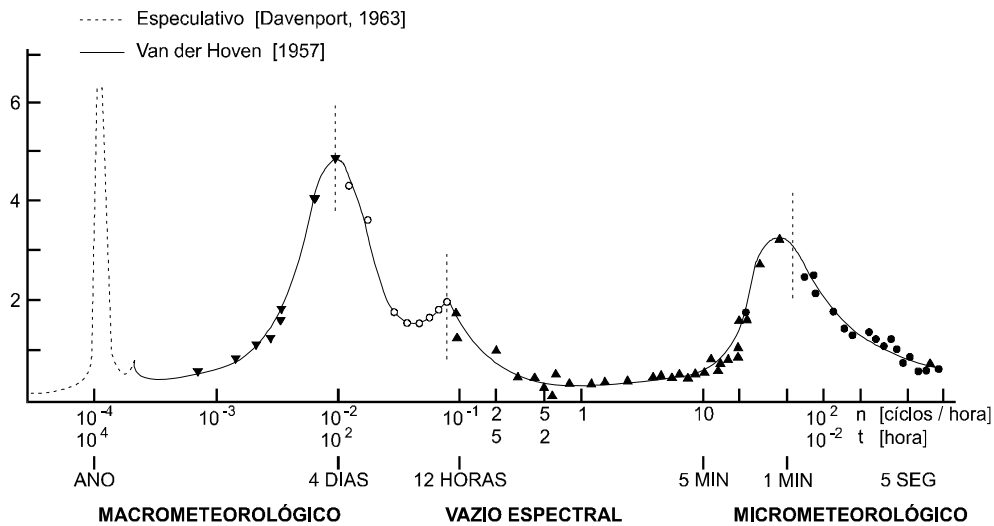


Fig. 3.6— Espectro horizontal de Van de Hoven com a inclusão do pico anual ( $z \sim 100 \text{ m}$ ) [30]

Esta figura mostra picos de frequência que correspondem às variações anuais, referentes ao movimento da Terra em torno do Sol, às variações com frequência de 4 dias, referentes ao período médio de passagem das superfícies frontais, às variações com frequência de 12 h referentes ao ciclo semi-diurno e às variações com frequência de 1 minuto devidas à turbulência atmosférica [30]. O pico relativo às variações com a frequência de 1 dia não é visível no trabalho Van der Hoven, por razões associadas com o período máximo das séries amostradas, embora outros autores tenham encontrado esse pico para leituras ao nível do chão e a várias centenas de metros [148]. Entre o pico de 12 h e o da turbulência há uma região do espectro de baixa energia, o que significa que as variações entre 10 minutos e 2 horas são as menos energéticas.

Devido a todos estes efeitos, para que o potencial eólico seja devidamente avaliado, deve ser feita a caracterização do recurso eólico para um dado local e a uma altura especificada, através de medições da velocidade e direcção do vento. O período de monitorização deve ser de pelo menos 12 meses consecutivos, mas se for possível, este período deverá ser maior, para que se tenha uma ideia da variabilidade interanual do escoamento atmosférico.

Através do espectro de Van der Hoven é possível aferir que o fenómeno de turbulência se refere a flutuações na velocidade do vento numa escala de tempo relativamente rápida (tipicamente inferior a 10 minutos). Como exemplo, na Fig. 3.7 mostram-se valores da velocidade do vento horizontal medidos no sistema de teste do INETI no dia 14 de Outubro de 2009 durante 1 h, com uma taxa de aquisição de 5 s.

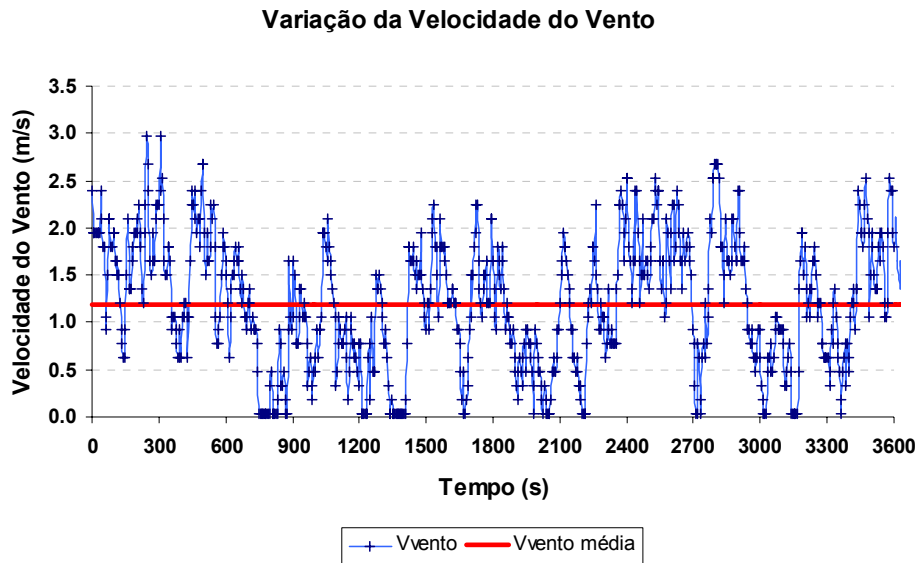


Fig. 3.7– **Variações da velocidade do vento devidas à turbulência - medidas no sistema de teste do INETI**

A forma mais simples de caracterizar a turbulência num determinado local é através da sua intensidade,  $I_T$ , que pode ser calculada através da medição da velocidade do vento, bem como do desvio padrão da velocidade do vento. Estas duas grandezas podem ser calculadas através de (3.7) usando a função Gama ou através de (3.11) usando a função densidade de probabilidade,  $f(\bar{v}_v)$ , a velocidade média,  $\bar{v}_v$ , e  $n$  medições da velocidade do vento,  $v_v$ .

$$\sigma_T = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n f(\bar{v}_v)(v_v - \bar{v}_v)^2}{\sum_{i=1}^n f(\bar{v}_v)}} \quad (3.11)$$

Se ainda não se tiver ajustado uma função densidade de probabilidade aos dados experimentais, o desvio padrão pode ser calculado através de (3.12) [69].

$$\sigma_T = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (v_v - \bar{v}_v)^2}{n-1}} \quad (3.12)$$

Através da Eq. 3.13 é possível calcular a intensidade de turbulência para cada par de valores de desvio padrão e de velocidade do vento [70].

$$I_T = \frac{\sigma_T}{v_v} \quad (3.13)$$

Para a amostra de dados apresentada na Fig. 3.7, a intensidade de turbulência horizontal calculada através de (3.12) e (3.13) foi de 0.66 m/s, que representa 56% da velocidade média horizontal medida,  $\bar{v}_v = 1.19 \text{ m/s}$ , o que indicia que este local tem um recurso eólico com uma elevada percentagem de turbulência.

### 3.2.2 Estimativa de Produção Anual de Energia

Uma vez obtida a função densidade de probabilidade para determinada velocidade média de vento,  $f(\bar{v}_v)$ , para um determinado local, e sabendo também qual a potência eléctrica à saída do aerogerador para a gama de velocidade de vento apresentada na curva de potência da máquina,  $P_e(\bar{v}_v)$  (Fig. 3.20), é possível calcular através da Eq. 3.14 o valor esperado para a produção de energia anual.

$$E_{\text{anual}} = n_{h\_ano} \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} f(\bar{v}_v) P_e(\bar{v}_v) d\bar{v}_v \quad (3.14)$$

Onde  $n_{h\_ano}$  é o número de horas de um ano<sup>31</sup>,  $v_{\min}$  é a velocidade de vento mínima para o arranque do aerogerador (velocidade de *cut-in*) e  $v_{\max}$  é a velocidade máxima de funcionamento (velocidade de *cut-out*), sendo o aerogerador travado para velocidades de vento superiores a esta por razões de segurança que se prendem com as cargas mecânicas máximas que a estrutura (pás, rotor, etc) pode suportar.

A partir da produção de energia anual é possível definir a utilização anual da potência instalada, normalmente denominada por número de horas equivalentes à potência nominal,  $P_n$ , NEP:

$$NEP = \frac{E_{\text{anual}}}{P_n} \quad (3.15)$$

O mapa de NEP's para Portugal continental que se pode encontrar na Fig. 3.8 [21], foi obtido para a curva de potência de um aerogerador de 2.3 MW com 90 m de diâmetro de pás e diferentes distribuições de Weibull para 80 m (altura do rotor), de acordo com o local em questão. Na maior parte do país, excluindo as zonas montanhosas, o número de NEP's encontra-se entre as 1600 h e as 2000 h.

<sup>31</sup> Como primeira aproximação e sem considerar os anos bissextos pode usar-se,  $n_{h\_ano} = 24 \cdot 365 = 8760 \text{ h}$ , se se quiser considerar os anos bissextos, em média  $n_{h\_ano} = 24 \cdot (365 \cdot 3 + 366) / 4 = 8766 \text{ h}$ .

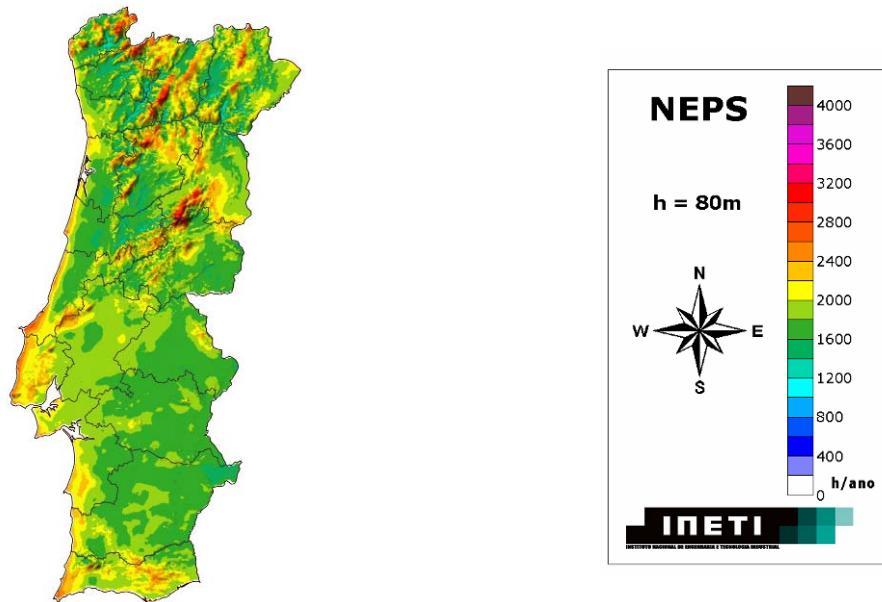


Fig. 3.8– Mapa com o número de horas equivalentes à potência nominal (NEPs) para aerogeradores com o rotor a 80 m de altura, 90 m de diâmetro de pás e 2300 kW de potência nominal [21]

### 3.3 A Conversão Mecânica da Energia Eólica

Neste item é feita a fundamentação teórica e descrevem-se os modelos que se irão considerar para a parte mecânica do aerogerador, rotor e transmissão mecânica.

#### 3.3.1 Teoria do Disco Actuador Aplicada a Turbinas de Eixo Horizontal

A energia disponível no vento é a sua energia cinética, que é descrita pela Eq. 3.16, onde  $m$  é a massa de ar que se move à velocidade  $v_v$ .

$$E_{disp} = \frac{1}{2} m v_v^2 \quad (3.16)$$

Se se considerar uma determinada área,  $A_t$ , através da qual o ar passa à velocidade  $v_v$ , o caudal volúmico do ar que atravessa essa área por unidade de tempo é  $\dot{V} = A_t v_v$ . O caudal

volúmico relaciona-se com o caudal mássico,  $\dot{m}$ , através da densidade do fluido <sup>32</sup>,  $\rho$ , usando a expressão:

$$\dot{m} = \rho A_t v_v. \quad (3.17)$$

A quantidade de energia que passa através da área  $A_t$  por unidade de tempo obtém-se substituindo a massa  $m$  da equação (3.16) pelo caudal mássico definido em (3.17). A energia disponível por unidade de tempo representa a potência disponível, ou seja:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A_t v_v^3 \quad (3.18)$$

A Eq. 3.18 diz respeito ao caso ideal em que se considera que a velocidade do vento a montante da turbina (velocidade do escoamento não perturbado),  $v_1$ , é igual à velocidade a jusante da turbina (esteira),  $v_2$ . Este caso está representado na Fig. 3.9, e equivale a dizer-se que esta potência é a que está disponível no vento na ausência da turbina eólica, porque não considera a sua interferência.

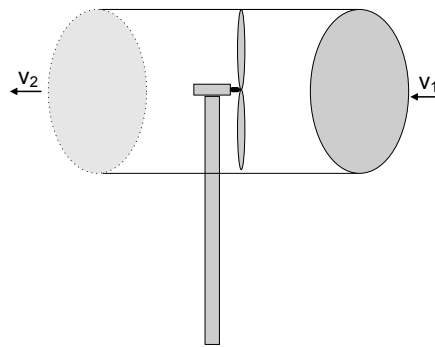


Fig. 3.9– Caso ideal em que  $v_1 = v_2$

Na realidade, a velocidade de esteira vai ser menor que a velocidade do escoamento não perturbado, fazendo com que haja uma variação na quantidade de movimento do escoamento, e com que esse escoamento sofra uma deflexão, cuja representação aproximada se mostra na Fig. 3.10.

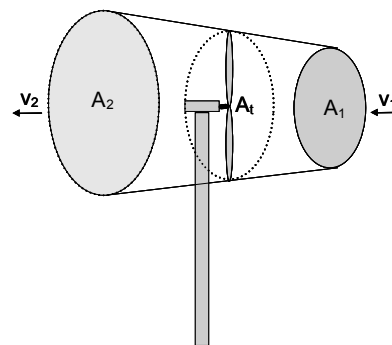


Fig. 3.10– Caso real em que  $v_1 > v_2$

32 Consideram-se as condições atmosféricas *standard*, de acordo com DIN 5450, ou seja, a densidade do ar ao nível médio do mar,  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$  e a temperatura de  $15^\circ\text{C}$ .

Na caracterização de rotores aerodinâmicos, é usual definir-se o coeficiente de potência  $C_p$ , de acordo com a Eq. 3.19, que representa a razão entre a potência que pode ser extraída pelo rotor e a potência disponível no escoamento não perturbado [8], e cuja demonstração se encontra no Anexo 10.2.. Nesta equação a variável  $a$  representa o factor de interferência axial.

$$C_p = \frac{P_t}{P_{disp}} = \frac{2\rho A_t v_1^3 a(1-a)^2}{\frac{1}{2}\rho A_t v_1^3} = 4a(1-a)^2 \quad (3.19)$$

Este coeficiente tem um valor máximo teórico, conhecido como limite de Betz,  $C_{p_{max}} = 0.593$ , e na prática obtêm-se valores para este coeficiente abaixo deste valor. O limite de Betz indica que apenas cerca de 59% da energia disponível no vento pode ser convertida em energia mecânica na turbina eólica e esse máximo equivale a ter-se uma velocidade  $v_2$  correspondente a 1/3 da velocidade  $v_1$ . Se  $v_1 = v_2$  isso significa que nenhuma energia foi extraída do vento através da turbina e por isso  $P_t = 0$  e consequentemente  $C_p = 0$ .

O coeficiente de potência pode também ser expresso em função da razão de velocidades da pá ou *tip speed ratio* (TSR),  $\lambda$ , que é a razão entre a velocidade linear da ponta da pá e a velocidade não perturbada do vento,  $v_1$ . A razão de velocidades da pá é calculada através da Eq. 3.20, onde  $\omega_t$  é a velocidade angular do rotor da turbina e  $R_r$  é o raio do rotor.

$$\lambda = \frac{R_r \omega_t}{v_1} \quad (3.20)$$

A forma das curvas do coeficiente de potência para diferentes aerogeradores é bastante semelhante, é por isso possível utilizar uma aproximação genérica para a curva de  $C_p$  em simulações dinâmicas de sistemas de potência [135]. A aproximação para o cálculo de  $C_p$  em função da TSR e do ângulo de passo de pá ou de *pitch*,  $\beta$ , que representa a rotação da pá sobre o seu eixo longitudinal, expressa através das Eq.3.21 e Eq.3.22, deve-se a Sloodweg [135] e será utilizada neste trabalho, com ângulo de passo de pá nulo,  $\beta=0^\circ$ , para o modelo do aerogerador com gerador de ímanes permanentes.

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (3.21)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}} \quad (3.22)$$

De acordo com Sloodweg [135], os parâmetros  $c_1$  a  $c_9$  para uma turbina eólica de velocidade variável são os mostrados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Parâmetros originais para a curva de potência [135]

Turbina	$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$	$c_6$	$c_7$	$c_8$	$c_9$
Vel. Variável	0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.4	-0.02	-0.003

A Fig. 3.11 mostra o andamento de  $C_p$  definido pela Eq. 3.21 em função da razão de velocidades da pá (sem variação de passo de pá,  $\beta=0^\circ$ ). Neste caso, o valor máximo do coeficiente de potência é  $C_{p\text{máx}}(\lambda,0)=0.44$  e corresponde a  $\lambda_{opt} = 7.36$ , valor de TSR que maximiza a extracção da energia disponível no vento.

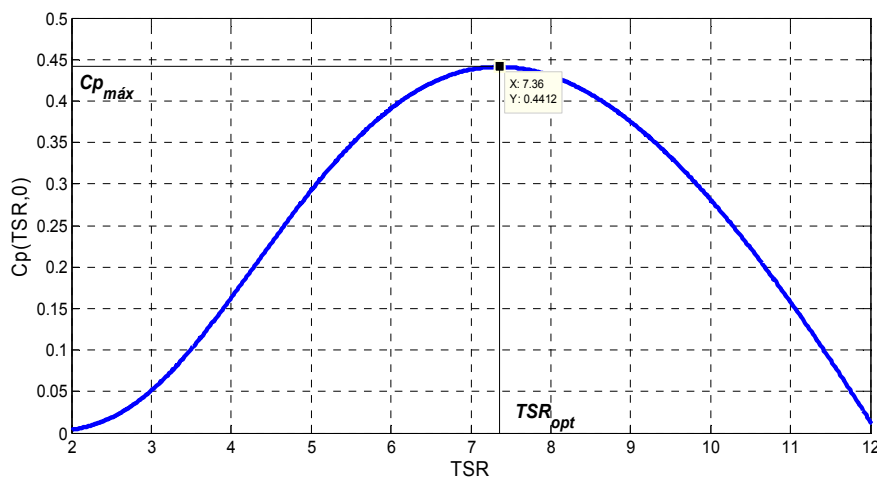


Fig. 3.11 – Coeficiente de Potência em função da TSR

Para  $\beta=0^\circ$ , as expressões (3.21) e (3.22) podem ser simplificadas ficando apenas a expressão (3.23).

$$C_p(\lambda,0^\circ) = c_1 \left( \frac{c_2(1-c_9\lambda)}{\lambda} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7(1-c_9\lambda)}{\lambda}} \tag{3.23}$$

A curva do coeficiente de potência definida por (3.23) irá ser comparada com valores experimentais do aerogerador do sistema de teste, de forma a ajustar os parâmetros  $c_1$ ,  $c_2$ ,  $c_6$ ,  $c_7$  e  $c_9$ . Os novos coeficientes,  $c_1'$ ,  $c_2'$ ,  $c_6'$ ,  $c_7'$  e  $c_9'$ , podem ser ajustados para um determinado aerogerador que se pretenda modelar.

Na Fig. 3.11 é mostrado o andamento do coeficiente de potência apenas em função da TSR, mas para turbinas com variação do ângulo passo de pá,  $\beta$ , o coeficiente de potência irá variar com estas duas grandezas, tal como se pode ver na Fig. 3.12. Analisando esta figura, é possível constatar que quanto mais próximo de zero for o ângulo  $\beta$ , maior será o valor máximo de  $C_p$ .

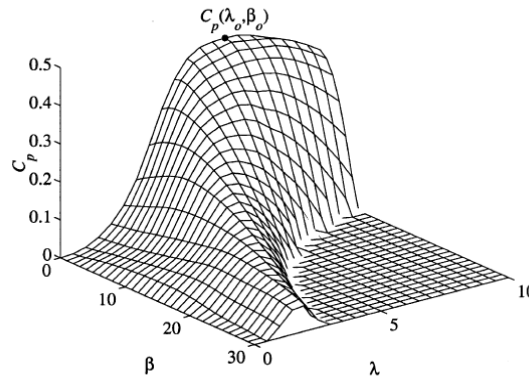


Fig. 3.12– Variação do Coeficiente de potência com  $\lambda$  e  $\beta$  [78]

Recorrendo ao coeficiente de potência, pode reescrever-se a equação Eq.10.16 para a potência mecânica captada por uma turbina eólica:

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho A_t v_1^3 \quad (3.24)$$

Substituindo na expressão para a potência mecânica (3.24), a área varrida pelo rotor,  $A_t = \pi R_r^2$ , obtém-se a Eq. 3.25.

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho \pi R_r^2 v_1^3 \quad (3.25)$$

Sabendo que o binário mecânico produzido pela turbina se relaciona com a potência mecânica da turbina através de (3.26) [138], substituindo (3.25) nessa expressão, chega-se a (3.27).

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_t} \quad (3.26)$$

$$T_t = \frac{1}{2} \frac{C_p \rho \pi R_r^2 v_1^3}{\omega_t} \quad (3.27)$$

Substituindo a velocidade não perturbada do vento na Eq. 3.27, usando a Eq. 3.20, chega-se a uma outra expressão, Eq. 3.28, para o binário da turbina que o relaciona com a velocidade angular das pás do rotor e com a TSR.

$$T_t = \frac{1}{2} \frac{C_p \rho \pi R_r^5 \omega_t^2}{\lambda^3} \quad (3.28)$$

### 3.3.2 Teoria das Faixas Anelares e Método do Elemento de Pá

A teoria do disco actuador fornece a base para compreender o escoamento através de uma turbina eólica de eixo horizontal, ficando-lhe a faltar fazer a ligação entre a geometria do rotor e o seu rendimento de conversão de energia [138]. Com o intuito de preencher essa lacuna da teoria do disco actuador foi desenvolvida a teoria das faixas anelares, que permite relacionar o desempenho de um rotor com a geometria e características aerodinâmicas das suas pás [30].

Considere-se uma turbina de eixo horizontal com  $n_p$  pás de raio  $R$ , com corda  $C_t$  e ângulo  $\beta$  fixo. Considere-se ainda que as pás rodam a uma velocidade angular  $\omega_t$  e que a velocidade do vento é  $v_l$ . A velocidade tangencial  $\omega_t r$  do elemento da pá mostrado na Fig. 3.13, combinada com a velocidade tangencial do escoamento,  $a' \omega_t r$ , significa que a velocidade de fluxo tangencial experimentada pelo elemento de pá é  $(1+a') \omega_t r$ .

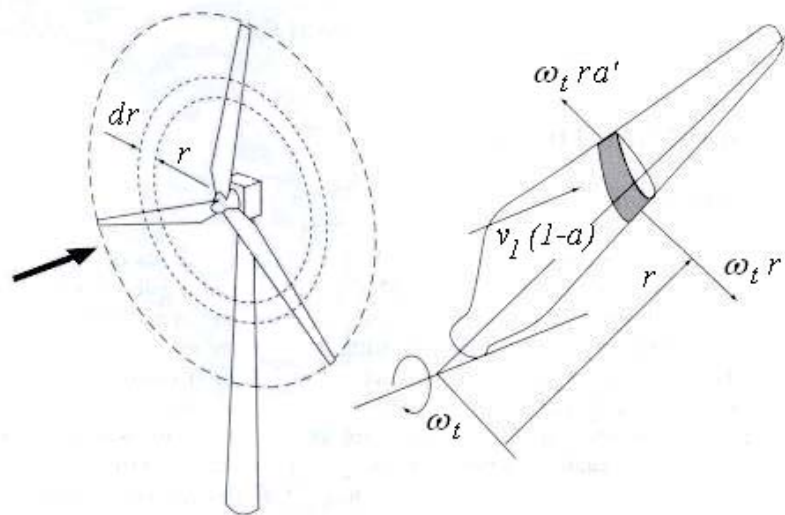


Fig. 3.13– Seção anelar do rotor e respectivo elemento de pá [8]

A grandeza  $a'$  representa o factor de interferência tangencial e é definido por (3.29), onde  $\lambda_r$  representa a TSR local ( $\lambda_r = \omega_t r / v_l$ ), à distância  $r$  do eixo de rotação [8].

$$a' = \frac{a(1-a)}{\lambda_r^2} \quad (3.29)$$

Para determinar  $T_t$  e conseqüentemente  $P_t$  pode realizar-se uma análise estática das forças aerodinâmicas geradas na superfície das pás, usando a abordagem do Método do Elemento da Pá, *BET – Blade Element Theory* [138]. Esta técnica consiste em dividir a pá de uma turbina em várias secções transversais. Em cada uma dessas secções é analisado o comportamento aerodinâmico determinado pela sua forma geométrica. Na Fig. 3.14 é

apresentado o corte transversal de uma pá a uma distância  $r$  do eixo da turbina, de forma a que se veja o seu perfil aerodinâmico. Nesta figura a velocidade relativa do vento na secção da pá é  $v_r$ , e a velocidade e sentido do movimento da secção da pá considerada são dados pelo vector  $r\omega_t$ .

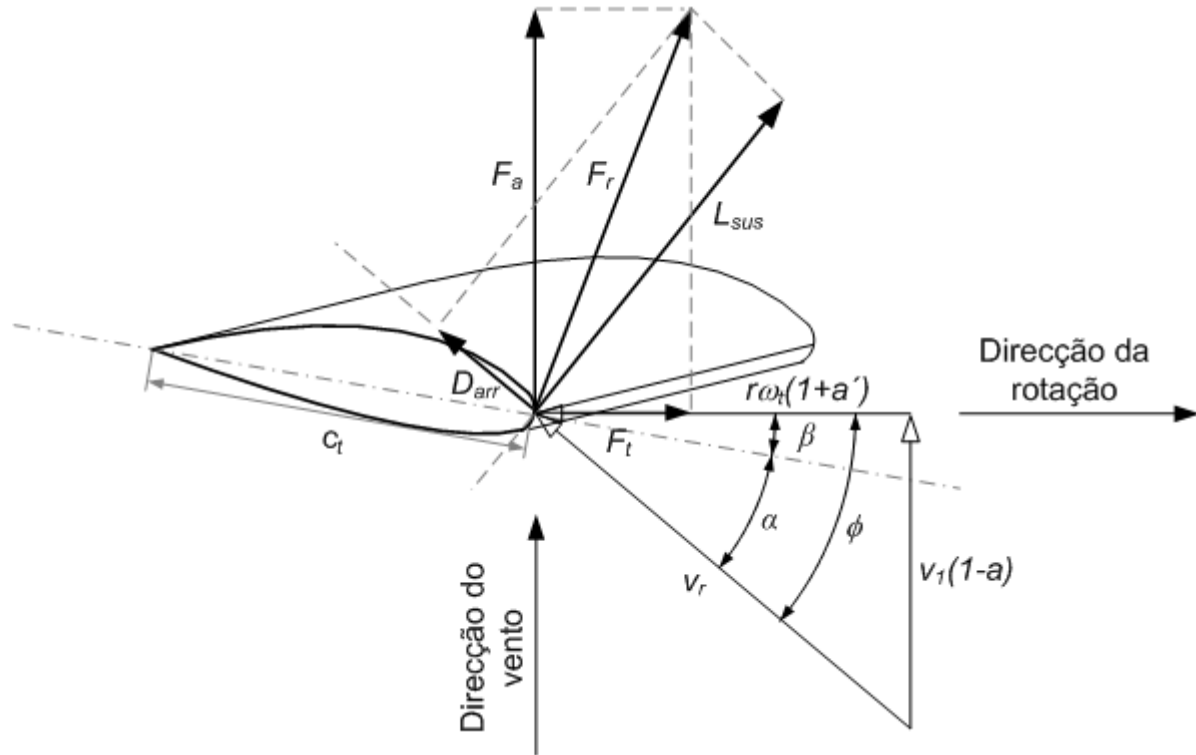


Fig. 3.14– Perfil aerodinâmico e forças actuantes na pá em equilíbrio

A partir da Fig. 3.14 observa-se que a velocidade relativa,  $v_r$ , pode ser representada por (3.30). É usual designar a representação da velocidade relativa e dos dois vectores  $r\omega_t(1+a')$  e  $v_1(1-a)$ , por triângulo de velocidades.

$$v_r = \sqrt{v_1^2(1-a)^2 + \omega_t^2 r^2(1+a')^2} \tag{3.30}$$

Assim sendo, sobre o perfil da pá considerada actua uma velocidade relativa de fluxo de ar  $v_r$ , com um ângulo de ataque  $\alpha$ , e sob a sua acção são produzidas duas forças, a força de sustentação,  $L_{sus} - Lift$ , e a força de arrasto,  $D_{arr} - Drag$ , cuja composição dá origem à força resultante  $F_r$ . Esta última produz uma força axial (*thrust*<sup>33</sup>),  $F_a$ , e uma força que contribui para o binário da turbina,  $F_t$ .

Quando o ângulo de ataque aumenta para além de um certo valor, a componente de sustentação diminui e a força de arrasto aumenta. Nestas condições, a força  $F_t$  que contribui

<sup>33</sup> O termo *thrust* é equivalente a impulso em português.

para o binário diminuir, diz-se neste caso, que a pá entrou em regime de perda de sustentação ou regime *stall*.

Da figura acima podem obter-se as relações geométricas dos ângulos característicos para a secção da pá considerada através das Eq. 3.31, Eq. 3.32 e Eq. 3.33 [8].

$$\lambda_r = \frac{r\omega_t}{V_r} \quad (3.31)$$

$$\phi = \arctg\left(\frac{1}{\lambda_r}\right) \quad (3.32)$$

$$\alpha = \phi - \beta \quad (3.33)$$

Onde  $\lambda_r$  é a velocidade específica da secção considerada,  $\phi$  é o ângulo de incidência de  $v_v$  em relação ao plano de rotação da turbina,  $\alpha$  é o ângulo de ataque de  $v_r$  sobre o perfil aerodinâmico e  $\beta$  é o ângulo de regulação de passo da pá (*pitch*). As forças  $dL_{sus}$  e  $dD_{arr}$  por unidade de comprimento, são dadas respectivamente por (3.34) e (3.35) [8] e [136]:

$$dL_{sus} = \frac{1}{2} \rho c_t C_L v_r^2 dr \quad (3.34)$$

$$dD_{arr} = \frac{1}{2} \rho c_t C_D v_r^2 dr \quad (3.35)$$

Onde  $\rho$  é a densidade do ar,  $c_t$  é a corda na secção da pá considerada,  $C_L$  é o coeficiente de sustentação, e  $C_D$  é o coeficiente de arrasto.

As forças  $dF_a$  e  $dF_t$  por unidade de comprimento podem ser obtidas a partir de  $dL$  e  $dD$  de acordo com as Eq. 3.36 e Eq. 3.37 [8]:

$$dF_a = dL_{sus} \cos \phi + dD_{arr} \sin \phi \quad (3.36)$$

$$dF_t = dL_{sus} \sin \phi - dD_{arr} \cos \phi \quad (3.37)$$

A partir da integração destas duas forças por unidade de comprimento, ao longo do comprimento da pá,  $R$ , e multiplicando pelo número de pás,  $n_p$ , que compõem o rotor, pode obter-se o binário da turbina,  $T_t$  e a força axial total,  $F_a$ , através das expressões (3.38) e (3.39) [8]:

$$T_t = n_p \int_0^R r dF_t(r) dr \quad (3.38)$$

$$F_a = n_p \int_0^R dF_a(r) dr \quad (3.39)$$

### 3.3.3 A Transmissão Mecânica

Na modelação da parte mecânica do aerogerador será dada ênfase às partes da estrutura dinâmica do aerogerador que contribuem para a interacção com a rede eléctrica, isto é, que influenciam a potência eléctrica produzida. Por isso, para além do rotor, apenas se considera a transmissão mecânica, porque as outras partes da estrutura do aerogerador, por exemplo, a torre, que no caso de estudo é treliçada e espiada, não têm qualquer influência na potência eléctrica.

No tipo de transmissão mais utilizado em aerogeradores de grande e médio porte, o gerador roda a uma velocidade superior à do rotor da turbina, e portanto torna-se necessária uma caixa de engrenagens, com uma razão de velocidades que adapte a velocidade do rotor, à velocidade do gerador, estando este último a rodar à velocidade de sincronismo com a rede eléctrica à qual está ligado.

Existe também outro tipo de transmissão, a transmissão directa ou *direct drive*, onde não se usa caixa de engrenagens porque o gerador pode produzir energia eléctrica à baixa velocidade do rotor da turbina, ou porque o gerador tem um elevado número de pares de pólos, levando a uma baixa velocidade de sincronismo, ou porque a tensão produzida será posteriormente rectificadora e se necessário ondulada com a amplitude e frequência requeridas para a ligação à rede eléctrica. Este é o tipo de transmissão normalmente utilizada para aerogeradores de pequeno porte, como o do caso de estudo, em que existe apenas um veio entre o rotor e o gerador.

Para a análise do impacto na rede eléctrica quando o aerogerador responde a grandes perturbações, por exemplo, na resposta a rajadas de vento ou na sua desligação repentina, deve usar-se um modelo que considere as oscilações devidas à torção do veio. Nesse caso o comportamento do veio deve ser analisado pelo menos por um modelo de duas massas, em que a primeira massa representa a inércia do rotor (pás e cubo), e a segunda é equivalente à inércia do gerador. Este modelo de duas massas irá representar o primeiro modo de oscilação do sistema mecânico do aerogerador [142].

Quando a aplicação que se pretende simular está limitada ao impacto das flutuações da velocidade vento na produção do aerogerador, é normalmente suficiente considerar o modelo de massa única para a transmissão, onde se combina a massa do rotor e a do gerador para obter o momento de inércia equivalente,  $J_{mu}$  [2]. Este é o caso do aerogerador do sistema de teste, onde não há propagação das flutuações devidas a oscilações mecânicas, nas formas de

onda de tensão e corrente à saída do regulador de carga da bateria, devido à electrónica de potência presente no sistema, que consiste num passo de rectificação e regulação de tensão, como será visto nos itens 4.2.1.3 e 4.2.3. A Eq. 3.40 descreve a variação da velocidade angular mecânica da turbina eólica,  $\omega_t$ , usando o momento de inércia equivalente da massa girante única (rotor + gerador) e a diferença entre o binário mecânico,  $T_t$ , e o binário electromagnético,  $T_e$  [91].

$$\dot{\omega}_t = \frac{1}{J_{mu}}(T_t - T_e) \quad (3.40)$$

Para o gerador de ímanes permanentes - GIP, a velocidade angular mecânica da turbina eólica relaciona-se com a velocidade angular do gerador através do número de pares de pólos,  $p_p$ , de acordo com a Eq. 3.41.

$$\omega_g = p_p \omega_t \quad (3.41)$$

As equações (3.40) e (3.41) serão utilizadas na modelação do aerogerador com GIP do sistema de teste. A comparação entre os valores obtidos através do modelo e os resultados experimentais será feita no item 6.3.

### 3.4 Classificação de Aerogeradores

Os aerogeradores podem ser classificados de acordo com o seu *design* estrutural e aerodinâmica. É por isso comum distinguir os aerogeradores de acordo com a direcção do eixo de rotação do rotor, eixo horizontal ou eixo vertical. Nos itens 3.4.1 e 3.4.2 serão explicadas as diferenças entre estas duas configurações e em 3.4.3 mostra-se o efeito dessas diferenças nos respectivos coeficientes de potência.

#### 3.4.1 Os Aerogeradores de Eixo Horizontal

Os aerogeradores de eixo horizontal têm o eixo de rotação do rotor em paralelo com o escoamento horizontal do vento. Nos pequenos aerogeradores<sup>34</sup> utiliza-se um leme que vai

---

<sup>34</sup> Normalmente considera-se que os aerogeradores de pequeno porte têm potências até 50 kW, podendo ser subdivididos em micro-aerogeradores, com potências até 1 kW e mini-aerogeradores, com potências entre 1 kW

orientando o eixo da turbina com a direcção do vento, à medida que esta varia. Nos aerogeradores de médio e grande porte, existe o controlo do ângulo de *yaw*, que a partir das leituras de sensores de direcção do vento no topo da *nacelle* (ou cabina) vai ajustando o eixo de rotação do rotor para que fique paralelo à direcção predominante do vento. Dentro da *nacelle* está o gerador eléctrico e a transmissão mecânica que o liga ao rotor onde encaixam as pás do aerogerador, permitindo a conversão da energia mecânica gerada através da passagem do vento, em energia eléctrica.

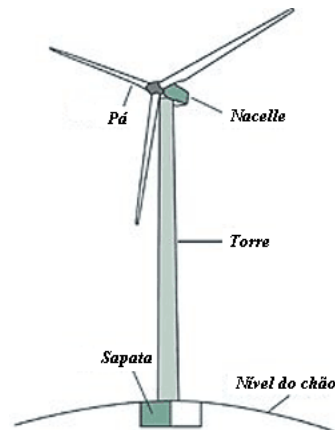


Fig. 3.15 – Aerogerador de eixo horizontal com 3 pás

Nos aerogeradores de eixo horizontal encontram-se modelos com múltiplas pás ou com apenas 1 pá, tal como se mostra na Fig. 3.16, sendo o modelo de 3 pás o mais comum [85].

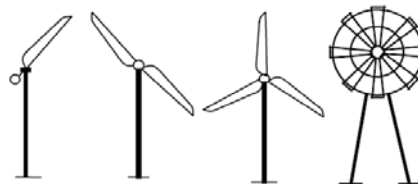


Fig. 3.16 – Aerogeradores com diferente número de pás [85]

Relativamente à direcção do vento incidente, o rotor pode ser colocado a montante ou a jusante (*Upwind* ou *Downwind*) da torre. A opção *upwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado da frente da *nacelle*, generalizou-se porque permite que o vento incidente não seja perturbado pela torre do aerogerador.

---

e 50 kW [14]. Considera-se ainda que os aerogeradores de médio porte têm potências entre 50 kW e 1000 kW e que os de grande porte são aqueles que têm potências acima de 1 MW [154].

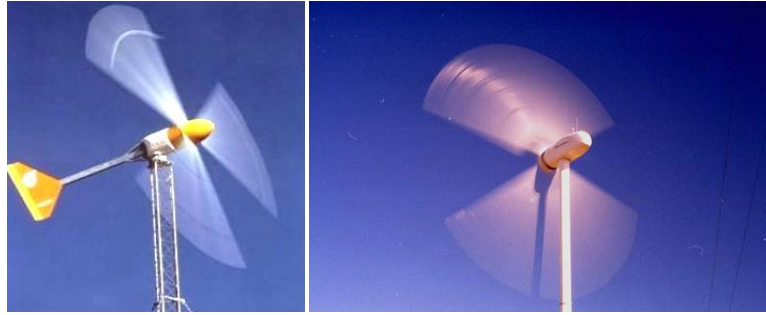


Fig. 3.17– Configuração *upwind* (à esquerda) e *downwind* (à direita) [131]

A opção *downwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado posterior, permite que o rotor se alinhe com a direcção do vento sem necessidade de leme, mas tem vindo a ser progressivamente abandonada porque o escoamento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor, perdendo-se assim potência.

### 3.4.2 Os Aerogeradores de Eixo Vertical

Embora existam muitas configurações diferentes, as configurações mais difundidas de aerogeradores de eixo vertical são representadas pelos modelos Savonius e Darrieus e as suas principais vantagens são, o facto de não necessitarem de sistema de orientação do aerogerador em relação ao escoamento principal do vento, e também os aspectos construtivos relacionados com a possibilidade do gerador estar ao nível do solo [42]. As maiores desvantagens relacionadas com estas máquinas são a baixa TSR e baixo  $C_p$  (em comparação com os aerogeradores de eixo horizontal), a incapacidade de auto-arranque, porque a geometria de eixo vertical só desenvolve binário se existir velocidade angular, e a impossibilidade de rodar as pás sobre o seu próprio eixo para controlar a potência de saída e a velocidade do rotor [42].



(a)



(b)

Fig. 3.18– Aerogeradores de eixo vertical, (a) Savonius, (b) Darrieus [55]

Na Fig. 3.18 mostra-se um aerogerador do tipo Savonius em (a) e do tipo Darrieus em (b). Os aerogeradores do tipo Savonius funcionam por arrasto e apresentam baixas velocidades de rotação e baixo coeficiente de potência, sendo normalmente usados para aplicações de pequena potência, como a bombagem de água. Os aerogeradores do tipo Darrieus, caracterizam-se por operarem por sustentação, apresentando maiores velocidades de rotação e um bom coeficiente de potência [42].

### 3.4.3 Coeficiente de Potência em Função da Configuração do Rotor

Como foi visto em 3.3.1 e mais precisamente na Eq.3.21, o rendimento aerodinâmico de extração da potência contida no vento,  $C_p$ , depende da TSR e do ângulo de passo. No caso de turbinas com pás fixas,  $C_p$  variará apenas com a TSR, e como estes dois parâmetros são adimensionais, a curva de  $C_p$  em função da TSR representa o rendimento do rotor independentemente do seu tamanho. O gráfico da Fig. 3.19 mostra as diferenças no coeficiente de potência de rotores com diferentes configurações, em função da TSR.

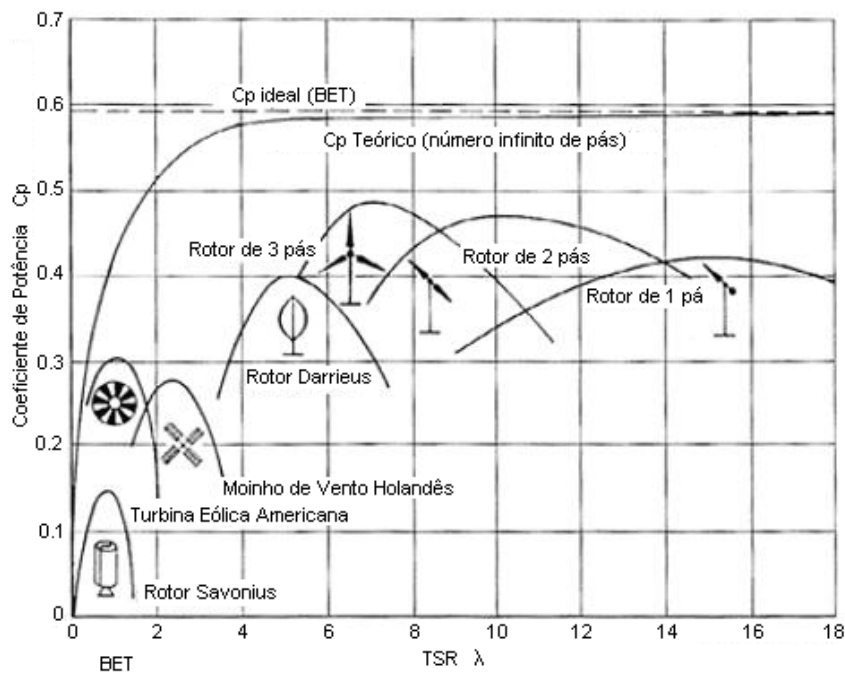


Fig. 3.19– Coeficiente de potência de diferentes configurações de rotores em função da TSR (adaptado de [42])

Nesta figura é possível ver que os rotores modernos de eixo horizontal, com elevada TSR, têm um desempenho bastante melhor que o dos rotores tradicionais<sup>35</sup>, tendo

<sup>35</sup> Turbina eólica americana utilizada para a bombagem de água, e moinho de vento holandês, utilizado para a moagem de cereais.

valores de coeficiente de potência, entre 30% e 50%. Os rotores de eixo vertical conseguem atingir o coeficiente de potência máximo para valores de TSR mais baixos que os rotores de eixo horizontal, mas os seus rendimentos aerodinâmicos são mais baixos, sendo o rotor de Darrieus aquele que tem melhor rendimento aerodinâmico, com  $C_{pmáx} = 40\%$ .

### 3.4.4 Limitação Aerodinâmica da Potência Mecânica

Os aerogeradores são projectados para funcionar a determinada velocidade do vento, a sua velocidade nominal,  $v_n$ , a partir da qual irão produzir aproximadamente a mesma potência, a potência nominal, até chegarem à velocidade de *cut-out*. Na Fig. 3.20 encontra-se uma forma típica de curva de potência de um aerogerador.

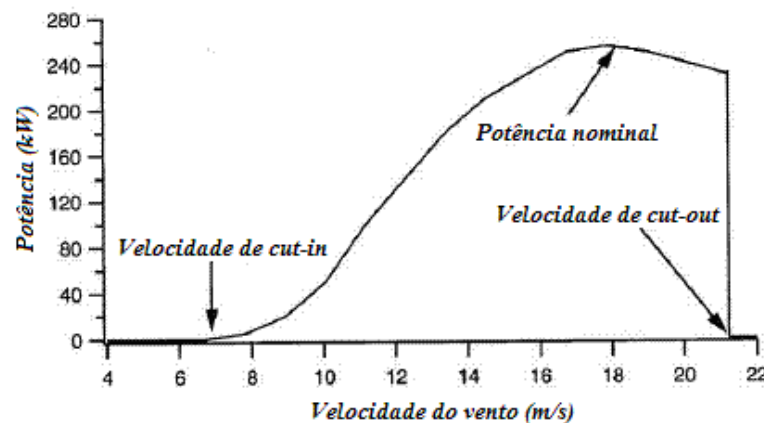


Fig. 3.20– Exemplo de uma curva de potência para um aerogerador

A partir da velocidade de *cut-in*, há uma região em que a potência aumenta com a velocidade do vento até à velocidade nominal, no caso do aerogerador representado pela curva de potência da Fig. 3.20, a velocidade nominal é da ordem dos 18 m/s. A partir desse ponto a potência começa a diminuir porque a turbina (parte mecânica do aerogerador) foi desenhada para maximizar a captação de energia do vento à velocidade nominal e à medida que a velocidade do vento aumenta e se afasta desse valor, a turbina começa a ter perdas aerodinâmicas cada vez mais acentuadas. Esta curva de potência faz transparecer que o controlo de potência utilizado é o controlo por entrada em perda aerodinâmica passiva<sup>36</sup>. Existem vários métodos para compensar esta perda de potência, que permitem que o

<sup>36</sup> Em inglês *Passive Stall Control*.

aerogerador funcione à sua potência nominal desde a velocidade nominal até à velocidade de *cut-out*, que serão descritos em seguida.

Para velocidades do vento elevadas, a potência do vento captada pelo rotor do aerogerador pode exceder os limites de carga mecânica que podem ser suportados pelo rotor e o limite de potência máxima do gerador. Há por isso a necessidade de diminuir a carga mecânica sobre as pás e limitar a potência produzida pelo rotor nestas circunstâncias.

Para além da limitação da potência do rotor para velocidades do vento elevadas, deve também manter-se a velocidade angular do rotor num valor constante ou dentro de limites pré-definidos para as outras regiões de funcionamento da turbina. A limitação de velocidade angular pode mostrar-se crucial, por exemplo durante uma falha da rede eléctrica. Nestas circunstâncias deixa de haver binário do gerador, o que irá permitir que o rotor acelere indefinidamente, podendo causar a sua destruição. Por isso, o rotor do aerogerador deve ter meios de limitação da sua potência e velocidade angular por via aerodinâmica [42].

A limitação dessas duas grandezas ( $P_l$  e  $\omega_l$ ) é conseguida através da variação do ângulo de passo,  $\beta$ , rodando as pás sobre o seu próprio eixo longitudinal, para sistemas com controlo activo, por ângulo de passo<sup>37</sup> ou por entrada em perda aerodinâmica activa<sup>38</sup>, e através da entrada em perda aerodinâmica passiva para sistemas de pás fixas e controlo passivo.

No controlo de ângulo de passo para limitação aerodinâmica, uma vez atingida a velocidade de vento nominal do aerogerador, as suas pás são rodadas com um ângulo de passo progressivamente maior à medida que a velocidade do vento vai aumentando, de forma a que o ângulo de ataque diminua, até ao limite em que as pás ficam na posição de bandeira oferecendo a resistência mínima à passagem do vento. Desta forma consegue-se que a potência se mantenha no seu valor nominal e também que não se atinjam velocidades da ponta da pá muito elevadas, capazes de causar ruído<sup>39</sup>.

O controlo por entrada em perda aerodinâmica passiva também faz o controlo da potência máxima produzida para velocidades de vento elevadas, mas neste caso é através da

---

<sup>37</sup> No inglês *Pitch Control*

<sup>38</sup> Em inglês *Active Stall Control*

<sup>39</sup> Os fabricantes de aerogeradores para aplicações em terra limitam normalmente a velocidade da ponta da pá a 65 m/s. A experiência sugere que esta velocidade resulta em níveis de ruído provocados pelo aerogerador ao mesmo nível de outros ruídos ambientais para uma distância de 400 m, que é o espaçamento mínimo normal entre aerogeradores e habitações [8].

entrada em perda aerodinâmica das pás. Neste caso, a geometria do perfil das pás é desenhada para limitar a força de sustentação para velocidades do vento superiores à nominal, dando origem a turbulência na parte posterior das pás da turbina, como se mostrou na Fig. 3.14 (b). À medida que a velocidade do vento aumenta, o ângulo de ataque sobre a pá vai aumentando até atingir um valor crítico,  $\alpha_{crítico}$ , a partir do qual se dá a separação do fluxo na parte posterior da pá, cujas linhas de corrente até aí seguiam o perfil da pá, dando origem à entrada em regime de perda aerodinâmica [42].

As máquinas com este tipo de regulação têm como vantagens, o menor número de partes móveis, o que implica menos manutenção, e o facto de não necessitarem de um sistema de controlo de passo de pá complexo. Por outro lado, sofrem da desvantagem relativa à incerteza do comportamento aerodinâmico após a entrada em perda, que pode resultar numa previsão pouco precisa da potência produzida e da carga mecânica sobre as pás, para velocidades do vento superiores à sua velocidade nominal [8].

O controlo por entrada em perda aerodinâmica activa assemelha-se tecnicamente ao controlo de ângulo de passo, uma vez que os dois sistemas utilizam a rotação das pás sobre o seu próprio eixo.

Na Fig. 3.21 é possível ver a diferença entre a curva de potência<sup>40</sup> de um aerogerador com limitação de potência mecânica por controlo por entrada em perda aerodinâmica passiva (a), e as curvas de potência com controlo activo por entrada em perda aerodinâmica (b) e controlo de ângulo de passo (c). Em (a) há uma sobreelevação da potência, acima da potência nominal, para velocidades de vento próximas da nominal, descendo esta ligeiramente abaixo da potência nominal com o aumento da velocidade do vento. Em (b) e (c) os sistemas de controlo conseguem manter o aerogerador à potência nominal a partir da velocidade de vento nominal (neste caso ~15 m/s).

---

<sup>40</sup> Em valores por unidade (pu).

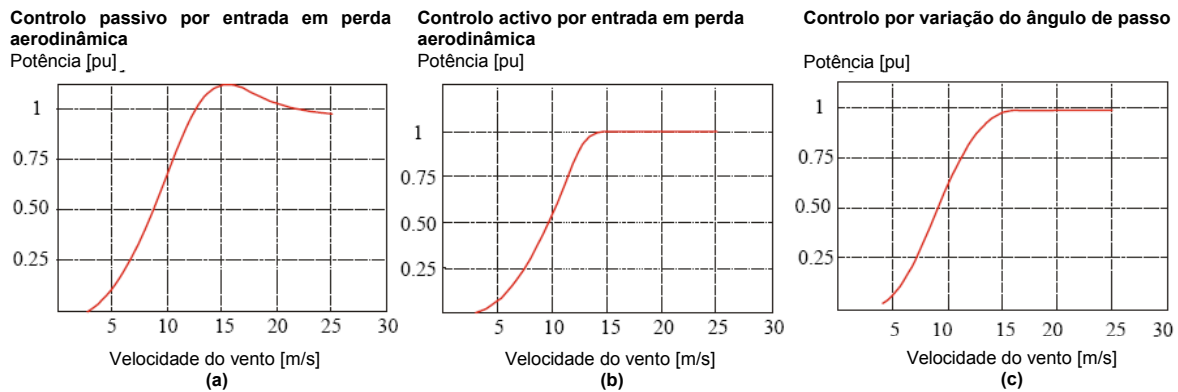


Fig. 3.21– Curvas de potência para aerogeradores com diferentes estratégias de limitação de potência e velocidade angular [153]

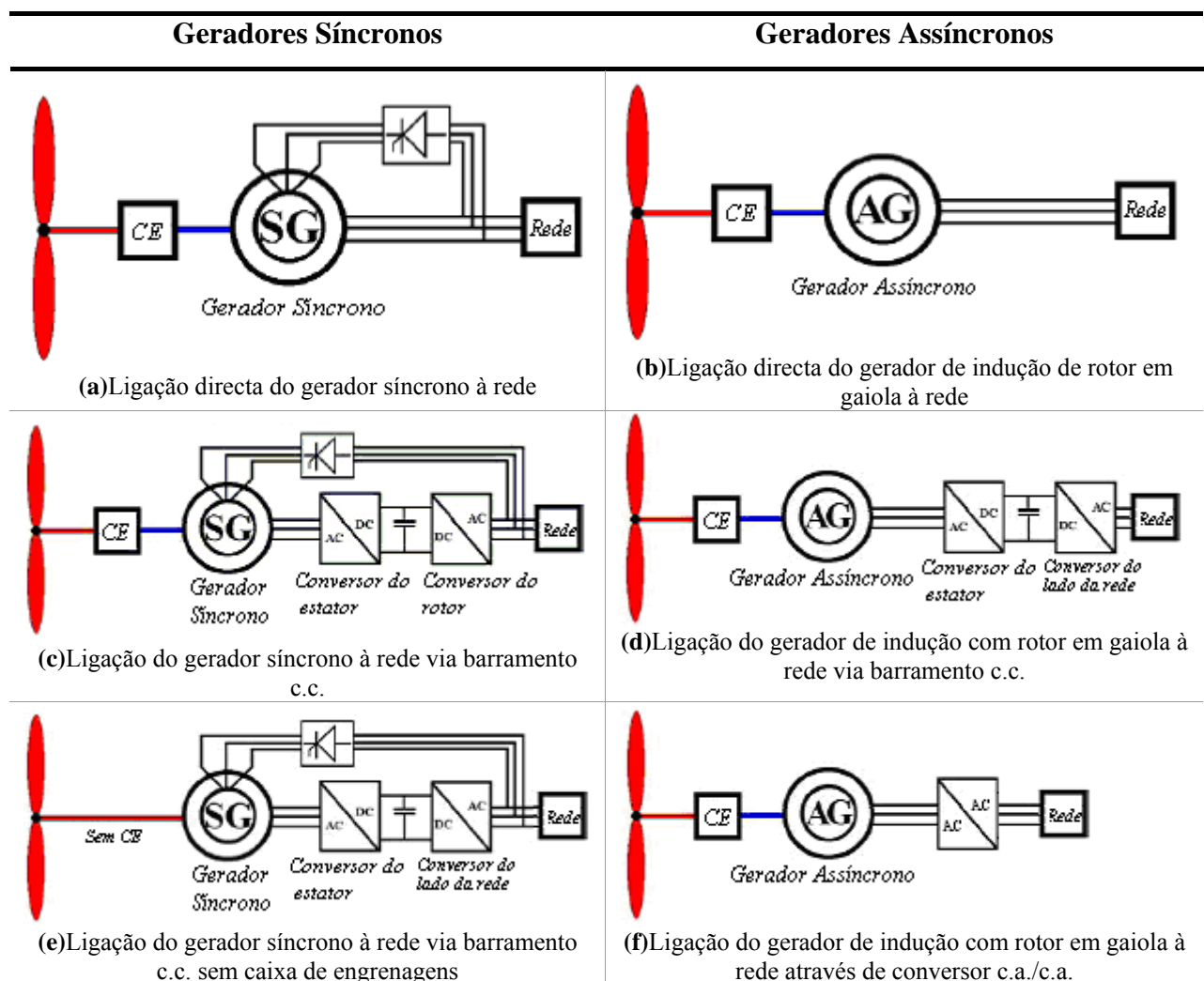
Para além destes sistemas de abrandamento por via aerodinâmica, existe normalmente um sistema auxiliar de travagem para parar a turbina, que normalmente é um travão de disco, para a utilização em condições de falha ou manutenção que impliquem o desligar do aerogerador.

Na regulação da potência do aerogerador, o ângulo de passo de pá pode ser utilizado não apenas na desaceleração da turbina, como foi indicado anteriormente, mas também para melhorar o rendimento das turbinas para baixas velocidades de vento. Neste caso, as pás são rodadas no sentido de um ângulo de *pitch* positivo, fazendo com que a força de sustentação que actua na pá aumente. Os aerogeradores cuja regulação de potência é feita através do *stall* passivo têm como desvantagem um binário de arranque reduzido.

### 3.5 A Conversão de Energia Mecânica em Energia Eléctrica

A conversão de energia mecânica em energia eléctrica em aerogeradores para ligação à rede eléctrica é feita através de geradores trifásicos de corrente alternada, síncronos ou assíncronos, com diferentes configurações. Podem ainda ser utilizados geradores de corrente contínua, mas devido à sua baixa fiabilidade e elevada manutenção, são pouco utilizados em aerogeradores [102]. O sistema eléctrico de um aerogerador não se restringe ao seu gerador, este representa o núcleo de um sistema mais vasto que compreende a monitorização e controlo para a ligação à rede.

A escolha do tipo de gerador e configuração eléctrica mais adequados para cada aplicação, para além de considerações económicas, é função de diversos factores técnicos e entre eles encontram-se, o funcionamento a velocidade fixa ou variável, a capacidade de consumo ou fornecimento de potência reactiva, a qualidade de energia produzida, a fiabilidade e necessidade de manutenção, etc. Na Fig. 3.22 mostram-se as configurações mais utilizadas para a ligação à rede eléctrica.



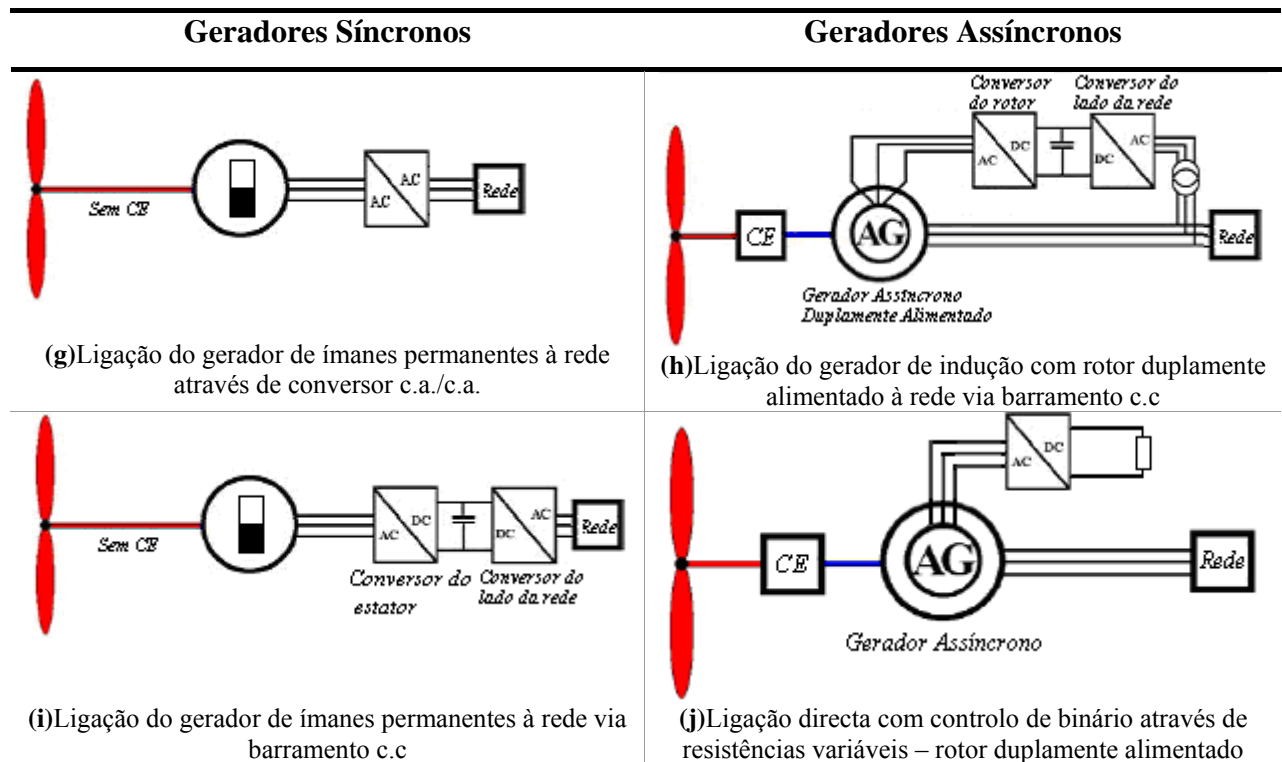


Fig. 3.22– Configurações de Sistemas Eólicos Ligados à Rede Eléctrica, adaptado de [114] e [131]

Na Fig. 3.22 a sigla CE, representa a caixa de engrenagens ou caixa de velocidades, e em (a), (c) e (e), o símbolo de um tiristor entre o rotor e a rede representa o circuito de excitação do rotor do gerador síncrono, este consiste num rectificador comandado e fornece corrente contínua ao rotor através de escovas, para a criação do campo magnético de excitação, que irá rodar à velocidade de sincronismo com a rede.

A configuração (a), com o gerador síncrono directamente ligado à rede, é difícil de implementar devido à sua rigidez, que pode levar à perda de sincronismo quando o aerogerador está sujeito a variações rápidas de velocidade devidas, por exemplo, a rajadas de vento [42]. As principais vantagens desta configuração são a sua simplicidade e possibilidade de controlo de potência reactiva directamente através da corrente de excitação do rotor [42]. As suas desvantagens relacionam-se com o fraco amortecimento e propagação para a rede eléctrica, das flutuações do vento captadas pelo rotor, afectando assim a qualidade de energia fornecida.

A configuração (b), com gerador de rotor em gaiola, é bastante utilizada e é por vezes apelidada por “conceito dinamarquês”. Os geradores assíncronos permitem que haja uma pequena diferença<sup>41</sup> entre a velocidade angular de sincronismo com a rede e a velocidade angular do gerador, esta diferença é designada por escorregamento,  $s$ , que é definido pela

<sup>41</sup> Normamente o valor máximo do escorregamento é da ordem dos 10% [42].

Eq. 3.57, onde  $\omega_e$  é a velocidade angular de sincronismo com a rede eléctrica e  $\omega_g$  é a velocidade angular do gerador.

$$s = \frac{\omega_e - \omega_g}{\omega_e} \quad (3.42)$$

O escorregamento é positivo se a velocidade angular de sincronismo for superior à velocidade angular do rotor da máquina e negativo se se verificar o oposto. A manipulação do escorregamento permite amortecer parte das flutuações originadas por rajadas de vento, de forma a minimizar as perturbações na rede eléctrica. A desvantagem desta configuração é a sua necessidade de um sistema de compensação de potência reactiva [114].

As configurações **(c)**, **(d)**, **(e)**, **(h)** e **(i)** utilizam um conversor estático duplo para a ligação à rede, que permite a separação da dinâmica da parte mecânica da da rede eléctrica. Para o gerador síncrono em **(c)**, com caixa de engrenagens, e em **(e)**, sem caixa de engrenagens, a ligação do estator à rede através de um conversor, permite acomodar as flutuações de potência mecânica controlando a potência activa e reactiva que é injectada na rede. Na configuração **(c)** o conjunto rotor/gerador pode funcionar a velocidade variável por patamares discretos devido à presença da caixa de engrenagens.

Para a configuração **(d)**, com gerador com rotor em gaiola, a compensação de potência reactiva através de bancos de condensadores deixa de ser necessária (relativamente à configuração **(b)**) porque passa a ser feita pelo conversor estático duplo. A configuração descrita em **(f)** é muito semelhante à de **(d)**, mas em vez de ter um conversor estático duplo com barramento contínuo intermédio para a gestão das potências injectadas e regulação de tensão, tem um conversor que converte as grandezas alternadas directamente para valores regulados que podem ser injectados na rede.

Nas configurações **(h)** e **(j)** são utilizados geradores de indução duplamente alimentados. Estes geradores são acoplados a conversores que alimentam o circuito do rotor em **(h)**, ou a sistemas controlados de resistências variáveis em **(i)**, permitindo que haja algum controlo da sua velocidade através do escorregamento. A amplitude da potência de escorregamento é o produto da potência do estator pelo escorregamento, e em **(h)** é possível recuperar a energia de escorregamento através do conversor ligado ao rotor e entregá-la à rede através do referido conversor, com poucas perdas. Já em **(i)** essa mesma energia acabará por ser dissipada nas resistências.

Quando comparado com o gerador com rotor em gaiola, cujo conversor está ligado ao estator (configuração **(d)**), uma das maiores vantagens do gerador de indução duplamente alimentado, é o facto do conversor que lhe está acoplado apenas ter que lidar com a potência

do rotor. Esta potência é cerca de 1/3 da potência total do gerador, dependendo da gama de velocidades que é permitida [77].

As configurações **(g)** e **(i)** referem-se a geradores síncronos de ímanes permanentes, não utilizam caixa de engrenagens nem necessitam de um circuito de excitação externo. Estas configurações são normalmente utilizadas em aerogeradores de pequeno porte, recorrendo-se à caixa de velocidades para aerogeradores de grande porte. Tanto numa configuração como na outra, a ligação à rede é feita através de conversores de electrónica de potência que permitem a regulação da potência entregue à rede. No item 3.6.1 este tipo de gerador será descrito em mais detalhe porque corresponde à tecnologia do gerador do sistema de teste.

O tipo de configuração utilizada irá levar a que o aerogerador funcione com velocidade angular fixa ou variável, e as diferenças entre estes dois tipos de funcionamento serão abordadas em seguida.

### 3.5.1 Aerogeradores de Velocidade Fixa

Os sistemas de conversão eólica de velocidade fixa usam geradores com ligação directa à rede (configurações **(a)**, **(b)** e **(j)** da Fig. 3.22) para manter uma velocidade fixa coincidente com a frequência eléctrica da rede [42]. Embora, como já se referiu anteriormente, a simplicidade seja uma vantagem nestes sistemas, existem algumas desvantagens, nomeadamente:

- i. O não ser possível utilizar toda a potência disponível no vento devido à operação a velocidade constante, porque para que se possa fazer o seguimento de máxima potência, é necessário que a velocidade do rotor da turbina varie, tal como acontece com a tensão no seguimento MPPT do fotovoltaico;
- ii. O facto de, no caso de geradores com rotor em gaiola, o consumo de potência reactiva aumentar com o aumento de potência entregue à rede;
- iii. As flutuações de tensão à saída do aerogerador, devidas às flutuações na velocidade do vento.

No entanto, existem pelo menos duas estratégias para operar de forma mais eficiente mesmo com configurações para velocidade fixa, permitindo duas velocidades de rotação diferentes, para elevadas e baixas velocidades de vento. A primeira possibilidade é a de um

gerador com dois conjuntos de enrolamentos, electricamente isolados, com diferente número de pólos, usando o menor número de pólos para as maiores velocidades de vento e o maior número para as menores. Isto permite que o gerador funcione a duas velocidades diferentes sem afectar a sua frequência eléctrica [42]. A segunda possibilidade é a utilização de dois geradores, comutando entre o de menor velocidade angular e o de maior velocidade angular de acordo com as condições de vento [42]. Tanto num como no outro caso, os custos adicionais têm que ser ponderados face ao aumento de produção de energia que se espera conseguir.

### 3.5.2 Aerogeradores de Velocidade Variável

As vantagens do uso de um aerogerador com velocidade variável prendem-se com a absorção das flutuações de potência através do rotor, reduzindo os binários transitórios e os esforços sobre a transmissão, o que torna a curva de potência mais suave e melhora bastante a qualidade da energia à saída. A inércia total do rotor da turbina, da caixa de engrenagens (se a houver) e do gerador eléctrico, actua como um *buffer* de energia que permite suavizar os efeitos da turbulência do vento [35].

Em sistemas de conversão de energia eólica a velocidade variável, a ligação à rede é feita através de conversores estáticos, utilizando um barramento intermédio em corrente contínua (conversor estático duplo), ou utilizando a conversão directa das grandezas alternadas com amplitude e frequência variável para grandezas alternadas reguladas para a ligação à rede. A ligação estática permite o controlo de potência reactiva, o amortecimento das flutuações de potência activa, uma maior flexibilidade operacional nos processos de arranque e travagem, a redução de ruído por limitação da velocidade do rotor e a operação com máxima eficiência energética, facilitando a integração em redes eléctricas fracas.

No funcionamento a velocidade variável, o uso de geradores síncronos com elevado número de pólos, permite a redução das relações de transmissão mecânica e pode mesmo dispensar as caixas de velocidades (ex: turbinas eólicas comercializadas pela Enercon). Enquanto a aplicação de geradores de indução com dupla alimentação, apesar de custos iniciais e de operação mais elevados que os dos geradores síncronos e de rotor em gaiola, permite a utilização de conversores estáticos com potência bastante inferior (cerca de 30% da potência nominal da máquina), o que reduz as perdas de rendimento devidas ao inversor. Os geradores de indução duplamente alimentados permitem ainda uma variação de velocidade de

cerca  $\pm 15\%$  em torno do valor nominal, quando operam nas regiões sub e supersíncrona (abaixo e acima da velocidade de sincronismo) [42].

### Funcionamento de um Aerogerador de Velocidade Variável com Seguimento MPT

Embora o aerogerador do sistema de teste não tenha esta capacidade, é dada aqui uma breve explicação do seguimento de máxima potência, MPT – *Maximum Power Tracking*, aplicado aos aerogeradores, em analogia com o que foi feito para os módulos fotovoltaicos.

Para os aerogeradores de velocidade variável com seguimento de máxima potência existem 3 modos de operação: (I) zonas em que a turbina está desligada, ocorrem quando a velocidade de vento está abaixo da velocidade de *cut-in* ou acima do limite máximo da velocidade do vento,  $v_{cut\_out}$  (tipicamente entre 20 e 25 m/s); (II) zona de seguimento de máxima potência onde a velocidade angular mecânica da turbina é ajustada para a TSR ótima,  $\lambda_{opt}$ ; (III) zona de velocidade angular constante, acima da velocidade de vento nominal. Na Fig. 3.23 mostra-se a separação entre essas três zonas para uma turbina eólica de velocidade variável com MPT.

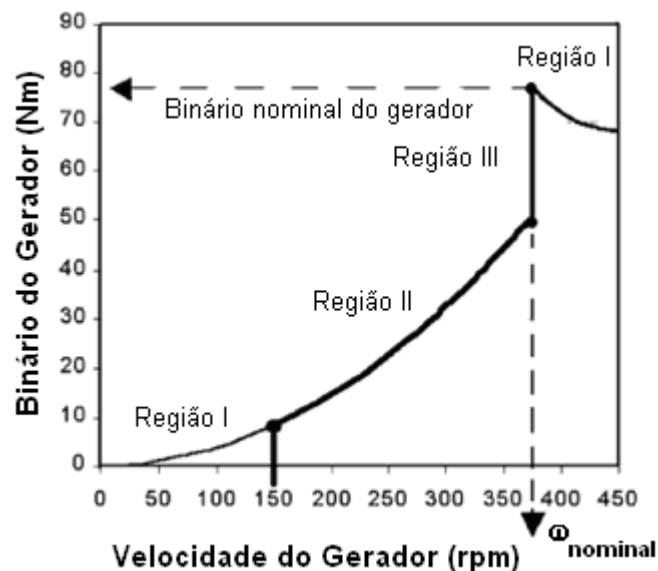


Fig. 3.23– Binário de referência em função da velocidade angular com as 3 zonas de funcionamento das turbinas de velocidade variável com MPT [12]

Abaixo dos valores nominais da turbina, o binário do gerador pode ser variado de forma a controlar a velocidade do gerador e conseqüentemente a velocidade do rotor. A eficiência aerodinâmica máxima é obtida para a *TSR* que maximiza  $C_p$ ,  $\lambda_{opt}$ , mantendo o ângulo de *pitch* constante e igual a zero. O binário mecânico da turbina relaciona-se com a

velocidade do vento de acordo com a Eq. 3.28, e sob as condições de aproveitamento máximo do recurso eólico tem-se a Eq. 3.43, que relaciona o binário que maximiza a produção e a velocidade do rotor da turbina.

$$T_t(\lambda_{opt}, \beta = 0^\circ) = \frac{1}{2} \frac{Cp(\lambda_{opt}, \beta = 0^\circ) \rho \pi r^5 \omega_t^2}{\lambda_{opt}^3} \quad (3.43)$$

A Eq. 3.43 é utilizada para controlar a velocidade angular da turbina na zona (II), para que se faça o seguimento de máxima potência. Uma vez que nesta região o ângulo de *pitch* é zero, este controlo terá que ser efectuado através da regulação do binário do gerador. Essa regulação é feita através de conversores estáticos, regulando a potência activa produzida pelo aerogerador. Para a mesma potência mecânica da turbina,  $P_t$ , um aumento da potência activa produzida,  $P_{g+}$ , irá causar um abrandamento da velocidade angular da turbina, enquanto uma diminuição da potência activa,  $P_{g-}$ , produzida levará à aceleração do rotor da turbina ( $P_t > P_g$ ).

Na zona (III), a velocidade angular é mantida no seu valor nominal e o binário irá variar com o coeficiente de potência e a TSR, de acordo com a Eq. 3.43, mas para  $\beta \neq 0$ . O ângulo de *pitch* irá tomar valores positivos, de forma a regular a velocidade do rotor da turbina, não a deixando ultrapassar o seu valor nominal, para velocidades do vento superiores à velocidade nominal.

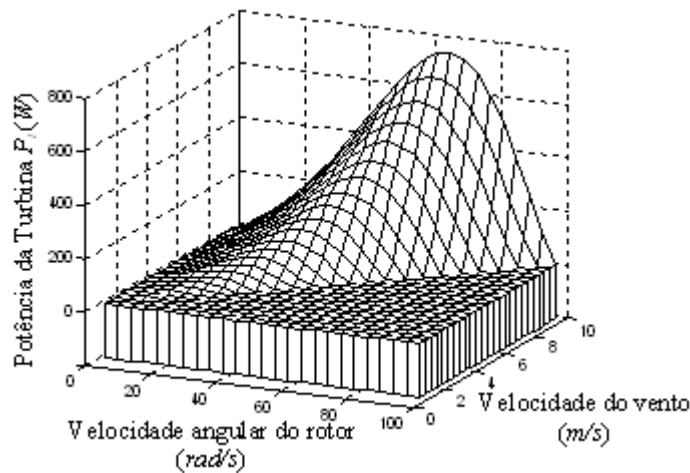


Fig. 3.24— Variação da potência da turbina com  $v_v$  e  $\omega_t$  [79]

A Fig. 3.24 mostra a variação da potência da turbina eólica com a velocidade angular de rotação do rotor e com a velocidade do vento incidente, mostrando que até se atingir o valor máximo da potência, a potência vai aumentando com a velocidade angular.

### 3.6 Os Pequenos Aerogeradores

Até agora tem-se falado sobre máquinas normalmente usadas em aerogeradores de médio e grande porte. Para aerogeradores de pequeno porte, *small wind turbines*, utiliza-se normalmente o gerador de ímanes permanentes ou GIP. Nestes equipamentos, campo magnético é excitado através de ímanes permanentes.

#### 3.6.1 O Modelo Matemático do Gerador de Ímanes Permanentes

Neste trabalho irá ser modelado o gerador de ímanes permanentes – GIP, em Matlab/Simulink, para que os resultados desse modelo possam ser comparados com os obtidos experimentalmente no aerogerador do sistema híbrido de teste do INETI.

O modelo desenvolvido para o GIP não foi implementado no referencial trifásico habitual, mas sim no referencial dq, que se obtém através da transformação de coordenadas de Park (ver Anexo 10.1). Em coordenadas dq, o circuito equivalente do gerador síncrono de ímanes permanentes pode representar-se de acordo com o esquema da Fig. 3.25 [96]. Onde, as correntes do estator segundo o eixo directo e o eixo de quadratura são  $i_{ds}$ <sup>42</sup> e  $i_{qs}$ ,  $p_p$  é o número de pares de pólos, a resistência do estator é  $R_{st}$ ,  $L_{ds}$  e  $L_{qs}$  são as indutâncias segundo o eixo d e q, respectivamente, e  $\omega_g$  corresponde à velocidade angular do rotor do gerador. O fluxo magnético é  $\lambda_m$ , que no caso do gerador de ímanes permanentes é constante.

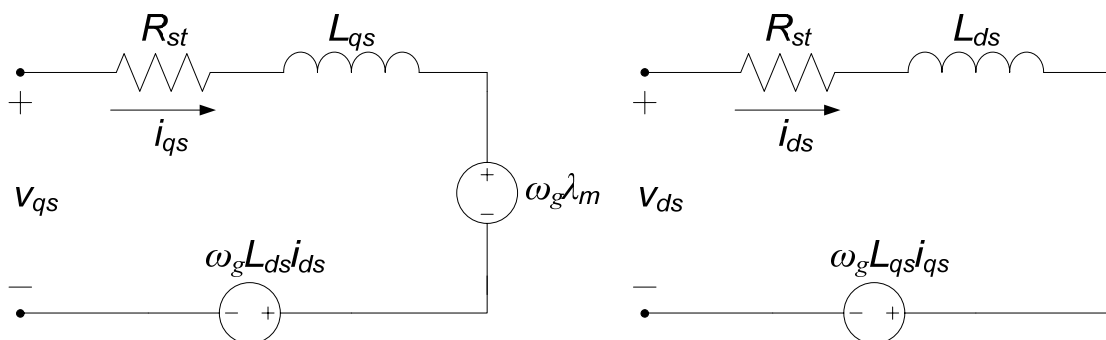


Fig. 3.25 – Circuito equivalente da máquina síncrona de ímanes permanentes em coordenadas dq, no referencial do rotor [96]

<sup>42</sup> Nas grandezas eléctricas normalmente adoptam-se as letras minúsculas para representar os seus valores instantâneos, e as letras maiúsculas para representar os seus valores médios. No circuito da Fig. 3.28 as tensões e correntes estão representadas pelos seus valores instantâneos.

Usando a lei das malhas de Kirchoff, encontram-se as equações (3.44) e (3.45) que relacionam as tensões do estator com a respectiva corrente em coordenadas dq, descritas na Fig. 10.1 e cujos eixos rodam em sincronismo com o rotor do gerador<sup>43</sup> [99].

$$v_{ds} = R_{st} i_{ds} + L_{ds} \frac{d}{dt} i_{ds} - \omega_g L_{qs} i_{qs} \quad (3.44)$$

$$v_{qs} = R_{st} i_{qs} + L_{qs} \frac{d}{dt} i_{qs} + (L_{ds} i_{ds} + \lambda_m) \omega_g \quad (3.45)$$

A potência activa e reactiva do estator,  $P_s$  e  $Q_s$ , relacionam-se com as tensões e correntes segundo os eixos directos e de quadratura através das Eq. 3.46 e Eq. 3.47 [96].

$$P_s = \frac{3}{2} [v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}] \quad (3.46)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} [v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}] \quad (3.47)$$

O binário electromagnético, sendo o quociente entre a potência activa produzida e a velocidade do rotor do gerador, é descrito pela Eq. 3.48.

$$T_e = \frac{3}{2} p_p [\lambda_m i_{qs} + (L_{ds} - L_{qs}) i_{ds} i_{qs}] \quad (3.48)$$

As equações (3.44) a (3.47) permitem a implementação do modelo do gerador de ímanes permanentes se se conhecerem as variáveis  $i_{ds}$  e  $i_{qs}$ . No presente trabalho essas variáveis não são conhecidas, o que leva a que seja necessária mais uma equação para que se possa calcular a tensão de fase produzida pelo gerador a partir da sua velocidade angular. Essa equação será apresentada no item 5.1.2 e será obtida a partir de resultados experimentais. As equações (3.44) e (3.45) devem por isso ser reescritas em ordem à corrente e em função da tensão segundo o eixo directo e em quadratura, para que possam ser aplicadas ao caso em estudo, ficando-se com as equações (3.49) e (3.50).

$$\frac{d}{dt} i_{ds} = \frac{1}{L_{ds}} [v_{ds} - R_{st} i_{ds} + \omega_g L_{qs} i_{qs}] \quad (3.49)$$

$$\frac{d}{dt} i_{qs} = \frac{1}{L_{qs}} [v_{qs} - R_{st} i_{qs} - (L_{ds} i_{ds} + \lambda_m) \omega_g] \quad (3.50)$$

Deve notar-se que as indutâncias  $L_{ds}$  e  $L_{qs}$  são iguais no caso dos ímanes permanentes estarem à superfície do rotor, mas que  $L_{qs}$  é maior que  $L_{ds}$  para ímanes permanentes embutidos no rotor [102]. As equações descritas acima são válidas para os dois casos.

<sup>43</sup> Eixo  $d$  alinhado com o fasor de fluxo magnético dos ímanes permanentes.

### 3.6.2 Configurações de Conversão da Energia Produzida por GIP

Se utilizados em aerogeradores os GIP funcionam com velocidade variável e por isso não podem ser ligados directamente à rede eléctrica. Tal como nas outras configurações de velocidade variável é necessário utilizar conversores de potência para a sua ligação à rede eléctrica, de forma a ajustar a tensão e a frequência aos valores nominais da rede. Para a sua ligação a sistemas em corrente contínua, com bateria de acumuladores, a sua produção em corrente alternada, c.a., tem de ser rectificada para corrente contínua, c.c., e regulada para os níveis de tensão nominal do sistema em corrente contínua, tal como se verá no item 4.2.1.3.

Normalmente os GIP estão ligados à rede numa de duas configurações, na primeira utiliza-se um rectificador trifásico por ponte de díodos ligado a um conversor c.c./c.c. (neste caso é um conversor elevador de tensão) seguindo-se a passagem de novo para c.a., e a ligação à rede através de um inversor trifásico, e de um transformador. O inversor permite a regulação da potência activa e reactiva entregue à rede e faz a sincronização da tensão trifásica gerada, com a tensão da rede. Esta configuração é mostrada na Fig. 3.26.

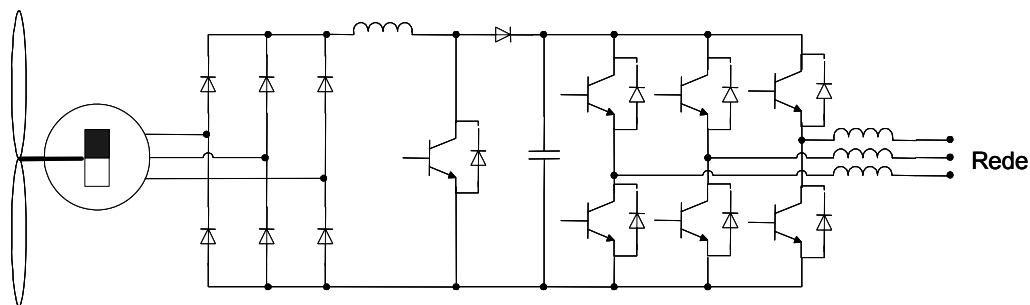


Fig. 3.26– Aerogerador com GIP ligado a um rectificador, conversor c.c./c.c. e inversor

Na outra configuração, que se mostra na Fig. 3.27, o GIP é ligado a um rectificador comandado que regula a tensão num barramento de corrente contínua, ligado por sua vez a um inversor que irá fazer a ligação do sistema à rede eléctrica.

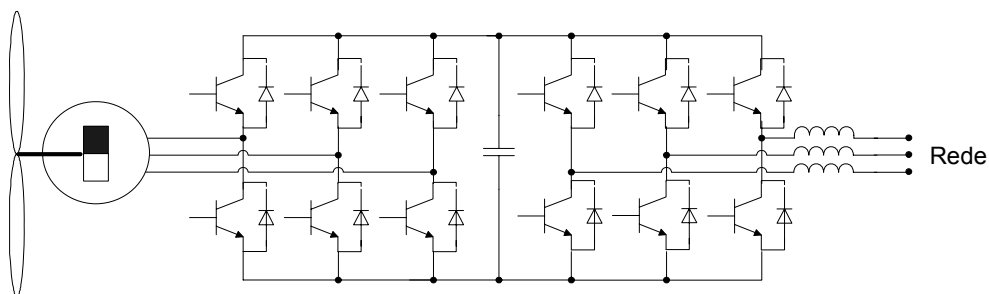


Fig. 3.27– Aerogerador com GIP ligado a um rectificador controlado e a um inversor

Esta topologia permite que o rectificador comandado controle a velocidade do GIP, controlando o seu binário eléctrico e permitindo assim o seguimento do ponto de máxima potência. Tal não é possível se se utilizar a topologia da Fig. 3.26 .

Neste capítulo abordou-se o recurso eólico e a sua forma de avaliação, apresentou-se a formulação relativa à conversão mecânica desse recurso através de aerogeradores de eixo horizontal, citaram-se as configurações eléctricas mais comuns para a ligação de aerogeradores à rede eléctrica, e por fim indicou-se qual o tipo de gerador mais utilizado para pequenos aerogeradores, tendo-se apresentado o modelo matemático correspondente e exemplos de configurações para a sua ligação à rede eléctrica.

## 4 Equipamentos de Acumulação e Conversão

Em sistemas autónomos de produção de energia utilizando recursos renováveis e por natureza variáveis no tempo, torna-se necessário utilizar equipamentos de acumulação de energia para que esta esteja disponível quando não houver produção ou esta não for suficiente para alimentar o consumo.

São também necessários três tipos de equipamentos de conversão, reguladores de carga, rectificadores e inversores. Os reguladores de carga servem para regular a entrada/saída de energia do banco de acumuladores. Os rectificadores servem para converter corrente alternada (c.a.) em corrente contínua (c.c.) no caso da produção ser em c.a., para que esta possa ser ligada à bateria de acumuladores. Os inversores servem para converter corrente contínua em corrente alternada na ligação entre o banco de baterias e o consumo, se este for feito em corrente alternada.

Ao longo deste capítulo serão explicadas as principais características e o modo de funcionamento de cada um destes equipamentos.

### 4.1 A Bateria de Acumuladores

Em sistemas autónomos as baterias de acumuladores de Ácido-Chumbo são os elementos mais comuns para o armazenamento de curta duração. Estas baterias de acumuladores têm um bom rendimento mesmo para taxas de descarga elevadas.

Existem ainda outros tipos de baterias actualmente no mercado, baterias de acumuladores de Níquel-Cádmio, de hidreto metálico de Níquel, etc, mas porque as baterias de Ácido-Chumbo são as mais utilizadas, será detalhado em seguida o seu funcionamento

As baterias de acumuladores de Ácido-Chumbo são um conjunto de vários elementos individuais, cada um deles com uma tensão nominal de 2 V. Estes elementos são recipientes que contêm duas placas de diferente polaridade (positiva e negativa), isoladas por separadores e imersas num electrólito de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) diluído em água ( $H_2O$ ). As placas de chumbo actuam como eléctrodos e têm a função de reter a matéria activa e conduzir a corrente eléctrica. A sua estrutura porosa faz com que a área superficial seja suficiente para

que se dê a reacção electroquímica descrita em (4.1), que no sentido da esquerda para a direita representa o processo de descarga e no sentido inverso, o processo de carga.



Onde os elementos químicos apresentados são, Pb - chumbo, O - oxigénio, H - hidrogénio e S - enxofre.

Com a bateria de acumuladores carregada, a massa activa no eléctrodo negativo é composta por Chumbo (Pb), e no eléctrodo positivo por dióxido de Chumbo (PbO<sub>2</sub>). Com o estabelecimento do circuito eléctrico, os electrões irão fluir do pólo negativo para o positivo (processo de descarga), provocando uma reacção química entre as placas e o ácido sulfúrico. Este processo leva à formação de sulfato de chumbo (PbSO<sub>4</sub>) na superfície das placas, à medida que os iões sulfato do ácido sulfúrico se ligam à matéria activa, e fazem com que o electrólito seja consumido, levando à diminuição da concentração de ácido e tornando o electrólito mais aquoso.

Este fenómeno permite que se consiga verificar o estado de carga da bateria, normalmente denominado por SOC - *State of Charge*, através da medição da densidade do electrólito. O SOC é a fracção da capacidade nominal disponível, 1 indica uma bateria totalmente carregada e 0 uma bateria totalmente descarregada.

Existem dois métodos para determinar o SOC da bateria, um deles é através da medição da densidade do electrólito, usando um densímetro e o outro é através da medição da tensão aos terminais da bateria. A relação entre os valores típicos da densidade do electrólito, da tensão, e do SOC de um elemento de bateria de Ácido-Chumbo encontra-se na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Estado de Carga da Bateria de Acumuladores em Função da Densidade do Electrólito e Tensão de cada Elemento [28]

Densidade Electrólito (g/cm <sup>3</sup> )	Tensão de Equilíbrio (V)	SOC (0-1)
1.10	1.96	0.0
1.13	1.99	0.2
1.16	2.01	0.4
1.20	2.05	0.6
1.24	2.08	0.8
1.28	2.12	1.0

Existe ainda um outro tipo de descarga da bateria, a auto-descarga, que se deve às constantes reacções químicas nos eléctrodos. Este é um fenómeno lento e que em baterias de

acumuladores que permitem ciclos de descarga profunda, como as utilizadas em sistemas autónomos, não deve ser superior a 3% da energia armazenada [28].

No carga da bateria, os geradores existentes no sistema aplicam à bateria uma tensão superior à dos seus terminais, o que faz com que os electrões circulem do pólo positivo para o pólo negativo. Esta reacção não é totalmente reversível e por isso, pequenas quantidades de sulfato de Chumbo ( $\text{PbSO}_4$ ) não se voltam a dissolver, originando a sulfatação.

Assim, o ciclo de carga/descarga leva a uma diminuição da capacidade da bateria, e essa perda de capacidade será tanto maior quanto maior for a profundidade de descarga atingida nos vários ciclos.

Um outro parâmetro que afecta a capacidade da bateria é a temperatura, a capacidade nominal da bateria é especificada para 25 °C (ver Anexo 10.6). Para temperaturas mais baixas haverá uma redução da sua capacidade, porque as baixas temperaturas fazem com que as reacções químicas na bateria se dêem mais lentamente e o inverso é verificado para temperaturas superiores a 25 °C.

Normalmente o tempo de vida útil da bateria de acumuladores é estimado através do número de ciclos a que foi submetida. Um outro critério para estimar o envelhecimento da bateria é considerar que a sua vida útil é o tempo que esta leva a perder 20% da sua capacidade nominal.

Existe ainda um outro tipo de baterias de acumuladores de ácido-Chumbo que até agora ainda não foi mencionado, as chamadas baterias de gel ou baterias de ácido-Chumbo reguladas por válvulas, VRLA - *Valve Regulated Lead Acid*. Nestas baterias de acumuladores o ácido sulfúrico é gelificado com recurso a aditivos e as suas vantagens em relação às descritas anteriormente são, a inexistência de problemas de estratificação do electrólito (com maior concentração de ácido nas camadas inferiores), um menor efeito de sulfatação, um maior período de vida útil, o facto de quase não libertarem gases, podendo ser usadas em locais pouco ventilados, e finalmente, não necessitarem de manutenção por não ser necessária a reposição do nível de electrólito. A desvantagem destas baterias relaciona-se com uma maior sensibilidade à sobrecarga, pelo que devem estar ligadas a um regulador de carga adequado que consiga manter rigorosamente a tensão de corte<sup>44</sup>, evitando a sobrecarga e a consequente gasificação. Nestas baterias de acumuladores, a única forma de avaliar o SOC é através da tensão aos seus terminais.

---

<sup>44</sup> A tensão de corte é a tensão a partir da qual o regulador de carga associado à bateria deixa de permitir a entrada de energia por se ter atingido a carga total da bateria.

Na Tabela 4.2 são mostradas algumas das características das baterias de acumuladores comerciais mais utilizadas e ainda das baterias de acumuladores cuja tecnologia ainda está em desenvolvimento.

Tabela 4.2 – Características de Diferentes Tipos de Baterias de Acumuladores [136]

Tipo	Electrólito	Rendimento (%)	Densidade de Energia (Wh kg <sup>-1</sup> )	Densidade de Potência		Tempo de Vida (Ciclos)	Temperaturas de Operação (°C)
				Pico (W kg <sup>-1</sup> )	Cont. (W kg <sup>-1</sup> )		
<b>Comercial</b>							
Ácido-Chumbo	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	75	20-35	120	25	200-2000	-20 a 60
Níquel - Cádmio	KOH	60	40-60	300	140	500-2000	-40 a 60
Ni-Hidreto Metálico	KOH	50	60-80	440	220	<3000	10 a 50
Iões de Lítio	LiPF <sub>6</sub>	70	100-200	720	360	500-2000	-20 a 60
<b>Em desenvolvimento</b>							
Sulfato de Sódio	β-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	70	120	240	120	2000	300 a 400
Sulfureto de Lítio	AlN	75	130	200	140	200	430 a 500
Cloreto de Zinco	ZnCl <sub>2</sub>	65	120	100	-	-	0
Polímero de Lítio	Li- β-Al	70	200	-	-	>1200	-20 a 60

Através desta tabela, é possível ver que das baterias de acumuladores comerciais, as de Ácido-Chumbo são aquelas que têm melhor rendimento, 75%, e são também das que têm maior tempo de vida, em termos de ciclos de carga-descarga, apenas ultrapassadas pelas baterias de hidretos metálicos de Níquel.

Tendo-se descrito as principais características das baterias de ácido-chumbo, introduz-se agora um modelo da bateria de acumuladores que permita calcular a tensão aos seus terminais em função da corrente que lhe é entregue/pedida e da temperatura a que esta está sujeita.

### O Modelo Eléctrico Equivalente da Bateria de Acumuladores

Os modelos mais simples para descrever a tensão das baterias de acumuladores baseiam-se apenas na electroquímica e ignoram efeitos termodinâmicos. Consequentemente, estes modelos conseguem prever a quantidade de energia armazenada mas não incluem efeitos de temperatura e envelhecimento.

O modelo de Shepherd [126] para a descarga da bateria, representado pela Eq. 4.2, foi o primeiro a descrever satisfatoriamente o comportamento de uma larga gama de baterias

[13]. Este modelo permite que se saiba qual será a evolução da tensão da bateria após lhe ter sido solicitada determinada quantidade de energia.

$$V_{bat} = E_s - K_{bat} \left( \frac{Q}{Q - I_{bat}t} \right) I_{bat} - R'_{ibat} I_{bat} + A \exp \left( - \frac{BI_{bat}t}{Q} \right) - C_{bat} I_{bat}t \quad (4.2)$$

Os parâmetros presentes nesta equação são  $E_s$ , que representa o potencial constante mantido pelos eléctrodos,  $K_{bat}$ , o coeficiente de polarização,  $Q$ , a quantidade de matéria activa em Coulomb por unidade de área,  $R'_{ibat}$ , a resistência interna por unidade de área e  $C_{bat}$ , a constante que inclui os efeitos da variação da concentração do electrólito durante a descarga. Os parâmetros A e B são parâmetros a determinar, A tem unidades de tensão e B tem unidades de capacidade (Ah). O termo  $R'_{ibat}I_{bat}$  representa a queda de tensão devida à resistência interna, sendo  $I_{bat}$  a corrente da bateria de acumuladores, e o termo exponencial fornece uma boa estimativa da queda de tensão brusca que se dá quando se inicia a descarga.

Para modelar a carga da bateria podem utilizar-se adaptações da Eq. 4.2 modificando os seus parâmetros [13]. Neste trabalho será utilizada uma simplificação deste modelo, referida por Paes e outros autores, [43], [97], [113], e onde são utilizados apenas três termos para relacionar a tensão da bateria com a corrente que lhe é fornecida ou retirada, o primeiro é um termo constante relacionado com a força electromotriz,  $\varepsilon_0$ , o segundo é o produto entre a tensão de polarização,  $a_{bat}$ , e o estado de carga da bateria de acumuladores,  $SOC$ , e o terceiro é o produto entre a resistência interna da bateria<sup>45</sup>,  $R_{ibat}$ , e a corrente da bateria de acumuladores.

$$V_{bat} = \varepsilon_0 + a_{bat} SOC + I_{bat} R_{ibat} \quad (4.3)$$

Para o cálculo do SOC em função do tempo tem que se considerar que na carga nem toda a corrente que vai para a bateria contribui para o aumento do seu estado de carga. À medida que a bateria vai ficando mais carregada, vai sendo cada vez mais difícil carregá-la, porque parte da energia fornecida começa a ser dissipada através do processo de gasificação do electrólito da bateria. Por essa razão utiliza-se a Eq. 4.4 para o cálculo da variação do SOC entre os instantes  $t_1$  e  $t_2$ , quando a bateria está em carga, e a Eq. 4.5, quando a bateria está em descarga.

$$SOC(t_2) = \frac{\int_{t_1}^{t_2} [I_{bat}(t) - I_{gas}(t)] dt}{C_{100}} + SOC(t_1) \quad (4.4)$$

<sup>45</sup> Normalmente fornecida pelos fabricantes.

$$SOC(t_2) = \frac{\int_{t_1}^{t_2} I_{bat}(t) dt}{C_{100}} + SOC(t_1) \quad (4.5)$$

Na implementação em Matlab/Simulink (item 6.1) serão utilizadas expressões equivalentes às indicadas acima, (4.6) e (4.7)

$$SOC(t_2) = SOC(t_1) + \frac{(I_{bat} - I_{gas})(t_2 - t_1)}{C_{100}} \quad (4.6)$$

$$SOC(t_2) = SOC(t_1) + \frac{I_{bat}(t_2 - t_1)}{C_{100}} \quad (4.7)$$

Onde  $t_2$  representa o tempo do passo actual e  $t_1$  representa o tempo do passo anterior,  $C_{100}$  representa a capacidade nominal da bateria para uma descarga de 100 h, valor usualmente fornecido pelos fabricantes de baterias de acumuladores.

A corrente de gasificação é função da tensão e da temperatura da bateria. Em [123], Sauer apresenta a expressão (4.8), baseada na equação de Tafel para a decomposição da água em moléculas de Hidrogénio e Oxigénio.

$$I_{gas} = I_{G0} \exp(C_V(V_{bat} - V_{G0}) + C_T(T_{bat} - T_{G0})) \quad (4.8)$$

A partir de ensaios em baterias, Sauer indica para os parâmetros de (4.8) os valores presentes na Tabela 4.3. Estes valores serão os utilizados para a modelação da bateria no item 6.1.

Tabela 4.3 – Parâmetros para o Cálculo da Corrente de Gasificação

Coefficiente de Tensão $C_V$	Coefficiente de Temperatura $C_T$	Tensão de início de Gasificação $V_{G0}$	Temperatura de Referência neste Processo $T_{G0}$	Corrente de início de Gasificação $I_{G0}$
11.531 V <sup>-1</sup>	0.0693 K <sup>-1</sup>	2.23 V/elemento	293.15 K	50 mA/100 Ah

Existem modelos mais complexos para a descrição do comportamento da bateria, como por exemplo, o modelo de Copetti [18], que considera diferentes expressões para o cálculo da tensão da bateria de acordo com o regime de carga em que esta se encontra, na carga, na descarga ou na sobrecarga. Estes modelos foram ajustados para resultados experimentais obtidos em ensaios controlados e dependem de um número elevado de parâmetros, que dificilmente se conseguem ajustar sem o ensaio exaustivo da bateria cujo funcionamento se pretende modelar.

Como a bateria do sistema de teste estava integrada num sistema cujo funcionamento se pretendia manter, optou-se pela utilização do modelo descrito pela Eq. 4.3 e por lhe fazer

alguns ajustes que serão descritos no item 6.1, para que este representasse melhor o funcionamento da bateria.

## 4.2 Os Reguladores de Carga e Conversores de Potência

Num sistema autónomo com produção renovável, há a necessidade de regular a produção de energia e convertê-la de forma a que possa ser utilizada para um determinado fim, quer seja para a alimentação de cargas em corrente contínua (c.c.) ou cargas em corrente alternada (c.a.).

Em seguida serão abordados os 4 conversores diferentes presentes no sistema autónomo híbrido fotovoltaico/eólico utilizado como sistema de teste neste trabalho e cuja descrição se encontra no capítulo 5. Esses conversores são, o regulador de carga para a ligação entre a produção fotovoltaica e a bateria de acumuladores, o rectificador em ponte para a conversão de produção proveniente do aerogerador de c.a. para c.c., o conversor redutor de tensão utilizado como regulador de carga para a ligação entre a produção eólica e a bateria, e o inversor monofásico para a conversão de corrente contínua proveniente da bateria para a alimentação de cargas em c.a..

### 4.2.1 Os Reguladores de Carga

Num sistema isolado deve existir uma bateria de acumuladores que permita que a energia produzida em excesso (face ao consumo) possa ser armazenada para posterior uso, quando o consumo for superior à produção. Na ligação entre a produção e a bateria de acumuladores deverá haver um regulador de carga que garanta que a bateria não esteja frequentemente sujeita a descargas muito profundas e a sobrecargas, pois um tal regime de funcionamento leva a que o seu tempo de vida útil diminua consideravelmente face ao tempo de vida útil que esta teria num regime de funcionamento controlado.

Um regulador de carga permite que a entrada de corrente proveniente da produção seja regulada de acordo com o estado de carga da bateria de acumuladores e que cargas c.c. ligadas directamente ao regulador sejam desligadas quando o estado de carga da bateria de acumuladores é baixo, de forma a impedir que ocorram descargas demasiado profundas.

A profundidade de descarga máxima deve por isso ser limitada. As baterias sofrem, quando submetidas a descargas profundas, alterações irreversíveis ao nível da corrosão dos eléctrodos devido à estratificação do electrólito que tenderá a ficar mais concentrado nos níveis inferiores da bateria<sup>46</sup>.

Para a regulação da carga de baterias de acumuladores de Ácido-Chumbo, os fabricantes recomendam a utilização de um algoritmo com quatro regimes de funcionamento, sendo estes, o regime em que se desliga a carga, o regime de carga rápida ou *boost*, o regime de carga flutuante ou regime normal e o regime de equalização.

O regime em que se desliga a carga só existe para reguladores de carga que têm cargas c.c. ligadas directamente através de si. Neste regime, a tensão da bateria de acumuladores está próxima da tensão mínima de funcionamento e o regulador vai permitir a descarga até chegar à tensão mínima de funcionamento, a tensão de corte, ao atingi-la a carga será desligada. O regulador só voltará a religar a carga, quando a tensão se elevar ligeiramente chegando à tensão mínima para ligação da carga. Quando a carga fôr novamente ligada a tensão irá baixar novamente até à tensão mínima de funcionamento. O regulador estará a funcionar nesse intervalo de histerese até que a energia proveniente da produção lhe permita ultrapassar a tensão superior do intervalo, saindo deste regime e começando a carregar a bateria.

Quando o regime anterior é ultrapassado e a bateria de acumuladores começa a ser carregada, entra no regime de carga rápida, onde o regulador permite que o diferencial de energia entre a produção e a carga seja armazenado na bateria até ao limite da tensão de gasificação, a tensão máxima de referência para este regime é a tensão de carga final. Tendo atingido este limite de tensão, o regulador tentará manter a bateria de acumuladores carregada mas sem que esta entre em sobrecarga.

Na Fig. 4.1 mostra-se o esquema de controlo mais utilizado na aproximação ao limite superior de tensão da bateria. Este método faz com que após se ter atingido o limite máximo de tensão, esta baixe e fique a oscilar entre dois limites de tensão num intervalo de histerese, ou seja, num regime de carga flutuante.

Como foi dito anteriormente, antes de se atingir a tensão de carga final, aplica-se à bateria de acumuladores toda a corrente disponível, quando este limite é atingido, o regulador impede a passagem de corrente para a bateria de acumuladores, o que fará com que a tensão baixe até à tensão mínima de flutuação. Ao se atingir esta tensão, o regulador volta a permitir a passagem de corrente para elevar a tensão até à tensão máxima de flutuação, tal como se

---

<sup>46</sup>Os fabricantes aconselham que a profundidade de descarga máxima não exceda os 80% da capacidade total da bateria [113].

pode ver na Fig. 4.1. A tensão irá oscilar entre estes dois limites até que haja algum consumo por parte da carga que faça a tensão da bateria baixar e sair do intervalo de histerese.

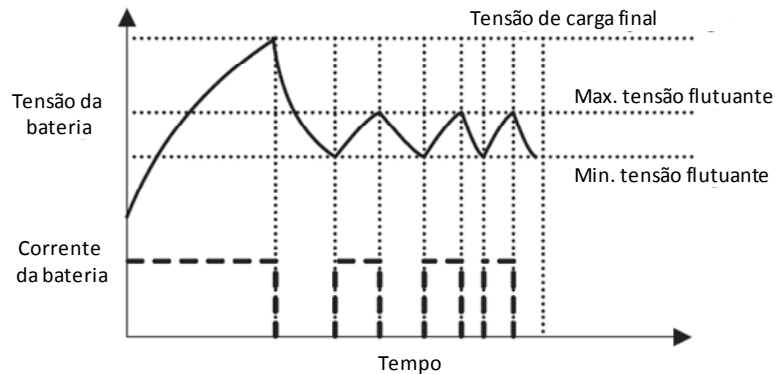


Fig. 4.1 – Esquema de Controle com Intervalo de Histerese na Regulação da Carga [74]

Este método permite manter a bateria de acumuladores carregada durante mais tempo, deixando que alguma energia da produção flua para a bateria de acumuladores compensando os consumos em *stand-by* do sistema.

No regime de equalização, o regulador promove a equalização da carga dos diferentes elementos da bateria de acumuladores [26], deixando que a tensão máxima da bateria de acumuladores seja superior à tensão de gasificação e mantendo essa tensão aos terminais da bateria de acumuladores durante um determinado período de tempo (1 – 2h). Este procedimento é accionado pelo sistema de controlo do regulador em períodos regulares de tempo, por exemplo, mensalmente. É necessário para baterias de acumuladores com grande número de elementos em série, para nivelar a tensão dos diferentes elementos, e ainda para promover a homogeneização do electrólito, evitando assim a sua estratificação.

Na Tabela 4.4 são indicados valores característicos típicos das tensões por elemento utilizadas para a regulação da carga de baterias de acumuladores de Ácido-Chumbo e de Níquel-Cádmio [71].

Tabela 4.4 – Tensões Características Típicas para a Regulação da Carga de Baterias de Acumuladores[71]

	Bateria de Ácido-Chumbo	Bateria de Níquel-Cádmio	Unidades
Tensão Nominal	2.0	1.2	V/elemento
Tensão de Carga Flutuante	2.2-2.25	1.38-1.40	V/elemento
Tensão de Carga Final	2.4	1.6-1.7	V/elemento
Tensão de Equalização	2.6-2.7	1.65-1.85	V/elemento
Tensão de Corte	1.7-1.9	0.85-1.1	V/elemento

### Compensação de Temperatura para a Actuação do Regulador de Carga da Bateria

A variação da temperatura ambiente modifica os valores de tensão predeterminados para cada estado da bateria de acumuladores, os quais são definidos pelo fabricante para 25 °C. A tensão dos elementos de baterias de acumuladores de ácido-chumbo baixa com o aumento de temperatura e o coeficiente de variação da tensão com a temperatura é definido como  $\alpha_{Bat}$  e o seu valor varia em torno de -4 mV/°C por cada elemento de 2 V [28]. A correcção das tensões limite dos reguladores de carga em relação à variação da temperatura é dada por:

$$V_{m\acute{a}x\_corr}(T) = [V_{E,25^{\circ}C} + \alpha_{Bat}(T - 25)]N_{elem} \quad (4.9)$$

Onde  $V_{m\acute{a}x\_corr}(T)$  é a tensão limite para a temperatura  $T$  em (°C),  $V_{E,25^{\circ}C}$  é a tensão limite de um elemento da bateria à temperatura de referência de 25°C e  $N_{elem}$  é o número de elementos que compõem a bateria. O compensador de temperatura deve ser implementado em reguladores de carga que actuem em ambientes onde ocorre uma variação de temperatura superior a 5°C.

Nos reguladores de carga mais simples utilizam-se circuitos de regulação com semicondutores comandados em série ou em paralelo (*shunt*) com a carga. Nos reguladores mais elaborados, como aqueles que permitem fazer o seguimento de máxima potência, utilizam-se conversores c.c./c.c.. Estes conversores utilizam um ou mais semicondutores de potência (transístores, díodos) para transformar tensão contínua de um nível para outro. Os transístores conceptualmente funcionam como interruptores cujo estado de condução (fecho) ou corte (abertura) depende do sistema de controlo que os comanda. A frequência de condução/corte desses componentes é denominada por frequência de comutação e para conversores c.c./c.c. toma normalmente valores em torno dos 20 kHz [108].

Neste trabalho os conversores são considerados como sendo ideais, as quedas de tensão e atrasos de comutação relativos aos componentes semicondutores não serão considerados.

#### 4.2.1.1 O Regulador de Carga para um Painel Fotovoltaico

Nos reguladores de carga para geradores fotovoltaicos, tais como o da Fig. 4.2, com o semicondutor em série com a produção (configuração em série), este componente tem que estar à condução para que haja passagem de corrente para a bateria. Para activar o semicondutor comandado, é necessário que a bateria tenha uma tensão mínima, capaz de o alimentar, o que pode levar a que baterias profundamente descarregadas não possam ser carregadas através deste conversor [92]. Uma forma de contornar este problema é alimentar o sistema de controlo do semicondutor comandado através do painel fotovoltaico, em vez de o fazer a través da bateria [81]. Dessa forma a bateria poderá ser sempre carregada, desde que haja energia disponível por parte da produção.

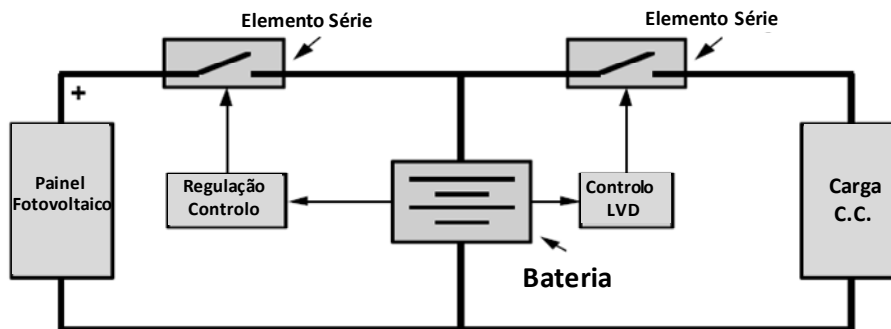


Fig. 4.2 – Regulador Série com controlo de carga e descarga [26]

Nesta figura o item indicado como “regulação controlo” representa a regulação da produção, e o item indicado como “LVD “ (*Low Voltage Discharge*), representa a regulação da carga.

Num regulador com o semicondutor comandado em paralelo com a produção (configuração em paralelo), tal como o da Fig. 4.3, quando o semicondutor está ao corte, a corrente produzida pode sempre fluir para a bateria. O díodo de bloqueio serve para que a corrente flua sempre no sentido da bateria e não no sentido oposto. Este tipo de conversor consegue carregar baterias profundamente descarregadas [92] sem que o sistema de controlo tenha que ser alimentado pela produção.

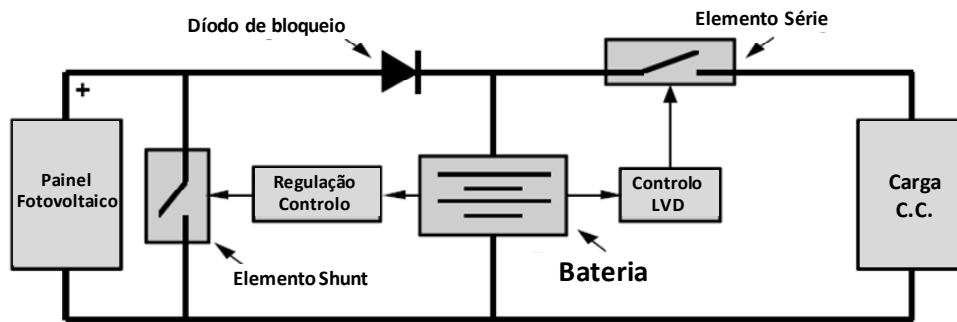


Fig. 4.3 – Regulador Shunt com controlo de carga e descarga [26]

Pelas razões acima apontadas, o regulador de carga para fotovoltaico que será estudado neste trabalho terá a configuração em paralelo. Esta topologia é usada normalmente para pequenos sistemas fotovoltaicos com potências menores ou iguais a 1 kW [1] e correntes máximas de 20 A [108], [68].

#### 4.2.1.2 Controlo do Regulador de Carga para o Painel Fotovoltaico

Para a implementação de um algoritmo de regulação de carga com diferentes níveis de tensão de referência, de acordo com o regime de carga em que está a bateria, pode usar-se um microcontrolador programável. Esse microcontrolador irá calcular qual a tensão de referência a seguir em cada passo de tempo e actuar no semiconductor comandado do regulador de carga do tipo paralelo de forma a que este entre ao corte, no caso da tensão da bateria ser inferior à tensão de referência, e à condução, se a tensão da bateria atinge o limite superior da banda de histerese da tensão de referência.

Para que se possa fazer o controlo, o primeiro passo é a medição da tensão da bateria,  $V_{bat}$ , após essa medição o algoritmo de regulação da carga determina qual a tensão de referência,  $V_{ref}$ , a que a bateria deveria estar.

No controlo por banda de histerese da tensão, se  $V_{bat}$  atingir o limite superior da banda, é dado o sinal para o semiconductor comandado começar a conduzir, o que fará com que a tensão da bateria baixe. Quando  $V_{bat}$  baixa o suficiente para atingir o limite inferior da banda de histerese, o semiconductor é comandado para a entrada ao corte, e a tensão da bateria voltará a subir novamente. Este é o processo utilizado para manter a bateria quase totalmente carregada no regime de tensão flutuante.

O regime de carga rápida é accionado quando se atinge um valor de tensão  $V_{start\_boost}$  que indica que a bateria está com um estado de carga baixo. A partir desse momento o

semicondutor não voltará a ser comandado para a condução até que se atinja, e seja mantida por um determinado período de tempo, a tensão de carga final, superior ao valor da tensão flutuante. Após esse período de tempo pré-definido, o semicondutor será comandado à condução até entrar na banda de histerese do regime de tensão flutuante.

O regime de carga de equalização é accionado periodicamente, normalmente mensalmente, e tal como o regime de carga rápida levará a que o semicondutor comandado não volte a entrar à condução até que se atinja um valor de tensão  $V_{equal}$  durante um período de tempo pré-programado. Após esse período irá, tal como no regime de carga rápida, comandar o semicondutor à condução até que a tensão se volte a encontrar no intervalo correspondente ao regime de tensão flutuante.

#### 4.2.1.3 O Regulador de Carga para um Aerogerador

Nos reguladores de carga para aerogeradores é necessário que se faça um primeiro passo de rectificação da corrente alternada proveniente da produção eólica. Normalmente utilizam-se rectificadores por ponte de díodos, porque essa solução é barata e não necessita de sistema de controlo. Após o rectificador virá o regulador de carga da bateria cujo funcionamento será semelhante aos descritos acima para a produção fotovoltaica.

Existem várias formas de evitar a passagem da energia da produção para a bateria, quando esta está carregada. Na regulação da produção de um aerogerador, este não pode ser simplesmente desligado da bateria. Se o recurso eólico fôr abundante, desligar o aerogerador da carga aos seus terminais fará com que este acelere demasiado, podendo danificar-se.

Uma alternativa é desviar a energia em excesso para uma carga dissipativa (*dump load*) para que o aerogerador não fique com os seus terminais em aberto, tal como se mostra na Fig. 4.4. Normalmente estas cargas dissipativas são grandes resistências que podem servir para aquecimento ambiente ou para aquecimento de água de um depósito. Os reguladores que têm esta funcionalidade são aqueles que têm a configuração em paralelo, quando o transistor está em condução, é feito o *bypass* da corrente para as cargas dissipativas.

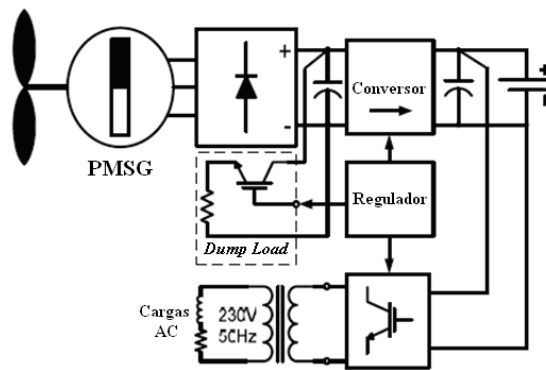


Fig. 4.4 – Sistema de regulação para um aerogerador utilizando *Dump Load*

Os reguladores de carga para aerogeradores podem ainda ser conversores c.c./c.c. do tipo elevador (sem *Dump Load*), mas nesse caso só poderão funcionar com geradores trifásicos à prova de curto-circuito. Se um gerador de ímãs permanentes comum for curto-circuitado, há o risco de ocorrerem danos irreversíveis. Pode dar-se a desmagnetização dos ímãs permanentes do rotor devida ao campo magnético forte induzido pela passagem da corrente de curto-circuito nos enrolamentos do estator.

Num gerador de ímãs permanentes à prova de curto-circuitos (alta impedância), a corrente de curto-circuito fica limitada à corrente que o gerador teria à sua potência nominal [151], podendo, para além do conversor elevador, usar-se o circuito da Fig. 4.5 para regulação de carga da produção proveniente de um aerogerador.

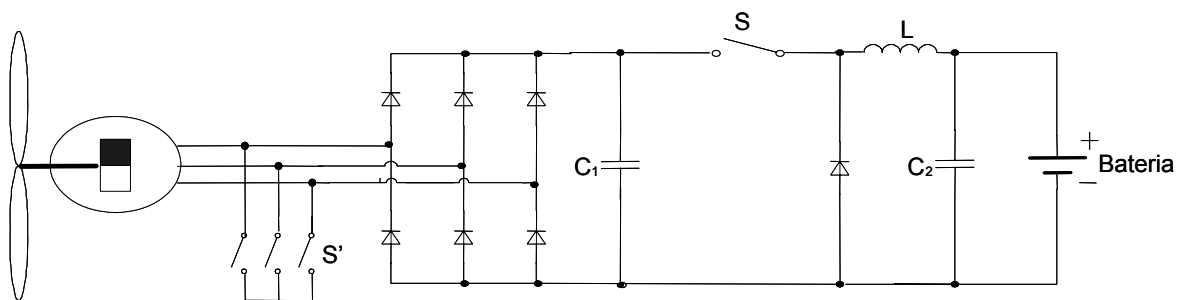


Fig. 4.5 – Sistema de regulação de carga para um aerogerador com conversor c.c./c.c. redutor

Neste trabalho e de acordo com as medições feitas no sistema de teste (item 5.1.4), que indicam que a tensão à saída do rectificador por ponte completa de díodos é superior à tensão da bateria, a configuração mais adequada para o regulador de carga é a que se mostra na figura anterior, onde à saída do rectificador se encontra um condensador em paralelo com um conversor c.c./c.c. redutor.

### 4.2.2 Conversor c.c./c.c. Redutor de Tensão

Para o regulador de carga de um aerogerador é necessário um conversor c.c./c.c. que seja capaz de seguir uma tensão de referência gerada pelo algoritmo de controlo para cada um dos regimes de carga da bateria indicados no item 4.2.1. Como foi referido no final do item anterior, o conversor c.c./c.c. presente no regulador de carga do aerogerador do sistema de teste, é um conversor redutor de tensão que neste trabalho será usado no circuito de regulação de carga do aerogerador, fazendo a ligação entre o rectificador por ponte completa de díodos e a bateria.

O circuito do conversor redutor encontra-se na Fig. 4.6. A tensão de entrada no conversor é  $v_s$ , a tensão proveniente da produção,  $v_o$  é a tensão de saída do conversor,  $v_L$  e  $i_L$  são a tensão e corrente na bobine  $L$ ,  $i_s$  é a corrente pedida à fonte de tensão,  $i_C$  é a corrente que passa pelo condensador  $C_2$  e  $R_0$  é a resistência de carga através da qual se descarrega o condensador de saída do conversor.

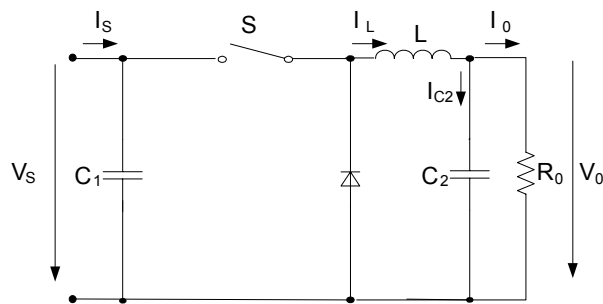


Fig. 4.6 – Circuito do conversor c.c./c.c. redutor (Buck) [108]

A equação para a tensão na bobina quando o semicondutor comandado está à condução (estado 1) encontra-se em (4.10) e quando está ao corte (estado 2), em (4.11). A corrente de saída,  $i_o(t) = v_o(t)/R_0$ , é dada pela Eq. 4.12 em ambos os casos.

$$v_L(t) = v_s - v_o(t) \quad (4.10)$$

$$v_L(t) = -v_o(t) \quad (4.11)$$

$$i_{C2}(t) = i_L(t) - \frac{v_o(t)}{R_0} \quad (4.12)$$

À razão entre o tempo em que o semicondutor comandado está à condução e o período total de comutação dá-se o nome de factor de ciclo,  $d$ . Sendo  $D$  o valor médio dessa grandeza.

$$D = \frac{t_{on}}{T_s} \quad (4.13)$$

Na Fig. 4.7 mostram-se as formas de onda típicas deste circuito para o modo de condução contínua [108]. Neste trabalho apenas se irá considerar o funcionamento de conversores em regime não-lacunar.

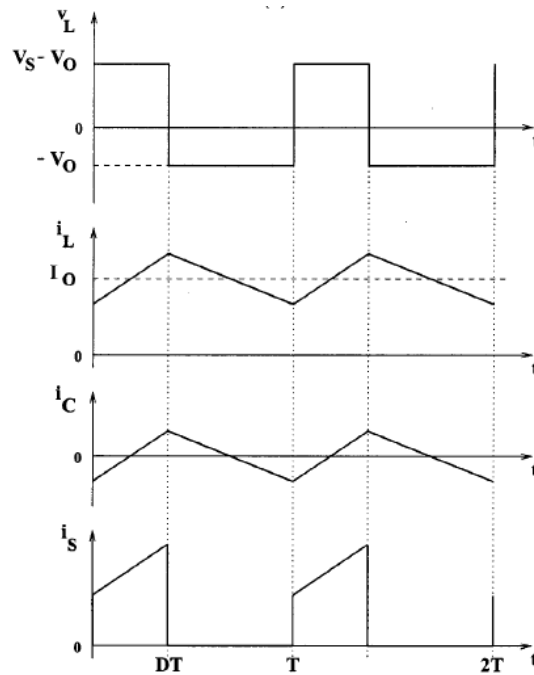


Fig. 4.7 – Formas de onda do conversor c.c./c.c. redutor (Buck) em MCC [108]

Para este conversor a relação entre a tensão de entrada e a tensão de saída, e o tempo de condução do semiconductor comandado, pode ser derivada a partir da forma de onda da tensão na bobina. Quando S está à condução, a tensão da bobine sera  $v_S - v_o$ , quando S está ao corte, a tensão será  $-v_o$ . Em regime permanente, o integral da tensão de uma bobina ao longo de um período deve ser zero, o que é equivalente à Eq. 4.14, onde  $V_S$  e  $V_o$  são os valores médios da tensão de entrada e saída do conversor durante esse período.

$$(V_S - V_o)DT = -V_o(1-D)T \quad (4.14)$$

A partir da equação anterior obtém-se a razão entre a tensão média de saída e a tensão média de entrada para um conversor redutor:

$$\frac{V_o}{V_S} = D \quad (4.15)$$

Desprezando as perdas de potência no conversor e admitindo que a potência fornecida pela fonte de tensão,  $P_S$ , é igual à potência de saída,  $P_o$ , a relação entre os valores de entrada e de saída da tensão e corrente é dada pela Eq. 4.16 .

$$\frac{I_o}{I_S} = \frac{V_S}{V_o} = \frac{1}{D} \quad (4.16)$$

O controlo deste conversor, para a regulação da tensão de saída em função do factor de ciclo, será feito usando controlo por banda de histerese, tal como se mostra em 4.2.2.2..

#### 4.2.2.1 Dimensionamento dos Componentes do Conversor Redutor

No circuito redutor é necessário dimensionar a indutância da bobine  $L$  e a capacidade do condensador  $C_2$  de saída, para que se tenha uma variação de corrente, pico a pico,  $\Delta I_L$ , e uma variação de tensão, pico a pico,  $\Delta V_o$ , dentro dos limites estipulados. Em [90] mostra-se como encontrar o valor da bobina, de forma a que a variação da corrente entre o estado 1, em que a corrente da bobine aumenta, e o estado 2, em que a corrente da bobine diminui, não ultrapasse  $\Delta I_L$ . A expressão aí encontrada para o cálculo da bobina apropriada é (4.17).

$$L \geq \frac{V_o(1-D)T_s}{\Delta I_L} \quad (4.17)$$

Onde  $V_o$  é o valor médio da tensão de saída do conversor e  $T_s$  é o período de comutação do semiconductor comandado.

Ainda em [90] é determinada a Eq. 4.18 que relaciona a capacidade do condensador de saída do conversor redutor com a variação da tensão de saída,  $\Delta V_o$ .

$$C_2 \geq \frac{1}{8} \frac{V_o(1-D)T_s^2}{L\Delta V_o} \quad (4.18)$$

A bobina e o condensador formam um filtro passa-baixo cuja frequência de corte é definida pela Eq. 4.19 [90].

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (4.19)$$

A flutuação da tensão de saída é minimizada se se seleccionar uma frequência de corte do filtro passa-baixo tal que  $f_c \ll f_s$ . Esta flutuação é independente da carga desde que o conversor funcione no modo de condução contínua [90].

O cálculo da capacidade do condensador à entrada do conversor para alisar as flutuações de tensão provenientes da produção renovável,  $C_1$ , pode ser feito através da seguinte desigualdade [121]:

$$C_1 \geq \frac{i_s(1-D)T_s}{\Delta V_s} \quad (4.20)$$

Onde  $i_S$  é a corrente de entrada proveniente da produção e  $\Delta V_S$  é a variação da tensão de entrada.

Este condensador será necessário no circuito de regulação da produção do aerogerador, para que este não fique com os seus terminais em aberto quando o semiconductor comandado está ao corte. A tensão no condensador  $C_I$  será a mesma que a tensão de entrada do conversor e a corrente que flui através do semiconductor comandado  $i_{S'}$  passa a ser calculada através de:

$$i_{S'} = i_S - i_{C_I} \quad (4.21)$$

Onde  $i_{C_I}$  é a corrente do condensador  $C_I$ .

#### 4.2.2.2 Controlo da Tensão de Saída do Conversor Redutor

No caso da regulação da produção do aerogerador para a carga de uma bateria, poderá usar-se um microcontrolador programado. Este microcontrolador deverá ter um algoritmo capaz de gerar a referência de tensão para cada regime de carga da bateria de acumuladores.

O primeiro passo a dar no processo de controlo será a medida da tensão à saída do conversor redutor. A partir dessa informação e de outras que o microcontrolador já tenha em memória (por exemplo, qual o tempo que decorreu desde a última equalização), será calculada a tensão de referência. Da comparação da tensão à saída do conversor, com a tensão de referência é obtido um sinal de erro,  $e_{v0} = v_{ref} - v_0$ , que será o sinal de entrada de um comparador de histerese com uma banda de histerese de largura  $2\varepsilon$  e que dará origem ao comando do semiconductor comandado do conversor redutor,  $d$ , de acordo com (4.22).

$$\begin{cases} e_{v0} > \varepsilon \Rightarrow d = 1 & , \text{ semiconductor à condução} \\ e_{v0} < -\varepsilon \Rightarrow d = 0 & , \text{ semiconductor ao corte} \end{cases} \quad (4.22)$$

Quando o semiconductor está à condução, a corrente da bobina eleva-se, tal como a tensão do condensador de saída, fazendo com que a tensão de saída aumente para se aproximar da tensão de referência. Quando o semiconductor está ao corte, a corrente da bobina diminui, o condensador de saída descarrega-se através da carga, e a tensão de saída diminui porque nesse caso a tensão de referência é inferior à tensão à saída do conversor.

### 4.2.3 O Conversor c.a./c.c. Trifásico por Ponte Completa de Díodos

A este tipo de conversor costuma chamar-se rectificador porque converte a tensão trifásica alternada da entrada,  $v_{abc}$ , numa tensão contínua à saída,  $v_o$ . Os conversores c.c./c.a. podem não ter controlo (simples pontes de díodos), ser semi-controlados (pontes mistas de díodos e tirístores) ou totalmente controlados (pontes de tirístores ou transístores). Na Fig. 4.8 mostra-se um rectificador por ponte de díodos com uma fonte de corrente na carga.

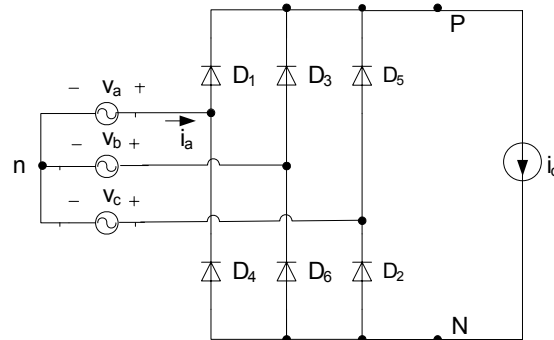


Fig. 4.8 – **Conversor rectificador por ponte de díodos com fonte de corrente no lado contínuo**

Neste conversor, a entrada em condução ou corte de cada um dos díodos depende da sua polarização. Se a tensão vista pelo cátodo do díodo é superior à tensão no ânodo, então o díodo está ao corte, se pelo contrário, a tensão vista pelo cátodo é inferior à tensão do ânodo, o díodo passa à condução e os outros dois díodos do mesmo grupo (grupo superior – díodos  $D_1, D_3$  e  $D_5$ , grupo inferior – díodos  $D_4, D_6$  e  $D_2$ ) ficarão inversamente polarizados. Os estados de condução de cada um dos díodos,  $d_D$ , são definidos através das diferenças de tensão entre fases de acordo com as relações (4.23) e os “estados de condução” que indicam se há ou não passagem de corrente e o seu sentido em cada braço<sup>47</sup> do rectificador,  $d_{bk} \in [-1,0,1]$ , são calculados a partir dos estados de condução de cada díodo de acordo com (4.24).

$$d_D = \begin{cases} d_{D1} = 1 & \text{se } v_a > v_b \text{ e } v_a > v_c \\ d_{D2} = 1 & \text{se } v_c < v_b \text{ e } v_c < v_a \\ d_{D3} = 1 & \text{se } v_b > v_a \text{ e } v_b > v_c \\ d_{D4} = 1 & \text{se } v_a < v_b \text{ e } v_a < v_c \\ d_{D5} = 1 & \text{se } v_c > v_b \text{ e } v_c > v_a \\ d_{D6} = 1 & \text{se } v_b < v_a \text{ e } v_b < v_c \\ \text{Senão } d_{Dk} = 0, & k \in \{1, \dots, 6\} \end{cases} \quad (4.23)$$

<sup>47</sup> Neste trabalho dá-se o nome de braço do rectificador ao conjunto de 2 díodos em série ligados a uma das fases.

$$d_{bk} = \begin{cases} d_{b1} = d_{D1} - d_{D4} \\ d_{b2} = d_{D3} - d_{D6} \\ d_{b3} = d_{D5} - d_{D2} \end{cases} \quad (4.24)$$

A tensão à saída da ponte rectificadora consiste em 6 segmentos por período da tensão trifásica de entrada, o que faz com que este rectificador seja por vezes chamado rectificador de 6 impulsos. Cada diodo irá conduzir durante  $120^\circ$  e a corrente de fase a,  $i_a$ , pode ser representada pela Eq. 4.25.

$$i_a = \begin{cases} i_d \text{ se } D_1 \text{ conduz} \\ -i_d \text{ se } D_4 \text{ conduz} \\ 0 \text{ se nem } D_1 \text{ nem } D_4 \text{ conduzem} \end{cases} \quad (4.25)$$

Ao considerar o circuito da Fig. 4.8, despreza-se a indutância da fonte de tensão o que implica que a comutação de corrente de um diodo para o outro seja considerada instantânea. Considera-se que os diodos são ideais, ou seja, que a queda de tensão aos seus terminais quando estão à condução é nula e que não existe passagem de corrente inversa através destes semicondutores. Na Fig. 4.9 (a) mostram-se as formas de onda da tensão trifásica e das tensões no ponto P,  $v_P$ , e no ponto N,  $v_N$ , do circuito da Fig. 4.8. Em (b) está representada a tensão instantânea à saída da ponte de diodos,  $v_0 = v_P - v_N$ , e o seu valor médio,  $V_0$ . A tensão  $V_{LL}$  representa o valor eficaz da tensão entre fases (tensão composta). Em (c) estão representadas as formas de onda das 3 correntes de fase pedidas à fonte de corrente, e nela é também indicado o período de condução de cada diodo.

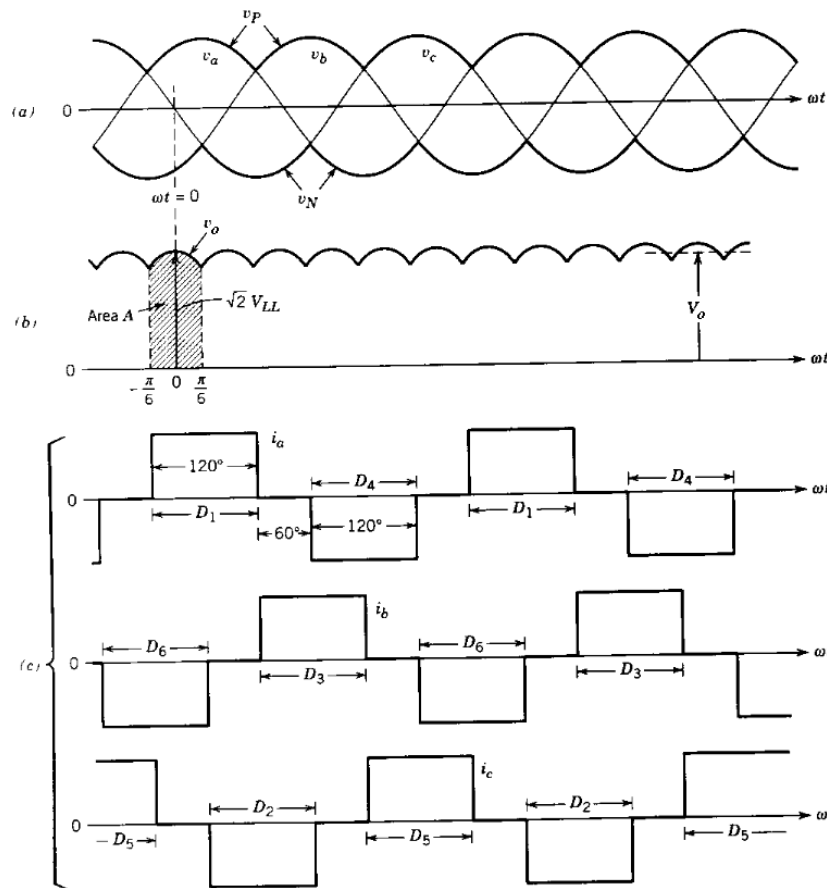


Fig. 4.9 – Formas de onda de tensão e corrente no retificador a díodos com uma fonte de corrente como carga [90]

Para obter o valor médio da tensão à saída da ponte rectificadora,  $V_o$ , basta considerar um dos seis segmentos existentes num período da forma de onda da Fig. 4.9 (b) e calcular o seu valor médio num intervalo de  $\pi/3$  radianos, indicado na figura como área A [90]. Escolhendo como origem de tempo  $t = 0$  para o instante em que a tensão entre fases,  $v_{ab}$ , toma o seu valor máximo, teremos:

$$v_o = v_{ab} = \sqrt{2}V_{LL} \cos(\omega t) \quad e \quad -\frac{\pi}{6} < \omega t < \frac{\pi}{6} \tag{4.26}$$

Integrando  $v_{ab}$ , calcula-se a área A e dividindo essa área pelo intervalo de  $\pi/3$  radianos obtém-se o valor médio da tensão à saída da ponte rectificadora:

$$V_o = \frac{1}{\pi/3} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} \sqrt{2}v_{LL} \cos(\omega t) d(\omega t) = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} V_{LL} = 1.350 V_{LL} \tag{4.27}$$

Relacionando o valor eficaz da tensão entre fases com a amplitude de cada uma das fases da fonte de tensão,  $V$ , obtém-se:

$$V_{LL} = \sqrt{3}V_{RMS} = \frac{\sqrt{3}\sqrt{2}}{2}V = 1.225V \quad (4.28)$$

A Eq. 4.28 vai permitir que se relacione a amplitude das tensões de entrada com o valor médio da tensão imediatamente à saída da ponte rectificadora, ficando:

$$V_o = \frac{3}{\pi}\sqrt{3}V = 1.654V \quad (4.29)$$

O valor eficaz da corrente de fase,  $i_a$ , neste conversor ideal é dado pela Eq. 4.30.

$$I_a = \sqrt{\frac{2}{3}}I_d = 0.816I_d \quad (4.30)$$

O conversor que se pretende estudar neste trabalho é mostrado na Fig. 4.10. Os díodos representados estão numerados de acordo com a sequência de entrada em condução. À entrada do conversor está uma fonte de tensão trifásica alternada de indutância  $L_S$  e resistência  $R_S$ , à saída da ponte de díodos está um condensador,  $C_o$ , que deverá ser dimensionado para minimizar a flutuação da tensão de saída,  $\Delta V_o$ , e a resistência  $R_o$ , que representa uma carga resistiva.

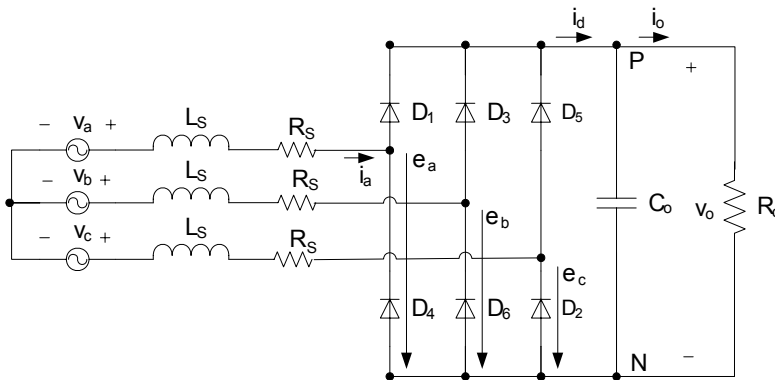
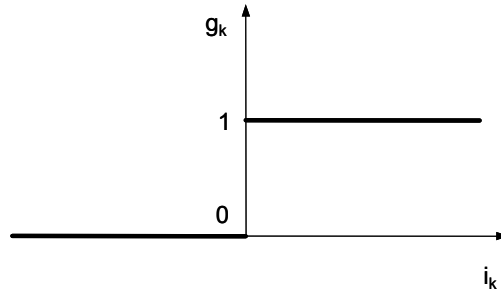


Fig. 4.10 – Conversor rectificador por ponte de díodos considerando indutância da fonte e carga resistiva

Os estados de condução dos díodos podem também ser representados por três funções de Heaviside,  $g_k$ , que determinam se o diodo está à condução ou ao corte [83]. A Fig. 4.11 representa essas funções.

Fig. 4.11 – Definição das funções  $g_k$  ( $k=a, \dots, c$ )

Para o cálculo das tensões nos braços do retificador,  $e_k$ , a partir da tensão do lado contínuo usa-se (4.31), e as funções  $f_k$  são calculadas através das Eq. 4.32, Eq. 4.33 e Eq. 4.34 [83].

$$e_k = f_k v_o \quad (4.31)$$

$$f_a = \frac{2g_a - g_b - g_c}{3} \quad (4.32)$$

$$f_b = \frac{2g_b - g_a - g_c}{3} \quad (4.33)$$

$$f_c = \frac{2g_c - g_a - g_b}{3} \quad (4.34)$$

As equações para a correntes nos braços do retificador, tendo em conta a indutância e resistência da fonte de tensão são dadas por (4.35).

$$\frac{di_k}{dt} = \frac{1}{L_S} (e_k - v_k - R_S i_k) \quad (4.35)$$

Onde  $i_k$  e  $v_k$  representam respectivamente as correntes e as tensões em cada uma das 3 fases da fonte de tensão ( $k=a, \dots, b$ ).

A corrente do lado contínuo,  $i_d$ , é calculada a partir das correntes dos braços através da Eq. 4.36.

$$i_d = g_a I_a + g_b I_b + g_c I_c \quad (4.36)$$

Para calcular a tensão e corrente na carga é ainda necessário usar (4.37) e (4.38).

$$\frac{dv_o}{dt} = \frac{1}{C_0} \left( i_d - \frac{v_o}{R_0} \right) \quad (4.37)$$

$$i_o = \frac{v_o}{R_0} \quad (4.38)$$

As equações de (4.31) a (4.38) formam o sistema de equações para este circuito.

#### 4.2.4 Inversor Monofásico para Sistemas Autônomos

Este tipo de conversor faz a conversão da corrente contínua proveniente da bateria para corrente alternada. A tensão à sua saída é de 230 V c.a., com uma frequência de 50 Hz, podem por isso alimentar qualquer carga c.a., desde que a sua potência o permita. Um inversor autônomo gera a sua própria referência de tensão pelo que não deve ser ligado em paralelo a outro inversor, porque não está preparado para fazer o sincronismo relativamente a uma outra referência de tensão.

Para um inversor ligado a um micro-sistema cuja tensão contínua nominal é inferior ao valor de pico da tensão da rede, 325.27 V, é necessário haver um estágio elevatório de tensão no inversor para que este possa ter na sua saída a tensão eficaz de 230 V, podendo dessa forma alimentar quaisquer cargas que estejam preparadas para a ligação à rede de distribuição em baixa tensão.

Existem várias formas de fazer esta elevação, uma é através da utilização de um conversor elevador do lado c.c. do inversor, outra é através da utilização de um transformador à saída do inversor (lado c.a.).

A utilização de um transformador tem algumas vantagens, tais como a utilização de uma menor tensão do lado contínuo (maior segurança) e o isolamento galvânico entre a parte contínua e a parte alternada do circuito. A desvantagem é que este tipo de topologia tem geralmente uma menor eficiência e é mais cara que a topologia sem transformador [72].

O circuito do inversor monofásico em ponte completa que aqui será considerado encontra-se na Fig. 4.12. Na entrada do inversor é ligado o condensador  $C_1$ , na sua saída são ligados, uma bobina  $L$ , um transformador elevador de tensão com uma razão de transformação de 1:N, um condensador de saída  $C_2$  e uma carga resistiva  $R_o$ . Esta topologia de inversor pode ser utilizada para sistemas com tensão contínua inferior a 400 V [93].

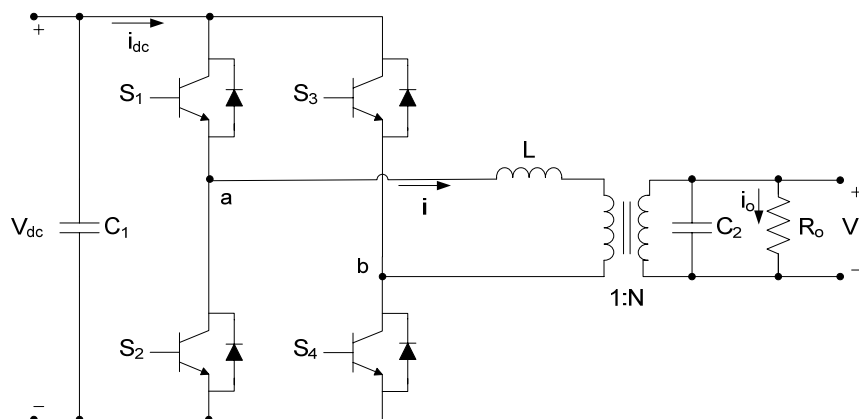


Fig. 4.12 – Inversor monofásico em ponte completa com filtro LC, transformador e carga resistiva

A bobine e o condensador à saída dos braços do inversor formam um filtro LC que servirá como filtro passa-baixo deixando passar apenas frequências até à frequência de corte do filtro [68]. Este intervalo de frequências é centrado na frequência de ressonância do filtro, anteriormente descrita pela Eq. 4.19.

Neste conversor os semicondutores comandados  $S_1$  e  $S_2$  não podem estar simultaneamente à condução porque se tal sucedesse a fonte de tensão ficaria em curto-circuito. Existem cinco estados de comutação possíveis, quatro definidos e um indefinido <sup>48</sup>, tal como se mostra na Tabela 4.5 [108].

Tabela 4.5 – Estados Possíveis do Inversor Monofásico em Ponte Completa

Estado #	Estado	$v_{ab}$	Elementos em Condução
1	$S_1$ e $S_4$ ON e	$V_{dc}$	$S_1$ e $S_4$ se $i_o > 0$
	$S_2$ e $S_3$ OFF		$D_1$ e $D_4$ se $i_o < 0$
2	$S_2$ e $S_3$ ON e	$-V_{dc}$	$D_2$ e $D_3$ se $i_o > 0$
	$S_1$ e $S_4$ OFF		$S_2$ e $S_3$ se $i_o < 0$
3	$S_1$ e $S_3$ ON e	0	$S_1$ e $D_3$ se $i_o > 0$
	$S_2$ e $S_4$ OFF		$D_1$ e $S_3$ se $i_o < 0$
4	$S_2$ e $S_4$ ON e	0	$D_2$ e $S_4$ se $i_o > 0$
	$S_1$ e $S_3$ OFF		$S_2$ e $D_4$ se $i_o < 0$
5	$S_2, S_4, S_1, S_3$	$-V_{dc}$	$D_2$ e $D_3$ se $i_o > 0$
	todos OFF	$V_{dc}$	$D_1$ e $D_4$ se $i_o < 0$

No controlo que aqui se irá considerar para este inversor, a variável controlada será a tensão de saída,  $v_o$ , permitindo-se que a corrente à sua saída seja aquela que fôr pedida pela carga.

Existem vários métodos de controlo do inversor monofásico por ponte completa mostrando-se aqui o princípio de funcionamento de dois desses métodos, o PWM bipolar e unipolar. No método PWM bipolar (ou de dois níveis) e por comparação entre o sinal modulante (referência a seguir) e o sinal portador (sinal triangular com a frequência de comutação pretendida), a tensão à saída dos braços do inversor,  $v_{ab}$ , vai oscilar entre dois

<sup>48</sup> O 5º estado não é normalmente considerado no estudo deste conversor.

níveis,  $V_{dc}$  e  $-V_{dc}$ . Neste caso apenas se utiliza o estado 1 e 2 do inversor e a Fig. 4.13 (a) mostra o princípio deste tipo de controlo.

Nessa mesma figura, mas em (b), é mostrado também o método PWM unipolar (ou de três níveis) que compara dois sinais modulantes, desfasados de  $180^\circ$  entre si, com o sinal portador, dando origem a duas formas de onda que variam entre 0 e  $V_{dc}$ . Fazendo a diferença entre essas duas formas de onda, obtêm-se três níveis de tensão à saída dos braços do inversor,  $V_{dc}$ , 0 e  $-V_{dc}$ . Para esta modulação são utilizados os estados 1, 2, 3 e 4 do inversor.

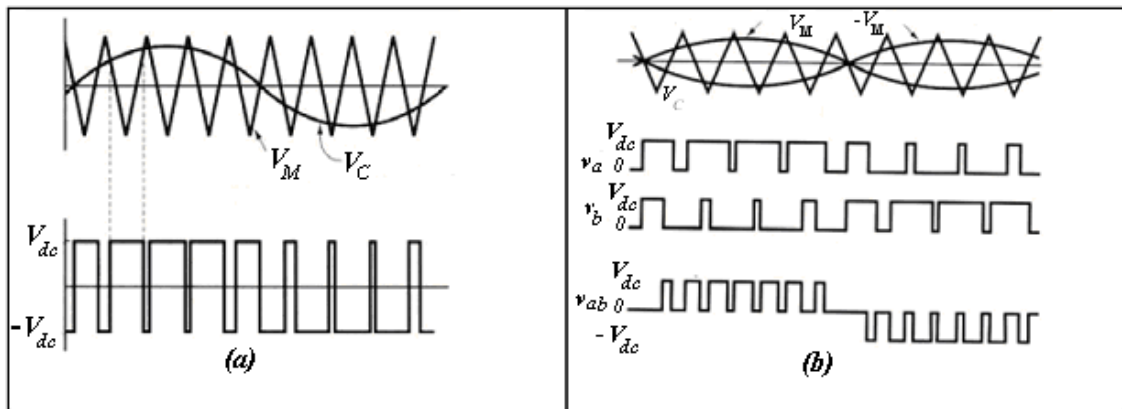


Fig. 4.13 – Modulação Bipolar (a) e Unipolar (b) [116]

Utilizando o método PWM bipolar, a componente fundamental da tensão à saída dos braços do inversor,  $v_{abl}$ , relaciona-se com a tensão  $V_{dc}$  à entrada do inversor através do índice de modelação de amplitude,  $m_a$ , segundo (4.39). Esta expressão é válida para a região linear da modulação PWM onde  $m_a \leq 1$  [108].

$$v_{abl} = m_a V_{dc} \tag{4.39}$$

As equações que descrevem a evolução da corrente à saída dos braços do inversor, e da tensão e corrente na carga considerando um transformador ideal são (4.40), (4.41) e (4.42).

$$\frac{di}{dt} = \frac{1}{L} \left[ \frac{v_o}{N} + v_{dc} (1 - 2d_k) \right] \tag{4.40}$$

$$i_o = \frac{1}{N} i - C \frac{dv_o}{dt} \tag{4.41}$$

$$v_o = v_{R_o} = v_C \tag{4.42}$$

Onde  $i$  representa a corrente alternada à saída dos braços do inversor,  $v_{dc}$  a tensão da fonte e  $d_k$  representa os estados de condução dos semicondutores comandados dos 2 braços, com  $d_k = 0$  para  $S_1$  e  $S_4$  à condução,  $S_2$  e  $S_3$  ao corte e  $d_k = 1$  para  $S_2$  e  $S_3$  à condução,  $S_1$  e  $S_4$  ao corte.

Relativamente à corrente do lado contínuo do inversor, quando os semicondutores comandos  $S_1$  e  $S_4$  estão à condução, a corrente  $i_{dc}$  é igual à corrente à saída dos braços do inversor,  $i$ , quando  $S_2$  e  $S_3$  estão à condução, a corrente da fonte tem sinal oposto ao da corrente à saída dos braços do inversor.

Considerando que o inversor é ideal, sem perdas, o balanço instantâneo de potência indica que o produto da tensão e corrente do lado c.c. terá que ser igual ao produto da tensão e corrente à saída do inversor. É assim possível calcular também a corrente do lado contínuo,  $i_{dc}$ , através da Eq. 4.43.

$$i_{dc} = \frac{i_o v_o}{V_{dc}} \quad (4.43)$$

Para uma carga resistiva ou indutiva e para uma frequência de comutação suficientemente elevada, a corrente da carga é quase sinusoidal. Como primeira aproximação, a tensão na carga também pode ser considerada sinusoidal [108]. Considerando ainda que a tensão do lado contínuo é mantida constante com amplitude  $V_{dc}$ , o balanço instantâneo de potência permite que se obtenha a corrente do lado contínuo do inversor através da Eq. 3.33 para uma carga resistiva, e da Eq. 4.45 para uma carga indutiva com uma desfasagem entre tensão e corrente igual a  $\varphi_1$  [108].

$$i_{dc} = \frac{1}{V_{dc}} 2(V_{o1} \cdot I_o) \sin^2(\omega t) \quad (4.44)$$

$$i_{dc} = \frac{1}{V_{dc}} \sqrt{2} V_{o1} \sin(\omega t) \cdot \sqrt{2} I_o \sin(\omega t - \varphi_1) \quad (4.45)$$

Onde  $V_{o1}$  é o valor eficaz da fundamental da tensão na carga,  $I_o$  é a corrente eficaz da carga e  $\omega$  é a frequência angular que se pretende ter no sinal de tensão de saída, neste caso considera-se  $\omega=100\pi$ , porque a frequência da tensão da rede eléctrica em Portugal é 50 Hz.

Estas expressões podem ser simplificadas usando as propriedades do produto de senos, chegando-se à Eq. 4.46 para a carga resistiva e à Eq. 4.47 para a carga indutiva [108].

$$i_{dc} = \frac{V_{o1}}{V_{dc}} I_o [1 - \cos(2\omega t)] \quad (4.46)$$

$$i_{dc} = \frac{V_{o1}}{V_{dc}} I_o \cos(\varphi_1) - \frac{V_{o1}}{V_{dc}} I_o \cos(2\omega t - \varphi_1) \quad (4.47)$$

A partir das expressões para a corrente  $i_{dc}$ , é possível ver que o valor médio da sua componente fundamental é  $I_{dc1}=V_{o1}I_o/V_{dc}$  e que para além da componente fundamental está presente uma componente sinusoidal com o dobro da frequência da fundamental.

### Controlo de Tensão do Inversor

Neste trabalho será usado o controlo de tensão de saída do inversor por modo de deslizamento, este tipo de controlo está particularmente bem adaptado para controlar conversores electrónicos de potência [130].

O objectivo do controlo a utilizar no inversor monofásico autónomo é fazer com que a tensão de saída  $v_0$  siga a referência de tensão  $v_{0ref}$ . Através do sistema de equações dado por (4.40) e (4.41), verifica-se que é possível controlar a tensão aos terminais da carga através da variável  $d_k$ .

Descrevendo o sistema na forma canónica de controlabilidade, obtém-se o sistema de equações composto por (4.48) e (4.49), onde  $\sigma$  representa a derivada da tensão de saída.

$$\frac{dv_o}{dt} = \frac{1}{C_2} \left( \frac{i}{N} - i_0 \right) = \sigma \quad (4.48)$$

$$\frac{d\sigma}{dt} = \frac{1}{C_2} \left( \frac{1}{N} \frac{di}{dt} - \frac{di_0}{dt} \right) = \frac{1}{NLC_2} \left( \frac{v_0}{N} + v_{dc} (1 - 2d_k) \right) - \frac{1}{C_2} \frac{di_0}{dt} \quad (4.49)$$

No entanto, de modo a efectuar um controlo em cadeia fechada é útil introduzir uma variável de erro,  $e_v$ , e as suas derivadas,  $e_\sigma$  e  $de_\sigma/dt$ , sendo esta última função da variável de comando  $d_k$ .

$$\frac{de_v}{dt} = \frac{dv_{0ref}}{dt} - \frac{dv_0}{dt} = e_\sigma \quad (4.50)$$

$$\frac{de_\sigma}{dt} = \frac{d^2v_{0ref}}{dt^2} - \frac{d^2v_0}{dt^2} = \frac{d^2v_{0ref}}{dt^2} - \frac{1}{NLC_2} \left( \frac{v_0}{N} + v_{dc} (1 - 2d_k) \right) + \frac{1}{C_2} \frac{di_0}{dt} \quad (4.51)$$

Através das expressões anteriores pode obter-se uma superfície de deslizamento,  $s(e,t)$ , capaz de reduzir a ordem do sistema e assegurar robustez [130]. A superfície de deslizamento será a soma de cada uma das variáveis de erro multiplicada por um ganho, tal como se mostra em (4.52). Em que  $k_1$  e  $k_2$  são ganhos adequados para obter um determinado comportamento dinâmico e para limitar a frequência de comutação.

$$s(e,t) = k_1 e_v + k_2 e_\sigma = e_v + \underbrace{\frac{k_2}{k_1}}_{k_0} e_\sigma = 0 \quad (4.52)$$

A condição de existência do modo de deslizamento implica que se tenha  $s(e,t)=0$  e simultaneamente  $\dot{s}(e,t)=0$ . Para o inversor em estudo, a primeira derivada temporal da superfície de deslizamento é dada por (4.53).

$$\dot{s}(e, t) = e_\sigma + k_0 \frac{de_\sigma}{dt} = 0 \quad (4.53)$$

Um conversor só seria capaz de se manter no modo de deslizamento assim definido, se tivesse frequência de comutação infinita. Num conversor real tal não é possível, e por isso prefere dizer-se que um sistema cuja dinâmica obedeça a  $s(e, t) > 0$ , permanece em modo de deslizamento se o comando do conversor mantiver  $\dot{s}(e, t) < 0$ , levando-o a voltar ao modo de deslizamento. O mesmo se pode dizer para o caso oposto, em que  $s(e, t) < 0$  e  $\dot{s}(e, t) > 0$ . Para que o inversor se mantenha no modo de deslizamento, deve então verificar-se a condição (4.54) [130].

$$s(e, t)\dot{s}(e, t) < 0 \quad (4.54)$$

Deste modo o valor da entrada equivalente a gerar para que o sistema permaneça em modo de deslizamento será a que se define através de (4.55).

$$\begin{cases} v_{ab} = +v_{dc} & , & s(e, t) > 0 \\ v_{ab} = -v_{dc} & , & s(e, t) < 0 \end{cases} \quad (4.55)$$

Através da condição de existência do modo de deslizamento indicada por (4.54) pode calcular-se a amplitude mínima da tensão de entrada,  $|v_{eq}|$ , que permite a chegada ao modo de deslizamento e que se encontra em (4.56).

$$-v_{dc} < v_{eq} < v_{dc} \quad (4.56)$$

Substituindo (4.50) em (4.52) obtém-se a superfície de deslizamento (4.57).

$$s(e, t) = e_v + k_0 \left( \frac{dv_{0ref}}{dt} - \frac{dv_0}{dt} \right) = 0 \quad (4.57)$$

A derivada da tensão de saída pode ser obtida utilizando as correntes de saída do conversor e de carga, pelo que, se obtém uma nova lei de comutação dada por (4.58).

$$s(e, t) = (v_{0ref} - v_0) + k_0 \left( \frac{dv_{0ref}}{dt} + \frac{1}{C_2} i_0 - \frac{1}{C_2 N} i \right) \quad (4.58)$$

Pelo facto de na prática o inversor não comutar entre os dois estados possíveis a frequência infinita, é necessário tomar um erro suficientemente pequeno,  $\varepsilon$ , para a superfície de deslizamento, admitindo-se que o sistema está em modo de deslizamento desde que se verifique  $-\varepsilon < s(e_v, t) < \varepsilon$ .

### Dimensionamento dos Componentes do Inversor

Tal como foi feito anteriormente para o conversor redutor, também para o inversor é necessário calcular os valores para o condensador de entrada  $C_1$  e para  $L$  e  $C_2$  que compõem o filtro de saída. De acordo com [72], a capacidade do condensador  $C_1$  calculado para uma variação de amplitude  $\Delta v_{dc}$  na tensão de entrada  $v_{dc}$ , é dada por :

$$C_1 = \frac{P_{dc}}{2\omega V_{dc} \Delta v_{dc}} \quad (4.59)$$

Onde  $P_{dc}$  é a potência activa do lado contínuo,  $\omega$  é a frequência angular da tensão da rede eléctrica e  $V_{dc}$  é o valor médio da tensão do lado contínuo.

Para dimensionar o filtro de saída composto por  $L$  e  $C_2$ , e como primeira aproximação, será usada a regra empírica de que a frequência de ressonância do filtro (Eq. 4.19 do item 4.2.2.1) deve ser pelo menos uma ordem de grandeza superior à frequência da rede. Para uma frequência fundamental de 50 Hz, a frequência de ressonância tem que ser de pelo menos 500 Hz [140]. A escolha dos valores individuais de  $L$  e  $C_2$  permanece como grau de liberdade.

### Distorção Harmónica da Tensão e Corrente à saída do Inversor

A potência complexa,  $S$ , que circula num circuito com tensão e corrente alternada é definida como  $S = \mathbf{VI}^*$ , ou ainda como  $S = P + jQ$ , onde  $P$  é a potência activa e  $Q$  é a potência reactiva. A potência activa e a potência reactiva referem-se às componentes fundamentais da tensão e da corrente no circuito, sendo  $P$  a parte real da potência complexa e  $Q$  a sua parte imaginária. A potência aparente é o módulo da potência complexa, e se forem consideradas não apenas as componentes fundamentais da corrente e tensão, mas também as suas harmónicas, pode ser representada por:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (4.60)$$

A nova grandeza que surge nesta equação é a potência deformante,  $D$ , que está relacionada com a existência de harmónicas na corrente e na tensão.

As harmónicas de um sinal são funções sinusoidais cuja frequência é um múltiplo da frequência fundamental desse sinal. Num sinal de tensão ou de corrente com distorção, estas funções harmónicas sobrepõem-se ao sinal fundamental afastando a sua forma da de uma onda sinusoidal.

Para avaliar a distorção harmónica da tensão de saída de um inversor utiliza-se normalmente o valor da distorção harmónica total ou *Total Harmonic Distortion* - THD<sub>V</sub>, definido na Eq. 4.61 .

$$THD_V = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2} \quad (4.61)$$

Onde  $V_h$  representa a amplitude da harmónica  $h$  da tensão, referida à amplitude da fundamental. O conceito de THD é analogamente aplicado à corrente.

O factor de potência, FP, define-se como a razão entre a potência activa e a potência aparente, ou seja  $FP = P / S$ . Um  $FP = 1$  indica que não há potência reactiva nem deformante a passar no circuito em análise. Para uma forma de onda sinusoidal, a taxa de distorção harmónica total da corrente relaciona-se com o factor de potência através da Eq. 4.62.

$$FP = \frac{\cos \varphi_1}{\sqrt{1 + THD_I^2}} \quad (4.62)$$

Onde  $\varphi_1$  é o ângulo de defasagem entre as componentes fundamentais da tensão e corrente.

#### 4.2.4.1 Modelo de Eficiência dos Inversores

O modelo polinomial do rendimento do inversor, utilizado nas simulações com médias de 10 minutos ou médias horárias, é um modelo simplificado que considera diferentes valores de rendimento do inversor de acordo com a carga em corrente alternada que lhe é pedida. Este modelo foi utilizado por Jantsch, Schmidt e Schmid em 1992 [67], é um modelo genérico e por isso é possível ajustar os seus parâmetros a diferentes inversores. Pretende-se portanto que este modelo possa ser aplicado a qualquer inversor em simulações de produção de energia de um sistema de produção renovável em corrente contínua e consumo em corrente alternada.

Para que este modelo possa ser utilizado, basta que se saiba o rendimento do inversor à sua potência nominal e a determinada percentagem da potência nominal (utilizando-se normalmente o valor da potência a 10% da potência nominal), sem que tenha que haver um ensaio prévio ao equipamento. No entanto, o ensaio do rendimento do inversor proporcionará sempre uma melhor representação do seu funcionamento. Em (4.63) mostra-se a expressão para o rendimento do inversor de acordo com este modelo.

$$\eta_{inv}(P_{out}) = \frac{P_{out}}{P_{out} + p_o + K'P_{out} + KP_{out}^2} \quad (4.63)$$

Onde,  $\eta_{inv}(P_{out})$  é o rendimento do inversor para a potência  $P_{out}$  da carga em c.a.,  $p_o$  representada o auto-consumo do inversor,  $K'$  representa as perdas proporcionais à potência da carga, relacionadas com a queda de tensão, e  $K$  representa as perdas que variam com o quadrado da potência da carga, as perdas ohmicas.

O modelo anterior foi desenvolvido para inversores utilizados em sistemas autónomos, sendo por isso adequado ao sistema em estudo neste trabalho. No caso de inversores para ligação à rede eléctrica, este modelo pode ser adaptado para que dele conste uma outra variável, a tensão contínua de entrada no inversor [124], o que irá permitir que o modelo represente melhor o comportamento real desses inversores.

A Eq. 4.63 pode ser simplificada, deixando de se considerar o termo relativo às perdas proporcionais à potência de carga, obtendo-se ainda assim uma boa representação da curva de rendimento do inversor, tal como foi referenciado por Rodrigues [112]. Nesse caso, o rendimento do inversor em função da potência de saída passa a ser descrito pela Eq. 4.64.

$$\eta_{inv}(P_{out}) = \frac{P_{out}}{P_{out} + p_o + KP_{out}^2} \quad (4.64)$$

O rendimento de um inversor não varia apenas com a potência que fornece à carga, mas também com o factor de potência da própria carga. Na Fig. 4.14 mostram-se curvas de rendimento de um inversor de onda quadrada modificada para sistemas autónomos, em função do factor de potência da carga, FP. É possível ver que à medida que o factor de potência diminui, o rendimento do inversor também vai diminuindo. Para  $FP = 0.25$  o rendimento do inversor estará sempre abaixo dos 60%.

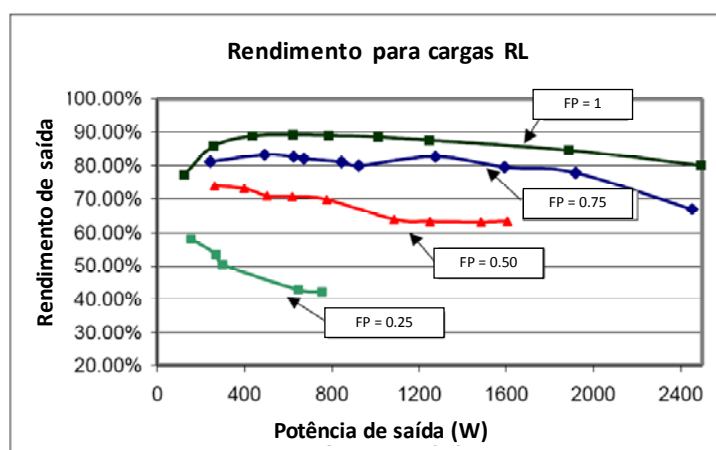


Fig. 4.14 – Variação das curvas de rendimento de um inversor em função de FP e de  $P_{out}$  [144]

Através de dois ensaios realizados ao inversor do sistema híbrido de teste, foram encontrados valores para os parâmetros  $p_o$  e  $K$  para cargas activas e reactivas, tal será mostrado no item 5.1.5.

Para que se possam comparar rendimentos de diferentes inversores, normalmente é utilizado um rendimento normalizado, o rendimento europeu,  $\eta_E$ , que representa uma média ponderada do rendimento para diferentes valores de potência de saída. Na Eq. 4.65 encontra-se a expressão que o define.

$$\eta_E = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.10\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.20\eta_{100\%} \quad (4.65)$$

No item 5.1.5 esta expressão será usada para o cálculo do rendimento europeu do sistema de teste.

Neste capítulo foram descritos os equipamentos de acumulação e conversão de energia necessários para um sistema autónomo híbrido fotovoltaico/eólico, e foram apresentados modelos teóricos para a representação do seu funcionamento, os resultados da implementação desses modelos serão mostrados no capítulo 6.

Deu-se um especial destaque à explicação do funcionamento dos reguladores de carga da bateria, porque este é um elemento fundamental num sistema autónomo. Um algoritmo de regulação de carga da bateria bem adaptado, além de preservar a bateria, permite que todo o sistema funcione melhor, desperdiçando o mínimo de energia proveniente das fontes de produção e minimizando os cortes na carga.



## 5 O Sistema Híbrido Eólico/Fotovoltaico do INETI

Neste capítulo pretende-se descrever o sistema autónomo híbrido utilizado como sistema de teste neste trabalho. É feita uma descrição dos vários equipamentos presentes no sistema e do seu modo de funcionamento. Avaliam-se os recursos renováveis disponíveis no local e no final, é feita a análise do comportamento do sistema num horizonte temporal mensal e anual.

### 5.1 Descrição do Sistema de Produção, Armazenamento e Consumo de Energia

Os elementos de geração do sistema híbrido eólico/fotovoltaico são um painel de módulos fotovoltaicos cuja potência nominal total é de 530 W e um aerogerador de 750 W de potência nominal para uma velocidade de vento incidente de 9 m/s. A geração, tanto fotovoltaica, como eólica, é ligada à bateria de acumuladores do sistema através de dois reguladores de carga. O consumo é feito em corrente alternada através de um inversor monofásico autónomo com 1200 W de potência nominal. O diagrama esquemático do sistema é mostrado na Fig. 5.1 e o seu esquema eléctrico encontra-se no Anexo 10.3.

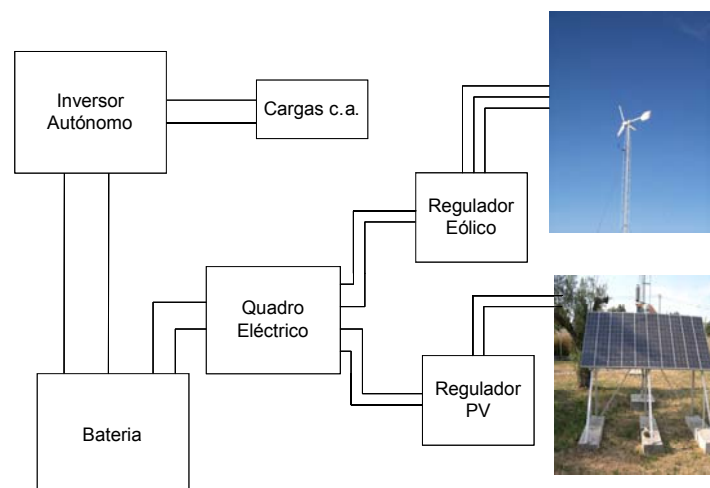


Fig. 5.1- Esquema do sistema híbrido fotovoltaico/eólico do INETI

Para que se pudesse analisar o comportamento do sistema, foi instalado um sistema de aquisição de dados. Nesse sistema são medidas as seguintes grandezas eléctricas: a tensão da

bateria, a tensão aos terminais do painel fotovoltaico, o balanço de corrente da bateria, a corrente à saída do regulador de carga fotovoltaico, a corrente à saída do regulador de carga eólico e a corrente pedida pelo inversor. O sistema mede também os dados relativos aos recursos solar e eólico através de sensores colocados no exterior. A velocidade do vento é medida através de um anemómetro de copos colocado próximo da altura do rotor do aerogerador (aproximadamente 10 m de altura), a irradiância é medida por um piranómetro colocado no plano do painel de módulos fotovoltaicos, a temperatura ambiente é medida num sensor do tipo PT100 colocado num escudo de radiação, e a temperatura das células do módulo é também medida por uma sonda de temperatura PT100 colada na parte posterior da célula central de um dos módulos do painel.

### 5.1.1 O Painel Fotovoltaico

A Fig. 5.2 mostra o painel fotovoltaico do sistema de teste, este tem um total de 10 módulos de 53 W de potência pico e 12 V de tensão nominal. Os módulos estão ligados numa configuração de duas *strings* em paralelo, cada uma delas com 5 módulos em série, para que a tensão nominal aos terminais do painel seja 24 V. O painel está assente numa estrutura orientada a Sul com uma inclinação de 45° com a horizontal.



Fig. 5.2- Painel fotovoltaico do sistema híbrido do INETI – 10 módulos Isofotón 55 ML num total de 530 W

Para um dos módulos do sistema foi traçada a sua curva  $I(V)$ , obtida com o traçador de curvas características, PVPM 6020C da PVE Photovoltaik Engineering. A curva encontrada encontra-se na Fig. 5.3.

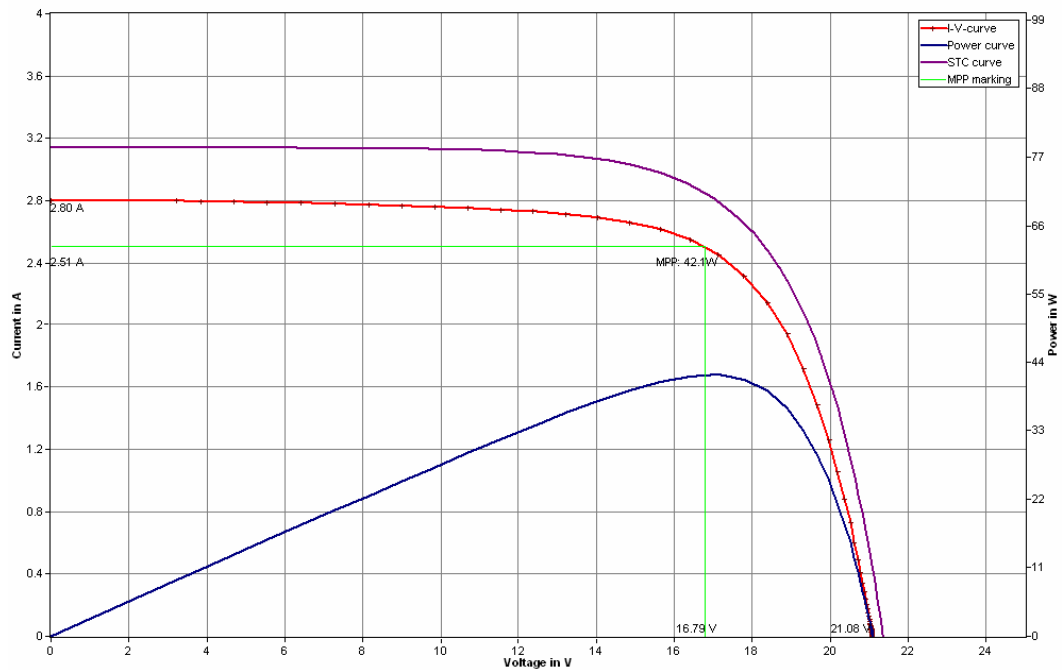


Fig. 5.3— Curva característica medida (vermelho), curva convertida para as condições STC (roxo) e curva de potência (azul) – Módulo Isofotón ML 55

O ponto de potência máxima para as condições do ensaio está assinalado no gráfico através das linhas a verde,  $P_{MP}$ , onde o produto entre a tensão e a corrente do módulo atinge o seu valor máximo,  $P_{MP} = I_{MP} \times V_{MP}$ . A tensão correspondente a este ponto não coincide com a do ponto máximo da curva de potência a azul, porque esta curva foi obtida a partir dos pares (I,V) da curva característica já convertida para valores STC, e não com os pares (I,V) da curva experimental. A curva medida (a vermelho) é convertida para condições STC pelo traçador de curvas IV a partir dos valores medidos de irradiância e temperatura das células, respectivamente  $892 \text{ W/m}^2$  de irradiância e  $24.6 \text{ }^\circ\text{C}$  de temperatura das células. Neste equipamento a irradiância é medida por células calibradas com a mesma tecnologia que a do módulo a ser ensaiado (neste caso silício monocristalino). Todas as células calibradas de diferentes tecnologias pertencentes ao PVPM 6020C têm incorporada uma sonda de temperatura PT1000.

Através da curva característica experimental obtida para STC foi possível determinar os parâmetros reais do módulo. Na Tabela 5.1 é feita a comparação entre os parâmetros indicados pelo fabricante e os parâmetros obtidos experimentalmente, e são mostrados os valores da resistência série, resistência paralelo e factor de idealidade, ajustados para cada um destes dois conjuntos de parâmetros.

Tabela 5.1 – Parâmetros para os módulos fotovoltaicos Isofotón ML 55

<i>STC</i>	$I_{sc}$	$V_{oc}$	$I_{MP}$	$V_{MP}$	$P_{MP}$	$\alpha_{PV}$	$\beta_{PV}$	$R_s$	$R_p$	$n$
	(A)	(V)	(A)	(V)	(W)	(%/°C)	(%/°C)	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	
Fabricante	3.27	21.8	3.05	17.4	53	0.065	-0.362	0.350	500	1
Ensaio	3.14	21.4	2.81	17.0	42.5	0.065	-0.362	0.301	175	1.5

Comparando os parâmetros obtidos através do ensaio, já convertidos para STC, com os valores indicados pelo fabricante, é possível ver que todos os parâmetros medidos têm valores inferiores aos de catálogo. Este desvio, da ordem de 7.2%, indica que na prática estes módulos produzem uma potência inferior à indicada pelo fabricante, deve-se fundamentalmente a algum envelhecimento dos módulos já tinha cerca de 12 anos à data do ensaio efectuado<sup>49</sup>. Neste trabalho serão utilizados os parâmetros obtidos a partir do ensaio da curva  $I(V)$  medida e não os valores fornecidos pelo fabricante.

Para que se possa modelar o comportamento do módulo é ainda necessário utilizar os coeficientes de correcção de temperatura  $\alpha_{pv}$  e  $\beta_{pv}$  dados pelo fabricante e que para este módulo são respectivamente,  $\alpha_{pv} = 0.065\%/^{\circ}\text{C}$  e  $\beta_{pv} = -0.362\%/^{\circ}\text{C}$ .

### 5.1.2 O Aerogerador

O aerogerador do sistema de teste está montado sobre uma torre treliçada espiada a uma altura de 10.5 m, como se pode ver na Fig. 5.4.



Fig. 5.4– Aerogerador Aerocraft 752

<sup>49</sup> Data de Ensaio: 26 de Abril de 2008.

A potência nominal do aerogerador do sistema de teste é de 750 W para velocidades de vento superiores a 9 m/s, e a sua curva de potência, fornecida pelo fabricante, encontra-se na Fig. 5.5. Deve ter-se em atenção que a potência aqui representada é a potência eléctrica após rectificação e regulação da tensão c.c. para a tensão nominal de 24 V, e não a potência eléctrica directamente à saída do gerador. A velocidade de vento mínima para o arranque do aerogerador (*cut-in*) é de 3 m/s.

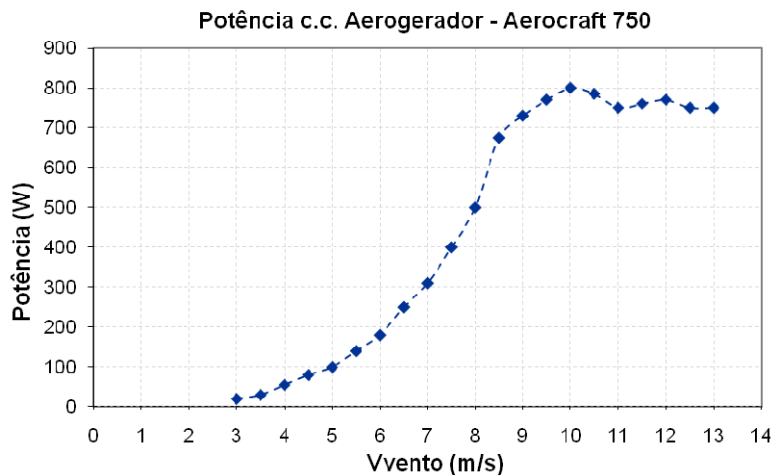


Fig. 5.5 - Curva de potência do aerogerador acoplado ao conjunto rectificador+conversor em função da velocidade do vento

A potência deste aerogerador é regulada por entrada em perda aerodinâmica passiva para velocidades de vento superiores a 10 m/s. Como se pode verificar através da Fig. 5.5. Este aerogerador, tal como a maioria dos micro-aerogeradores não tem regulação de ângulo de passo de pá ( $\beta$ ).

Como apoio à travagem aerodinâmica, este aerogerador possui ainda um esquema mecânico para o desvio do rotor da turbina da direcção predominante do vento, para ventos muito fortes. A protecção é feita por rotação da hélice de 90° relativamente ao eixo vertical, tal como se mostra na Fig. 5.6.

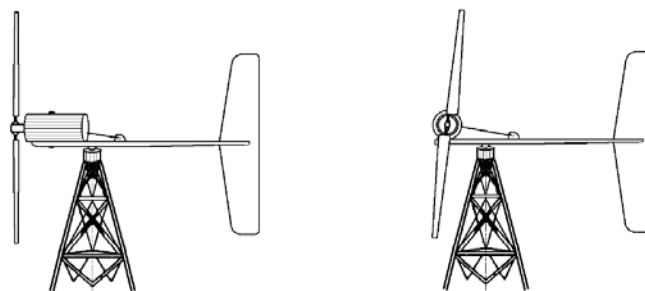


Fig. 5.6 – Protecção do aerogerador por rotação de 90° da hélice [23]

Para velocidades de vento superiores à velocidade de 20 m/s, o rotor é progressivamente desviado da direcção predominante do vento, permitindo que o aerogerador suporte velocidades de vento até cerca de 40 m/s [23].

Na Tabela 5.2 estão sumarizadas as características principais do aerogerador objecto de estudo. Através desta tabela é possível ver que o gerador de ímanes permanentes deste aerogerador tem 8 pares de pólos e deveria atingir uma velocidade angular de 600 RPM para os 750 W de potência nominal do aerogerador.

Tabela 5.2 - Dados Técnicos do Aerogerador Aerocraft AC 752

Tipo	AC 752
Gerador	16 pólos
Potência activa de saída	750 W
Tensão do sistema	24 V
Potência nominal para a velocidade de vento	9 m/s
Velocidade de <i>cut-in</i>	3 m/s
Velocidade de vento crítica	40 m/s
Velocidade angular à potência nominal	600 rpm
Número de pás do rotor	3
Material das pás do rotor	GRP
Diâmetro das pás do rotor	2.40 m
Área varrida pelas pás do rotor	4.5 m <sup>2</sup>
Controlo de azimute	Leme
Rolamento azimutal	Rolamento de esferas de carreira dupla
Transmissão de energia eléctrica	Cabo: 3 x 2.5 mm
Sistema de segurança para tempestades	Controlo Eclipse
Peso	43 kg
Montagem na torre	Flange com 130 mm de diâmetro

O fabricante forneceu ainda dados de ensaio de um aerogerador idêntico ao do sistema de teste, e esses dados encontram-se no Anexo 10.5. A partir dessa informação foi possível determinar a curva de potência à saída do conjunto rectificador + conversor acoplado ao aerogerador em função do número de rotações do rotor, Fig. 5.7.

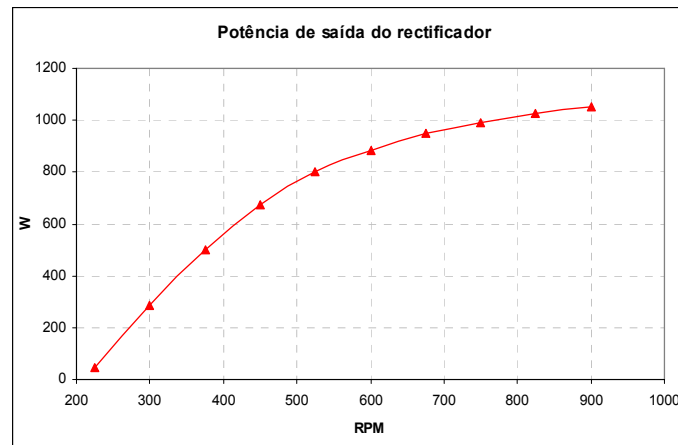


Fig. 5.7 - Curva de potência da turbina com gerador de ímãs permanentes acoplada ao par rectificador + conversor em função da rotação do rotor da turbina ( $\omega_r$ )

Através da comparação dos valores de catálogo que indicam 750 W de produção para 600 RPM, com a Fig. 5.7, onde para 600 RPM a potência produzida toma o valor de 850 W, obtém-se um desvio positivo de 11.8% face ao valor indicado pelo fabricante.

Nos ensaios efectuados ao aerogerador com um analisador de qualidade de energia Fluke 434, mediu-se a tensão simples das suas fases à entrada do regulador de carga eólico, na Fig. 6.4 mostram-se dois gráficos dessas tensões, medidos em instantes diferentes. Entre (a) e (b) é possível ver que há um aumento do período do sinal de tensão, acompanhado por uma diminuição de amplitude devido à rotação variável do gerador.

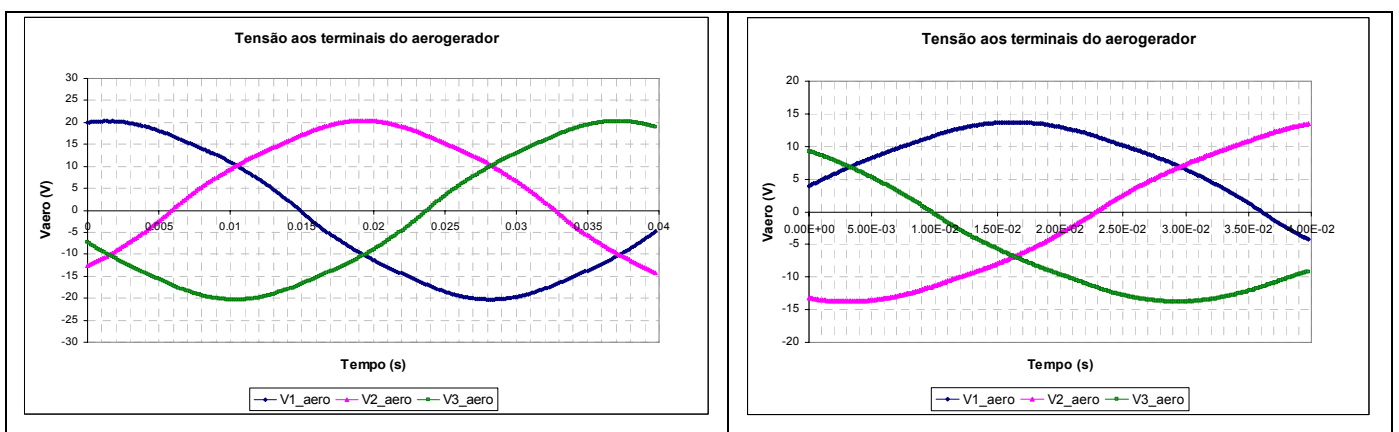


Fig. 5.8 – Variação da amplitude e frequência das tensões de fase do aerogerador

A partir dos valores de ensaio fornecidos pelo fabricante para a tensão e corrente do aerogerador em função da rotação, foi possível calcular a impedância equivalente do circuito, também em função da rotação, e o resultado encontra-se na Fig. 5.9 .

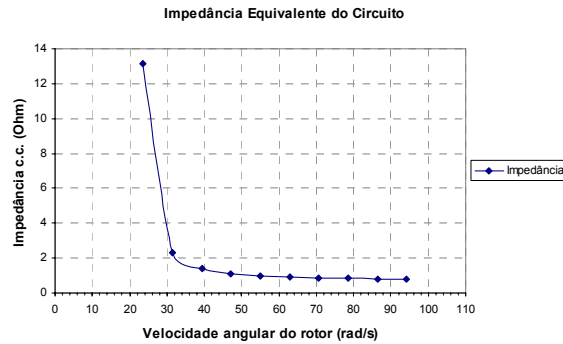


Fig. 5.9 – Impedância Equivalente do Circuito de Rectificação e Regulação

Usando ainda esses dados, e considerando a relação ideal entre a tensão do lado contínuo de um rectificador a diodos e a tensão do seu lado alternado dada por (4.29), e sabendo ainda que a tensão do gerador varia linearmente com a rotação, foi possível fazer o ajuste da Fig. 5.10 para a variação da amplitude da tensão em função da velocidade angular do rotor do aerogerador. Este ajuste é uma primeira aproximação ao valor da tensão de fase do aerogerador.

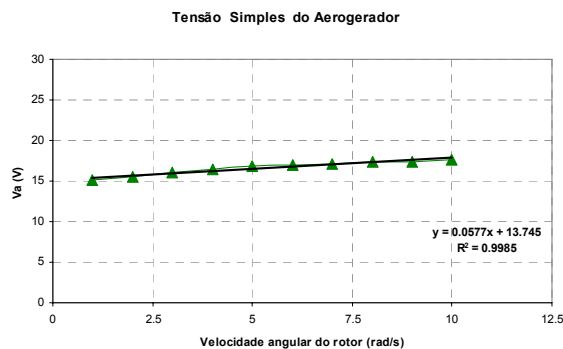


Fig. 5.10 – Amplitude da tensão simples de fase

A relação encontrada foi  $v_a = 0.0577\omega_r + 13.745$ . Tanto a impedância equivalente, como a amplitude da tensão de fase em função da velocidade angular, podem vir a ser úteis na implementação do modelo para o aerogerador, no item 6.3.

### 5.1.3 A Bateria de Acumuladores

A bateria de acumuladores do sistema de teste, tem 12 elementos de 2 V BP PowerBlock S, tal como se mostra na Fig. 5.11. Segundo o fabricante, cada um dos elementos tem uma capacidade nominal para uma descarga em 100 horas,  $C_{100} = 540$  Ah, e

resistência interna de 0.83 m $\Omega$ . As características técnicas à saída de fábrica dos elementos acumuladores encontram-se no Anexo 10.6.



Fig. 5.11 - **Bateria de ácido-chumbo de 24 V do sistema híbrido do INETI**

Embora a capacidade nominal da bateria seja de 540 Ah para uma descarga a 100 h, neste trabalho, e por ajuste ao modelo teórico da bateria, concluiu-se que a sua capacidade  $C_{100}$  desceu para 335 Ah. Normalmente considera-se que a bateria termina o seu tempo de vida útil quando a sua capacidade desce abaixo de 80% da sua capacidade inicial. Neste caso a bateria do sistema de teste está a 60% da sua capacidade inicial, estando instalada no sistema há 9 anos.

#### **5.1.4 Os Reguladores de Carga**

O sistema de teste tem dois reguladores de carga, utilizados na regulação da carga da bateria, um deles regula a produção de energia por parte do painel fotovoltaico, e o outro regula a produção de energia por parte do aerogerador. Estes dois equipamentos podem alimentar directamente cargas em corrente contínua, regulando nesse caso não apenas a carga da bateria, mas também a sua descarga. Essa funcionalidade não foi utilizada na actual configuração do sistema, em que todo o consumo é feito em corrente alternada, o que leva a que todas as cargas sejam alimentadas através do inversor do sistema. Nos itens 5.1.4.1 e 5.1.4.2 é feita a descrição da forma de actuação de cada um destes equipamentos.

##### **5.1.4.1 Regulador de Carga Fotovoltaico – Steca Solarix Tarom**

Associado ao painel de módulos fotovoltaicos encontra-se o regulador de carga fotovoltaico, Solarix Tarom 235, mostrado na Fig. 5.12 e cujas principais características se encontram enumeradas na Tabela 5.3.



Fig. 5.12 – Regulador de carga fotovoltaico do sistema de teste

Este regulador de carga permite o funcionamento da bateria em três regimes distintos, anteriormente definidos em 4.2.1. O regime normal, cuja tensão máxima permitida é a tensão flutuante máxima de carga, o regime de carga rápida, accionado quando a bateria atinge um estado de carga inferior a 70%, e cuja tensão máxima permitida é a tensão de carga rápida e finalmente, o regime de equalização, accionado quando a bateria atinge um estado de carga inferior a 40% e cuja tensão máxima permitida é a tensão de equalização, superior às tensões máximas permitidas nos regimes referidos anteriormente. O regime de equalização permite que cada um dos elementos da bateria fique totalmente carregado, o que é especialmente importante em baterias de acumuladores com muitos elementos em série. Nesse caso, as quedas de tensão em cada elemento da bateria irão fazer com que a tensão aos terminais dos elementos mais afastados do regulador seja sistematicamente inferior àquela que necessitariam para atingir a carga total. A tensão máxima de equalização é seleccionada de forma a compensar essas quedas de tensão e permitir que mesmo os elementos mais afastados do regulador atinjam um estado de carga de 100%, desde que a energia produzida pelas fontes renováveis do sistema seja suficiente para atingir a tensão de equalização.

Tabela 5.3 - Dados técnicos do regulador de carga fotovoltaico Solarix Tarom 235

Nível de tensão do sistema	24 V
Corrente nominal de carga a 20°C	35 A
Corrente nominal de descarga a 20°C	35 A
Intervalo de temperatura de operação	[-10°C, 60°C]
Tensão flutuante máxima de carga	27.4 V
Tensão de carga rápida (durante 2 h se SOC < 70%)	29.4 V
Tensão de equalização (durante 2 h se SOC < 40%)	30 V
Desconexão de carga (SOC / LVD*)	SOC < 30 % / 22.2 V
Reconexão de carga (SOC / LVR**)	SOC > 50% / 25.2 V
<b>Processo de carga</b>	
Nível inferior de tensão	21 V
Nível superior de tensão	30.4 V
Consumo	5 mA
* e ** LVD/R – Low Voltage Disconnection/Reconnection	

Na Tabela 5.3 são mostrados os limites de tensão do regulador de carga fotovoltaico correspondentes a cada um dos regimes descritos anteriormente, os valores indicados são valores à saída de fábrica, podendo ser ajustados manualmente *a posteriori*.

Deve ter-se em consideração que os limites de tensão definidos para cada um dos regimes de carga é afectado por uma correcção de temperatura de acordo com o descrito na Eq. 4.9 do capítulo 4.

Como foi indicado no item 4.2.1.1, o regulador de carga para o fotovoltaico é do tipo série, com um semiconductor comandado em paralelo com os terminais do painel fotovoltaico, que estará normalmente ao corte e só irá conduzir quando a tensão da bateria ultrapassar a tensão máxima de referência para o regime em que a bateria se encontre nesse momento. A sua entrada à condução irá provocar o curto-circuito do painel de módulos. A corrente do painel de módulos passará a ser a corrente de curto-circuito para a irradiância e temperatura nesse momento e a sua tensão será igual à queda de tensão do semiconductor comandado quando está à condução, como se pode observar através da Fig. 5.13.

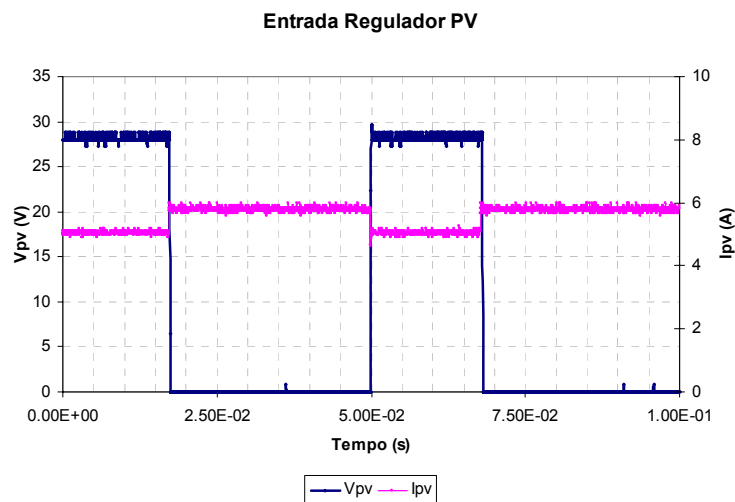


Fig. 5.13 – Formas de onda à entrada do regulador PV - regulador parcialmente ao corte

A corrente de curto-circuito para o painel de módulos do sistema de teste nas condições STC é 6.30 A, variando em torno deste valor de acordo com a irradiância e temperatura ambiente. Os valores obtidos na Fig. 5.13 estão de acordo com este valor, nessa figura podem também observar-se os efeitos entre a passagem à condução e entrada ao corte do semiconductor comando em paralelo com o painel. Quando em condução, a corrente eleva-se até ao seu valor de curto-circuito e a tensão baixa, quando ao corte, a tensão eleva-se até um valor que será o da tensão da bateria, somada das quedas de tensão acima mencionadas, e a corrente baixa para o seu valor normal.

A Fig. 5.14 refere-se aos primeiros 6 dias do mês de Agosto de 2009 e através dela é possível observar a diferença de tensão entre a bateria e o painel de módulos.

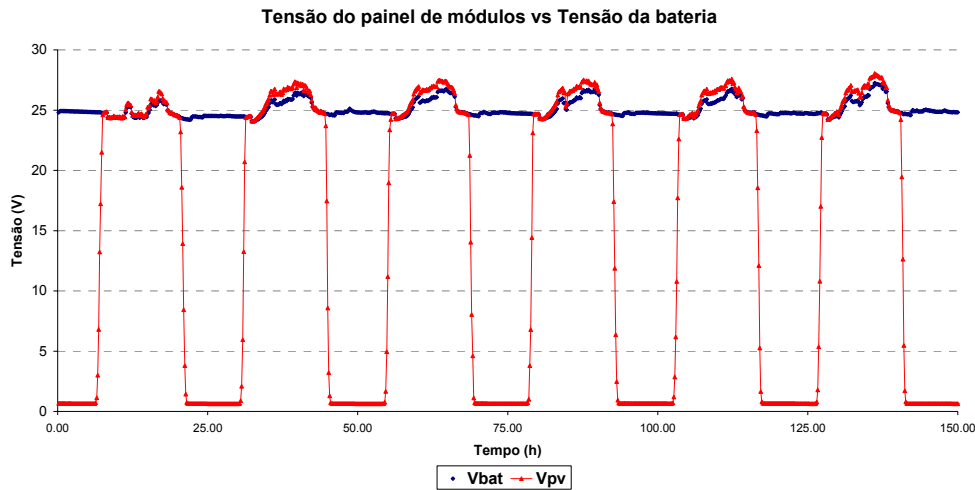


Fig. 5.14 – Comparação entre a tensão do painel de módulos e a tensão da bateria

Essa diferença de tensão deve-se em parte às perdas por efeito de Joule nos cabos que ligam a produção ao regulador de carga. Devendo-se também ao diodo em série com o painel de módulos, cuja função é evitar a descarga da bateria através do painel de módulos durante a noite, quando a tensão do painel baixa até cerca de 0.67 V. De acordo com a secção e comprimento dos cabos, respectivamente 16 mm<sup>2</sup> e 38 m (dobro da distância entre o painel e o regulador), foi possível estimar a resistência total dos cabos [9], tomando esta o valor de 0.048 Ω, o que equivale a uma queda de tensão máxima igual a  $\Delta V_{\text{cabo\_máx}} = R_{\text{cabo}} \cdot I_{\text{sc\_painel}} = 0.048 \cdot 6.30 = 0.3$  V. A soma da queda de tensão no diodo com a queda de tensão nos cabos está de acordo com a diferença de cerca de 1 V, observada na Fig. 5.14, entre a tensão da bateria e a tensão do painel de módulos quando este está a produzir energia.

Na sequência da análise do comportamento do regulador de carga fotovoltaico, mostra-se na Fig. 5.15, a tensão da bateria, a tensão aos terminais do painel fotovoltaico, a corrente produzida e os níveis de tensão para os três regimes de regulação de carga da bateria.

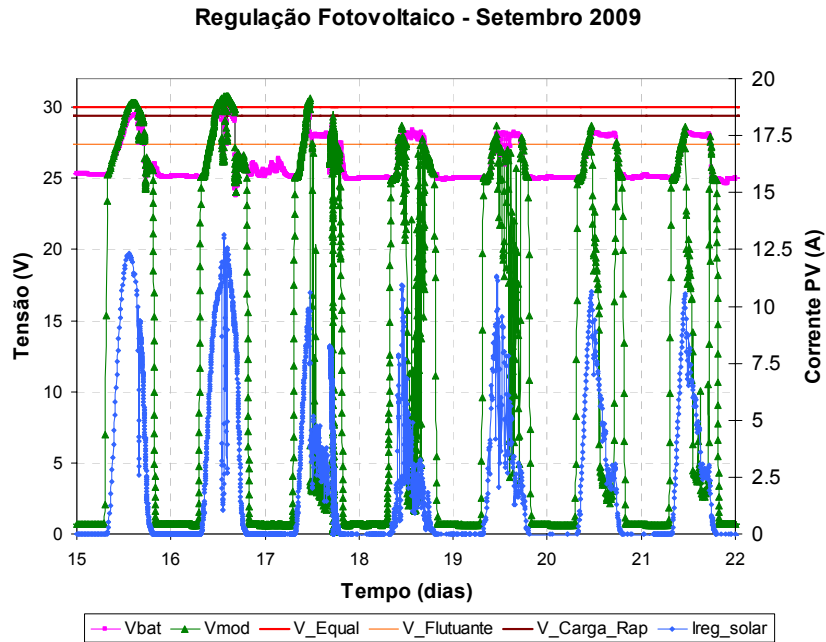


Fig. 5.15 – Regulação da energia produzida pelo painel fotovoltaico

Nesta figura observa-se o comportamento médio do regulador de carga fotovoltaico, porque os valores mostrados correspondem a médias de 10 minutos. É possível ver que após a bateria ter atingido o valor da tensão máxima de equalização (no dia 17), o regulador fotovoltaico iniciou a limitação à produção nas horas em torno do meio-dia solar, permitindo que o fotovoltaico voltasse a produzir sem limitação ao final da tarde quando a tensão da bateria baixou para o nível da tensão máxima de carga no regime normal ( $V_{Flutuante}$ ). Nos restantes dias, a bateria manteve um nível de tensão elevada, o que levou a que o regulador de carga limitasse a produção a partir do fotovoltaico nas horas de maior disponibilidade de irradiação.

Para que se indique também qual a corrente da bateria durante este período de regulação de carga, mostra-se na Fig. 5.16 a tensão da bateria e a respectiva corrente.

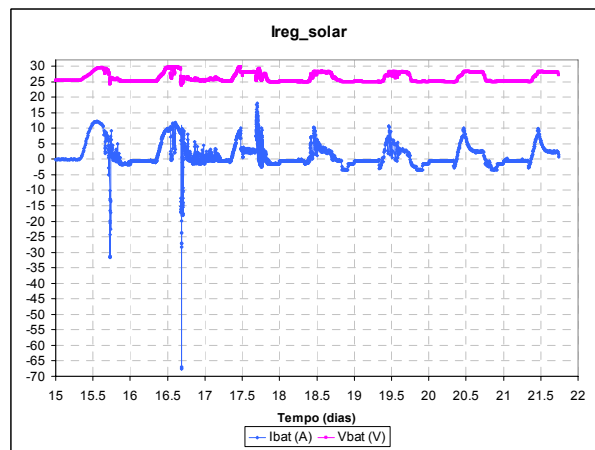


Fig. 5.16 – Corrente e tensão da bateria durante o período de regulação de carga

De facto, durante o dia 15 e 16 foram feitas grandes descargas, com correntes até 70 A, o que levou a que a actuação do regulador de carga durante esses dias fosse mais limitada, porque por exemplo a descarga do dia 16 levou a tensão da bateria a baixar de 28 V para 25 V. Esta figura também será útil na análise do comportamento do regulador de carga eólico durante este mesmo período.

#### 5.1.4.2 Regulador de Carga Eólico

Para que se possa fazer a ligação entre o aerogerador do sistema de teste e a bateria, é necessário utilizar um regulador de carga que conjuga duas funções, a rectificação da corrente alternada proveniente do aerogerador e a regulação da tensão rectificada para a ligação à bateria. O regulador de carga do sistema de teste é um Aircraft ACLR LC, mostrado na Fig. 5.17.

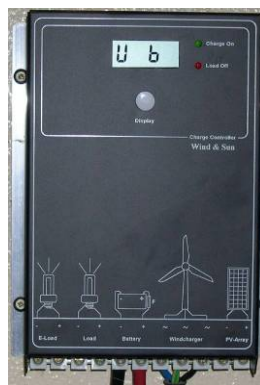


Fig. 5.17 – Regulador de carga eólico

As principais características deste regulador são mostradas na Tabela 5.4, sendo possível constatar que este regulador considera apenas dois regimes de carga diferentes, o regime de carga normal com a tensão máxima de carga igual a 28.2 V e o regime de equalização, com a tensão de equalização de 29.6 V.

Tabela 5.4 – Dados técnicos do regulador de carga eólico ACLR LC para 25°C

<b>Nível de tensão do sistema</b>	24.0 V
<b>Tensão máxima de carga</b>	<b>28.2 V</b>
<b>Tensão de Equalização</b>	<b>29.6 V</b>
<b>Corrente máxima de carga</b>	35 A
<b>Corrente máxima de descarga</b>	20 A
<b>Tensão de desconexão de carga</b>	22.0 V
<b>Tensão de reconexão de carga</b>	25.0 V
<b>Consumo</b>	5 mA

Estes limites de tensão para a regulação da carga da bateria são diferentes dos limites do regulador de carga fotovoltaico, o que indica que o regulador com os níveis de tensão mais baixos, neste caso o regulador de carga eólico, irá iniciar a limitação de produção proveniente do aerogerador, enquanto o regulador de carga fotovoltaico continuará a permitir que o painel produza sem limitações até que sejam atingidos os seus limites de tensão (ver Fig. 4.5).

Na Fig. 5.18 mostra-se a forma de onda de uma das correntes de fase do aerogerador para uma velocidade de vento incidente de 7 m/s, quando este está ligado ao respectivo regulador eólico. De acordo com Marques [83], esta forma de onda corresponde à corrente de entrada obtida para um retificador por ponte de díodos, quando este está acoplado a uma fonte de tensão não ideal.

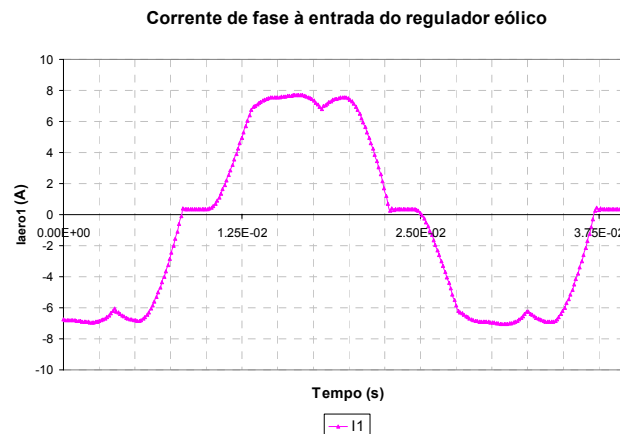


Fig. 5.18 – Forma de onda da corrente de fase aos terminais do aerogerador

Quando há limitação de produção, os semicondutores comandados colocados em paralelo à entrada do retificador a díodos entram à condução deixando as fases do aerogerador em curto-circuito, o que fará com que o aerogerador seja travado e deixe de produzir energia até que este semicondutor entre novamente ao corte.

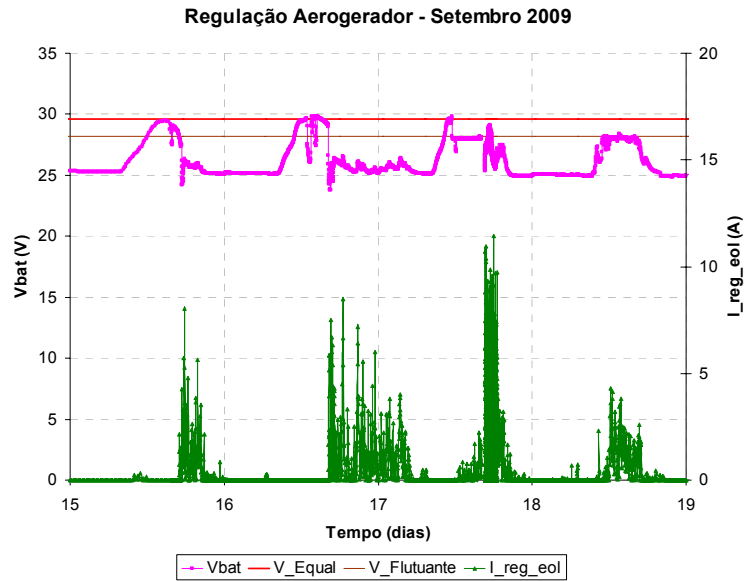


Fig. 5.19 – Regulação da energia produzida pelo aerogerador

De forma análoga ao que foi feito para o regulador de carga fotovoltaico, mostra-se na Fig. 5.19 parte do período em que a tensão da bateria ultrapassou os limites de tensão de regulação, levando à actuação dos reguladores de carga. Pode ver-se que durante o dia 18 de Setembro a tensão da bateria foi limitada durante o meio-dia solar e por isso houve limitação da energia produzida pelo aerogerador.

### 5.1.5 O Inversor Autónomo

O inversor autónomo do sistema de teste faz a conversão da corrente contínua proveniente da bateria para corrente alternada. A tensão à sua saída é de 230 V c.a. de tensão eficaz, a uma frequência de 50 Hz, o que permite que este equipamento alimente cargas em corrente alternada. O inversor do sistema de teste é um inversor monofásico sinusoidal STUDER, série SI, modelo 1224, com potência nominal de 1200 W e é mostrado na Fig. 5.20.



Fig. 5.20 – Inversor do sistema híbrido do INETI, campus do Lumiar ( $P_{nom} = 1200 \text{ W}$ )

Neste sistema, o inversor faz a protecção da bateria contra descargas profundas, desligando as cargas c.a. se a tensão da bateria estiver abaixo da tensão mínima de descarga. O valor de tensão a partir do qual o inversor desliga a carga é ajustado de acordo com a corrente pedida pela carga, sendo 22.8 V na ausência de consumo, podendo baixar até 21.5 V. Alguns inversores repõem a ligação às cargas quando a tensão da bateria aumenta acima de um determinado nível mínimo de tensão, esse não é o caso do inversor do sistema de teste, que tem de ser rearmado manualmente para voltar a ligar as cargas que lhe estão associadas.

Foram realizados alguns ensaios ao inversor do sistema de teste para obter a sua curva de rendimento em função da potência da carga para dois tipos de cargas, cargas puramente resistivas e cargas com componente reactiva. Os procedimentos efectuados durante o teste ao inversor estiveram de acordo com a norma IEC 61683 : 1999 (Ed.1) - *Photovoltaic Systems – Power Conditioners – Procedure for measuring efficiency* [62]. Segundo o fabricante, o seu rendimento máximo está entre 93% e 95 %.

Na Fig. 5.21 mostra-se a montagem utilizada para que o ensaio estivesse de acordo com a norma IEC 61683, relativa aos procedimentos para a medição do rendimento de inversores em sistemas fotovoltaicos.

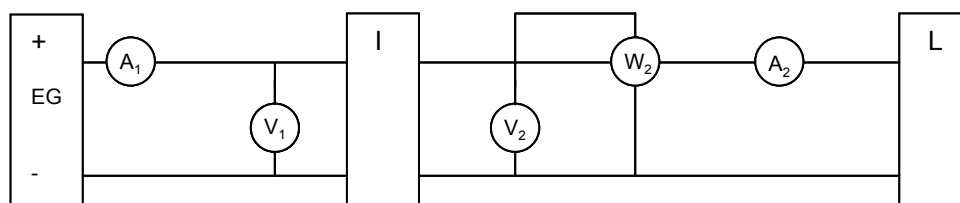


Fig. 5.21 – Esquema de ensaio para encontrar a curva de rendimento do inversor

Abaixo mostra-se o significado de cada uma das siglas presentes neste esquema.

I	–	Inversor
EG	–	<i>Energy Generator</i> (neste caso a energia é fornecida pela bateria)
L	–	Carga
A <sub>1</sub>	–	Amperímetro c.c.
V <sub>1</sub>	–	Voltímetro c.c.
A <sub>2</sub>	–	Amperímetro c.a.
V <sub>2</sub>	–	Voltímetro c.a.
W <sub>2</sub>	–	Wattímetro c.a.

Na Fig. 5.22 mostram-se as curvas de rendimento experimentais obtidas para este inversor. Estes resultados indicam que a eficiência máxima real do inversor para cargas resistivas é de 94.5 % e de 87.4 % para cargas com componente reactiva e um factor de potência médio igual a 0.64.

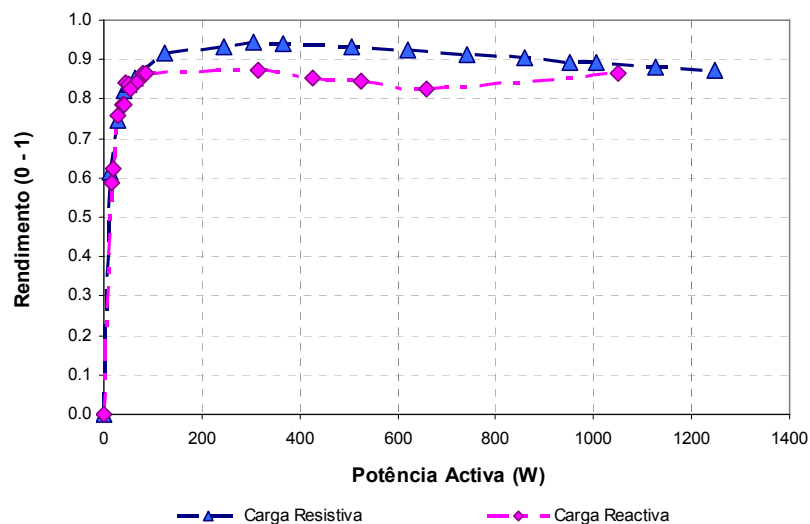


Fig. 5.22– Curvas de rendimento para o inversor autónomo do sistema híbrido do INETI

É possível ver que para potências abaixo dos 50 W o rendimento é muito baixo, por isso deve evitar-se o consumo *stand by* das cargas, que levaria o inversor a estar a maior parte do tempo a funcionar com o seu pior rendimento. Os equipamentos devem preferencialmente ser ligados directamente e não ficar em *stand by* à espera do sinal de um comando.

A evolução da tecnologia dos inversores foi grande e hoje os inversores disponíveis no mercado têm rendimentos superiores a estes.

A partir do modelo considerado para o inversor no item 4.2.4.1, foi possível ajustar os coeficientes  $p_0$  e  $K$  aos dados dos ensaios para cargas puramente resistivas e cargas com

componente reactiva. Os resultados dos ajustes aos valores experimentais encontram-se nas Fig. 5.23 e Fig. 5.24.

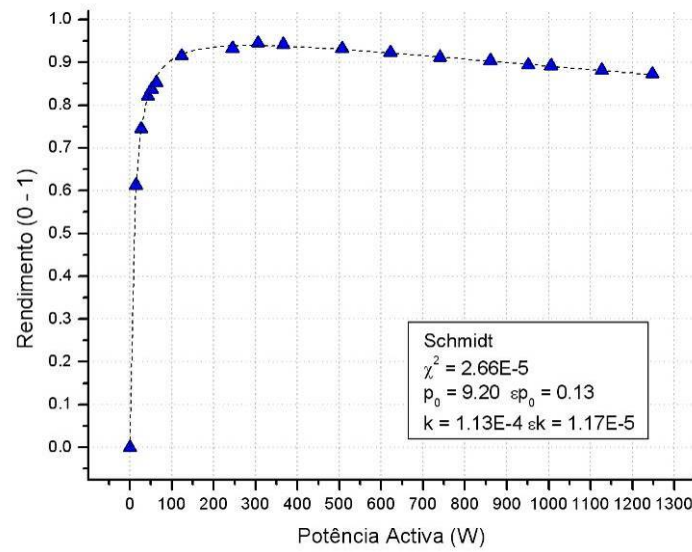


Fig. 5.23 – Ajuste ao modelo polinomial para cargas resistivas

Para cargas resistivas os valores encontrados para os coeficientes foram  $p_0 = 9.20 \pm 0.13$  W e  $K = 1.13 \times 10^{-4} \pm 1.17 \times 10^{-5}$ , para cargas com componente reactiva os coeficientes tomaram os seguintes valores,  $p_0 = 10.42 \pm 0.55$  W e  $K = 2.4 \times 10^{-4} \pm 3 \times 10^{-5}$ . Estes resultados indicam que o coeficiente de perdas  $K$  para cargas reactivas é aproximadamente 3 vezes superior ao encontrado para cargas resistivas.

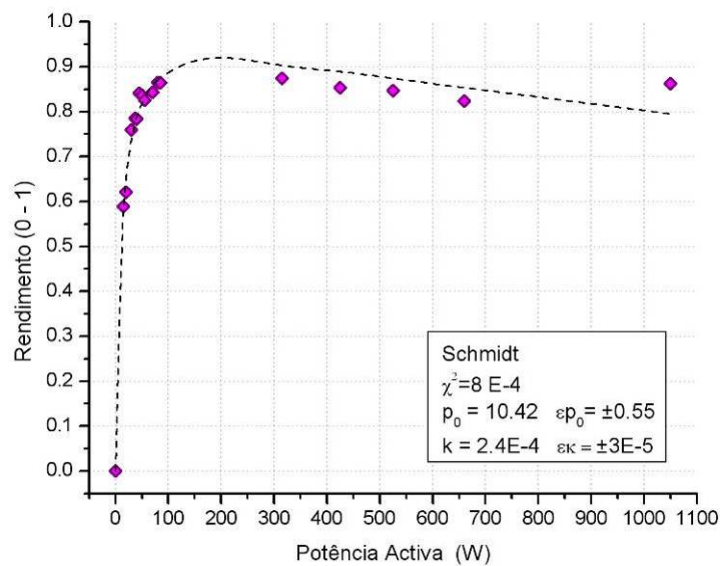


Fig. 5.24 – Ajuste ao modelo polinomial para cargas com componente reactiva

Através destas duas curvas de ajuste é possível determinar o rendimento europeu do inversor, definido em 4.2.4.1, para cargas resistivas,  $\eta_E=90.7\%$ , e para cargas reactivas,  $\eta_E=85.6\%$ .

### Formas de Onda da Tensão e Corrente à Saída do Inversor

Para a visualização das forma de onda da tensão e corrente de saída do inversor, foi usado um analisador de qualidade de energia, Fluke 435 *Power Quality Analyzer*, e respectivas pontas de prova e pinça amperimétrica para intensidades de corrente até 30 A.

Para que se pudesse aferir a distorção dos sinais de tensão e corrente à saída do inversor, gravaram-se as suas formas de onda para diferentes cargas, uma carga resistiva, uma carga não linear e uma carga capacitiva. Para cada uma dessas formas de onda, foi encontrado o espectro harmónico correspondente através de uma aplicação do Simulink, o powergui. A Fig. 5.25 corresponde a uma carga resistiva cuja potência activa tem o valor de  $P=622$  W.

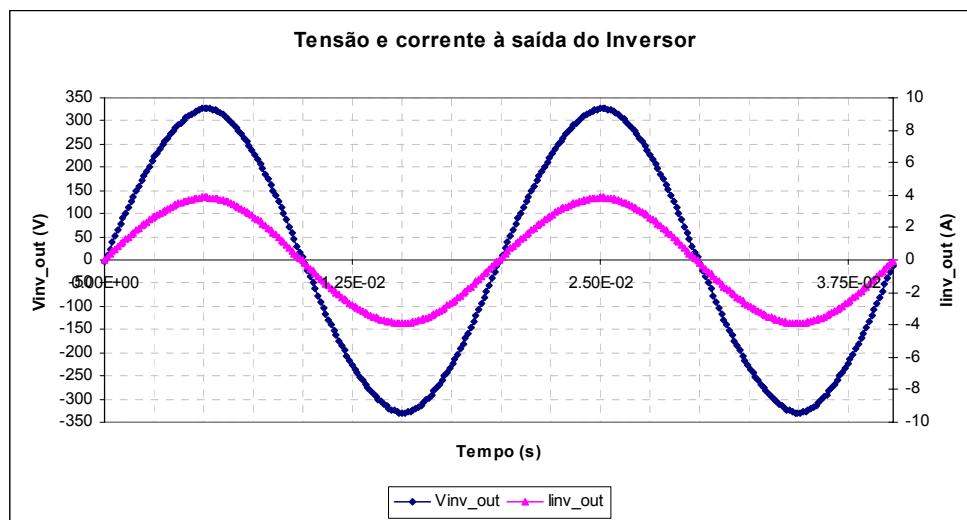


Fig. 5.25 – Formas de onda da tensão e corrente para uma carga resistiva

A harmónica de ordem zero representa a componente fundamental do sinal. Através da Fig. 5.26 é possível ver que tanto o sinal de tensão (a), como o sinal de corrente (b), têm baixa distorção.

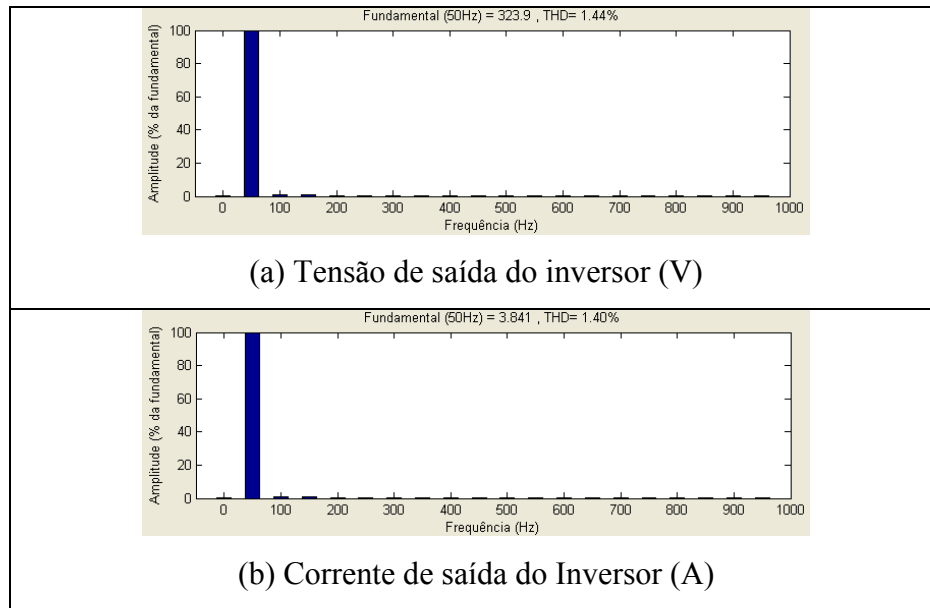


Fig. 5.26 – Espectro harmônico da tensão (a) e corrente (b) para uma carga resistiva

Para averiguar a capacidade de regulação da tensão do inversor utilizou-se uma carga não linear com 484 W de potência activa. Como se pode constatar através das formas de onda da Fig. 5.27 e dos espectros harmónicos da Fig. 5.28, a tensão à saída praticamente não sofre distorção, tendo uma taxa de distorção harmónica total de 1.34%.

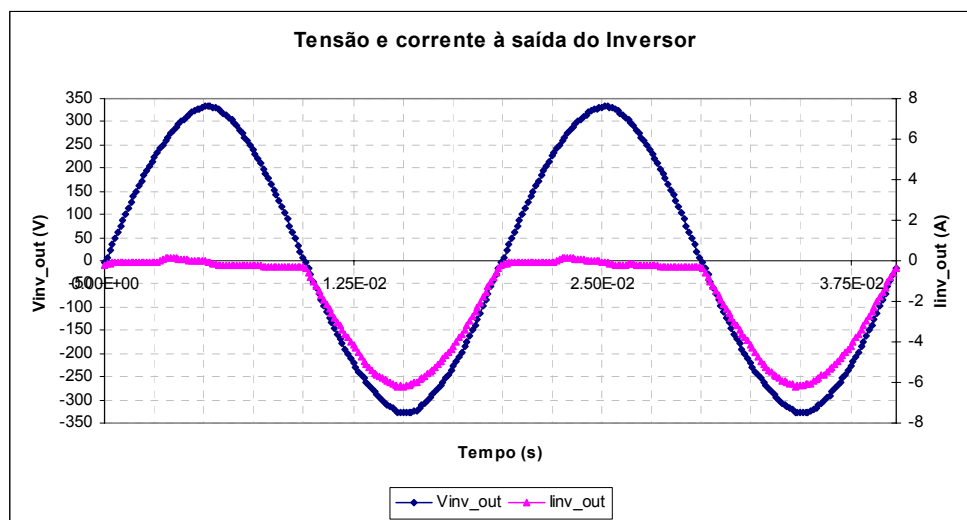


Fig. 5.27 – Formas de onda da tensão e corrente para uma carga não linear

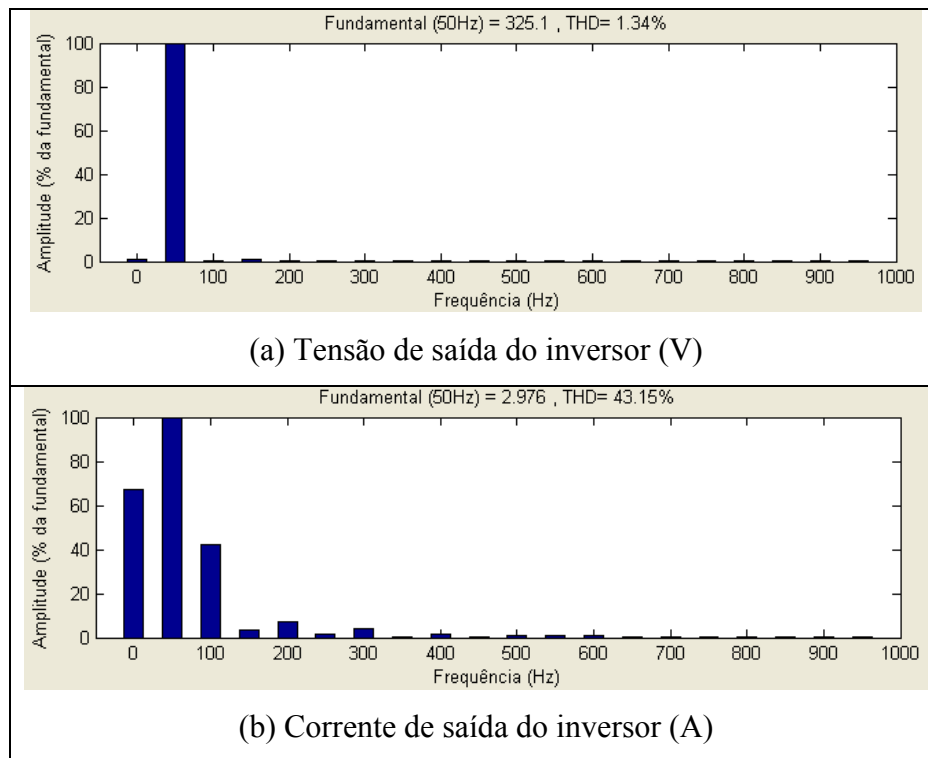


Fig. 5.28 – Espectro harmónico da tensão (a) e corrente (b) para uma carga não linear

A Fig. 5.29 corresponde às formas de onda obtidas para uma carga capacitiva com uma potência reactiva  $Q = -342$  var, à qual correspondem os espectros harmónicos que se encontram na Fig. 5.30.

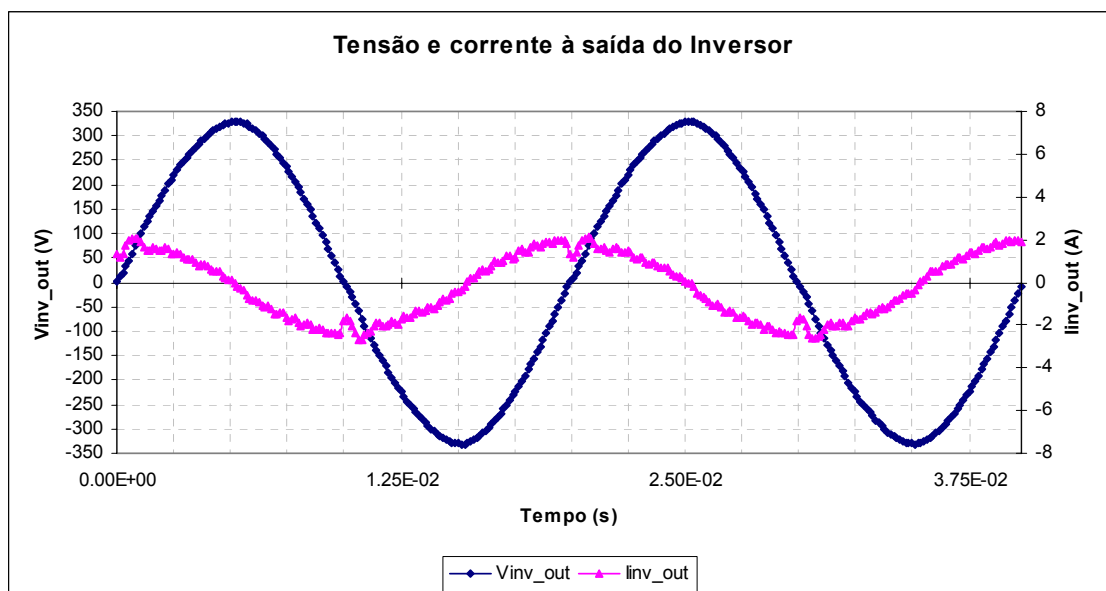


Fig. 5.29 – Tensão e corrente à saída do inversor para uma carga capacitiva

Tal como se observou no caso da carga não linear, também com a carga reactiva a distorção harmónica total da tensão à saída do inversor é baixa, sendo de 2.07%.

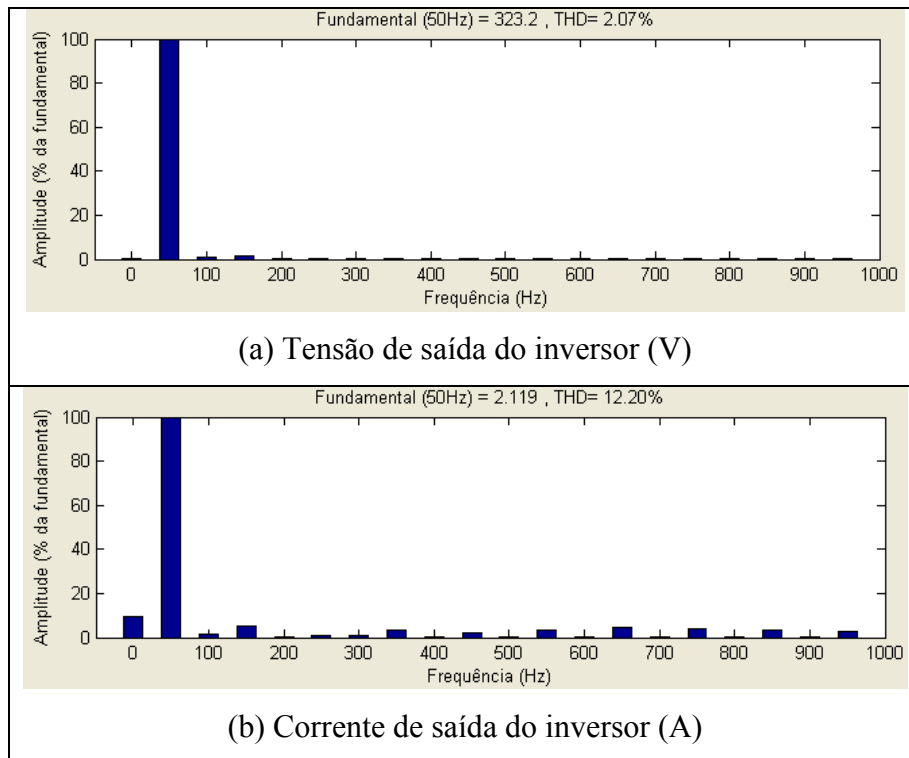


Fig. 5.30 – Espectro harmónico da tensão e corrente uma carga indutiva

Para finalizar os ensaios feitos ao inversor, mediu-se a corrente de entrada no inversor para uma carga resistiva de 900 W.

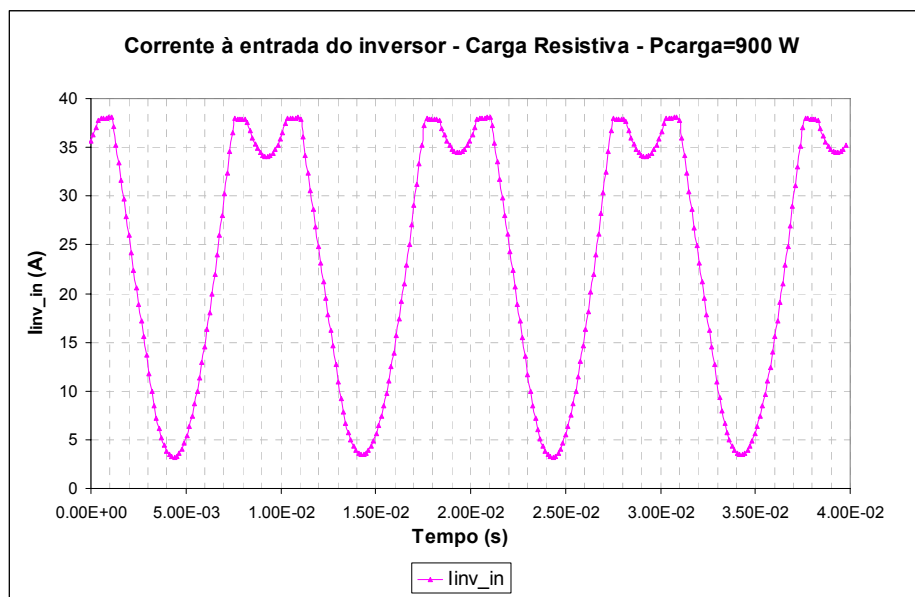


Fig. 5.31 – Corrente à entrada do inversor para uma carga resistiva de 900 W

Através da Fig. 5.31 é possível constatar que a corrente de entrada no inversor está limitada a cerca de 37.5 A, limite a partir do qual a forma do sinal da corrente de entrada é invertida.

## 5.2 Análise do Desempenho do Sistema

Neste item é feita a análise do comportamento do sistema num horizonte temporal mensal e anual. É avaliada a disponibilidade do recurso solar e eólico e o rendimento de cada um dos sistemas de geração.

### 5.2.1 Produção de Energia Através do Painel Fotovoltaico

Para quantificar o recurso solar disponível no local em que está instalado o sistema de teste, calculou-se a irradiação média diária global no plano do painel de módulos, a partir dos valores médios horários de irradiância. Na Fig. 5.32 mostram-se os valores médios mensais dos valores horários da irradiação solar global para o ano de 2005. A escolha deste ano deve-se ao facto de ter sido, até agora, o ano em que houve menos falhas na aquisição dos dados do sistema de teste.

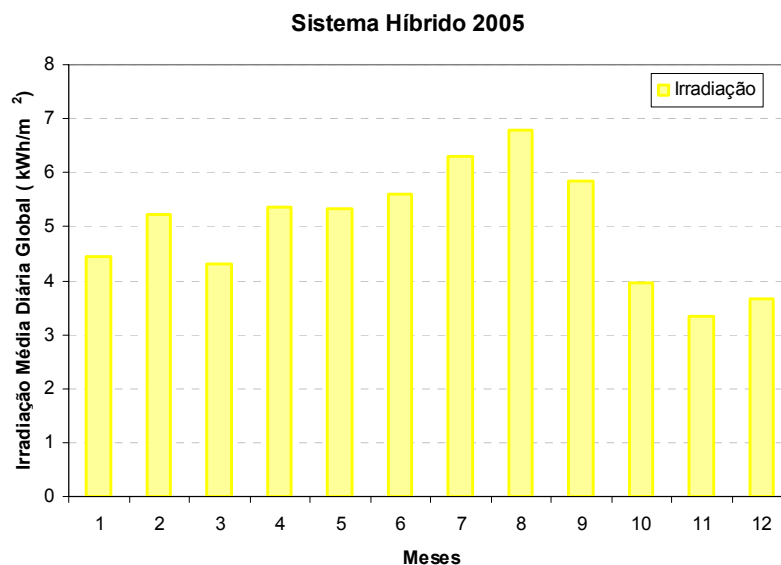


Fig. 5.32 – Irradiação média diária global no plano do painel fotovoltaico

O mês com maior irradiação disponível foi o mês de Agosto, e os meses com menor irradiação disponível foram os últimos 3 meses do ano, Outubro, Novembro e Dezembro. O total anual de irradiação global incidente no plano dos módulos foi de 1830 kWh/m<sup>2</sup>.

Sabendo o recurso solar disponível, é necessário avaliar o desempenho da componente fotovoltaica do sistema. Para tal utilizam-se índices de desempenho que permitem a comparação entre sistemas fotovoltaicos com características diferentes, diferentes potências nominais, diferentes tecnologias e instalados em diferentes regiões [63].

O índice de referência,  $Y_r$ , é definido como a razão entre a irradiação solar incidente,  $H_i$ , e a irradiância de referência,  $G_{ref}$ . Este índice representa o número equivalente de horas, num dado período, em que um gerador recebeu a irradiância de referência.

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{ref}} \quad (5.1)$$

O índice final,  $Y_f$ , define-se como a razão entre a energia útil produzida,  $E_{ca}$ , e a potência pico instalada,  $P_p$ . Este índice refere-se ao número equivalente de horas, num dado período, em que um sistema fotovoltaico funcionou à sua potência pico.

$$Y_f = \frac{E_{ca}}{P_p} \quad (5.2)$$

O índice  $Y_r$  é expresso em  $(\text{kWh/m}^2)/(\text{kW/m}^2)$  e o índice  $Y_f$  é expresso em  $\text{kWh/kW}$ . A razão entre  $Y_f$  e  $Y_r$  é denominada por *Performance Ratio* ou *PR*. Este índice permite comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes características, diferentes potências, tecnologias, locais de instalação, etc..

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (5.3)$$

Como o sistema de teste é um sistema híbrido, para que se possa avaliar o desempenho do sistema como sistema fotovoltaico, é necessário recorrer a dados relativos a um período em que não tenha havido produção eólica. Querendo analisar o desempenho da parte fotovoltaica e eólica do sistema num mesmo mês, é necessário usar no cálculo do índice  $Y_f$  apenas a energia entregue à bateria pelo painel fotovoltaico. Para esta análise escolheu-se o mês de Abril de 2007, mês dos mais relevantes entre os dados disponíveis em que o recurso solar foi abundante.

Na Fig. 5.33 mostram-se os índices de desempenho diários do painel fotovoltaico do sistema de teste para o mês de Abril de 2007. Os índices médios mensais de desempenho do painel fotovoltaico nesse mês foram  $Y_f = 2.71 \text{ kWh/kW}$ ,  $Y_r = 5.76 (\text{kWh/m}^2)/(\text{kW/m}^2)$  e  $PR = 0.49$ .

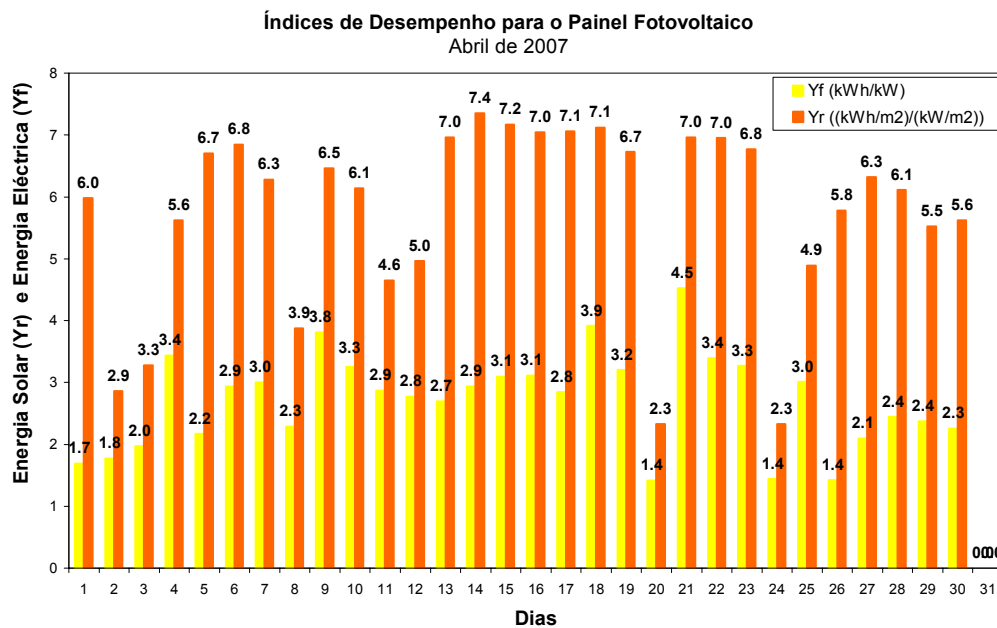


Fig. 5.33 – Índices de desempenho para o painel fotovoltaico

O PR de sistemas autónomos é relativamente baixo porque durante os períodos em que a bateria está carregada, a energia que poderia ser produzida e armazenada, é desperdiçada. Em sistemas ligados à rede, toda a energia produzida é aproveitada e o PR típico é de 0.75, e por isso esse foi o valor usado para estimar os valores de produção de energia na Fig. 2.1 do item 2.1 (como é indicado na sua legenda).

Para o mesmo mês, o rendimento do painel fotovoltaico é o que se mostra na Fig. 5.34, obtendo-se um rendimento máximo de 8.1% para o dia 21 desse mês.

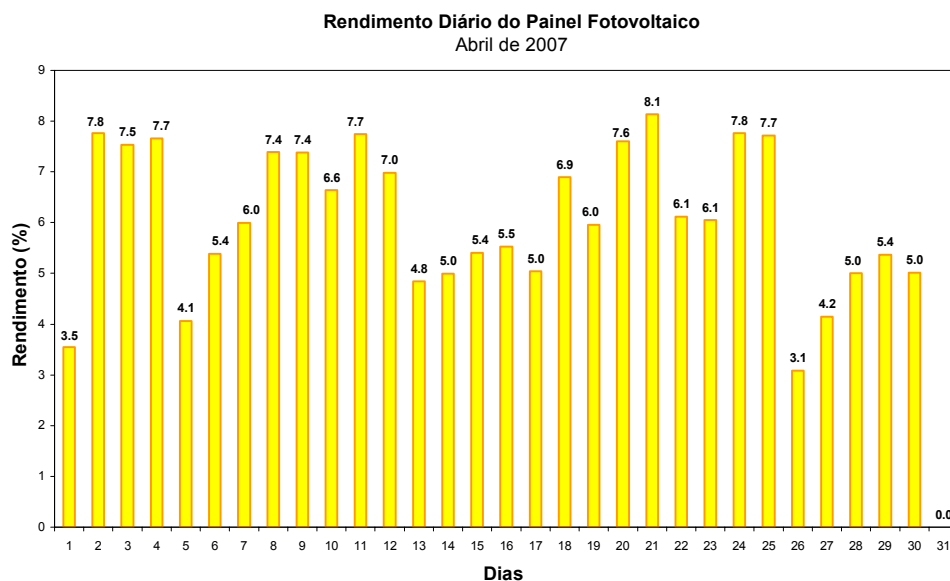


Fig. 5.34 – Rendimento diário do painel fotovoltaico

Para módulos fotovoltaicos de silício monocristalino o rendimento de conversão deverá estar entre 15% e 17%. Como o painel fotovoltaico do sistema híbrido já está instalado e em funcionamento desde o final de 2001, espera-se que o seu rendimento tenha baixado um pouco, no máximo 5% do seu rendimento de conversão inicial, mas essa quebra no rendimento não é suficiente para que o rendimento global de conversão esteja sistematicamente abaixo de 10%. Seria possível explicar esse fenómeno se durante parte do mês, a bateria se mantivesse carregada. Na Fig. 5.35 mostram-se os máximos e mínimos diários da tensão da bateria ao longo do mês. Apenas entre o dia 17 e 18 houve uma elevação da tensão da bateria até 30 V, nos restantes dias a tensão da bateria manteve-se abaixo dos limites de tensão a partir dos quais o regulador fotovoltaico começa a actuar, não tendo havido limitação da produção.

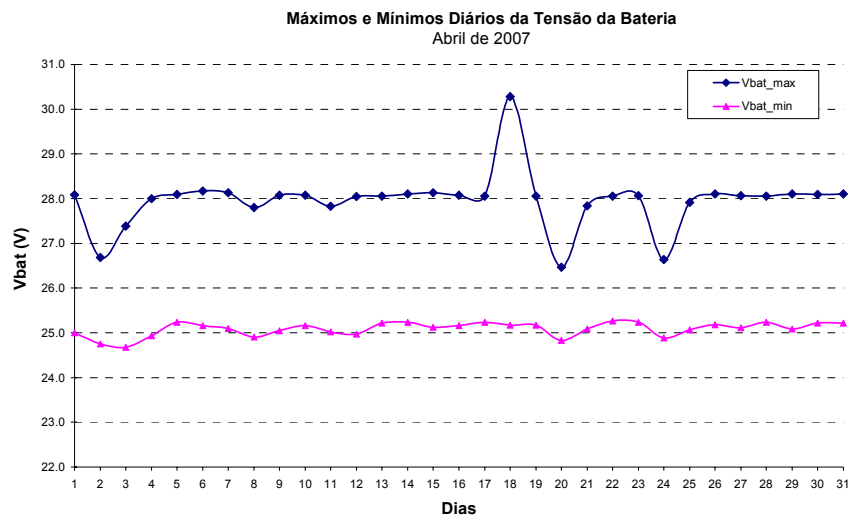


Fig. 5.35 – Máximos e mínimos diários da tensão da bateria

Conclui-se que existem perdas que afectam o rendimento global de conversão de energia solar em energia eléctrica, tal como as quedas de tensão nos cabos de ligação ao regulador de carga e no díodo do regulador de carga, fazendo com que o valor médio deste rendimento seja de apenas 6%.

### 5.2.2 Produção de Energia Através do Aerogerador

Para que se pudesse avaliar o recurso eólico disponível no local do sistema de teste, foi feita a compilação das velocidades de vento, desvio padrão e direcção do vento para o ano de 2005. A velocidade média anual do vento foi  $\bar{v}_{anual} = 2.24$  m/s com um desvio padrão médio  $\bar{\sigma}_T = 0.80$  m/s. O valor médio anual da intensidade de turbulência foi de 37 %.

Através desses dados e utilizando o método descrito no item 3.2.1, foi possível fazer o ajuste de uma função densidade de probabilidade de Weibull, obtendo-se para o valor do factor de forma,  $k=3.06$  (Eq. 3.10), e para a velocidade característica,  $c=2.51$  m/s (Eq. 3.6). Na Fig. 5.36 encontra-se representada a frequência de ocorrência da velocidade do vento para os vários intervalos de velocidade de vento e a função de Weibull correspondente aos parâmetros calculados.

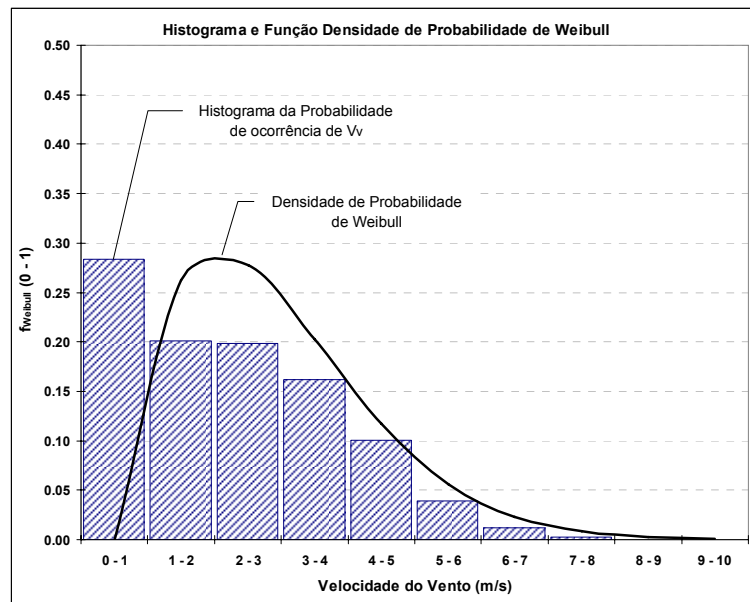


Fig. 5.36 – Densidade de Probabilidade de Weibull - INETI Lumiar

Com o intuito de averiguar a validade dos parâmetros da distribuição encontrados, foi feita a comparação desses parâmetros, com os calculados através do programa WASP, direccionado para a avaliação do recurso eólico. Na Fig. 5.37 mostram-se a rosa de ventos e a distribuição de Weibull para os dados de vento do sistema de teste de 2005, ajustados através do programa WASP.

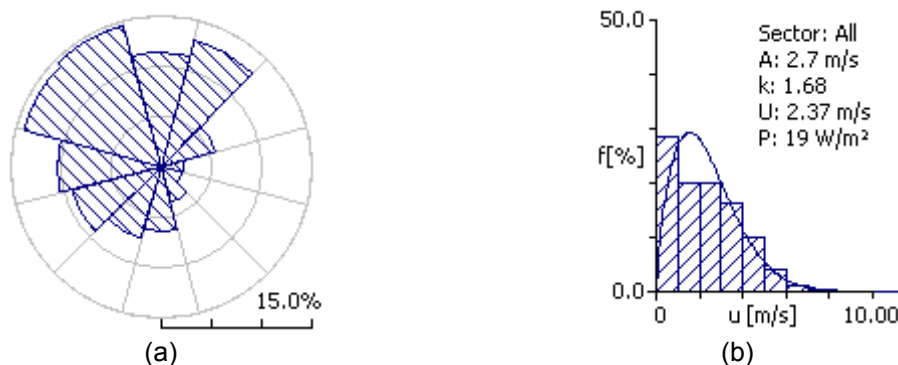


Fig. 5.37 – Rosa de Vento (a) e Distribuição de Weibull (b) - local do sistema de teste

Os parâmetros obtidos através do método do item 3.2.1 são ambos superiores aos obtidos através do WASP, sendo o factor de forma aquele que mais se afasta do valor calculado através do WASP,  $k_{WASP} = 1.68$  e  $k = 3.06$ . Este resultado indica que para a distribuição calculada manualmente, a dispersão da velocidade de vento em torno da média anual é menor que na distribuição obtida através do WASP. Para a velocidade característica,  $c_{WASP} = 2.37$  m/s e  $c = 2.51$  m/s, o que mostra que o parâmetro calculado manualmente indica uma velocidade média anual de vento próxima, mas superior à calculada pelo WASP. O método de cálculo do WASP é mais preciso que o utilizado neste trabalho porque utiliza um método iterativo para o cálculo dos parâmetros da distribuição de Weibull, e não um método aproximado.

A rosa de vento da Fig. 5.37 (a) mostra que a direcção predominante do vento no local é Nor-Noroeste e a escala representada significa a frequência relativa máxima dos registos de direcção por sector. Em (b) encontra-se a densidade de potência disponível por unidade de área,  $P = 19$  W/m<sup>2</sup>.

De forma a avaliar a produtividade do aerogerador, mostra-se na Fig. 5.38 a evolução do rendimento diário do aerogerador para o mês de Maio de 2007. Este mês foi escolhido por nele se ter verificado uma boa disponibilidade do recurso eólico.

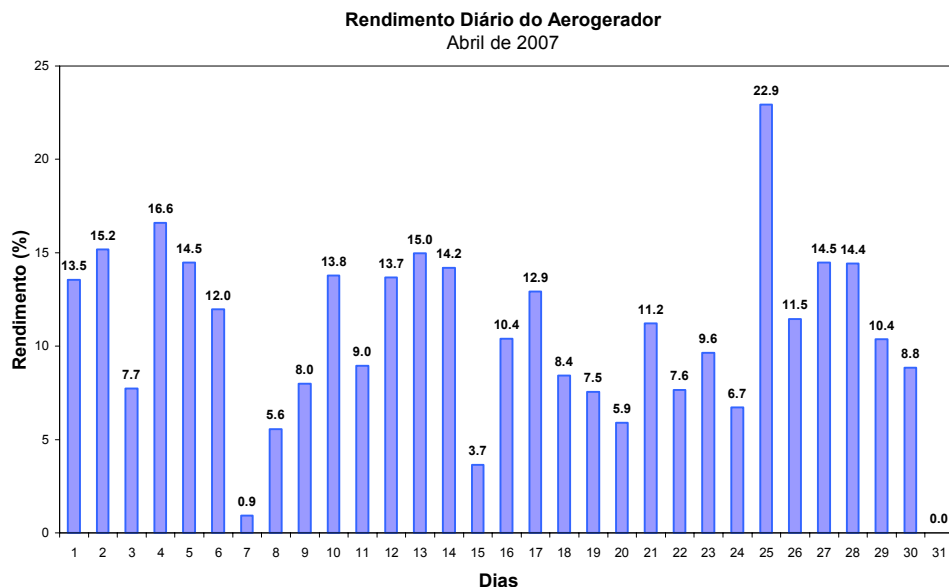


Fig. 5.38 – Rendimento diário do aerogerador

O rendimento máximo obtido foi de 22.9 % no dia 25 e o mínimo foi de 0.9% no dia 7. O rendimento médio ao longo do mês foi de 10.8%, valor superior ao encontrado para o rendimento do painel fotovoltaico.

### 5.2.3 Comparação da Energia Produzida pelos Dois Sistemas de Geração

A comparação entre as produções de energia eléctrica da parte eólica e da parte solar, é favorável à solar porque há uma menor disponibilidade do recurso eólico no local do sistema, face ao recurso solar, como se pode ver na Fig. 5.39. Para o mês de Abril de 2007 a energia disponível por unidade de área, multiplicada pela área de captação de cada um dos sistemas de geração, foi em média 24.35 kWh/dia para o painel fotovoltaico e 2.75 kWh/dia para o aerogerador.

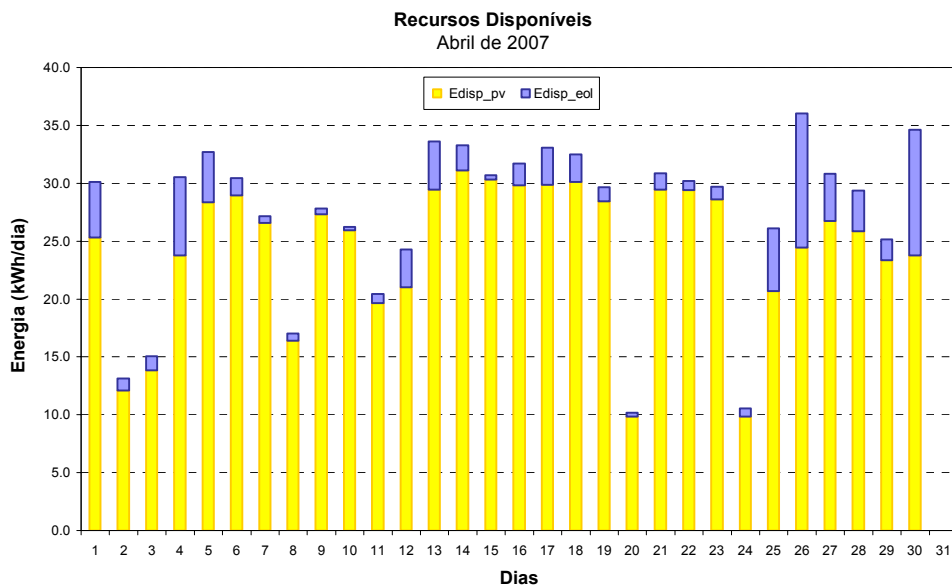


Fig. 5.39 – Energia disponível para cada um dos sistemas de geração

Tal como se pode observar na Fig. 5.40, a maior parte da energia produzida pelo sistema é produzida pelo painel fotovoltaico. O aerogerador serve de complemento ao sistema fotovoltaico, carregando a bateria nos momentos de maior disponibilidade de vento.

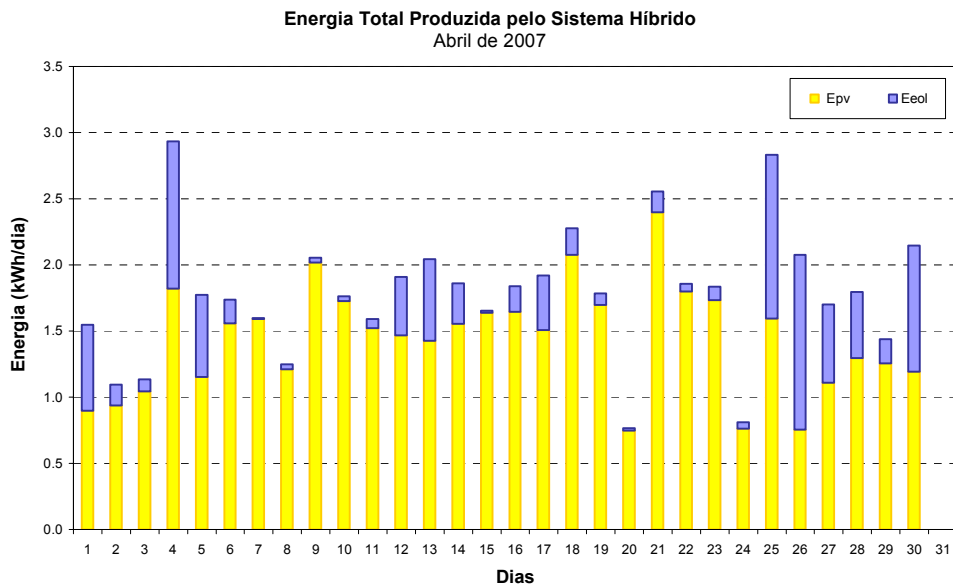


Fig. 5.40 – Energia total produzida pelo sistema híbrido

A distribuição mensal de energia através das duas fontes renováveis segue a mesma tendência da distribuição diária, na Fig. 5.41 mostra-se o balanço de energia para o sistema híbrido no ano de 2005.

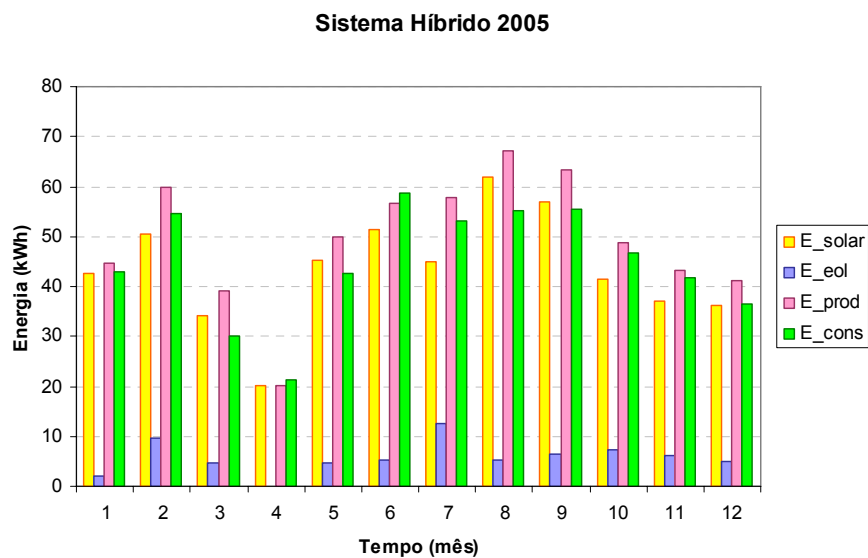


Fig. 5.41 – Balanço anual de energia para o ano de 2005

Neste gráfico, a energia produzida corresponde à soma da energia eólica com a energia fotovoltaica para cada um dos meses do ano. Durante este ano, o número de horas equivalentes à potência nominal para o aerogerador foi de 92 h e para o painel fotovoltaico foi de 986 h, correspondendo a um total de energia produzida pelo aerogerador de 69.05 kWh,

11.7% da energia total produzida, e de 522.76 kWh de produção proveniente do painel fotovoltaico, 88.3% da energia total produzida.

## 6 Validação dos Modelos para um Sistema Híbrido Autónomo

Neste capítulo apresentam-se modelos que descrevem os vários equipamentos necessários para a produção e regulação de energia num sistema autónomo alimentado por fontes renováveis. Serão apresentados modelos com duas abordagens diferentes.

Numa primeira abordagem irá optar-se por detalhar os modelos relativos a cada um dos componentes de um sistema autónomo híbrido para aprofundar o conhecimento sobre o seu modo de funcionamento. Nesta abordagem é apenas possível simular o funcionamento dos componentes do sistema durante curtos períodos de tempo (da ordem dos segundos), mas através dela é possível descrever os modos de funcionamento de cada equipamento e determinar as formas de onda à sua entrada e saída. No caso do modelo inversor que alimenta a carga isso irá permitir que se determine a qualidade da energia entregue a diferentes tipos de cargas.

Numa segunda abordagem, os modelos anteriormente desenvolvidos para cada componente serão simplificados, porque se pretende descrever o comportamento do sistema ao longo do tempo, por exemplo, para a previsão de falhas na entrega de energia aos seus consumidores. Essa informação pode ser importante porque permite que o sistema seja dimensionado de forma a minimizar as falhas de entrega de energia aos consumidores, embora para que se possa garantir uma fiabilidade próxima de 100% seja necessário utilizar um sistema de apoio, como um gerador a diesel.

Os resultados dos modelos serão comparados com valores medidos no sistema autónomo de teste, para que se possa aferir a sua validade na representação do funcionamento de um sistema real.

No final deste capítulo será feita a comparação dos valores calculados pelo algoritmo de seguimento de máxima potência para o fotovoltaico, descrito no capítulo 4, através de valores medidos num sistema ligado à rede eléctrica também existente no campus do INETI. Essa comparação servirá apenas para validar o algoritmo de MPPT para que este possa vir a ser usado posteriormente no capítulo 7. Embora o regulador de carga do fotovoltaico do sistema de teste não tenha um algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência, os equipamentos com esta funcionalidade tendem a ser predominantes no mercado porque permitem um melhor aproveitamento do recurso solar existente.

Em seguida serão apresentados os modelos detalhados desenvolvidos para os equipamentos presentes no sistema de teste. O principal objectivo destes modelos detalhados é conseguir determinar se as formas de onda das correntes e tensões à entrada e saída dos diversos equipamentos são concordantes com as formas de onda observadas nos vários ensaios realizados no sistema.

## 6.1 Modelo da Bateria de Acumuladores de Energia

Para a modelação da bateria adoptou-se o modelo eléctrico equivalente da bateria, descrito no item 4.1 e que é válido para a região linear da carga/descarga da bateria (região entre 1.2 V e 1.26 V da Fig. 6.1). Quanto mais próxima se encontra a bateria da carga máxima ou da descarga máxima, mais notório é o comportamento não linear da sua tensão, como se pode ver na Fig. 6.1.

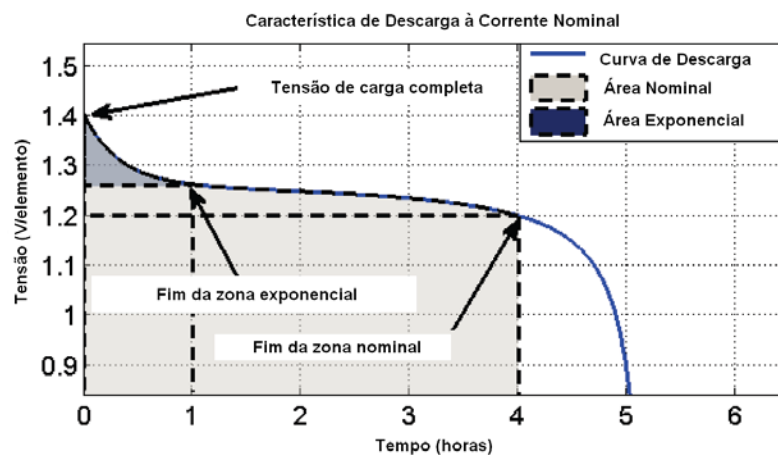


Fig. 6.1 – Característica de descarga de uma bateria [146]

Este modelo pode continuar a ser utilizado fora da região nominal se se tornar a resistência interna da bateria numa função da temperatura, do estado de carga da bateria e da corrente da bateria [17]. Neste trabalho, para que os resultados do modelo representassem melhor o real funcionamento da bateria, foi suficiente tornar a resistência interna da bateria,  $R_{ibat}$ , numa função do estado de carga da bateria. Constatou-se que essa variação na resistência interna era diferente quando se estava no processo de carga, ou no processo de descarga. A expressão ajustada através de dados experimentais para a resistência interna em função do estado de carga, na carga e descarga, é a Eq. 6.1 que se segue, onde  $a_1=0.008 \Omega$ ,  $a_2=8.39 \times 10^{-7} \Omega$  e  $a_3=0.0962$ .

$$\begin{cases} R_{ibat} = a_1 & , \text{ se } i_{bat} \leq 0 \\ R_{ibat} = a_1 + a_2 \exp\left(\frac{SOC}{a_3}\right) & , \text{ se } i_{bat} > 0 \end{cases} \quad (6.1)$$

O modelo da bateria consiste na resolução da Eq. 4.3 para o cálculo da tensão da bateria, onde se substitui a Eq. 6.1 para a resistência interna da bateria e as Eq. 4.4, Eq. 4.5 e Eq. 4.8 para o cálculo do estado de carga da bateria. As entradas do modelo são a temperatura ambiente e a corrente entregue à bateria, e a saída é a tensão da bateria.

Na Fig. 6.2 é feita a comparação dos valores medidos da tensão da bateria com os valores simulados pelo modelo da bateria, os valores utilizados para os parâmetros de cada elemento de 2 V foram  $a_{bat}=0.15$  V,  $\varepsilon_0=1.92$  V e  $C_{100}=335$  Ah. Os dados experimentais usados, em valores médios horários, foram medidos no sistema híbrido de teste e correspondem à primeira semana de Maio de 2005.

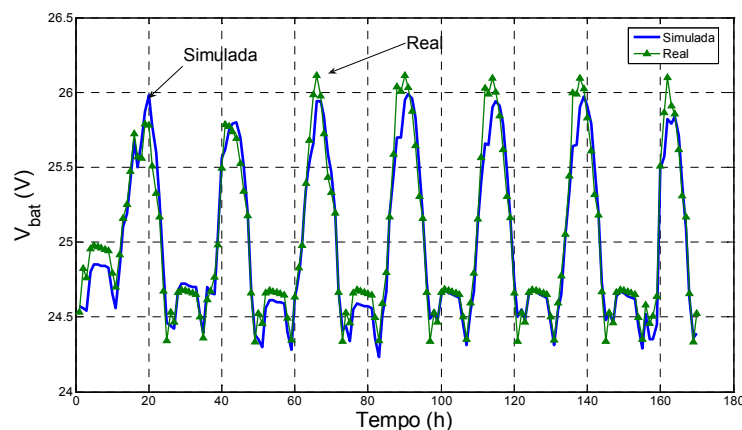


Fig. 6.2 – **Comparação entre os valores reais da tensão da bateria com os valores simulados**

Para este conjunto de dados, as maiores diferenças encontradas entre os valores medidos e simulados são da ordem de 0.3 V, o que representa um erro de cerca de 1.25 % para uma tensão nominal das baterias de 24 V. O modelo afasta-se mais da realidade para as tensões mais elevadas, obtidas em torno do meio-dia solar. Apesar destas diferenças, o modelo consegue reproduzir a carga e descarga da bateria ao longo do tempo.

## 6.2 Modelo do Módulo Fotovoltaico

Para o módulo fotovoltaico implementaram-se as equações descritas no item 2.5.4 em Matlab/Simulink obtendo-se o modelo da Fig. 6.3., cujas entradas (subsistema a amarelo) são a irradiância, a temperatura ambiente e a tensão imposta sobre o painel de módulos, e cuja saída é a corrente produzida. A função desenvolvida em Matlab para a resolução da equação implícita do módulo, Eq. 2.7, é chamada pelo bloco Painel Isofoton e encontra-se no Anexo 10.9.

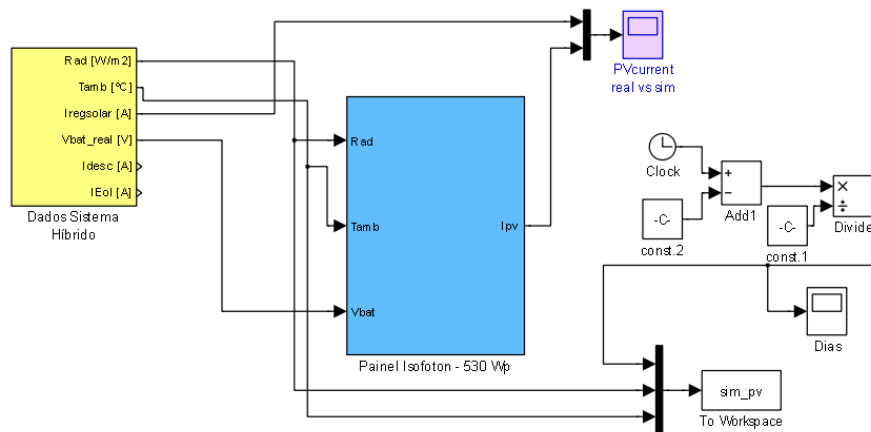


Fig. 6.3- Modelo do painel de 10 módulos de 53 W cada

No item 5.2.1 foram apresentados os parâmetros correspondentes a este módulo obtidos por ensaio. Para o modelo do módulo aqui apresentado, para além desses valores é ainda necessário utilizar os coeficientes de correcção de temperatura para a corrente e para a tensão, respectivamente  $\alpha_{PV}$  e  $\beta_{PV}$ , os valores da resistência série e paralelo estimados,  $R_s$  e  $R_p$  e o valor do factor de idealidade,  $n$ , que se encontram na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Parâmetros para os módulos fotovoltaicos Isofotón ML 55

$I_{scREF}$	$V_{ocREF}$	$NOCT$	$\alpha_{PV}$	$\beta_{PV}$	$R_s$	$R_p$	$n$
(A)	(V)		(%/°C)	(%/°C)	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	
3.14	21.4	47	0.065	-0.362	0.301	175	1.5

Na Fig. 6.4, é feita a comparação entre a corrente medida aos terminais do painel de módulos do sistema híbrido do INETI e a corrente calculada pelo modelo para a mesma configuração de módulos.

Nos dois gráficos superiores da Fig. 6.4 está representada a irradiância e a temperatura ambiente, os valores apresentados e usados na simulação são valores médios horários. A linha

a cheio representa a corrente simulada e a linha a ponteados com símbolos representa os valores medidos no sistema.

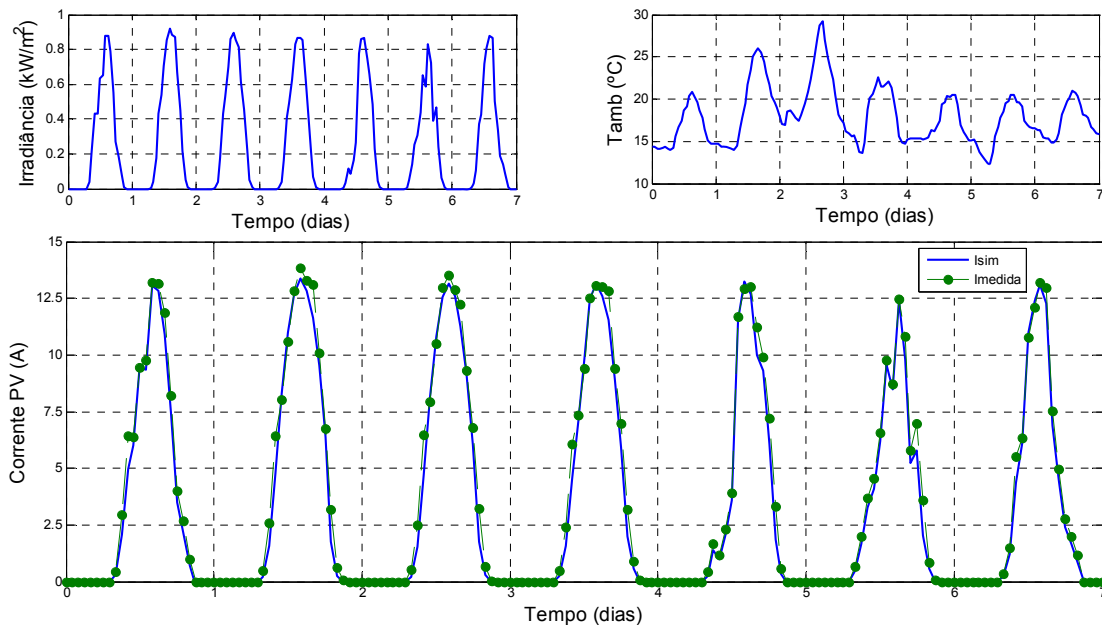


Fig. 6.4- Comparação da corrente real e simulada para o painel do sistema híbrido do INETI

É possível ver que o modelo segue o comportamento do sistema real com ligeiras diferenças nos períodos com maior irradiância. Nesses períodos, a corrente produzida pelos módulos atinge valores da ordem dos 12.5 A. Os valores de tensão contínua utilizados foram os da tensão da bateria, e não os da tensão dos módulos. No item 5.1.4.1 mostrou-se que a diferença máxima entre estas duas tensões (no período em torno do meio-dia solar) é de cerca de 1V, e que diminui à medida que a corrente produzida pelo módulo também diminui, o que explica as diferenças encontradas entre a corrente medida e simulada nos períodos de maior produção.

### Modelo Detalhado do Painel Fotovoltaico com o Regulador de Carga Correspondente

Neste modelo detalhado mantém-se o modelo para o módulo fotovoltaico acima descrito e acrescenta-se o modelo do regulador fotovoltaico de carga da bateria. Este regulador é do tipo paralelo, e permite a passagem de toda a corrente produzida pelo painel fotovoltaico para a bateria, enquanto não forem atingidos os limites de tensão do regime em que esta se encontra. O regulador permite 3 regimes de carga diferenciados, o regime de carga normal, com o limite de tensão mais baixo, o regime de carga rápida, com o limite de tensão intermédio e o regime de carga de equalização, com o limite de tensão mais elevado, que irá permitir a equalização da carga de todos os elementos de bateria. Em cada um destes regimes,



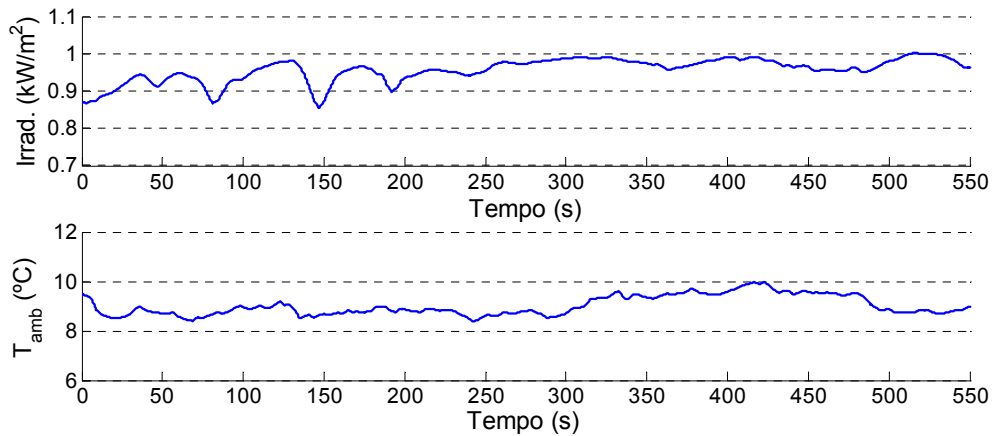


Fig. 6.6 – Irradiância e temperatura ambiente

Para que se pudesse ver a actuação do regulador de carga fotovoltaico, foi necessário seleccionar dados experimentais que correspondessem a uma tensão da bateria elevada de aproximadamente 30 V. A Fig. 6.7 mostra a tensão da bateria medida e calculada pelo modelo. Deve notar-se que, embora a tensão de referência máxima para este regulador seja 30 V (a 25°C), no regime de equalização, esse valor sofre uma correcção de temperatura de acordo com a Eq. 4.9. Para este conjunto de dados a bateria está a funcionar no regime de carga rápida cuja tensão de referência (a 25°C) é 29.4 V.

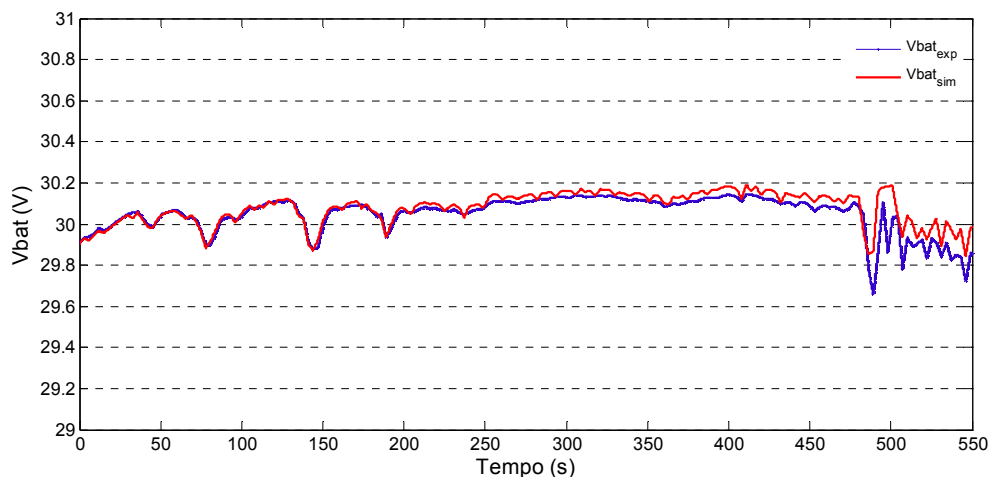


Fig. 6.7 – Comparação entre a tensão da bateria medida e simulada

As diferenças encontradas entre os valores medidos e simulados para a tensão da bateria entre os 350 s e os 550 s devem-se principalmente ao modelo da bateria, que não consegue seguir exactamente a tensão medida em curtos espaços de tempo, mas que consegue seguir a tendência da tensão da bateria para períodos de tempo mais longos, da ordem dos dias. Na Fig. 6.8 encontra-se a comparação entre os valores medidos e simulados para a tensão ( $V_{pv}$ ) e corrente ( $I_{pv}$ ) dos módulos e é possível ver o bom ajuste entre os valores médios medidos e os

valores simulados, o que indica que não são estes resultados que levam às diferenças que se encontram entre a tensão experimental e simulada da bateria.

Na Fig. 6.8 pode observar-se ainda o efeito da actuação do regulador de carga sobre a tensão e corrente dos módulos, que é apenas visível para os valores simulados, porque os valores experimentais são valores médios. Quando o limite da tensão de referência é ultrapassado, o semiconductor comandado do regulador de carga entra à condução, provocando o curto-circuito do painel de módulos. A tensão dos módulos anula-se e a corrente dos módulos toma o valor da corrente de curto-circuito para as condições de radiação e temperatura existentes.

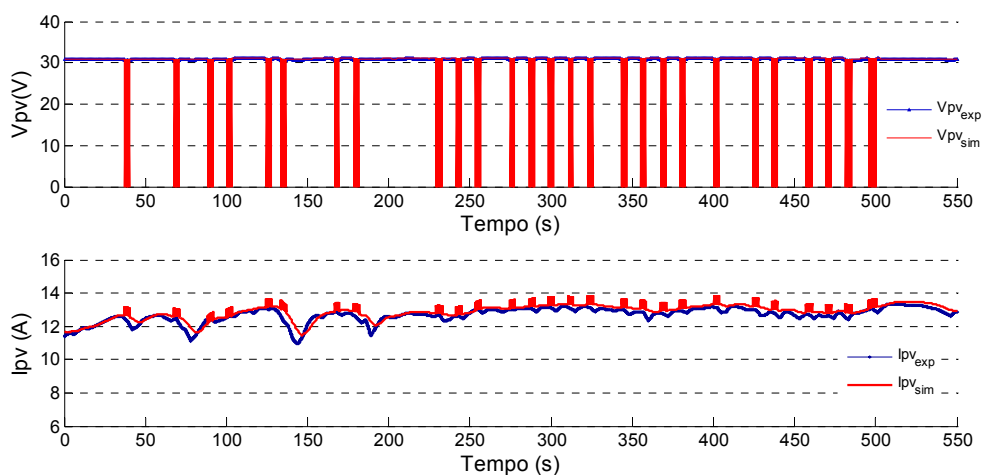


Fig. 6.8 – Comparação entre os valores experimentais e simulados de  $V_{pv}$  e  $I_{pv}$

Para que se possa ver em mais pormenor a actuação do regulador de carga fotovoltaico, mostra-se na Fig. 6.9 o pormenor da figura anterior para o intervalo de tempo entre 100 s e 105 s, com escalas de tensão e corrente mais reduzidas. A frequência de comutação aqui utilizada foi de 100 Hz. Esse valor deveria ser mais elevado para que o valor médio da tensão dos módulos baixasse menos, neste gráfico o semiconductor está ao corte durante metade do tempo de actuação do regulador, o que leva a que o valor médio da tensão de saída quando há regulação seja cerca de metade da tensão dos módulos sem regulação. Os valores experimentais indicam que neste caso o valor mínimo da tensão, com uma queda de tensão de 0.5 V face à tensão máxima, ocorreu em torno dos 102 s.

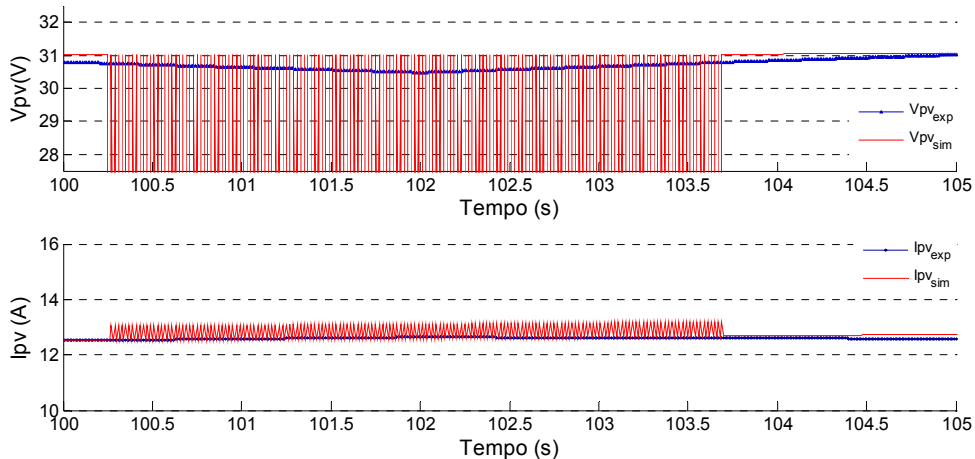


Fig. 6.9 – Pormenor do efeito da actuação do regulador de carga fotovoltaico em  $V_{pv}$  e  $I_{pv}$

O efeito da regulação sobre a potência produzida encontra-se na Fig. 6.10, onde para além das zonas de corte do regulador se pode observar que a potência fotovoltaica simulada é superior à medida experimentalmente durante a maior parte do tempo, com uma diferença média de cerca de 20 W. Esta diferença é mais notória na potência, porque as diferenças entre valores medidos e simulados da tensão e corrente do módulo são multiplicadas. Também neste caso os valores experimentais são valores médios, pelo que não se pode observar directamente a actuação do regulador de carga. Esta actuação é notória se for feita a comparação entre o gráfico da irradiância da Fig. 6.6 e o gráfico da potência da Fig. 6.10, notando-se que o gráfico da potência tem mais oscilações que o da irradiância, e as oscilações que não têm correspondência com as da irradiância, são devidas à actuação do regulador. Nesta comparação, o efeito da temperatura sobre a potência pode ser desprezado porque durante o período considerado esta grandeza tem uma variação máxima de 1 °C.

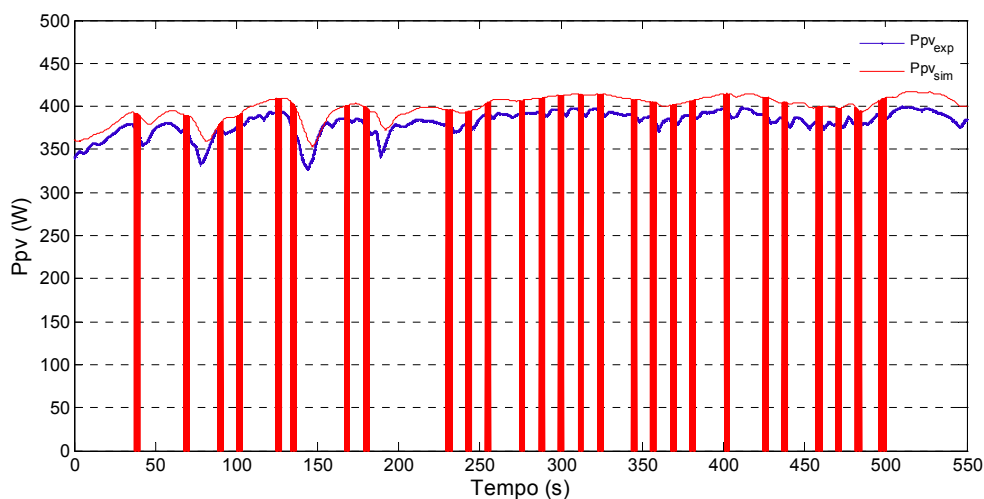


Fig. 6.10 – Comparação entre a potência medida e simulada

A comparação dos resultados deste modelo com valores medidos experimentalmente indica que o modelo é capaz de representar o funcionamento real do regulador fotovoltaico, embora sobredimensione a potência produzida. Este facto reflecte-se também no aumento da diferença entre a tensão da bateria medida e simulada ao longo do tempo, porque o modelo calcula uma potência superior à realmente entregue à bateria.

### 6.3 Modelo do Aerogerador de Velocidade Variável

Nesta parte do trabalho pretende-se modelar um aerogerador com gerador síncrono de ímanes permanentes, de acordo com equipamento existente no sistema de teste. No modelo detalhado do aerogerador são implementadas as equações do item 3.6.1 que descrevem o gerador de ímanes permanentes. Ligado ao aerogerador encontra-se o regulador de carga eólico, com um primeiro passo de rectificação através de um rectificador por ponte de díodos, e um segundo passo de regulação de tensão para a ligação à bateria, através de um conversor c:c./c.c. abaixador. O aerogerador produz energia em corrente alternada e por isso é necessária a rectificação para a ligação ao restante sistema que está ligado a um barramento c.c. e posterior ajuste dos níveis de tensão para ligação à bateria.

O aerogerador está integrado num sistema autónomo, não se sabendo à partida a tensão aos seus terminais, as tensões simples do aerogerador trifásico têm que ser estimadas. Uma das formas para estimar a tensão do aerogerador é encontrar uma curva experimental para a impedância equivalente da carga aos terminais do aerogerador, em função da velocidade angular do rotor.

Uma outra forma, a adoptada neste trabalho, consiste num ajuste experimental da variação da amplitude da tensão de fase do aerogerador com a velocidade angular do rotor. A partir da velocidade angular de rotação, determina-se a tensão das fases do aerogerador, sendo então possível utilizar as equações para o gerador de ímanes permanentes, para o veio de ligação entre o gerador e o rotor, e para a parte mecânica do aerogerador. Desta forma determinam-se as correntes produzidas pelo aerogerador e consequentemente as potências à sua saída.

### 6.3.1 Modelo do Aerogerador

Neste modelo e para que se pudesse avaliar a energia mecânica captada pela turbina a partir dos valores de velocidade de vento incidente, tentou fazer-se o ajuste da função do coeficiente de potência (Eq. 3.23) aos dados do fabricante do aerogerador, para a determinação dos seus coeficientes, obtendo-se  $c_1'=0.98$ ,  $c_2'=150.64$ ,  $c_6'=13.51$ ,  $c_7'=20.72$  e  $c_9'=0.012$ , mas por se ter quase tantos parâmetros a determinar, como pontos de ajuste, o ajuste conseguido, e mostrado na Fig. 6.11, não apresentou um intervalo de confiança aceitável.

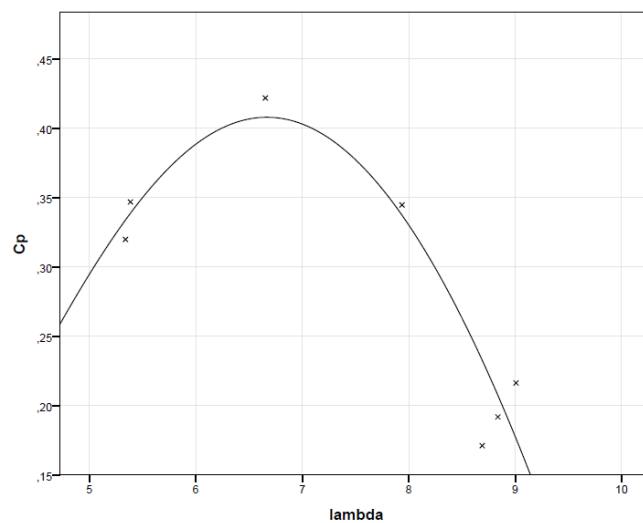


Fig. 6.11 – Ajuste da função para o coeficiente de potência do aerogerador,  $C_p(\lambda)$

Para contornar esse problema, foi utilizada uma curva de rendimento aerodinâmico experimental para o aerogerador Aircraft 750, obtida através de dados experimentais cedidos pelo fabricante (ver Anexo 10.5) e considerando 99% de rendimento na transmissão mecânica do rotor para o gerador, 97% na conversão de energia mecânica em energia eléctrica no gerador e 98% na rectificação e regulação de carga da bateria de acumuladores. A curva de rendimento aerodinâmico obtida encontra-se na Fig. 6.12.

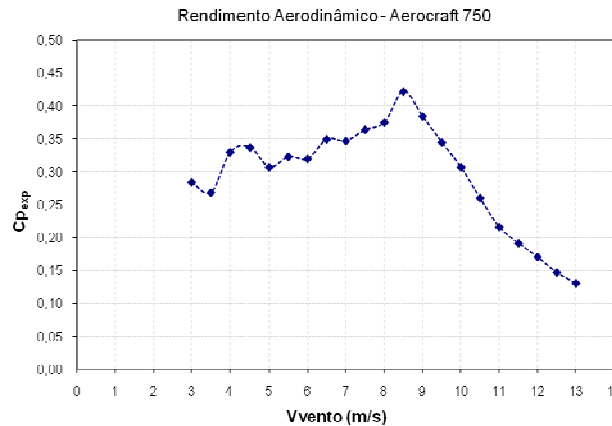


Fig. 6.12 – Curva experimental de Cp em função da velocidade do vento

Para implementar o modelo do aerogerador é também necessário efectuar uma estimativa do valor do momento de inércia conjunto do rotor, do veio e do gerador do aerogerador, para que se possa utilizar a equação de oscilação do item 3.3.3.

O momento de inércia  $J$  de um corpo pode ser calculado através da expressão (6.2), onde  $r_i$  é a distância radial do eixo de inércia à partícula de massa  $m_i$ , e o somatório é feito para todas as partículas do corpo.

$$J = \sum m_i r_i^2 \quad (6.2)$$

Para o cálculo aproximado do momento de inércia do rotor de uma turbina eólica, pode assumir-se que cada pá tem a sua massa num ponto médio a cerca de 1/3 do raio [91]. O momento de inércia total para o rotor de uma turbina eólica,  $J_t$ , é então dado pela Eq. 6.3, onde  $m_p$  é a massa de 1 pá e  $m_r$  é a massa de todo o rotor incluindo as pás e  $R_{pá}$  é o raio da pá.

$$J_t = 3m_p \left( \frac{R_{pá}}{3} \right)^2 = \frac{1}{9} m_r R_{pá}^2 \quad (6.3)$$

No caso do aerogerador do sistema de teste, cada pá tem aproximadamente 1.2 kg de massa, o que corresponde a  $J_t = 0.576 \text{ kgm}^2$ . À inércia do rotor terá que se acrescentar também a inércia do rotor do gerador de ímanes permanentes. Este gerador tem 26 kg de massa e cujas dimensões são 227 mm de largura por 140 mm de altura. O momento de inércia de um cilindro de massa  $m_c$ , raio  $r_c$  e altura  $A$  (qualquer) é dado pela seguinte expressão:

$$J_c = \frac{1}{2} m_c r_c^2 \quad (6.4)$$

Através da Eq. 6.4 pode calcular-se o momento de inércia aproximado do gerador,  $J_g$ , obtendo-se  $0.167 \text{ kgm}^2$ . A soma destes dois momentos de inércia prefaz  $0.743 \text{ kgm}^2$ . Ao



A comparação dos resultados do modelo do aerogerador com valores medidos no sistema real só pode ser feita quando este está associado ao rectificador de díodos e ao conversor redutor de tensão, porque o funcionamento do aerogerador irá estar dependente da impedância da carga ligada aos seus terminais. Em seguida são introduzidos os modelos desses componentes em falta.

### 6.3.2 Modelo do Rectificador Trifásico por Ponte Completa de Díodos

Este rectificador está ligado ao aerogerador e é necessário para que se possa fazer a ligação entre a produção eólica, feita em corrente alternada, e o regulador de carga eólico e posteriormente da bateria. O circuito equivalente e as equações do rectificador por ponte de díodos foram apresentadas no item 4.2.3.

Na Fig. 6.15 mostra-se o modelo implementado em Simulink para este equipamento, de acordo com o modelo teórico indicado no item 4.2.3.

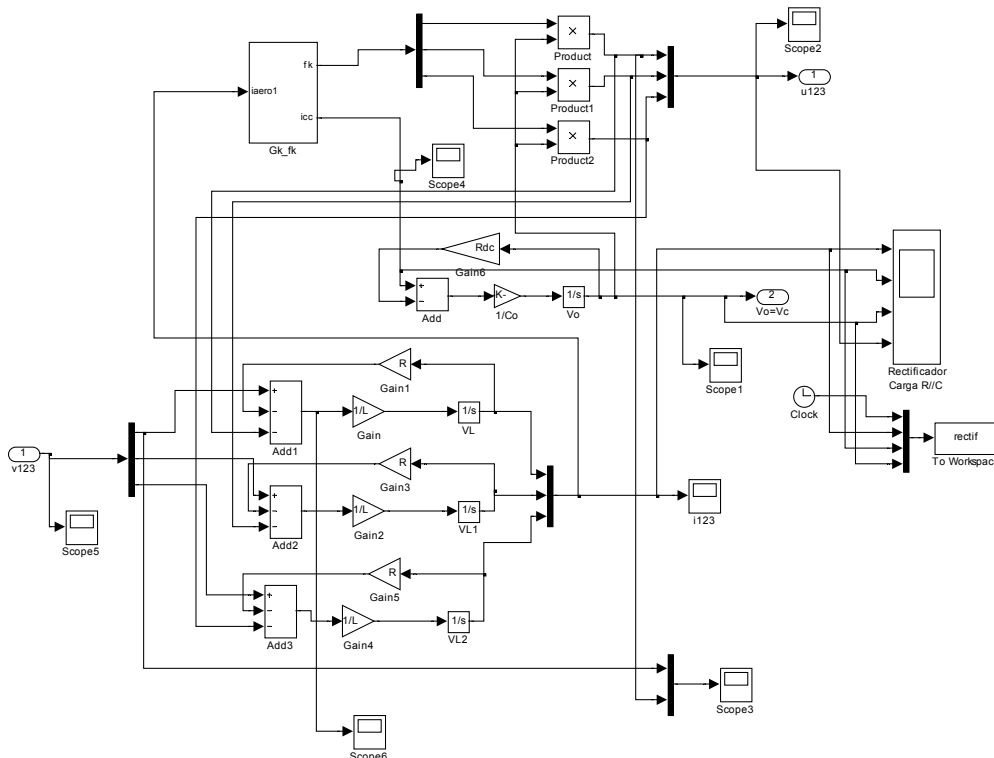


Fig. 6.15 – Modelo do Rectificador a díodos com carga RC

Na simulação do rectificador trifásico utilizou-se uma fonte de tensão com uma tensão eficaz de 230 V a 50 Hz e como impedância dessa fonte, a indutância  $L_f = 0.002$  H e a resistência  $R_f = 0.05 \Omega$ . Para o circuito contínuo à saída do rectificador utilizaram-se  $R_o = 0.023 \Omega$  e  $C_o = 1.1e-3$  F. Os resultados dessa simulação encontram-se na Fig. 6.16, onde

no gráfico superior se mostra a corrente de entrada de uma das fases, no gráfico intermédio se mostra a corrente contínua de saída que atravessa a resistência  $R_o$  e no gráfico inferior se encontra a tensão contínua de saída.

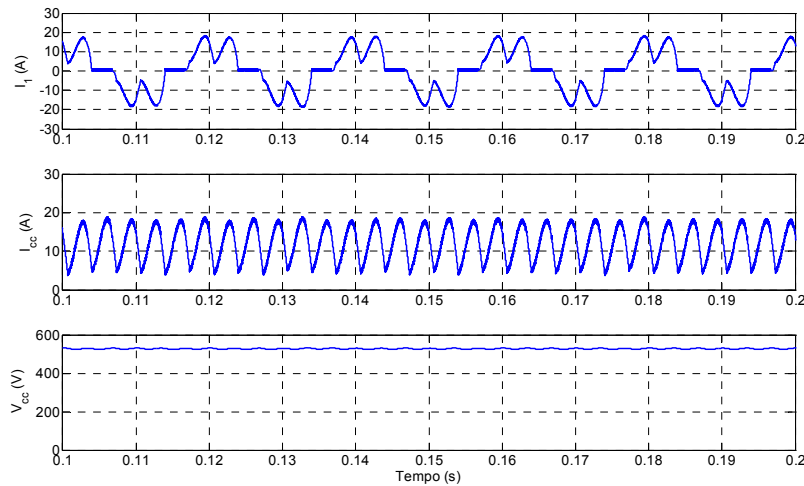


Fig. 6.16 – Formas de onda do rectificador a díodos com carga RC

Estes resultados estão de acordo com as formas de onda esperadas para a corrente alternada, e para a corrente e tensão à saída do rectificador [83].

A utilização deste modelo no modelo do gerador de ímãs permanentes com regulador de carga leva a que na entrada do rectificador se acrescentem três semicondutores comandados em paralelo com cada uma das fases do gerador e ligados entre si, que são utilizados para a travagem do aerogerador através do curto-circuito das três fases do gerador quando a tensão da bateria ultrapassa o valor de referência.

### 6.3.3 Modelo do Conversor Redutor de Tensão

Este modelo consiste num conversor c.c./c.c. do tipo redutor e é utilizado porque a tensão contínua à saída do rectificador descrito anteriormente é superior à tensão nominal da bateria e por isso tem que ser regulada, para que pertença ao intervalo de funcionamento da bateria,  $V_{bat} \in [22.8 \text{ V}, 31 \text{ V}]$ . O circuito equivalente e as equações do conversor c.c./c.c. redutor foram apresentadas no item 4.2.2.

Os elementos utilizados na simulação para o conversor abaixador são os seguintes,  $L = 1.57e-4 \text{ H}$ ,  $C_o = 6.25e-6 \text{ F}$  e  $R_o = 2 \text{ } \Omega$ , e o modelo correspondente encontra-se na Fig. 6.17.

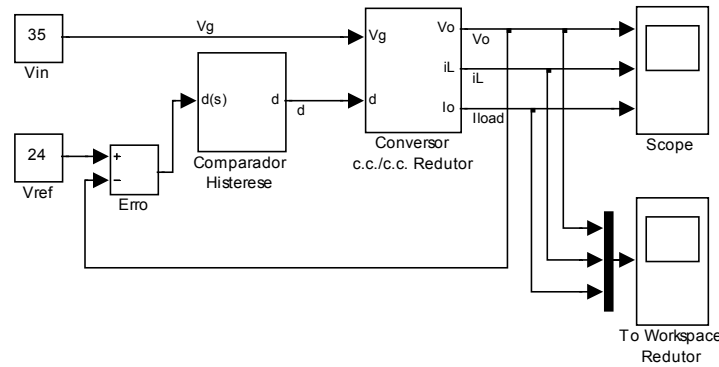


Fig. 6.17 – **Conversor c.c./c.c. redutor**

Na Fig. 6.18 mostra-se o pormenor do subsistema de cálculo da tensão e corrente de saída do conversor a partir da tensão de entrada e do sinal de comando.

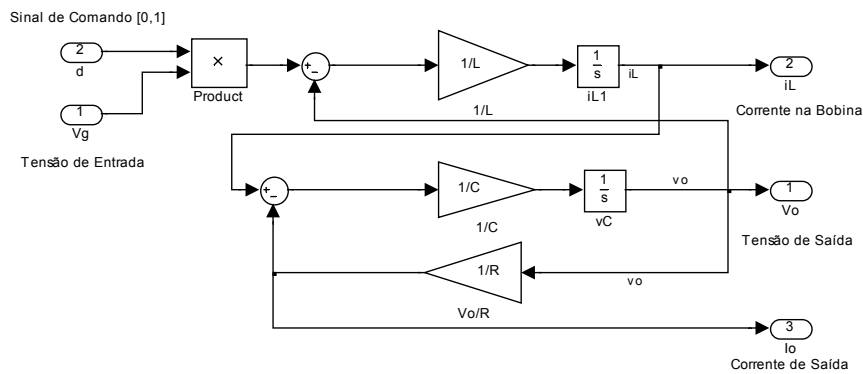


Fig. 6.18 – **Pormenor do conversor c.c./c.c. redutor utilizado no regulador**

A Fig. 6.19 mostra os resultados obtidos através deste modelo para uma tensão de entrada de 35 V e uma tensão de referência de 24 V. No gráfico superior encontra-se a tensão contínua regulada, que se mantém em torno dos 24 V, com uma amplitude de oscilação de 0.1 V. No gráfico intermédio mostra-se a corrente na bobina do conversor e no gráfico inferior mostra-se a corrente contínua à saída do conversor, que tem uma amplitude de oscilação de 0.04 A.

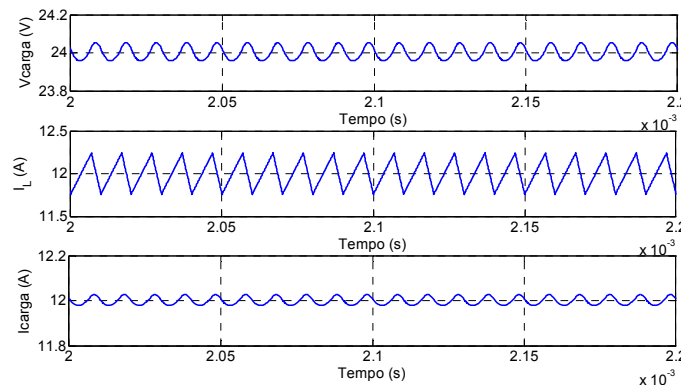


Fig. 6.19 – **Tensão à saída, corrente na bobine e corrente à saída – conversor redutor**

Os resultados deste modelo mostram formas de onda para a tensão e corrente na carga e para a corrente na bobina que estão de acordo com as formas de onda que se esperam para um conversor redutor [90].

### 6.3.4 Modelo do Regulador de Carga Eólico

Neste regulador, para além do passo de rectificação através do modelo do rectificador a díodos, é necessário efectuar um passo de regulação da tensão para que se possa fazer a ligação à bateria. Na Fig. 6.20 encontra-se o modelo do regulador de carga eólico implementado em Simulink, onde se adaptou o modelo do conversor redutor descrito anteriormente e se acrescentou o algoritmo que determina o sinal de comando utilizado para limitar a produção eólica. Esta limitação ocorre quando a tensão de referência da bateria é ultrapassada e é feita através da entrada à condução dos três semicondutores comandados colocados à entrada do rectificador trifásico. Estes semicondutores podem ainda ser accionados quando houver necessidade de travar a máquina para manutenção (função *brake on* do regulador de carga).

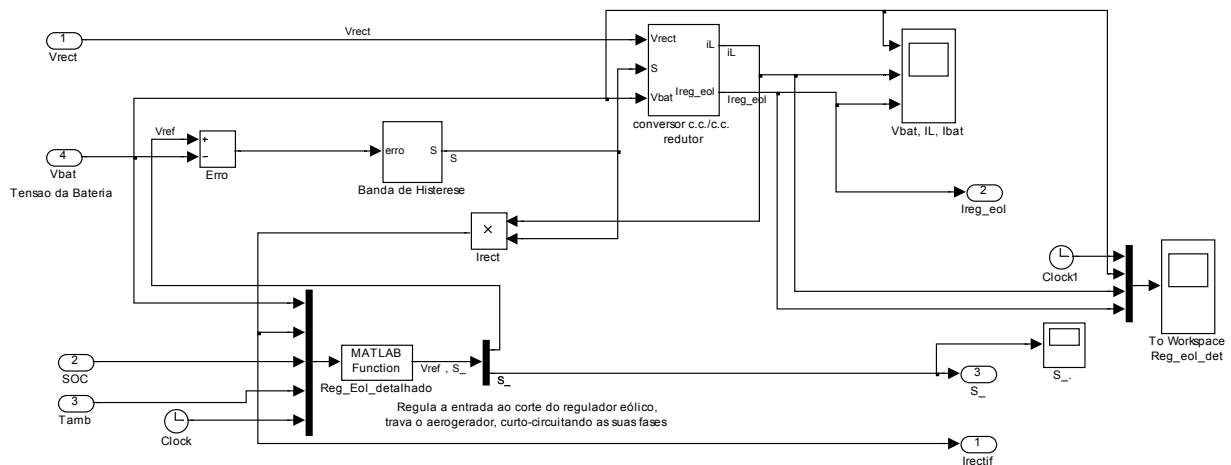


Fig. 6.20 – Modelo do regulador de carga eólico – conversor redutor e algoritmo de regulação

O algoritmo de regulação de carga foi implementado numa função em Matlab que é chamada pelo bloco “Reg\_Eol\_detalhado” e o seu código encontra-se no Anexo 10.12.

Tal como se referiu anteriormente, o modelo do conversor redutor teve que ser adaptado para que pudesse ser integrado no modelo do regulador eólico. O pormenor do subsistema com essa modificação encontra-se na Fig. 6.21.

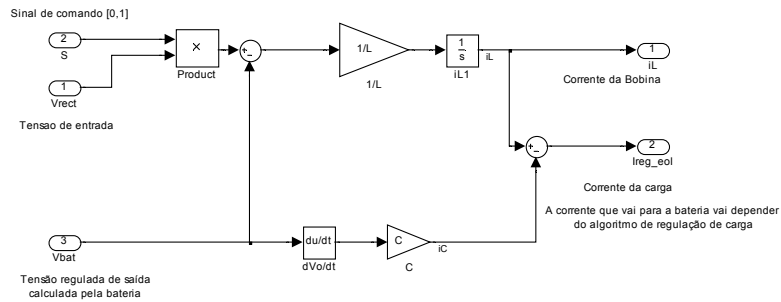


Fig. 6.21 – Pormenor do conversor c.c./c.c. redutor utilizado no regulador eólico

Ao modelo anterior do conversor redutor retirou-se a resistência em paralelo com o condensador, que nesse caso era utilizada como carga, sendo aqui substituída pela bateria.

Os modelos de cada um dos componentes do sub-sistema aerogerador + retificador + conversor redutor de tensão foram aqui descritos, ficando a faltar a sua implementação conjunta para que se possa validar o modelo completo deste sub-sistema.

### 6.4 Inversor Monofásico para Sistemas Autónomos

De acordo com o descrito no item 4.2.4, foi implementado em Simulink o modelo de um inversor com controlo de tensão por histerese. O modelo geral encontra-se representado na Fig. 6.14 e o pormenor do subsistema onde se implementam as equações do inversor encontra-se na Fig. 6.15.

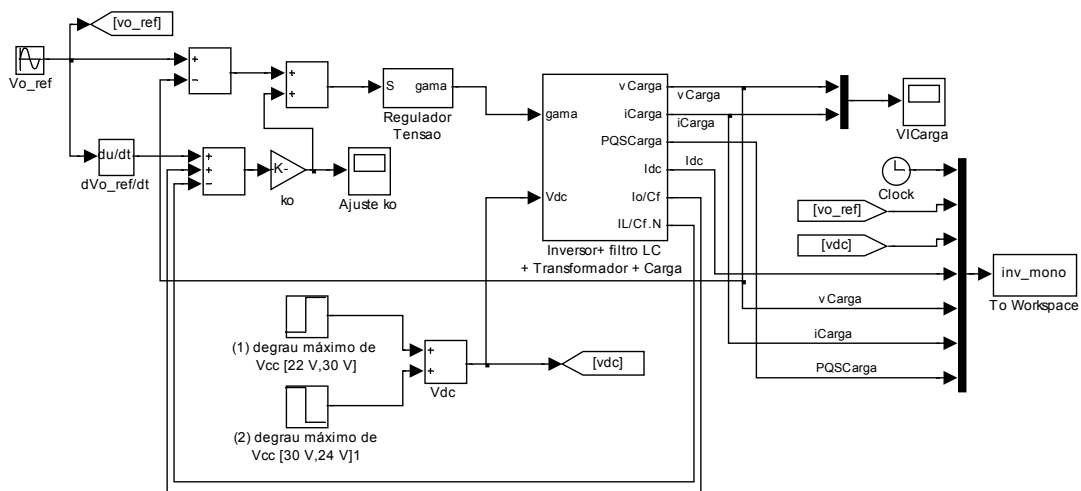


Fig. 6.22 – Modelo em simulink para o inversor monofásico

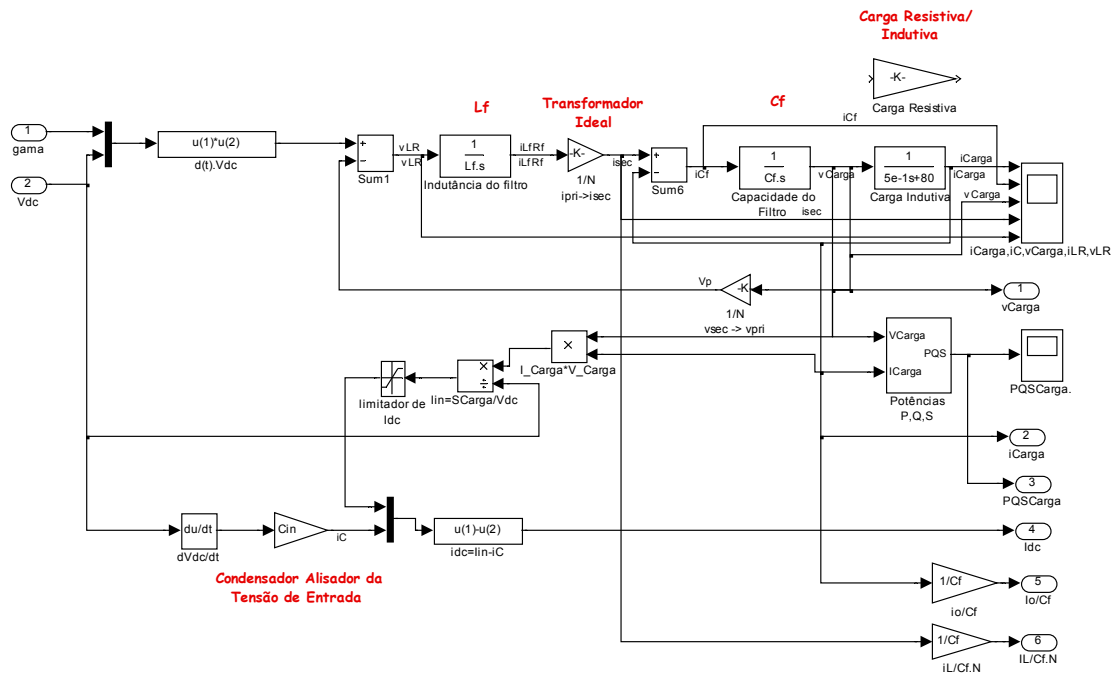


Fig. 6.23 – Pormenor do subsistema Inversor + Filtro + Transformador + Condensador // Carga

Para este modelo do inversor simplificou-se a representação do transformador, usando apenas a sua relação de transformação entre o primário e o secundário,  $1:N$ , ou seja, considerando que o transformador é ideal. O transformador é utilizado para a elevação da tensão de cerca de 24 V (à entrada) para 325.27 V (à saída). A razão de transformação utilizada na simulação é  $N = 18$ . Foi também feita a limitação da corrente do lado contínuo,  $I_{dc}$ , a 37.5 A, para estar de acordo com o que foi observado nos ensaios ao inversor do sistema de teste.

Na entrada do modelo considerou-se que a tensão contínua variava com o degrau máximo de tensão de 22 V para 30 V (tensões de funcionamento da bateria), para averiguar o comportamento do modelo. Os parâmetros do modelo do inversor são para o filtro de saída  $L_f=2e-5$  H e  $C_f=7.5e-6$  F, para o alisamento de tensão à entrada  $C_{in}=1e-6$  F, e o parâmetro da superfície de deslizamento para o controlo por banda de histerese da tensão  $k_o=5e-5$ .

Para uma carga resistiva  $R_{carga}=115 \Omega$ , e para a tensão contínua de entrada mostrada no gráfico superior da Fig. 6.24 (a), mostram-se as formas de onda para a corrente de entrada no inversor (gráfico inferior da Fig. 6.24 (a)), e para a tensão (gráfico superior da Fig. 6.24 (b)) e corrente (gráfico inferior da Fig. 6.24 (b)) à saída do inversor.

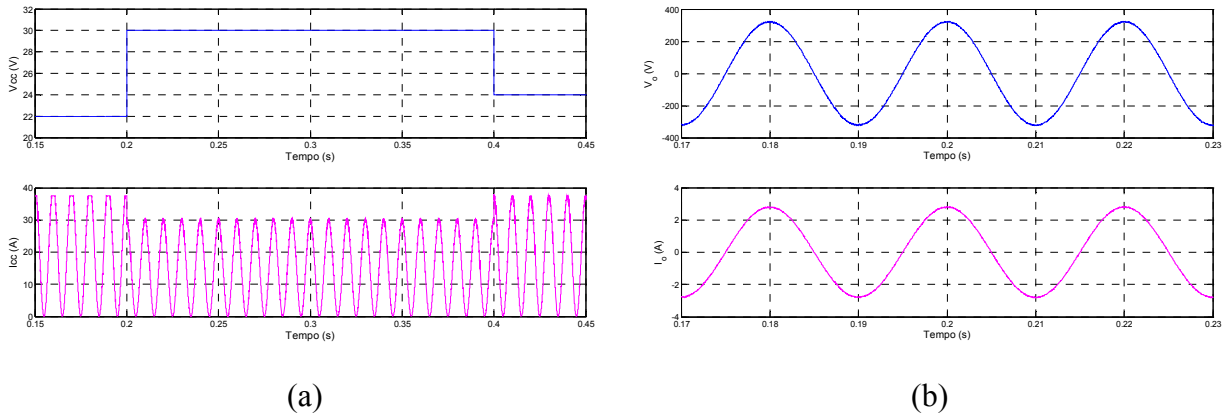


Fig. 6.24 – Tensão e corrente à entrada (a) e à saída (b) do inversor – carga resistiva

A análise do conteúdo harmônico da tensão e corrente do inversor para uma carga resistiva é mostrada na Fig. 6.29, a taxa de distorção harmônica total para essas duas grandezas é de 0.74%. O valor da amplitude da harmônica fundamental da tensão é 322.2 V, valor inferior ao da amplitude da tensão de referência que é 325.27 V. No item 5.1.5 analisou-se o conteúdo harmônico da tensão do inversor do sistema de teste, e para uma carga resistiva com uma potência activa de 622 W, a amplitude da harmônica fundamental da tensão de saída do inversor foi 323.9 V, e  $THD_V=1.44\%$ . O que quer dizer que também no inversor do sistema de teste a amplitude da harmônica fundamental da tensão é inferior à da tensão de referência e que a sua taxa de distorção harmônica total é quase o dobro da encontrada para a tensão de saída do inversor modelado.

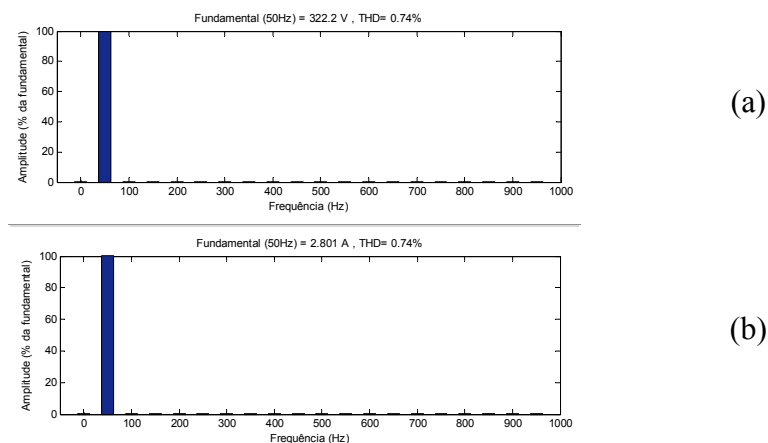


Fig. 6.25 – Espectro Harmônico da tensão e corrente do inversor - carga resistiva

Na Fig. 6.26 mostra-se a potência aparente, activa e reactiva da carga para o modelo do inversor. Neste caso a potência aparente é igual à potência activa, cujo valor é 450 W. A potência deformante é desprezável porque o filtro à saída do inversor elimina a maior parte da distorção.

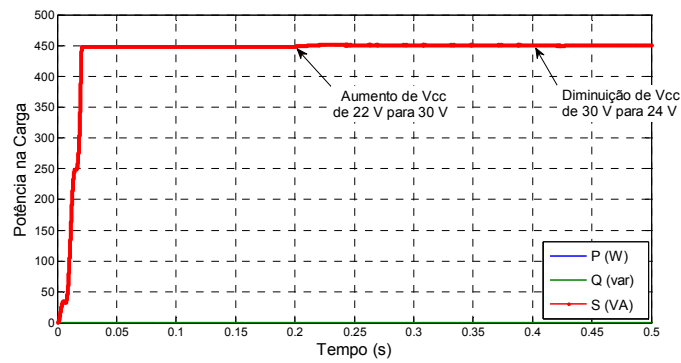
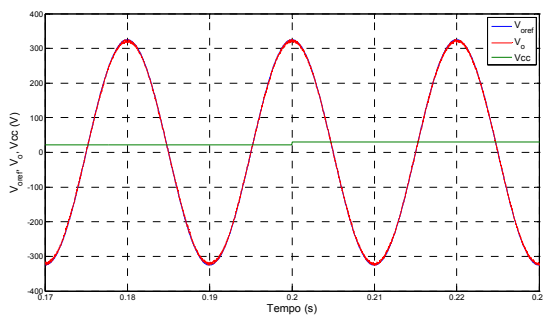
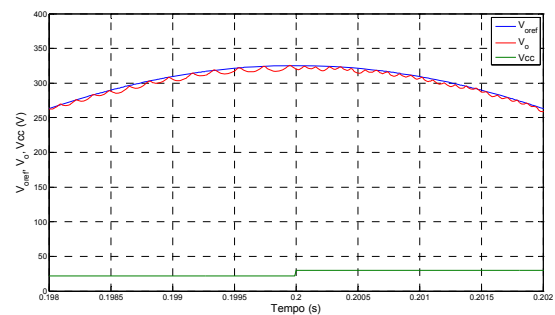


Fig. 6.26 – Potência aparente, activa e reactiva da carga – carga resistiva

Para que se possa averiguar o bom funcionamento do método de controlo da tensão, mostra-se na Fig. 6.27 a comparação entre a tensão de saída de referência  $V_{ref}$ , a tensão de saída  $V_o$  e a tensão de entrada  $V_{cc}$  que é elevada no instante  $t=0.2$  s de 22 V para 30 V.



(a)



(b)

Fig. 6.27 – Comparação entre a tensão de referência e a tensão de saída do inversor – carga resistiva

Pode observar-se através dos resultados da figura anterior que a tensão de saída do inversor segue a tensão de referência, que no caso de um inversor autónomo é gerada pelo próprio inversor. A flutuação máxima da tensão de saída do inversor em torno do valor de referência é de cerca de 10 V.

Para uma carga com componente indutiva ( $L_{carga}$  em série com  $R_{carga}$ ) onde  $R_{carga}=80 \Omega$  e  $L_{carga}= 5e-1$  H e mantendo-se a tensão contínua de entrada mostrada no gráfico superior da Fig. 6.24 (a), mostram-se as formas de onda para a tensão (gráfico superior da Fig. 6.28(b)) e corrente (gráfico inferior da Fig. 6.28 (a)) à saída do inversor.

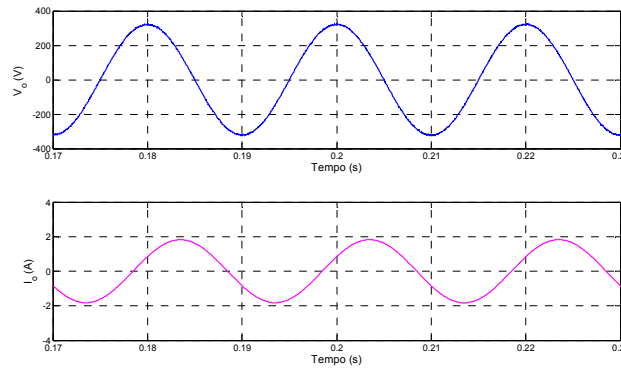


Fig. 6.28 – Tensão e corrente à entrada (a) e à saída (b) do inversor

O conteúdo harmónico da tensão e corrente do inversor para uma carga com componente indutiva é mostrada na Fig. 6.29, a taxa de distorção harmónica total para a tensão é 0.77%, ligeiramente superior à  $THD_V=0.74\%$  obtida para a carga resistiva. O valor da amplitude da harmónica fundamental da tensão é 322.1 V, também neste caso se tem um valor inferior ao da amplitude da tensão de referência que é 325.27 V. Comparando novamente os resultados obtidos através da simulação, com os medidos no inversor do sistema de teste (item 5.1.5), para uma carga não puramente resistiva, com 342 var de potência reactiva, a amplitude da harmónica fundamental da tensão de saída do inversor foi 323.2 V, e  $THD_V=2.07\%$ . Também neste caso a amplitude da harmónica fundamental da tensão é inferior à da tensão de referência e a sua taxa de distorção harmónica total é quase o triplo da encontrada para a tensão de saída do inversor modelado.

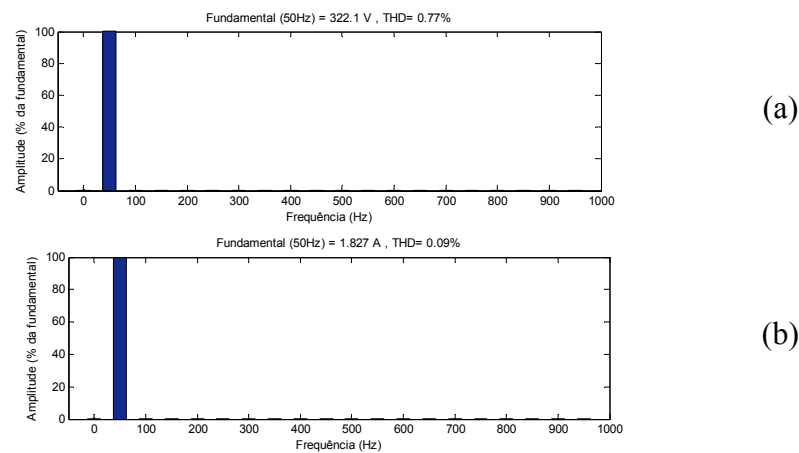


Fig. 6.29 – Espectro Harmónico da tensão e corrente do inversor - carga resistiva

A Fig. 6.30 mostra a potência aparente, activa e reactiva da carga, tendo-se  $S = 390 \text{ VA}$ ,  $P = 130 \text{ W}$  e  $Q = 265 \text{ var}$ .

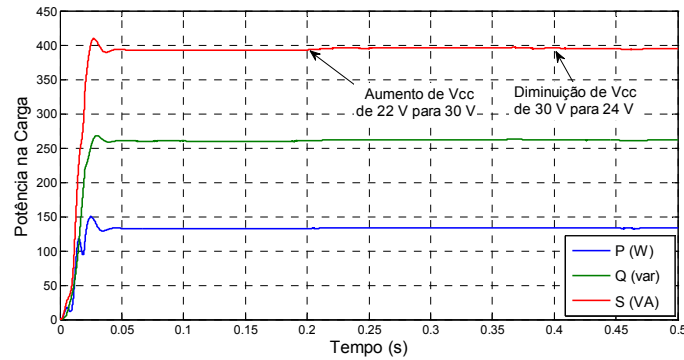


Fig. 6.30 – Potência aparente, activa e reactiva da carga

Para que se possa averiguar o bom funcionamento do método de controlo da tensão também para este tipo de carga, mostra-se na Fig. 6.31 a comparação entre a tensão de saída de referência  $V_{ref}$ , a tensão de saída  $V_o$  e a tensão de entrada  $V_{cc}$ .

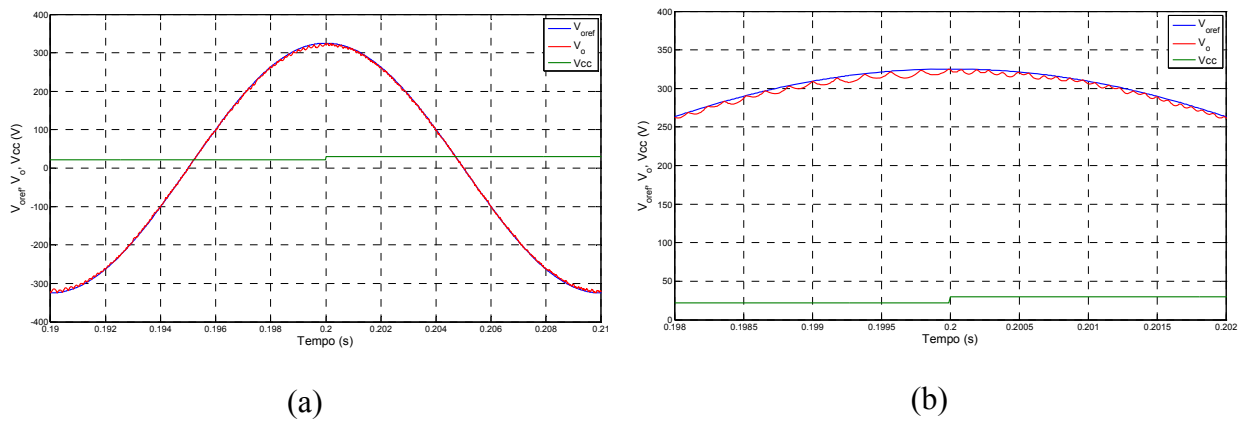


Fig. 6.31 – Comparação entre a tensão de referência e a tensão de saída do inversor

Tal como para a carga resistiva, pode observar-se através da Fig. 6.31 que a tensão de saída do inversor segue a tensão de referência. A flutuação máxima da tensão de saída do inversor em torno do valor de referência é também para esta carga aproximadamente 10 V. Para que se possa comparar a resposta do controlo da tensão de saída para a carga resistiva,  $V_{oResist}$ , e para a carga reactiva,  $V_{oIndut}$ , mostra-se na Fig. 6.32 o pormenor da tensão de saída do inversor para cada uma dessas cargas.

A partir da análise dessa figura é possível concluir que a tensão de saída do inversor é muito semelhante para os dois tipos de carga, sendo difícil discernir para qual das cargas há uma maior amplitude de oscilação em torno da tensão de referência.

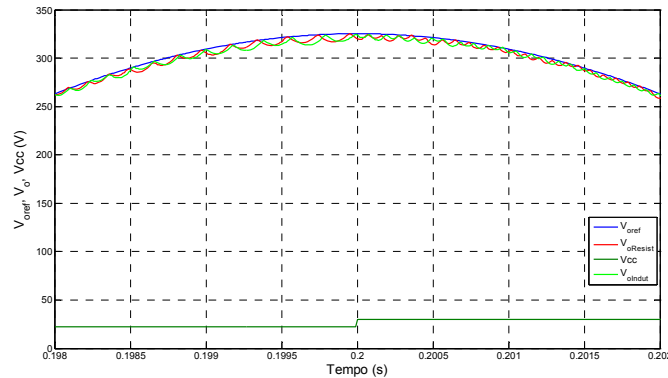


Fig. 6.32 – Comparação da tensão de saída do inversor para uma carga resistiva e indutiva

Os ensaios ao inversor do sistema de teste mostraram que a forma de onda da sua tensão de saída não se deforma com cargas reactivas ou não lineares, o que indica que de alguma forma há uma limitação da corrente interna do inversor. A tensão só é deformada quando se ultrapassa a potência máxima do inversor (1200 W), tal como se viu no item 5.1.5.

## 6.5 Modelo Completo para o Sistema Híbrido Autónomo do INETI

Nesta parte do trabalho são feitas as simulações para o modelo completo do sistema simplificado. Pretende-se com este modelo conseguir descrever o comportamento do sistema completo ao longo do tempo. Para tal é feita a simulação do sistema com dados médios de 10 minutos para um mês, e as grandezas calculadas são comparadas com os valores reais medidos. Dessa comparação poderá aferir-se a validade deste modelo global do sistema.

Como o modelo utiliza dados médios de 10 minutos, não se podem utilizar os modelos de regulação de carga anteriormente descritos, que se baseiam em níveis de tensão, porque se os níveis de tensão máxima para cada um dos reguladores fossem atingidos num determinado passo de cálculo, o modelo assumiria que durante os próximos 10 minutos (passo de cálculo seguinte) esse regulador iria impedir a entrada de toda a energia proveniente do gerador renovável correspondente, o que não corresponde ao funcionamento real do sistema.

Para poder modelar o funcionamento dos reguladores de carga em termos médios, é necessário utilizar o balanço da energia que entra e sai da bateria durante esses 10 minutos, e actuar os reguladores de carga a partir desse balanço. É feito o balanço das correntes, corrente do regulador fotovoltaico,  $I_{pv}$ , corrente do regulador eólico,  $I_{eol}$ , e corrente do inversor,  $I_{inv}$ , para o cálculo da corrente máxima a entregar ao sistema.

O algoritmo utilizado para a regulação da produção limita a corrente máxima produzida pelos sistemas de geração,  $I_{max\_bat}$ , ao valor de corrente que eleva o presente estado de carga da bateria até ao estado de carga máxima (SOC=1), tendo em conta a corrente de gasificação,  $I_{gas}$ , e a corrente que vai para a carga,  $I_{inv}$ . Essa corrente máxima é definida por (6.5).

$$I_{max\_bat} = (1 - SOC) * C_{100} + I_{gas} + I_{inv} \quad (6.5)$$

Se a soma das correntes produzidas,  $I_{renov} = I_{eol} + I_{pv}$ , for superior à corrente máxima permitida, o regulador deixa que seja injectada apenas a corrente máxima permitida, se a soma das correntes produzidas for inferior à corrente máxima permitida, então o regulador permite que toda a corrente produzida seja injectada na bateria.

Havendo limitação na potência da produção, o algoritmo permite que a corrente máxima produzida por cada um dos sistemas de geração seja a percentagem que lhes corresponde face à corrente total que poderia ser produzida, tal como se mostra em (6.6) para o painel fotovoltaico e em (6.7) para o aerogerador.

$$I_{max\_PV} = \frac{I_{PV}}{I_{renov}} I_{max\_bat} \quad (6.6)$$

$$I_{max\_eol} = \frac{I_{eol}}{I_{renov}} I_{max\_bat} \quad (6.7)$$

Nos modelos simplificados para as simulações do comportamento do sistema, o cálculo da potência produzida pelos sistemas de geração fotovoltaico e eólico, utilizou-se o modelo do módulo fotovoltaico descrito em 6.2 e a curva de potência do aerogerador (ver item 5.1.2) fornecida pelo fabricante.

Para o modelo simplificado do inversor considerou-se a curva de rendimento em função da potência da carga da Eq. 4.64, com os parâmetros ajustados a partir do ensaio do inversor de teste. Estes parâmetros encontram-se na Tabela 6.2 e correspondem ao valor médio de  $p_o$  e  $K$  obtidos para o ensaio com cargas resistiva e reactiva.

Tabela 6.2 – Parâmetros utilizados no Modelo de Rendimento do Inversor

$p_o$	$K$
(W)	
9.81	1.77e-4

O esquema do modelo simplificado implementado encontra-se na Fig. 6.33. Os subsistemas a cinzento para os geradores calculam a corrente produzida regulada para o painel

fotovoltaico e para o aerogerador, o subsistema a rosa calcula a tensão e estado de carga da bateria, e o subsistema a verde inclui o modelo do inversor e calcula a corrente pedida pelo inversor e a energia consumida pela carga.

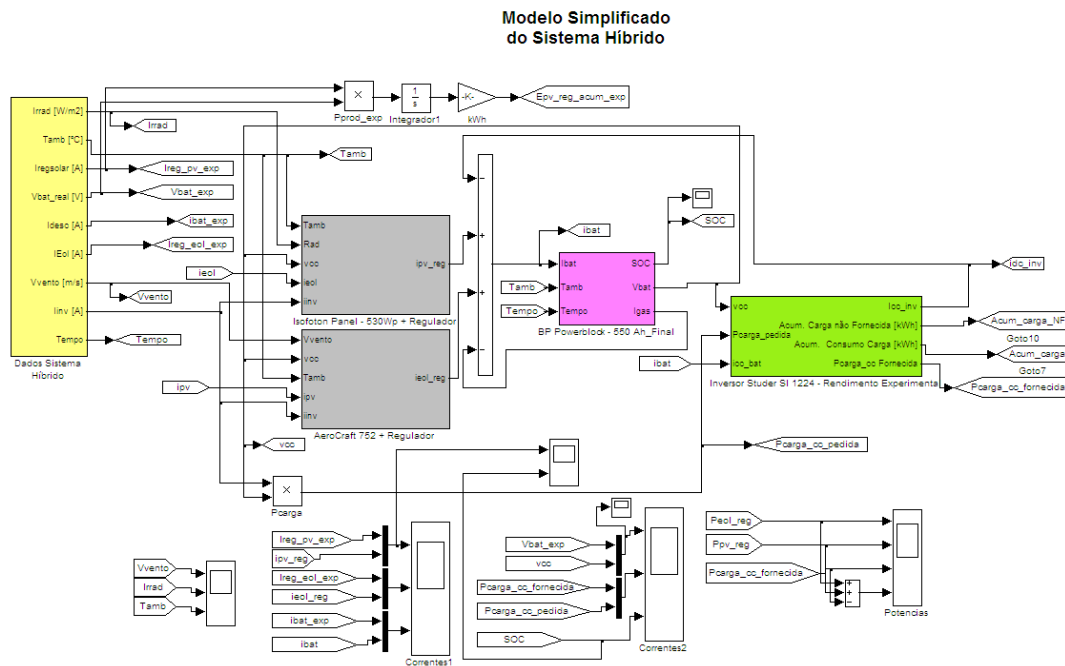


Fig. 6.33 – Modelo Simplificado do sistema

Para a comparação dos resultados experimentais medidos no sistema de teste, com os resultados da simulação, serão utilizados dados de dois meses diferentes, um mês de Inverno em que não houve produção eólica porque o aerogerador foi retirado do sistema (Janeiro de 2008), e um mês de Verão, em que houve produção de energia através do aerogerador e do painel fotovoltaico (Julho de 2007).

### 6.5.1 Simulação com Modelos Simplificados – Mês de Inverno - Produção PV

Antes de se mostrar a comparação entre os resultados da simulação e os valores experimentais para o mês de Janeiro de 2008, começa-se por mostrar nas Fig. 6.34 e Fig. 6.35 os valores de irradiância e temperatura ambiente medidos durante esse mês, porque a produção do painel fotovoltaico (único gerador em funcionamento no sistema durante Janeiro) irá depender dessas duas grandezas, sendo que a temperatura ambiente influencia também os limites de tensão do regulador de carga fotovoltaico.

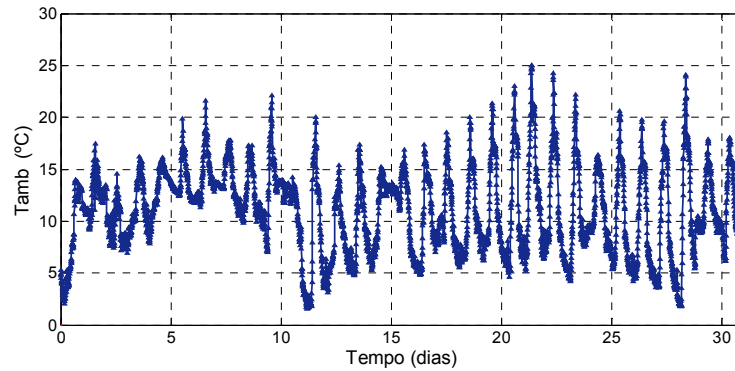


Fig. 6.34 – Temperatura Ambiente em Janeiro de 2008

Durante o mês de Janeiro, a temperatura ambiente oscilou entre um mínimo de 2.5 °C durante a noite do dia 11 e um máximo de 25 °C durante o dia 21 de Janeiro. Quanto à irradiância incidente no plano dos módulos, o mês de Janeiro foi um mês onde na maioria dos dias a irradiância ultrapassou os 800 W/m<sup>2</sup>, havendo apenas dois dias em esta grandeza não tomou valores superiores a 200 W/m<sup>2</sup>.

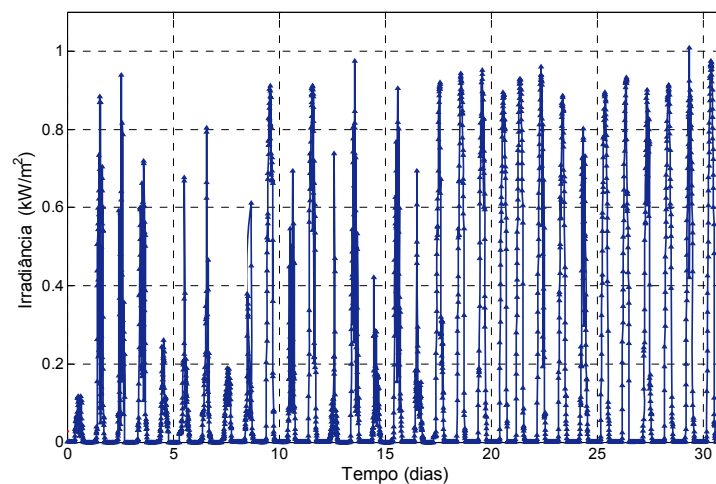


Fig. 6.35 – Irradiância medida em Janeiro de 2008

Em seguida mostram-se os resultados da simulação do modelo do sistema simplificado para o mês de Janeiro de 2008, começando pelo estado de carga da bateria calculado pelo modelo, Fig. 6.36, cuja evolução é necessário conhecer para que se possam discutir os resultados relativos à evolução das correntes e tensões do sistema. O estado de carga da bateria vai descendo até ao dia 10, e a partir desse dia sobe continuamente até que no dia 20 a bateria consegue ficar totalmente carregada. A partir desse dia deverá haver alguma actuação do regulador de carga fotovoltaico nos períodos em que a tensão da bateria ultrapassa os limites da tensão de referência do regime em que se encontra a bateria.

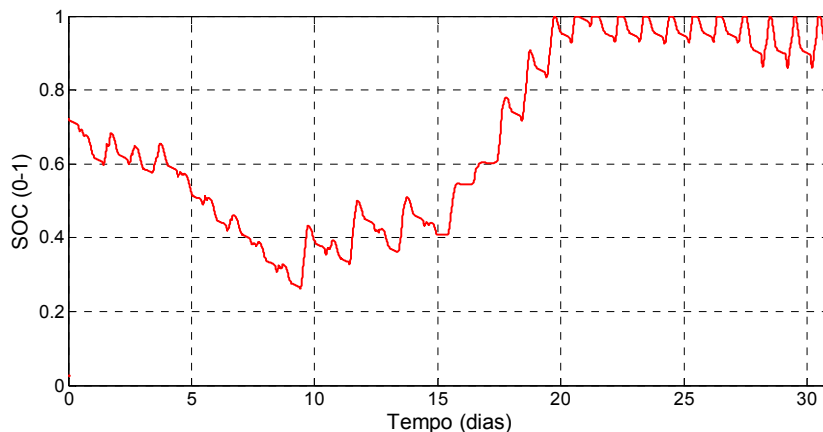


Fig. 6.36 – Evolução do estado de carga da bateria ao longo do mês de Janeiro de 2008

O primeiro gráfico de comparação entre os valores medidos e simulados, Fig. 6.37, é feito para a corrente à saída do regulador fotovoltaico. A corrente fotovoltaica regulada obtida através do modelo segue de forma muito próxima a corrente efectivamente medida no sistema. As maiores diferenças entre os dois conjuntos de valores encontram-se nos picos de produção de corrente, em torno do meio-dia solar. Não se nota a actuação do regulador fotovoltaico na limitação da corrente produzida porque durante todo o mês a temperatura ambiente esteve abaixo dos 25 °C, o que fez com que a tensão de referência subisse acima dos valores indicados pelo fabricante.

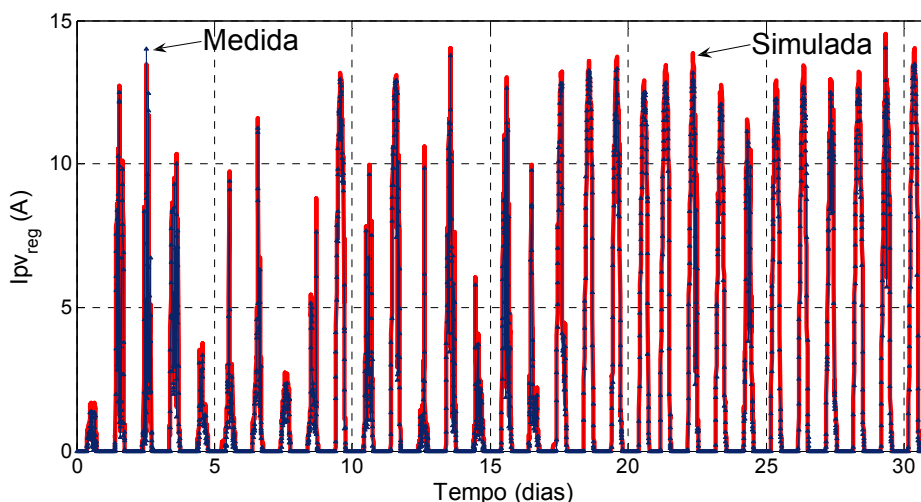


Fig. 6.37 – Corrente proveniente do fotovoltaico após regulação – Janeiro de 2008

Para que se possam observar melhor as diferenças entre o valor medido e simulado para a corrente, amplia-se a escala de tempo entre o dia 2 e o dia 6, obtendo-se a Fig. 6.38. A maior diferença encontra-se no final do dia 2 e toma o valor de 1.5 A.

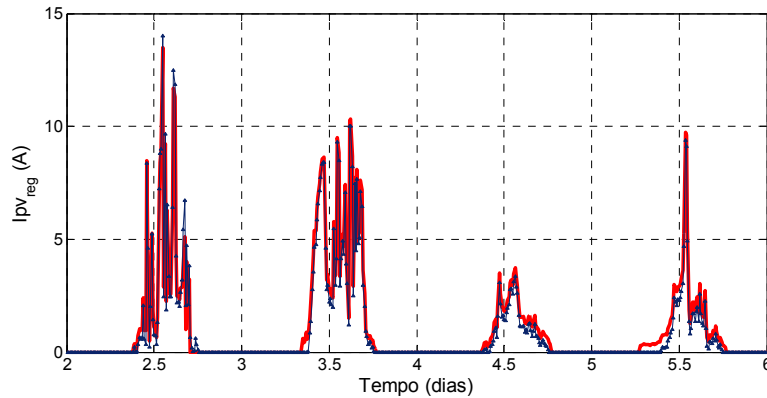


Fig. 6.38 – Pormenor da corrente fotovoltaica regulada – Janeiro de 2008

Quanto à corrente da bateria, terá necessariamente que haver um bom seguimento dos valores simulados face aos experimentais, porque esta grandeza apenas depende da corrente produzida pelo gerador fotovoltaico e da corrente entregue à carga, que neste trabalho não é simulada, usando-se os valores medidos no sistema. As diferenças que se encontram devem-se apenas à diferenças da corrente fotovoltaica regulada. O gráfico para a corrente da bateria encontra-se na Fig. 6.39 podendo observar-se que existe consumo nocturno por parte da carga, que entre o dia 15 e 17 o inversor desligou o consumo da carga e que a partir do dia 27 o consumo sofreu um aumento passando-se de uma corrente máxima de descarga inferior a 5 A, para uma corrente máxima de descarga de 10 A.

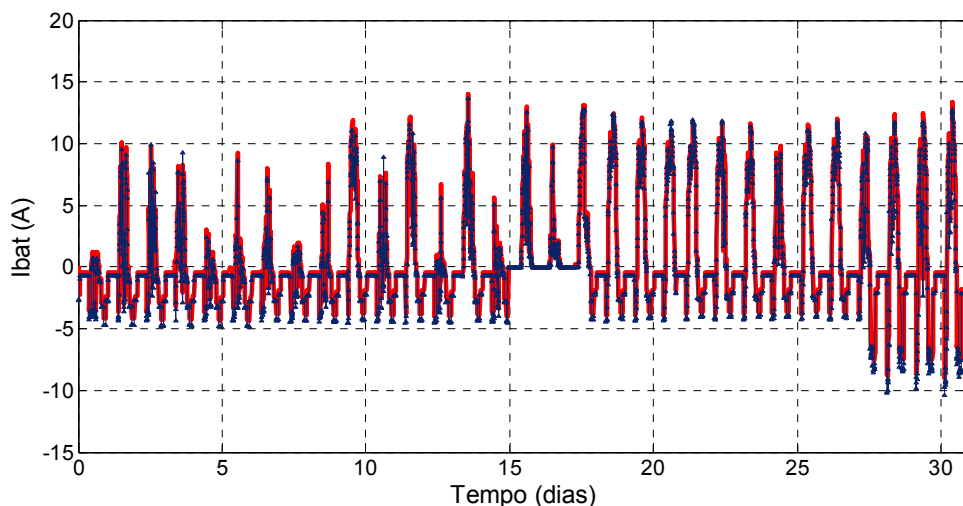


Fig. 6.39 – Corrente da bateria – Janeiro de 2008

É importante mencionar que o inversor do sistema de teste se desliga quando a sua tensão de entrada é inferior a 22.8 V, e que o seu rearme tem que ser manual. O inversor

manteve a carga desligada durante três dias, não porque a tensão da bateria se manteve abaixo do limite mínimo, mas porque foi necessária intervenção humana para o ligar após a falha.

Durante o período em que não houve consumo a tensão da bateria elevou-se, tal como se pode observar na Fig. 6.40, e quando o consumo de energia aumentou, a tensão começou a baixar novamente.

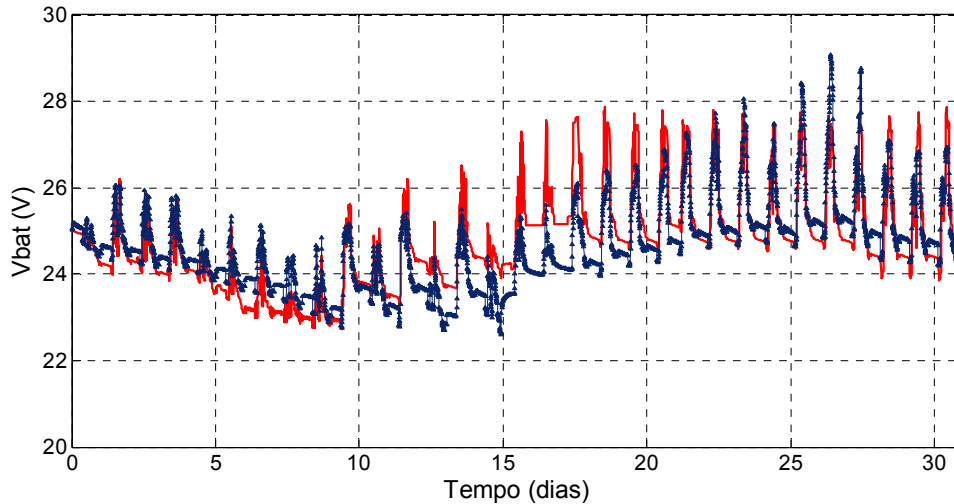


Fig. 6.40 – Tensão da bateria – Janeiro de 2008

Os valores simulados pelo modelo para a tensão da bateria não seguem perfeitamente os valores medidos, havendo diferenças significativas para o período compreendido entre o dia 10 e o dia 20, que chegam a ser de 2 V no dia 16. As maiores diferenças ocorreram nos três dias em que não houve consumo, o modelo calculou um aumento de tensão devido à entrada de energia por parte da produção do gerador fotovoltaico, mas os valores medidos mostram que a tensão da bateria aumentou muito pouco e que durante a noite o seu valor baixou mesmo não havendo consumo. Este resultado leva a crer que há uma acentuada auto-descarga da bateria, devida a um fenómeno interno que não foi contabilizado no modelo utilizado. Deve notar-se que a bateria do sistema de teste estava em 2008 há 7 anos em funcionamento, pelo que a sua degradação pode ser responsável por esta auto-descarga.

No geral, e observando a evolução da tensão da bateria ao longo do mês, é possível ver que apesar destas diferenças, o modelo segue a tendência da tensão experimental da bateria.

Para terminar a comparação entre os valores simulados pelo modelo e os valores experimentais, mostra-se o gráfico da energia acumulada ao longo deste mês na Fig. 6.41. No final do mês, a energia produzida simulada é superior à energia medida em 3.5 kWh, o que indica que o modelo desenvolvido sobredimensiona a energia produzida pelo sistema em 8 %. Através desta figura pode ainda ver-se que durante a primeira metade do mês a carga é

superior ao consumo, o que leva à descarga da bateria, e que estas duas grandezas se vão aproximando até que a tendência se inverta e a bateria comece a ser carregada.

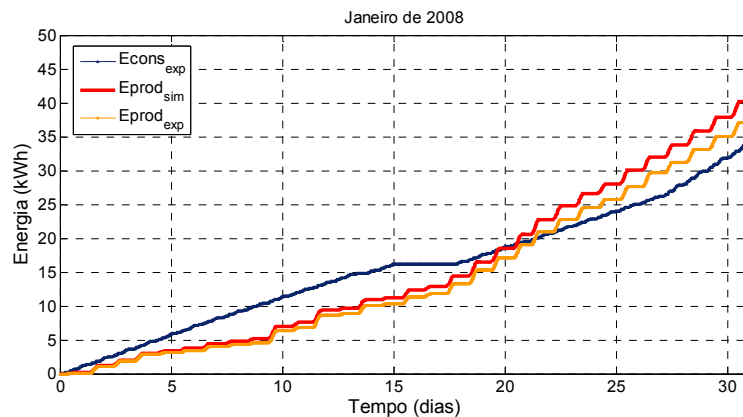


Fig. 6.41 – Comparação da energia produzida simulada e experimental - Janeiro de 2008

Em seguida é feita a análise dos resultados para o mês de Julho de 2007, onde houve produção por parte do sistema de geração eólico e fotovoltaico, sendo possível avaliar a contribuição de cada uma destas fontes de energia no balanço energético do sistema.

### 6.5.2 Simulação com Modelos Simplificados – Mês de Verão - Produção PV e Eólica

Antes que se possa mostrar qualquer resultado é necessário mostrar os valores de temperatura ambiente, irradiância e velocidade de vento que ocorreram durante esse mês. A Fig. 6.42 mostra a temperatura ambiente, que durante parte dos dias do mês ultrapassa os 25 °C, temperatura de referência utilizada no cálculo das tensões de referência dos reguladores de carga eólico e fotovoltaico.

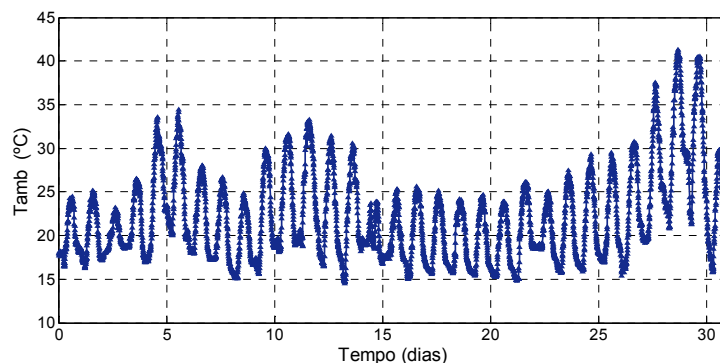


Fig. 6.42 – Temperatura Ambiente no mês de Julho de 2007

Os valores de irradiância encontram-se na Fig. 6.43 e constata-se que durante quase todo o mês a irradiância máxima medida se encontra entre os 800 W/m<sup>2</sup> e os 1000 W/m<sup>2</sup>, sendo este um mês com um recurso abundante para a produção fotovoltaica.

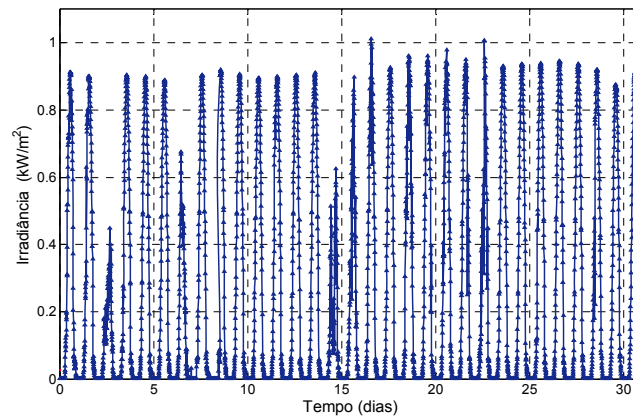


Fig. 6.43 – Irradiância medida em Julho de 2007

Relativamente à velocidade do vento, cujos valores se encontram na Fig. 6.44, é possível ver que ao longo deste mês apenas no dia 8 se atingiram velocidades de vento da ordem dos 9 m/s, que é a velocidade nominal do aerogerador instalado no sistema de teste.

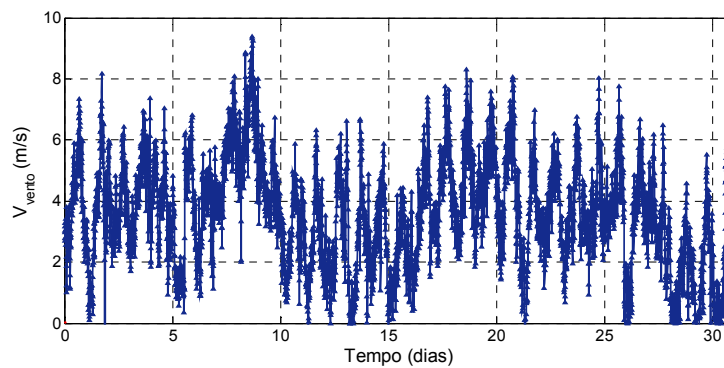


Fig. 6.44 – Velocidade do vento em Julho de 2007

O estado de carga da bateria calculado através do modelo é mostrado na Fig. 6.45, durante a maior parte do mês a bateria atinge o seu estado de carga máximo diariamente, o que implica que deverão haver cortes na produção. Isto irá permitir avaliar se o método de balanço de energia do sistema, utilizado no modelo para a regulação da produção conduz a resultados semelhantes aos medidos experimentalmente.

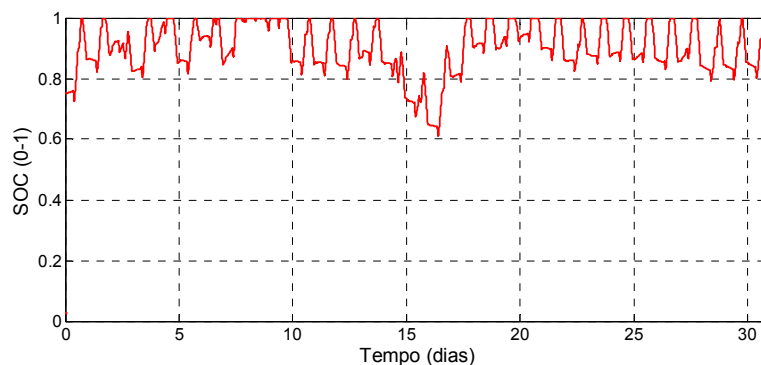


Fig. 6.45 – Evolução do estado de carga da bateria ao longo de Julho de 2007

Na Fig. 6.45 mostra-se a corrente à saída do regulador de carga fotovoltaico para todo o mês, e na Fig. 6.47 mostra-se o pormenor para o período compreendido entre o dia 5 e 15, onde se consegue observar a actuação do regulador de carga.

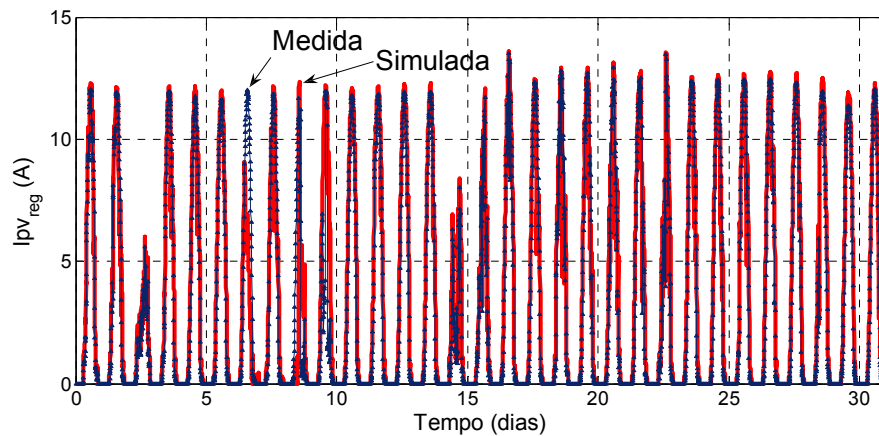


Fig. 6.46 – Corrente fotovoltaica regulada - Julho de 2007

Nos dias 6 e 7, os valores experimentais mostram que não houve actuação do regulador de carga, o que não está de acordo com o resultado da simulação, que indica que houve cortes na produção nesses dois dias. Nos dois dias seguintes, houve actuação do regulador de carga mas os valores experimentais mostram que a corrente regulada foi mais limitada do que o que se esperaria através do resultado do modelo. Estas discrepâncias podem dever-se a uma estimativa do SOC inicial da bateria superior ao seu SOC real, o que para o mesmos valores de energia produzida e consumida levaria a que os cortes na produção fotovoltaica fossem antecipados no tempo, uma vez que neste modelo de regulação de carga a corrente máxima de entrada na bateria é calculada para que entre dois passos consecutivos da simulação se atinja um SOC=1.

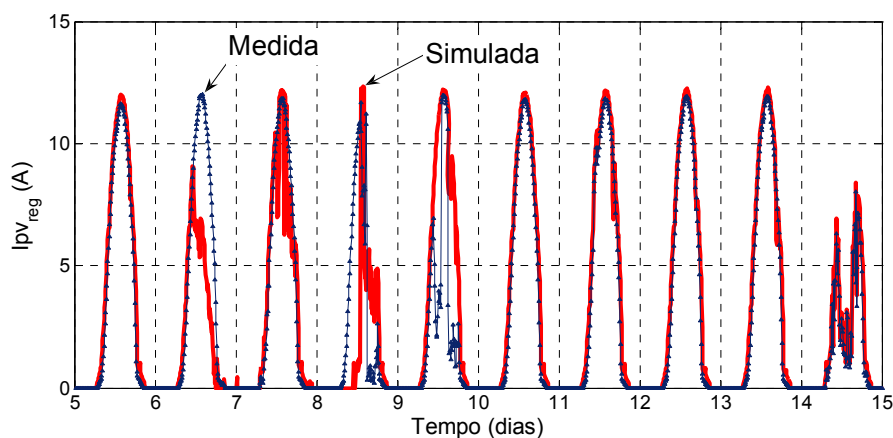


Fig. 6.47 – Pormenor da corrente fotovoltaica regulada - Julho de 2007

Relativamente aos valores da corrente eólica regulada, mostra-se a Fig. 6.48 que indica que é devido ao aumento da produção eólica que no período compreendido entre o 7º e 10º dia o SOC da bateria se mantém quase sempre em 1.

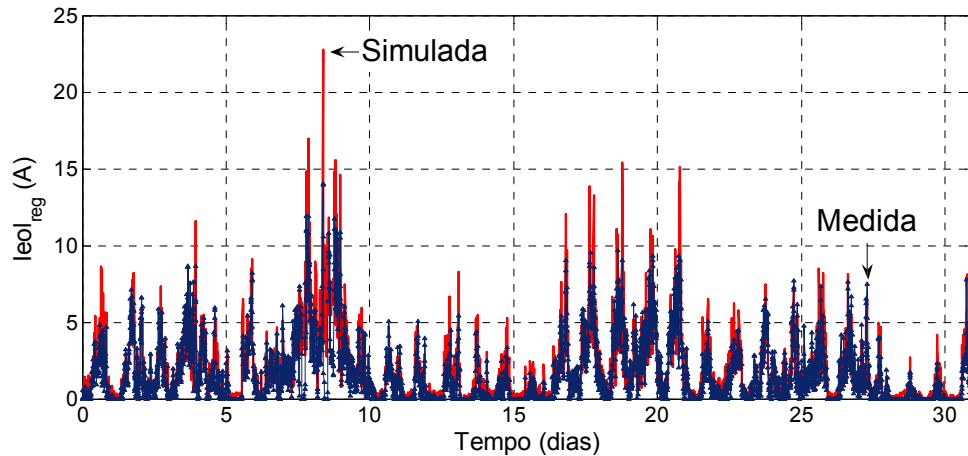


Fig. 6.48 – Corrente eólica regulada - Julho de 2007

Na comparação da corrente eólica regulada experimental e simulada encontram-se grandes diferenças, tendo a maior delas uma amplitude de cerca de 9 A. As maiores diferenças são encontradas para a corrente produzida quando ocorrem as maiores velocidades de vento. Este facto pode dever-se ao efeito da turbulência do vento no local do sistema de teste sobre o funcionamento do aerogerador. Observou-se que a turbulência perturbava o aerogerador levando-o a desalinhar-se da direcção predominante do vento e consequentemente a desacelerar, enquanto o anemómetro continuava a acelerar com o aumento da velocidade do vento, porque este equipamento é menos sensível às variações de direcção da velocidade do vento. O aerogerador tem pouca inércia e um leme que embora lhe permita alinhar-se com a direcção predominante do vento num local com pouca turbulência, no local do sistema de teste contribui para o aumento da sensibilidade do aerogerador à variações de direcção do vento.

Na Fig. 6.49 mostra-se a corrente da bateria, como seria de esperar, e devido principalmente aos valores obtidos para a corrente eólica simulada, os valores da simulação ultrapassam os valores experimentais nos períodos em que há maior produção eólica. Durante este mês o consumo nocturno da carga é maior que o consumo no mês de Janeiro de 2008, obtendo-se correntes de descarga de 15 A. A bateria consegue manter um SOC muito elevado mesmo com este aumento do consumo porque em Julho de 2007, tanto o painel fotovoltaico como o aerogerador estavam em funcionamento, aumentando significativamente a energia produzida face ao mês de Janeiro de 2008, como se verá mais à frente neste capítulo.

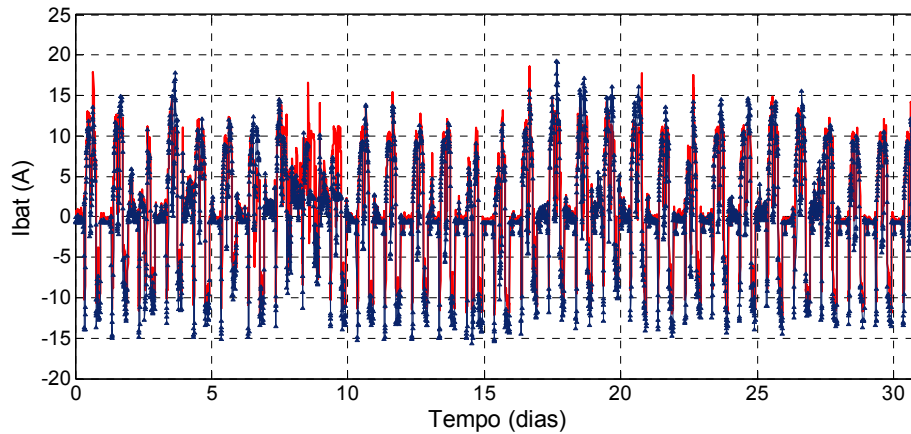


Fig. 6.49 – Corrente da bateria - Julho de 2007

Para o mês de Julho, a tensão da bateria calculada através do modelo continua a ter discrepâncias significativas face à tensão medida experimentalmente, embora siga a tendência dos valores experimentais. As maiores diferenças entre valores experimentais e simulados são de 2 V tal como para o mês de Janeiro de 2008.

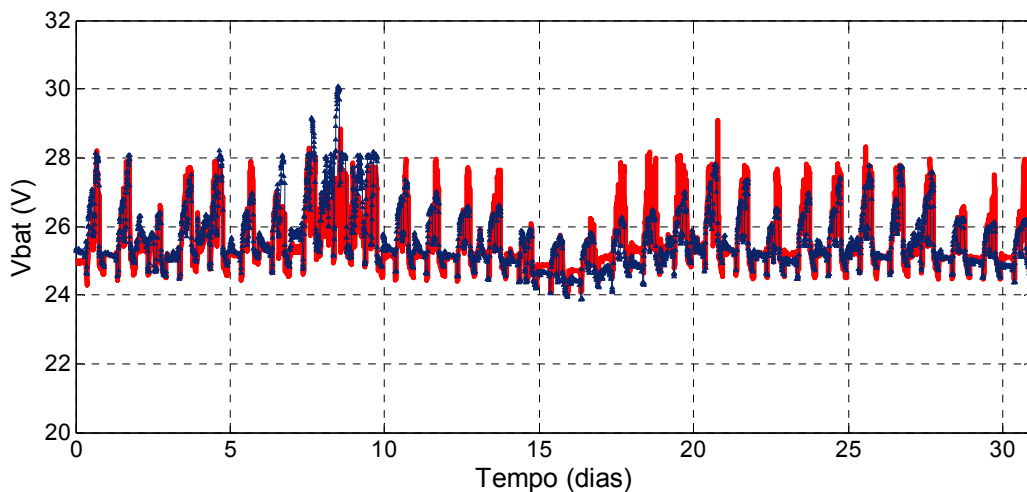


Fig. 6.50 – Tensão da bateria - Julho de 2007

Usando os resultados da simulação e os valores experimentais para este mês, calcularam-se as potências produzidas pelo painel fotovoltaico e pelo aerogerador, mostrando-se na Fig. 6.51 os valores acumulados da energia produzida e consumida. Tal como se observou para o mês de Janeiro de 2008 para a produção fotovoltaica, também neste mês a energia produzida simulada foi superior à experimental. O mesmo acontece com a energia produzida através do aerogerador. A soma do total de energia produzida através dos dois geradores é para os valores simulados superior em 10 kWh. Tanto a energia experimental como a simulada são superiores à energia consumida durante todo o mês, o que explica a

manutenção de um elevado SOC da bateria. A energia produzida não é igual à consumida porque alguma da energia produzida é dissipada na bateria através da gasificação.

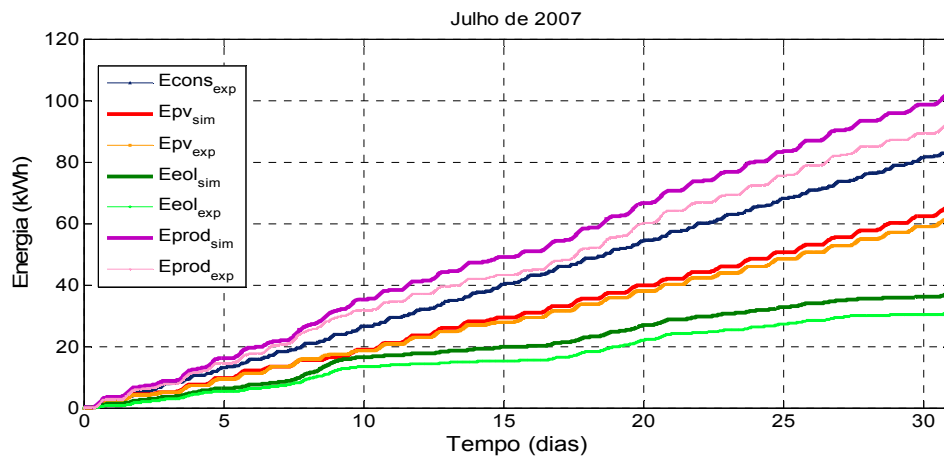


Fig. 6.51 – Comparação entre a energia produzida simulada e medida - Julho de 2007

A partir da comparação aqui feita entre os valores simulados e os valores experimentais, conclui-se que este modelo consegue descrever e acompanhar o funcionamento do sistema de teste e que o modelo para o cálculo da tensão da bateria é aquele que mais se afasta da realidade. Embora seja possível detalhar mais o modelo utilizado, para tal será necessário ter mais parâmetros característicos da bateria, que por sua vez terão que ser obtidos através de ensaios. Porque na maior parte das situações isso não é possível tentou manter-se a simplicidade do modelo da bateria, embora tenha sido necessário considerar que a resistência interna é função do estado de carga para que os resultados do modelo seguissem o comportamento da bateria real fora da região linear da tensão da bateria.

## 6.6 Validação do Algoritmo de MPPT para o Fotovoltaico

Para que se possa fazer a comparação dos modelo desenvolvido com MPPT com dados de um sistema em funcionamento, será utilizado o algoritmo GSS descrito no item 2.5.6.4, porque os dados disponíveis são médias de 10 minutos e não valores instantâneos, e o algoritmo da Condutância Incremental necessita de ser calculado com tempos de simulação da ordem do período de comutação dos semicondutores comandados do conversor a que este algoritmo está associado.

O sistema utilizado para a validação do algoritmo GSS é um sistema ligado à rede eléctrica instalado na fachada de um edifício. Os dados relativos a este sistema foram

recolhidos e tratados por Rodrigues no âmbito da sua tese sobre os sistemas fotovoltaicos do edifício Solar XXI [112].

Serão utilizados valores de produção do painel de módulos intermédio do edifício Solar XXI, ligados a um inversor monofásico Fronius IG40, com 4000 W de potência nominal, e seguimento MPPT. Na Fig. 6.52 encontra-se uma fotografia da fachada do edifício com a indicação do painel de módulos em questão. A escolha deste painel tem a ver com o facto de ser aquele que está sujeito a menos sombreamento. A configuração do painel é de 3 strings de módulos em paralelo, cada uma delas com 8 módulos em série, ou seja, 24 módulos BP3160 com 160 W de potência pico cada, perfazendo uma potência nominal total de 3840 W.



Fig. 6.52 – Indicação do painel de módulos da fachada do edifício Solar XXI utilizado nas simulações [112]

Os parâmetros característicos para os módulos fotovoltaicos deste painel mostram-se na Tabela 6.3. A corrente de curto-circuito de referência,  $I_{scREF}$ , a tensão de circuito aberto de referência  $V_{ocREF}$ , a temperatura normal de funcionamento das células, NOCT, e os coeficientes de correcção de temperatura da corrente e da tensão,  $\alpha_{PV}$  e  $\beta_{PV}$ , foram fornecidos pelo fabricante, e a resistência série,  $R_s$ , a resistência paralela,  $R_p$ , e o factor de idealidade,  $n$ , foram estimados a partir dos parâmetros característicos do fabricante por Rodrigues [112].

Tabela 6.3 – Parâmetros para os módulos fotovoltaicos BP3160

$I_{scREF}$	$V_{ocREF}$	$NOCT$	$\alpha_{PV}$	$\beta_{PV}$	$R_s$	$R_p$	$n$
(A)	(V)		(%/°C)	(%/°C)	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	
4.85	44.2	47	0.065	-0.362	0.830	12500	1

Seguidamente apresentam-se os gráficos onde se comparam os resultados experimentais para a tensão e corrente dos módulos da fachada com os obtidos a partir das simulações.

O primeiro conjunto de gráficos foi obtido usando os dados recolhidos no mês de Agosto de 2005, um dos meses com menor produção porque o sistema está na vertical e produz menos no Verão, altura do ano em que os ângulos de incidência da radiação directa são mais pequenos.

O segundo conjunto de gráficos corresponde a um dos meses do ano em que o sistema tem maior irradiação disponível, Dezembro de 2005. Tanto num como noutro conjunto, começa-se por mostrar os resultados para um mês, depois para uma semana, e finalmente para um dia, para que se consiga ver a relação entre os valores medidos e simulados de corrente e tensão contínuas e potência entregue ao inversor do lado c.c.

Na Fig. 6.53 mostram-se os valores medidos de irradiância e temperatura e a corrente e a tensão medidas (linha a azul) e calculadas (linha a verde) através da simulação para o mês de Agosto de 2005. Embora se consiga ver que os valores simulados seguem os valores medidos, nesta escala de tempo não é possível verificar qual a exactidão deste seguimento.

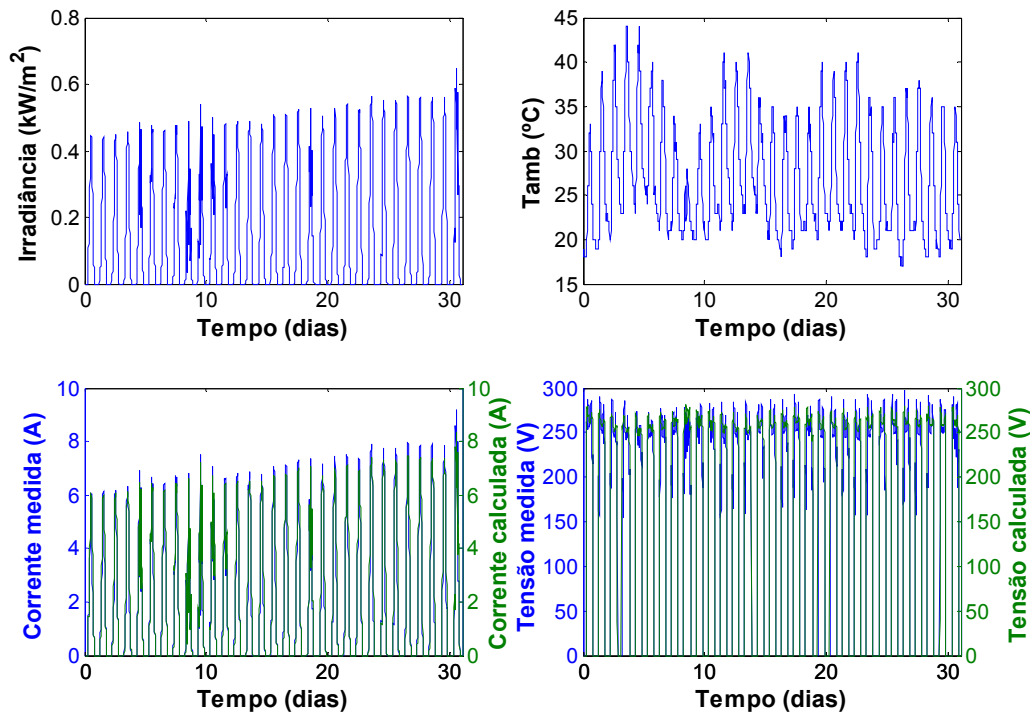


Fig. 6.53 – Valores medidos de irradiância e temperatura e comparação da corrente e tensão medidas e simuladas para o mês de Agosto de 2005

Ao aumentar a escala de tempo, e usando apenas os valores de corrente, obtêm-se os gráficos presentes na Fig. 6.54. No gráfico da direita apenas se nota uma ligeira diferença entre a corrente medida e calculada na altura de maior irradiância de cada dia (meio-dia solar), no gráfico da direita já se nota que os valores de corrente medidos são inferiores aos simulados durante a maior parte do dia, invertendo-se esta situação no período em torno do meio-dia solar.

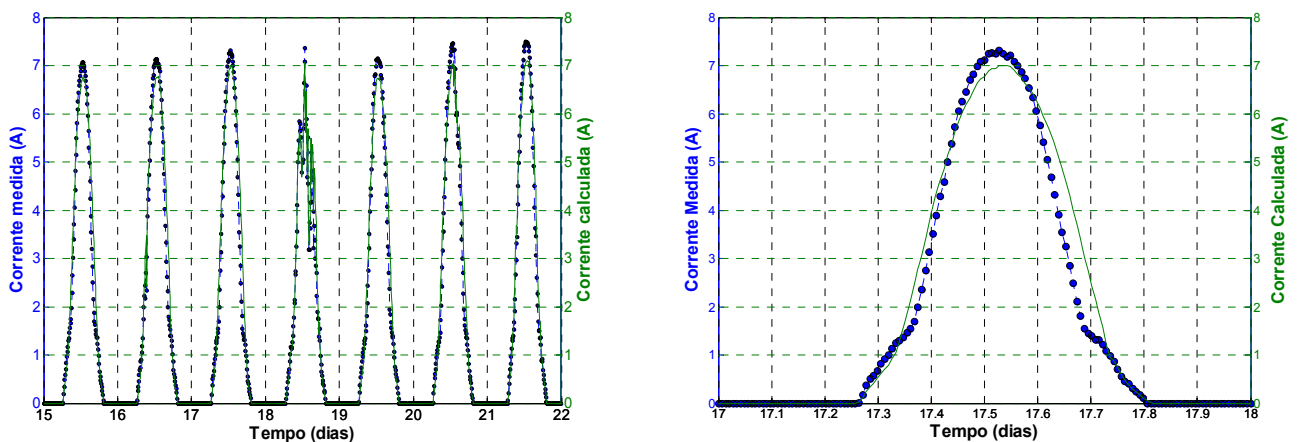


Fig. 6.54 – Comparação da corrente medida e simulada para a semana entre 15 e 22 de (à esquerda) e o dia 17 (à direita) de Agosto de 2005

Tal como se fez para a corrente, também se aumentou a escala para os gráficos da tensão, obtendo-se a Fig. 6.55. No gráfico para apenas um dia vê-se que os valores simulados são superiores aos medidos nas horas entre o início do dia e o meio-dia solar e entre o meio-dia solar e o final do dia, invertendo-se esta situação no período em torno do meio-dia solar, onde os valores simulados estão próximos dos medidos mas são ligeiramente superiores.

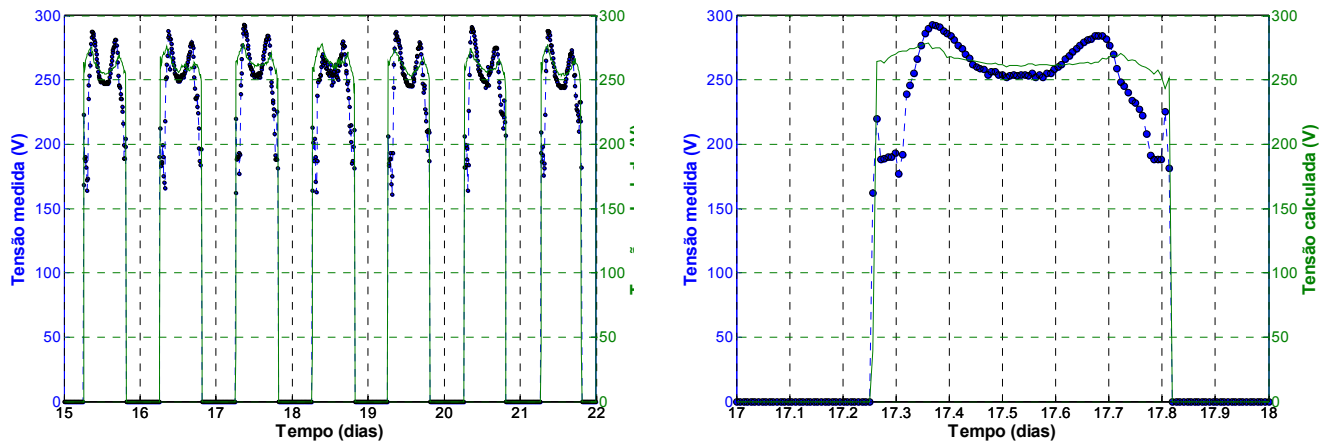


Fig. 6.55 – Comparação da tensão medida e simulada para a semana entre 15 e 22 de (à esquerda) e o dia 17 (à direita) de Agosto de 2005

Relativamente à potência, como se pode ver através da Fig. 6.56 e da Fig. 6.57, as maiores diferenças entre os valores medidos e simulados encontram-se nas horas entre o início do dia e o meio-dia solar e entre o meio-dia solar e o final do dia. No meio-dia solar do dia 17 a irradiância máxima foi de 507 W/m<sup>2</sup> e a potência máxima produzida pelo painel foi de 1785 W, correspondente a 46.5% da potência pico instalada.

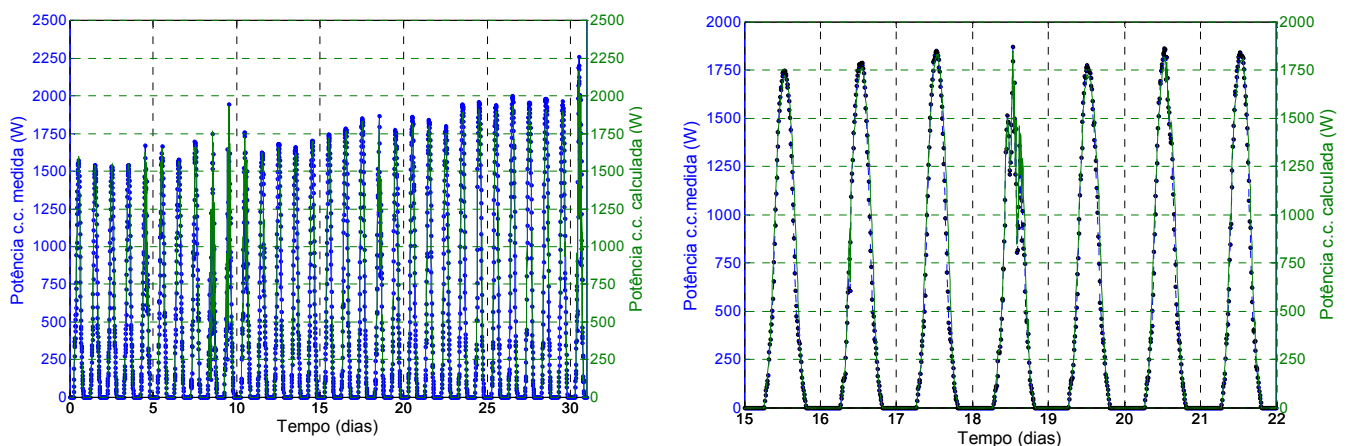


Fig. 6.56 – Comparação da potência medida e simulada para a totalidade do mês (à esquerda) e para a semana entre 15 e 22 (à direita) de Agosto de 2005

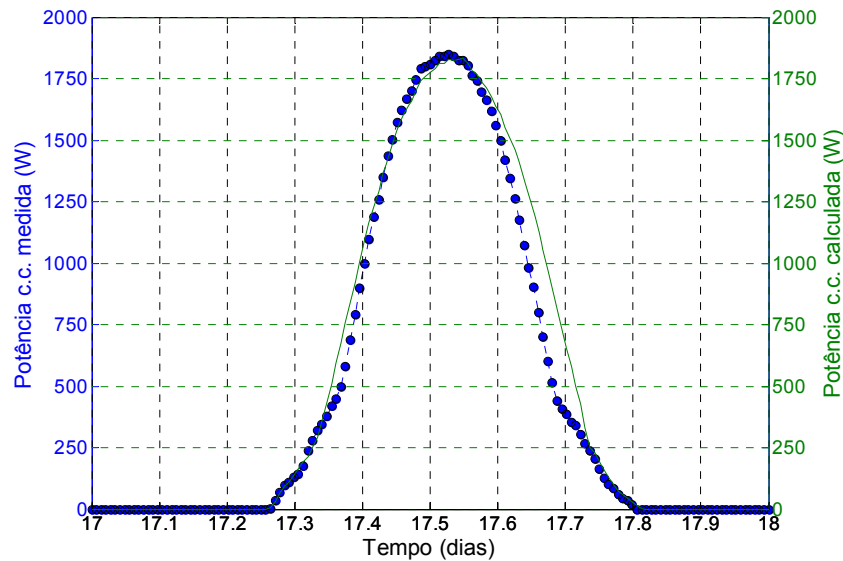


Fig. 6.57 – Comparação da potência medida e simulada para o dia 17 de Agosto de 2005

No Verão existem mais perdas por reflexão na superfície dos módulos, porque, devido a uma maior altura do Sol no horizonte, a radiação no meio-dia solar será quase tangencial à superfície dos módulos. Essas perdas não deverão ser significativas porque como se pode ver na Fig. 6.57 referente a um dia do mês de Agosto, durante esse período, os valores medidos e simulados praticamente se sobrepõem. As diferenças que se notam, antes e depois do meio-dia solar, podem dever-se ao facto dos módulos do painel estarem a diferentes temperaturas e da sonda de temperatura estar a medir a temperatura de apenas um módulo, sensivelmente a meio do painel. Os módulos estão montados entre duas calhas e estão sobrepostos, estando a diferentes alturas. O edifício tem por detrás de cada *string* de módulos, caixas de ar que são utilizadas para retirar calor da parte detrás dos módulos de forma a que este possa ser utilizado no edifício se tal for necessário. O conceito por detrás desta configuração, é a possibilidade de arrefecimento dos módulos, e conseqüente melhoria do seu rendimento, a par do aumento do conforto térmico no edifício sem dispêndio de energia adicional. Embora sejam benéficas, nestas caixas de ar vai haver estratificação de temperatura por convecção natural, fazendo com que os módulos de uma mesma *string* estejam a funcionar a temperaturas diferentes. Isto faz com que os valores de temperatura medidos não sejam representativos de todos os módulos da fachada, estando alguns módulos a funcionar a temperaturas abaixo das medidas, e outros a temperaturas superiores às medidas. Este facto vai fazer com que aumentem as perdas por *mismatch* do painel. No início do dia este facto não é tão notório devido à inércia térmica do edifício, mas à medida que a irradiância vai aumentando e conseqüentemente a temperatura nas caixas de ar, começam a notar-se as

diferenças na potência e o mesmo se pode dizer para a outra metade do dia, mas nesse caso as perdas irão dever-se ao arrefecimento não uniforme. Não são tão notórias as perdas no meio-dia solar porque nessa altura se minimizam as perdas por sombreamento, que no caso deste painel intermédio se devem principalmente à altura das calhas onde estão fixos os módulos. Estas calhas fazem alguma sombra sobre as células periféricas dos módulos, sendo esta mais acentuada no início e final do dia.

Os gráficos que se seguem correspondem ao comportamento do sistema anteriormente descrito, mas para o mês de Dezembro de 2005, durante este mês chega mais irradiação ao painel que no mês de Agosto do mesmo ano e há também menos perdas por reflexão na superfície dos módulos porque a radiação proveniente do Sol incide nos módulos com ângulos mais próximos da perpendicular.

Na Fig. 6.58 encontram-se os valores medidos de irradiação e temperatura, e também os valores medidos e simulados para a corrente e tensão c.c.. Neste caso as diferenças entre as simulações e o comportamento real do sistema são mais acentuadas.

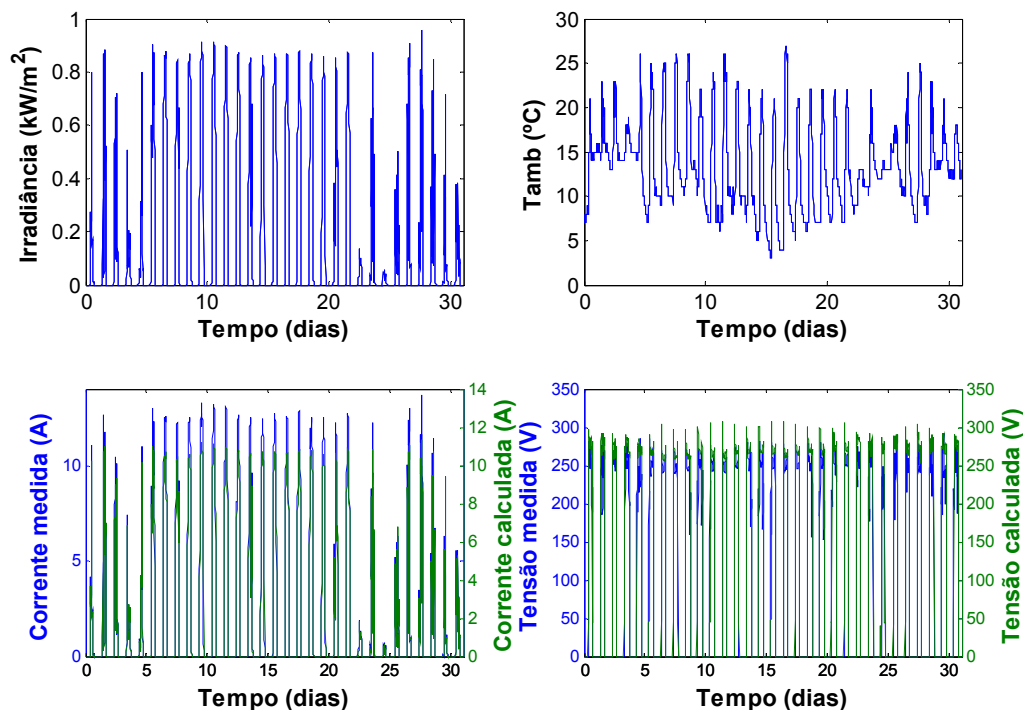


Fig. 6.58 – Valores medidos de irradiação e temperatura e comparação da corrente e tensão medidas e simuladas para o mês de Dezembro de 2005

Em termos de diferenças de corrente, na Fig. 6.59, a corrente máxima medida é de 12.6 A e a corrente máxima simulada vale 10.9 A, o que equivale a uma diferença de 13.5%. O aumento de temperatura faz com que também aumente a corrente produzida pelo painel, em

torno do meio-dia solar a temperatura é a máxima do dia, o que poderá explicar as diferenças encontradas.

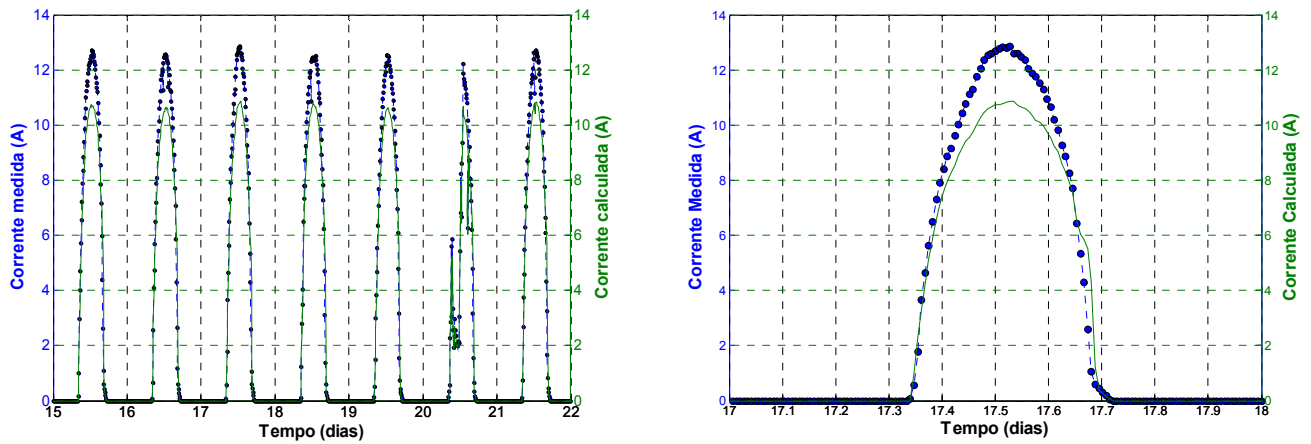


Fig. 6.59 – Comparação da corrente medida e simulada para a semana entre 15 e 22 de (à esquerda) e o dia 17 (à direita) de Dezembro de 2005

Relativamente à tensão apresentada na Fig. 6.60, as maiores diferenças entre os valores medidos e simulados são de 8.9% e este valor obteve-se comparando a tensão máxima medida, 278 V, com a tensão máxima calculada, 305 V.

No caso da tensão, o comportamento face ao aumento de temperatura é o inverso da corrente, o que justifica que em torno do meio-dia solar a tensão medida seja inferior à calculada.

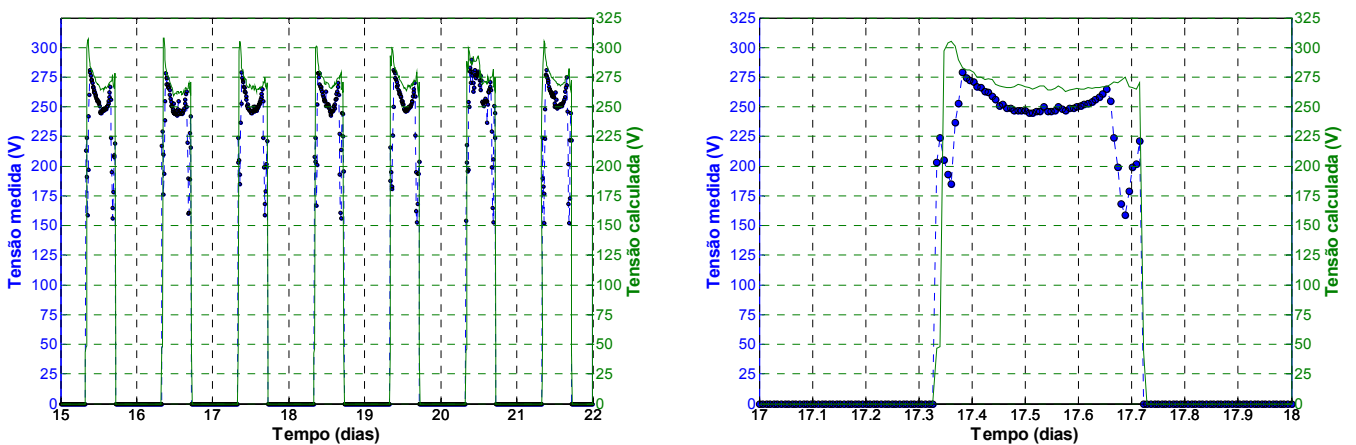


Fig. 6.60 – Comparação da tensão medida e simulada para a semana entre 15 e 22 de (à esquerda) e o dia 17 (à direita) de Dezembro de 2005

Em termos de potência, como se pode verificar na Fig. 6.61 e na Fig. 6.62, as diferenças esbatem-se, porque a corrente e tensão medidas têm comportamentos opostos face aos valores obtidos por simulação.

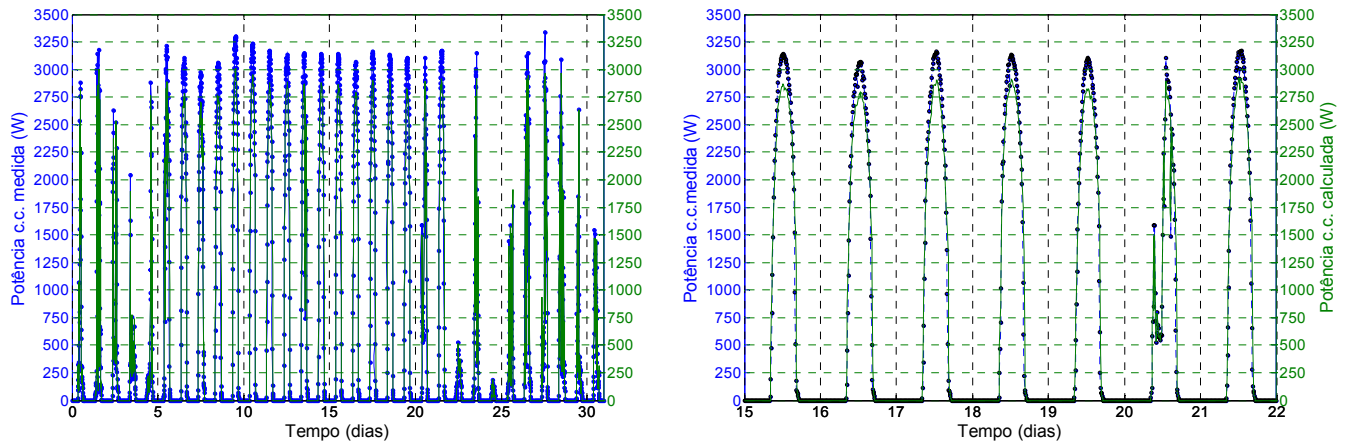


Fig. 6.61 – Comparação da potência medida e simulada para a totalidade do mês (à esquerda) e para a semana entre 15 e 22 (à direita) de Dezembro de 2005

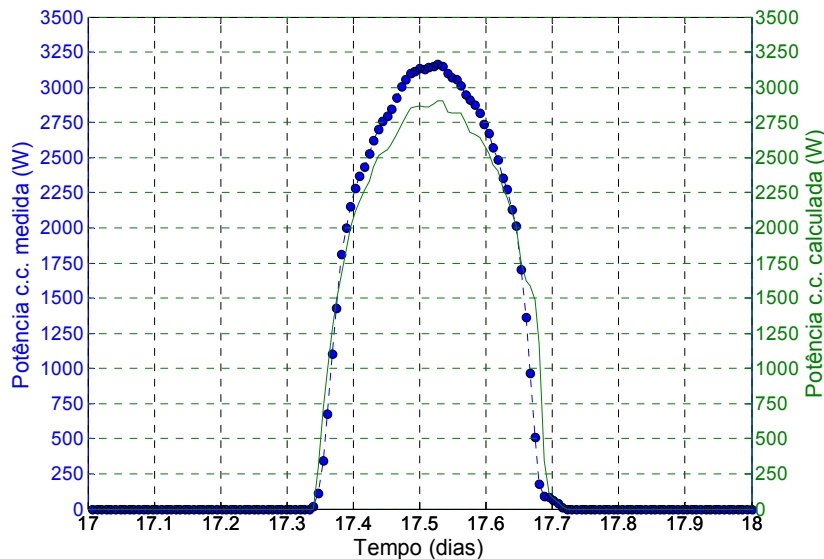


Fig. 6.62 – Comparação da potência medida e simulada para o dia 17 de Dezembro de 2005

No meio-dia solar do dia 17 de Dezembro, a irradiância máxima foi de  $870 \text{ W/m}^2$  e a potência máxima produzida pelo painel foi de  $3210 \text{ W}$ , correspondente a  $83.6\%$  da potência pico instalada.

A partir da observação destes gráficos é possível concluir através da comparação dos valores medidos e simulados, que as diferenças são mais acentuadas para Dezembro do que para Agosto e que as simulações seguem de forma aproximada o comportamento da corrente e tensão contínuas deste painel. No entanto, num sistema em que se têm que ter em conta tantos factores diferentes, como o sistema da fachada do edifício Solar XXI, é difícil com um modelo de simulação pensado para sistemas fotovoltaicos não incorporados em edifícios,

conseguir resultados mais próximos da realidade. A utilização destes dados deve-se ao facto de serem aqueles que estavam disponíveis para um sistema com seguimento MPPT, uma vez que o regulador do sistema de teste não tem essa funcionalidade.

Após a validação deste método de seguimento de máxima potência é então possível usá-lo em simulações para o dimensionamento de sistemas com geração fotovoltaica com seguimento MPPT, como se verá mais à frente no capítulo 7.



## 7 Ligação de Produção Descentralizada em Micro-Rede

Tradicionalmente a produção centralizada de energia, por exemplo em centrais térmicas ou hidroeléctricas, traduz-se no meio primário de produção de electricidade, enquanto grandes redes de transporte transferem a energia ao utilizador final, que muitas vezes está em zonas densamente povoadas, a uma grande distância. Este método de produção de energia tem a fiabilidade, eficiência e a segurança que é necessária para o fornecimento de energia a milhões de pessoas. A sua fiabilidade é de pelo menos 99.9% [152].

Ao contrário da produção centralizada de energia que, salvo alguma falha técnica, depende apenas do fornecimento atempado do recurso utilizado, gás, carvão, etc, o aproveitamento das fontes de energia renovável está dependente da disponibilidade do recurso, energia eólica, energia solar, energia das ondas, etc.

Para micro-redes alimentadas exclusivamente por estas fontes, embora se recorra ao armazenamento de energia, não é fácil garantir uma fiabilidade equivalente à da rede tradicional. Como forma de garantir a entrega de 100% da energia pedida pelas cargas ligadas à rede, utilizam-se normalmente geradores auxiliares que só entram em funcionamento quando a energia das fontes renováveis não é suficiente para satisfazer as cargas.

Os pequenos sistemas de produção descentralizada (PD) apresentam-se com uma solução simples, flexível e de mais baixo custo<sup>50</sup> para o fornecimento de energia eléctrica em áreas remotas. Nos sistemas PD híbridos o elemento de diversidade melhora a fiabilidade em relação a sistemas de PD com uma única fonte, e nesse tipo de sistemas a energia solar e a energia eólica são as fontes com maior potencial de crescimento.

As ilhas são locais privilegiados para a PD e a sua integração em micro-redes. De acordo com [41], a designação de micro-rede é dada a redes que liguem um conjunto de cargas e de recursos energéticos distribuídos, localmente controlados em baixa tensão ( $BT \leq 1$  kV) ou média tensão (MT entre 1 e 45 kV). No guia IEC 61836 TS de 2007 de definições técnicas [64], o termo micro-rede aplica-se a redes que operem a menos de 50 kVA de potência e sejam alimentadas por um sistema de microgeração multi-fonte ou com uma única fonte de geração.

---

<sup>50</sup> Quando comparadas com o custo da extensão da rede eléctrica

Um exemplo de micro-rede alimentada por fontes renováveis é o sistema de produção de energia da ilha grega de Kythnos, do qual se mostra uma parte do sistema de produção de energia na Fig. 7.1. Nesta ilha vivem cerca de 2000 habitantes distribuídos por 5 aldeias. A geração na zona da ilha mostrada na Fig. 7.1 é feita através de fotovoltaico e de um gerador diesel de apoio, havendo acumulação de energia em baterias de acumuladores.

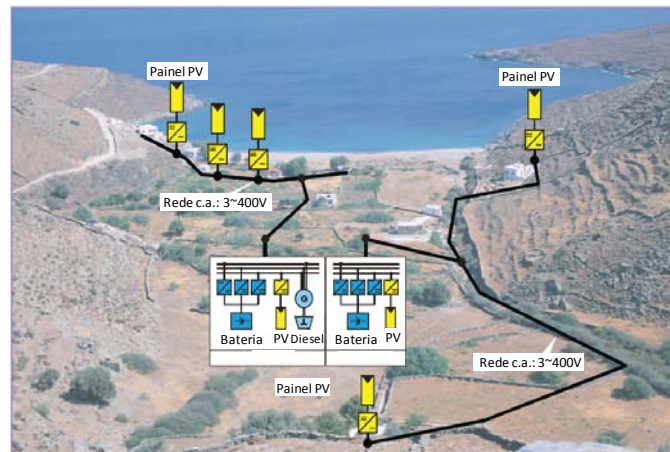


Fig. 7.1— Micro-rede da ilha grega de Kythnos [41]

Alguns dos primeiros sistemas de PD para electrificação rural instalados em Portugal foram três micro-redes em corrente alternada, alimentadas por produção híbrida, instaladas ao abrigo do projecto de electrificação rural “Ourique PV”. Cada uma dessas micro-redes alimentava uma aldeia, com os seguintes sistemas de geração:

- i. Cismalhas, 21 kW de potência pico de fotovoltaico, 2x15 kW de eólica e 15 kVA de apoio diesel;
- ii. Monte Sambro, 10.5 kW de fotovoltaico, 25 kW de eólica e 15 kVA de apoio diesel;
- iii. Monte Corte Coelho, 10.5 kW de fotovoltaico e 15 kVA de apoio diesel.

Um exemplo mais actual da utilização de micro-redes para a electrificação de locais remotos em Portugal é o do projecto “Berlenga – Laboratório de Sustentabilidade”, cujo principal objectivo é a instalação de uma micro-rede multi-fonte, com fotovoltaico, eólica e sistema de armazenamento, na ilha da Berlenga, ao largo de Peniche.

Após uma breve introdução ao conceito de micro-rede, descreve-se agora o que se pretende fazer neste capítulo. Nele será feita a análise de micro-redes autónomas com produção renovável híbrida, de baixa potência, da ordem dos kW, tendo como principal

objectivo a comparação entre uma rede com distribuição de energia em corrente contínua (c.c.) e uma rede equivalente mas com distribuição de energia em corrente alternada (c.a.).

A análise do comportamento destas redes será feita para o regime estacionário através do trânsito de energia da rede. Pretende-se comparar as perdas e quedas de tensão nas linhas, em especial quando a produção está relativamente afastada do consumo.

Para além do cálculo do trânsito de energia será ainda analisado o desempenho das duas configurações da rede através de simulações para um ano, para que se possa avaliar qual das duas configurações tem menos perdas devidas aos conversores necessários. O nível de perdas para o conjunto de conversores de cada configuração irá reflectir-se no número de vezes em que há limitação da entrada de energia proveniente da produção renovável por actuação dos reguladores de carga da bateria, e no número de falhas de entrega de energia aos consumidores devido a um baixo estado de carga da bateria em simultâneo com falta de produção.

## 7.1 A Micro-Rede Autónoma

Existem várias possibilidades para a transmissão de energia numa micro-rede autónoma, a rede pode ter barramentos em corrente alternada, em corrente contínua, ou uma combinação dos dois tipos de barramentos em troços separados. Por exemplo, na rede de Kythnos, da qual se mostra um esquema na Fig. 7.1, a transmissão é feita em corrente alternada, a ligação entre a produção através de fotovoltaico e a rede e entre a rede e as baterias de acumuladores é feita através de inversores, unidireccionais no caso do fotovoltaico e bidireccionais no caso das baterias de acumuladores, para que a energia possa fluir de e para a bateria. Uma rede em corrente alternada tem algumas vantagens relativamente a uma rede em corrente contínua, a possibilidade de acoplamento de diferentes sistemas de geração (geradores a diesel, aerogeradores, etc) com menor uso de conversores de potência e a possibilidade de ligação directa das cargas cujos equipamentos de utilização são normalmente para corrente alternada. Na Fig. 7.2 mostram-se exemplos de acoplamento a redes de transmissão, acoplamento em corrente contínua em (a), acoplamento misto em (b) e acoplamento em corrente alternada em (c). Os sistemas a sombreado representam outras possibilidades de ligação de equipamentos para além do fotovoltaico, para cada uma das configurações.

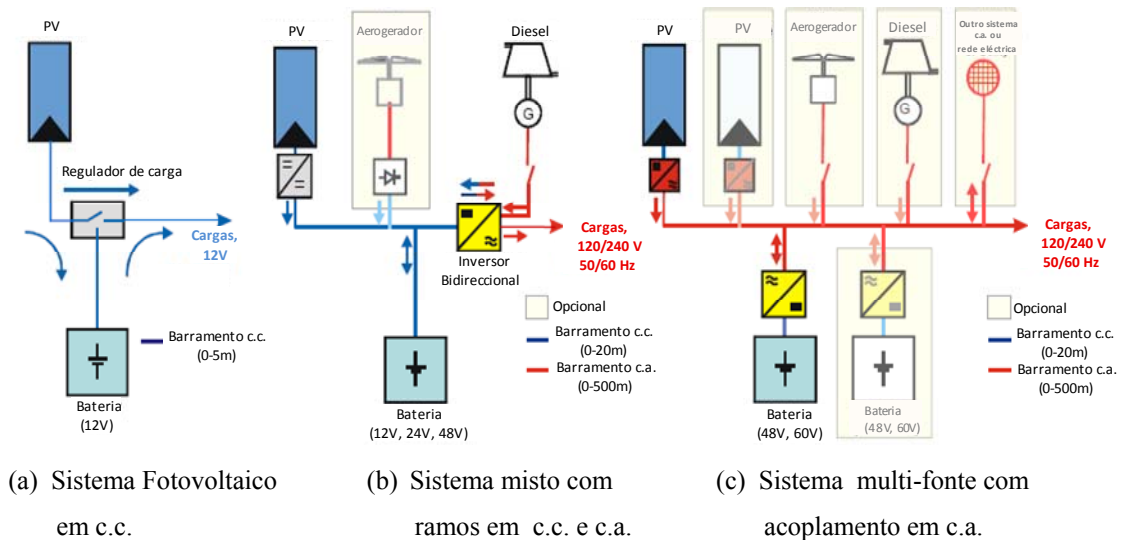


Fig. 7.2– Possibilidades de acoplamento em sistemas de geração distribuída [87]

Quando se compara uma rede em corrente alternada, com uma rede em corrente contínua, para o mesmo fluxo de potência, e porque esta última está normalmente a uma tensão mais baixa, a primeira tem a vantagem de ser atravessada por uma menor intensidade de corrente, tendo por isso menos perdas por efeito de Joule<sup>51</sup>. As redes em corrente contínua têm normalmente uma tensão nominal cuja amplitude é um múltiplo de 12 (24 V, 48 V, 60 V, 120 V, 240 V) para facilitar a ligação de novos bancos de baterias que normalmente são compostos por 6 blocos de 2 V cada.

### 7.1.1 O Esquema da Rede

Para se analisarem as diferenças em termos de trânsito de energia entre uma rede em corrente alternada e uma rede em corrente contínua, considerou-se uma rede hipotética para uma aldeia, com 21 barramentos. As fontes de produção renovável consideradas são um painel fotovoltaico e 2 aerogeradores. Os aerogeradores estão afastados do local de consumo, estando localizados em dois pontos distintos, respectivamente a 700 m e 600 m da habitação da aldeia que lhes está mais próxima. Tentou simular-se uma aldeia localizada numa zona de vale, mas próxima de colinas onde o potencial eólico é mais elevado. Considerou-se que os aerogeradores foram instalados nas colinas em torno do vale sobre torres de 30 m, para um melhor aproveitamento da energia eólica disponível. A localização do sistema de armazenamento e do painel fotovoltaico foram consideradas próximas da aldeia. O barramento comum à bateria de acumuladores e ao painel fotovoltaico está a uma distância de

<sup>51</sup> Nas linhas em baixa tensão – BT, a resistência dos condutores é superior à sua reactância, ao contrário do que se passa em linhas a outros níveis de tensão.

250 m do barramento de consumo mais próximo. O esquema da rede considerada encontra-se na Fig. 7.3. Os valores de potência nominal dos geradores e da capacidade da bateria aí apresentados serão dimensionados para suprir o consumo da carga, e os vários passos seguidos serão explicados no decorrer deste item.

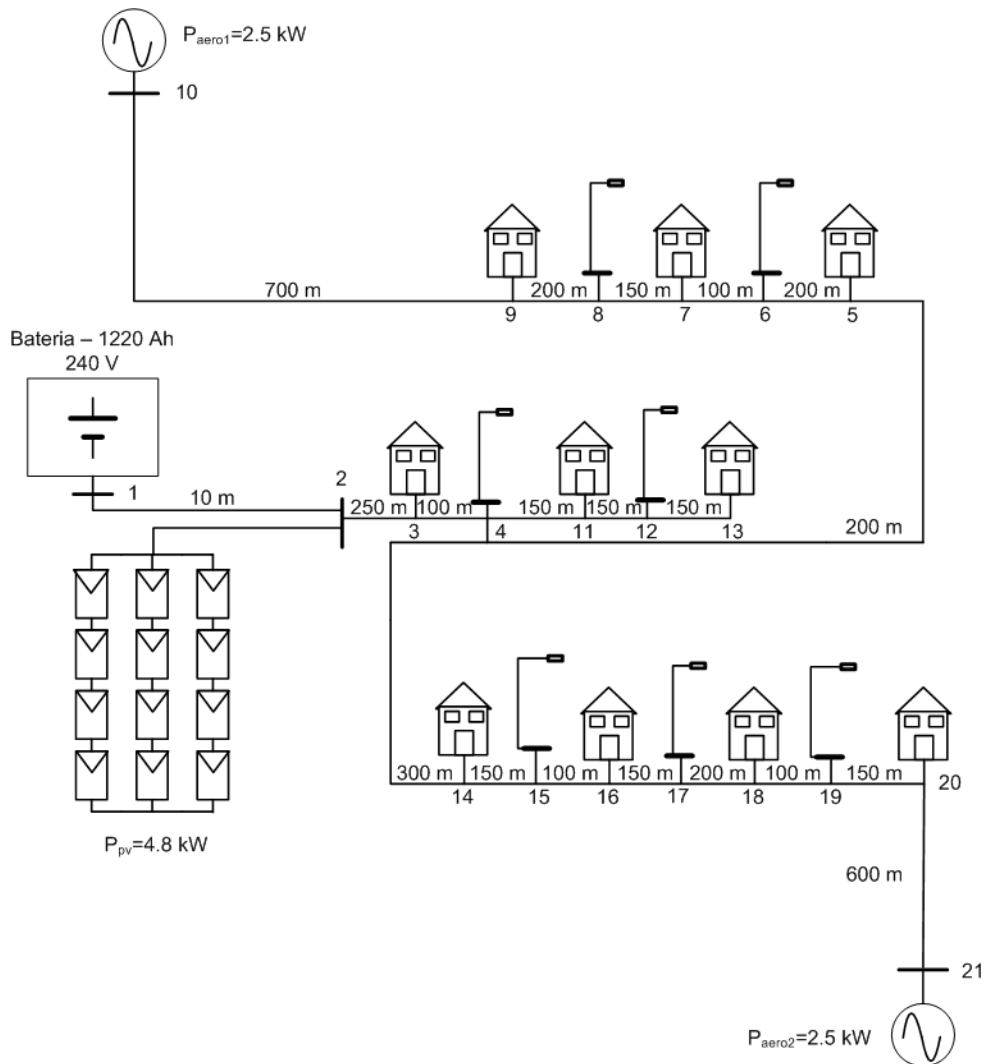


Fig. 7.3– Esquema da Rede da Aldeia

Na transmissão em corrente alternada<sup>52</sup>, após a bateria, há um inversor bidireccional que alimenta as cargas em corrente alternada e simultaneamente permite que a produção excedentária dos geradores possa ser armazenada. Este inversor bidireccional tem também a capacidade de regular a carga da bateria, para que esta não sofra descargas profundas ou entre em sobrecarga. Todo o consumo é feito em corrente alternada, tanto o consumo das casas, como o consumo dos candeeiros.

<sup>52</sup> Este caso de estudo tem o objectivo de ilustrar as duas situações limite possíveis para a operação da micro-rede, já que sem a presença de um gerador diesel não seria possível a operação síncrona de um sistema com esta configuração.

A geração por parte do aerogeradores é feita em corrente alternada e para a configuração da rede em corrente alternada, cada um deles está associado a um conversor que condiciona a tensão eficaz da geração a 230 V a uma frequência de 50 Hz . A geração proveniente do painel fotovoltaico é feita em corrente contínua, sendo necessário convertê-la em corrente alternada para a tensão eficaz de 230 V a 50 Hz através de um inversor para que o painel possa ser ligado à rede com barramentos em corrente alternada.

Na transmissão em corrente contínua, associado a cada gerador encontra-se um regulador de carga que protege a bateria de sobrecargas e associado à bateria está um outro regulador de carga que a protege de descargas profundas. Sendo o consumo feito em corrente alternada, para esta configuração da rede é necessário considerar que associado a cada uma das cargas (casas e candeeiros) há um inversor que faz a conversão da corrente contínua transmitida nas linhas, para corrente alternada com uma tensão eficaz de 230 V e frequência de 50 Hz.

### **7.1.2 O Perfil de Consumo**

Relativamente às cargas, foram consideradas 10 casas e 7 candeeiros de iluminação pública. Os perfis de consumo das casas foram considerados todos iguais entre si, tal como os perfis de consumo para cada candeeiro de iluminação pública. Para que os diagramas de consumo se aproximassem o mais possível da realidade, consideraram-se consumos diferenciados para os dias de semana e para os dias de fim-de-semana. Cada casa tem instalados os electrodomésticos indicados na Tabela 10.6 do Anexo 10.15, e o seu tempo de funcionamento e respectiva energia consumida está indicada na Tabela 10.6 , para os dias de semana e na Tabela 10.7, para os dias de fim-de-semana. O consumo relativo a cada candeeiro da iluminação pública é o mesmo para todos os dias da semana e está indicado na Tabela 10.8 do anexo 10.15.

Considerando as cargas acima referidas, o perfil de carga total da aldeia para um dia de semana é mostrado na Fig. 7.4.

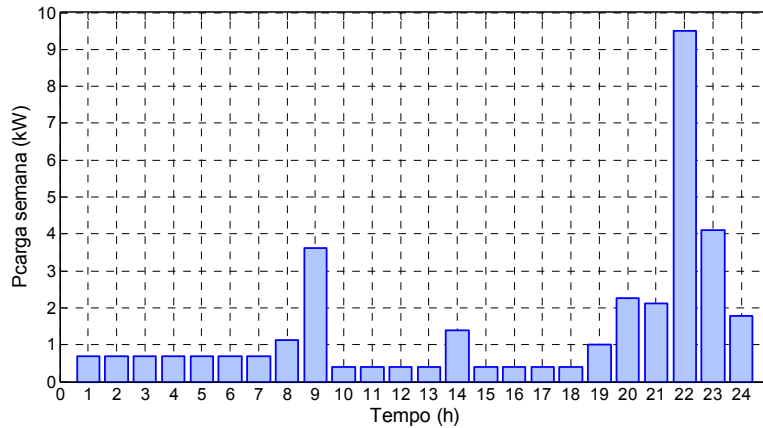


Fig. 7.4– Diagrama de carga da aldeia nos dias de semana

E para um dia de fim-de-semana, o perfil de carga total da aldeia está representado na Fig. 7.5.

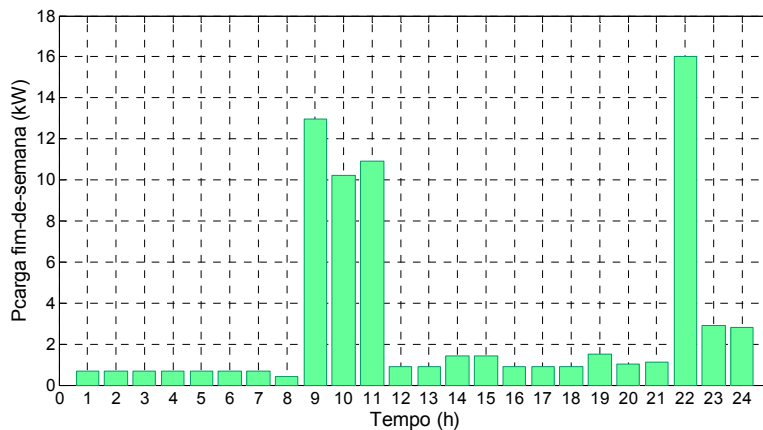


Fig. 7.5– Diagrama de carga da aldeia nos dias de fim-de-semana

O perfil de carga semanal assim definido contabiliza apenas o consumo de potência activa por parte da carga, para a resolução do trânsito de energia irá considerar-se que a potência reactiva da carga vale 40% da sua potência activa. A potência aparente a fornecer à carga<sup>53</sup>,  $S_c$ , é dada por (7.1).

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} = \sqrt{P_c^2 + (0.4P_c)^2} = 1.077P_c \quad (7.1)$$

### 7.1.3 O Dimensionamento da Bateria

Tendo em conta este perfil de carga, pode dimensionar-se uma bateria de acumuladores para 3 dias de autonomia do sistema, ou seja, para suprir 48.962 kWh de

<sup>53</sup> Não se considerou aqui a potência deformante  $D$  associada ao conteúdo harmónico da tensão e corrente.

consumo médio diário (em corrente alternada) durante três dias e na ausência de produção de energia através do painel fotovoltaico ou dos aerogeradores. A bateria assim dimensionada tem a capacidade de armazenar 146.885 kWh de energia em corrente alternada ( $E_{ca}$ ).

Como o consumo é feito em corrente alternada e a corrente fornecida pela bateria é contínua, é necessário considerar o rendimento do inversor que fará a conversão de corrente contínua em corrente alternada. Assim a energia média que a bateria terá que fornecer durante esse período é dada por:

$$E_{bat} = \frac{E_{ca}}{\eta_{inv}} \quad (7.2)$$

Para além do rendimento do inversor, deve ainda considerar-se uma profundidade de descarga máxima admissível,  $pd_{max}$ , que no caso de baterias de ácido-chumbo não deve ser superior a 80% da capacidade total da bateria [113]. A quantidade de energia a armazenar na bateria,  $E_{arm}$ , pode então ser calculada através de:

$$E_{arm} = \frac{E_{bat}}{pd_{max}} \quad (7.3)$$

Em sistemas de acumulação electroquímicos, caso das baterias de ácido-chumbo, é desaconselhada a ligação de ramos de elementos de bateria em paralelo [113], pelo que se deverá tentar dimensionar uma bateria apenas com elementos em série. O número de elementos ligados em série,  $n_s$ , irá depender da tensão do sistema,  $V_{sis}$ , e da tensão de cada um dos elementos,  $V_{elem}$ , de acordo com a seguinte relação:

$$n_s = \frac{V_{sis}}{V_{elem}} \quad (7.4)$$

Sabendo o número de elementos necessários e a quantidade de energia a armazenar, pode então calcular-se a quantidade mínima de energia de cada um dos elementos da bateria,  $E_{elem}$ , e a sua respectiva capacidade,  $C_{elem}$ , através das expressões (7.5) e (7.6).

$$E_{elem} > \frac{E_{arm}}{n_s} \quad (7.5)$$

$$C_{elem} > \frac{E_{elem}}{V_{elem}} \quad (7.6)$$

Considerando uma profundidade de descarga máxima de 70% da capacidade total da bateria (sobredimensionando-a ligeiramente face aos 80% de descarga máxima), um rendimento médio do inversor à saída da bateria de 90% e que a tensão nominal da bateria é

de 240 V, sendo necessários 120 elementos de 2 V cada, em série. A capacidade de cada um dos elementos da bateria deverá ser 972 Ah. Para efeitos de simulação serão consideradas as características da bateria BP PowerBlock 1200S, com  $C_{100}=1220$  Ah e  $R_{ibat}=0.41$  m $\Omega$ .

A escolha da tensão de 240 V como tensão nominal da bateria deveu-se à disponibilidade no mercado de inversores de mini-rede até essa tensão para a potência nominal considerada de 20 kVA<sup>54</sup>, nomeadamente o inversor bidireccional de micro-rede Leonics Appollo M-416 F, que para essa potência tem um rendimento de 94%. Esta escolha irá implicar que essa venha a ser também a tensão nominal da rede em corrente contínua.

Após o dimensionamento da bateria do sistema, é necessário dimensionar também a potência de geração renovável a instalar.

#### 7.1.4 A Escolha dos Geradores Eólicos e o Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

Para o dimensionamento da potência dos aerogeradores serão utilizados dados médios horários da velocidade do vento para um ano e para o dimensionamento do painel fotovoltaico serão usados dados médios horários de irradiância e temperatura ambiente também ao longo de um ano.

Para efeitos de simulação consideraram-se dados de vento correspondentes a um local com um bom recurso eólico, situado na região do Oeste. Não foram utilizados dados de vento do sistema híbrido de teste porque nesse local, tal como foi mostrado em 5.2.2, a intensidade de turbulência é elevada, e tal não permite que esses dados sejam representativos do recurso que aqui se pretendia simular, o do topo de uma colina.

O recurso eólico do local considerado é caracterizado pela distribuição de Weibull retirada da base de dados EOLOS [31] que se encontra na Fig. 7.6 (a) juntamente com o perfil diário da velocidade do vento, Fig. 7.6 (b) e a rosa de ventos, Fig. 7.6 (c). Esta distribuição foi obtida através de medidas da velocidade horizontal do vento a 30 m de altura e os parâmetros que a caracterizam são a velocidade característica  $c=6.6$  m/s, e o factor de forma  $k=2.30$ . A velocidade média do vento é 6.01 m/s e a partir do perfil diário da velocidade do vento é possível constatar que neste local, e a esta altura, a velocidade do vento mantém-se em torno do seu valor médio sem variações muito significativas. A direcção predominante é Norte (Fig. 7.6 (c)) e para essa direcção a frequência de ocorrência é de 17.5%.

---

<sup>54</sup> Esta potência é necessária para que a bateria possa alimentar toda a carga quando não há geração renovável. O pico de consumo ocorre nos dias de fim-de-semana, entre as 21 e as 22 h e a potência aparente correspondente é  $S_c = 17.232$  kVA.

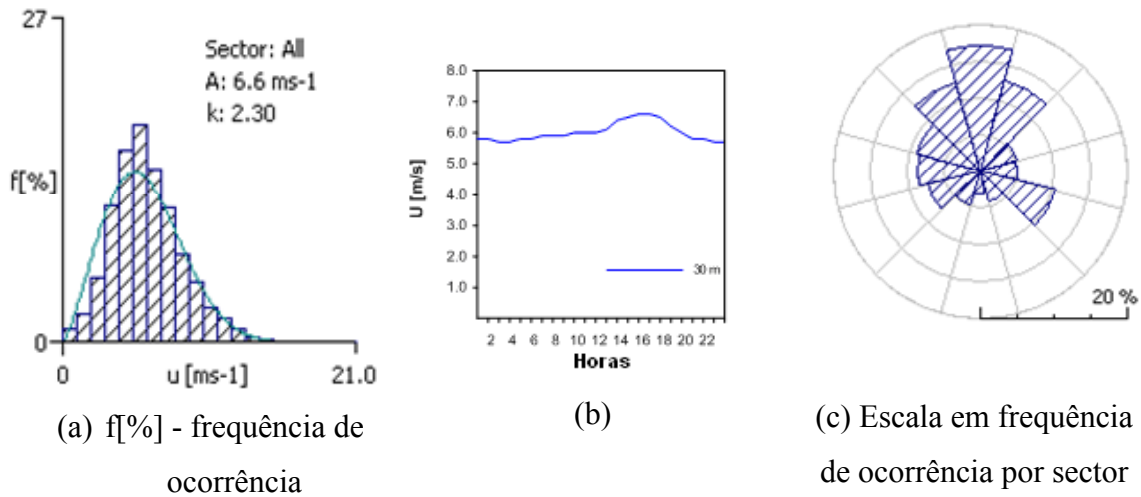


Fig. 7.6– Características do recurso eólico do local considerado

Para efeitos de simulação escolheram-se dois aerogeradores de eixo horizontal Proven [106], com a configuração *downwind* e 2.5 kW de potência nominal cada, cuja curva de potência se encontra na Fig. 7.7.

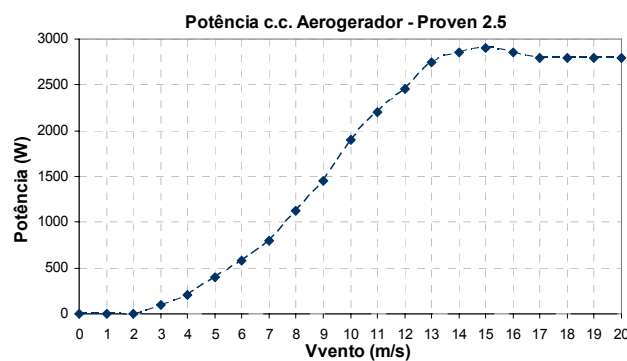


Fig. 7.7– Curva de potência do aerogerador Proven 2.5

O painel fotovoltaico a instalar foi dimensionado de forma a fornecer o diferencial de energia entre a energia consumida durante um ano pela carga,  $E_{carga}=1.787 \times 10^4$  kWh, e a energia eólica produzida pelos dois aerogeradores Proven também durante um ano,  $E_{eol} = 1.375 \times 10^4$  kWh. Este valor foi calculado através de um modelo que, tendo os dados médios horários da velocidade de vento horizontal para o local considerado como entrada, calculou a potência produzida pelos aerogeradores a partir da curva de potência da Fig. 7.7 e integrou esses valores para obter a energia anual produzida..

Os dados de irradiância utilizados para o cálculo da energia gerada pelo painel fotovoltaico durante um ano foram os de um ano de referência (TRY – *Test Reference Year*)

para a região do concelho de Peniche<sup>55</sup>, para uma superfície com azimute Sul e inclinação com a horizontal de 35°, inclinação esta que maximiza a produção de energia do painel fotovoltaico ao longo do ano. Na Fig. 2.7 do item 2.1 mostrou-se a energia média diária incidente numa superfície com azimute Sul e 34° de inclinação para a região de Lisboa (próxima da zona Oeste), para os diferentes meses do ano e a sua média anual, que é aproximadamente 5 kWh/m<sup>2</sup>.

Ainda na avaliação da produtividade do painel fotovoltaico, o ideal seria utilizar também os dados de temperatura ambiente de um ano de referência para a região de Peniche, tal como se utilizou para a irradiância, mas não foi possível ter acesso a dados médios horários de temperatura ambiente para essa região, pelo que se utilizaram os valores de um ano TRY para a região de Lisboa.

A partir destes dados, calculou-se a energia produzida ao longo de um ano para diferentes potências pico de fotovoltaico, escolhendo-se aquela cuja energia produzida ultrapassava a energia consumida com uma margem que permitisse acomodar as perdas referentes aos rendimentos dos conversores, as perdas nas linhas e a energia não aproveitada quando a bateria de acumuladores do sistema estiver carregada e a potência de geração for superior ao consumo, porque estas perdas serão consideradas na simulação do funcionamento da rede autónoma.

A configuração final do sistema de geração da rede autónoma considerada consiste em dois aerogeradores de 2.5 kW de potência nominal e num painel fotovoltaico com 30 módulos BP 3160 de 160 W de potência pico cada, cujas características já foram definidas no item 6.6, com uma potência pico total de 4.8 kW. Como a tensão nominal de cada um destes módulos é 24 V, para que a tensão nominal do painel fotovoltaico seja 240 V (tal como a da bateria), é necessário que os módulos sejam ligados em séries de 10. Para se atingir a potência considerada, o painel terá três séries em paralelo, cada uma com 10 módulos em série. Utilizando os dados de irradiância e temperatura acima referidos, um painel fotovoltaico com esta configuração, e com seguimento de máxima potência<sup>56</sup>, irá produzir ao longo de um ano  $E_{pv}=6.936 \times 10^3$  kWh.

---

<sup>55</sup> Esta região abrange o local cujo recurso eólico se considerou para este trabalho.

<sup>56</sup> Utilizando o algoritmo GSS descrito no item 2.5.6.4 e validado no item 6.6.

### 7.1.5 Potência Gerada num dia típico de Inverno e de Verão

Para que se possa vir a resolver o trânsito de energia para esta rede serão considerados um dia típico de Inverno e um dia típico de Verão, para que se escolha a potência gerada pelos aerogeradores e pelo painel fotovoltaico, nessas duas situações. Na Fig. 7.8 encontram-se os valores de irradiância, temperatura ambiente e velocidade de vento ao longo de um ano, correspondentes aos recursos renováveis anteriormente descritos e que aqui foram considerados.

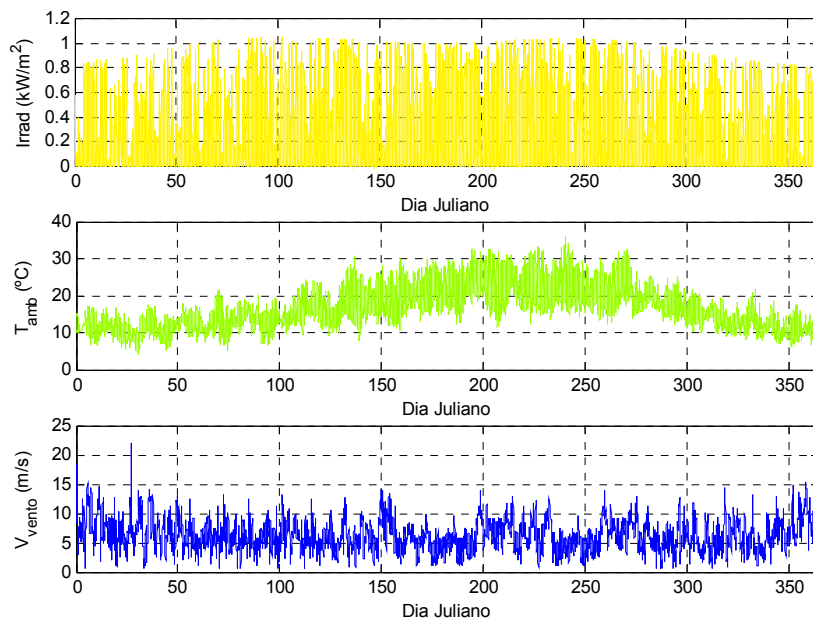


Fig. 7.8 – Dados Meteorológicos – irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento

Para o dia típico de Inverno foi escolhido o dia juliano 363 ao qual correspondem as potências geradas que se mostram na Fig. 7.9 e para o dia típico de Verão foi escolhido o dia juliano 154, cujas potências geradas se encontram na Fig. 7.10, deve notar-se que a potência eólica aí mostrada corresponde à soma das potências produzidas pelos dois aerogeradores.

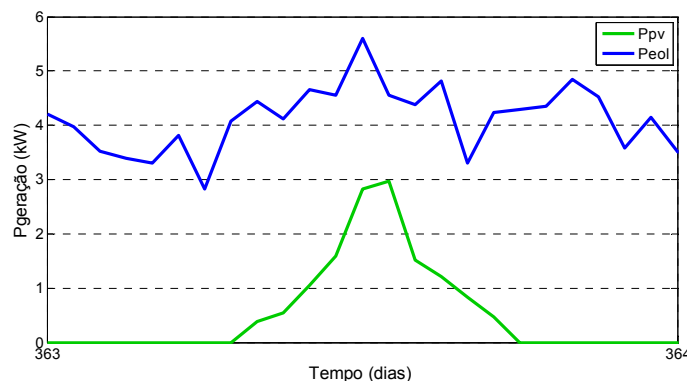


Fig. 7.9 – Geração fotovoltaica e eólica no dia juliano 363

A potência gerada considerada por cada um dos aerogeradores para o dia típico de Inverno foi de 2.5 kW para as horas de cheia e de 1.9 kW para as horas de vazio, o primeiro valor corresponde ao valor médio da potência produzida nas horas de maior produção (durante o horário de cheia) e o segundo corresponde ao valor médio da potência produzida nas horas de vazio. Para o mesmo dia, a potência gerada pelo painel fotovoltaico considerada para as horas de cheia foi de 2.9 kW, e para as horas de vazio não se considera geração fotovoltaica.

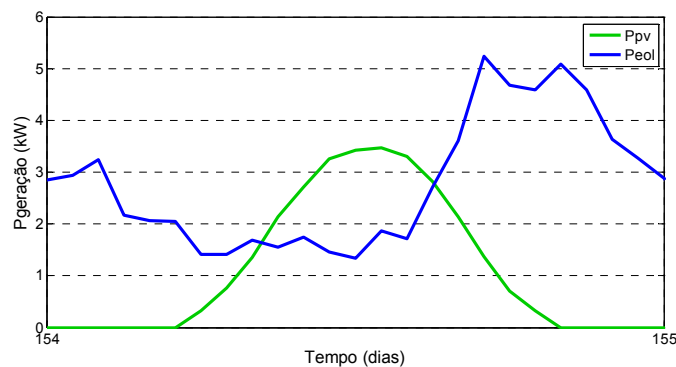


Fig. 7.10 – Geração fotovoltaica e eólica no dia juliano 154

A potência gerada por cada um dos aerogeradores para o dia típico de Verão foi de 2.5 kW para as horas de cheia e de 1.75 kW para as horas de vazio. Para o mesmo dia, a potência gerada pelo painel fotovoltaico considerada para as horas de cheia foi de 3.5 kW, e para as horas de vazio não se considera geração fotovoltaica.

Para a carga serão considerados dois horários de consumo, o consumo em vazio, que irá corresponder ao consumo mínimo durante a noite, e o consumo de cheia, que irá corresponder ao consumo máximo de cada uma das cargas (casas e candeeiros).

Tendo sido definida a configuração da rede, as potências das cargas e as potências de geração instaladas, torna-se então possível resolver o trânsito de energia nesta rede, querendo comparar-se duas situações distintas, primeiro considerando a rede em corrente alternada e depois considerando a rede em corrente contínua, para que a partir dessa comparação se encontrem as vantagens e desvantagens de cada uma das situações.

## 7.2 O Trânsito de Energia na Micro-Rede

Neste sub-capítulo será resolvido o trânsito de energia para as duas configurações de rede, o que irá permitir que se determine qual das duas configurações de rede tem menores perdas e quedas de tensão nas linhas. Em seguida é feita a descrição do método usado para a resolução do trânsito de energia, que é a solução em regime estacionário de um sistema de energia eléctrica, compreendendo os geradores, a rede e as cargas.

### 7.2.1 O Trânsito de Energia em Corrente Alternada

Na resolução do trânsito de energia, os pontos da rede onde se ligam geradores, cargas ou transformadores são designados por barramentos ou nós, e num sistema de energia eléctrica existem vários tipos de barramentos, distinguindo-se pelas variáveis conhecidas, especificadas e calculadas, tal como se mostra na Tabela 7.1.

Tabela 7.1 – Tipos de barramentos

<b>Tipo</b>	<b>Variáveis Conhecidas</b>	<b>Variáveis Especificadas</b>	<b>Variáveis Calculadas</b>
<b>Balanco</b>	$P_C; Q_C$	$V; \theta$	$P_G; Q_G$
<b>PQ</b>	$P_C; Q_C$	$P_G; Q_G$	$V; \theta$
<b>PV</b>	$P_C; Q_C$	$P_G; V$	$Q_G; \theta$

Na tabela acima  $P_C$  e  $Q_C$  representam a potência activa e reactiva da carga,  $P_G$  e  $Q_G$  representam a potência activa e reactiva da geração, e  $V$  e  $\theta$  representam a amplitude e argumento da tensão do barramento.

A maior parte dos barramentos são barramentos de carga e têm que ser definidos como nós PQ. Os barramentos de geração existem em menor número e podem ser definidos como nós PV ou PQ. Deverá existir pelo menos um nó de balanço, ou de referência, para que se possa fechar o balanço energético da rede.

Para que se faça o estudo de uma rede é necessário relacionar as potências e tensões entre barramentos adjacentes através das equações da linha. As linhas até 250 km são normalmente representadas pelo esquema equivalente em  $\pi$ , representado na Fig. 7.11, podendo este esquema ser simplificado para linhas de baixa tensão, como se verá mais à

frente neste capítulo. Para que a formulação para o trânsito de energia aqui apresentada não perca generalidade, irá considerar-se o esquema equivalente em  $\pi$ .

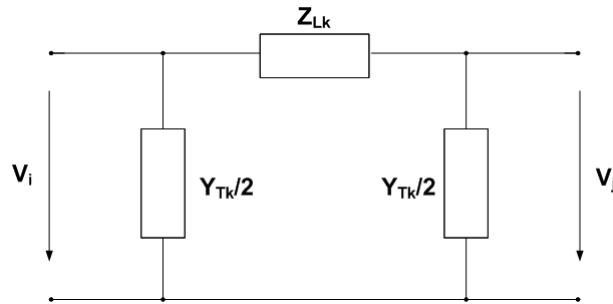


Fig. 7.11– Esquema equivalente em  $\pi$  da linha

Considerando a potência complexa injectada em cada nó da rede,  $S_{i,j}=P_{i,j}+jQ_{i,j}$ , e representando a linha  $k$  que liga os nós  $i$  e  $j$  pelo seu esquema equivalente em  $\pi$ , em que  $Z_{Lk}$  e  $Y_{Tk}$  são respectivamente a impedância longitudinal e admitância transversal da linha, e  $V_i$  e  $V_j$  são as tensões dos barramentos nos extremos da linha, chega-se à Eq. 7.7 a partir da aplicação das leis de Kirchoff ao nó  $i$ , numa rede com  $n$  barramentos.

$$\frac{S_i^*}{V_i^*} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left( \frac{Y_{Tk}}{2} + \frac{1}{Z_{Lk}} \right) V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left( -\frac{1}{Z_{Lk}} \right) V_j = y_{ii} V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} V_j \quad (7.7)$$

Na forma matricial esta equação toma a seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} S^* \\ V^* \end{bmatrix} = [Y][V] \quad (7.8)$$

A matriz  $Y$  é a matriz das admitâncias nodais, que num sistema com  $n$  barramentos tem dimensão  $n \times n$ , é uma matriz complexa e simétrica que pode ser decomposta em parte real e imaginária:

$$[Y] = [G] + j[B] \quad (7.9)$$

Onde  $[G]$  é a matriz das condutâncias nodais e  $[B]$  a matriz das susceptâncias nodais.

Os elementos diagonais  $y_{ii}$  calculam-se pela soma das admitâncias de todos os ramos ligados ao nó  $i$  e os elementos não diagonais  $y_{ij}$  (com  $i \neq j$ ) são dados pelo simétrico da admitância do ramo que liga os nós  $i$  e  $j$ .

Considerando que a potência injectada num barramento  $i$  é a diferença entre a potência complexa gerada,  $\mathcal{S}_{G_i}$ , e a potência complexa consumida,  $\mathcal{S}_{C_i}$ , fica:

$$P_{G_i} - P_{C_i} - j(Q_{G_i} - Q_{C_i}) = \mathbf{V}_i^* \sum_{j=1}^n \mathbf{y}_{ij} \mathbf{V}_j, \quad i = 1, \dots, n \quad (7.10)$$

Substituindo  $\mathbf{V}_i = V_i e^{j\theta}$  e  $\mathbf{y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$  e decompondo em parte real e imaginária, obtém-se  $2n$  equações reais para as potências, em coordenadas polares.

$$P_i = P_{G_i} - P_{C_i} = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)], \quad i = 1, \dots, n \quad (7.11)$$

$$Q_i = Q_{G_i} - Q_{C_i} = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)], \quad i = 1, \dots, n \quad (7.12)$$

Estas são as equações do trânsito de energia e para as resolver é necessário implementar um método iterativo, porque se tratam de equações não lineares. Neste trabalho, o método iterativo utilizado será o de Newton-Raphson devido à sua boa velocidade de convergência e robustez [98].

A sequência do processo iterativo inicia-se com a estimativa do valor inicial das amplitudes e argumentos das tensões nos barramentos, no passo seguinte calcula-se uma correcção a adicionar ao valor inicial, para que se chegue a uma melhor aproximação para a solução final. Este processo é repetido sucessivamente até que as diferenças das tensões dos barramentos entre passos iterativos consecutivos sejam menores que o valor da tolerância considerada e se atinja a convergência.

Após a convergência das equações, calcula-se a potência injectada no barramento de balanço. O passo seguinte é calcular os trânsitos de potência activa e reactiva nas linhas, definindo como positiva a direcção do nó  $i$  para o nó  $j$ . São calculadas as potências complexas da linha  $k$  junto ao nó  $i$  ( $\mathcal{S}_{ij}^k$ ) e ao nó  $j$  ( $\mathcal{S}_{ji}^k$ ) e somando estas duas potências obtêm-se as perdas na linha,  $\mathcal{S}_L^k$ .

Para a aplicação do método de Newton-Raphson ao trânsito de energia começa-se por utilizar as equações (7.11) e (7.12). Admitindo como nó de balanço o nó 1, que não entra neste cálculo, essas equações irão tomar a seguinte forma:

$$P_i = f_i(V_2, \dots, V_n, \theta_2, \dots, \theta_n), \quad i = 2, \dots, n \quad (7.13)$$

$$Q_i = g_i(V_2, \dots, V_n, \theta_2, \dots, \theta_n), \quad i = 2, \dots, n \quad (7.14)$$

Para pequenas variações da amplitude e argumento da tensão, tem-se:

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_2} \Delta \theta_2 + \dots + \frac{\partial P_i}{\partial \theta_n} + V_2 \frac{\partial P_i}{\partial V_2} \frac{\Delta V_2}{V_2} + \dots + V_n \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \frac{\Delta V_n}{V_n} \quad (7.15)$$

$$\Delta Q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_2} \Delta \theta_2 + \dots + \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_n} + V_2 \frac{\partial Q_i}{\partial V_2} \frac{\Delta V_2}{V_2} + \dots + V_n \frac{\partial Q_i}{\partial V_n} \frac{\Delta V_n}{V_n} \quad (7.16)$$

Através da definição das seguintes variáveis:

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \quad N_{ij} = V_j \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \quad (7.17)$$

$$J_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \quad L_{ij} = V_j \frac{\partial Q_i}{\partial V_j}$$

Obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{22} & N_{22} & \dots & H_{2n} & N_{2n} \\ J_{22} & L_{22} & \dots & J_{2n} & L_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\ H_{n2} & N_{n2} & \dots & H_{nn} & N_{nn} \\ J_{n2} & L_{n2} & \dots & J_{nn} & L_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta V_n/V_n \end{bmatrix} \quad (7.18)$$

Numa forma mais compacta fica:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}}_{\text{Jacobiano}} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (7.19)$$

O jacobiano tem dimensão  $2(n-1) \times 2(n-1)$  e os seus elementos considerando apenas nós PQ para além do nó de balanço, calculam-se a partir das equações do trânsito de energia, ficando para  $i \neq j$ :

$$H_{ij} = L_{ij} = V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (7.20)$$

$$N_{ij} = -J_{ij} = V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (7.21)$$

E para  $i = j$ :

$$\begin{aligned}
H_{ii} &= -Q_i - B_{ii}V_i^2 \\
N_{ii} &= P_i + G_{ii}V_i^2 \\
J_{ii} &= P_i - G_{ii}V_i^2 \\
L_{ii} &= Q_i - B_{ii}V_i^2
\end{aligned} \tag{7.22}$$

Ao considerar também nós do tipo PV, tem que se ter em conta que para esses nós a equação da potência reactiva não entra no cálculo iterativo das tensões, porque o módulo da tensão é especificado. A dimensão do sistema de equações reduz-se para  $2n_{PQ} + n_{PV}$ .

### Passos do processo iterativo para o cálculo das tensões nos barramentos

- i. Estimativa dos valores iniciais das tensões nos barramentos;
- ii. Calcular as diferenças  $\Delta P_i$  e  $\Delta Q_i$  entre os valores inicialmente especificados e os valores calculados das potências activa e reactiva injectadas:

$$\Delta P_i^k = P_i^{esp} - P_i^{calc^k} \tag{7.23}$$

$$\Delta Q_i^k = Q_i^{esp} - Q_i^{calc^k} \tag{7.24}$$

- iii. Calcular o Jacobiano do sistema de equações,  $[J^k]$ ;
- iv. Calcular os incrementos  $\Delta\theta$  e  $\Delta V$  resolvendo o sistema de equações:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = [J^k] = \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k / V^k \end{bmatrix} \tag{7.25}$$

- v. Actualizar os valores de amplitude e argumento da tensão para os nós PQ:

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \Delta V_i^k \tag{7.26}$$

$$\theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta\theta_i^k \tag{7.27}$$

- vi. Actualizar os valores do argumento da tensão para os nós PV, através da equação:

$$\theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta\theta_i^k \tag{7.27}$$

E calcular a potência reactiva injectada:

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \tag{7.28}$$

- vii. Se a potência reactiva calculada estiver fora dos limites máximo e mínimo do gerador, o nó deve ser reclassificado como nó PQ temporário e na iteração seguinte calcula-se

de novo a potência reactiva com este nó como PQ, se esta estiver dentro dos limites, o nó volta a ser reclassificado como nó PV.

- viii. As iterações são repetidas até à convergência, que é atingida quando a diferença entre o valor da potência calculada no passo anterior e o da potência calculada no passo seguinte é inferior à tolerância especificada,  $\varepsilon_{P,Q}$ , tipicamente usa-se o valor de 0.01 MW/Mvar [98], embora neste trabalho se tenha considerado  $\varepsilon_{P,Q} = 0.1$  kW/kvar, porque as potências em jogo na rede que aqui se vai analisar são da ordem dos kW.

$$|\Delta P_i|, |\Delta Q_i| < \varepsilon \quad (7.29)$$

Segue-se o fluxograma que descreve estes passos:

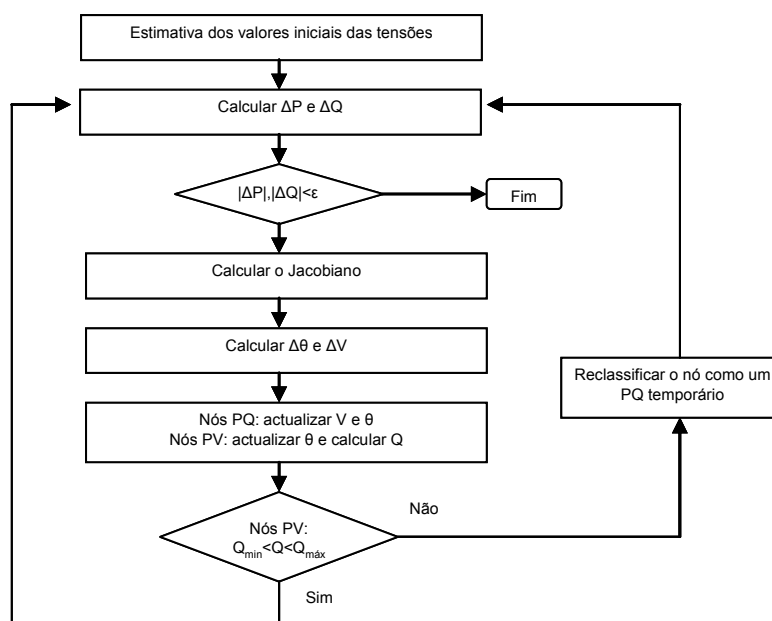


Fig. 7.12– Fluxograma do método iterativo de cálculo de trânsito de energia

As redes que se pretendem estudar neste trabalho são de pequena dimensão e por isso pode usar-se para o valor inicial da tensão em todos os nós, o valor da tensão do nó de balanço, este procedimento designa-se por partida plana [41].

Como as redes que se irão considerar são constituídas por linhas curtas (comprimento menor que 80 km), é possível desprezar o valor de admitância transversal das linhas [98]. Tendo em conta este facto, e tal como já se tinha indicado anteriormente, é possível simplificar o esquema em  $\pi$  da linha da Fig. 7.11 de forma a que este fique apenas com a componente de impedância longitudinal,  $Z_{Lk}$ , representada por uma resistência e uma reactância em série.

### 7.2.2 O Trânsito de Energia em Corrente Contínua

Numa rede em corrente contínua, as linhas são constituídas por dois condutores e em regime estacionário são caracterizadas pela sua resistência total  $R_L$ , não tendo aplicação os conceitos de reactância e potência reactiva. As equações para uma linha com apenas dois barramentos são as seguintes:

$$I = \frac{V_1 - V_2}{R_L} \quad (7.30)$$

Onde  $I$  é a corrente que passa na linha,  $V_1$  a tensão no barramento emissor e  $V_2$  a tensão no barramento receptor.

As potências nos dois extremos da linha são dadas por (7.31) e (7.32).

$$P_{12} = \frac{V_1^2 - V_1 V_2}{R_L} = V_1 I \quad (7.31)$$

$$P_{21} = \frac{V_2^2 - V_1 V_2}{R_L} = V_2 I \quad (7.32)$$

E as perdas na linha,  $P_L$ , obtêm-se através de (7.33).

$$P_L = \frac{(V_1 - V_2)^2}{R_L} = P_{12} + P_{21} = R_L I^2 \quad (7.33)$$

Sendo a potência média transitada,  $P_{med}$ , dada por (7.34).

$$P_{med} = \frac{V_1^2 - V_2^2}{2R_L} = \frac{P_{12} - P_{21}}{2} \quad (7.34)$$

A partir da Eq. 7.34 é possível ver que o sentido do trânsito de potência depende do valor da tensão nos extremos da linha.

O trânsito de energia em corrente contínua pode ser resolvido pelos métodos utilizados para as redes em corrente alternada, aplicando-se as seguintes modificações:

- i. O argumento da tensão é igual a  $0^\circ$  em todos os barramentos;
- ii. Considera-se apenas a resistência das linhas ( $X_L=0$ ) na construção da matriz das admitâncias nodais, ficando esta última só com parte real  $\Rightarrow B=0$ ;
- iii. A potência reactiva é nula  $\Rightarrow Q=0$ ;

Para obter os resultados do trânsito de energia em corrente contínua através do método de Newton-Raphson procede-se de acordo com os passos descritos no item 7.2.1 considerando-se as alterações acima mencionadas. Para os barramentos PV, a amplitude da tensão e a potência activa gerada são especificadas. As variáveis a calcular seriam a potência reactiva gerada e o argumento da tensão, mas neste caso estas duas grandezas são nulas. Nos barramentos PQ é especificada a potência activa gerada ( $Q_G=0$ ) e a variável a calcular é a amplitude da tensão no barramento porque o seu argumento é nulo,  $\theta=0^\circ$ .

Na resolução do trânsito de energia para a rede autónoma em corrente contínua considera-se que todos os nós, à excepção do nó de balanço, são nós do tipo PQ.

### 7.2.3 Resolução do Trânsito de Energia – Configuração em Corrente Alternada

No trânsito de energia que aqui se considera, os máximos de consumo são atingidos nas horas de cheia. Considerando ainda que a geração fotovoltaica e eólica também é máxima, teremos o máximo de transmissão de potência durante este período, sendo possível avaliar qual o limite superior das perdas nas linhas. Nas horas de vazio o consumo é baixo e a geração é feita apenas pelos aerogeradores colocados nos extremos da rede, para este período é possível avaliar os desvios máximos na amplitude e argumento da tensão nos vários barramentos.

A rede autónoma em corrente alternada é trifásica e considera-se que se utilizam cabos do tipo VAV<sup>57</sup> de cobre, com 4 condutores (3 condutores de fase e 1 condutor de neutro).

Para determinado tipo e secção de cabo, secção essa calculada para que a corrente máxima admissível nos cabos não seja ultrapassada, pode encontrar-se a resistência e reactância de cada linha da rede. Para os cabos aqui considerados pode utilizar-se a Tabela 10.11 [15] que se encontra no anexo 10.16, onde é indicada a resistência a 20° e indutância para cabos de cobre para diversas secções normalizadas, sendo ambas as grandezas indicadas por unidade de comprimento. A partir desses valores pode calcular-se a resistência e reactância de cada uma das linhas, parâmetros necessários e suficientes para caracterizar as linhas em baixa tensão e a utilizar no trânsito para a rede em corrente alternada.

---

<sup>57</sup> Os cabos do tipo VAV são compostos por almas condutoras em cobre, condutores cableados, isolamento a PVC, bainha interior de PVC, armadura com condutores concêntricos de alumínio e bainha exterior de PVC.

No trânsito de potência para a rede assim dimensionada, não devem haver variações de tensão dos barramentos superiores a 5%, que é o limite máximo para redes de baixa tensão indicado nas RTIEBT<sup>58</sup> [111].

Tabela 7.2 – Dados da Rede em Corrente Alternada a 400 V de Tensão Composta

De Barr.	Para Barr.	R <sup>20º</sup> (Ohm/km)	X (50 Hz) (Ohm/km)	Compr. (m)	Cabo	
					S (mm <sup>2</sup> )	Tipo
1	2	0.727	0.25e-3	10	25	VAV Cu
2	3	0.727	0.25e-3	250	25	VAV Cu
3	4	0.727	0.25e-3	100	25	VAV Cu
4	11	1.15	1.15e-3	150	16	VAV Cu
4	14	1.15	1.15e-3	300	16	VAV Cu
4	5	1.15	1.15e-3	200	16	VAV Cu
5	6	1.15	1.15e-3	200	16	VAV Cu
6	7	1.15	1.15e-3	100	16	VAV Cu
7	8	1.15	1.15e-3	150	16	VAV Cu
8	9	1.15	1.15e-3	200	16	VAV Cu
9	10	1.15	1.15e-3	700	16	VAV Cu
11	12	1.15	1.15e-3	150	16	VAV Cu
12	13	1.15	1.15e-3	150	16	VAV Cu
14	15	1.15	1.15e-3	150	16	VAV Cu
15	16	1.15	1.15e-3	100	16	VAV Cu
16	17	1.15	1.15e-3	150	16	VAV Cu
17	18	1.15	1.15e-3	200	16	VAV Cu
18	19	1.15	1.15e-3	100	16	VAV Cu
19	20	1.15	1.15e-3	150	16	VAV Cu
20	21	1.15	1.15e-3	600	16	VAV Cu

Na resolução do trânsito de energia será considerado que o barramento de balanço para o fecho das equações do trânsito de energia será o barramento 1, ligado à bateria de acumuladores. Desta forma, e a partir do fecho das equações do trânsito de energia é possível saber, para cada perfil de carga e consumo considerado, se a bateria está a fornecer ou a receber energia.

Os resultados do trânsito de energia para esta rede em corrente alternada encontram-se no Anexo 10.17, na Tabela 10.12, na Tabela 10.13, para o Inverno e para a carga de vazio e cheia, respectivamente, e na Tabela 10.14 e na Tabela 10.15, para o Verão e para a carga de vazio e cheia, respectivamente. Para a resolução do trânsito considerou-se que todos os nós são do tipo PQ, e que a tensão de base para a rede trifásica é de 400 V e a potência aparente de base é de 1 kVA.

<sup>58</sup> RTIEBT - Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão.

Na Tabela 7.3 mostram-se resumidamente os máximos desvios para a amplitude e argumento da tensão, bem como as perdas de potência nas linhas para a rede em corrente alternada. Os valores para a tensão estão representados como uma percentagem da tensão nominal da micro-rede e os valores para as perdas estão representados como uma percentagem da potência que transita na respectiva linha. Os valores máximos estão representados em duas linhas para as quedas de tensão e desvios do argumento da tensão, e para as perdas de potência activa e reactiva, porque por vezes os máximos de cada uma destas grandezas não ocorrem no mesmo barramento, ou na mesma linha.

Tabela 7.3 – Resumo dos resultados do Trânsito de Energia em Corrente Alternada

Inverno Vazio			Inverno Cheia			Verão Vazio			Verão Cheia		
Barr.	$ \Delta V $	$ \Delta \theta $	Barr.	$ \Delta V $	$ \Delta \theta $	Barr.	$ \Delta V $	$ \Delta \theta $	Barr.	$ \Delta V $	$ \Delta \theta $
	(%)	(°)		(%)	(°)		(%)	(°)		(%)	(°)
21	2.68	0.4861	18	<b>3.84</b>	0.9685	10	2.25	0.5691	18	3.58	0.3731
-	-	-	21	2.60	1.2805	21	0	<b>1.8656</b>	-	-	-
Linha	$P_{\text{perdas}}$	$Q_{\text{perdas}}$	Linha	$P_{\text{perdas}}$	$Q_{\text{perdas}}$	Linha	$P_{\text{perdas}}$	$Q_{\text{perdas}}$	Linha	$P_{\text{perdas}}$	$Q_{\text{perdas}}$
	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)
8 -> 9	0.26	<b>6.52</b>	2 -> 3	<b>1.73</b>	1.29	8 -> 9	0.24	6.28	9 -> 10	1.56	1.18
9 -> 10	0.92	-	4 -> 14	0.33	0.63	9 -> 10	0.85	-	-	-	-

Os maiores desvios na amplitude da tensão encontram-se para o Inverno e para as horas de cheia, quando o consumo é maior. Estes desvios são da ordem de 3.84% da tensão nominal da rede, um valor abaixo dos 5% anteriormente referidos.

O maior desvio para o argumento da tensão é de 1.28°, e é encontrado no Verão e para as horas de vazio, no barramento 21, onde está ligado o aerogerador 2. Deve notar-se que neste caso, da potência gerada pelo aerogerador, apenas uma pequena parte é consumida pela carga, fazendo com que a energia excedente tenha que fluir através das linhas da rede até entrar na bateria.

Em termos de perdas de potência activa, as maiores perdas são de 1.73% para as horas de cheia do Inverno, e correspondem à linha que liga o barramento 2 ao 3. Para a potência reactiva, as maiores perdas são de 6.52% e dizem respeito à linha que une o barramento 8 ao 9 e ocorrem nas horas de vazio.

A partir do trânsito de energia ficaram a conhecer-se as perdas de potência máximas da rede em corrente alternada, bem como as quedas de tensão máximas esperadas.

### 7.2.4 Resolução do Trânsito de Energia – Configuração em Corrente Contínua

Para a rede autónoma em corrente contínua considera-se que se utilizam cabos do tipo VV<sup>59</sup> de cobre, com 2 condutores. As características consideradas para cada uma das linhas da rede em corrente contínua estão descritas na Tabela 7.4.

Tabela 7.4 – Dados da Rede em Corrente Contínua a 240 V

De Barr.	Para Barr.	R <sup>20º</sup> (Ohm/km)	Compr. (m)	Cabo	
				S (mm <sup>2</sup> )	Tipo
1	2	1.830	10	10	VV Cu
2	3	0.387	250	50	VV Cu
3	4	0.387	100	50	VV Cu
4	11	0.524	150	35	VV Cu
4	14	0.268	300	70	VV Cu
4	5	0.268	200	70	VV Cu
5	6	0.268	200	70	VV Cu
6	7	0.268	100	70	VV Cu
7	8	0.268	150	70	VV Cu
8	9	0.268	200	70	VV Cu
9	10	0.268	700	70	VV Cu
11	12	0.524	150	35	VV Cu
12	13	0.524	150	35	VV Cu
14	15	0.268	150	70	VV Cu
15	16	0.268	100	70	VV Cu
16	17	0.268	150	70	VV Cu
17	18	0.268	200	70	VV Cu
18	19	0.268	100	70	VV Cu
19	20	0.268	150	70	VV Cu
20	21	0.268	600	70	VV Cu

No trânsito de energia em corrente contínua o argumento da tensão em todos os barramentos é igual a zero, e o conceito de potência reactiva não se aplica porque não há defasagem entre a tensão e a corrente. Por isso, apenas se irá analisar o trânsito de potência activa e as perdas de potência activa nas linhas.

Para o trânsito em corrente contínua considerou-se que todos os barramentos eram do tipo PQ, apenas com potência activa especificada nos nós de consumo, e sem regulação da tensão nos nós de geração, fazendo-se essa regulação apenas no nó de balanço. A justificação para que apenas se considerassem nós PQ e o nó de balanço deve-se a que na rede em corrente contínua, não é possível injectar ou consumir potência reactiva de forma a aumentar ou diminuir a tensão nos diversos barramentos, podendo no entanto esta regulação ser feita

<sup>59</sup> Os cabos do tipo VV de cobre são compostos por almas condutoras em cobre e bainhas interior e exterior em PVC.

pelos conversores associados à geração através de um algoritmo interno de regulação de tensão.

Os resultados do trânsito de energia para esta rede em corrente contínua e considerando a tensão de base de 240 V e a potência aparente de base de 1 kVA, encontram-se no anexo 10.17, na Tabela 10.16 e na Tabela 10.17, para o Inverno e para a carga de vazio e cheia, respectivamente, e na Tabela 10.18 e na Tabela 10.19, para o Verão e também para a carga de vazio e cheia.

O resumo do trânsito de potência para as quatro condições de trânsito de energia consideradas para a rede em corrente contínua encontram-se na Tabela 7.5. Nesta tabela são indicados os barramentos com os maiores desvios de tensão e as linhas onde ocorrem as maiores perdas de potência.

Tabela 7.5 – Resumo dos Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Contínua a 240 V

Inverno Vazio		Inverno Cheia		Verão Vazio		Verão Cheia	
Barr.	$ \Delta V $ (%)	Barr.	$ \Delta V $ (%)	Barr.	$ \Delta V $ (%)	Barr.	$ \Delta V $ (%)
21	2.24	18	<b>3.82</b>	21	2.04	13	3.73
Linha	$P_{\text{perdas}}$ (%)	Linha	$P_{\text{perdas}}$ (%)	Linha	$P_{\text{perdas}}$ (%)	Linha	$P_{\text{perdas}}$ (%)
9 -> 10	0.59	2 -> 3	1.92	9 -> 10	0.55	2 -> 3	<b>1.96</b>

Na rede a 240 V, o maior desvio para a amplitude da tensão é encontrado para o barramento 18, como 3.82% de variação de tensão. Este desvio na amplitude da tensão é, em termos percentuais, inferior mas muito próximo do valor encontrado para o maior desvio no trânsito em corrente alternada,  $\Delta V_{\text{máx}} = 3.84\%$ .

Relativamente às perdas de potência activa para a rede em corrente contínua, tal como seria de esperar, as maiores perdas ocorreram na linha que liga o barramento 2 ao 3, ou seja, na linha que liga a bateria e o sistema fotovoltaico à restante rede, e que por isso será aquela onde haverá maior trânsito de potência na micro-rede considerada. As perdas máximas nesta linha foram 1.96%, valor superior aos 1.73% encontrados para as perdas máximas de potência activa para a rede em corrente alternada e também para a linha que liga o barramento 2 ao barramento 3.

A partir dos resultados do trânsito de energia para as duas redes é possível concluir que para a mesma transmissão de energia, na rede em corrente contínua se utilizaram cabos com secções superiores aos utilizados para a rede em corrente alternada, obtendo-se variações de

tensão e perdas de potência activa muito semelhantes para as duas redes, sendo ligeiramente menores para a rede em corrente alternada

Para que se possa comparar o funcionamento destas duas configurações de rede, analisando qual das duas configurações leva a um melhor equilíbrio entre a geração, o consumo e o armazenamento da energia, foram implementados dois modelos, um para cada uma das redes, que serão descritos e analisados no item que se segue.

### 7.3 A Análise do Desempenho das duas Configurações da Micro-Rede

Utilizando a rede anteriormente descrita, foram feitas simulações do comportamento da rede autónoma ao longo de um ano para uma configuração com linhas e barramentos em corrente alternada<sup>60</sup> e com linhas e barramentos em corrente contínua<sup>61</sup>.

Na Fig. 7.13 está representado o modelo geral implementado em simulink para a análise do comportamento do sistema para a rede em corrente alternada. Este modelo considera três reguladores de carga e três inversores, um para cada gerador renovável, e um inversor bidireccional associado à bateria, que funciona como inversor quando é necessário recorrer à energia armazenada na bateria para alimentar a carga, e como rectificador quando a energia proveniente das fontes renováveis é superior à energia consumida pela carga. No modelo deste equipamento utilizou-se a mesma curva de rendimento independentemente do sentido do fluxo de energia (de c.c. para c.a. ou de c.a. para c.c.).

Na Fig. 7.14 está representado o modelo geral implementado em simulink para a análise do comportamento do sistema para a rede em corrente contínua. Este modelo considera três reguladores de carga, um para cada gerador renovável, e um inversor associado a cada uma das cargas em corrente alternada, representado pela sua curva de rendimento.

---

<sup>60</sup> Os gráficos para a rede em corrente alternada terão a cor verde.

<sup>61</sup> Os gráficos para a rede em corrente contínua terão a cor azul para que não se confundam com os da rede em c.a..

Sistema Rede Autônoma com Barramentos em Corrente Alternada - 2010

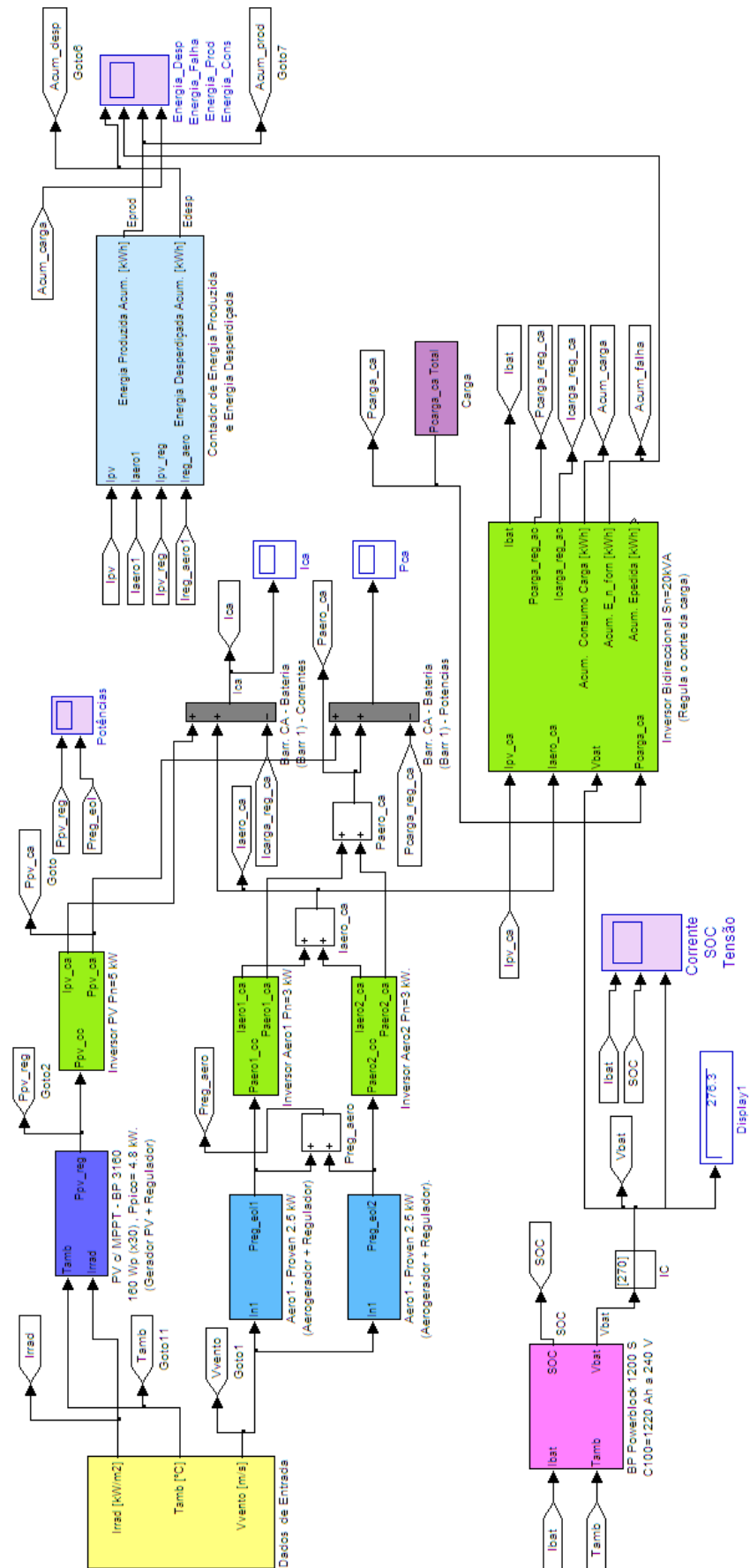


Fig. 7.13 – Esquema em Simulink do modelo utilizado para rede com transmissão em c.a.

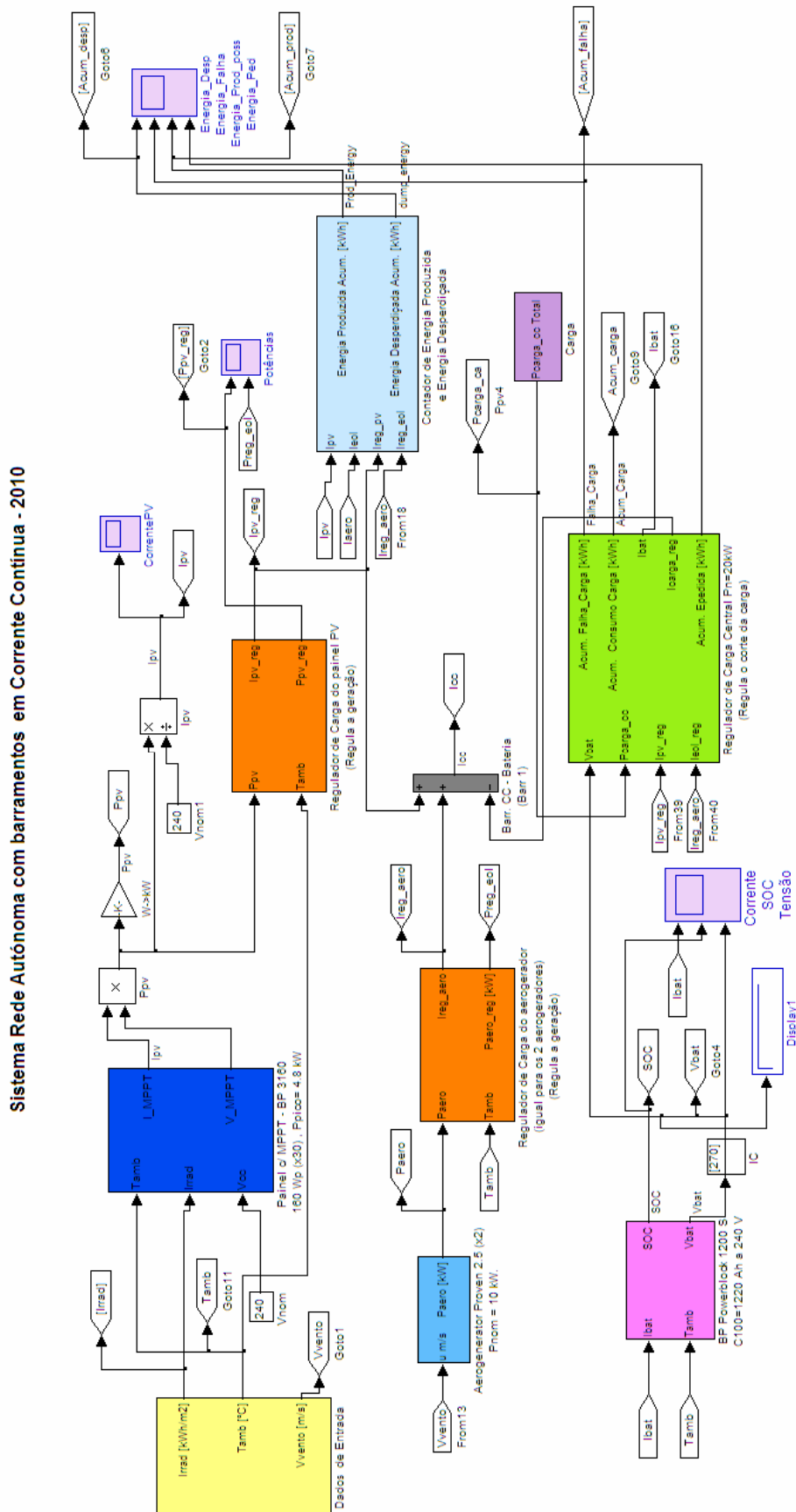


Fig. 7.14 – Esquema em Simulink do modelo utilizado para rede com transmissão em c.c.

Nestas simulações foram utilizados modelos médios simplificados, equivalentes aos utilizados no item 6.5 para os diferentes equipamentos do sistema e no item 6.6, para o algoritmo de seguimento MPPT do painel fotovoltaico, considerando a equação característica de cada um dos módulos, definida pela Eq. 2.7, e as suas variações com a irradiância incidente e temperatura ambiente. Para os aerogeradores utilizou-se a sua curva de potência em função da velocidade do vento, mostrada na Fig. 7.7.

Para o cálculo das perdas associadas aos inversores unidireccionais no caso da rede em c.c., e ao inversor bidireccional no caso da rede c.a., considerou-se a sua curva de rendimento em função da potência pedida, definida pela equação (4.64) do item 4.2.4.1, que aqui se volta a transcrever:

$$\eta_{inv}(P_{out}) = \frac{P_{out}}{P_{out} + p_o + KP_{out}^2}$$

Nesta equação, os valores dos parâmetros  $p_o$  e  $K$  podem ser calculados se se conhecerem dois pontos da curva: o valor do rendimento do conversor para a potência nominal, e o valor do seu rendimento para uma determinada percentagem da sua potência nominal. Normalmente considera-se o valor do rendimento para 10% da sua potência nominal [113]. Considerando duas equações, uma para  $\eta_{inv}(P_{nom})$  e outra para  $\eta_{inv}(P_x)$ , e reescrevendo-as de forma a isolar os parâmetros do inversor, obtêm-se (7.35) e (7.36) [113].

$$p_o = P_{nom} \left( \frac{1}{\eta_{conv}(P_{nom})} - 1 - KP_{nom} \right) \quad (7.35)$$

$$K = \frac{1}{P_{nom}^2 - P_x^2} \left( \frac{P_{nom}}{\eta_{conv}(P_{nom})} - \frac{P_x}{\eta_{inv}(P_x)} \right) - \frac{1}{P_{nom} + P_x} \quad (7.36)$$

Os valores de rendimento utilizados para os inversores unidireccionais e bidireccional utilizados nas simulações foram  $\eta_{inv}(P_{nom})=0.95$  e  $\eta_{inv}(P_{10\%})=0.9$ , respectivamente. Estes são rendimentos típicos de inversores de micro-rede com as características aqui consideradas e anteriormente descritas.

No caso do inversor bidireccional utilizado na rede em corrente alternada foi ainda necessário calcular a corrente da bateria e a corrente entregue à carga em cada passo da simulação, utilizando o balanço médio de energia e o valor do seu rendimento para a potência entregue. A função onde se implementou este algoritmo encontra-se no Anexo 10.14.

Para a regulação da geração nas duas configurações da rede, considerou-se o balanço médio de energia no sistema para o cálculo da corrente máxima gerada pela produção renovável, tal como no item 6.5.

Para a regulação da carga na rede c.c. considerou-se também o balanço médio de energia no sistema. Através do qual se calcula a energia entregue à carga, em média, para cada período de uma hora, e a energia que ficou por entregar em períodos de falha, que podem ocorrer quando a geração não for suficiente para suprir o consumo e o estado de carga da bateria for demasiado baixo ( $SOC < 0.2$ ). A função onde se implementou a regulação da carga encontra-se no Anexo 10.13.

Considerou-se que o rendimento dos reguladores de carga fotovoltaicos era unitário e que o consumo do sistema de controlo destes equipamentos era de  $5 \text{ W}^{62}$ , tendo-se adicionado o seu consumo ao consumo da carga.

As simulações para a rede, nas suas duas configurações consideradas, foram feitas para o período de um ano. Nestas simulações consideraram-se as seguintes condições iniciais para o subsistema da bateria, um estado de carga inicial de 0.8, podendo este parâmetro variar entre 0.2 e 1, que são os limites que levam à actuação dos reguladores de carga, e uma tensão inicial da bateria de 270 V. Os parâmetros utilizados na Eq. 4.3 para a tensão da bateria foram a tensão de polarização,  $a_{bat} = 0.3 \text{ V/elemento}$ , e o termo relacionado com a força electromotriz,  $\varepsilon_0 = 2.0 \text{ V/elemento}$ . A capacidade para uma descarga a 100 horas e a resistência interna da bateria utilizadas foram as da bateria inicialmente dimensionada para o sistema, indicadas no item 7.1.3.

A partir dos valores de irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento mostrados no item 7.1.5, e dos modelos implementados, pode avaliar-se o desempenho da rede autónoma nas suas duas configurações.

### 7.3.1 A Micro-Rede em Corrente Alternada

No caso da rede em corrente alternada, a potência produzida através do painel fotovoltaico e dos dois aerogeradores, após regulação, é a que se mostra na Fig. 7.15,

---

<sup>62</sup> O consumo do sistema de controlo do inversor Sunny Island 5048 com uma potência nominal de 5 kW, é de 4 W em *stand by*, tendo-se extrapolado esse valor para o que seria o consumo do sistema de controlo de um regulador de carga para potências da mesma ordem, 5 kW para o fotovoltaico e 3 kW para cada um dos aerogeradores.

atingindo o máximo de 5 kW no caso do fotovoltaico e 5.75 kW para a soma da potência produzida por cada um dos aerogeradores.

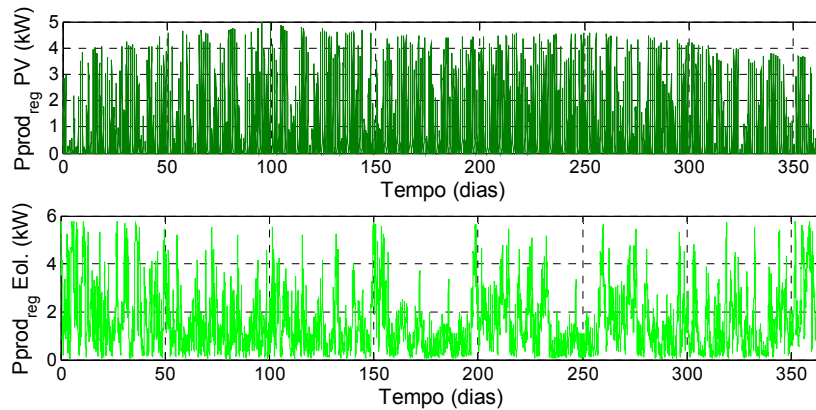


Fig. 7.15 – Produção de fotovoltaico e eólica ao longo do ano – c.a.

Relativamente ao funcionamento da bateria, esta atingiu o estado de carga mínimo permitido (SOC = 0.2) correspondente a cerca de 245 V, diversas vezes ao longo do ano, tal como se pode constatar na Fig. 7.16, o que levou à ocorrência de cortes no fornecimento de energia aos consumidores, veja-se a Fig. 7.17 (d).

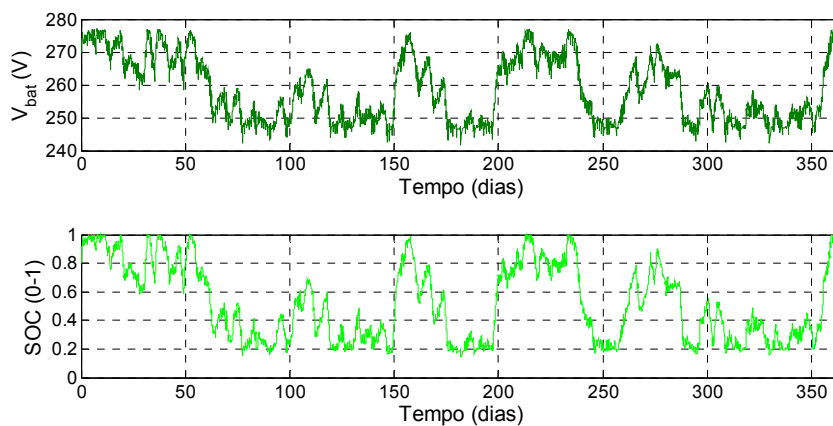


Fig. 7.16 – Evolução da tensão e estado de carga da bateria ao longo do ano – c.a.

A Fig. 7.17 mostra a evolução da produção e consumo de energia ao longo do ano, (a) e (b), a energia que poderia ter sido produzida mas foi desperdiçada (c) e a energia que não foi fornecida à carga (d). Nestes dois últimos gráficos é possível identificar as alturas do ano em que houve desperdício de energia e em que ocorreram falhas na satisfação da carga.

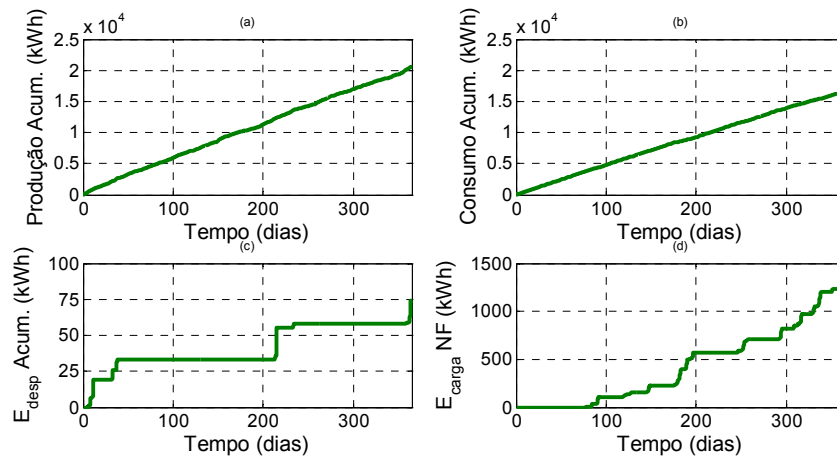


Fig. 7.17 – Valores anuais acumulados: (a)Energia produzida pelas fontes renováveis; (b)Energia Consumida; (c)Energia renovável desperdiçada, (d) Energia pedida pela carga e não fornecida pelo sistema - c.a.

Uma das possibilidades de actuação no sistema, de forma a evitar períodos de corte da carga, seria a utilização de um gerador de apoio que entrasse em funcionamento quando o estado de carga da bateria atingisse o nível mínimo permitido. Este gerador deveria apenas ser desligado quando a bateria atingisse um estado de carga elevado, mas não a sua carga completa. Desta forma permitiria que a energia proveniente das fontes renováveis, que entretanto fosse produzida e não consumida, pudesse ainda ser armazenada.

Outra alternativa possível seria a da utilização de um sistema de armazenamento complementar, por exemplo utilizando a energia da geração que neste caso foi desperdiçada, para a produção de hidrogénio através de um electrolisador, armazenando-o e convertendo-o em energia eléctrica através de uma pilha de combustível quando o sistema tivesse défice de energia, minimizando assim os cortes ao consumo.

Na Tabela 7.6 sumarizam-se os resultados desta simulação, mostrando o valor anual da energia efectivamente produzida,  $E_{prod_{reg}}$ , da energia consumida,  $E_{cons_{reg}}$ , da energia que poderia ter sido produzida mas foi desperdiçada,  $E_{prod_{desp}}$ , e por último a energia que foi pedida e não foi fornecida à carga,  $E_{cons_{NF}}$ .

Tabela 7.6 – Energia anual produzida, consumida, que poderia ter sido produzida, e não fornecida – Rede c.a.

<b>Rede em Corrente Alternada</b>			
$E_{prod_{reg}}$ (kWh)	$E_{cons_{reg}}$ (kWh)	$E_{prod_{desp}}$ (kWh)	$E_{cons_{NF}}$ (kWh)
20611	16663	74	1235

A energia que poderia ter sido produzida através das fontes renováveis mas foi desperdiçada nos momentos em que a bateria não tinha capacidade suficiente para a armazenar,  $E_{\text{prod}_{\text{desp}}} = 74 \text{ kWh}$ , não seria suficiente para suprir a energia que não foi fornecida à carga,  $E_{\text{cons}_{\text{NF}}} = 1235 \text{ kWh}$ . Este resultado indica que mesmo que se aumentasse a capacidade da bateria de forma a que  $E_{\text{prod}_{\text{desp}}} = 0 \text{ kWh}$ , ainda assim iriam ocorrer cortes na alimentação da carga ao longo do ano.

Querendo manter o sistema com produção totalmente renovável, sem recorrer ao gerador de apoio, seria necessário aumentar a potência instalada de fotovoltaico e/ou de eólica, para que toda a carga pudesse ser suprida.

Este resultado indica que o dimensionamento inicial da capacidade de produção renovável a instalar, que não contabilizava as perdas de conversão que iriam ocorrer no sistema, mas no qual se deixou uma margem de  $E_{\text{carga}} - E_{\text{renov}} = 2816 \text{ kWh}$  para essas perdas, não contabilizou uma margem suficiente.

### 7.3.2 A Micro-Rede em Corrente Contínua

Nas simulações para a rede com linhas em corrente contínua utilizaram-se os mesmos valores iniciais que para a rede em corrente alternada porque só assim é possível comparar o desempenho das duas configurações. Para esta configuração da rede, a potência produzida através do painel fotovoltaico e dos dois aerogeradores, após regulação, é mostrada na Fig. 7.18. Os valores máximos de potência são iguais aos obtidos na configuração anterior, as diferenças que se irão encontrar estarão relacionadas com a actuação dos reguladores de carga da geração e com a energia correspondente que será desperdiçada.

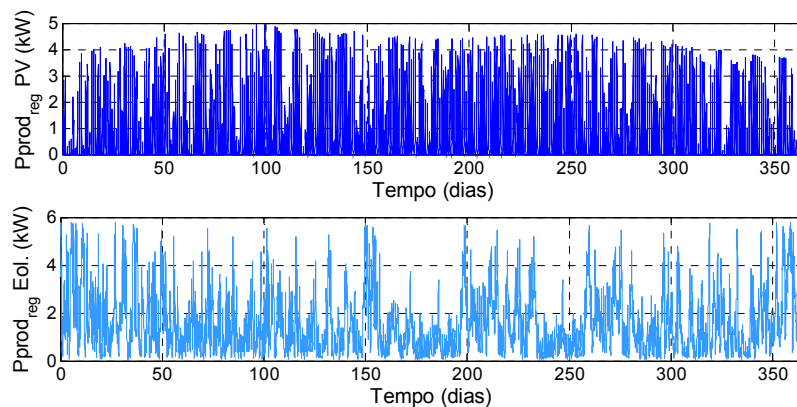


Fig. 7.18 – Produção de fotovoltaico e eólica ao longo do ano – c.c.

Quanto ao funcionamento da bateria, a evolução da sua tensão e respectivo estado de carga é a que se mostra na Fig. 7.19.

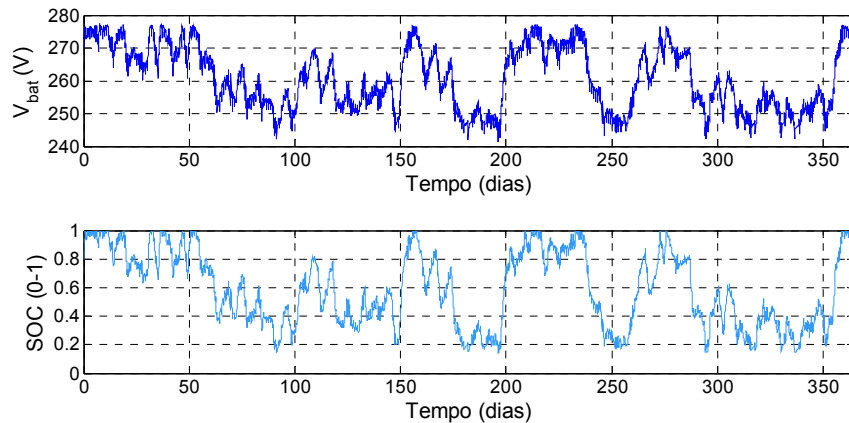


Fig. 7.19 – Evolução da tensão e estado de carga da bateria ao longo do ano – c.c.

O estado de carga da bateria teve grandes flutuações ao longo do ano devido principalmente à geração eólica que é bastante irregular. Também nesta configuração se atingiu por várias vezes o estado de carga mínimo, levando a cortes no fornecimento da carga, mas em menor número que na configuração anterior.

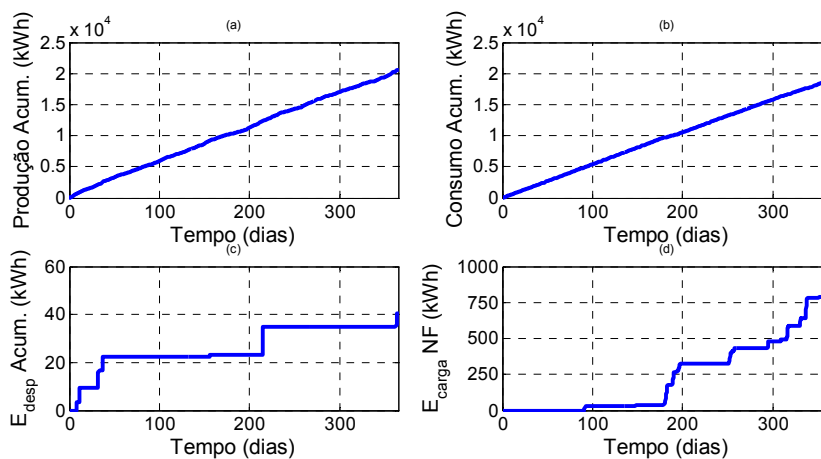


Fig. 7.20 – Valores anuais acumulados: (a)Energia produzida pelas fontes renováveis; (b)Energia consumida; (c)Energia renovável desperdiçada, (d) Energia pedida pela carga e não fornecida pelo sistema - c.c.

Através da Fig. 7.20 e dos valores de energia presentes na Tabela 7.7 pode dizer-se que os resultados da simulação para esta configuração indicam um menor desperdício de energia da geração,  $E_{prod\_desp} = 41$  kWh face aos anteriores 74 kWh, tal como uma menor quantidade de energia não fornecida à carga,  $E_{cons\_NF} = 791$  kWh quando para a rede em corrente alternada se tinham 1235 kWh. As diferenças devem-se principalmente às perdas relativas ao

rendimento dos inversores associados geração e ao inversor bidireccional da bateria, que para a configuração em corrente contínua são evitadas, embora sejam substituídas pelas perdas relativas ao rendimento dos inversores que alimentam cada uma das cargas.

Tabela 7.7 – Energia anual produzida, consumida, que poderia ter sido produzida, e não fornecida – Rede c.c.

<b>Rede em Corrente Contínua</b>			
$E_{prod_{reg}}$ (kWh)	$E_{cons_{reg}}$ (kWh)	$E_{prod_{desp}}$ (kWh)	$E_{cons_{NF}}$ (kWh)
20645	19003	41	791

Para esta rede em corrente contínua o consumo considerado inclui o consumo do sistema de controlo dos reguladores de carga, o rendimento médio dos inversores para cada uma das casas,  $\eta_{inv\_casa}=0.9$ , e para cada um dos candeeiros de iluminação,  $\eta_{inv\_cand}=0.95$ , sendo este último mais elevado porque se considera que o inversor apenas funciona à sua potência nominal, uma vez que o consumo é sempre o mesmo, o da lâmpada do candeeiro. Estas considerações levam a que o consumo anual pedido pela carga na rede em corrente contínua,  $E_{cons_{total}} = 19794$  kWh, seja superior ao consumo anual pedido pela carga na rede em corrente alternada,  $E_{cons_{total}} = 17898$  kWh.

### 7.3.3 A Comparação do Desempenho das Duas Configurações de Micro-Rede

Tanto na rede em corrente contínua como na rede em corrente alternada ocorrem falhas na satisfação do consumo e há energia que poderia ter sido gerada e acaba por ser desperdiçada. Como se poderia actuar no sistema para evitar que houvessem cortes na carga e desperdício de energia da geração? Estando ainda numa fase de projecto do sistema poder-se-ia aumentar a capacidade da bateria e/ou aumentar a potência instalada no sistema de produção.

A partir da análise dos resultados para as duas configurações, foi visto que o aumento da capacidade da bateria não seria suficiente para eliminar os cortes ao consumo porque a energia da geração desperdiçada não era suficiente para cobrir a energia que não foi fornecida à carga. Vejamos então como se comportaria o sistema (nas suas duas configurações) se aumentássemos a potência instalada de fotovoltaico de 4.8 kW pico para 6.4 kW pico, inserindo uma nova série de 10 módulos fotovoltaicos em paralelo com o sistema já instalado

e considerando que a bateria utilizada é a inicialmente dimensionada, BP Powerblock 1200S. Os resultados desta simulação encontram-se na Tabela 7.8.

Tabela 7.8 – Energia anual produzida, consumida, que poderia ter sido produzida, e não fornecida –  $P_{PV}=6.4$  kW

<b>Com 6.4 kW de fotovoltaico</b>			
Rede em Corrente Alternada			
$E_{prod_{reg}}$ (kWh)	$E_{cons_{reg}}$ (kWh)	$E_{prod_{desp}}$ (kWh)	$E_{cons_{NF}}$ (kWh)
22736	17577	264	322
Rede em Corrente Contínua			
$E_{prod_{reg}}$ (kWh)	$E_{cons_{reg}}$ (kWh)	$E_{prod_{desp}}$ (kWh)	$E_{cons_{NF}}$ (kWh)
22824	19675	175	119

Face à configuração inicial, e em relação à produção de energia na rede em corrente alternada,  $E_{prod_{desp}}$  aumentou de 74 kWh para 264 kWh, e na rede em corrente contínua,  $E_{prod_{desp}}$  aumentou de 41 kWh para 175 kWh. Relativamente à energia não fornecida à carga e para a rede em corrente alternada,  $E_{cons_{NF}}$  diminuiu de 1235 kWh para 322 kWh, e para a rede em corrente contínua,  $E_{cons_{NF}}$  diminuiu de 791 kWh para 119 kWh, levando a uma melhoria significativa na satisfação da carga.

Pela análise da tabela anterior depreende-se que o aumento da capacidade instalada de produção renovável, por si só, não seria suficiente para que deixassem de haver falhas no fornecimento da carga, teria que ser acompanhado por um aumento da capacidade da bateria do sistema.

Seguidamente serão apresentados os resultados das simulações do sistema para um ano, com um painel fotovoltaico de 6.4 kW pico e com elementos de bateria BP Powerblock 1850 S, nas suas duas configurações. As características destes elementos de bateria são  $C_{100} = 1840$  Ah e  $R_{ibat} = 0.32$  m $\Omega$  (ver anexo 10.6).

Para o sistema em corrente alternada existem dois períodos no ano em que o SOC da bateria desce até 0.2 (Fig. 7.21 (a)), o que ainda irá originar cortes no fornecimento de energia à carga, tal como se pode ver na Fig. 7.21 (b).

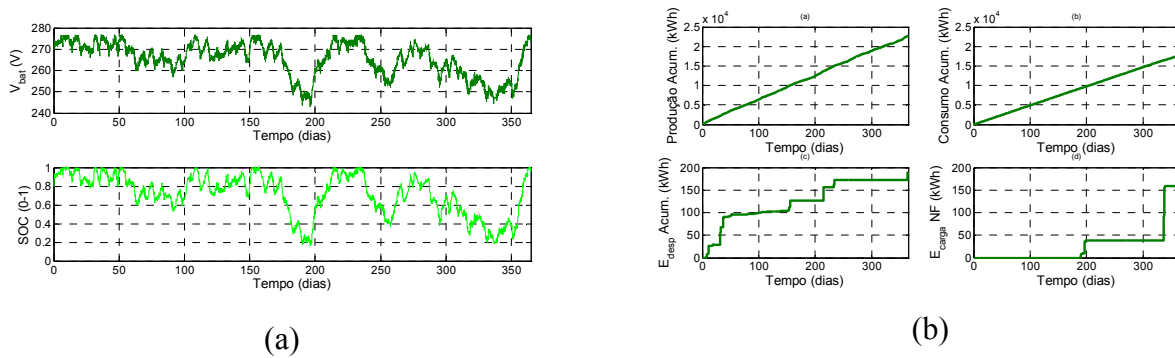


Fig. 7.21 – Desempenho anual do sistema – sistema em c.a. com Bateria BP 1850 S e  $P_{pv}=6.4$  kW

No sistema em corrente contínua deixam de haver cortes ao fornecimento de energia à carga, veja-se a Fig. 7.22. Este era o principal objectivo que se pretendia atingir, conseguir configurar um sistema com geração totalmente renovável, de forma a que este pudesse fornecer a totalidade da carga pedida.

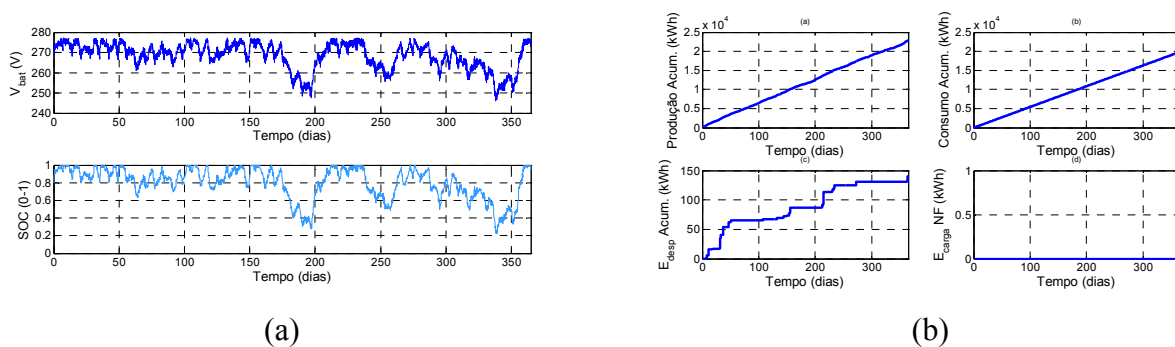


Fig. 7.22 – Desempenho anual do sistema – sistema em c.c. com Bateria BP 1850 S e  $P_{pv}=6.4$  kW

Na Tabela 7.9 encontram-se resumidos os resultados obtidos através das últimas duas simulações, para a rede em corrente alternada e para a rede em corrente contínua.

Tabela 7.9 – Energia anual produzida, consumida, que poderia ter sido produzida, e não fornecida

Bateria BP 1850 S e  $P_{pv}=6.4$  kW

<b>Com bateria BP Powerblock 1850 S e 6.4 kW de fotovoltaico</b>			
<b>Rede em Corrente Alternada</b>			
$E_{prod_{reg}}$ (kWh)	$E_{cons_{reg}}$ (kWh)	$E_{prod_{desp}}$ (kWh)	$E_{cons_{NF}}$ (kWh)
22810	17739	189	159
<b>Rede em Corrente Contínua</b>			
$E_{prod_{reg}}$ (kWh)	$E_{cons_{reg}}$ (kWh)	$E_{prod_{desp}}$ (kWh)	$E_{cons_{NF}}$ (kWh)
22859	19794	141	0

Em relação à produção de energia na rede em corrente alternada,  $E_{prod_{desp}}$  atingiu os 189 kWh, e na rede em corrente contínua,  $E_{prod_{desp}}$  manteve-se abaixo desse valor com 141 kWh. Quanto à energia não fornecida à carga e para a rede em corrente alternada,  $E_{cons_{NF}}$  chegou aos 159 kWh, enquanto para a rede em corrente contínua deixou de haver  $E_{cons_{NF}}$ , tendo-se suprido toda a carga anual, 19794 kWh.

Da análise que aqui foi feita e para o sistema considerado, resulta que a configuração em corrente contínua consegue ter menos perdas totais na conversão entre corrente alternada e contínua, que a configuração em corrente alternada, tendo por isso um melhor desempenho. Mas deve ter-se em consideração que a escolha da configuração mais adequada irá depender não apenas dos parâmetros aqui considerados, mas também de outros que podem vir a ser igualmente importantes, como por exemplo a versatilidade e facilidade de integração de mais produção com diferentes geradores ou de mais cargas, nesse caso a configuração em corrente alternada será mais conveniente porque permitirá que as alterações sejam feitas com recurso a menos equipamentos.

Existe ainda uma outra possibilidade que até agora ainda não havia sido mencionada, pode utilizar-se uma configuração que seja uma combinação das duas configurações aqui consideradas com parte dos barramentos em corrente alternada e parte em corrente contínua. Embora esta configuração não tenha sido aqui analisada, segundo Ross [[117] e [[118], esta configuração poderá agrupar o melhor das duas configurações consideradas, a versatilidade da configuração em corrente alternada e as menores perdas de conversão associadas à configuração em corrente contínua.

A avaliação da melhor configuração deve por isso ser feita caso a caso, sendo os modelos desenvolvidos neste trabalho uma ferramenta útil nessa análise.

Neste capítulo abordou-se a utilização de produção distribuída e multi-fonte para alimentação de micro-redes isoladas, estudando-se o caso de uma rede alimentada por um painel fotovoltaico e 2 aerogeradores, com duas configurações distintas, linhas e barramentos em corrente alternada e linhas e barramentos em corrente contínua.

Da análise do trânsito de energia para esta rede e para os cenários de transmissão em corrente alternada e corrente contínua, pode concluir-se que as perdas de potência têm algum peso, tendo-se para a transmissão em c.a. um valor máximo de perdas de potência activa de

1.73% da potência activa em trânsito na respectiva linha e para as perdas de potência reactiva 6.52% da potência reactiva em trânsito na respectiva linha. Já para a transmissão em c.c., a perda de potência activa máxima foi de 1.96% da potência activa em trânsito na respectiva linha. Os desvios máximos na amplitude e argumento da tensão estão dentro de limites aceitáveis, respectivamente 3.84% na amplitude e  $1.28^\circ$  no argumento para a transmissão c.a., e 3.82% na amplitude para a transmissão em c.c..

A simulação do comportamento do sistema ao longo do tempo com estas duas configurações distintas indica que o comportamento do sistema está muito dependente de um bom dimensionamento inicial e que a configuração em corrente contínua permite um melhor desempenho do sistema.



## 8 Conclusões e Trabalho Futuro

Neste trabalho pretendeu-se desenvolver modelos que permitissem estudar o comportamento de sistemas híbridos, com geração totalmente renovável utilizando como fontes de energia, a energia solar e a energia eólica, quando ligados a uma micro-rede autónoma.

Pretendendo não apenas abordar os modelos em si, mas toda a problemática do porquê da utilização das renováveis no contexto energético actual começou-se por falar dos consumos de energia primária e da produção de energia por tipo de fonte nos países da OCDE, onde se integra Portugal. Focando Portugal, foram indicados os incentivos governamentais à produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis e do aproveitamento da energia térmica excedentária através da cogeração. Tanto no caso do fotovoltaico como da eólica, o aumento da potência instalada tem-se dado à custa de grandes centrais, no caso do fotovoltaico, e de parques eólicos com aerogeradores de potências entre 1 MW e 5 MW, no caso da eólica. Relativamente a micro-sistemas com potências da ordem dos 100 kW praticamente não há informação sobre o que está instalado e em funcionamento neste momento. A informação que existe é referente à microgeração que entrou em funcionamento em 2008, e dos sistemas já instalados, 90% são fotovoltaicos e os restantes 10 % são sistemas eólicos.

Relativamente aos módulos fotovoltaicos, neste trabalho foi utilizado um modelo que se aplica a módulos de silício cristalino e amorfo e descreve o comportamento do seu circuito eléctrico equivalente. Os resultados deste modelo foram validados através da comparação com dados reais medidos no painel fotovoltaico do sistema híbrido de teste, que é um sistema autónomo utilizado para a simulação do funcionamento de uma micro-rede com 3 consumidores. Para maximizar a energia produzida por um sistema fotovoltaico, os módulos devem estar associados a um conversor com seguimento do ponto de máxima potência. Foi desenvolvido um modelo de seguimento do ponto de máxima potência que faz o cálculo teórico do ponto de máxima potência a partir da curva característica do módulo, e para tal foi utilizado um algoritmo de cálculo de pontos extremos de funções (máximos e mínimos), o algoritmo da procura através do número dourado. Este método pode ser utilizado para o cálculo da energia produzida por um sistema quando se têm apenas disponíveis dados médios

de radiação e temperatura, tendo sido validado através de dados reais relativos a um dos grupos de módulos da fachada do edifício Solar XXI.

Em relação ao aproveitamento do recurso eólico, neste trabalho pretendeu-se desenvolver o modelo de um aerogerador de pequeno porte com velocidade variável que pudesse ser aplicável ao aerogerador do sistema de teste e ser representativo dos aerogeradores de pequeno porte para ligação a uma bateria com potências da ordem dos 5 kW. Este aerogerador é constituído por um gerador de ímanes permanentes acoplado a um rectificador por ponte de díodos e seguido de um conversor c.c./c.c. para a regulação da tensão para os níveis de tensão nominal da bateria. Para este modelo apenas se desenvolveram os modelos detalhados parciais de cada um dos seus componentes ficando a faltar agregá-los num modelo conjunto.

Para a simulação do armazenamento de energia numa bateria de acumuladores de ácido-chumbo foi implementado um modelo eléctrico equivalente da bateria, adaptado para a sua região linear de funcionamento, mas que aqui se conseguiu também que representasse a evolução da tensão da bateria para suas regiões não lineares de funcionamento através da variação da resistência da bateria em função do estado de carga da bateria.

Relativamente às simulações dos conversores de potência, dois algoritmos de regulação de carga detalhados, um para a ligação ao um painel fotovoltaico e outro para a ligação a um aerogerador, tendo-se utilizado o primeiro para validar o modelo detalhado do regulador de carga eólico. Desenvolveu-se ainda o modelo de um rectificador a díodos alimentado por uma fonte de tensão não ideal, de um conversor redutor de tensão para a adaptação da tensão rectificadora proveniente do rectificador a díodos associado ao aerogerador, e finalmente desenvolveu-se o modelo do inversor autónomo monofásico.

Foi ainda desenvolvido um modelo simplificado para o funcionamento conjunto de todos os equipamentos presentes do sistema híbrido de teste, usando-se um algoritmo de regulação de carga baseado no balanço de energia do sistema. Este modelo pode ser utilizado para analisar o comportamento de um sistema híbrido ao longo do tempo, e foi validado a partir da comparação com dados experimentais provenientes do sistema de teste.

Para o modelo simplificado do sistema foi feito um modelo do inversor baseado na sua curva de rendimento e utilizando-se esta aproximação, fez-se também um modelo para um inversor bidireccional, necessário para a ligação à bateria numa micro-rede em corrente alternada.

Após a modelação dos conversores, foi então possível desenhar uma micro-rede hipotética, alimentada por um sistema híbrido fotovoltaico/eólico. A partir do diagrama de

consumo semanal e das potências dimensionadas para o fotovoltaico e eólica. Foi resolvido o trânsito de energia para duas configurações diferentes, uma micro-rede em c.a., e uma micro-rede em corrente c.c., pretendo-se comparar as duas alternativas para averiguar as vantagens de uma e de outra solução, em relação às quedas de tensão nas linhas e perdas de potência. A este nível a configuração em corrente alternada mostrou ser mais vantajosa.

Definindo um diagrama de carga diário e utilizando dados de radiação e velocidade de vento para a região de Peniche, analisou-se o comportamento ao longo de um ano para a micro-rede definida nas suas duas possíveis configurações, e neste caso a configuração em corrente contínua mostrou ser mais vantajosa em termos de número de períodos de falha, porque mostrou ter menos perdas nos conversores, aproveitando melhor a energia disponível.

Através do desenvolvimento de todos estes modelos, foram criadas ferramentas capazes de ajudar a dimensionar e otimizar sistemas para micro-redes autónomas.

Como trabalho futuro, fica a faltar reunir os modelos associados ao aerogerador, ao rectificador a díodos e ao conversor abaixador, para que se venha a conseguir validar o modelo conjunto.

Pretende-se também melhorar o actual modelo da bateria, para que este venha a representar melhor a evolução da tensão e estado de carga da bateria.

Uma outra possibilidade de desenvolvimento poderá ser também a extensão do conceito de seguimento de máxima potência do fotovoltaico para a eólica.



## 9 Bibliografia

- [1] “A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology”, PV Platform, European Communities, 2007.
- [2] Achilles S., Poller M., “Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms”, Proceedings of the Fourth International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Billund, Denmark, 2003
- [3] Aguiar R., Carvalho M.J., Mendes J., Costa J., Rodrigues C., Spencer S., “Solterm 5 - Software de Análise de Desempenho de Sistemas Solares Compatível com o Novo Sistema de Certificação de Edifícios Português”, CIES 2006, XIII Congresso Ibérico e VIII Ibero-Americano de Energia Solar, Novembro de 2006, Lisboa
- [4] Aguiar R., Viana S., Joyce A., “Estimativas Instântaneas do Desempenho de Sistemas Solares Fotovoltaicos para Portugal Continental”, XI Congresso Ibérico e VI Congresso Ibero-Americano de Energia Solar, Vilamoura, 2002
- [5] Beals D. e tal, Handbook of Secondary Storage Batteries and Charge Regulators in Photovoltaic Systems – Final Report, Chapter 6, preparado por Exide Management and Technology Company para U.S. Department of Energy Sandia National Laboratories, <http://www.azsolarcenter.com/technology/batteries/pdfs/ch6.pdf>
- [6] Blaabjerg F., “Power Electronics in Renewable Energy Systems”, IET, Aalborg University, Junho de 2007 (<http://www.iet.aau.dk>)
- [7] Brito M., Rodrigues C., Viana S., “Curso de Instaladores de Solar Fotovoltaico” (ainda em preparação), FCUL, INETI
- [8] Burton T. et al, Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons, 2004
- [9] “Cabos isolados de cobre”, <http://www.quintascondutores.pt>, acedido em Dezembro de 2008
- [10] Castro F. A., Lopes da Costa J. C., Rodrigues C., Santos C. M., Rodrigues A., “Energia Eólica”, seminário na FEUP, Porto, Janeiro de 2007
- [11] Castro Rui, Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à energia eólica, 3ª edição, DEEC – IST, 2007

- [12] Chinchilla M. et al., "Control of Permanent-Magnet Generators Applied to Variable-Speed Wind-Energy Systems Connected to the Grid", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, nº 1, 2006
- [13] CIEMAT, Serie Poencias, Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energia Solar Fotovoltaica, Editorial CIEMAT, 2004
- [14] Clausen P., Wood D, "Research and Development issues for Small Wind Turbines", Renewable Energy, vol. 16, p. 922-927, 1999
- [15] Coelho C., "Instalações Eléctricas – Elementos de Apoio às aulas", versão 1.0.1, ISEC, 2006
- [16] Conder M., Estimation of Roughness Lengths Through Gust Factor Analysis, Dissertation for the Master degree in Atmospheric Science, Texas Technical University, August 1999
- [17] Copetti J.B. , Chenlo F., "Internal resistance characterization of lead-acid batteries for PV rates", 11<sup>th</sup> E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, 1992
- [18] Copetti J.B., Lorenzo E., Chenlo F., "A general battery model for PV system simulation", Progress in photovoltaics, vol. 1, pp. 283-292, 1993
- [19] Costa J., Horta P., "Curso de Projectistas e de Instaladores de Equipamento Solar Térmico – Água Quente Solar", INETI
- [20] Costa P., Estanqueiro A., Aguiar R., "Atlas do Potencial Eólico em Portugal Continental", Departamento de Energias Renováveis, INETI
- [21] Costa P., Miranda P, Estanqueiro A., "Development and Validation of the Portuguese Wind Atlas", European Wind Energy Conference (EWEC), Athens, 2006.
- [22] Davenport A., "The relationship of wind structure to wind loading", Proceedings of the International Conference on the Wind Effects on Buildings and Structures, Paper 2, 1963
- [23] Diaz P., Lorenzo E., "Solar Home System Battery and Charge Regulator Testing", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 9, p. 363-377, 2001
- [24] Díez P., "Energía Eólica", Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria - [exa.unne.edu.ar/depar/areas/fisica/maestria/.../eolica/eolo12002.pdf](http://exa.unne.edu.ar/depar/areas/fisica/maestria/.../eolica/eolo12002.pdf) (consultado em Novembro de 2008)

- [25] Duffie J., Beckman W., Solar Engineering of Thermal Processes, John Wiley & Sons, 3<sup>rd</sup> Edition, 2006
- [26] Dunlop J., Batteries and Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems - Fundamentals and Application, Photovoltaic Systems Applications Department, Sandia National Laboratories, 1997
- [27] EN 50438 : 2007 ( Ed. 1 ), “Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks”
- [28] Energia Fotovoltaica, Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação, projecto Greenpro, 2004
- [29] “Energias Renováveis em Portugal”, MEI/DGGE, Outubro de 2007
- [30] Estanqueiro A., Modelação Dinâmica de Parques Eólicos, Dissertação para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Mecânica, IST, Abril de 1997
- [31] Estanqueiro A., EOLOS 2.0 - Base de Dados do Potencial Energético do Vento em Portugal, INETI, Departamento de Energias Renováveis
- [32] Esteves T., Base de Dados do Potencial Energético do Vento em Portugal – Metodologia e Desenvolvimento, Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Ciências e Engenharia da Terra, FCUL, Março 2004
- [33] European Wind Atlas - <http://www.windatlas.dk>
- [34] Ezoji H., “Simulation of Dynamic Voltage Restorer Using Hysteresis Voltage Control”, European Journal of Scientific Research, Vol.27, No.1, p.152-166, 2009
- [35] Freris L., Infield D., Renewable Energy in Power Systems, John Wiley & Sons, 2009
- [36] Ghensev A., Materiais e processos de fabricação de células fotovoltaicas, Monografia de Pós-graduação em Fontes Alternativas de Energia, UFLA, Brasil, 2006
- [37] Giacobbe L., Validação Experimental de Modelos Matemáticos de Componentes de Sistemas Fotovoltaicos, Dissertação para a obtenção do grau de mestre em engenharia electrotécnica e de computadores, DEEC, IST, Dezembro de 2005
- [38] González R., López J. , Sanchis P., Marroyo L., “Transformerless Inverter for Single-Phase

Photovoltaic Systems”, IEEE Transactions in Power Electronics, vol. 22, nº 2, p. 693-697, Março 2007

[39] Green M. et al, “Solar Cell Efficiency Tables (Version 33)”, Progress in Photovoltaics: Research Applications, volume 17, p. 85-94, 2009

[40] “Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Eléctrica”, Direcção Geral de Energia, 1994

[41] Hatziargyriou N., Asano H., Iravani R., Marnay C.,”Microgrids – An overview of ongoing research, development and demonstration projects”, IEEE Power & Energy Magazine, July/August 2007 issue

[42] Hau E., Wind Turbines – Fundamentals, Technologies, Application, Economics, 2<sup>nd</sup> edition, Springer, 2006

[43] Hill M., Mc Carthy S., PV Battery Handbook, Hyperion Energy Systems, 1991

[44] Hohm D., Ropp M., “Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test Bed”, Procedures of Photovoltaic Specialists Conference, p. 1699-1702, 2000

[45] <http://alv.fisica.uminho.pt/simulacoes/efoto/paineis.html>

[46] <http://org.ntnu.no/solarcells/pages/generations.php>

[47] [http://www.cardosolopes.net/Alunos/Disciplinas/ET/Geral/energia/energia\\_1.htm](http://www.cardosolopes.net/Alunos/Disciplinas/ET/Geral/energia/energia_1.htm)

[48] [http://www.centroinformacao.ren.pt/portal/electricidade\\_centro-informacao\\_informacao-exploracao\\_04.asp](http://www.centroinformacao.ren.pt/portal/electricidade_centro-informacao_informacao-exploracao_04.asp) (acedido a 22/10/2008)

[49] <http://www.ent.ohiou.edu/~juwt/HTMLS/semicondmanufactureprocess/crystalgrowing.htm>

[50] [http://www.globalwarmingart.com/wiki/Image:Solar\\_Spectrum\\_png](http://www.globalwarmingart.com/wiki/Image:Solar_Spectrum_png)

[51] [http://www.sipv.com.cn/eng/img/web/sipv\\_daguikuai2.gif](http://www.sipv.com.cn/eng/img/web/sipv_daguikuai2.gif), acedido em Novembro de 2009

[52] <http://www.ufsm.br/gef/Rotacoes09.htm>, acedido em Dezembro de 2008

[53] <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>, American Society for Testing and Materials (ASTM) Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation, acedido em

Setembro de 2009

[54] <http://www.siliconsultant.com/SICompGr.htm>, acessido em Novembro de 2009

[55] <http://www.verticalturbines.net/>, acessido em Janeiro de 2010

[56] Huld T., Sári M. , Dunlop E., “Comparison of Potential Solar Electricity Output from Fixed-Inclined and Two-Axis Tracking Photovoltaic Modules in Europe”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol.16, p. 47–59, 2008

[57] IEA PVPS Annual Report 2007 – Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems, Abril de 2008

[58] IEA Wind Energy Annual Report 2007, Março de 2008

[59] IEA, International Energy Agency, “Key world energy statistics 2008”, [http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/key\\_stats\\_2008.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/key_stats_2008.pdf)

[60] IEA, International Energy Agency, “Monthly Electricity Statistics - July 2008”, <http://www.iea.org/Textbase/stats/surveys/mes.xls>

[61] IEC 60904-3: Photovoltaic devices. Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data, 2008

[62] IEC 61683: Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency, 1999

[63] IEC 61724: Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis, 1998

[64] IEC 61836 TS, “Solar photovoltaic energy systems - Terms and symbols”, Ed. 2.0, 2007

[65] Iov F., Hansen A., Sørensen P., Blaabjerg F., “Wind Turbine Blockset in Matlab/Simulink - General Overview and Description of the Models”, Aalborg University, 2004

[66] Ishengoma F., Norum L., “Design and Implementation of a Digitally Controlled Stand-Alone Photovoltaic Power Supply”, NORPIE 2002, Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, Stockholm, August 2002

[67] Jantsch M., Schmidt H., Schmid J., “Results of the Concerted Action on Power Conditioning and Control”, 11<sup>th</sup> E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, 1992

- [68] Johnson B., Power Conditioning in Photovoltaic Systems, University Honors Program, University College, Texas State University, 2007, <http://ecommons.txstate.edu/honorprog/62>
- [69] Johnson G., Wind Energy Systems, Manhattan, KS, Electronic Edition, 2006
- [70] Justus C., Vent et Performances des Éoliennes, SCM, Paris, 1980
- [71] Kiehne H., Battery Technology Handbook, Expert Verlag, 2003
- [72] Kjaer S., Pedersen J., Blaabjerg F., “A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules”, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 41, n° 5, p. , 2005
- [73] Koutroulis E., Kalaitzakis K., Voulgaris N., ” Development of a Microcontroller-Based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System”, IEEE Transactions O Power Electronics, vol. 16, n° 1, 2001
- [74] Koutroulis E., Kalaitzakis K., “Novel Battery Charging Regulation System for Photovoltaic Applications”, IEEE Proceedings in Electric Power Applications, vol. 151, n° 2, pp. 191-197, 2004
- [75] Krause P., Wasynczuk O., Sudhoff S., Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, IEEE Press Power Engineering Series & John Wiley and Sons, Inc., 2ª edição
- [76] Kurtz S., “Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry”, Technical Report NREL/TP-520-43208, Fevereiro de 2009
- [77] Lameira J., Barroso L. , Modelo em Regime Transitório para um Gerador Eólico Equipado com uma Máquina de Indução Duplamente Alimentada, Trabalho Final de Curso de LEEC, Novembro de 2005
- [78] Lescher F., Zhao J., Borne P., “Robust gain scheduling controller for pitch regulated variable speed wind turbine”, Studies in Informatics and Control, Vol.14, pp.299 - 315, 2005
- [79] Li H., Shi K., McLaren P.,”Neural Network Based Sensorless Maximum Wind Energy Control with Compensated Power Coefficient”, IEEE Transaction on Industrial Applications, Vol. 41, Issue 6, p. 1548 – 1556, 2005
- [80] Loong W, “Power Quality & Optimization of 5 KW Permanent Magnet Wind Turbine”, Bachelor of Electrical Engineering Thesis, Curtin University of Technology, 2003

- [81] Luque A., Hegedus S., Handbook of Photovoltaics Science and Engineering, John Wiley and Sons, 2003
- [82] Marion B., “A method for modeling the current-voltage curve of a PV module for outdoor conditions”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Volume 10, Issue 3, p.205 – 214, 2002
- [83] Marques G., “A simple and Accurate System Simulation of Three-Phase Diode Rectifiers”, *Industrial Electronics Society*, 1998, IECON’98 – Proceedings of the 24<sup>th</sup> Annual Conference of the IEEE, vol. 1, p. 416-421, 1998
- [84] Martínez J., Morales A., et al, “Analysis and Simulation of a Wind-Electric Battery Charging System”, *International Journal of Energy Research*, vol. 30, p. 633-646, 2006
- [85] Mathew S., Wind Energy - Fundamentals, Resource Analysis and Economics, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006
- [86] Mei P., “Silício: Graus de pureza e aplicações”, Workshop “Cadeia Produtiva do Silício Solar: a Importância da Matéria Prima”, Rio de Janeiro, CETEM-MCT, 2008
- [87] Meinhardt M., Rothert M., Wollny, M., Engler A., “Pure ac-coupling – the concept for simplified design of scalable PV-hybrid systems using voltage/frequency statics controlled battery inverters”, *PVSEC*, Bangkok, 2004
- [88] MICROGRID Remote Area Power System Technology for the 21st Century - <http://www.adb.org/Documents/events/2008/ACEF/Session15-Tang.pdf>
- [89] Mints P., “Short Term Forecast for Crystalline & Thin Film Technologies Production”, Navigant Consulting, PV Services Program, EPIA 3rd International Conference on Solar Investments, Frankfurt, Alemanha, 7-8 Abril, 2009
- [90] Mohan N., Undeland T., Robbins W., Power Electronics – Converters, Applications and Design, John Wiley & Sons, 2<sup>nd</sup> edition, 1995
- [91] Morren J., Pierik J., Haana S., “Inertial response of variable speed wind turbines”, *Electric Power Systems Research*, n. 76, p.980–987, 2006
- [92] Müller M., Gutzeit D., “Solar Charge Regulators – Comparison of the Principal Types and Strategies”, Steca GmbH (acedido em Setembro 2009): [http://steca-solar.de/data/media/0004045\\_0000002\\_PV\\_rom\\_regulator\\_paper\\_en.pdf](http://steca-solar.de/data/media/0004045_0000002_PV_rom_regulator_paper_en.pdf)

- [93] Myrzik J., Calais M., “String and Module Integrated Inverters for Single-phase Grid Connected Photovoltaic Systems - A Review”, IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy, 2003
- [94] Narayana M. “Optimal Control Strategies for Small-Scale Wind Energy Conversion Systems“, ESAMR, CEIS, Northumbria University, 2008
- [95] Negro E., “PVDIM: PC Program for PV simulation and sizing”, 12<sup>th</sup> EPSEC, vol. 2, p. 1707–1710, 1994
- [96] Ohm D., “Dynamic model of PM synchronous motors”, Drivotech, Inc., Blacksburg, Virginia : [http://www.drivotechinc.com/articles/IM97PM\\_Rev1forPDF.pdf](http://www.drivotechinc.com/articles/IM97PM_Rev1forPDF.pdf)
- [97] Paes P., Essais en Environnement Reel de Champs de Modules Photovoltaïques au Silicium Multicristallin et au Silicium Amorphe Hydrogène, Tese de Docteur en Sciences de l'Université d'Aix-Marseille, 1988
- [98] Paiva J., Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica, IST Press, 2005
- [99] Palma J., Accionamentos Electromecânicos de Velocidade Variável, Fundação Calouste Gulbenkian, 1999
- [100] Papathanassiou, S., Hatziargyriou N., “Technical requirements for the connection of dispersed generation to the grid”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 2, pp. 749-754, Julho de 2001.
- [101] Paquin J., Turcotte D., “PV Inverter Modelling for Power Quality Studies”, CETC 2007 – 202 (TR), CANMET Energy Technology Centre – Varennes, Natural Resources Canada, 2007
- [102] Patel M., Wind and Solar Power, CRC Press LLC, 1999
- [103] Peças Lopes J. A., “Microgeração e Micro-redes”, apresentação da cadeira de Supervisão e Controlo de Sistemas Eléctricos do MIEEC, FEUP, ano lectivo de 2006/2007
- [104] Pinheiro H., Martins A., Pinheiro J., “A sliding mode controller in single phase voltage source inverters”, Proc. of International Conference on Industrial Electronics, Control, and Instrumentation (IECON), p. 394-398, 1994
- [105] Plano de Compatibilização Regulatória no Âmbito do MIBEL para a Harmonização da Metodologia de Cálculo das Tarifas de acesso às Redes, ERSE, Setembro de 2008

- [106] Proven Energy, [http://www.cometwind.com/Documents/BROCHURE\\_EXPORT.pdf](http://www.cometwind.com/Documents/BROCHURE_EXPORT.pdf) (consultado em Fevereiro de 2010)
- [107] PV News, April - May 2007
- [108] Rashid M., Power Electronics Handbook, Academic Press, 2001
- [109] Rauschenbach H., Solar Cell Array Design Handbook – The Principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion, Van Nostrand Reinhold Company, 1980
- [110] Renováveis - Estatísticas Rápidas - Abril 2010, nº 62, Direcção Geral de Energia e Geologia
- [111] RTIEBT – Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão, 1ª edição anotada, vol. II, Direcção Geral de Energia e Geologia e Certiel (edição conjunta), 2006
- [112] Rodrigues C., “Centrais Solares Fotovoltaicas Ligadas à Rede Eléctrica”, Tese para as provas de acesso à categoria de Investigador Auxiliar, Secção de Energia, INETI, 2009
- [113] Rodrigues Carlos N., Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos, dissertação para a obtenção do grau de mestre em engenharia mecânica, DEM, IST, Maio de 1996
- [114] Rosas P., Estanqueiro A., “Guia de Projecto Eléctrico de Centrais Eólicas - Volume 1 - Projecto Eléctrico e Impacto de Centrais Eólicas na rede Eléctrica”, Centro Brasileiro de Energia Eólica, 2003
- [115] Rosemback R, Conversor CC-CC bidirecional Buck-Boost atuando como controlador de carga de baterias em um sistema fotovoltaico, Dissertação para a obtenção do grau de mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, UFJF, 2004
- [116] Roshan A., “A dq rotating frame controller for single phase full-bridge inverters used in small distributed generation systems”, Master dissertation in Electrical Engineering, Faculty of the Virginia Polytechnic Institute, 2006
- [117] Ross M., Turcotte D., “Bus Configurations in Hybrid Systems”, Hybridinfo, issue 7, p. 2-6, CANMET Energy Technology Center, Varennes, 2004
- [118] Ross M., Turcotte D., Roussin S., Fry M., “Comparison of AC, DC, and AC/DC Bus Configurations for PV Hybrid Systems”, SESCOI Conference, Canada, 2005

- [119] Ruoss D., “Photovoltaics and PV Business, An Overview”, Malaysia, 2007
- [120] Salas V., Olías E., Barrado A. et al, “Review of the Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand-Alone Photovoltaic Systems”, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 90, p. 1555–1578, 2006
- [121] Santos C., Optimised Photovoltaic Solar Charger with Voltage Maximum Power Point Tracking, Master’s Dissertation in Electrical and Computer Engineering, IST, 2008
- [122] Saraiva J., “Dimensionamento e Protecção de Canalizações Eléctricas em Baixa Tensão”, Cadeira de Instalações Eléctricas, Departamento de Engenharia Electrotécnica e Computadores, FEUP, 2000
- [123] Sauer D., “Programme Documentation for Calculation of State of Charge (SOC)”, Fraunhofer ISE, 1998
- [124] Schmidt H., Baumgartner F. P., Bründlinger R., Burger B., Häberlin H., Zehner M., “Status and relevance of the DC voltage dependency of the inverter efficiency“, 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2007, Milano, Italy
- [125] Sera D., Kerekes T., Teodorescu R., Blaabjerg F., “Improved MPPT algorithms for rapidly changing environmental conditions”, International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC, Portoroz, 2006
- [126] Shepherd C., “Design of Primary and Secondary cells. An Equation Describing Battery Discharge”, *Journal of Electrochemical Society*, vol 112: 7, p. 657-664, 1965
- [127] Shockley W., Queisser H., “Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells,” *J. Appl. Phys.* 32(3), p.510–519,1961
- [128] Silva F., Apontamentos da cadeira de Ventilação Natural em Edifícios, Capítulo 4 – “O Vento”, Universidade Lusíada, 2006
- [129] Silva F., Impacto da Microgeração Fotovoltaica na Rede de Distribuição utilizando o Trânsito de Energia Trifásico, Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Julho 2008
- [130] Silva J. F., “Conversão Multinível em Electrónica de Potência”, 2001
- [131] Silva S., Energia Eólica, Apontamentos da cadeira de Geração da Energia Elétrica, UFMG, 2004

- [132] Silva S., Lopes B., Cardoso Filho B., et al, “Performance Evaluation of PLL Algorithms for Single-phase Grid-connected Systems”, Conf. Rec. IEEE IAS Annual Meeting, p. 2259, 2004
- [133] Sinke W., “PV Technology Development - Achievements, Challenges and Opportunities”, Working Group 3: Science, Technology & Applications, Photovoltaic Technology platform, 4ª Assembleia Geral, Viena, Junho de 2009
- [134] Skvarenina T., The Power Electronics Handbook, CRC Press, 2002
- [135] Sloopweg J. G., Polinder H., Kling W. L., “Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 18, nº 4, 2003
- [136] Sorensen B., Renewable Energy Conversion, Transmission and Storage, Academic Press, 2007
- [137] SP - Energy Networks, “Framework for design and planning for low voltage housing developments underground network installations and associated, new, HV/LV distribution substations”, Issue nº 2, <http://www.sppowersystems.com/NewConnections/pdf/ESDD-02-012%20Issue%202%20-%20Greenfield%20Housing.pdf>, acedido em Dezembro de 2008
- [138] Spera D., Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering, The American Society of Mechanical Engineers – ASME Press, 2<sup>nd</sup> edition, 1995
- [139] Staebler, D. L., Wronski, C. R., “Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si”, Applied Physics Letters, vol. 31, p. 292-294, 1977
- [140] Steinke J., “Use of a LC filter to Achieve a Motor-friendly Performance of the PWM Voltage Source Converter”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, nº 3, 1999
- [141] Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., “Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries”, Solar Energy, 81, 1295–1305,( Mapas PV – PVGIS ), 2002, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [142] Tarnowski G., Metodologia de regulação de potência activa para operação de sistemas de geração eólica com aerogeradores de velocidade variável, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eléctrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006
- [143] Teixeira C., “Elementos de apoio às aulas práticas de Instalações Eléctricas”, versão

1.0.1, Departamento de Engenharia Electrotécnica, ISEC, 2006

[144] Tsagas I., Laboratory Evaluation of DC/AC Inverters for Stand Alone & Grid-connected Photovoltaic Systems, Master in science Dissertation, University of Strathclyde, 2002

[145] “Trends in photovoltaic applications - Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2004”, Report IEA-PVPS T1-14:2005

[146] Tremblay O., Dessaint L., Dekkiche A., “A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles”, IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, Texas, 2007

[147] Vallera A. et al, “Energia Solar Eléctrica (Fotovoltaica)”, FCUL – Dep. Física, CFMC, 2005

[148] Van der Hoven, I., “Power Spectrum of Horizontal Wind Speed in the Frequency Range from 0.0007 to 900 cycles/h”, Journal of Meteorology., Vol.14, p.160–164,1957.

[149] Vechiu I. et al, “Dynamic Simulation Model of a Hybrid Power System: Performance Analysis”, European Wind Energy Conference Proceedings, Londres, 2004.

[150] Vos A., “Detailed Balance Limit of the Efficiency of Tandem Solar Cells”, J. Phys. D: Appl. Phys. 13, p. 839-846, 1980

[151] Whaley, D. Soong W., Ertugrul N., “Investigation of Switched-Mode Rectifier for Control of Small-Scale Wind Turbines”, Industry Applications, Fourtieth IAS Annual Meeting, Volume 4, Issue 2-6, p. 2849 - 2856, 2005

[152] Willis H., Scott W., Distributed Power Generation – Planning and Evaluation, Taylor & Francis, 2000

[153] “2. Wind Turbine System, From stand-alone to wind farms - Photovoltaic and Wind energy in Distributed Power Systems”, Institute of Energy Technology, AAU, Universidade de Aalborg, Novembro 2003

[154] “Wind Turbine Technology Overview”, Nysesda, 2005, [http://www.powernaturally.org/Programs/Wind/toolkit/9\\_windturbinetech.pdf](http://www.powernaturally.org/Programs/Wind/toolkit/9_windturbinetech.pdf) (consultado em Janeiro de 2010)

## 10 Anexos

### 10.1 Anexo I – A Transformação de Coordenadas de Park

A ideia subjacente a esta transformação é bastante simples, em vez de se representarem as grandezas trifásicas num referencial fixo, através desta transformação passam a ser representadas num referencial síncrono rotativo. Isto significa que há uma passagem para coordenadas dinâmicas, cuja matriz tem coeficientes que variam no tempo.

Na realidade esta transformada é uma sequência de transformadas, a primeira é a transformação de Clarke, que consiste em reduzir as três variáveis, expressas através de 3 eixos separados de  $120^\circ$  entre si, em duas novas variáveis, expressas em dois eixos, D e Q, perpendiculares entre si e um terceiro eixo, o eixo zero que representa a componente homopolar das grandezas em questão. Num sistema trifásico equilibrado, composto por grandezas de forma sinusoidal com igual amplitude e desfasadas de  $120^\circ$  entre si, a componente homopolar é nula [75], não sendo portanto necessário considerar o terceiro eixo. A segunda transformação consiste numa rotação que faz com que se passe da referência ortogonal onde se estava, para uma outra, rodada de um ângulo  $\varphi$ . O esquema da Fig. 10.1 mostra a sequência de transformações de eixos de coordenadas, até que se chegue às coordenadas dq, onde d é o eixo directo e q é o eixo de quadratura.

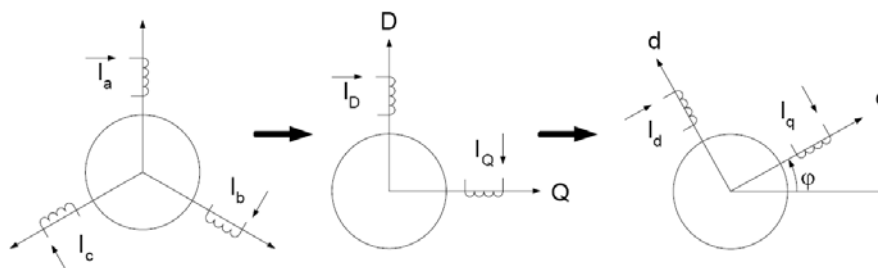


Fig. 10.1 - Esquema de transformações de que se compõe a transformada de Park

A representação matemática da transformação de Park para o caso genérico de um sistema trifásico não equilibrado (que não será aqui abordado) é representada pelas seguintes equações na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \varphi & \cos\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\varphi + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \varphi & -\sin\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\varphi + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (10.1)$$

## 10.2 Anexo II – Demonstração do Limite de Betz

De acordo com a lei da conservação da massa, através das 3 secções definidas no item 3.3.1,  $A_1$ , antes da turbina,  $A_t$ , no plano de rotação das pás da turbina, e  $A_2$ , depois da turbina, tem de fluir a mesma massa de ar, o que equivale a escrever [85] a Eq. 10.2, onde  $v_{vt}$  é a velocidade do vento no plano de rotação das pás da turbina.

$$\rho A_1 v_1 = \rho A_t v_{vt} = \rho A_2 v_2 \quad (10.2)$$

A força axial sentida pelo rotor, ou força de impulso,  $F_a$ , é devida à diferença da quantidade de movimento,  $\Delta p$ , entre o fluxo de ar antes e depois do rotor, e pode ser descrita pela Eq. 10.3.

$$F_a = \Delta p = \rho A_1 v_1^2 - \rho A_2 v_2^2 \quad (10.3)$$

Utilizando nesta expressão a igualdade (10.2), a variação da quantidade de movimento passa a ser descrita por:

$$F_a = \Delta p = \rho A_t v_{vt} (v_1 - v_2) \quad (10.4)$$

A força axial, também pode ser representada pela diferença de pressão entre o escoamento não perturbado e a esteira. Sejam  $P_1$  e  $P_2$  as pressões imediatamente antes e depois do rotor, então  $F_a$  pode também ser descrita através da Eq. 10.5 [85].

$$F_a = (P_1 - P_2) A_t \quad (10.5)$$

Pelo que se podem igualar (10.4) e (10.5), obtendo-se:

$$(P_1 - P_2) A_t = \rho A_t v_{vt} (v_1 - v_2) \quad (10.6)$$

Para que se possa obter a diferença de pressão ( $P_1 - P_2$ ) pode aplicar-se a equação de Bernoulli ao segmento 1, entre a secção 1 e a secção do rotor, e ao segmento 2, entre a secção do rotor e a secção 2. Esta equação é válida para o escoamento em estado estacionário, para um fluido incompressível e não viscoso, e para um campo gravitacional uniforme. Para um volume de ar unitário a equação de Bernoulli é representada por (10.7), onde  $P$  é a pressão sobre a secção considerada,  $g$  é a aceleração da gravidade e  $z$  é a altura da linha média de fluxo.

$$\frac{\rho v_v^2}{2} + P + \rho g z = \text{constante} \quad (10.7)$$

Aplicando esta equação ao caso em estudo e assumindo que as pressões estáticas nestas duas secções são iguais à pressão atmosférica,  $P_{atm}$ , podem escrever-se (10.8) e (10.9), onde os termos relativos à força da gravidade não estão presentes porque a altura  $z$  é igual nos dois lados das equações [8].

$$P_{atm} + \frac{\rho v_1^2}{2} = P_1 + \frac{\rho v_{vt}^2}{2} \quad (10.8)$$

$$P_{atm} + \frac{\rho v_2^2}{2} = P_2 + \frac{\rho v_{vt}^2}{2} \quad (10.9)$$

Subtraindo (10.9) de (10.8) obtém-se a expressão pretendida para a diferença de pressão:

$$P_1 - P_2 = \frac{\rho}{2}(v_1^2 - v_2^2) \quad (10.10)$$

Substituindo agora (10.10) em (10.6) chega-se a (10.11), que mostra que a velocidade do fluxo de ar na secção do rotor é igual à média das velocidades do escoamento não perturbado e da esteira.

$$\frac{\rho A_t}{2}(v_1^2 - v_2^2) = \rho A_t v_{vt} (v_1 - v_2) \Rightarrow v_{vt} = \frac{(v_1 + v_2)(v_1 - v_2)}{2(v_1 - v_2)} \Rightarrow v_{vt} = \frac{(v_1 + v_2)}{2} \quad (10.11)$$

Pode agora definir-se o factor de interferência axial,  $a$ , através da Eq. 10.12, que é um indicador do grau de abrandamento do fluxo segundo esta direcção após a passagem pela turbina. Através de  $a$  pode relacionar-se a velocidade do escoamento não perturbado e a velocidade na esteira através de (10.13), e obter-se a variação de velocidade no rotor (10.14) [8].

$$a = \frac{v_1 - v_{vt}}{v_1} \quad (10.12)$$

$$v_2 = v_1(1 - 2a) \quad (10.13)$$

$$v_1 - v_2 = 2av_1 \quad (10.14)$$

Substituindo (10.12) na expressão (10.4) para a força axial, esta última pode ser reescrita da seguinte forma:

$$F_a = 2\rho A_t v_1^2 a(1 - a) \quad (10.15)$$

A partir da 1ª lei da termodinâmica e assumindo um fluxo isotérmico, a potência extraída é dada pela Eq. 10.16 [8].

$$P_t = F_a v_{vt} = 2\rho A_t v_1^2 a(1-a)[v_1(1-a)] = 2\rho A_t v_1^3 a(1-a)^2 \quad (10.16)$$

Na caracterização de rotores aerodinâmicos, é usual definir-se o coeficiente de potência  $C_p$ , de acordo com a Eq. 3.19, que representa a razão entre a potência que pode ser extraída pelo rotor e a potência disponível no escoamento não perturbado [8].

$$C_p = \frac{P_t}{P_{disp}} = \frac{2\rho A_t v_1^3 a(1-a)^2}{\frac{1}{2}\rho A_t v_1^3} = 4a(1-a)^2 \quad (10.17)$$

Substituindo nesta expressão a Eq. 10.13, obtém-se uma expressão para  $C_p$ , em função das velocidades do escoamento não perturbado e da esteira, a equação seguinte.

$$C_p = \frac{1}{2} \left( 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left( 1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (10.18)$$

Na Fig. 10.2 mostra-se a variação de  $C_p$  em função do quociente entre a velocidade de esteira e a velocidade do escoamento não perturbado.

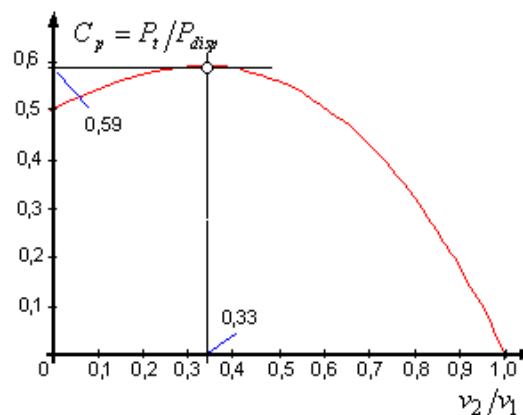
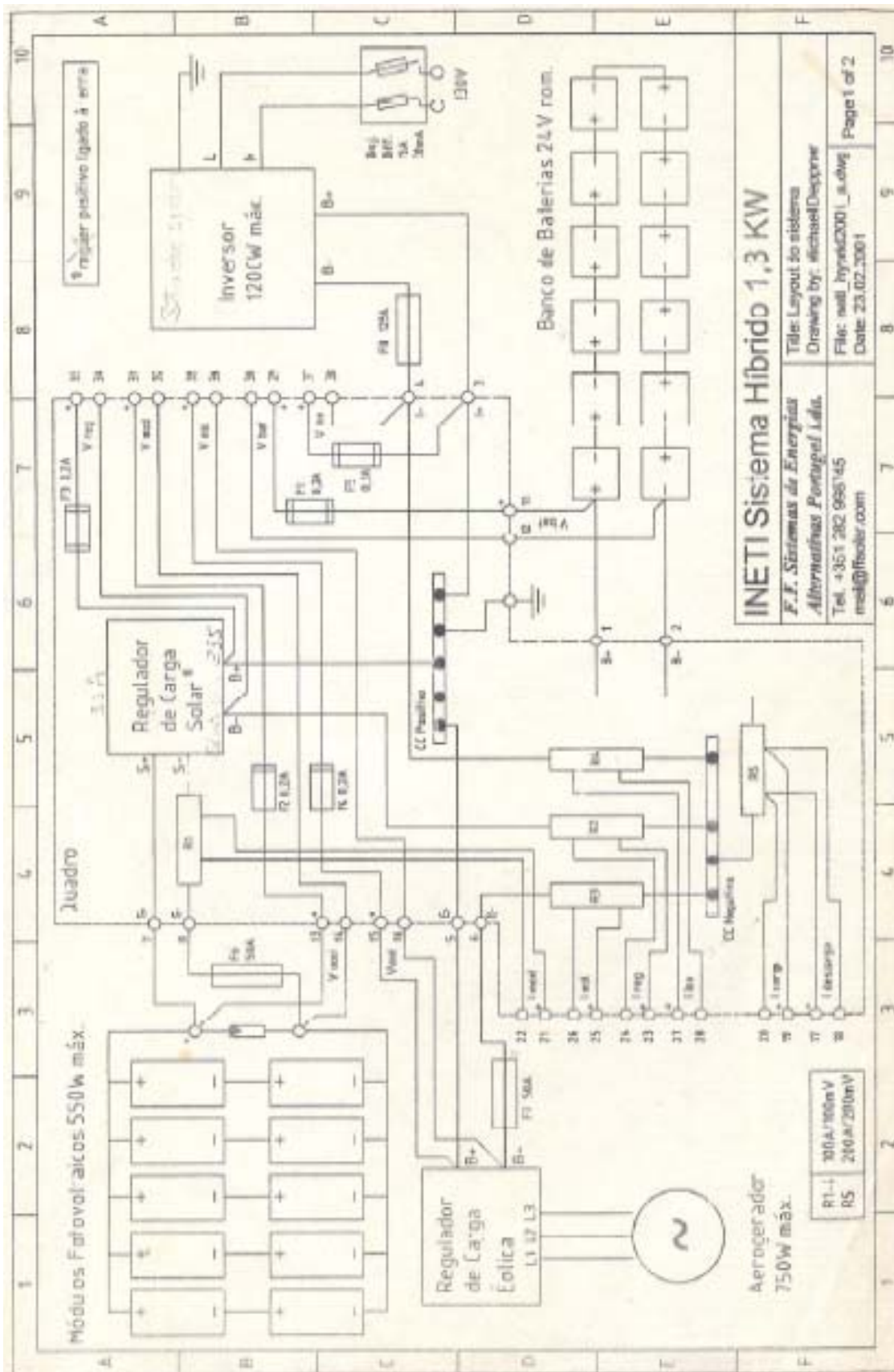


Fig. 10.2– Variação do coeficiente de potência em função de  $v_2/v_1$  [131]

Este coeficiente tem um valor máximo teórico, conhecido como limite de Betz.

10.3 Anexo III – Esquema Eléctrico do Sistema de Teste



## 10.4 Anexo IV – Dados dos Fabricantes para os Módulos Utilizados nas Simulações

Tabela 10.1 - Dados técnicos dos módulos fotovoltaicos Isofoton – modelo M-55 L

Físicas	
Tipo	mono-Si
Altura	1290 mm
Largura	328 mm
Espessura	34 mm
Peso	5.7 kg
Células em série	36
Células em paralelo	1
NOCT (800 W/m <sup>2</sup> , AM 1.5, 20°C)	47 °C
Área de cada uma das células	101.04 cm <sup>2</sup>
Eléctricas	
Potência Máxima ( $P_{MP}$ )	53 W
Corrente de Curto Circuito ( $I_{sc}$ )	3.27 A
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ )	21.8 V
Corrente de Máxima Potência ( $I_{MP}$ )	3.05 A
Tensão de Máxima Potência ( $V_{MP}$ )	17.4 V

Valores típicos a 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5, temperatura das células de 25 °C ± 0.5 °C

Tabela 10.2 - Dados técnicos dos módulos fotovoltaicos BP3160

Físicas	
Tipo	Multi-Si
Altura	1593 mm
Largura	790 mm
Espessura	19 mm
Peso	15.4 kg
Células em série	72
Células em paralelo	1
NOCT (800 W/m <sup>2</sup> , AM 1.5, 20°C)	47 °C
Área de cada célula	174.78 cm <sup>2</sup>
Eléctricas	
Potência Máxima (PMP)	160 W
Corrente de Curto Circuito (Isc)	4.85 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	44.2 V
Corrente de Máxima Potência (IMP)	4.55 A
Tensão de Máxima Potência (VMP)	35.1 V

Valores típicos a 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5, temperatura das células de 25 °C ± 0.5 °C

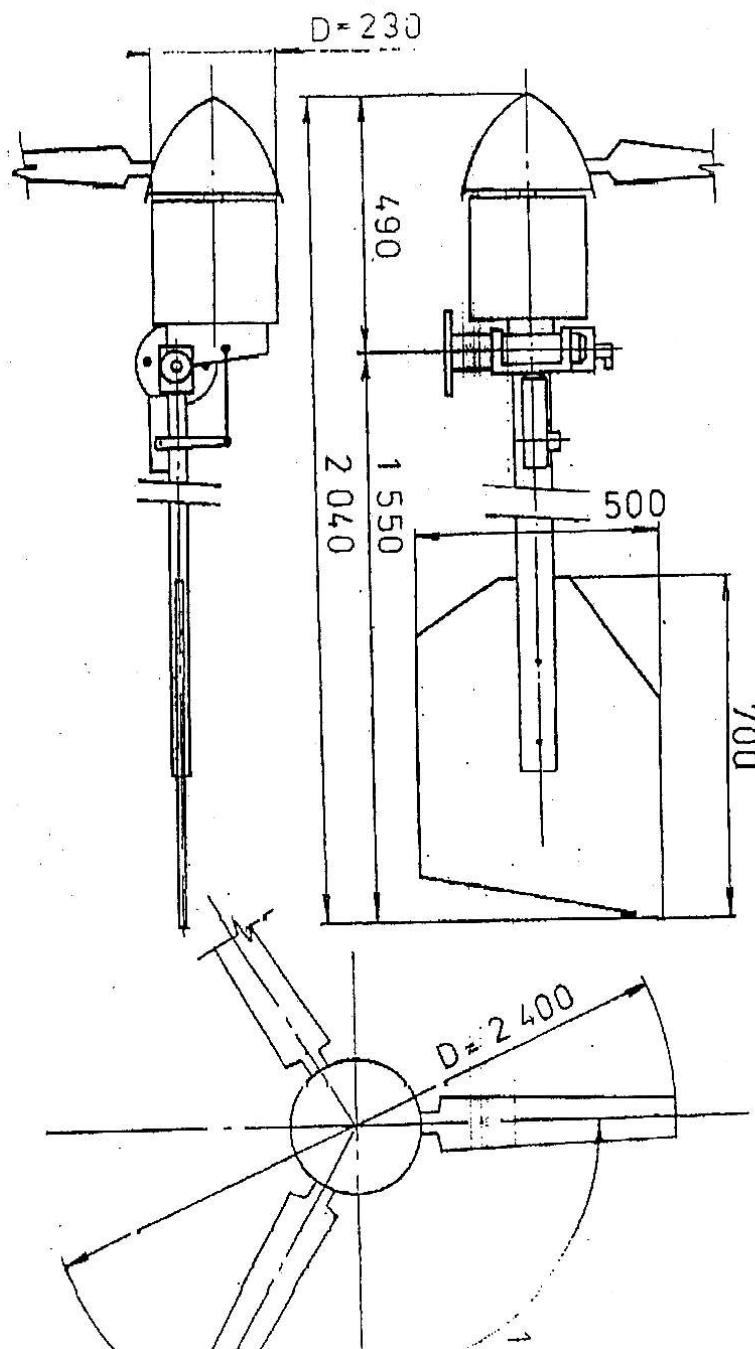


## 10.5 Anexo V – Características do Gerador Eólico

Dimensões do Aerogerador AeroCraft AC 752



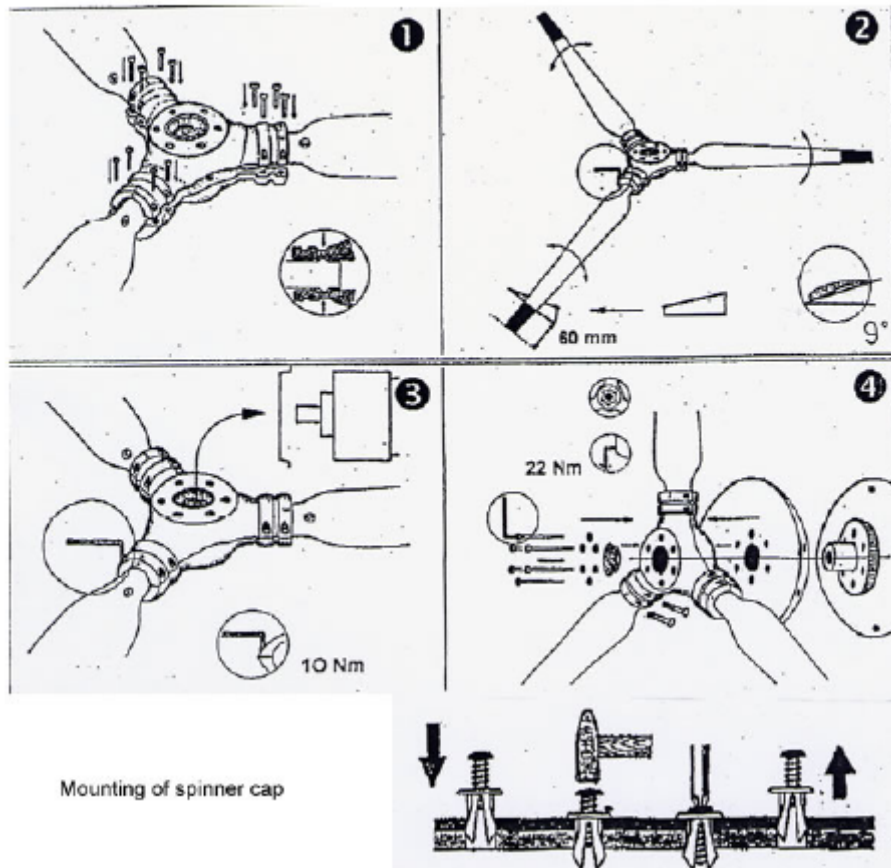
Windenergieanlagen **AeroCraft** 500/750 W  
und „Heizmühle“  
Modelljahr 2000



Pormenores de Construção do Aerogerador Aircraft AC 752

Assembly of Rotor Blades

AEROCRAFT AC 502 / 752 / 1002 H



(a) Rotor e gerador AC 752



(b) Rolamento azimutal

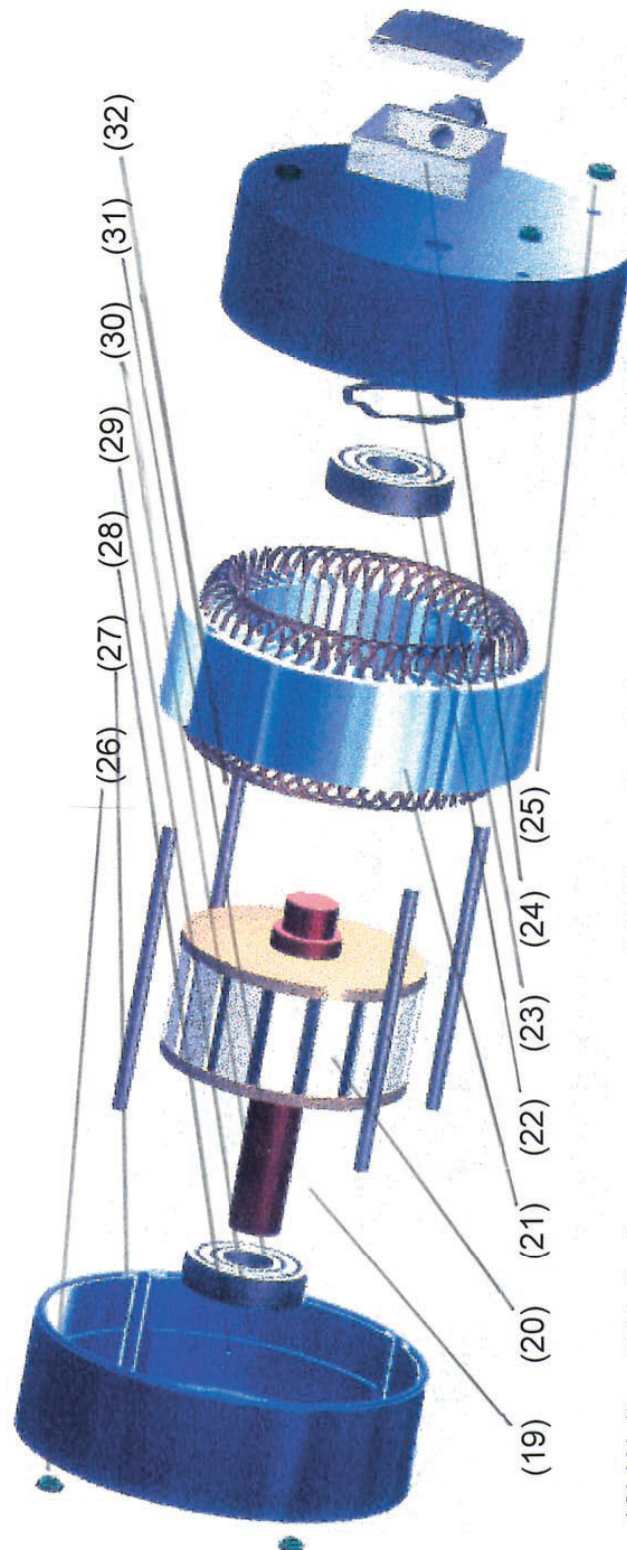


(c) Apoios das pás

Gerador de Ímanes Permanentes do Aerogerador AeroCRAFT AC 752

Generatoren der AeroCRAFT Windkraftanlagen  
Darstellung der Reihe AC 500 / 750

**Generator**



- 19) Welle mit Keilnut
- 20) Rotor mit Permanentmagneten
- 21) Stator mit Wicklungen
- 22) Kugellager
- 23) Gehäuse / B-Lagerschild
- 24) Anschlusskasten mit Klemmbrett und PG-Verschraubungen
- 25) Mutter

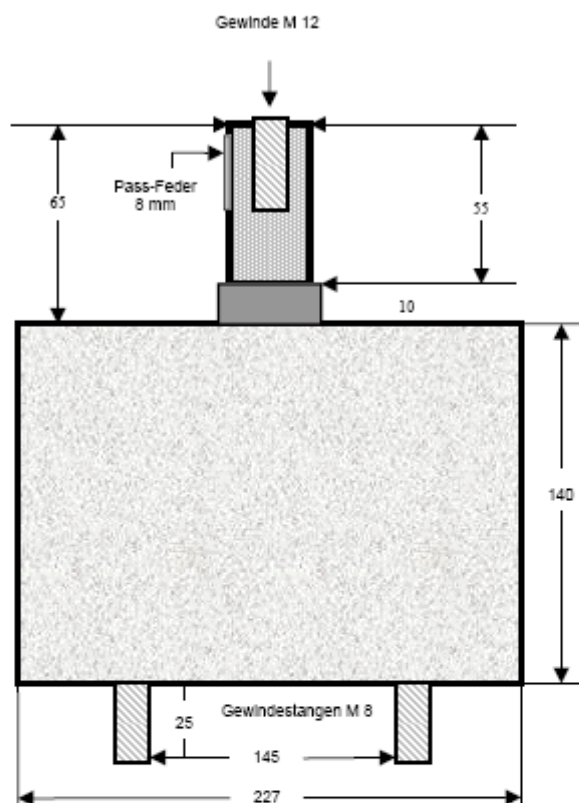
- 26) Mutter (4 x M6)
- 27) Gehäuse / A-Lagerschild
- 28) Simmerring
- 29) Federring
- 30) Kugellager
- 31) Passfeder
- 32) Gewindebolzen



## Dimensões e Características do Gerador de Ímãs Permanentes do Aerogerador Aeroircraft

AC 752


## AEROCRAFT GENERATOR AC 500 und 750 WATT



### Permanent erregter, getriebeloser Hochleistungs-Drehstromgenerator

Polpaare:	500 W - 12-polig, 750 W - 16-polig
Spannung:	500 W - 12 oder 24 V 750 W - 24 oder 48 V
Nennleistung:	500 W / 750 W / bei 600 1/min
max. Drehzahl:	≤ 1000 1/min
Leerlaufspannung:	> 100 V
Generatorwelle:	30 mm Durchmesser, Länge 65 mm, mit Feder DIN, Stirngewinde M12 x 30
Stromableitung:	3 x Adem-Querschnitt 2,5 mm <sup>2</sup>
Material Generatorgehäuse:	Aluminium, seewasserbeständig lackiert
Durchmesser:	230 mm
Länge:	140 mm
Kugellager:	2 x SKF 6306 2RS
Anschlußkasten:	Rückseite (zwischen Gewindestangen) 3 Anschlüsse M 4, Kabelverschraubung PG 16
Schutzart:	IP 65
Gewicht:	500 W - 23 kg 750 W - 26 kg
Anflanschung:	4 Gewindestangen M 8 gemäß Zeichnung

## Dados de Ensaio do Aerogerador AeroCRAFT AC 752



Begleitschein  
Test Certificate

TYP: AC 502 / 752 „turbo“	Anlagen-Nr.: Serial No. <span style="float: right;">2402 048</span>											
Generator Nr.: Generator's ID-No. <span style="float: right;">70936</span>	Spannung: System voltage <span style="float: right;">24 V</span>											
Rotor-Nr. (Stern + Rotorblätter): Rotor's ID-No.	<span style="float: right;">4356 953 LE-X</span>											
Regler Nr.: Charge controller's ID- No.												
Lieferumfang (komplett und optisch einwandfrei) Scope of supply, contents checked												
Generator mit Wellenadapter (Rotoraufnahme) Rotor mit Stern, 3 Rotorblättern, Spinnerkappe, Montagematerial, Einstellschablone (s. Montageanleitung!) Windfahne mit Azimutlager, Eklipsengelenk, Generatöraufnahme	Generator with shaft adapter for rotor Rotor with tri-armed clamp, 3 blades, spinner + mounting screws & parts, templet for blades' adjustment Tail fin & yaw bearings with furling joint											
Laderegler AC LR Montageanleitung	Charge controller Mounting instructions											
in Holzkiste mit Transportsicherung	in wooden transport case											
<b>Generator-Messwerte / Generator's data tested</b>												
U/min	225	300	375	450	525	600	675	750	825	900	975	1050 rpm
A	1,9	11,2	18,9	24,7	28,8	31,5	33,4	34,6	35,6	36,2		
V	25	25,7	26,5	27,3	27,9	28,1	28,4	28,7	28,8	29,1		
W	47,5	288	501	674	804	885	949	993	1025	1053		
Die Anlage ist gem Prüfprotokoll kontrolliert und hat die AC-Qualitätskontrolle ohne Mängel passiert. The Wind Turbine system is checked acc. to AeroCRAFT quality control procedures and passed ok.												
Verantwortlich: <span style="float: right;">[Signature]</span>	Datum: <span style="float: right;">15.1.2004</span>											

## 10.6 Anexo VI– Características Técnicas das Baterias BP PowerBlock S

Modelo	Resistência interna (mΩ)	Capacidade C <sub>100</sub> (Ah)	Capacidade C <sub>10</sub> (Ah)
S 190	1.90	190	141
S 240	1.40	240	178
S 300	1.11	295	218
S 400	0.94	395	293
S 470	0.84	465	344
<b>S 550*</b>	<b>0.83</b>	<b>540</b>	<b>400</b>
S 650	0.71	650	481
S 750	0.66	735	544
S 900	0.58	900	666
S 1200**	0.41	1220	904
S 1500	0.39	1525	1130
S 1850	0.32	1840	1363
S 2100	0.35	2080	1541
S 2500	0.30	2500	1852
S 3000	0.25	3000	2222
S 3750	0.20	3750	2777
S 4400	0.17	4400	3259

\*Elementos usados no sistema de teste \*\*Elementos Considerados para a Rede Autónoma

## TUBULAR PLATE POWERBLOC S REMOTE AREA BATTERIES

## MAINTENANCE

The special design of the POWERBLOC S battery ensures only minimal maintenance requirements. Typical field maintenance at twice yearly intervals involves checking terminals for corrosion and topping up with distilled water to the maximum electrolyte level indicator mark.

In typical remote area applications the POWERBLOC S battery gives minimum life expectancy of 8–10 years.

Confidence in the product extends to a 3 year replacement guarantee against approved conditions of use.

## EQUIPMENT SUPPLY

All battery capacities are measured at 25°C to an end of discharge voltage of 1.8 volts per cell. Specification to ±10%.

POWERBLOC S cells are supplied dry-charged and include terminal interconnectors, pole covers and fasteners (flame arrestors optional).

Batteries can be supplied with a catalytic vent plug recombinator system upon request. (This fits into the battery vent plug and catalytically recombines the exhaled gases back to water, thereby increasing the interval between battery water top-ups.)

BP Solar recommends the use of our specially designed steel or wood racks to facilitate cell storage within the optimum system configuration (supplied as an option).

## • GENERAL WARRANTY TERMS

Powerbloc S batteries supplied by BP Solar will be warranted for a period of three (3) years from the date of sale to the original consumer purchaser against defects resulting from faulty workmanship and/or materials, when such equipment is installed and used under normal conditions.

Faulty material is to be returned freight prepaid and accompanied by a copy of the original invoice, to the point of sale or a nominated company location for either repair or replacement as warranted.

As part of our policy of continuous improvement BP Solar reserves the right to change products specifications at any time without prior notice.

## TECHNICAL SPECIFICATIONS

CYCLE LIFE	to 10% discharge, 6500 cycles, to 50% discharge, 2400 cycles to 75% discharge 1350 cycles
OPERATING TEMP RANGE	-17°C to +50°C
SELF DISCHARGE	2-3% at 20°C 4-5% at 30°C
* 3 YEAR REPLACEMENT GUARANTEE	

CATALOGUE No.	S 12-70	S 12-140	S 12-210	S 6-280	S 6-350	S 6-420
NOMINAL VOLTAGE	12	12	12	6	6	6
CAPACITY Ah 12 hrs	61	121	182	242	303	364
CAPACITY Ah 120 hrs	71	142	213	284	355	426
(mm) DEPTH	205	205	205	205	205	205
(mm) WIDTH	272	272	380	272	380	380
(mm) HEIGHT	388	388	388	388	388	388
WEIGHT kg WET	37	54	76	49	65	73
DRY	18	33	54	28	42	48

CATALOGUE No.	S 190	S 240	S 300	S 400	S 470	S 550	S 650	S 750	S 900
NOMINAL VOLTAGE	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CAPACITY Ah 12 hrs	150	200	230	310	365	425	505	580	700
CAPACITY Ah 120 hrs	195	245	300	400	475	550	660	750	915
(mm) DEPTH	103	103	103	124	145	124	145	166	145
(mm) WIDTH	206	206	206	206	206	206	206	206	206
(mm) HEIGHT	403	403	403	403	403	519	519	519	694
WEIGHT kg WET	13.6	15.2	17.2	20.3	24.3	27	31.5	37	43.7
DRY	8.5	10.5	12.5	15.2	17.7	19.5	22.9	26.3	30.7

CATALOGUE No.	S-1200	S-1500	S-1850	S-2100	S-2500	S-3000	S-3750	S-4400
NOMINAL VOLTAGE	2	2	2	2	2	2	2	2
CAPACITY Ah 12 hrs	960	1190	1450	1650	1950	2280	2950	3500
CAPACITY Ah 120 hrs	1240	1545	1875	2120	2545	3075	3830	4500
(mm) DEPTH	191	233	275	275	275	399	487	576
(mm) WIDTH	210	210	210	210	210	212	212	212
(mm) HEIGHT	694	694	694	844	844	820	820	820
WEIGHT kg WET	59	73.7	87.7	104	112.2	150.6	185	220
DRY	42.5	51.6	61.3	71	76.1	104	128	152

FOR FURTHER TECHNICAL DATA AND DETAILED CONDITIONS OF USE CONTACT BP SOLAR.

## 10.7 Anexo VII – Características Técnicas do Inversor Studer SI 1224



## Technical data

Model SI	612 624 648	812 824	1212 1224 1248	1624	2324 2348	3324	3548
Input voltage (Unom) [V]	12/24/48	12/24	12/24/48	24	24V/48	24	48
Nominal power [W]	600	800	1200	1600	2300	3300	3500
« Standby » current [mA]	25/21/10	25/21	25/21/12	21	25/17	25	30
Power « ON » no load [W]	2.6	2.8	4.8	5.8	9	13	17
Power « ON » no load [W] TWINPOWER system	-----	-----	< 0.5	< 0.5	< 0.6	< 0.7	< 0.8
Maximum efficiency [%]	91	92	93 - 95	93 - 95	95	95	95
Length L x 124 (H) x 215 (W) [mm]	206	276	391	391	591	636	791
Weight [kg]	6.9	10.4	13.2	15.2	22.8	29	31

Input voltage	Min. - Max.: < Unom x 0.95 to Unom x 1.33
Dynamic correction of Umin.	- 10% at Pnom
Output voltage	True sine 230 Vac ±3%
Distortion	< 2% (at Pnom)
Dynamic behaviour	From 0% to 100% load change. Normalization: 0.5 ms
Frequency	50 Hz ±0.01% (Crystal control)
Charge detection (standby)	Adjustable: 0.3 → 20 W
Maximum power 15 min	1.3 – 1.6 x Pnom / 25°C
Maximum power 3 min	1.6 – 2 x Pnom / 25°C
Peak power 5s	3.5 x Pnom
Asymmetric load	Up to 2 x Pnom
Cos φ	0.1 – 1
Protections	Overload/Overheat/Short-circuit/Reverse polarity by internal fuse
IP protection index	IP 20 conforms to DIN 40050/IP 23 with top cover
Forced ventilation	From 45°C ± 3°C
Overheating protection	75°C ± 3°C
Required battery capacity	> 5x Pnom/Unom (recommended value)
Acoustic level	Without ventilation: < 10 dB      With ventilation: < 35 dB
EEC conformity	EN50081 I/II, EN 55014 - EN 55022, EN 61000-3-2 IEC 801 I/III/IV, CEI 555, IEC 1000-3-2, LVD 73/23/EEC

**Options**

Tri-phased system (per unit) from SI 1200	SIxxxxPE
TwinPower system from SI 1200	SIxxxxTP
Top cover IP 23	SIxxxxIP23
Potential free alarm contact (60V/0.5A) for all models	SIxxxxA
Solar charge controller 16A/12-24V for SI 600 and SI 800	SIxxxxS

Other specifications on request  
(Ex: 115V/60Hz).

These data are for information only and may change without notice.

542/Technical-SI-020125

## 10.8 Anexo VIII – Normas para a Ligação de Produção Descentralizada à Rede Eléctrica

Existem normas para a ligação de geração distribuída em paralelo com a rede pública de distribuição em baixa tensão. A norma EN 50438 de 2007 [27] especifica os requisitos técnicos para a ligação e operação de micro-geradores e dos seus sistemas de protecção, independentemente da sua fonte de energia primária. Os micro-geradores a que esta norma se refere são equipamentos monofásicos (230 V) ou trifásicos (400 V) que poderão ir até 16 A por fase.

Nesta norma definem-se os limites máximos e mínimos de frequência para a actuação dos sistemas de protecção, tal como se mostra na Tabela 10.3. Se algum destes limites for ultrapassado, o sistema de protecção irá actuar desligando o gerador da rede num período de tempo que não poderá ultrapassar o valor indicado nesta tabela.

Tabela 10.3 – Parâmetros por Defeito da Interface de Protecção [27]

Parâmetro	Tempo Máximo de Duração	Limite
Sobre-Tensão	0.2 s	230 V + 15%*
Sob-Tensão	1.5 s	230 V – 15%*
Sobre-Frequência	0.5 s	51 Hz
Sob-Frequência	0.5 s	47 Hz
* Valor eficaz da tensão fase-neutro em sistemas monofásicos e trifásicos e fase-fase em sistemas polifásicos a 230 V		

Relativamente à qualidade de energia, a norma EN 50438 mantém os limites para as harmónicas de corrente já definidos na norma EN 61000-3-2, Tabela 10.4, e os limites para as flutuações e tremulação de tensão definidos pela EN 61000-3-3, Tabela 10.5.

Tabela 10.4 – Emissão de Harmónicas de Corrente [27]

Corrente Harmónica Máxima de acordo com a EN 61000-3-2 Classe A								
Harmónica	2 <sup>a</sup>	3 <sup>a</sup>	5 <sup>a</sup>	7 <sup>a</sup>	9 <sup>a</sup>	11 <sup>a</sup>	13 <sup>a</sup>	15 <sup>a</sup> ≤ n ≤ 39 <sup>a</sup>
Limite	1.08	2.3	1.14	0.77	0.4	0.33	0.21	0.15

Tabela 10.5 – Flutuação e Tremulação da Tensão [27]

	Flutuação Máxima de Tensão (expressa como percentagem da tensão nominal a 100% da potência) e Tremulação, de acordo com a EN 61000-3-3			
	Arranque	Paragem	Funcionamento Contínuo	
Limite	3.3%	3.3%	$P_{st}=1.0$	$P_{it}=0.65$

Ainda segundo esta norma, o factor de potência em condições normais de operação em regime permanente poderá ir até 0.95 em avanço (a absorver potência reactiva) e 0.95 em atraso (a injectar potência reactiva), desde que a potência activa do micro-gerador esteja a 20% da sua potência nominal.

Para Portugal os valores dos parâmetros acima indicados são exactamente os definidos por esta norma, para outros países, tal como a Itália, foi necessário incluir excepções, com limites superiores aos indicados, que vêm listados como anexos no final do corpo da norma.

Ao instalar um sistema de geração distribuída é também necessário verificar que as condições da norma IEC 60364-6 de 2006, “Instalações Eléctricas de Baixa Tensão - Parte 6: Verificação”, são respeitadas, bem como a norma EN 50 160 de 2007, “Características de Tensão em Sistemas Públicos de Distribuição”, onde se indica que a distorção harmónica total da tensão não deve ultrapassar os 8% .

No caso particular da geração distribuída fotovoltaica integrada em edifícios, seja na cobertura ou na fachada do edifício, é ainda necessário respeitar a norma IEC 60364-7-712 de 2002, “Instalações Eléctricas de Edifícios – Parte 7-712: Requisitos para Instalações ou Locais Especiais – Sistemas de Produção Solares Fotovoltaicos”.

## 10.9 Anexo I X – Função para o Cálculo da Corrente do Módulo

```

function[Imod]= PVcurrent8(Vmod, Gi, Tamb, Ncel, VocRef, IscRef, Alfa, Beta, NOCT,
Rsh, Rs, n, Imod_anterior, Nmod_series, Nmod_paralell, Vmod_anterior)

q = 1.6021E-19;
k = 1.3805E-23;

Gref = 1;
Tref = 25 + 273.15;
Tcel = Tamb + 273.15 + (NOCT - 20) / 800 * Gi;

deltaV=Vmod-Vmod_anterior;

Vth = (n * Ncel * k * Tcel) / q;

Isc = (IscRef * Gi / Gref)*(1 + Alfa * (Tcel - Tref));

if (Isc > 0) && (Gi > 0.01)

    Isc = (IscRef * Gi / Gref)*(1 + Alfa * (Tcel - Tref));
    Voc = VocRef + Vth * log(Gi / Gref) + Beta * VocRef * (Tcel - Tref);
    Ipv = Isc * (1 + Rs / Rsh);
    I0 = (Ipv - Voc / Rsh) / (exp(Voc / Vth) - 1);

    %Imod0 = 0.92*Imod_anterior-deltaV/5;
    %Imod1 = 0.95*Imod_anterior-deltaV/5;

    Imod0 = .92 * Ipv;
    Imod1 = .95 * Ipv;

    Imod = Imod0;
    F1 = Imod - (Ipv - I0 * (exp((Vmod + Rs * Imod) / Vth) - 1) - (Vmod + Rs * Imod) / Rsh);

    while (abs(F1) >= 0.001) && (Vmod<=Voc)

        F0 = F1;
        Imod = Imod1;
        F1 = Imod - (Ipv - I0 * (exp((Vmod + Rs * Imod) / Vth) - 1) - (Vmod + Rs * Imod) / Rsh);
        if (F1 ~= F0)

            Imod_a = Imod1 - F1 * (Imod1 - Imod0) / (F1 - F0);
            Imod0 = Imod1;
            Imod1 = Imod_a;
            if Imod_a <= 0.001
                y=4;
                F1=0.0001;
                Imod=0;
            else
                Imod=Imod_a;
            end
        end
    end
end
else
    Imod = 0;
end

if Imod < 0
    error('PVcurrent8 cannot calculate Imod');
    StopFcn('PVcurrent8.m');
    return
end

```

## 10.10 Anexo X – Função para o Algoritmo GSS de Seguimento MPPT

```

function [out] = GSS_maxima_MPPT_Tcel(Vmod, Gi, Tcel, Ncel, VocRef, IscRef, Alfa, Beta, NOCT,
Rsh, Rs, n,Imod_anterior,Nmod_series,Nmod_paralell,Vmod_anterior)

% Faz a procura do número dourado na curva de potência do módulo PV
% Assume-se que P(V) é contínua no intervalo [a,b]e que a função tem apenas
% um máximo em [a,b]

if Gi<0.001
    x=1;
    Iopt_system=0; % sem radiação não há corrente
    vopt_system=0; % a tensão também fica zero
else
    x=2;

    q = 1.6021E-19;
    k = 1.3805E-23;

    Gref = 1;
    Tref = 25 + 273.15; %Temperatura em Kelvin
    %Tcel = Tamb + 273.15 + ((NOCT - 20) / 800) * Gi;
    TcelK=Tcel+273.15;

    Vth = (n * Ncel * k * TcelK) / q; %Potencial termico

    Isc = (IscRef * Gi / Gref)+ Alfa * IscRef * (TcelK - Tref); %corrente de curto-circuito
para as condicoes de radiacao e temperatura a que esta sujeito
    %Valores de Alfa em %/°C

    Voc = VocRef + Vth * log(Gi / Gref) + Beta * VocRef * (TcelK - Tref);%tensao de circuito
aberto para as condicoes de radiacao e temperatura a que esta sujeito
    %Valores de Beta em %/°C

    a=Voc*0.15; %extremo inicial do intervalo inicial de tensao
    b=Voc*0.95;

    R = (-1+sqrt(5))/2; % numero dourado (golden ratio)
    d=R*(b-a);
    err=(1-R)*(b-a);
    v1 = b - d;
    Imod1=PVcurrent8_Tcel(v1, Gi, Tcel, Ncel, VocRef, IscRef, Alfa, Beta, NOCT, Rsh, Rs,
n,Imod_anterior,Nmod_series,Nmod_paralell,Vmod_anterior);
    P1=v1*Imod1;

    v2 = a + d;
    Imod2=PVcurrent8_Tcel(v2, Gi, Tcel, Ncel, VocRef, IscRef, Alfa, Beta, NOCT, Rsh, Rs,
n,Imod_anterior,Nmod_series,Nmod_paralell,Vmod_anterior);
    P2=v2*Imod2;
    %fv2 = feval(f,v2);

    numit=0; %numero de iteracoes
    tol=0.01; %tolerancia
    while err > tol
        x=3;
        numit=numit+1;
        if P1>P2 || (P1==0 && P2==0)
            vopt=v1;
            err=(1-R)*abs((b-a)/vopt);
            if err > tol && (b < Voc)
                x=4;
                b=v2;
                v2=v1;
                Imod2=PVcurrent8_Tcel(v2, Gi, Tcel, Ncel, VocRef, IscRef, Alfa, Beta, NOCT,
Rsh, Rs, n,Imod_anterior,Nmod_series,Nmod_paralell,Vmod_anterior);
                P2=v2*Imod2;
                d=R*(b-a);
                v1=b-d;
                Imod1=PVcurrent8_Tcel(v1, Gi, Tcel, Ncel, VocRef, IscRef, Alfa, Beta, NOCT,
Rsh, Rs, n,Imod_anterior,Nmod_series,Nmod_paralell,Vmod_anterior);
                P1=v1*Imod1;
            else
                b=Voc;
            end
        else
            end
    end
end

```

```

        x=5;
        vopt=v2;
        err=(1-R)*abs((b-a)/vopt);
        if err > tol
            a=v2;
            v1=v2;
            Imod1=PVcurrent8_Tcel(v1, Gi, Tcel, Ncel, VocRef, IscRef, Alfa, Beta, NOCT,
Rsh, Rs, n, Imod_anterior, Nmod_series, Nmod_paralell, Vmod_anterior);
            P1=v1*Imod1;
            d=R*(b-a);
            v2=a+d;
            Imod2=PVcurrent8_Tcel(v2, Gi, Tcel, Ncel, VocRef, IscRef, Alfa, Beta, NOCT,
Rsh, Rs, n, Imod_anterior, Nmod_series, Nmod_paralell, Vmod_anterior);
            P2=v2*Imod2;
        end
    end

    Iopt_system=(PVcurrent8_Tcel(vopt, Gi, Tcel, Ncel, VocRef, IscRef, Alfa, Beta, NOCT, Rsh,
Rs, n, Imod_anterior, Nmod_series, Nmod_paralell, Vmod_anterior))*Nmod_paralell;
    vopt_system=vopt*Nmod_series;
    Popt=Iopt_system*vopt_system;

    %fprintf('-----\n');
    %fprintf(' Iopt_sistema  vopt_sistema  Popt  a  b  b - a\n');
    %fprintf('-----\n');
    %fprintf('% .4e % .4e % .4e % .4e % .4e % .4e\n', Iopt_system, vopt_system, Popt, a, b, b-a)

end

end

out=[Iopt_system vopt_system];

end

```

## 10.11 Anexo XI – Algoritmo do Regulador de Carga PV Detalhado

```

function [out] = PV_detalhado(vdc,ipv,SOC,Tamb,Tempo)

%Função para a simulação de um regulador de carga fotovoltaico do tipo
%shunt.
%Este regulador curto-circuita os módulos quando a tensão de referência é
%ultrapassada para proteger a bateria de sobrecargas

%global Tempo;
%global Tempo_ant;
%global Tamb;
global contador_equal_pv;
global contador_boost_pv;

Vcarga_maxima_corr=27.4-(4e-3*12)*(Tamb-25); % Correção de temperatura
Vboost_corr=29.4-(4e-3*12)*(Tamb-25);
Vequal_corr=30-(4e-3*12)*(Tamb-25);

if Tempo==0

contador_boost_pv=0;
contador_equal_pv=0;
regime=1;
Tempo_ant=0;

end

%entrada em cada regime

if SOC < 0.7 && (contador_boost_pv==0)

    regime=3; %Boost
    contador_boost_pv=1;
    dt=0;

elseif SOC < 0.4 && (contador_equal_pv==0)

    regime=2; %Equalizacao
    contador_equal_pv=1;
    dt=0;

else

    regime=1; %Normal

end

%funcionamento em cada regime

if contador_boost_pv==1 %Regime Boost

    Vref=Vboost_corr;

    if vdc<Vref

        ipv_reg=ipv;
        S=0; %Comutador em paralelo ao corte, toda a corrente passa para a
bateria

    elseif vdc==Vref

        if dt <= 7200 %mantem a tensão boost durante duas horas - o
%incremento é o passo de tempo em segundos
%contador_boost_pv=1;

            ipv_reg=ipv;
            S=0;
            dt=dt+Tempo-Tempo_ant;

        else

            contador_boost_pv=0;
            ipv_reg=0; %ipv=isc

```

```

        S=1;          %Comutador em paralelo à condução, painel de módulos em curto-
circuito
    end

    else
        ipv_reg=0; %ipv=isc
        S=1;
    end
end

if contador_equal_pv==1 %Regime Equalizacao

    Vref=Vequal_corr;

    if vdc<Vref

        ipv_reg=ipv;
        S=0;

    elseif vdc==Vref

        if dt <= 7200 %mantem a tensão boost durante duas horas - o
            %incremento é o passo de tempo em segundos

            %contador_equal=1;
            ipv_reg=ipv;
            S=0;
            dt=dt+Tempo-Tempo_ant;

        else
            contador_equal_pv=0;
            ipv_reg=ipv;%ipv=isc
            S=1;
            dt=0;
        end

    else
        ipv_reg=ipv; %ipv=isc
        S=1;
    end

end

if (contador_boost_pv==0) && (contador_equal_pv==0) %regime normal

    Vref=Vcarga_maxima_corr;

    if vdc<=Vref

        ipv_reg=ipv;
        S=0;

    else
        ipv_reg=ipv; %ipv=isc
        S=1;

    end

end

Tempo_ant=Tempo;

out= [ipv_reg S];

end

```

## 10.12 Anexo XII – Algoritmo do Regulador de Carga Eólico Detalhado

```

function [ieol_reg]= Eol(vdc,ieol,SOC,Tamb,Tempo)

%global Tempo;
%global Tempo_ant;
%global Tamb;
global contador_boost;
global contador_equal;

Vcarga_maxima_corr=28.2-(4e-3*12)*(Tamb-25); % Correção de temperatura
Vequal_corr=29.6-(4e-3*12)*(Tamb-25);

if Tempo==0

contador_equal=0;
regime=1;
Tempo_ant=0;

end

%entrada em cada regime

if SOC < 0.4 && (contador_equal==0)

    regime=2; %Equalizacao
    contador_equal=1;
    dt=0;

else

    regime=1; %Normal

end

%funcionamento em cada regime

if contador_equal==1

    Vref=Vequal_corr;

    if vdc<Vref

        ieol_reg=ieol;

    elseif vdc==Vref

        if dt <= 600 %mantem a tensão boost durante 10 minutos - o
            %incremento é o passo de tempo em segundos

            %contador_equal=1;
            ieol_reg=ieol;
            dt=dt+Tempo-Tempo_ant;

        else
            contador_equal=0;
            ieol_reg=0;
            dt=0;
        end

    else
        ieol_reg=0;
    end

end

if (contador_equal==0)

    Vref=Vcarga_maxima_corr;

    if vdc<=Vref

        ieol_reg=ieol;
    end
end

```

```
        else
            ieol_reg=0;
        end
    end

Tempo_ant=Tempo;
End
```

## 10.13 Anexo XIII – Algoritmo de Regulação de Carga para a Micro-Rede c.c.

```

function[out]= regulador_bat_carga_DC(irenov,icarga,Vbat,rend_conv,SOC)

Vcc_reg=240;
iconv=irenov-icarga;

    if iconv>0 %entra energia na bateria
        Pconv=iconv*Vcc_reg;
        Pdc_bat=Pconv*rend_conv;
        ibat=Pdc_bat/Vbat;
        icarga_reg=icarga; %alimenta toda a carga
        lig=1;

    elseif iconv<0 %sai energia da bateria

        % a bateria está ao corte e a carga só pode ser alimentada
        % pelas renováveis se houver produção renovável

        if SOC<0.2
            Pconv=0;
            ibat=0; %corrente pedida à bateria
            icarga_reg=irenov; %dá o balanço médio da corrente entregue à carga numa hora
            lig=0; %so é igual a 0 quando a bateria não fornece energia à carga
        else
            Pconv=iconv*Vcc_reg; %a bateria fornece o consumo não coberto pela produção
            if rend_conv<=0.01
                Pdc_bat=0;
            else
                Pdc_bat=Pconv/rend_conv; %Para conseguir ter no lado AC a potência
necessária
            end
            ibat=Pdc_bat/Vbat;
            icarga_reg=icarga;
            lig=1;
        end
    else %Quando o balanço entre a produção e o consumo é nulo (iconv=0)
        Pconv=0;
        ibat=0;
        icarga_reg=icarga;
        lig=1;
    end
out=[ibat,icarga_reg];
end

```

## 10.14 Anexo XIV – Algoritmo do Modelo Simplificado do Inversor Bidireccional

```

function[out]=inversor_bat_bidireccional(irenov,icarga,Vbat,rend_conv,SOC)

Vbarr=400; %Vrms
iconv=irenov-icarga; %no lado c.a.

    if iconv>0 %entra energia na bateria
        Pconv=iconv*Vbarr;
        Pdc_bat=Pconv*rend_conv;
        ibat=Pdc_bat/Vbat;
        icarga_reg_ac=icarga; %alimenta toda a carga

    elseif iconv<0 %sai energia da bateria

        % a bateria está ao corte e a carga só pode ser alimentada
        % pelas renováveis se houver produção renovável

        if SOC<0.2
            Pconv=0;
            ibat=0; %corrente pedida à bateria
            icarga_reg_ac=irenov; %dá o balanço médio da corrente entregue à carga numa
hora
        else
            Pconv=iconv*Vbarr; %a bateria fornece o consumo não coberto pela produção
            if rend_conv<=0.01
                Pdc_bat=0;
            else
                Pdc_bat=Pconv/rend_conv; %Para conseguir ter no lado c.a. a potência
necessária
            end
            ibat=Pdc_bat/Vbat;
            icarga_reg_ac=icarga;
        end
    else %Quando o balanço entre a produção e o consumo é nulo (iconv=0)
        Pconv=0;
        ibat=0;
        icarga_reg_ac=icarga;
    end

    out=[ibat,icarga_reg_ac,Pconv];

end

```

## 10.15 Anexo XV – Diagramas de Consumo da Rede Autónoma

Tabela 10.6 – Consumo de cada Casa nos Dias de Semana

Casa																									
Electrodoméstico	Consumo	Horas do Dia																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	(w)																								
<b>Máquina Lavar Roupa</b>																									
Elemento de Aquecimento	2000																								
Motor	720																								
<b>Yarinha Mágica</b>	150																				25				
<b>Sistema Hi-Fi</b>	50								50	50										50					
<b>Ferro de Engomar</b>	1500																						750		
<b>Torradeira</b>	1500									250															
<b>Televisão</b>	100													100							100	100	100	100	100
<b>Aspirador</b>	1000																								
<b>Lâmpadas Baixo Consumo</b>	11								22	22										11	33	44	33	22	11
<b>Frigorífico</b>	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
<b>Computador + Monitor</b>	200																							200	
<b>Carregador Telemóvel (Ni-Cad)</b>	20																							20	
<b>Total Horário</b>		40	40	40	40	40	40	40	112	362	40	40	40	40	140	40	40	40	40	101	198	184	923	382	151
<b>Total Diário</b>		3153																							

Tabela 10.7 – Consumo de cada Casa nos Dias de Fim de Semana

Casa																									
Electrodoméstico	Consumo	Horas do Dia																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	(w)																								
<b>Máquina Lavar Roupa</b>																									
Elemento de Aquecimento	2000								333	333															
Motor	720								600	600															
<b>Yarinha Mágica</b>	150												50												
<b>Sistema Hi-Fi</b>	50								50	50	50	50				50	50	50							
<b>Ferro de Engomar</b>	1500																						1500		
<b>Torradeira</b>	1500									250															
<b>Televisão</b>	100													100	100					100	0	0	0	0	0
<b>Aspirador</b>	1000										1000														
<b>Lâmpadas Baixo Consumo</b>	11									22										11	33	44	33	22	11
<b>Frigorífico</b>	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
<b>Computador + Monitor</b>	200																							200	200
<b>Carregador Telemóvel (Ni-Cad)</b>	20																								
<b>Total Horário</b>		40	40	40	40	40	40	40	40	1295	1023	1090	90	90	140	140	90	90	90	151	73	84	1573	262	251
<b>Total Diário</b>		6853																							

Tabela 10.8 – Consumo de cada Candeeiro

Candeeiro																									
Equipamento	Consumo	Horas do Dia																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	(w)																								
<b>Lâmpada Baixo Consumo</b>	40	40	40	40	40	40	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40
<b>Total Diário</b>		480																							

## 10.16 Anexo XVI –Intensidade de Corrente Máxima para os Cabos da Rede

Tabela 10.9 – Intensidades de corrente máxima admissível em diferentes cabos do tipo VAV e VV

[143]

secção mm <sup>2</sup>	COBRE					
	1 condutor		2 condutores		3 condutores	
	Tipo de instalação					
	enterrado	ao ar	enterrado	ao ar	enterrado	ao ar
1,5	34	27	30	22	25	20
2,5	45	36	40	30	35	28
4	60	48	50	40	45	36
6	75	60	65	50	60	48
10	105	85	90	70	80	65
16	135	110	120	95	110	90
25	180	145	155	125	135	110
35	225	180	185	150	165	130
50	260	210	220	180	190	150
70	345	275	280	225	245	195
95	410	330	335	270	295	235
120	485	390	380	305	340	270
150	550	440	435	350	390	310
185	630	505	490	390	445	355
240	740	595	570	455	515	410
300	855	685	640	510	590	470
400	1015	820	760	610	700	560
500	1170	935	-	-	-	-

Tabela 10.10 – Intensidade de corrente máxima admissível em diferentes cabos do tipo VAV [143]

Secção Nominal (mm <sup>2</sup> )	Intensidade de corrente máxima admissível (A)		
	Condutores enfiaados no mesmo tubo	Condutores instalados ao ar	
		Com uma distância entre si inferior ao seu diâmetro exterior	Com uma distância entre si igual ou superior ao seu diâmetro exterior
1	13	17	21
1,5	17	22	27
2,5	22	30	36
4	29	40	48
6	37	50	60
10	50	70	85
16	70	95	110
25	95	125	145
35	120	150	180
50	140	180	210
70	185	230	275
95	225	275	330
120	265	315	390
150	320	360	440
185	350	410	505
240	415	480	595
300	480	550	685
400	580	650	820
500	600	810	935

Tabela 10.11 – Resistência e Indutância por Unidade de Comprimento [15]

Secção (mm <sup>2</sup> )	R <sub>200</sub> (Ω/km)	l (mH/km)
1.5	12.1	-
2.5	7.41	-
4	4.61	-
6	3.08	-
10	1,83	0,29
16	1,15	0,26
25	0,727	0,25
35	0,524	0,24
50	0,387	0,24
70	0,268	0,23
95	0,193	0,23
120	0,153	0,22
150	0,124	0,22
185	0,0991	0,22
240	0,0754	0,22

## 10.17 Anexo XV – Resultados do Trânsito de Energia da Rede Autónoma

**Rede em Corrente Alternada**

Tabela 10.12 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Alternada para o Inverno em Horas de Vazio

**Resultados Inverno Horas de Vazio - Rede em Corrente Alternada**

Barr.	Designação	Tipo	Barramentos		Geração		Carga	
			Tensão		P (kW)	Q (Kvar)	P (kW)	Q (Kvar)
			Amplitude	Argumento				
nº			V (pu)	$\theta$ (º)				
1	Bat	Bal	1.0000	0.0000	-3.0302	0.2971	0.0000	0.0000
2	Photo	PQ	1.0001	0.0016	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	House2	PQ	1.0036	0.0425	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
4	Light3	PQ	1.0050	0.0584	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
5	House4	PQ	1.0073	0.1088	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
6	Light5	PQ	1.0097	0.1586	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
7	House6	PQ	1.0110	0.1833	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
8	Light7	PQ	1.0129	0.2200	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
9	House8	PQ	1.0155	0.2685	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
10	Aero1	PQ	1.0249	0.4352	1.9000	0.0000	0.0000	0.0000
11	House10	PQ	1.0048	0.0590	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
12	Light11	PQ	1.0047	0.0595	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
13	House12	PQ	1.0047	0.0597	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
14	House13	PQ	1.0083	0.1347	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
15	Light14	PQ	1.0100	0.1725	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
16	House15	PQ	1.0112	0.1975	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
17	Light16	PQ	1.0130	0.2346	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
18	House17	PQ	1.0155	0.2836	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
19	Light18	PQ	1.0168	0.3079	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
20	House19	PQ	1.0187	0.3440	0.0000	0.0000	0.0400	0.0160
21	Aero2	PQ	1.0268	0.4861	1.9000	0.0000	0.0000	0.0000

Linhas							
De Barr.	Para Barr.	Emissão		Recepção		Perdas	
nº	nº	P(kW)	Q(kvar)	P(kW)	Q(kvar)	P(kW)	Q(kvar)
1	2	-3.030	0.297	3.031	-0.297	0.000	0.000
2	3	-3.031	0.297	3.041	-0.296	0.011	0.001
3	4	-3.081	0.280	3.086	-0.279	0.004	0.001
4	11	0.120	0.048	-0.120	-0.048	0.000	0.000
4	14	-1.582	0.124	1.587	-0.122	0.005	0.002
4	5	-1.664	0.091	1.668	-0.090	0.004	0.001
5	6	-1.708	0.074	1.712	-0.073	0.004	0.001
6	7	-1.752	0.057	1.754	-0.056	0.002	0.001
7	8	-1.794	0.040	1.798	-0.039	0.003	0.001
8	9	-1.838	0.023	1.843	-0.022	0.005	0.002
9	10	-1.883	0.006	1.900	0.000	0.017	0.006
11	12	0.080	0.032	-0.080	-0.032	0.000	0.000
12	13	0.040	0.016	-0.040	-0.016	0.000	0.000
14	15	-1.627	0.106	1.630	-0.106	0.003	0.001
15	16	-1.670	0.090	1.672	-0.089	0.002	0.001
16	17	-1.712	0.073	1.715	-0.072	0.003	0.001
17	18	-1.755	0.056	1.759	-0.055	0.004	0.001
18	19	-1.799	0.039	1.802	-0.038	0.002	0.001
19	20	-1.842	0.022	1.845	-0.021	0.004	0.001
20	21	-1.885	0.005	1.900	0.000	0.015	0.005

Tabela 10.13 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Alternada para o Inverno em Horas de Cheia

Resultados Inverno Horas de Cheia - Rede em Corrente Alternada								
Barramentos								
Barr.	Designação	Tipo	Tensão		Geração		Carga	
			Amplitude	Argumento	P (kW)	Q (Kvar)	P (kW)	Q (Kvar)
nº			V (pu)	$\theta$ (º)				
1	Bat	Bal	1.0000	0.000	8.556	6.490	0.000	0.000
2	Photo	PQ	0.9996	0.015	2.900	0.000	0.000	0.000
3	House2	PQ	0.9857	0.364	0.000	0.000	1.573	0.629
4	Light3	PQ	0.9809	0.495	0.000	0.000	0.040	0.016
5	House4	PQ	0.9765	0.598	0.000	0.000	1.573	0.629
6	Light5	PQ	0.9748	0.691	0.000	0.000	0.040	0.016
7	House6	PQ	0.9739	0.737	0.000	0.000	1.573	0.629
8	Light7	PQ	0.9746	0.798	0.000	0.000	0.040	0.016
9	House8	PQ	0.9757	0.878	0.000	0.000	1.573	0.629
10	Aero1	PQ	0.9885	1.115	2.500	0.000	0.000	0.000
11	House10	PQ	0.9769	0.512	0.000	0.000	1.573	0.629
12	Light11	PQ	0.9749	0.521	0.000	0.000	0.040	0.016
13	House12	PQ	0.9729	0.530	0.000	0.000	1.573	0.629
14	House13	PQ	0.9702	0.669	0.000	0.000	1.573	0.629
15	Light14	PQ	0.9668	0.749	0.000	0.000	0.040	0.016
16	House15	PQ	0.9646	0.802	0.000	0.000	1.573	0.629
17	Light16	PQ	0.9633	0.874	0.000	0.000	0.040	0.016
18	House17	PQ	0.9616	0.969	0.000	0.000	1.573	0.629
19	Light18	PQ	0.9621	1.010	0.000	0.000	0.040	0.016
20	House19	PQ	0.9629	1.072	0.000	0.000	1.573	0.629
21	Aero2	PQ	0.9740	1.281	2.500	0.000	0.000	0.000
Linhas								
De Barr.	Para Barr.	Emissão		Recepção		Perdas		
nº	nº	P(kW)	Q(kvar)	P(kW)	Q(kvar)	P(kW)	Q(kvar)	
1	2	8.556	6.490	-8.551	-6.489	0.005	0.001	
2	3	11.451	6.489	-11.252	-6.468	0.199	0.022	
3	4	9.679	5.839	-9.619	-5.832	0.060	0.007	
4	11	3.206	1.281	-3.193	-1.277	0.014	0.004	
4	14	4.019	2.598	-3.967	-2.582	0.052	0.016	
4	5	2.354	1.937	-2.340	-1.932	0.014	0.004	
5	6	0.767	1.303	-0.763	-1.302	0.004	0.001	
6	7	0.723	1.286	-0.722	-1.286	0.002	0.001	
7	8	-0.851	0.656	0.853	-0.656	0.001	0.000	
8	9	-0.893	0.640	0.895	-0.639	0.002	0.001	
9	10	-2.468	0.010	2.500	0.000	0.032	0.010	
11	12	1.620	0.647	-1.616	-0.646	0.004	0.001	
12	13	1.576	0.630	-1.573	-0.629	0.003	0.001	
14	15	2.394	1.953	-2.383	-1.950	0.011	0.004	
15	16	2.343	1.934	-2.336	-1.931	0.007	0.002	
16	17	0.763	1.302	-0.760	-1.301	0.003	0.001	
17	18	0.720	1.285	-0.717	-1.284	0.003	0.001	
18	19	-0.856	0.655	0.857	-0.655	0.001	0.000	
19	20	-0.897	0.639	0.898	-0.638	0.001	0.000	
20	21	-2.471	0.009	2.500	0.000	0.029	0.009	

Tabela 10.14 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Alternada para o Verão em Horas de Vazio

<b>Resultados Verão Horas de Vazio - Rede em Corrente Alternada</b>								
<b>Barramentos</b>								
<b>Barr.</b>	<b>Designação</b>	<b>Tipo</b>	<b>Tensão</b>		<b>Geração</b>		<b>Carga</b>	
			<b>Amplitude</b>	<b>Argumento</b>	<b>P (kW)</b>	<b>Q (Kvar)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>Q (Kvar)</b>
<b>nº</b>			<b>V (pu)</b>	<b>θ (º)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>Q (Kvar)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>Q (Kvar)</b>
1	Bat	Bal	1.0000	0.000	-0.251	2.321	0.000	0.000
2	Photo	PQ	1.0000	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
3	House2	PQ	1.0030	0.160	0.000	0.000	0.040	0.016
4	Light3	PQ	1.0041	0.221	0.000	0.000	0.040	0.016
5	House4	PQ	1.0063	0.267	0.000	0.000	0.040	0.016
6	Light5	PQ	1.0085	0.313	0.000	0.000	0.040	0.016
7	House6	PQ	1.0096	0.336	0.000	0.000	0.040	0.016
8	Light7	PQ	1.0114	0.370	0.000	0.000	0.040	0.016
9	House8	PQ	1.0138	0.415	0.000	0.000	0.040	0.016
10	Aero1	PQ	1.0225	0.569	1.750	0.000	0.000	0.000
11	House10	PQ	1.0040	0.221	0.000	0.000	0.040	0.016
12	Light11	PQ	1.0039	0.222	0.000	0.000	0.040	0.016
13	House12	PQ	1.0038	0.222	0.000	0.000	0.040	0.016
14	House13	PQ	1.0059	0.507	0.000	0.000	0.040	0.016
15	Light14	PQ	1.0068	0.650	0.000	0.000	0.040	0.016
16	House15	PQ	1.0075	0.745	0.000	0.000	0.040	0.016
17	Light16	PQ	1.0085	0.887	0.000	0.000	0.040	0.016
18	House17	PQ	1.0100	1.075	0.000	0.000	0.040	0.016
19	Light18	PQ	1.0107	1.169	0.000	0.000	0.040	0.016
20	House19	PQ	1.0119	1.309	0.000	0.000	0.040	0.016
21	Aero2	PQ	1.0000	1.866	1.750	0.000	0.000	0.000
<b>Linhas</b>								
<b>De</b>	<b>Para Barr.</b>	<b>Emissão</b>		<b>Recepção</b>		<b>Perdas</b>		
<b>nº</b>	<b>nº</b>	<b>P(kW)</b>	<b>Q(kvar)</b>	<b>P(kW)</b>	<b>Q(kvar)</b>	<b>P(kW)</b>	<b>Q(kvar)</b>	
1	2	-0.251	2.321	0.251	-2.321	0.000	0.000	
2	3	-2.796	2.046	2.810	-2.044	0.014	0.002	
3	4	-2.752	2.039	2.757	-2.038	0.005	0.001	
4	11	0.120	0.048	-0.120	-0.048	0.000	0.000	
4	14	-1.397	1.885	1.409	-1.881	0.012	0.004	
4	5	-1.520	0.090	1.523	-0.089	0.003	0.001	
5	6	-1.563	0.073	1.566	-0.071	0.004	0.001	
6	7	-1.606	0.055	1.608	-0.055	0.002	0.001	
7	8	-1.648	0.039	1.651	-0.038	0.003	0.001	
8	9	-1.691	0.022	1.695	-0.021	0.004	0.001	
9	10	-1.735	0.005	1.750	0.000	0.015	0.005	
11	12	0.080	0.032	-0.080	-0.032	0.000	0.000	
12	13	0.040	0.016	-0.040	-0.016	0.000	0.000	
14	15	-1.449	1.865	1.455	-1.863	0.006	0.002	
15	16	-1.495	1.847	1.499	-1.846	0.004	0.001	
16	17	-1.539	1.830	1.546	-1.828	0.006	0.002	
17	18	-1.586	1.812	1.594	-1.809	0.008	0.003	
18	19	-1.634	1.793	1.638	-1.792	0.004	0.001	
19	20	-1.678	1.776	1.684	-1.774	0.006	0.002	
20	21	1.894	2.856	-1.845	-2.841	0.050	0.016	

Tabela 10.15 – Resultados do Trânsito em Corrente Alternada para o Verão em Horas de Cheia

**Resultados Verão Horas de Cheia - Rede em Corrente Alternada**

<b>Barramentos</b>								
<b>Barr.</b>	<b>Designação</b>	<b>Tipo</b>	<b>Tensão</b>		<b>Geração</b>		<b>Carga</b>	
			<b>Amplitude</b>	<b>Argumento</b>	<b>P</b>			
<b>nº</b>			<b>V (pu)</b>	<b>θ (°)</b>	<b>(kW)</b>	<b>Q (Kvar)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>Q (Kvar)</b>
1	Bat	Bal	1.0000	0.000	7.898	3.079	0.000	0.000
2	Photo	PQ	0.9996	0.006	3.500	0.000	0.000	0.000
3	House2	PQ	0.9860	0.222	0.000	0.000	1.573	0.629
4	Light3	PQ	0.9813	0.298	0.000	0.000	0.040	0.016
5	House4	PQ	0.9774	0.315	0.000	0.000	1.573	0.629
6	Light5	PQ	0.9762	0.320	0.000	0.000	0.040	0.016
7	House6	PQ	0.9756	0.323	0.000	0.000	1.573	0.629
8	Light7	PQ	0.9766	0.318	0.000	0.000	0.040	0.016
9	House8	PQ	0.9781	0.311	0.000	0.000	1.573	0.629
10	Aero1	PQ	0.9925	0.247	2.500	0.000	0.000	0.000
11	House10	PQ	0.9773	0.316	0.000	0.000	1.573	0.629
12	Light11	PQ	0.9753	0.325	0.000	0.000	0.040	0.016
13	House12	PQ	0.9733	0.333	0.000	0.000	1.573	0.629
14	House13	PQ	0.9714	0.342	0.000	0.000	1.573	0.629
15	Light14	PQ	0.9684	0.355	0.000	0.000	0.040	0.016
16	House15	PQ	0.9664	0.364	0.000	0.000	1.573	0.629
17	Light16	PQ	0.9654	0.368	0.000	0.000	0.040	0.016
18	House17	PQ	0.9642	0.373	0.000	0.000	1.573	0.629
19	Light18	PQ	0.9649	0.370	0.000	0.000	0.040	0.016
20	House19	PQ	0.9661	0.365	0.000	0.000	1.573	0.629
21	Aero2	PQ	0.9786	0.308	2.500	0.000	0.000	0.000

<b>Linhas</b>							
<b>De Barr.</b>	<b>Para Barr.</b>	<b>Emissão</b>		<b>Recepção</b>		<b>Perdas</b>	
<b>nº</b>	<b>nº</b>	<b>P(kW)</b>	<b>Q(kvar)</b>	<b>P(kW)</b>	<b>Q(kvar)</b>	<b>P(kW)</b>	<b>Q(kvar)</b>
1	2	7.898	3.079	-7.894	-3.079	0.003	0.000
2	3	11.394	4.479	-11.223	-4.460	0.172	0.019
3	4	9.650	3.831	-9.599	-3.826	0.051	0.006
4	11	3.206	1.281	-3.193	-1.277	0.014	0.004
4	14	4.003	1.593	-3.961	-1.580	0.042	0.013
4	5	2.350	0.936	-2.340	-0.933	0.010	0.003
5	6	0.767	0.303	-0.766	-0.303	0.001	0.000
6	7	0.726	0.287	-0.726	-0.287	0.001	0.000
7	8	-0.847	-0.342	0.848	0.343	0.001	0.000
8	9	-0.888	-0.359	0.890	0.359	0.001	0.000
9	10	-2.463	-0.988	2.500	1.000	0.037	0.012
11	12	1.620	0.647	-1.616	-0.646	0.004	0.001
12	13	1.576	0.630	-1.573	-0.629	0.003	0.001
14	15	2.388	0.951	-2.380	-0.949	0.008	0.002
15	16	2.340	0.933	-2.335	-0.931	0.005	0.002
16	17	0.762	0.302	-0.762	-0.302	0.001	0.000
17	18	0.722	0.286	-0.721	-0.286	0.001	0.000
18	19	-0.852	-0.343	0.853	0.344	0.001	0.000
19	20	-0.893	-0.359	0.894	0.360	0.001	0.000
20	21	-2.467	-0.988	2.500	0.998	0.033	0.010

## Rede em Corrente Contínua

Tabela 10.16 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Contínua para o Inverno em Horas de Vazio

### Resultados Inverno Horas de Vazio - Rede em Corrente Contínua

Barramentos					
Barr.	Designação	Tipo	Tensão	Geração	Carga
nº			Amp. (pu)	P (kW)	P(kW)
1	Bat	Bal	1.0000	-3.047	0.000
2	Photo	PQ	1.0010	0.000	0.000
3	House2	PQ	1.0061	0.000	0.040
4	Light3	PQ	1.0082	0.000	0.040
5	House4	PQ	1.0097	0.000	0.040
6	Light5	PQ	1.0113	0.000	0.040
7	House6	PQ	1.0121	0.000	0.040
8	Light7	PQ	1.0133	0.000	0.040
9	House8	PQ	1.0150	0.000	0.040
10	Aero1	PQ	1.0211	1.900	0.000
11	House10	PQ	1.0080	0.000	0.040
12	Light11	PQ	1.0079	0.000	0.040
13	House12	PQ	1.0078	0.000	0.040
14	House13	PQ	1.0104	0.000	0.040
15	Light14	PQ	1.0115	0.000	0.040
16	House15	PQ	1.0123	0.000	0.040
17	Light16	PQ	1.0135	0.000	0.040
18	House17	PQ	1.0151	0.000	0.040
19	Light18	PQ	1.0159	0.000	0.040
20	House19	PQ	1.0172	0.000	0.040
21	Aero2	PQ	1.0224	1.900	0.000

Linhas				
De Barr.	Para Barr.	Emissão	Recepção	Perdas
nº	nº	P(kW)	P(kW)	P(kW)
1	2	-3.047	3.050	0.003
2	3	-3.050	3.065	0.016
3	4	-3.105	3.112	0.006
4	11	0.120	-0.120	0.000
4	14	-1.595	1.599	0.004
4	5	-1.677	1.679	0.003
5	6	-1.719	1.722	0.003
6	7	-1.762	1.763	0.001
7	8	-1.803	1.806	0.002
8	9	-1.846	1.849	0.003
9	10	-1.889	1.900	0.011
11	12	0.080	-0.080	0.000
12	13	0.040	-0.040	0.000
14	15	-1.639	1.641	0.002
15	16	-1.681	1.682	0.001
16	17	-1.722	1.724	0.002
17	18	-1.764	1.767	0.003
18	19	-1.807	1.808	0.002
19	20	-1.848	1.850	0.002
20	21	-1.890	1.900	0.010

Tabela 10.17 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Contínua para o Inverno em Horas de Cheia

**Resultados Inverno Horas de Cheia - Rede em Corrente Contínua**

<b>Barramentos</b>					
<b>Barr.</b>	<b>Designação</b>	<b>Tipo</b>	<b>Tensão</b>	<b>Geração</b>	<b>Carga</b>
<b>nº</b>			<b>Amp. (pu)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>P kW)</b>
1	Bat	Bal	1.0000	8.519	0.000
2	Photo	PQ	0.9973	2.900	0.000
3	House2	PQ	0.9781	0.000	1.573
4	Light3	PQ	0.9715	0.000	0.040
5	House4	PQ	0.9693	0.000	1.573
6	Light5	PQ	0.9686	0.000	0.040
7	House6	PQ	0.9682	0.000	1.573
8	Light7	PQ	0.9688	0.000	0.040
9	House8	PQ	0.9697	0.000	1.573
10	Aero1	PQ	0.9780	2.500	0.000
11	House10	PQ	0.9670	0.000	1.573
12	Light11	PQ	0.9647	0.000	0.040
13	House12	PQ	0.9625	0.000	1.573
14	House13	PQ	0.9658	0.000	1.573
15	Light14	PQ	0.9641	0.000	0.040
16	House15	PQ	0.9630	0.000	1.573
17	Light16	PQ	0.9624	0.000	0.040
18	House17	PQ	0.9618	0.000	1.573
19	Light18	PQ	0.9622	0.000	0.040
20	House19	PQ	0.9628	0.000	1.573
21	Aero2	PQ	0.9700	2.500	0.000
<b>Linhas</b>					
<b>De Barr.</b>	<b>Para Barr.</b>	<b>Emissão</b>	<b>Recepção</b>	<b>Perdas</b>	
<b>nº</b>	<b>nº</b>	<b>P(kW)</b>	<b>P(kW)</b>	<b>P(kW)</b>	
1	2	8.519	-8.496	0.023	
2	3	11.396	-11.177	0.219	
3	4	9.604	-9.539	0.065	
4	11	3.208	-3.194	0.015	
4	14	3.963	-3.939	0.023	
4	5	2.328	-2.323	0.005	
5	6	0.750	-0.749	0.001	
6	7	0.709	-0.709	0.000	
7	8	-0.864	0.865	0.001	
8	9	-0.905	0.906	0.001	
9	10	-2.479	2.500	0.021	
11	12	1.621	-1.617	0.004	
12	13	1.577	-1.573	0.004	
14	15	2.366	-2.362	0.004	
15	16	2.322	-2.320	0.003	
16	17	0.747	-0.746	0.000	
17	18	0.706	-0.706	0.001	
18	19	-0.868	0.868	0.000	
19	20	-0.908	0.909	0.001	
20	21	-2.482	2.500	0.019	

Tabela 10.18 – Resultados do Trânsito de Energia em Corrente Contínua para o Verão em Horas de Vazio

<b>Resultados Verão Horas de Vazio - Rede em Corrente Contínua</b>					
<b>Barramentos</b>					
<b>Barr.</b>	<b>Designação</b>	<b>Tipo</b>	<b>Tensão</b>	<b>Geração</b>	<b>Carga</b>
<b>nº</b>			<b>Amp. (pu)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>P(kW)</b>
1	Bat	Bal	1.0000	-2.759	0.000
2	Photo	PQ	1.0009	0.000	0.000
3	House2	PQ	1.0055	0.000	0.040
4	Light3	PQ	1.0074	0.000	0.040
5	House4	PQ	1.0088	0.000	0.040
6	Light5	PQ	1.0103	0.000	0.040
7	House6	PQ	1.0110	0.000	0.040
8	Light7	PQ	1.0121	0.000	0.040
9	House8	PQ	1.0137	0.000	0.040
10	Aero1	PQ	1.0193	1.750	0.000
11	House10	PQ	1.0072	0.000	0.040
12	Light11	PQ	1.0071	0.000	0.040
13	House12	PQ	1.0071	0.000	0.040
14	House13	PQ	1.0094	0.000	0.040
15	Light14	PQ	1.0104	0.000	0.040
16	House15	PQ	1.0111	0.000	0.040
17	Light16	PQ	1.0122	0.000	0.040
18	House17	PQ	1.0137	0.000	0.040
19	Light18	PQ	1.0145	0.000	0.040
20	House19	PQ	1.0156	0.000	0.040
21	Aero2	PQ	1.0204	1.750	0.000
<b>Linhas</b>					
<b>De Barr.</b>	<b>Para Barr.</b>	<b>Emissão</b>	<b>Recepção</b>	<b>Perdas</b>	
<b>nº</b>	<b>nº</b>	<b>P(kW)</b>	<b>P(kW)</b>	<b>P(kW)</b>	
1	2	-2.759	2.761	0.002	
2	3	-2.761	2.774	0.013	
3	4	-2.814	2.819	0.005	
4	11	0.120	-0.120	0.000	
4	14	-1.449	1.452	0.003	
4	5	-1.530	1.533	0.002	
5	6	-1.573	1.575	0.002	
6	7	-1.615	1.616	0.001	
7	8	-1.656	1.658	0.002	
8	9	-1.698	1.700	0.003	
9	10	-1.740	1.750	0.010	
11	12	0.080	-0.080	0.000	
12	13	0.040	-0.040	0.000	
14	15	-1.492	1.493	0.002	
15	16	-1.533	1.535	0.001	
16	17	-1.575	1.576	0.002	
17	18	-1.616	1.619	0.002	
18	19	-1.659	1.660	0.001	
19	20	-1.700	1.702	0.002	
20	21	-1.742	1.750	0.008	

Tabela 10.19 – Resultados do Trânsito em Corrente Contínua para o Verão em Horas de Cheia

**Resultados Verão Horas de Cheia - Rede em Corrente Contínua**

<b>Barramentos</b>					
<b>Barr.</b>	<b>Designação</b>	<b>Tipo</b>	<b>Tensão</b>	<b>Geração</b>	<b>Carga</b>
<b>nº</b>			<b>Amp. (pu)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>P(kW)</b>
1	Bat	Bal	1.0000	7.916	0.000
2	Photo	PQ	0.9975	3.500	0.000
3	House2	PQ	0.9783	0.000	1.573
4	Light3	PQ	0.9717	0.000	0.040
5	House4	PQ	0.9695	0.000	1.573
6	Light5	PQ	0.9688	0.000	0.040
7	House6	PQ	0.9684	0.000	1.573
8	Light7	PQ	0.9690	0.000	0.040
9	House8	PQ	0.9699	0.000	1.573
10	Aero1	PQ	0.9782	2.500	0.000
11	House10	PQ	0.9672	0.000	1.573
12	Light11	PQ	0.9649	0.000	0.040
13	House12	PQ	0.9627	0.000	1.573
14	House13	PQ	0.9660	0.000	1.573
15	Light14	PQ	0.9643	0.000	0.040
16	House15	PQ	0.9632	0.000	1.573
17	Light16	PQ	0.9626	0.000	0.040
18	House17	PQ	0.9620	0.000	1.573
19	Light18	PQ	0.9624	0.000	0.040
20	House19	PQ	0.9630	0.000	1.573
21	Aero2	PQ	0.9702	2.500	0.000
<b>Linhas</b>					
<b>De Barr.</b>	<b>Para Barr.</b>	<b>Emissão</b>	<b>Recepção</b>	<b>Perdas</b>	
<b>nº</b>	<b>nº</b>	<b>P(kW)</b>	<b>P(kW)</b>	<b>P(kW)</b>	
1	2	7.916	-7.896	0.020	
2	3	11.396	-11.176	0.219	
3	4	9.603	-9.539	0.065	
4	11	3.208	-3.194	0.015	
4	14	3.963	-3.939	0.023	
4	5	2.328	-2.322	0.005	
5	6	0.749	-0.749	0.001	
6	7	0.709	-0.709	0.000	
7	8	-0.864	0.865	0.001	
8	9	-0.905	0.906	0.001	
9	10	-2.479	2.500	0.021	
11	12	1.621	-1.617	0.004	
12	13	1.577	-1.573	0.004	
14	15	2.366	-2.362	0.004	
15	16	2.322	-2.320	0.003	
16	17	0.747	-0.746	0.000	
17	18	0.706	-0.706	0.001	
18	19	-0.868	0.868	0.000	
19	20	-0.908	0.909	0.001	
20	21	-2.482	2.500	0.019	