



FACULDADE DE CIÊNCIAS TECNOLOGIA

TESE DE MESTRADO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E GESTÃO DE ENERGIA

**AVALIAÇÃO ENERGÉTICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA BOMBAGEM**

RUI MANUEL GUIMARÃES BROCHADO E SILVA

Orientadores:

Universidade do Algarve: Professor Doutor António Mortal

Professor Engenheiro Armando Inverno

Faculty of Engineering, Ain Shams University: Professora Doutora Hoda Soussa

Sekem – Development Foundation: Professor Doutor Ahmed Elhodeiby

FARO 2014

UNIVERSIDADE DO ALGARVE

Avaliação energética de um sistema fotovoltaico para bombagem

Declaração de autoria de trabalho

Declaro ser o autor deste trabalho, que é original e inédito.

Autores e teses consultadas estão devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluídas.



Copyright © Rui Manuel Guimarães Brochado e Silva, 2014

A Universidade do Algarve tem o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicitar este trabalho através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha ser inventado, de o divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

“O Homem pode gastar em alguns momentos (da história da Terra) o que a Natureza levou centenas de milhões de anos a formar e a desenvolver.”

(Friedrich Bender, Geólogo, Presidente do Instituto Federal para as Geociências e Recursos Naturais da Baixa Saxónia).

Resumo

Este trabalho teve como propósito fundamental estudar a avaliação energética de um sistema fotovoltaico para bombagem de água num sistema de baixa potência, aplicado num pomar de citrinos na zona do Algarve. No caso de estudo escolhido, compararam-se dois modelos de bombas solares, um de corrente contínua e outro de corrente alternada. Analisou-se a viabilidade deste sistema fotovoltaico e como resultado escolheu-se a melhor alternativa. O de corrente contínua necessita de menos painéis fotovoltaicos e conseqüentemente a área ocupada pelos mesmos também é menor. Do ponto de vista económico, o sistema não é viável em locais de fácil acesso à rede mas apresenta-se como uma boa alternativa em locais afastados da rede.

Refira-se que o autor desta tese realizou um estágio integrado na empresa multinacional Egípcia SeKem, em parceria com o National Research Center (NRS) Egípcio (no âmbito do *Program Tempus*) e na Global Village for Future Leaders of Business and Industry (Lehigh University, Iacocca Institute – Bethelhem, Pennsylvania – EUA). Este estágio deu um contributo muito importante para a realização deste trabalho.

Palavras chave: energia, energias renováveis, energia solar fotovoltaica, sistema fotovoltaico, sistema de bombagem.

Abstract

This work has the main purpose to study the energy assessment of a photovoltaic system for water pumping in a low power system, applied in a citrus orchard in the Algarve. In the study, we compared two models of solar pumps, a DC and the other AC current. We analyzed the viability of this photovoltaic system and as a result chose as the best alternative. The DC which requires less photovoltaic panels and thus the area occupied by them is less. The system is not viable if easy access to a local network is available. However it is an economic alternative for locations away from a network.

It should be noted that the author of this thesis performed an integrated internship in multinational Egyptian Sekem, in partnership with the National Research Center (NRS) Egyptian (within the Tempus Program) and the Global Village for Future Leaders of Business and Industry (Lehigh University , Iacocca Institute - Bethelehem, Pennsylvania - USA). This stage made a very important contribution to this work.

Keywords: energy, renewable energy, photovoltaic solar energy, photovoltaic system, pumping system.

Agradecimentos

Qualquer trabalho de pesquisa envolve sempre a colaboração directa e indirecta de um conjunto muito vasto de pessoas e instituições.

Em primeiro lugar, quero começar por agradecer à Universidade do Algarve a oportunidade que me deu por ter realizado este mestrado, bem como a todos os seus colaboradores que se cruzaram ao longo deste caminho, reitor, professores, funcionários, alunos, ...

Aos meus orientadores, Professor Doutor António Mortal e Professor Engenheiro Armando Inverno, pelos ensinamentos ao longo do curso, pelos conselhos para seguir em frente com o trabalho, pelo apoio, esclarecimento, orientação e por me terem dado oportunidade de realizar este trabalho, sem nunca esquecer uma palavra amiga de incentivo e interminável paciência.

Ao proprietário do pomar de citrinos, pela cedência das suas instalações e por ter permitido a execução da parte prática para estudar a avaliação e desempenho de sistemas FV.

Aos meus co-orientadores Professora Doutora Hoda Soussa, da Ain Shams University – Faculty of Engineering (eng.shams.edu.eg), e ao Professor Doutor Ahmed Elhodeiby da empresa Sekem, queria manifestar o meu apreço pela forma como me receberam, me orientaram, pela total disponibilidade, por todos os esclarecimentos científicos e conselhos, pelas inúmeras provas de amizade durante o desenvolvimento do meu estágio no Egipto.

Um especial agradecimento e apreço à empresa Sekem e a todos os seus dois mil colaboradores, pela forma como me receberam (fui o primeiro português a integrar esta organização), em especial ao seu fundador (Doutor Ibrahim Abouleish), ao secretário geral (Doutor Samir Shalaby), ao Engenheiro Amr Farouk pela disponibilidade e pelo apoio técnico recebido.

Agradeço também ao National Research Center (NRS) – Departamento de Energia Solar, pela utilização das instalações e em particular ao Professor Doutor G. E. Ahmad e ao Professor Hassan Shaavawy, pelos ensinamentos, apoios, conselhos, sugestões, pelos meios colocados à disposição e a sua disponibilidade ao longo da minha estadia no NRS.

Agradeço também à Global Village For Future Leaders of Business And Industry (Lehigh University, Iacocca Institute – Bethlehem, Pennsylvania – EUA) a

minha participação neste prestigiado programa, bem como às pessoas, Richard Brandt (Director, Iacocca Institute – Director, Global Village for Future Leaders of Business and Industry), Mary Frances (Candidate Manager, Iacocca Institute) e Prof. Carlos Vieira (ESGHT-UAIG).

Não posso ainda deixar de agradecer a todos os meus professores que tive ao longo do mestrado o apoio e disponibilidade igualmente manifestada.

A todos os colegas da Universidade pelo incentivo e apoio moral nas horas más, um obrigado especial.

Quero também agradecer à minha família, nomeadamente aos meus queridos pais Rui e Helena, irmãos Nucha e Pedro, avó Conceição e avó Alzira (já falecida) pela coragem e incentivo incessantes... e pacientes.

Também não podia deixar de agradecer ao meu grande e inseparável amigo António Carlos, sem dúvida que foi por ele e pelo convite que me fez que realizei este mestrado.

A todos aqueles que não tenham sido referidos anteriormente e que de alguma forma contribuíram para o sucesso deste estudo.

Por último, não queria deixar de agradecer aos meus amigos, de quem estive ausente ao longo destes anos e que sempre me apoiaram.

A todos, o meu muito obrigado.

ÍNDICE

Resumo	iii
Abstract.....	iv
Agradecimentos	v
Lista de figuras	ix
Lista de tabelas	xiii
Lista de abreviaturas	xvi
Lista de Símbolos	xvii
1 - Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Objectivos.....	3
1.3 Estrutura da dissertação	4
2 - Energias renováveis.....	6
2.1 Energia.....	6
2.2 Energias renováveis.....	7
2.2.1 Vantagens e desvantagens	8
2.2.2 Situação no Mundo.....	10
2.2.3 Situação em Portugal.....	12
3 - Tecnologia fotovoltaica.....	20
3.1 Sistemas fotovoltaicos	20
3.2 Fotovoltaico no Mundo e em Portugal	23
3.3 Análise económica.....	26
3.3.1 Custos	26
3.3.2 Rentabilidade	28
3.4 Princípio de funcionamento de uma célula – efeito fotovoltaico	30
3.4.1 Tipos de células fotovoltaicas.....	34
3.4.2 Curvas características de células fotovoltaicas.....	37
3.4.3 Efeito de intensidade de radiação e temperatura sobre a curva característica.....	38
3.4.4 Factor de forma e rendimento.....	39
3.4.5 Potência eléctrica.....	40
3.4.6 Características de módulos fotovoltaicos	40
3.5 Baterias	44
3.5.1 Constituição e princípio de funcionamento	45
3.5.2 Tipos de baterias de acumuladores.....	46
3.5.3 Características de baterias dos acumuladores.....	47
3.5.4 Efeitos de envelhecimento.....	48
3.5.5 Critérios de selecção.....	48
3.6 Reguladores de carga.....	49
3.6.1 Regulador série.....	50
3.6.2 Regulador paralelo ou <i>shunt</i>	51
3.6.3 Regulador ponto de máxima potência	52
3.7 Inversores corrente contínua / corrente alternada.....	53
4 - REGA	55
4.1 Métodos de rega	55
4.2 Caracterização dos pomares de citrinos no Algarve.....	59
4.3 Sistemas de bombagem solar.....	60
4.4 Bombas	66
5 – Modelo da bomba	75
5.1 Descrição do modelo	75

5.2 Estrutura do modelo	76
5.2.1 Modelo fenomenológico.....	78
5.2.2 Corrente da bomba e caudal em função altura com tensão fixa	79
5.2.3 Potência da bomba e caudal em função da altura com tensão fixa.....	80
5.2.4 Caudal em função da potência da bomba com altura fixa.....	80
5.2.5 Altura e potência da bomba em função do caudal para tensão fixa ou velocidade.....	80
5.2.6 Conversores de potência.....	81
5.3 Software em programas de simulação - PVsyst	82
5.4 Modelo do sistema de bombagem	83
6 - Caso de estudo prático.....	85
6.1 Descrição	85
6.2 Simulação simplificada no PVsyst	87
6.3 Modelos de bombas seleccionados.....	89
6.4 Seleccção dos componentes	90
6.5 Análise da simulação com o modelo Lorentz PS4000 C-SJ8-15 CC.....	91
6.5.1 <i>Inputs</i>	91
6.5.2 Resultados e análise.....	93
6.6 Análise da simulação com o modelo Grundfos SP17-9 CA.....	99
6.6.1 <i>Inputs</i>	99
6.6.2 Resultados e análise.....	101
6.7 Análise comparativa dos dois modelos	106
6.8 Avaliação económica.....	106
7 - Conclusões	108
Referências bibliográficas	110
ANEXOS.....	120
1 – Modelo da bomba	121
1.1.1 Funcionalidade	121
1.1.2 Precisão.....	121
2 – Caso de estudo prático.....	125
2.1 Descrição	125
2.2 Simulação simplificada no PVsyst	131
2.3 Descrição dos modelos de bombas seleccionados	139
2.4 Sistema de simulação	156
6.5 Resultados.....	167
<i>Program Tempus</i>	177
Annex: Training program summary	178
Certificado de Participação - Sekem	179
Empresa multinacional Sekem (www.sekem.com).....	180
Montagem e instalação de painéis fotovoltaicos - empresa	181
National Research Center (NRS) – Egypt	182
Certificado de Participação - Global Village For Future Leaders of Business And Industry (Lehigh University, Iacocca Institute – Bethelhem, Pennsylvania – EUA) .	183
Lehigh University – Iacocca Institute – June 24 – August 4 - 2012	184

Lista de figuras

- Figura 2.1 – Vantagens e desvantagens das fontes de energia renováveis
- Figura 2.2 – Metas de incorporação de energias renováveis no consumo de energia final na União Europeia-27
- Figura 2.3 – Evolução da energia produzida a partir das fontes renováveis
- Figura 2.4 – Evolução histórica da energia eléctrica produzida através das renováveis (GWh) – Portugal Continental
- Figura 2.5 – Evolução histórica da potência total instalada em renováveis (MW) – Portugal Continental
- Figura 2.6 – Atlas europeu da radiação solar
- Figura 2.7 – Evolução do número de horas equivalente à potência nominal em tecnologias renováveis
- Figura 3.1 – Alguns exemplos de aplicações de pequena potência
- Figura 3.2 – Cobertura de uma vivenda com células fotovoltaicas
- Figura 3.3 – Sistema fotovoltaico para bombagem de água
- Figura 3.4 – Central fotovoltaica construída em Serpa
- Figura 3.5 – Capacidade fotovoltaica existente no mundo, 1995-2010
- Figura 3.6 – Central fotovoltaica construída em Moura
- Figura 3.7 – Célula fotovoltaica e dopagem dos semicondutores
- Figura 3.8 – Característica corrente-tensão de um díodo de silício
- Figura 3.9 – a) Diagrama de circuito equivalente b) Curva característica da célula em total escuridão
- Figura 3.10 – a) Diagrama de circuito equivalente b) Curva característica da célula irradiada
- Figura 3.11 – Tipos de células fotovoltaicas num módulo fotovoltaico
- Figura 3.12 – Diagrama completo de circuito equivalente
- Figura 3.13 – a) Efeito de variação de Irradiância b) Efeito de variação de Temperatura
- Figura 3.14 – Célula, módulo e instalação de painéis fotovoltaicos
- Figura 3.15 – Composição de um gerador fotovoltaico
- Figura 3.16 – a) Ligação em paralelo de três módulos b) Ligação em série de três módulos
- Figura 3.17 – Célula solar com ponto quente (*hot spot*)
- Figura 3.18 – Módulo fotovoltaico sombreado
- Figura 3.19 – Modelo da caixa de junção com díodo de derivação b) Caixa de um módulo
- Figura 3.20 – Esquema básico de um acumulador de energia eléctrica
- Figura 3.21 – Esquema regulador série
- Figura 3.22 – Esquema regulador paralelo ou *shunt*
- Figura 3.23 – Esquema regulador ponto de máxima potência
- Figura 3.24 – Inversor corrente contínua / corrente alternada inserido num sistema fotovoltaico
- Figura 4.1 – Rega gota a gota
- Figura 4.2 – Tipos de explorações utilizadas no Algarve
- Figura 4.3 – Esquema típico de um sistema de bombagem fotovoltaico com motor bomba submersível
- Figura 4.4 – Curvas de funcionamento de uma bomba
- Figura 4.5 – Comparação entre as curvas características altura-caudal de bombas centrífugas e de

deslocamento positivo a velocidade constante

Figura 4.6 – Exemplo de curvas altura-caudal para uma bomba centrífuga a frequências diferentes (velocidades) obtidas a partir de dados de catálogo a frequência nominal e aplicando as leis de semelhança

Figura 4.7 – Curvas altura-caudal-potência absorvida de uma bomba centrífuga com frequências diferentes

Figura 4.8 – Curvas altura-caudal-rendimento para uma bomba centrífuga a diferentes frequências de operação. Para uma altura dada, neste exemplo, quando a frequência diminui, o rendimento da operação da bomba aumenta

Figura 4.9 – Exemplos de configurações motor bomba: a) conjunto motor bomba submersível; b) bomba submersível com motor de superfície; c) motor bomba em superfície; d) motor bomba

Figura 5.1 – Limites de fronteira do domínio operacional e medições corrente-tensão nas bombas (modelo Watermax BU)

Figura 5.2 – Eficiência vs tensão (modelo Watermax BU)

Figura 6.1 – Pomar de citrinos

Figura 6.2 - Desenho do sistema (modelo Lorentz-PS4000 C-SJ8-15)

Figura 6.3 – Produção normalizada e factores de perda: potência nominal 4410 Wp

Figura 6.4 – Relação de desempenho

Figura 6.5 – Desenho do sistema (modelo Grundfos-SP17-9)

Figura 6.6 – Produção normalizada e factores de perda: potência nominal 4410 Wp

Figura 6.7 – Relação de desempenho

- Figura A1 – Corrente-tensão da bomba (modelo Watermax BU)
- Figura A2 – Medida do caudal vs potência da bomba (modelo Watermax BU)
- Figura A3 – Modelo de erros - medições para a corrente e caudal
- Figura A4 – Erro com modelo - quatro pontos a 48V
- Figura A5 – Medições - bomba centrífuga – Solarjack SCS14_160
- Figura A6 – Modelo caudal – comparação de medidas - Leis de Similaridade
- Figura A7 – Medições - bomba centrífuga – comportamento corrente-tensão
- Figura A8 – Instalação fotovoltaica no pomar de citrinos (fornece energia à EDP – regime microgeração)
- Figura A9 – Rega localizada (gota a gota)
- Figura A10 – Coordenadas geográficas
- Figura A11 – Meteorologia mensal
- Figura A12 – Resultados da bombagem
- Figura A13 – Energia (solar disponível e necessária) e quantidade de água
- Figura A14 – Estado do tanque e falta de água
- Figura A15 – Energia incidente, fotovoltaica (disponível, necessária, excesso), água (bombeada, em falta), % falta
- Figura A16 – Modelo Lorentz PS4000 C-SJ8-15
- Figura A17 – Simulação com o Modelo Lorentz PS4000 C-SJ8-15
- Figura A18 – Modelo Grundfos – SP17-9
- Figura A19 – Simulação (modelo Grundfos SP17-9)
- Figura A20 – Identificação das sete fases – simulação do sistema de bombagem solar
- Figura A21 - Definição da versão
- Figura A22 – Parâmetro do sistema
- Figura A23 - Orientação
- Figura A24 – Horizonte – Faro
- Figura A25 – Construção
- Figura A26 - Definição da bombagem – circuito hidráulico
- Figura A27 – Necessidades de água e pressão/altura hidráulicos
- Figura A28 – Definição do sistema de bombagem (modelo Lorentz PS4000 C-SJ8-15)
- Figura A29 – Definição do sistema de bombagem (modelo Grundfos Sp17-9)
- Figura A30 – Parâmetro fotovoltaico: perdas detalhadas
- Figura A31 – *Layout* do módulo
- Figura A32 – Simulação
- Figura A33 - Folha de características - sistema de bombagem fotovoltaico – parâmetros de simulação (modelo Lorentz PS4000 C-SJ8-15)
- Figura A34 - Folha de características - sistema de bombagem fotovoltaico – parâmetros de simulação (modelo Grundfos SP17-9)
- Figura A35 - Identificação da empresa
- Figura A36 - Heliopolis University (propriedade da empresa)
- Figura A37 - Escritório do estágio

Figura A38 - Fundador e CEO da empresa (Dr. Ibrahim Abouleish)

Figura A39 - Responsável pelo estágio (Eng.º Amr Farouk)

Figura A40 - Foto 1

Figura A41 - Foto 2

Figura A42 - Foto 3

Figura A43 - Foto 4

Figura A44 - Foto 5

Figura A45 -Foto 6

Figura A46 - Foto 7

Figura A47 - Foto 8

Figura A48 - National Research Center (NRS) - Egypt

Figura A49 - Aulas práticas 1

Figura A50 -Aulas práticas 2

Figura A51 - Aulas práticas 3

Figura A52 – Livro de actividades (capa)

Figura A53 – Livro de actividades (120 jovens oriundos de mais de 50 países)

Figura A54 – Livro de actividades (lista de executivos das conferências)

Figura A55 - Livro de actividades (lista de convidados das conferências)

Lista de tabelas

- Tabela 2.1 – Valores de capacidade hídrica, eólica e solar fotovoltaico (GW), 2008-2009-2010
- Tabela 3.1 – Cinco países com maior crescimento solar fotovoltaico, 2009-2010
- Tabela 3.2 – Comparação de custos de investimento de diversas fontes energéticas
- Tabela 3.3 – Principais parâmetros de custos de diferentes fontes de energias renováveis
- Tabela 3.4 – Tarifas de microprodução para diferentes tecnologias
- Tabela 3.5 – Principais características de inversores utilizados
- Tabela 4.1 – Classificação portuguesa – métodos de rega
- Tabela 4.2 – Representatividade do tipo de rega por ocupação cultural, 2009
- Tabela 4.3 – Comparação entre diferentes opções de bombagem utilizadas
- Tabela 4.4 – Características dos sistemas de bombagem mais frequentes
- Tabela 4.5 – Principais características de bombas fotovoltaicas
- Tabela 6.1 – Necessidades de água diárias - pomar de citrinos
- Tabela 6.2 – Meses do ano versus consumos – pomar de citrinos
- Tabela 6.3 – Módulos fotovoltaicos (ASUN245-M)
- Tabela 6.4 – Coordenadas geográficas – Faro – Portugal
- Tabela 6.5 – Características do sistema de bombagem fotovoltaico: características, tanque de armazenamento e circuito hidráulico
- Tabela 6.6 – Parâmetros de simulação das necessidades de água e para o funcionamento da bomba
- Tabela 6.7 – Características do sistema de bombagem fotovoltaico: orientação do colector plano, características *array* fotovoltaico e dispositivo de controlo
- Tabela 6.8 – Resultados do sistema de bombagem fotovoltaico: bomba, *array* fotovoltaico e configuração do sistema
- Tabela 6.9 – Resultados do sistema de bombagem fotovoltaico (média anual)
bombagem fotovoltaico: Orientação do colector plano, características *array* fotovoltaico e dispositivo de controlo
- Tabela 6.10 – Resultados: $G_{lob}E_{ff}$, $E_{Arr}M_{pp}$, E_{PmpOp} , E_{TkFull}
- Tabela 6.11 – Principais resultados: H_{Pump} , W_{Pumped} , W_{Used} , W_{Miss}
- Tabela 6.12 – Coordenadas geográficas – Faro - Portugal
- Tabela 6.13 – Características do sistema de bombagem fotovoltaico: características, tanque de armazenamento e circuito hidráulico
- Tabela 6.14 – Parâmetros de simulação das necessidades de água e para o funcionamento da bomba
- Tabela 6.15 – Características do sistema de bombagem fotovoltaico: orientação do colector plano, características *array* fotovoltaico e dispositivo de controlo
- Tabela 6.16 – Resultados do sistema de bombagem fotovoltaico: bomba, *array* fotovoltaico e configuração do sistema
- Tabela 6.17 – Resultados do sistema de bombagem fotovoltaico (média anual)
- Tabela 6.18 – Resultados – $G_{lob}E_{ff}$, $E_{Arr}M_{pp}$, E_{PmpOp} , E_{TkFull}
- Tabela 6.19 – Resultados – H_{Pump} , W_{Pumped} , W_{Used} , W_{Miss}

Tabela 6.20 – Orçamento de instalação: sistema de bombagem fotovoltaico

Tabela 6.21 – Custos operacionais de um sistema de bombagem fotovoltaico

Tabela A1 – Parâmetros de localização geográfica – Portugal – Faro

Tabela A2 – Horizonte - azimute e altura

Tabela A3 - Especificações do sistema de bombagem

Tabela A4 – Dimensões e resultados

Tabela A5 – Média (valores anuais)

Tabela A6 – Parâmetros de localização geográfica – Portugal - Faro

Tabela A7 – Orientação

Tabela A8 – Azimute e altura

Lista de abreviaturas

ADENE	Agência para a Energia
AIE	Agência Internacional de Energia
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
BD	Base de Dados
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CIEMAT	Centro de Investigações Energéticas de Madrid
CUEPE	Centro Universitário de Estudos de Problemas de Energia
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DOD	Profundidade de descarga
EDP	Electricidade de Portugal
ER	Energias Renováveis
FCT	Faculdade de Ciências e Tecnologia
FV	Fotovoltaico
GEE	Gases de Efeito de Estufa
IAEA	Agência Internacional Atómica de Energia
INETI	Instituto Nacional de Engenharia Tecnologia e Inovação
MPTT, PPM	Ponto de Máxima Potência
MT	Média Tensão
NOCT	Temperatura nominal de funcionamento da célula fotovoltaica
R_p	Resistência em paralelo
R_s	Resistência em série
RTIEBT	Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão
SRM	Sistema de Registo de Microprodução
STC	Condições de teste <i>standard</i>
UNL	Universidade Nova de Lisboa
UE	União Europeia

Lista de Símbolos

A	Área da célula em m^2
C	Capacidade
E_{ArrMpp}	Energia eléctrica disponível (kWh)
E_{PmpOp}	Energia operacional da bomba (kWh)
E_{TkFull}	Energia não utilizada (bomba pára quando o tanque está cheio) (kWh)
E_p	Energia potencial
F_F	Factor de forma
FR	Caudal produzido pela bomba
f_0	Frequência nominal
$G_{GlobEff}$	Radiação disponível (kWh/m^2)
G	Radiação solar incidente por unidade de superfície em W/m^2 ou irradiância
g	Aceleração da gravidade ($9,8 m/s^2$)
ρ	Densidade da água (Kg/m^3)
Φ	Função de superfície
ω_0, ω_1	Velocidades
H_{Pump}	Altura manométrica da bomba (meterW)
ΔH	Diferença de altura
HT	Altura total
H_d	Altura dinâmica
H_g	Altura geométrica
h	Altura
ΔI	Diferença de corrente
I	Corrente de descarga
I_C	Corrente aplicada à entrada do conversor
I_d	Corrente que circula pelo díodo
I_0	Corrente inversa de saturação (ou de fuga) que atravessa o díodo
I_{CC}	Corrente de curto-circuito
I_L	Corrente gerada pela exposição à luz ou radiação solar
I_p	Corrente aplicada à bomba
I_{PPM}	Corrente a máxima potência
I_n	Descarga constante
K	Constante de Boltzman ($K=1,38 \times 10^{-23} J/K$)
K_c, K_v	Factores de perdas térmicas do painel fotovoltaico
LME_{PS}	Limite de produção fixado
LME_{RP}	Limite de produção fixado para as restantes produções
m	Factor de idealidade do díodo (díodo ideal $m = 1$; díodo real: $m > 1$);
n	Velocidade de centrifugação
η	Eficiência da conversão, rendimento, rendimento %

P, P_0, P_I	Potência
P_C	Potência aplicada à entrada do conversor
P_B	Potência da biomassa
P_E	Potência eólica
P_H	Potência hídrica
P_S	Potência solar
P_{max}	Potência máxima
P_{PPM}	Potência pico
prs	Período de retorno simples
Q	Caudal, em metros cúbicos por hora (m^3/h)
q	Valor absoluto da carga do electrão ($q = 1,6 \times 10^{-19} C$)
S	Secção do painel fotovoltaico
S_W	Abatimento
t, t_n	tempo de descarga
T	Temperatura absoluta em kelvin ($0^\circ C = 273,15 K$)
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_{cel}	Temperatura da célula ($^\circ C$)
T_R	Tarifa de referência
T_V	Tarifa de venda
U	Tensão
U_C	Tensão aplicada à entrada do conversor
U_{OC}	Tensão de circuito aberto
U_P	Tensão aplicada à bomba
U_{PPM}	Tensão a máxima potência
ΔV	Diferença de tensão
V	Diferença de potencial aos terminais do diódo
V_{CA}	Tensão em circuito aberto
v_{vento}	Velocidade do vento
V_{rc}	Tensão de recarregamento de carga
V_{rd}	Tensão de recarregamento de descarga
V_{sc}	Tensão de corte de sobrecarga
V_{sd}	Tensão de corte de descarga
V_T	Potencial térmico
W_{Pumped}	Água bombeada (m^3/dia)
W_{Used}	Água utilizada (m^3/dia)
W_{Miss}	Água em falta (m^3/dia)
W	Trabalho realizado

1 - Introdução

1.1 Enquadramento

A sustentabilidade futura do planeta Terra depende muito das acções que tomarmos Hoje.

Actualmente, a nossa economia tem uma elevada dependência de fontes de energia tradicionais (combustíveis fósseis) que exercem um impacto que é prejudicial ao equilíbrio ecológico do planeta, nomeadamente, a emissão de gases de efeito de estufa para o ar que respiramos.

Cada dia que passa, assiste-se à subida dos preços do petróleo, carvão e gás natural à medida que as suas reservas diminuem. Portugal, utiliza imensos capitais na importação de energia, o que pode representar que esse capital não seja investido noutras áreas mais benéficas para o nosso país.

As energias renováveis são sem dúvida uma alternativa a este problema, uma vez que o nosso país possui energia hídrica, eólica, solar, ondas e marés, geotérmica e biomassa em abundância. Acresce ainda, que da utilização de equipamentos de energias renováveis, apenas advêm custos da sua manutenção, instalação e compra.

Com base nestes pressupostos, surgiu a oportunidade de desenvolver uma tese de dissertação, onde se pretende demonstrar a importância, viabilidade e utilização de uma energia renovável, nomeadamente, a energia solar fotovoltaica aplicada à rega.

Doravante vai-se utilizar o termo FV em substituição de fotovoltaico.

As necessidades de água para rega caracterizam-se por uma grande variação sazonal visto dependerem do tipo de cultivo que se pretende regar. No Inverno a falta de água não costuma ser um problema, não se verificando o mesmo no Verão onde estamos perante meses mais secos e com menos precipitação o que provoca uma falta de água.

Em locais acessíveis, pode-se recorrer ao uso de bombas mecânicas ligadas à rede, contudo nos locais de difícil acesso, pode-se recorrer ao uso de bombas a diesel ou mecânicas accionadas pela energia solar FV.

Assim, os sistemas de bombagem que utilizam a energia solar FV, podem ser em algumas situações bastantes competitivos quando não há rede eléctrica.

No caso da rega, a vantagem é a sua aplicação em sistemas de bombagem de água constante ou durante o período diurno.

Pode-se ainda estender o seu uso, à agricultura e agro-pecuária (irrigação, hidroponia, pulverização, abastecimento de bebedouros e reservatórios), à indústria e saneamento (bombeamento e recirculação de água) e residências (bombagem de água proveniente de poços, lagos rios e cisternas, recirculação de piscinas).

Outra das vantagens do sistema de bombas a energia solar é:

- A sua instalação pode ser feita em qualquer local incluindo locais remotos, desde que a radiação solar esteja disponível;
- Não existe um custo de consumo e a manutenção está associada à limpeza da bomba ou troca de bateria (após uso prolongado);
- Tempo de vida dos painéis solares (cerca de 25 anos).

No caso prático, estudou-se o desempenho de um sistema FV para bombagem aplicado a um sistema de rega num pomar de citrinos na zona do Algarve.

Seleccionou-se e comparou-se dois sistemas de bomba solares, uma de corrente contínua (CC) e outra de corrente alternada (CA).

Este caso permitiu estudar a viabilidade da energia solar FV produzindo electricidade a partir da energia solar para bombagem de água num sistema de baixa potência.

O modelo utilizado foi desenvolvido por (Mermoud, 2006) em sistemas de bombagem FV usando o *software* PVsyst versão V5.53.1 já testado e validado pelo Centro Universitário de Estudos de Problemas de Energia pela Universidade de Génève.

O modelo descreve a bomba eléctrica e o comportamento hidráulico válido em qualquer condição de funcionamento para um sistema FV.

O modelo inclui um processo de simulação por inteiro e um sistema de bombagem (simulação de hora/passos), tendo em consideração as condições ambientais e tecnologias disponíveis no mercado (acoplamento directo, *booster*, entradas CC ou conversores ponto de máxima potência ou inversores, baterias *buffer*, bombas CA, ...).

O *software* PVsyst destina-se ao estudo de projectos solares de bombagem sendo utilizado no estudo e simulação de sistemas FV. Permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado de simulação.

Ainda dentro desta temática, realizou-se um estágio integrado numa empresa multinacional no Egipto – Sekem bem como a participação no National Research Center (NRS) – Egipto. O referido estágio foi no âmbito do *Program Tempus*, e teve como foco a produção de energia FV. Durante este período existiu contacto prático com as

diferentes técnicas solares, incluindo os espelhos schafler's, painéis FV e outros tipos de instrumentos utilizados no campo da energia solar bem como foram observados as diferentes aplicações dos sistemas FV. Também houve participação na Global Village for Future Leaders of Business and Industry (Lehigh University, Iacocca Institute – Bethlehem, Pennsylvania – EUA). Este evento contou com várias conferências em diversas áreas de negócio, permitindo aprofundar conhecimentos na indústria, liderança empresarial, bem como experiências multi-culturais e oportunidades de *networking* globais. Houve a participação de 120 jovens oriundos de mais de 50 países.

Encontra-se em anexo documentos do referido estágio (*Program Tempus – Training Report, Training program summary*, Certificado de Participação – Sekem, fotos alusivas ao estágio na empresa multinacional – Sekem com montagem e instalação de painéis FV e no National Research Center (NRS) – Egipto), Certificado de Participação e fotos alusivas ao evento Global Village For Future Leaders of Business And Industry (Lehigh University, Iacocca Institute – Bethlehem, Pennsylvania – EUA).

1.2 Objectivos

A energia solar FV permite obter electricidade devido à radiação do sol incidente em placas constituídas por células solares.

Uma das várias aplicações da energia solar FV é a bombagem de água. A sua técnica resulta a partir de sistemas solares e tem sido aplicada em países sub-desenvolvidos, tendo-se revelado de extrema importância, prevendo-se um aumento nos próximos anos.

O objectivo principal desta tese, é o estudo aplicado a um sistema FV para bombagem e analisar o seu desempenho com os sistemas tradicionais de rega. Para isto, será estudado o desempenho do sistema FV usando duas bombas solares diferentes, uma de corrente contínua e outra de corrente alternada. O desempenho do sistema será avaliado pela sua capacidade de responder às necessidades do pomar de citrinos. Deste modo, escolher-se-á o modelo mais adequado.

O modelo de simulação do sistema FV e rega já foi testado e validado noutras aplicações, em que não existe rede eléctrica disponível, contudo neste caso prático de bombagem de água no pomar de citrinos, pretende-se compará-lo com o actual sistema ligado à rede eléctrica e comparar a sua viabilidade de modo a substituí-lo.

Uma das principais vantagens deste sistema é a dispensa de baterias, acumulando energia sob forma de energia potencial, razão pela qual considero a sua aplicação de grande importância.

O presente estudo recai num pomar de citrinos com localização no Algarve.

Utilizou-se o modelo desenvolvido por (Mermoud, 2006) para sistemas de bombagem FV.

O modelo encontra-se descrito no capítulo 5. Trata-se de um modelo que descreve a bomba eléctrica e o comportamento hidráulico válidos para qualquer condição de funcionamento num sistema FV.

O modelo descreve a bomba eléctrica e o comportamento hidráulico válido em qualquer condição de funcionamento para um sistema FV.

O modelo inclui um processo de simulação por inteiro e um sistema de bombagem (simulação de hora/passo), tendo em consideração as condições ambientais e tecnologias disponíveis no mercado (acoplamento directo, *booster*, entradas CC ou conversores ponto de máxima potência ou inversores, baterias *buffer*, bombas CA, ...).

Da extensa literatura existente acerca deste tipo de modelos e dos numerosos trabalhos publicados, destaca-se (Abella, 2003) e (Suehrcke, 1997). Também (Duzat, 2000) descreve detalhadamente modelos físicos e motores bomba.

O modelo desenvolvido por (Mermoud, 2006) em sistemas de bombagem FV usa o *software* PVsyst versão V5.53.1 já testado e validado pelo Centro Universitário de Estudos de Problemas de Energia pela Universidade de Génève.

O *software* PVsyst (encontra-se descrito também no capítulo 5, destina-se ao estudo de projectos solares de bombagem sendo utilizado no estudo e simulação de sistemas FV. Permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado de simulação.

Ele destina-se principalmente para o estudo de projectos solares de bombagem, sendo utilizado no estudo e simulação de sistemas FV.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se estruturada em sete capítulos, tendo estes o seguinte conteúdo:

No capítulo 1, Introdução, faz-se o enquadramento temático, objectivos e estrutura da dissertação.

No capítulo 2, Energias renováveis, é efectuado um enquadramento da energia, energias renováveis (vantagens vs desvantagens, situação no Mundo e em Portugal), energia solar FV, sistemas FV, sector FV no Mundo e em Portugal.

No capítulo 3, Tecnologia PV, refere-se os Sistemas FV, FV no Mundo e em Portugal, custos (rentabilidade), princípio de funcionamento de uma célula – efeito FV (tipos de células FV, curvas características de células FV, efeito de intensidade de radiação e temperatura sobre a curva característica, factor de forma e rendimento, potência eléctrica e características de módulos FV), baterias (constituição e princípio de funcionamento, tipos de baterias de acumuladores, características de baterias dos acumuladores, efeitos de envelhecimento e critérios de selecção), reguladores de carga (regulador série, regulador paralelo ou *shunt* e regulador ponto de máxima potência), inversores CC/CA.

No capítulo 4, Rega, aborda-se métodos de rega, caracterização dos pomares de citrinos no Algarve, sistemas de bombagem solar e sistema motor bomba).

No capítulo 5, Modelo da bomba, efectua-se a descrição do modelo, estrutura do modelo (modelo fenomenológico, corrente da bomba e caudal em função da altura com tensão fixa, potência da bomba e caudal com tensão fixa, caudal em função da potência da bomba para altura fixa, altura e potência da bomba em função do caudal para tensão fixa ou velocidade, conversores de potência), *software* em programas de simulação – PVsyst e modelo do sistema de bombagem.

No capítulo 6, é apresentado o caso de estudo prático, descrição, simulação simplificada no PVsyst, modelos de bombas seleccionados, selecção dos componentes, análise da simulação com o modelo Lorentz PS4000 (*inputs*, resultados e análise), análise da simulação com o modelo Grundfos SP17-9 (*inputs*, resultados e análise), análise comparativa dos dois modelos e avaliação económica.

No capítulo 7, apresenta-se as conclusões.

Apresenta-se ainda as referências bibliográficas e anexos que contemplam a tese, bem como o estágio integrado na empresa multinacional no Egipto – Sekem, participação no National Research Center (NRS) – Egipto e na Global Village For Future Leaders of Business And Industry (Lehigh University, Iacocca Institute – Bethlehem, Pennsylvania – EUA).

Esta tese de dissertação é escrita de acordo com a antiga ortografia.

2 - Energias renováveis

2.1 Energia

Energia é uma fonte fundamental para o desenvolvimento do bem-estar material do homem. A partir do desenvolvimento da produção de energia a ciência desenvolve-se.

Apesar de Galileu e Newton, terem sido pioneiros na base da ciência (Zichichi, A. 2001), ela só produziu todos os seus efeitos com o crescimento do consumo de energia.

Também associado ao desenvolvimento económico, a energia é absolutamente estratégica. É indispensável a todas as actividades humanas, das mais elementares às mais supérfluas. É ela que funde o modelo da sociedade ocidental, sendo de igual modo responsável pelo seu crescimento.

Por sua vez, o crescimento económico tem associado o desenvolvimento sustentável que está associado à protecção do ambiente. Se no passado não foi suficientemente tido em conta, hoje o desenvolvimento sustentável deve inevitavelmente ir a par com uma protecção rigorosa do ambiente de modo a assegurar um bem-estar à sociedade.

(Palz, 1978) enuncia que energia é um item básico de economia e o seu custo poderia atingir um nível excessivo e abalar a balança comercial se a fracção de energia importada se tornasse demasiado grande.

Segundo (Furfari, 2010), energia está na base das duas grandes revoluções industriais, máquina a vapor e o automóvel. Pela sua utilização maciça, a energia permitiu aos países que optaram pelo modelo de crescimento ocidental, viverem uma evolução a um ritmo nunca atingido durante os milénios precedentes.

(Furfari, 2010) evidencia os três domínios do mundo da energia, que envolve:

- Domínio político: onde cada um deseja garantir o seu acesso aos recursos energéticos e se for possível garantir a independência energética;
- Domínio económico: onde a competitividade da economia depende directamente da disponibilidade do recurso e do nível dos preços de energia;
- Domínio ecológico: onde a produção de energia implica um impacto no ambiente, ainda que tenham sido feitos progressos ao longo destes anos.

Assim, energia assume-se como uma das mais importantes palavras-chave da Humanidade e do sistema planetário. Dos combustíveis fósseis às diferentes formas de energia alternativa, existe um mundo de possibilidades, de interrogações e de pesquisa.

(Pimentel, et al., 1990) refere que ao longo dos séculos, o Homem utilizou a energia proveniente de diversas fontes. Desde luz solar, combustível lenhoso, tracção animal, força de água e do vento.

Este desenvolvimento contínuo, prosseguiu até aos nossos dias com o aperfeiçoamento de máquinas movidas a lenha, carvão, petróleo e energia nuclear.

De igual modo, a História demonstrou que o Homem soube sempre descobrir, controlar e utilizar a energia de modo a avançar de um estado primitivo até um estado civilizado. Ele conseguiu ser capaz de pensar, criar e utilizar a ciência e tecnologia ao seu dispor.

E sem dúvida que actualmente, um dos maiores desafios que a Humanidade terá no presente século XXI, será o de proporcionar um acesso universal à energia, de modo a que se consiga que o planeta seja seguro, limpo e sustentável.

Um dos caminhos a seguir, passa pela contribuição de todos para uma utilização racional de energia, através de uma redução do seu consumo e promoção da utilização das energias renováveis.

2.2 Energias renováveis

Os problemas com o ambiente têm fomentado um interesse pelas energias renováveis (Bahgat, 2004).

As fontes de energia renováveis, cuja origem é na maior parte dos casos derivada da radiação solar, possuem a extraordinária particularidade de serem, simultaneamente, as fontes energéticas mais antigas e mais modernas usadas pela Humanidade.

(Salgado, 2008), enuncia que as fontes de energias renováveis são aquelas que são administradas de forma adequada, explorando-se ilimitadamente, onde a sua quantidade disponível na Terra não diminui à medida que se aproveita.

De facto, as fontes de energia renováveis caracterizam-se por serem naturais, abundantes, ... Em relação ao meio ambiente são quase inofensivas, sendo que o seu aproveitamento está em franco desenvolvimento. Existe a energia hídrica, eólica, solar, ondas e marés, geotérmica e biomassa.

(Madrid, 2009), refere que a base de todas as energias, é a energia solar. Ela é a base de todas as energias. Sem sol não existe vida. Está estimado que dentro de 5000 milhões de anos ele tende a desaparecer.

(Ghoneim, 2006), afirma que o sol é uma fonte de energia limpa e renovável, não produzindo gases de estufa nem resíduos perigosos através da sua utilização, sendo que as fontes de energia renováveis, têm vindo a ser implementadas em muitas aplicações, fruto também da crescente preocupação a nível ambiental.

Por todas estas razões, as energias renováveis estão presentes no dia-a-dia de muitas pessoas, sendo que muitas delas preocupam-se com o seu desenvolvimento a nível ambiental, económico e social.

A nível ambiental, porque permite diminuir o nível de emissões poluentes e assim cumprir os objectivos assumidos no âmbito do Protocolo de Quioto.

A nível económico, porque permite reduzir a factura energética e assim diminuir a dependência energética face ao exterior.

A nível social, porque contribui para um incremento do bem-estar da sociedade.

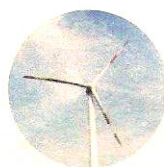
Assim, elas só serão de facto alternativa, se houver um aprofundar dos países industrializados, os que se encontram em via de desenvolvimento, assim como os de terceiro mundo, no sentido de diminuir o uso de hidrocarbonetos e fomentarem o seu desenvolvimento, permitindo aumentar a sua autonomia e desenvolvimento em todos os sectores da sociedade. Contudo, também é necessário promover o seu uso racional, a economia e a eficiência energética como factores a ter em conta.

2.2.1 Vantagens e desvantagens

Na figura 2.1, indicam-se vantagens e desvantagens individuais de cada uma das fontes de energia renováveis:

VANTAGENS

- É uma fonte de energia renovável e abundante;
- Não emite poluentes;
- A maturidade tecnológica é elevada para a rentabilização.



EÓLICA

DESVANTAGENS

- O resultado da produção é dependente das condições climatéricas e pouco previsível;
- Perturbação da paisagem pelo impacto visual.

- Não emite poluentes;
- Resposta rápida às necessidades de consumo.



HÍDRICA

- Afecta os ecossistemas;
- Está dependente do nível de pluviosidade.

- Não emite poluentes;
- Em Portugal o número elevado de dias com sol é uma vantagem;
- Não exige grande manutenção das centrais fotovoltaicas.



SOLAR

- O investimento para criação de de centrais é elevado;
- O rendimento é baixo, exigindo a ocupação de grandes áreas;

- Regularidade na produção;
- Reaproveitamento de resíduos industriais;
- Balanço de emissões de CO₂ nulo.



BIOENERGIA

- Baixa produção de calor;
- Exigências de armazenamento e transporte complexo;
- Custo de investimento elevado.

- Custos mais baixos do que em combustíveis fósseis;
- Baixa emissão de CO₂ e S.



GEOTÉRMICA

- Limitação geográfica de zonas com capacidade de produção,
- A energia tem de ser utilizada na proximidade do campo magnético;
- São libertados resíduos que podem poluir as águas.

- Fonte de energia renovável e abundante em Portugal;
- Não emite poluentes.



ONDAS E MARÉS

- Custos de investimento elevados;
- Tecnologia em fase de desenvolvimento.

Figura 2.1 – Vantagens e desvantagens das fontes de energia renováveis

(adaptado a partir do jornal de negócios – edição de 26/04/2010)

2.2.2 Situação no Mundo

As energias renováveis tornaram-se prioridade para os países membros da (Agência Internacional Energia, 2009) e economias emergentes. Os países reconhecem a sua importância, de modo a responder aos desafios das mudanças climáticas e segurança energética.

O consumo global de energia recuperou em 2010 depois de uma recessão global em 2009, com um crescimento anual de 5,4% (AIE, 2010).

Assistiu-se assim à corrida mundial das renováveis e segundo estatísticas reportadas em (AIE, 2010), em 312 GW instalados (1320 GW se contabilizarmos as grandes hídricas), dos quais 198 GW são eólicos e 40 fotovoltaico – tabela 2.1.

Doravante o termo fotovoltaico é substituído por FV.

Tabela 2.1 – Valores de capacidade hídrica, eólica e solar fotovoltaico (GW), 2008-2009-2010

(fonte: AIE, 2011)

Designação	2008	2009	2010
Capacidade de energias renováveis (incluindo hídricas) GW	1150	1230	1320
Capacidade de energia eólica (existente) GW	121	159	198
Capacidade de energia solar fotovoltaica (existente) GW	16	23	40

A partir da tabela 2.1, no período de 2008 a 2010, a capacidade das renováveis (incluindo hídricas) aumentou de 1150 para 1320 GW, eólica de 121 para 198 GW e a solar FV de 16 para 40 GW.

As renováveis são responsáveis pelo abastecimento de 16% da energia final consumida. Para a obtenção deste número, as estatísticas entraram em conta com a biomassa tradicional, grande hidroeléctrica e «novas» renováveis – mini-hídrico, biomassa moderna, eólico, solar, geotérmico e biocombustíveis. A maior fatia destes 16% pertence ainda à biomassa tradicional (10%) usada principalmente para cozinhar e aquecimento; o hidroeléctrico representa 3,4% e as restantes renováveis, no seu conjunto, perfazem 2,8%, estando esta percentagem a crescer rapidamente nos países desenvolvidos e em alguns países em vias de desenvolvimento.

Entretanto, foram estabelecidas metas de incorporação de renováveis no consumo energético, nomeadamente em 85 países no mundo incluindo os 27 da União Europeia.

A UE que é o maior importador mundial de energia, está comprometida com os objectivos que traçou em 2009 em termos de energias renováveis.

A directiva estabelece objectivos ambiciosos para todos os estados-membros, tal como, até 2020, a UE alcançar 20% de energias provenientes de fontes renováveis e de alcançar uma «fatia» de 10% de renováveis (sobretudo biocombustíveis) no sector específico dos transportes (contra os 5,75% fixados para 2010), embora esta segunda meta não seja vinculativa.

A figura 2.2 mostra as metas estabelecidas pela UE para a incorporação de renováveis no consumo final de energia final em 2020 (objectivo de 20% nesse ano) e a sua repartição pelos 27 países membros.

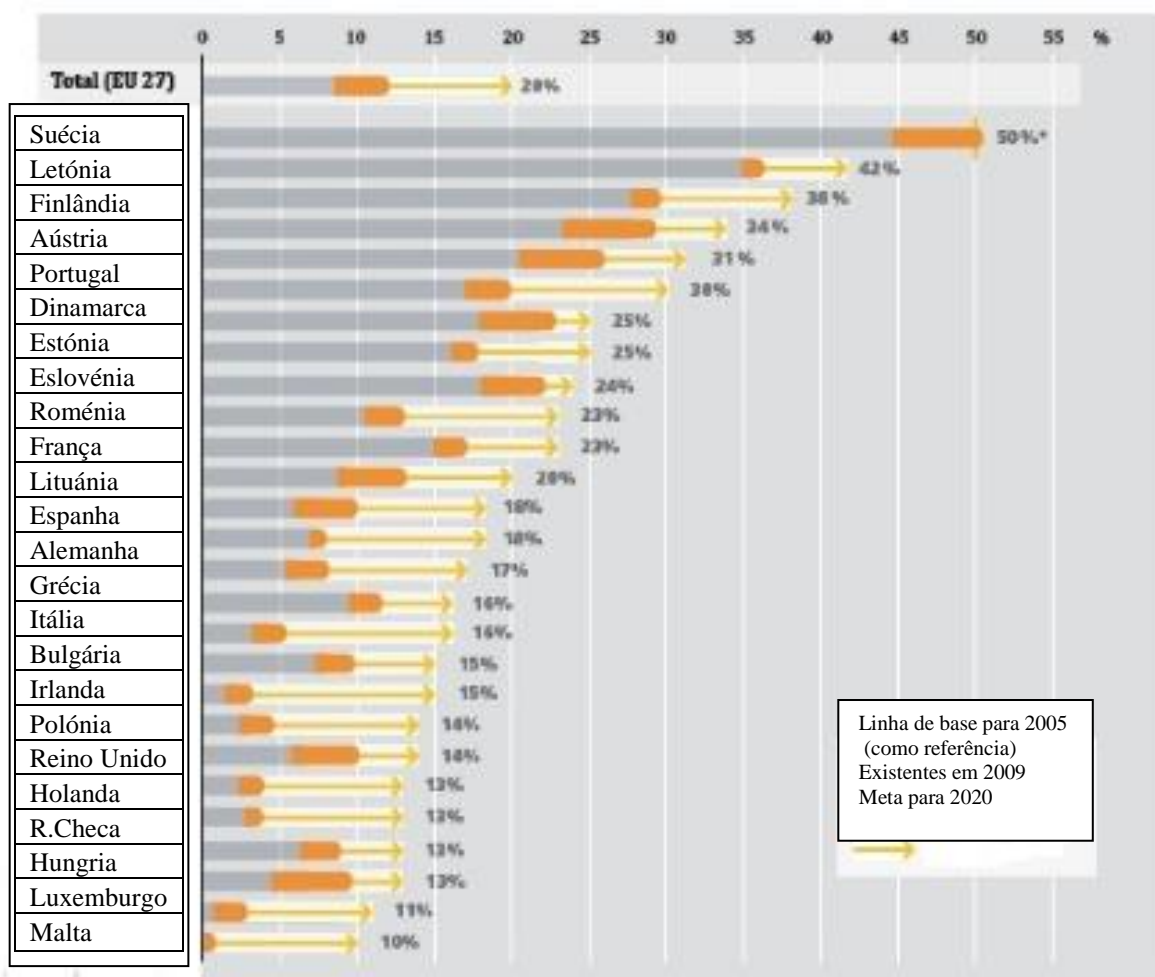


Figura 2.2 – Metas de incorporação das energias renováveis no consumo de energia final na União Europeia-27 (fonte: Agência Internacional de Energia, 2011)

Pela análise da figura 2.2, dos 27 países membros, destaca-se a Suécia (valor mais alto) comprometendo-se a satisfazer 50,1% do consumo de energia final recorrendo a renováveis, enquanto Malta (valor mais baixo) fica pelos 10%.

2.2.3 Situação em Portugal

- **As diferentes fontes de energia**

Um país deve promover os seus próprios recursos energéticos, ainda que sejam mais dispendiosos que a importação de combustíveis (Palz, 1978).

Apesar de Portugal ser um país pobre quanto à disponibilidade de fontes de energia mais vulgares, as chamadas não renováveis (petróleo, carvão ou gás natural), em relação às fontes de energias renováveis, apresenta um enorme potencial que pode e deve ser explorado, não só para reduzir a dependência energética externa mas também a nível ambiental, para não aumentar ou reduzir o consumo de energias que acarretam emissões de gases de efeito de estufa – previsto no Protocolo de Quioto e num conjunto de directivas comunitárias – de forma a combater as alterações climáticas.

Portugal, apresenta uma rede hidrográfica relativamente densa, uma elevada exposição solar média anual e dispõe de uma vasta frente marítima que beneficia dos ventos atlânticos Costa, R. (2003), permitindo-lhe aproveitar o potencial energético da água, da luz, das ondas e do vento.

O País reúne estas condições únicas o que lhe permite o aproveitamento de formas de energia alternativas ao consumo de combustíveis fósseis.

Nas próximas figuras apresenta-se a situação energética a partir das fontes de energia renováveis no País.

Assim, encontra-se representado na figura 2.3 a evolução da energia produzida a partir das fontes renováveis compreendida entre 2004 e Julho 2012 – Portugal.

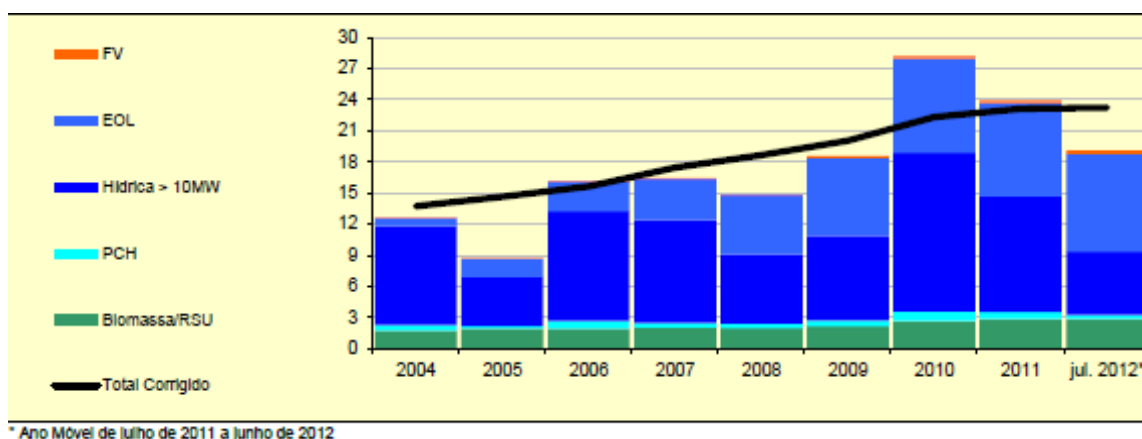


Figura 2.3 – Evolução da energia produzida a partir das fontes renováveis (fonte: Direcção Geral de Energia e Geologia, 2012)

Segundo a figura 2.3, em 2012, Portugal foi o terceiro país da UE, com maior incorporação de energias renováveis, fazendo-o um dos líderes neste campo. Cerca de metade da electricidade que produziu foi proveniente das renováveis.

Na figura 2.4 encontra-se representada a evolução histórica da energia eléctrica produzida através das renováveis (2004 e Julho 2012 – Portugal Continental).

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Jul. 2012*
Hídrica Total	10 053	5 000	11 323	10 351	7 102	8 717	16 249	11 827	6 551
Grande Hídrica (>30MW)	9 085	4 454	9 897	9 408	6 190	7 547	14 306	10 495	5 784
em bombagem	278	387	465	357	498	725	399	575	914
PCH (>10 e <=30 MW)	487	285	702	504	478	618	1 045	646	350
PCH (<= 10 MW)	501	281	724	441	434	552	898	686	417
Eólica	787	1 741	2 892	4 007	5 720	7 506	9 078	9 003	9 388
Biomassa (c/ cogeração)	1 208	1 286	1 302	1 361	1 381	1 390	1 579	1 689	1 703
Biomassa (s/ cogeração)	52	64	78	149	146	311	612	688	707
Resíduos Sólidos Urbanos	475	545	532	498	441	458	455	486	414
Biogás	14	31	33	55	67	80	97	152	185
Fotovoltaica	3	4	4	24	41	160	213	265	313
microprodução								75	109
Total	12 590	8 671	16 164	16 445	14 898	18 622	28 283	24 089	19 261
Hídrica Total Corrigida (Diretiva 2009/28/CE)	11 120	10 995	10 761	11 129	10 931	10 644	11 154	10 776	10 212
Eólica Total Corrigida (Diretiva 2009/28/CE)	865	1 712	2 908	4 221	5 639	7 000	8 204	9 091	9 700
Total Corrigido	13 734	14 637	15 618	17 438	18 647	20 043	22 315	23 127	23 235
Produção Bruta + Saldo Imp. (GWh)	50 017	51 729	52 749	52 952	53 568	53 134	54 865	53 109	52 379
% de renováveis (Real)	25,2%	18,8%	30,6%	31,1%	27,8%	35,0%	51,6%	45,4%	36,8%
% de renováveis (Diretiva)	27,5%	28,3%	29,6%	32,9%	34,8%	37,7%	40,7%	43,5%	44,4%

* Ano Móvel de Julho de 2011 a Junho de 2012. A Produção Bruta + Saldo Importador é provisória para 2011 e 2012

Figura 2.4 – Evolução histórica da energia eléctrica produzida através das renováveis (GWh)

Portugal Continental (fonte: DGEG, 2012)

Com base na figura 2.4, a produção de energia eléctrica, a partir das renováveis, registou até Julho de 2012 comparando-o com o ano de 2011, uma quebra de 31%, o sector hídrico decresceu 62%, eólico subiu 7% e o FV subiu 31%. Os valores de produção no sector hídrico foram de 6551 GWh, eólico 9388 GWh e PV 313 GWh.

Na figura 2.5 encontra-se representada a evolução histórica da potência total instalada em renováveis (2004 e Julho 2012).

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Jul. 2012*	TCMA
Hídrica Total	4 561	4 752	4 784	4 787	4 792	4 821	4 837	5 280	5 283	2,1%
Grande Hídrica (>30MW)	4 043	4 234	4 234	4 234	4 234	4 234	4 234	4 662	4 662	2,1%
PCH (>10 e <=30 MW)	251	232	263	263	263	263	263	275	275	1,3%
PCH (<= 10 MW)	267	288	287	290	295	324	340	344	346	3,7%
Eólica	537	1 047	1 681	2 446	3 037	3 519	3 863	4 301	4 332	34,6%
offshore								2,0	2,0	
microprodução							0,6	0,6	0,6	
Biomassa (c/ cogeração)	357	357	357	357	357	359	360	367	367	0,4%
Biomassa (s/ cogeração)	12	12	24	24	24	101	108	105	105	36,3%
Resíduos Sólidos Urbanos	88	88	88	88	88	88	88	88	88	0,0%
Biogás	7,0	8,2	8,2	12,4	12,4	20,0	28,0	40,2	53,3	28,4%
Fotovoltaica	2,7	2,9	3,4	14,5	58,5	104,1	122,9	155,3	177,6	78,4%
microprodução								60,4	66,4	
Total	5 564	6 287	6 945	7 729	8 389	9 011	9 405	10 336	10 405	9,2%

TCMA - Taxa de Crescimento Média Anual entre 2004 e 2011

*A potência instalada é provisória para 2011 e 2012.

Figura 2.5 – Evolução histórica da potência total instalada em renováveis (MW) - Portugal Continental

(fonte: DGEG, 2012)

A partir da figura 2.5, a sua análise permite inferir que o total da potência instalada renovável até Julho 2012 atingiu 10405 MW, representando uma taxa de crescimento média anual entre 2004 e 2011 de 9,2%.

No sector hídrico a potência instalada totalizou 5283 MW, eólico 4332 MW e o FV 177,6 MW. Relativamente à taxa de crescimento média anual entre 2004 e 2011, registaram-se aumentos onde o sector hídrico obteve 2,1%, eólico 34,6% e FV 78,4%.

Finalmente, a próxima figura 2.6 mostra a radiação solar presente em Portugal.

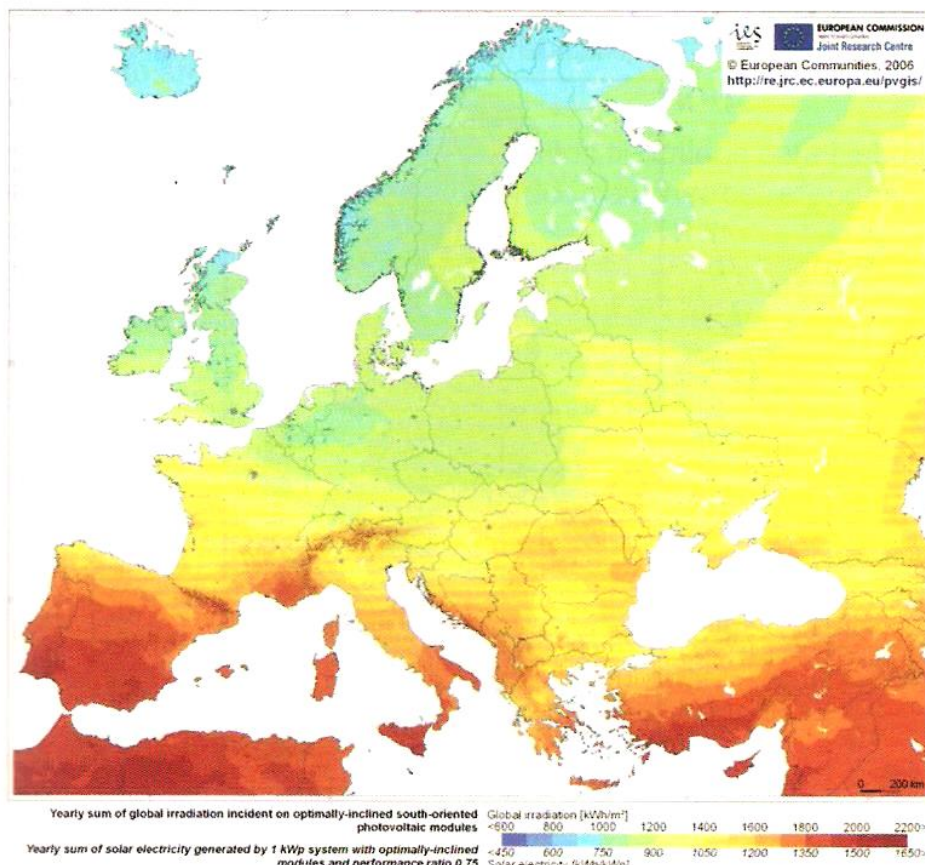


Figura 2.6 – Atlas europeu da radiação solar (fonte: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>)

Com base na figura 2.6, observa-se uma irradiação mais elevada nos países do sul da Europa (Portugal, Espanha e Itália) comparativamente aos do norte (Noruega, Suécia e Dinamarca).

Em Portugal a irradiação é mais elevada no sul. Quando perto do equador, esta excede os 2300 kWh/m^2 , ainda que no sul da Europa não ultrapasse os 1900 kWh/m^2 . Comparativamente, em períodos distintos, as distribuições globais de irradiação solar apresentam uma variação geral.

Há ainda a produção de energia a partir das ondas e o potencial do mar não têm ainda tecnologia massificada que justifique o investimento elevado, mas decorrem testes-piloto, que abrem boas perspectivas, embora a prazo.

Deste modo, Portugal encontra-se numa posição privilegiada não só para compensar o *deficit* natural de fontes de energia não renováveis mas também para ser pioneiro na diminuição da dependência energética em fontes de energias não renováveis e poluentes, colocando-se na vanguarda de modo a assegurar um desenvolvimento sustentável.

Portugal, apresenta uma das melhores condições a nível europeu para o aproveitamento do recurso solar e, designadamente para a produção de energia eléctrica por via FV.

Apesar de a incorporação de fontes de energia renováveis para a produção de electricidade serem inquestionáveis, há também algumas desvantagens, como sejam, a dificuldade em controlar o padrão para a produção de energia renovável.

Segundo (Castro, 2011) o sistema de energia eléctrica tem características únicas diferenciando-o de todos os outros. Uma das mais relevantes, é a de em cada instante, a produção de electricidade ter de igualar o consumo, acrescido das perdas, pois a energia não é armazenada na forma eléctrica em larga escala. Uma vez que o consumo de energia eléctrica é variável no tempo, é necessário que o sistema possua fontes de energia controláveis, promovendo assim o encontro entre a geração e o consumo. Convém ter presente que o sistema não pode ser operado somente com base em fontes renováveis, nomeadamente as eólicas, pois estas são por natureza incontroláveis.

Outra desvantagem, será o comportamento do sistema eléctrico nos períodos de baixo consumo e elevada produção hídrica, estando também associada uma grande disponibilidade de recurso eólico. Durante este tempo, a energia armazenada é sob a forma de água, sendo elevada num reservatório superior – bombagem, contudo, apesar desta medida não é fiável que a produção e o consumo possam ser equilibrados. Numa situação extrema, poderá ser necessário cortar a produção renovável, o que será difícil de justificar segundo as políticas energéticas e ambientais assumidas (Castro, 2011).

Apesar das dificuldades evidenciadas no sistema de energia eléctrica actuais, esperam-se soluções viáveis de modo a que se atinjam objectivos mais ambiciosos no que se refere às soluções alternativas de armazenamento energético.

- **As metas portuguesas**

Consciente das suas potencialidades no que toca à produção de energia a partir de fontes renováveis, o País assumiu um compromisso corajoso perante as demais nações da UE definindo uma meta ambiciosa no que respeita à redução da dependência energética nos combustíveis fósseis. Com efeito, Portugal propôs-se, garantir o cumprimento dos compromissos assumidos no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas, permitindo que em 2020, 60% da electricidade produzida e 31% do consumo de energia final tenham origem em fontes renováveis e uma redução do 20% do consumo de energia final nos termos do Pacote Energia-Clima 20-20-20 (fonte: Diário da República, 1.ª série — N.º 73 — 15 de Abril de 2010).

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, aprova a nova Estratégia Nacional para a Energia (2020)^[1]. Na referida estratégia as medidas propostas para as renováveis para 2020 são:

- **Energia hídrica:** 8600 MW de capacidade instalada em 202; implementação de um plano de acção para as mini-hídricas para o licenciamento de 250 MW; desenvolvimento de capacidade reversível.
- **Energia eólica:** instalação de 2000 MW de potência já atribuída até 2012; atingir 8500 MW de potência instalada em 2020.
- **Solar:** 1500 MW de potência instalada em 2020; actualização do Programa de Microgeração e introdução de um Programa de Minigeração; desenvolvimento de um novo *cluster* industrial baseado na energia solar de concentração, para projectos de demonstração; promoção da energia solar térmica.
- **Ondas, geotermia e hidrogénio:** implementação da zona piloto para a energia das ondas (250 MW em 2020); promoção de uma nova fileira na área da geotermia (250 MW em 2020); exploração do potencial do hidrogénio.
- **Biocombustíveis e biogás:** implementação efectiva das Directivas Europeias e das melhores práticas associadas aos biocombustíveis; exploração do potencial associado ao biogás proveniente da digestão anaeróbia de resíduos.

• ^[1] Estratégia Nacional para a Energia – Diário da República, 1.ª série – N.º 73 – 15 de Abril de 2010 – Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010.

- **Biomassa:** instalação efectiva da potência já atribuída (250 MW), introduzindo mecanismos de flexibilidade na concretização dos projectos; promoção da produção de biomassa florestal.

Análise actual

Segundo (DGEG, 2012), no período de 1990-2005, os combustíveis fósseis viram a sua incorporação no total da energia primária aumentar de 82% para 87%.

Apesar disso, desde 2005 até 2009, resultado de uma política de promoção de redução de emissões de gases poluentes, incluindo um ambicioso programa de integração de fontes de energia de base renovável na rede eléctrica, obteve-se valores próximos aos de 1990. Em 2009, atingiu-se o valor de 81% o valor da percentagem de fontes energéticas baseadas em combustíveis fósseis no total da energia primária.

O Protocolo de Quioto, celebrado em 1997, é o instrumento legislativo mais importante disponível de modo a limitar as emissões de gases para a atmosfera de modo a atenuar o efeito de estufa.

Assim, no que concerne à emissão de CO₂, estabeleceu-se que as emissões deste gás de efeito de estufa não deveriam ultrapassar, em 2010, 27% face às emissões registadas em 1990.

Em 2005, as emissões de CO₂ já tinham ultrapassado em mais de 50% os valores alcançados em 1990, contudo, depois desse ano, assistiu-se a uma reversão da tendência e ao início da convergência para os valores acordados no Protocolo de Quioto (AIE, 2012).

Números referentes ao final de 2010, reportam que verificou-se um aumento das emissões de GEE entre 35 e 42% face ao ano de referência de 1990 (Agência Portuguesa do Ambiente, 2012).

Nos nossos dias, as fontes energéticas usadas na produção de electricidade são relativamente diversificadas. Utilizando valores de 2008 (DGEG, 2012), aproximadamente 28% corresponde à geração de base renovável (com 4% de co-geração renovável, 11% de eólica e 13% de hídrica), 19% corresponde à importação e cerca de 53% é referente ao uso de combustíveis fósseis (onde 2% de fuel e 6% de co-geração térmica, 21% de carvão e 24% de gás natural).

A energia hidroeléctrica tem sido a principal fonte energética renovável usada para a produção de electricidade, contudo, a partir de 2004/2005, outras fontes renováveis têm sido incorporadas no portefólio de geração de energia eléctrica. Assume

particular destaque a energia eólica (cerca de 5500 GWh, 11% do total, gerados em 2008, contra apenas 1500 GWh em 2005), contudo, também é de mencionar o fotovoltaico e a biomassa que apresentam uma participação crescente (DGEG, 2012).

No subsector das energias renováveis, (Rodrigues, 2008) refere o crescimento da potência eólica que passou de 114 MW em 2001 para, cerca de 2600 MW no final de 2008 (DGEG). Esta potência representa aproximadamente 1600 geradores eólicos, sendo que mais de 1000 apresentam uma potência unitária igual ou superior a 2MW (Rodrigues, 2008).

Na figura 2.7, apresenta-se os principais tipos de centrais renováveis durante o período de 1999-2009.

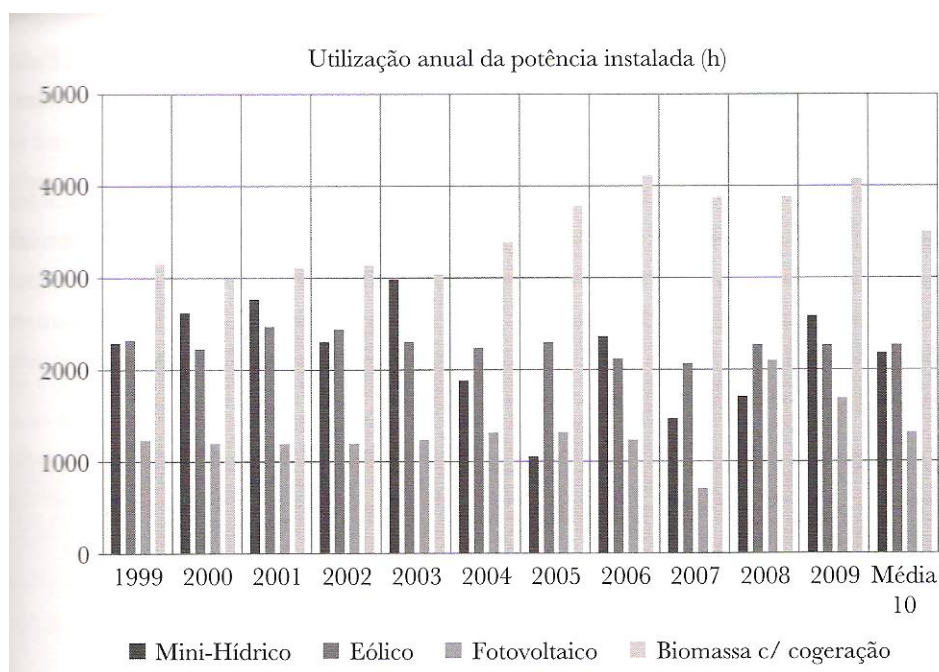


Figura 2.7 – Evolução do número de horas equivalente à potência nominal em tecnologias renováveis (fonte: Castro, 2011)

Com base na figura 2.7, no sector eólico, os números são estáveis numa base anual (na ordem de 2100-2400 h), sendo que o mini-hídrico apresenta uma variabilidade mais elevada para a mesma base anual (1000-3000 h). Nestes casos referidos, a utilização média anual para 10 anos anda à volta de 2200 h.

No FV, assume particular destaque o aumento em 2008 da utilização anual, a partir das novas centrais de tecnologia mais eficientes. Para este período, a utilização média é de cerca de 1300 h.

A co-geração, apresenta utilizações anuais de potência instalada mais elevadas, sendo que para uma média de 10 anos, andam na ordem de 3500 h.

3 - Tecnologia fotovoltaica

3.1 Sistemas fotovoltaicos

Um sistema FV, baseia-se numa instalação com módulos FV para produção de energia eléctrica. Os módulos FV recebem a energia que vem directamente do sol transformando-a em energia eléctrica.

Actualmente, os sistemas FV apresentam um vasto conjunto de aplicações, entre os quais se destacam, os de pequena, média e grande potência.

Nas figuras seguintes ilustram-se alguns exemplos.

Assim, na figura 3.1 encontram-se representados alguns exemplos de aplicações de pequena potência.

- **Aplicações de pequena potência**



1) Parquímetro



2) Máquina calculadora



3) Sinal rodoviário



4) Carregador de pilhas



5) Candeeiro de jardim



6) Transmissor de tv

Figura 3.1 – Alguns exemplos de aplicações de pequena potência

- **Aplicações de média potência**

- Sistemas domésticos ligados à rede, nomeadamente em telhados usados nas habitações situados em áreas desenvolvidas, urbanas ou rurais (microgeração);
- Electrificação rural, usada em abastecimento de cargas domésticas em locais remotos sem rede, bombagem de água e irrigação, complemento de abastecimento de locais remotos com ou sem rede.

Nas figuras seguintes apresentam-se alguns exemplos em aplicações de média potência.



Figura 3.2 - Cobertura de uma vivenda com células fotovoltaicas



Figura 3.3 – Sistema fotovoltaico para bombagem de água

- **Aplicações de grande potência**

- Produção descentralizada ligada à rede e centrais de energia solar FV.

Na figura 3.4 encontra-se representada a Central FV construída em Serpa.



Figura 3.4 – Central fotovoltaica construída em Serpa (fonte: Castro, 2011)

(Castro, 2008) refere que os sistemas FV, sozinhos ou em associação com outras renováveis, são já competitivos para alimentação de certos locais remotos onde as soluções alternativas convencionais (gerador diesel ou rede elétrica), são claramente inferiores do ponto de vista económico e apresentam inconvenientes ambientais não negligenciáveis.

De facto, os sistemas FV conseguiram substituir com sucesso, outros meios de produção de energia alternativa, nomeadamente os sistemas que envolvem pequena potência (Castro, 2011). Foi com o crescimento na era espacial que estes sistemas ganharam um novo impulso, tendo-se estendido à indústria e ao sector doméstico onde atingem já alguma relevância na produção de electricidade.

No que se refere à produção descentralizada ligada à rede de energia eléctrica, os sistemas FV não são tão competitivos. O motivo deve-se aos elevados custos iniciais, nomeadamente o elevado investimento e a baixa utilização anual de potência instalada.

Uma possível classificação dos sistemas FV será:

- Sistemas isolados
- Sistemas ligados à rede de distribuição

3.2 Fotovoltaico no Mundo e em Portugal

A disponibilidade geral dos recursos a partir de células FV apresenta um potencial enorme.

Segundo informação disponível relativa ao final de 2010 (Agência Internacional de Energia, 2010), a indústria produtora de sistemas FV teve um ano com uma produção global, onde os mercados duplicaram em 2010.

Na figura 3.5 encontra-se representado a capacidade fotovoltaica existente no mundo (período de 1995-2010).

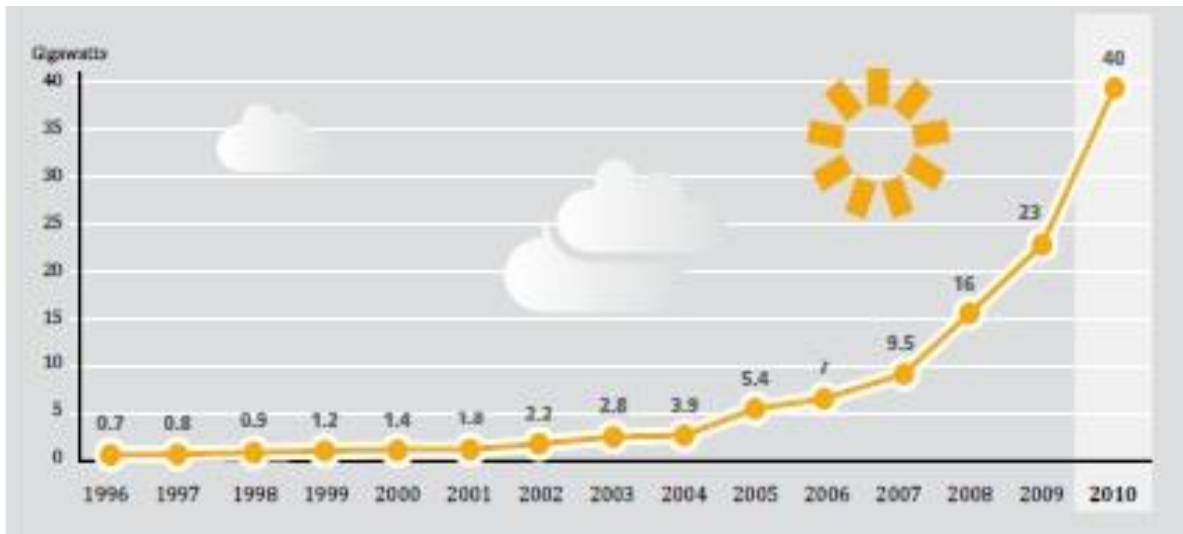


Figura 3.5 – Capacidade fotovoltaica existente no mundo, 1995-2010 (fonte: AIE)

A partir da análise da figura, verifica-se a capacidade instalada em todo o mundo foi de 40 GW e comparativamente com o ano de 2009, o valor tinha sido de 23 GW.

Relativamente ao fabrico de células, assistiu-se a uma deslocalização para a Ásia, sendo que a maior parte dos fabricantes mundiais estão instalados nessa região, o que provocou uma queda de preços no mercado global devido às condições de consolidação, ampliação e desenvolvimento destes projectos.

Na tabela seguinte, encontram-se os cinco países com maior crescimento anual nos anos de 2009-2010 ao nível do FV.

Tabela 3.1 – Cinco países com maior crescimento solar fotovoltaico, 2009-2010

Fonte de energia	2009	2010
Solar fotovoltaico	Alemanha	Alemanha
	Itália	Itália
	Japão	República Checa
	EUA	Japão
	República Checa	EUA

Com base na tabela 3.1, registam-se os cinco países com maior crescimento solar FV em 2009 nomeadamente, a Alemanha, Itália, Japão, EUA e República Checa. No ano 2010, foram novamente a Alemanha, Itália, República Checa, Japão e EUA.

A enorme expansão dos últimos anos tem sido acompanhada por uma oscilação na indústria FV, nomeadamente Japão versus EUA.

No que respeita a fabricantes, destacam-se a Sharp, a Sanyo, Kyocera, Mitsubishi, BP Solar, Shell Solar, Solarex, Siemens Solar.

Em relação à tecnologia FV, domina o Si, sendo que o Si monocristalino e o policristalino dominam em 88% da produção mundial

No que diz respeito a Portugal, indicam-se algumas aplicações da tecnologia FV, instaladas, a saber:

- Abastecimento de energia à localidade de Vale da Rosa, no Concelho de Alcoutim, que dista cerca de 5 km das aldeias mais próximas (P = 2 kW) (ano instalação: 1984-85);
- Sinalização marítima (bóias e faróis) (P = 10 kW) (ano instalação: 1989-96);
- Demonstração (bombagem de água, iluminação) no INETI, em Lisboa (P = 2 kW) (ano instalação: 1989);
- Eletrificação e iluminação pública em Castro Daire (P = 20 kW) (Ano instalação: 1990-91);
- Demonstração (bombagem de água, iluminação) na FCT/UNL, na Caparica (P = 15 kW) (ano instalação: 1992);
- Torres de vigia florestal (P = 9 kW) (ano instalação: 1993-97);
- Aplicação de um sistema com ligação à rede de baixa tensão, num edifício da EDP Distribuição, em Setúbal (P = 10 kW) (ano instalação: 1993);
- Retransmissores de TV (sistemas híbridos) na região Centro (P = 33 kW) (ano instalação: 1993-98);

- Bombagem de água para uma cooperativa em Palmela (P = 10 kW) (ano instalação: 1995);
- Retransmissores de telefones celulares (P = 9 kW) (ano instalação: 1996-97);
- Parquímetros em Lisboa (P = 7 kW) (ano instalação: 1996-97);
- Aplicação de um sistema com ligação à rede de baixa tensão, num edifício da EDP em Faro (P = 5 kW) (ano instalação: 1997);
- Estações de serviço da BP (14 sistemas ligados à rede) (P = 250 kW) (ano instalação: 1998-2000);
- Combinação da energia fotovoltaica com as energias eólica e diesel (P = 42 kW / 55 kW / 3x15 kVA), para fornecer electricidade a cinco localidades do município de Ourique (ano instalação: 2000);
- Sistema PV conectado à rede (P = 4,96 kWp) - Central de S.Brás – Barcelos (ano instalação: 2003).

Mais recentemente, segundo a (AIA, 2010), os dados estatísticos de 2008, reportam para Portugal o valor de 70 MWp. É de salientar também o desenvolvimento assinalável nas centrais de potência ligadas à rede.

Em 2007, foi construída no concelho de Serpa, uma central FV de 11 MWp, com 52000 módulos dispostos ao longo de uma área de 60 ha (600 000 m²), sendo que os painéis ocupam cerca de metade - figura 3.4.

Em 2008, foi construída no concelho de Moura, uma central FV de 46 MWp, num total de 260000 módulos de silício policristalino (potência unitária de 170 e 180 Wp), dispostos ao longo de uma área de 250 ha. Estes painéis estão equipados com 2500 sistemas de seguimento da posição solar, dispositivos mecânicos que servem para orientar os painéis solares perpendicularmente ao sol, desde a alvorada até ao poente, permitindo uma optimização no aproveitamento da radiação solar disponível - figura 3.6.



Figura 3.6 – Central fotovoltaica construída em Moura (fonte: Castro, 2011)

3.3 Análise económica

3.3.1 Custos

As oportunidades para usar o sol, o vento, a água, a madeira, ... como fontes energéticas são inúmeras, contudo qualquer que seja o investimento que se vai realizar, é sempre necessário fazer uma análise económica de modo a verificar a sua viabilidade.

É certo que se a energia obtida vier a ser mais cara que a das fontes tradicionais, o uso destas novas tecnologias fica desacreditado e como refere (Castro, 2011), leva a opinião pública a evoluir num sentido indesejável, a não ser que existam outros argumentos deveras significativos, como por exemplo, benefícios de ordem ambiental.

Assim, de modo a promover estas tecnologias, deverá haver incentivos económicos uma vez que por si só não são rendíveis.

No caso da tecnologia FV, para que a autonomia do mercado seja alcançado é necessário que os preços da FV atinjam a semelhança com a rede, ou seja, que se posicionem ao preço praticado junto do consumidor. Actualmente estes custos da tecnologia FV continuam muito elevados. Nas tabelas seguintes encontra-se informação relativa aos custos das várias tecnologias incluindo a FV.

Assim, na tabela 3.2 encontra-se a comparação de custos de investimento de diversas fontes energéticas.

Tabela 3.2 – Comparação de custos de investimento de diversas fontes energéticas (fonte: Proença, 2007)

Tecnologia de geração	Potência típica (MW)	Geração por ano (TWh)	Investimento por potência (€/W)	Investimento por geração (€/kWh)	Custo de geração (Cts/kWh)	Comentário ao custo de geração
Nuclear	1500	12	0,8 – 1,6	0,1 – 0,2	1,5 – 2,5	Custo capital = 50%
Carvão	500	3,5	0,8 – 1,2	0,1 – 0,15	2 – 4	Inv°=35% , Fuel=45%
Gás	250	1,5	0,3 – 0,6	0,04 – 0,08	3 – 5	Fuel=80% do total
Eólica	100	0,5	0,8 – 1,6	0,3 – 0,6	3 – 7	Depende localização
Fotovoltaica	1	0,001	4 - 7	3 – 6	30 – 60	Depende localização

Com base na tabela 3.2, a nuclear é a tecnologia de geração que apresenta melhor custo de investimento. Segue-se o carvão, gás, eólica e FV.

A tecnologia nuclear apresenta 1500 MW de potência típica, 12 TWh de geração por ano, 0,8 – 1,6 €/W em investimento por potência, 0,1 – 0,2 €/kWh em investimento por geração, 1,5 – 2,5 cts/kWh de custo de geração e tem custo de capital 50% quanto ao custo de geração.

A tecnologia com carvão apresenta 500 MW de potência típica, 3,5 TWh de geração por ano, 0,8 – 1,2 €/W em investimento por potência, 0,1 – 0,15 €/kWh em investimento por geração, 2 – 4 cts/kWh de custo de geração e tem investimento de 35% e fuel 45%.

A tecnologia com gás apresenta 250 MW de potência típica, 1,5 TWh de geração por ano, 0,3 – 0,6 €/W em investimento por potência, 0,04 – 0,08 €/kWh em investimento por geração, 3 – 5 cts/kWh de custo de geração e tem investimento 80% fuel do total.

A tecnologia eólica apresenta 100 MW de potência típica, 0,5 TWh de geração por ano, 0,8 – 1,6 €/W em investimento por potência, 0,3 – 0,6 €/kWh em investimento por geração, 3 – 7 cts/kWh de custo de geração e no investimento depende da localização.

A tecnologia FV, é a que se encontra distante de poder competir com as restantes. É a mais afastada em todos os parâmetros referenciados. Apresenta 1 MW de potência típica, 0,001 TWh de geração por ano, 4 - 7 €/W em investimento por potência, 3 – 6 €/kWh em investimento por geração, 30 – 60 cts/kWh de custo de geração e depende da localização quanto ao custo de geração.

Na tabela 3.3 encontram-se os principais parâmetros de custos em diferentes fontes de energias renováveis.

Tabela 3.3 – Principais parâmetros de custos em diferentes fontes de energias renováveis
(fonte: Proença, 2007)

Tecnologia	Investimento (€/kW_p)	Custo O&M* [€/kW_p*ano]	Tempo de vida (anos)	Potência típica (MW_p)
Fotovoltaica	5400 – 6300	40 – 50	25	0,005 – 0,05
Solar	2900 – 4500	165 – 230	30	2 – 50
Termoeléctrica				
Eólica Onshore	950 – 1200	36 – 40	20	2
Eólica Offshore	2000	70	25	5

*Custo de operação e manutenção

Com base na tabela 3.3, a tecnologia eólica onshore, apresenta o investimento mais baixo 950 – 1200 €/kW_p, custo de operação e manutenção 36 – 40 €/kW_p*ano, tempo de vida 20 anos e potência típica 2 MW_p. Segue-se a tecnologia eólica offshore, solar e FV. A tecnologia no termoeléctrico não apresenta nenhum registo.

A tecnologia FV apresenta o investimento mais elevado 5400 – 6300 €/kW_p, custo de operação e manutenção 40 – 50 €/kW_p*ano, tempo de vida 25 anos e potência típica 0,005-0,05 MW_p.

3.3.2 Rentabilidade

A energia produzida por um sistema de microprodução é integralmente vendida à EDP ou a outro comercializador. O preço depende da tecnologia de produção empregue e da tarifa bonificada que vigorar no momento do registo de instalação. Segundo a portaria n.º 284/2011, para 2012 estabeleceu-se uma tarifa bonificada de 0,326 €/kWh, aplicável aos sistemas que forem registados até perfazerem uma quota de 10 MW a nível nacional. A partir de cada ano a tarifa é reduzida.

Na tabela 3.4 apresenta-se as tarifas de microprodução para diferentes tecnologias em Portugal - 2012.

Tabela 3.4 – Tarifas de microprodução para diferentes tecnologias

Tecnologia de produção	% da tarifa de referência	Valor em Dezembro de 2012
Solar fotovoltaica	100%	0,326 €/kWh
Eólica	80%	0,261 €/kWh
Hídrica	40%	0,130 €/kWh
Cogeração a biomassa	70%	0,228 €/kWh
Tarifa de consumo BTN* **	38%	0,18 €/kWh

*Estimativa da tarifa simples de baixa tensão normal para 2012**Esta é a tarifa aplicável para instalações fora do regime bonificado

Com base na tabela 3.4, a tecnologia de produção de energia que se torna mais rentável, mediante os custos de instalação e valores da tarifa, é a microprodução solar FV com o valor de 0,326 €/kWh. Seguidamente, surge a eólica 0,261€/kWh, hídrica 0,130 €/kWh, cogeração a biomassa 0,228€/kWh.

Actualmente, a energia produzida a partir de painéis FV é vendida por um preço cerca de três vezes superior ao preço de consumo de energia para clientes finais de BTN.

O cálculo para a tarifa de venda é dada pela seguinte expressão:

$$T_V = \frac{LME_{PS} \cdot (TR \cdot PS) + LME_{RP} \cdot (0,7 \cdot (T_R \cdot P_E) + 0,3 T_R \cdot (PH + P_B))}{LME_{PS} \cdot PS + LME_{RP} \cdot (P_E + P_H + P_B)} \quad (3.1)$$

Em que, segundo (Dias, 2009):

T_V – tarifa de venda

LME_{PS} – limite de produção fixado

T_R – tarifa de referência

P_S – potência solar

LME_{RP} – limite de produção fixado para as restantes produções

P_B – potência da biomassa

P_E – potência eólica

P_H – potência hídrica

P_S – potência solar

Para a microprodução solar, anulam-se as componentes da equação 3.1 em virtude de corresponderem a outros tipos de produção (Dias, 2009). Então:

$$TV = \frac{LME_{PS} \cdot (T_R \cdot P_S)}{LME_{PS} \cdot P_S} \quad (3.2)$$

Assim, a tarifa de venda, a produtividade da instalação e o custo do investimento inicial definem a rentabilidade de um determinado sistema de microprodução solar FV.

Para o cálculo da produtividade de uma instalação, deve-se ter presente os seguintes factores: condições de instalação de painéis FV, quantidade de radiação solar anual disponível e eficiência de diversos equipamentos que constituem o sistema FV.

Também o custo do sistema microprodutor solar depende da potência que se pretende, da existência ou não de um seguidor solar (fica mais caro) e das características específicas para cada instalação.

De um modo geral, as instalações de maior potência são as mais rentáveis, uma vez que alguns custos são independentes da potência instalada, como por exemplo os custos dos inversores e da mão-de-obra.

3.4 Princípio de funcionamento de uma célula – efeito fotovoltaico

As células FV são uma aplicação prática, descoberta em 1839 pelo físico A.E. Becquerel e explicada anos mais tarde por A. Einstein em 1905.

As células FV são dispositivos semicondutores fotossensíveis cuja importância reside no facto de terem a propriedade de converter parte da luz incidente em energia eléctrica sob a forma de corrente contínua quando expostas a luz natural ou artificial.

O efeito FV resulta da conversão directa da luz solar em energia eléctrica. Alguns materiais semicondutores exibem efeito FV que consiste na absorção de fotões com consequente emissão de electrões, base da corrente eléctrica.

São os fotões com uma faixa de luz visível que fazem com que exista a agitação e que os electrões da banda de valência passem para a banda de condução.

Quando a luz incide sobre certas substâncias, desloca electrões que, circulando livremente de átomo para átomo, formam uma corrente que pode ser armazenada.

As células FV são feitas de silício (substância simples) que por si só não conduz a corrente eléctrica. É necessário adicionar boro e fósforo formando-se duas junções, a junção Si-B (junção +) e a junção Si-P (junção -). Estas duas camadas fazem com que exista uma diferença de potencial que vai fazer com que os electrões libertados a partir do efeito fotovoltaico se movimentem.

Na figura 3.7 encontra-se representado uma célula FV e a dopagem dos semicondutores.

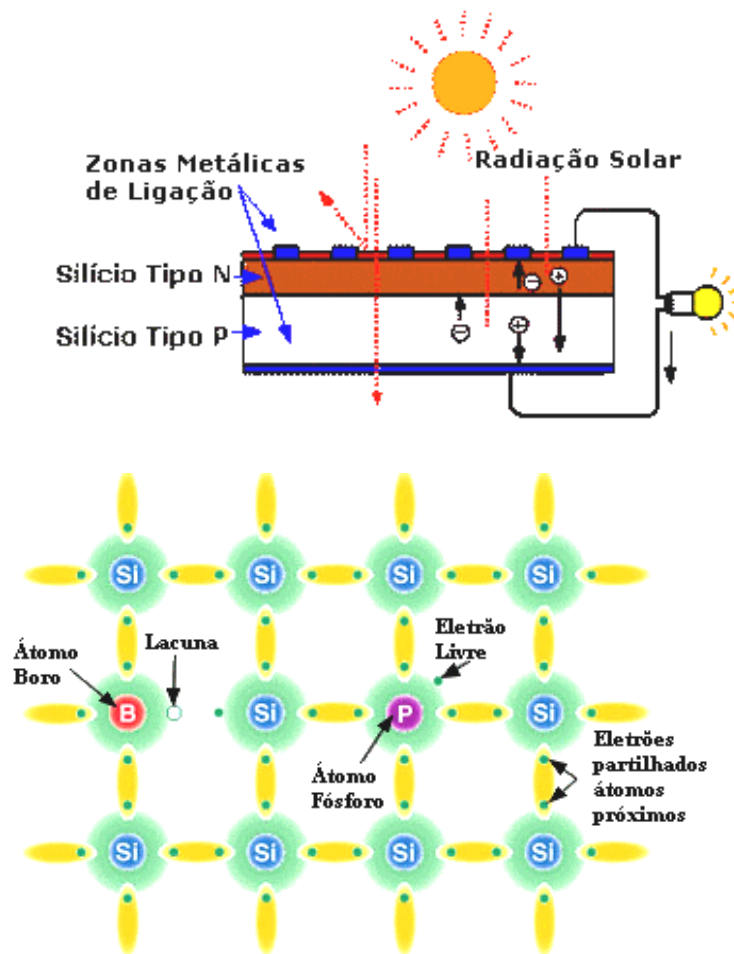


Figura 3.7 – Célula fotovoltaica e dopagem dos semicondutores

(fonte: <http://www.electronica-pt.com//index.php/content/view/271/202/>)

A junção funciona assim como um retificador ou díodo, pois a aplicação de uma diferença de potencial, com o potencial positivo aplicado no material do tipo p, diminui a barreira de potencial e permite que a corrente atravesse a interface, enquanto a aplicação de uma diferença de potencial inversa aumenta a barreira do potencial e não permite a passagem de corrente. Como exemplo, a figura 3.8 ilustra a curva característica de um díodo de silício.

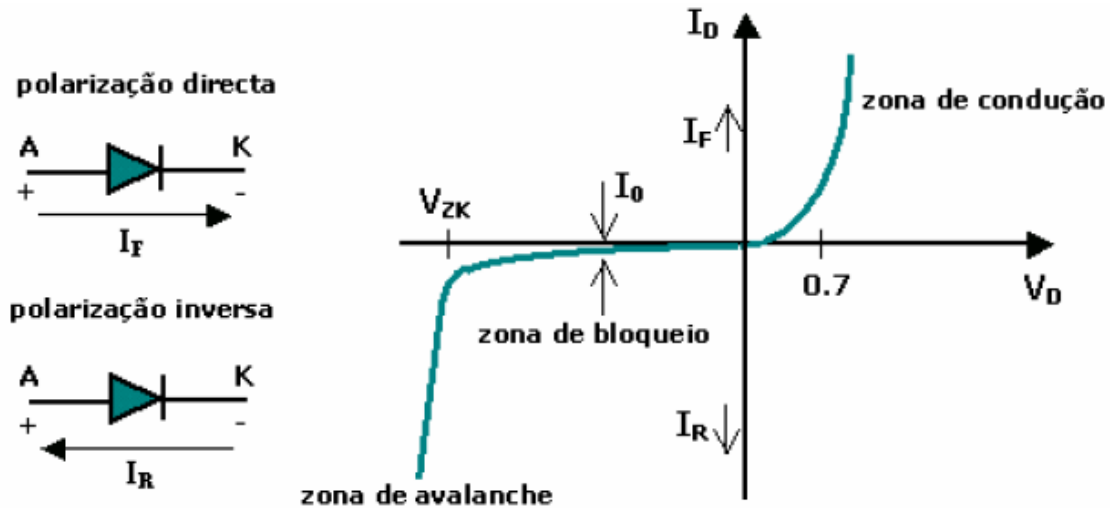


Figura 3.8 – Característica corrente-tensão de um diodo de silício (fonte: FER, ALTENER, 2004)

Quando o diodo é ligado a um circuito de modo a que o potencial seja positivo no ânodo dopado com impurezas do tipo P, e negativo no cátodo dopado com impurezas do tipo N, o diodo está directamente polarizado. Neste caso aplica-se a curva característica do primeiro quadrante. A partir de uma tensão definida (a tensão limiar de condução nesta situação é de 0,7 V), a corrente passa a fluir. Se o diodo for polarizado inversamente, a corrente é impedida de circular nesta direcção e neste caso, aplica-se a curva característica do terceiro quadrante. O diodo entra na região de ruptura ou avalanche quando a tensão inversa ultrapassa um dado valor limiar (que poderá levar à sua destruição), específico para cada diodo, chamado tensão de rotura. Trata-se da tensão do “joelho” da curva I - V e designa-se V_{zk} ^[1]. Na região de rotura, a corrente inversa cresce rapidamente, sendo o correspondente aumento da queda de tensão muito pequeno.

A expressão que indica qual a variação da intensidade I_D que se fecha através de um diodo com a diferença de potencial aos terminais deste, V é a equação de Shockley:

$$I_d = I_0 \left(\exp\left(\frac{V}{mV_T}\right) - 1 \right) \quad (3.3)$$

Em que:

I_d – corrente que circula pelo diodo

I_0 – corrente inversa de saturação (ou de fuga) que atravessa o diodo

V - diferença de potencial aos terminais do diodo

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

$$V_T - \text{potencial térmico : } V_T = \frac{KT}{q}$$

K – constante de Boltzman^[2]

T – temperatura absoluta (em Kelvin)^[3]

q – valor absoluto da carga do electrão^[4]

A corrente I_D anula-se quando $V=0$, aumenta exponencialmente para valores positivos de qV e diminui quando qV é negativo para um valor de corrente de saturação negativo $-I_0$ (o termo exponencial torna-se desprezável face à unidade).

Uma célula FV sobre a qual não incide radiação solar representa-se pelo seguinte circuito equivalente de um díodo e respectiva curva I - V , na figura 3.9:

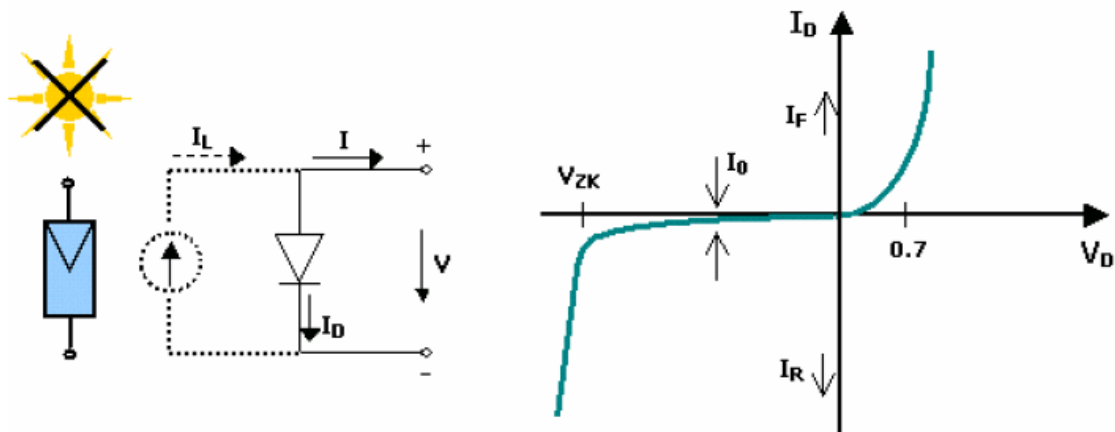


Figura 3.9 – a) Diagrama de circuito equivalente b) Curva característica da célula em total escuridão
(fonte: FER, ALTENER, 2004)

A equação que exprime a variação da corrente em função da tensão para a célula FV é dada por:

$$I = I_L - I_D \Leftrightarrow I = I_L - I_D \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (3.4)$$

^[1] – As iniciais ZK tem o seguinte significado: Z provem de Zener (cientista que contribuiu para o conhecimento desse efeito), K é a inicial da palavra Inglesa *knee*, que em português significa joelho

^[2] $K = 1,38 \times 10^{-23}$ J/K

^[3] $0^\circ\text{C} = 273,15$ K

^[4] $q = 1,6 \times 10^{-19}$ C

Em que I_L é a corrente gerada pela exposição à luz ou radiação solar. Comprova-se então, que se não existir radiação solar, $I_L = 0$, a equação 3.4 remota à equação 3.3.

Na presença de radiação solar, a curva característica do díodo é desviada pela intensidade de corrente I_L na direcção da polarização inversa (quarto quadrante no diagrama da curva I - V), representada na figura 3.10.

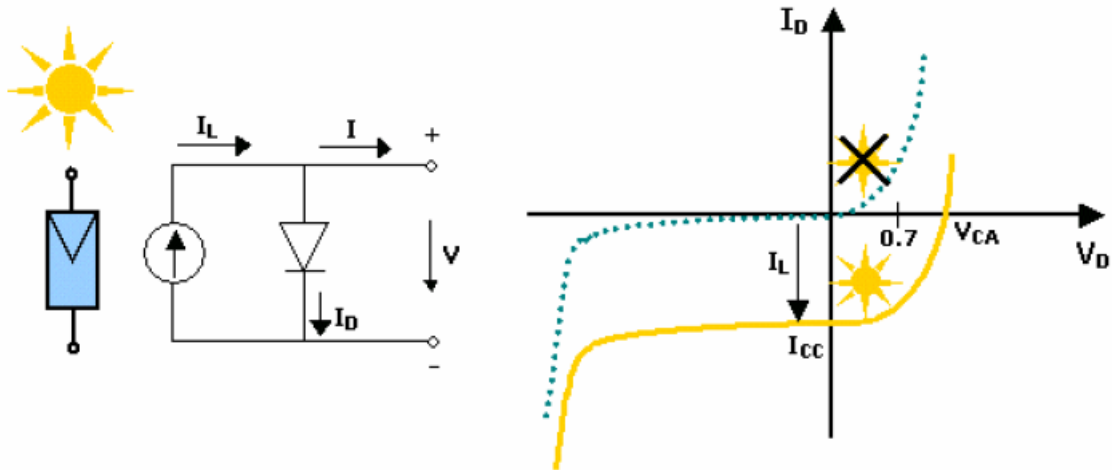


Figura 3.10 – a) Diagrama de circuito equivalente b) Curva característica da célula irradiada (fonte: FER, ALTENER, 2004)

Os dois parâmetros obtidos da intercepção da curva com o sistema de eixos para uma dada radiação e temperatura, permitem caracterizar uma célula fotovoltaica de uma determinada e designam-se por corrente de curto-circuito, I_{CC} ($V=0$), em que:

$$I_{CC} = I_L \quad (3.5)$$

A tensão máxima aos terminais da célula por tensão em circuito aberto é V_{CA} ($I=0$), em que:

$$V_{CA} = m V_T \ln \left(1 + \frac{I_S}{I_0} \right) \quad (3.6)$$

Nota: $I_S = I_L$

3.4.1 Tipos de células fotovoltaicas

Desde as primeiras aplicações na década de 60 que se vem verificando uma evolução dos sistemas solares FV e uma redução do seu custo no fabrico.

Actualmente, os módulos FV de silício têm um tempo de vida útil de 25 anos. Um dos desafios que se coloca é o de encontrar novos acessórios e equipamentos de modo a proporcionarem uma longevidade e eficiência maiores.

Na figura 3.11 apresenta-se os tipos de células FV utilizadas num módulo FV.



Figura 3.11 – Tipos de células fotovoltaicas num módulo fotovoltaico (fonte: Würth Solar e Antec Solar)

- **Células de primeira geração:**

Células de silício monocristalino (c-Si) – Obtêm-se a partir do método de Czochralski¹, são as células mais comuns do mercado, contudo o seu processo de fabrico é ainda muito dispendioso e envolve grandes consumos de energia eléctrica devido à necessidade de utilizar materiais em estado de elevado pureza e com uma estrutura de cristal perfeita. Em laboratório, pode-se atingir rendimentos na ordem dos 24%, enquanto em produção em série pode-se atingir 7 a 14% de rendimento máximo.

Células de silício policristalino (p-Si) – Obtêm-se a partir de blocos de silício puro, em moldes especiais arrefecidos lentamente. Neste processo, os átomos organizam-se em cristais, formando uma estrutura policristalina, com espaços de separação entre os cristais. Comparativamente com as células anteriores, são

¹ Método de Czochralski: consiste em fundir os lingotes de silício policristalino pelo método de indução electromagnética, arrefecendo depois de forma lenta, o que leva à homogeneização do cristal monocristalino de silício para ser depois cortado em finas bolachas. É um processo caro, mas conduz a uma eficiência superior.

menos caras e menos eficientes. O seu rendimento em laboratório é de 18%, enquanto em produção em série é de 11 a 14%.

Com o mercado em expansão, a partir da década de 80 apareceu uma **segunda geração de células** com tecnologia envolvendo películas finas. O seu processo de fabrico é mais simples pois não envolve estruturas cristalinas, sendo por isso mais barato. Trata-se de:

Células de silício amorfo (a-Si) – Não possui nenhuma estrutura cristalina apresentando-se sob a forma de películas finas. O seu processo de fabrico aliado a um baixo consumo de energia para a sua produção torna-se uma grande vantagem em relação às tecnologias referidas anteriormente, envolvendo portanto custos ainda mais baixos do que o silício policristalino. Usa-se em produtos da indústria electrónica (relógios e calculadoras). O rendimento obtido é mais baixo, em laboratório é de 15% enquanto na produção em série é de 8 a 9%.

Células de telureto de cádmio (CdTe) – Através de pesquisas recentes, o telúrio e o cádmio foram introduzidos no fabrico de células FV. Apresentam como vantagens o facto do processo de fabrico não ser difícil, e revelarem um potencial considerável para a redução de custos quando produzidas em massa, contudo a utilização desta tecnologia tem levantado problemas devido ao uso de produtos contaminantes e venenosos, pelo que ainda se encontram em evolução. Apresentam uma eficiência de 16% em laboratório mas a nível comercial é de 8%.

Células de disselenieto de cobre índio (CIS) – É outro tipo de material que se encontra em fase de evolução, mas com resultados promissores. As suas células são mais baratas e fáceis de construir. Em relação à sua eficiência é semelhante à do silício amorfo.

Actualmente as **células de terceira geração**, apesar de possuírem um nível de alta eficiência para os mesmos custos da 1ª e 2ª geração, reduzem a relação preço/potência.

Este tipo de células encontram-se em fase de estudos e espera-se que com os seus resultados se alcancem valores mais elevados de eficiência e a custos reduzidos. O seu processo de desenvolvimento tecnológico não deverá permitir que se obtenha uma expressão significativa no mercado nos próximos 10 a 15 anos. É o caso de:

Arsenieto de gálio (GaAs) –O arsenieto de gálio é um composto semiconductor por dois elementos: gálio (Ga) e arsénio (As). Apresenta como vantagens o seu elevado grau de absorção de luminosidade e alta resistência a altas temperaturas. Utiliza-se em aplicações espaciais onde se evidencia a sua forte resistência a danos por radiação e alto rendimento das células que podem chegar a 25%, contudo os seus custos de produção são ainda muito elevados.

3.4.2 Curvas características de células fotovoltaicas

As curvas características de células FV permitem dimensionar um sistema de produção, tendo em conta os dados dos fabricantes das células, sendo possível definir as melhores condições de funcionamento do sistema de produção FV. A figura 3.12 representa o modelo real da célula FV. O circuito representa o funcionamento duma célula com os terminais ligados a uma carga eléctrica.

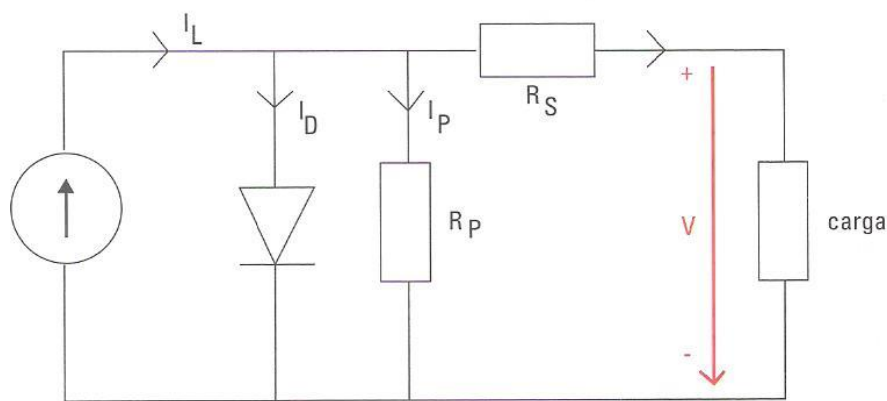


Figura 3.12 – Diagrama completo de circuito equivalente

(fonte: Laboratórios de Energia Solar FV, Pereira e Oliveira, 2011)

As células FV têm associadas à sua característica resistências em série (R_S) e em paralelo (R_P) que modelizam as perdas de tensão e corrente.

Estas resistências são responsáveis pela curva característica da célula FV e o valor de R_p é maior do que R_s .

A R_p e a R_s têm ambas influência na redução do factor de forma, assim como valores muito elevados de R_s e valores muito baixos de R_p provocam uma redução na corrente de curto-circuito I_{CC} e na tensão em circuito aberto V_{CA} . Na presença destas resistências a equação mais geral da curva característica da célula é representada a partir da seguinte expressão:

$$I(A) = I_L - I_D - I_P = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V + R_s I}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (3.7)$$

3.4.3 Efeito de intensidade de radiação e temperatura sobre a curva característica

Factores como a intensidade de radiação solar incidente e temperatura ambiente influenciam directamente o desempenho de uma célula FV que facilmente se consegue observar através da curva característica $I-V$. Assim, os seguintes parâmetros característicos de uma célula FV e que variam com os factores anteriormente mencionados são:

- I_{CC} – corrente de curto-circuito
- U_{OC} – tensão de circuito aberto
- P_{PPM} – potência pico
- I_{PPM} – corrente a máxima potência
- U_{PPM} – tensão a máxima potência

Encontra-se representado na figura 3.13 a) o efeito de variação da Irradiância e o efeito da variação da temperatura b).

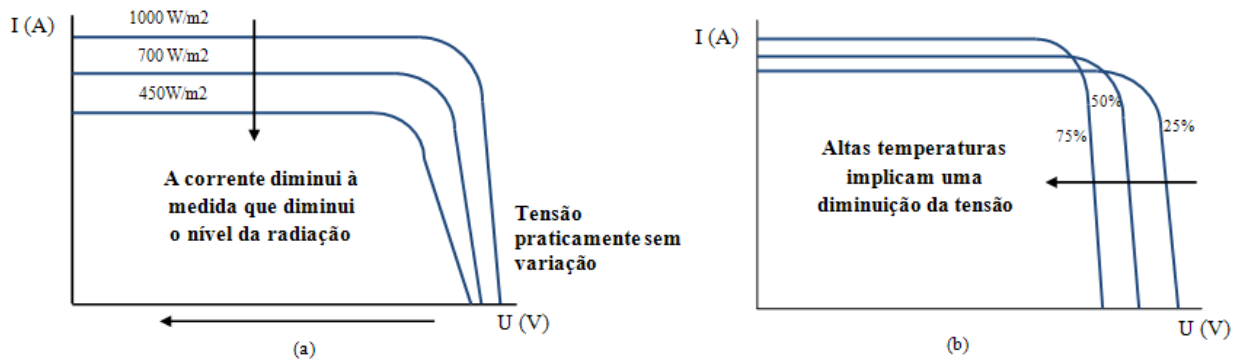


Figura 3.13 – a) Efeito de variação da Irradiância b) Efeito de variação da Temperatura
(fonte: FER, ALTENER, 2004)

Na figura 3.13 a) a corrente de curto-circuito aumenta de forma aproximadamente linear com o aumento da radiação incidente enquanto o valor de tensão de circuito aberto varia pouco com a variação da radiação.

Na figura 3.13 b) a tensão de circuito aberto decresce com o aumento de temperatura e a corrente de curto-circuito varia muito pouco, sendo esta variação habitualmente desprezada nos cálculos.

3.4.4 Factor de forma e rendimento

Outro parâmetro muito importante nas células FV é a sua eficiência. Obtém-se a partir do quociente entre a energia fornecida pela célula e a radiação solar incidente sobre ela própria. Representa-se por:

$$\eta = \frac{P_{\max}}{A G} \quad (3.8)$$

Em que:

η - eficiência da conversão, rendimento

P_{\max} – potência máxima

A – área da célula em m^2

G – radiação solar incidente por unidade de superfície em W/m^2

Outro parâmetro a ter em conta é o factor de forma (F_F), que nos indica a qualidade da célula FV e faz a comparação entre a potência máxima obtida,

relacionando a tensão e corrente máxima com a corrente em curto-circuito e a tensão em circuito aberto, tal como é indicado na seguinte equação:

$$F_F = \frac{I_{PPM} \times V_{PPM}}{I_{CC} \times V_{OC}} \quad (3.9)$$

3.4.5 Potência eléctrica

A potência eléctrica de saída (P) de uma célula FV, é o produto entre a tensão e a corrente de saída que pode ser obtido pela seguinte equação:

$$P = V \times I = V [I_{CC} - I_0 \times (e^{\frac{V}{m \times VT}} - 1)] \quad (3.10)$$

3.4.6 Características de módulos fotovoltaicos

Na construção de módulos FV, estes devem ser dotados de meios que lhes permitam resistir às condições ambientais em que vão ser colocados.

Na figura 3.14 encontra-se representado a célula, módulo e instalação de painéis FV.

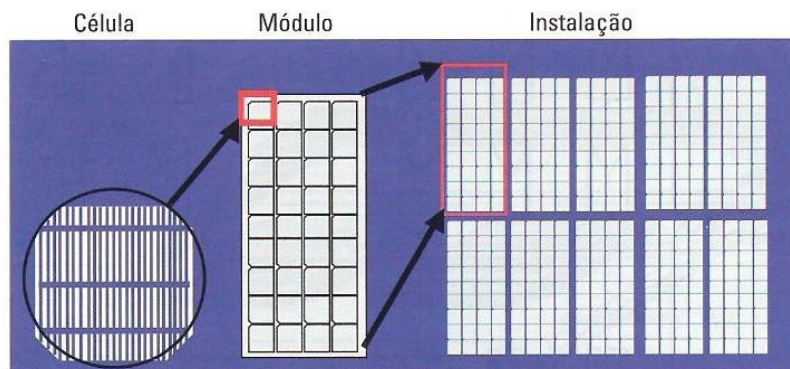


Figura 3.14 – Célula, módulo e instalação de painéis fotovoltaicos

(fonte: <http://www.cienciaviva.pt/rede/energia/himalaya2005/home/guia4.pdf>)

A célula é a unidade fundamental dum sistema FV, convertendo a energia da radiação solar directamente em energia eléctrica.

Um módulo FV é formado por uma conexão de várias células FV em série e/ou paralelo que permite adaptá-lo aos níveis de tensão e corrente. Ao agrupamento de módulos FV dá-se o nome de painel FV.

No fabrico de um módulo FV são escolhidas células com curvas características semelhantes, sendo posteriormente ligadas em série e encapsuladas. Geralmente os módulos FV são constituídos por 36 células ligadas em série, de modo a conseguir tensões próximas das utilizadas por exemplo nos sistemas de armazenamento de energia 12 V, 24 V, etc.

A figura 3.15 representa a composição de um gerador FV.

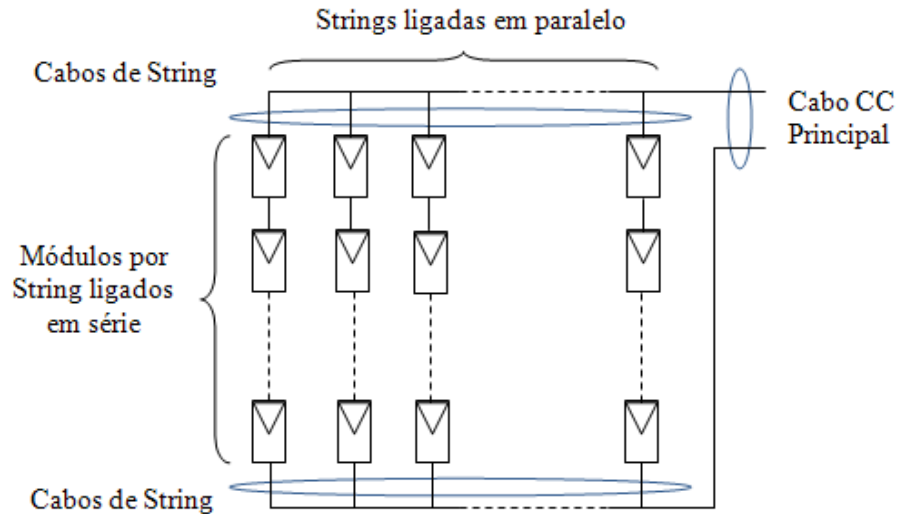


Figura 3.15 – Composição de um gerador fotovoltaico (fonte: Pereira e Oliveira 2011)

Ao conjunto total de módulos FV dá-se a denominação de gerador FV. A um conjunto de módulos em série dá-se o nome de fileira ou *string*, podendo ligar-se várias em paralelo.

Os módulos são geralmente caracterizados pelo fabricante em termos da sua curva característica nas condições pico e respectivos parâmetros I_{CC} , U_{OC} , U_{PPM} e I_{PPM} . Também um outro parâmetro importante é a temperatura normal em funcionamento das células dentro do módulo NOCT, que determina a potência que o módulo pode produzir.

A Temperatura e irradiância possuem um efeito determinante na eficiência de células solares. A Temperatura de célula T_{cel} (°C) passa por um processo de ajuste, geralmente é de 25 °C (STC) e pode ser expressa a partir da seguinte equação:

$$T_{cel} = T_{amb} + G \times \frac{NOCT - 20}{800} - \frac{P}{S(K_C + V_{vento} \times K_v)} \quad (3.11)$$

Em que:

T_{cel} – temperatura da célula (°C)

T_{amb} – temperatura ambiente

G – irradiância (W/m^2)

K_c e K_v – factores de perdas térmicas de painel

S – secção de painel

$NOCT$ – temperatura normal em funcionamento das células dentro do módulo

A figura 3.16 a) mostra a ligação em paralelo de três módulos e b) a ligação em série de três módulos.

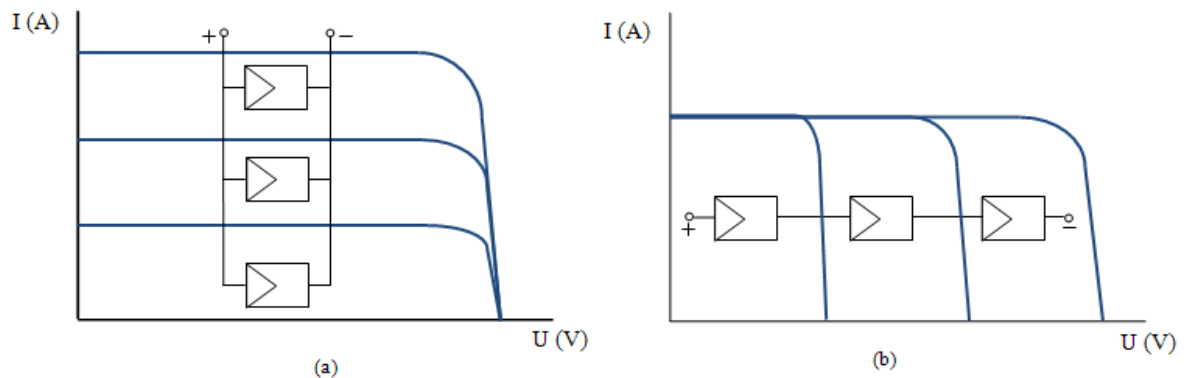


Figura 3.16 – a) Ligação em paralelo de três módulos b) Ligação em série de três módulos

(fonte: Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação, projecto greenpro, 2002-2004)

Além das perdas por desadaptação (*mismatch*), pode ocorrer um fenómeno designado por *hot spot* (ponto quente) – figura 3.17, que faz com que o gerador FV possa não atingir o rendimento esperado. Isto pode acontecer quando flui uma corrente inversa relativamente elevada no máximo igual à corrente de curto-circuito através da célula solar. A célula ou grupo de células prejudicadas são forçadas a uma polarização inversa, dissipando energia que pode causar sobreaquecimento, danificando o seu encapsulamento e deteriorando o desempenho de todo o módulo FV.

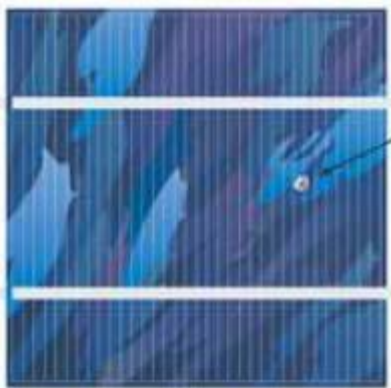


Figura 3.17 – Célula solar com ponto quente (*hot spot*) (fonte: FER, ALTENER, 2004)

Várias causas podem produzir essa reduzida corrente de curto-circuito, como a degradação de células e iluminação não uniforme de módulo, sendo esta última particularmente importante na integração dos módulos em edifícios, pois estes estão sujeitos a sombreamentos diversos do seu envolvente (árvores, edifícios, ...).

Na figura 3.18 encontra-se ilustrado a formação de pontos quentes “*hot spot*” numa célula sombreada, convertendo-a num díodo sob polarização inversa e eliminando conseqüentemente a corrente produzida pelo conjunto inteiro de células em série.

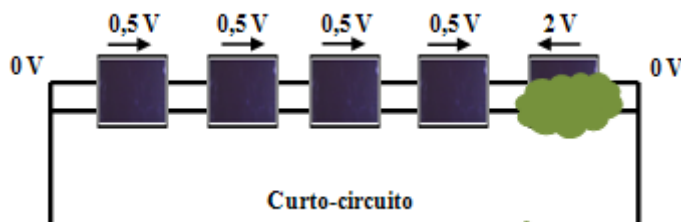


Figura 3.18 – Módulo fotovoltaico sombreado

(fonte: Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação, projecto greenpro, 2002-2004)

Se algo tapar o módulo FV, de tal modo que uma célula fique totalmente ou parcialmente obscurecida, esta célula passará a estar inversamente polarizada, actuando como uma carga eléctrica e convertendo a energia eléctrica em calor. Se a corrente que a atravessa for suficientemente elevada, poderá resultar o ponto quente já mencionado.

Para prevenir a ocorrência de pontos quentes, a corrente deve ser desviada da célula solar através de uma derivação da corrente – figura 3.19.



Figura 3.19 a) – Modelo da caixa de junção com díodo de derivação b) Caixa de um módulo
(fonte: FER, ALTENER, 2004)

Esta derivação da corrente é conseguida através de um díodo de derivação ou *bypass*, ligado em anti-paralelo com as células solares. Este díodo impede o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células solares.

3.5 Baterias

As baterias são muito importantes nos sistemas FV, usadas principalmente em sistemas isolados, sem ligação à rede eléctrica. Estes componentes, armazenam o excedente de energia produzida pelos painéis e asseguram o abastecimento nos períodos em que o recurso à radiação é insuficiente, ou não está disponível, quer seja ao longo do dia, da noite, nos dias sucessivos sem sol, ...

Segundo (Abella, 2005) nos sistemas FV, as baterias ou acumuladores FV utilizam-se principalmente como sistema de armazenamento energético, devido ao deslocamento temporal que pode existir entre os períodos de geração (durante o dia) e os períodos de consumo (por ex: durante a noite), permitindo a operação de cargas ou consumos quando o gerador FV por si mesmo não pode gerar a potência suficiente para abastecê-los.

As baterias devem possuir, tempos de vida útil longos em condições de carga e descarga diárias, também denominadas baterias de alta carga. Deve-se também ter em conta a sua eficiência de carga que deve ser elevada, ainda que seja utilizada em baixas correntes de carga e com uma baixa razão de carga/descarga. A sua manutenção deve ser reduzida, ausência de componentes metálicos no exterior para além dos terminais, segurança contra curto-circuitos externos, excelente comportamento eléctrico, elevada fiabilidade e longa duração.

A capacidade de um grupo de baterias ligadas em série é igual à capacidade de cada um dos elementos que os compõem. $V = \sum V_i$

Se as baterias são ligadas em paralelo, soma-se a capacidade dos seus elementos.

$$A = \sum A_i$$

A capacidade de uma bateria é o produto da corrente de descarga vezes o tempo de descarga e depende da corrente utilizada, da tensão final de descarga permitida e da temperatura. Isto indica a autonomia da bateria.

$$C = I \times t \quad (3.12)$$

Em que:

C – capacidade

I – corrente de descarga

t – tempo de descarga

Num sistema FV, a capacidade necessária de baterias calcula-se em função dos consumos e dos dias de autonomia do sistema, sendo que a dimensão da bateria deve estar relacionada com a escolha do gerador (Abella, 2005).

De facto, é importante dimensionar correctamente, pois um excesso de capacidade de armazenamento, com a capacidade de geração do gerador FV, não permite à bateria obter carga máxima. O mesmo acontece, em sentido inverso, se com baixa capacidade de bateria, com pouca autonomia e com o risco de ficar sem fornecimento de energia no caso de ausência de radiação solar

3.5.1 Constituição e princípio de funcionamento

Existem baterias do tipo primário que são as vulgares pilhas e do tipo secundário que são as baterias de acumuladores de energia.

Um acumulador é constituído por um vaso com dois eléctrodos interligados por um electrólito. Um electrólito, é uma substância que, quando dissolvida em água, produz uma solução capaz de conduzir a electricidade.

Os eléctrodos podem ser de diversos materiais metálicos tais como: cobre, zinco, prata, chumbo, ...

Na figura 3.20 apresenta-se um esquema básico dum acumulador de energia eléctrica.

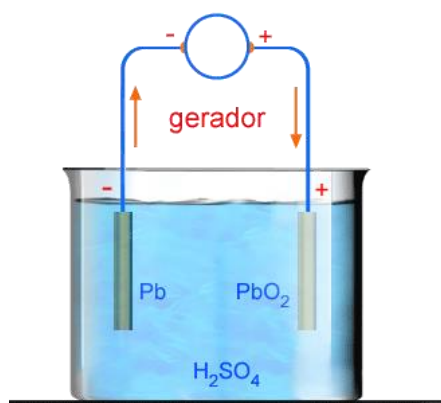


Figura 3.20 – Esquema básico de um acumulador de energia eléctrica

(fonte: http://cepa.if.usp.br/e-fisica/imagens/eletricidade_magnetismo/basico/cap11/fig221.gif)

No circuito externo à bateria, a corrente eléctrica é proveniente da circulação dos electrões. No seu interior, a corrente é resultante da circulação dos iões de um eléctrodo para o outro. A descarga da bateria acontece quando a reacção química abrandar, até que a bateria não consiga fornecer corrente eléctrica aos eléctrodos.

3.5.2 Tipos de baterias de acumuladores

Existem diferentes tipos de baterias utilizadas para diferentes situações (telemóveis, barcos, veículos eléctricos, sistemas FV, ...).

A escolha adequada duma bateria, bem como a sua capacidade devem ser factores a ter em conta para um sistema solar FV isolado da rede eléctrica.

Em geral, as baterias classificam-se em primárias (quando não se podem recarregar e não são utilizadas em sistemas FV) e em secundárias (que se podem recarregar e são utilizadas em sistemas FV).

O ciclo de carga/descarga das baterias repete-se diariamente, sendo que, deve-se ter atenção ao valor da percentagem de descarga em relação ao seu dimensionamento, visto que irá determinar o seu tempo de vida útil. Ao longo do processo carga/descarga, a capacidade da bateria vai diminuindo, pelo que a perda de capacidade será maior quanto maior for a profundidade de descarga. Assim, para aumentar a duração das baterias, é necessário garantir um ciclo de carga/descarga adequado, seguindo as recomendações do fabricante. O nível de carga de uma bateria, nunca deve ser inferior

ao valor máximo permitido para a sua profundidade de carga. Assim, a escolha da bateria a ser utilizada em sistemas fotovoltaicos isolados da rede eléctrica deve obedecer à avaliação/análise das suas características, sendo que outros factores como custo, desempenho, capacidade, requisitos de manutenção, tamanho e espaço necessário à sua instalação, eficiência e razão de auto descarga devem também ser tidos em conta (Rosemback).

O tipo de baterias mais utilizadas em aplicações FV são as de chumbo-ácido e as de níquel-cádmio.

3.5.3 Características de baterias dos acumuladores

Características a ser consideradas:

- Capacidade
- Tempo de descarga
- Energia específica
- Densidade energética
- Densidade de potência
- Ciclos de vida
- Auto-descarga
- Profundidade de descarga (*DOD – Deep of Discharge*)
- Tensão
- Eficiência (ou rendimento energético)

Destaca-se a capacidade C , que é a quantidade de electricidade que a bateria pode fornecer até ficar totalmente descarregada, em determinadas condições de descarga. A capacidade nominal é dada pela expressão 3.13:

$$C = I_n \cdot t_n \text{ (Ah)} \quad (3.13)$$

Em que:

I_n - descarga constante (A)

t_n - tempo de descarga (h)

O ciclo de vida, é o número de vezes que a bateria pode estar descarregada e carregada durante a sua vida útil.

A auto-descarga corresponde à percentagem de descarga da bateria mesmo quando não utilizada.

A profundidade de descarga é o valor máximo aconselhado para a descarga da bateria. A profundidade das baterias influencia fortemente a vida útil das mesmas relativamente ao número de ciclos carga/descarga.

A tensão (U) varia consoante o tipo de baterias e as de chumbo-ácido apresentam 2 V, 6 V e 12 V por célula.

3.5.4 Efeitos de envelhecimento

Os acumuladores de ácido-chumbo apresentam um curto período de vida útil. Para 100 a 800 ciclos completos o seu funcionamento é entre 3 a 8 anos. Em relação às baterias estacionárias elas têm um tempo de vida compreendido entre 10 a 15 anos.

Esta prestação deve-se aos vários processos reversíveis ou irreversíveis de envelhecimento, sendo que alguns se influenciam e se intensificam reciprocamente:

- Estratificação do ácido (reversível);
- Sulfatação (irreversível);
- Corrosão (irreversível);
- Secagem (irreversível);
- Sedimentação (irreversível).

3.5.5 Critérios de selecção

Na selecção de baterias de acumuladores deve-se considerar:

- Relação desempenho/preço aceitável;
- Tempo de vida útil longo;
- Factores de manutenção baixos;
- Reduzida auto-descarga e elevada eficiência energética;
- Possibilidade de carga para pequenas intensidades de corrente;
- Densidade de potência (volume e peso) e capacidade de armazenamento elevadas;
- Resistência mecânica à vibração (transporte);
- Protecção contra a ocorrência de acidentes no meio ambiente e para a saúde;
- Reciclável.

Dado que ainda não é possível dispor de nenhum acumulador que reúna todas estas características, deve-se definir as mais importantes, de modo a tirar o maior proveito na sua utilização.

Em sistemas com uma utilização não muito frequente (casa de férias, de fim-semana, ...), uma simples bateria solar de eléctrodo líquido deve ser suficiente de modo a satisfazer as necessidades de armazenamento do sistema fotovoltaico.

Em sistemas que são frequentemente utilizados diariamente, o período de vida útil das baterias solares normais e de gel não é normalmente suficiente. Daqui resulta que necessitam de ser substituídas de forma regular. Assim, as baterias aconselhadas são as do tipo estacionárias de bloco (do tipo OPzS ou OPzV).

3.6 Reguladores de carga

Num sistema FV em que seja necessário utilizar baterias como acumuladores de energia, utilizam-se também os reguladores de carga. Estes dispositivos controlam a carga da bateria pela análise da tensão da mesma interrompendo o fornecimento às cargas externas quando é atingida a profundidade de descarga máxima da bateria. Também interrompem o fornecimento da carga à bateria quando esta atingir a carga máxima.

A estratégia de controlo do regulador de carga determina o processo de carga de uma bateria e é responsável pela capacidade do sistema de satisfazer os consumos e pelo ciclo de vida útil da bateria.

As principais funções de um regulador consistem em:

- Assegurar a carga do acumulador;
- Prevenir de descargas indesejáveis;
- Proteger contra sobrecarga;
- Proteger contra profundas descargas;
- Informar acerca do estado de carga.

- **Tensão de regulação**

A nível de tensão, existem 4 parâmetros necessários para o regulador, que são:

- Tensão de corte de sobrecarga (V_{sc}): é a tensão máxima que o regulador permite que a bateria atinja. Sempre que o regulador detecta que a tensão nos bornes da bateria alcança este valor, interrompe a ligação entre o gerador FV e a

bateria ou interrompe gradualmente a corrente média que o gerador FV entrega à bateria.

- Tensão de recarregamento de carga (V_{rc}): é o valor de tensão ao qual o regulador volta a ligar o gerador FV à bateria.
- Tensão de corte de descarga (V_{sd}): é o valor de tensão da bateria abaixo do qual se interrompe o abastecimento de electricidade às cargas de consumo.
- Tensão de recarregamento de descarga (V_{rd}): é o valor de tensão ao qual se estabelece de novo o consumo à bateria.

As tensões geralmente mais comuns são de 12 V, 24 V ou 48 V.

Existem três tipos de reguladores, sendo que a diferença entre eles reside na forma como interrompem a circulação da corrente.

3.6.1 Regulador série

Tipo de regulador em que os interruptores electrónicos de controlo ficam em série com o gerador FV. Controlam a carga da bateria pela análise da tensão da mesma e interrompem o fornecimento às cargas externas quando é atingido o limiar de profundidade de descarga máxima da bateria.

Na figura 3.21 encontra-se representado um esquema interno de um regulador série.

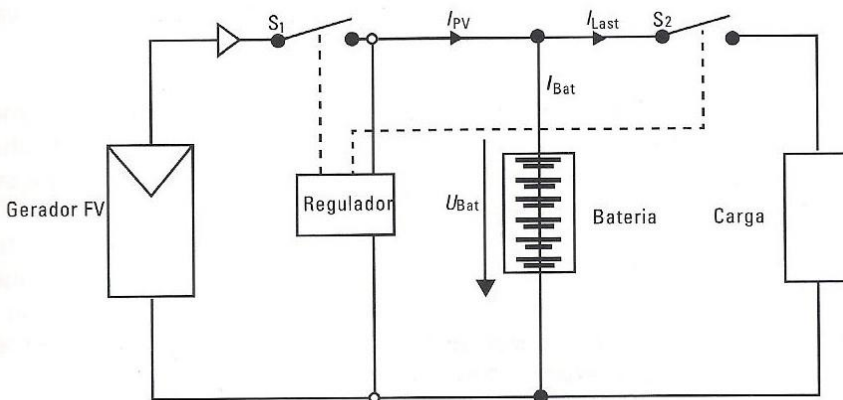


Figura 3.21 – Esquema regulador série

(fonte: Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação, projecto greenpro, 2002-2004)

A partir da figura 3.21, quando é atingida a tensão máxima de carga, este regulador interrompe a entrega de potência do módulo, através de um relé ou um

semicondutor, voltando a fechar o circuito após uma determinada redução de tensão. Estas constantes comutações “*on-off*” criam oscilações da tensão perto da tensão máxima de carga, assim como perdas frequentes de energia. De modo a ultrapassar esta dificuldade, foram desenvolvidos reguladores de carga de regulação constante.

A vantagem principal deste sistema é a de que o regulador não dissipa energia e portanto, a única potência que se consome é a de comando e controlo.

3.6.2 Regulador paralelo ou *shunt*

Neste tipo de regulador, um dos interruptores electrónicos de controlo, fica em paralelo com o gerador FV, deste modo, diminui a potência do módulo FV provocando um curto-circuito no mesmo.

Na figura 3.22 encontra-se representado um esquema regulador paralelo ou *shunt*.

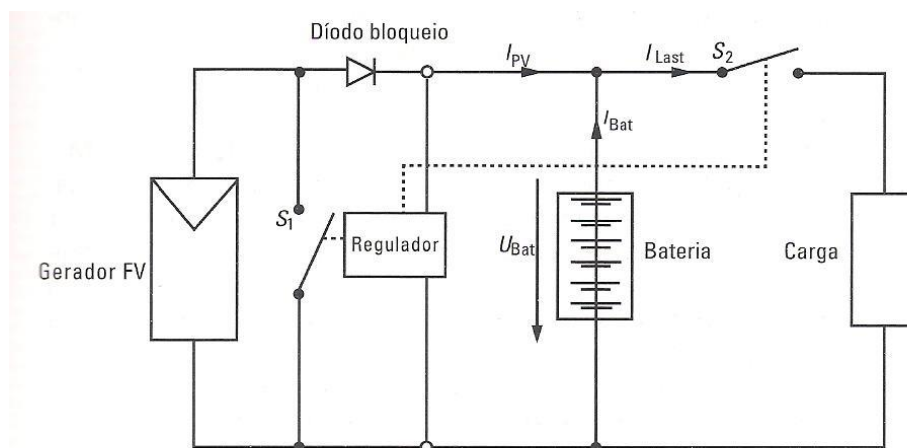


Figura 3.22 – Esquema regulador paralelo ou *shunt*

(fonte: Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação, projecto greenpro, 2002-2004)

A partir da figura 3.22, este tipo de reguladores permitem reduzir continuamente a potência do módulo, a partir do momento em que é atingida a tensão máxima de carga da bateria. A energia não aproveitada é dissipada sob a forma de calor, o que permite que os módulos podem tomar a corrente de curto-circuito, provocando um ligeiro aquecimento mas sem causar nenhum dano. Permitem o curto-circuito do gerador FV à noite, evitando correntes inversas no mesmo. Este método apresenta-se vantajoso para a bateria, pois a sua carga é realizada de um modo seguro e eficiente.

3.6.3 Regulador ponto de máxima potência

Os reguladores descritos anteriormente apresentam um problema: se a tensão do gerador diminuir, por exemplo, devido à diminuição da radiação solar no gerador FV, os reguladores poderão não permitir o aproveitamento da energia em produção no gerador FV, porquanto a queda da tensão e a deslocação do ponto óptimo de funcionamento à máxima potência (ponto MPPT) ficam fora do alcance do regulador.

Na figura 3.23 encontra-se representado um esquema regulador MPPT.

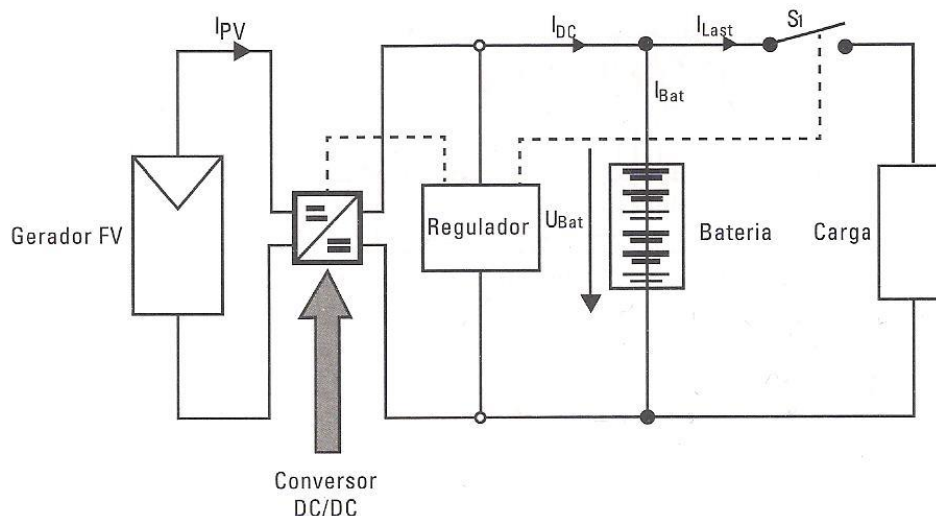


Figura 3.23 – Esquema regulador ponto de máxima potência

(fonte: Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação, projecto greenpro, 2002-2004)

Para continuar a aproveitar essa energia, é necessário um controlador que situe o funcionamento do sistema no ponto de máxima potência (MPPT), mantendo a tensão com valor superior ao da bateria para que esta carregue.

Em associação ao regulador deve estar um conversor CC/CA, que ajuste o valor da tensão e a pesquisa para o ponto MPPT. O termo CC significa corrente contínua e o termo CA significa corrente alternada, sendo que daqui em diante serão os termos usados.

Para sistemas superiores a 500 W, utilizando reguladores MPPT consegue-se obter rendimentos entre 90 a 96% enquanto com reguladores em série e paralelo o seu aproveitamento situa-se entre 60 a 90%.

3.7 Inversores corrente contínua / corrente alternada

Inversores são componentes de electrónica de potência que permitem converter a corrente contínua (CC), gerada pelo gerador FV em corrente alternada (CA).

A figura 3.24 representa um inversor CC/CA inserido num sistema FV.

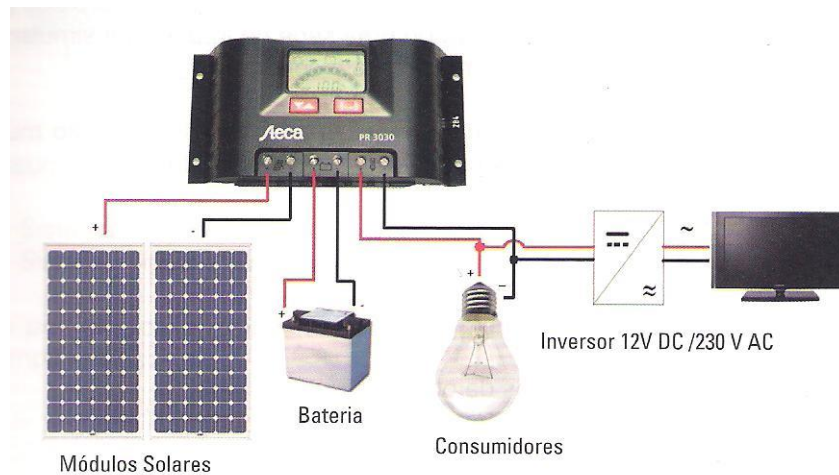


Figura 3.24 – Inversor corrente contínua / corrente alternada inserido num sistema fotovoltaico (fonte: KleanEnergie4Life, Lda)

Em geral, as habitações em Portugal possuem equipamentos em que a tensão de funcionamento é de 230/400 V CA 50 Hz, que é a tensão de rede eléctrica nacional em baixa tensão.

Existem dois grupos principais de inversores: sistema FV autónomo e sistema com ligação à rede eléctrica.

Num sistema FV autónomo, para poder utilizar cargas em corrente alternada, é necessário um dispositivo, o inversor, de modo, a converter a corrente contínua em corrente alternada, como por exemplo, os aparelhos domésticos como o televisor, o frigorífico, ...

Num sistema FV com ligação à rede eléctrica, a potência em corrente contínua (CC), gerada pelo equipamento FV, deve converter-se em corrente alternada (CA), de modo a poder ser injectada na rede eléctrica. Este requisito, é imprescindível para a utilização de um inversor que converta corrente contínua em corrente alternada, de modo a conseguir um fluxo de energia.

As principais funções destes dois tipos de inversores são descritas na tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Principais características de inversores utilizados (fonte in: GSES, 2008)

Tipo de inversores	Características
Sistemas autónomos	<ul style="list-style-type: none">- Obter corrente alternada com uma tensão e frequência estáveis;- Ter um bom rendimento de conversão, mesmo quando a bateria não está completamente carregada;- Adaptar condições face a flutuações na tensão da bateria;- Proteger a bateria contra grandes descargas;- Ter protecção contra curto-circuito;- Ter uma boa compatibilidade electromagnética;- Ter protecção contra sobre-tensão.
Sistemas com ligação à rede eléctrica	<ul style="list-style-type: none">- Converter corrente contínua em corrente alternada, satisfazendo os requisitos da rede (ajustar a frequência alternada à existente na rede);- Ajustar o seu ponto de operação MPPT;- Registrar dados;- Proteger os equipamentos ligados ao sistema (desligar automaticamente quando a corrente fornecida é inferior à necessidade dos equipamentos ligados).

4 - REGA

4.1 Métodos de rega

A adopção de um método de rega depende de vários factores, nomeadamente: declive do terreno, culturas, quantidade e qualidade de água disponível, características do solo, ...

Para que ele seja de facto eficiente, é necessário que proporcione uma uniformidade de aplicação de água, contudo, não deve provocar nem demasiadas perdas de água, nem outros estragos, de modo a que a produção de culturas regadas seja máxima em termos económicos. Isto é, o sistema de aplicação de água a escolher deve ser conservativo em termos de água e solo.

(Raposo, 1996), refere que uma boa parte dos actuais sistemas de rega, eram já utilizados pelo Homem há muitos séculos, nomeadamente, o processo de canteiros pelos Egípcios e Chineses, a rega subterrânea pelos Astecas e Birmaneses, as regadeiras de nível pelos Celtas e Lusitanos e, possivelmente, a rega por aspersão pelos Babilónios.

Contudo, há quem considere métodos de rega como sinónimos de sistemas de rega. Segundo (Ruas et al., 2005) afirma que o método está relacionado com o fenómeno físico predominante, enquanto que os sistemas têm mais a ver com o material, tipo de instalação e funcionamento.

(Mayer, 1945), agrupa-os em quatro métodos principais: escoamento, submersão, infiltração e aspersão.

Existem diversas classificações de métodos de rega, contudo devem ser utilizados os que vão de encontro às circunstâncias em causa, ou seja, natureza de culturas a beneficiar, topografia e características do terreno a regar, mão-de-obra de que se dispõe para realização de regas.

A tabela 4.1 mostra a classificação portuguesa – métodos de rega.

Tabela 4.1 - Classificação portuguesa – métodos de rega (fonte: Raposo, 1996)

MÉTODOS	PROCESSOS		
Escorrimento	Regadeiras de nível		Rega por gravidade
	Regadeiras inclinadas		
	Planos inclinados		
	Cavaletes		
	Faixas		
Submersão	Canteiros		Rega à pressão
	Caldeiras		
Infiltração	Sulcos		
	Rega subterrânea		
	Rega localizada	Gota-a-gota	
		Miniaspersão	
Rega por aspersão			

A rega por gravidade é aquela em que a água é distribuída ao terreno sem ser sob pressão utilizando apenas o desnível existente, mesmo que a montagem da superfície regada tenha necessidade de elevação de água.

A rega à pressão ou sob pressão é aquela em que a água é fornecida ao solo sob pressão através de uma adequada rede de tubagens e outros dispositivos apropriados para esse efeito.

Relativamente a métodos de rega consideram-se quatro: escorrimento, submersão, infiltração e rega por aspersão.

No método por escorrimento a água escorre no terreno sob a forma de lençol com espessura mais ou menos regular, infiltrando-se no solo enquanto dura esse escorrimento. Este método tem cinco processos (regadeiras de nível, regadeiras inclinadas, planos inclinados, cavaletes e faixas).

No método por submersão a água mantém-se parada, ou desloca-se muito lentamente, enquanto se verifica a sua infiltração no solo. Este método tem dois processos (o dos canteiros e o das caldeiras).

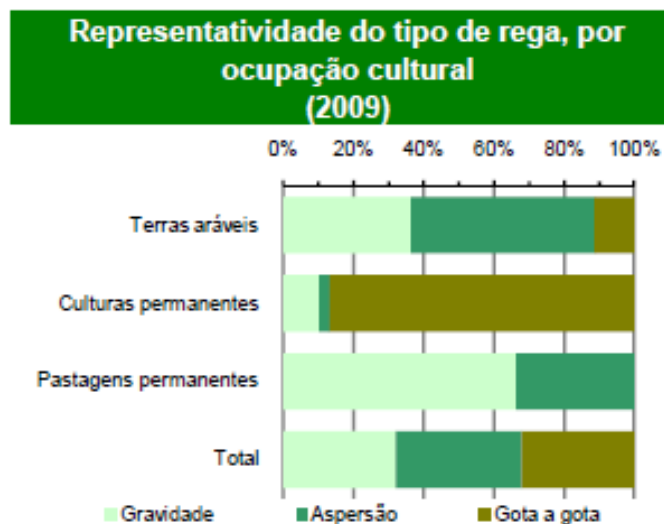
No método por infiltração a água chega ao contacto das raízes depois de atravessar o terreno, deslocando sobretudo lateralmente. Este método tem três processos (os sulcos, rega subterrânea e rega localizada – gota-a-gota e miniaspersão).

No método por aspersão, a água é distribuída ao terreno sob a forma de chuva, por meio de aparelhos apropriados, denominados aspersores.

A tabela 4.2 mostra a representatividade dos métodos de gravidade, aspersão e gota a gota utilizados em Portugal

Tabela 4.2 – Representatividade do tipo de rega por ocupação cultural, 2009

(fonte: Recenseamento Agrícola, 2009)



Assim, com base na tabela, nas terras aráveis predomina a rega por aspersão, seguida da gravidade e gota a gota.

Nas culturas permanentes predomina a gota a gota, seguida da gravidade e aspersão.

Nas pastagens permanentes predomina a gravidade seguida da aspersão.

No caso do estudo prático foi aplicado a rega localizada por gota a gota. É um método por infiltração onde a água chega ao contacto das raízes depois de atravessar o terreno, deslocando-se sobretudo lateralmente.

Um sistema de rega localizada tem na sua constituição um conjunto de equipamentos e acessórios permitindo que seja feita a distribuição equitativa de água e adubos a ela incorporados.

Funciona a baixas pressões e a água é aplicada sob o solo de uma forma lenta.

É constituída por:

- Fonte de água sob-pressão;
- Cabeçal de rega;
- Rede de distribuição;

- Emissores;
- Acessórios de ligação;
- Equipamentos de controle e regulação;
- Elementos de segurança;
- Acessórios diversos;
- Equipamentos para estimar as necessidades de rega;
- Automatismos.

A rega gota a gota apresenta as seguintes **vantagens**:

- Economização de água devido ao uso mais eficiente da água da rega;
- Redução das necessidades em água por unidade de área cultivada;
- Possibilidade de aumentar a produção e respectiva qualidade;
- Redução dos perigos provocados pela salinidade da água;
- Melhoramento das condições de aplicação de fertilizantes e de tratamentos fitossanitários;
- Controlo dos infestantes;
- Não favorecimento de doenças (plantas);
- Manutenção da tensão de água dos solos;
- Controlo na aplicação da rega;
- Humidificação do solo;
- Eficiência na fertirrega e pestirrega;
- Custo de manutenção mais barato;
- Uso menor de energia no bombeamento.

E as seguintes **desvantagens**:

- Acumulação de sais junto da planta;
- Probabilidade de entupimentos;
- Problemas na filtração de água;
- Restrição do desenvolvimento curricular;
- Manutenção e conservação elevadas;
- Elevados custos de investimento.

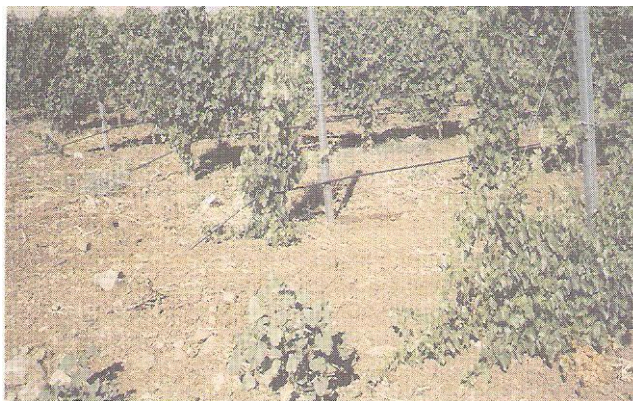


Figura 4.1 – Rega gota a gota (fonte: Ruas et al, 2005)

4.2 Caracterização dos pomares de citrinos no Algarve

Segundo (Duarte, 2001) os citrinos são das culturas frutícolas mais importantes a nível mundial, destacando-se o Brasil, EUA, China e Espanha, como os maiores produtores. A laranjeira doce é a espécie mais cultivada e estudada.

Os citrinos são cultivados na maior parte das regiões tropicais e subtropicais de ambos os hemisférios. Actualmente, são os frutos de maior produção do planeta. Contribui para esta grande disseminação a sua versatilidade de adaptação às condições climáticas (Saunt, 1991; Agustí, 2000; Loussert, 2000), podendo o seu cultivo ser observado desde solos pedregosos, muito pobres, até solos argilosos e pesados, verificando-se uma diminuição das capacidades produtivas (Agustí, 2000).

Portugal, teve um papel primordial na expansão da citricultura (Duarte, 2004) e a região do Algarve para além de oferecer sol e mar, também possui agricultura. Em termos climáticos, o Algarve apresenta boas condições para o desenvolvimento da mesma, sendo caracterizada por uma região que produz citrinos de qualidade diferenciada e reconhecida através essencialmente do seu excelente sabor.

O incremento de pomares de citrinos no Algarve, actualmente considerada cultura por excelência da zona, teve o seu início nos anos 60, vindo substituir os pomares de frutos secos, devido não só à pouca valorização comercial dos frutos originados destas, como ao aproveitamento da área de regadio, criada pelas águas das barragens de Silves, de furos e de pequenas barragens (DRAAlg, 1981).

A importância da citricultura algarvia no panorama agrícola nacional e regional, tem vindo a ser cada vez mais marcada. A instalação do Centro Tecnológico de Citricultura no Algarve e o fortalecimento das Organizações dos Produtores na região

poderão ser considerados potenciadores de um protagonismo crescente do sector citrícola algarvio (Caldeira, 2005).

Os citrinos do Algarve têm a “Indicação Geográfica Protegida” e têm a designação de “Citrinos do Algarve”, obedecendo a parâmetros de qualidade descritos em Caderno de Especificações (Anónimo, sem data).

De facto, o Algarve é a principal região produtora de citrinos do país, contudo, segundo (Recenseamento Agrícola 2009) a zona do Algarve sofreu uma redução no número de explorações agrícolas.

Na figura 4.2 encontram-se representados os tipos de explorações no Algarve.



Figura 4.2 – Tipos de explorações utilizadas no Algarve (fonte: Recenseamento Agrícola, 2009)

A figura mostra que a maior parte das explorações no Algarve são especializadas em culturas permanentes, predominando a especialização em citrinos (Barlavento, Centro do Algarve e Sotavento) e frutos de casca rija (Centro do Algarve e Sotavento)

4.3 Sistemas de bombagem solar

Uma das várias aplicações da energia solar FV é a bombagem de água. A sua área potencial de aplicação é em zonas rurais isoladas, de alta radiação, onde os sistemas de bombagem alimentados a partir da energia solar podem competir economicamente com outras fontes de energia convencionais.

Um sistema de bombagem alimentado pela energia solar FV, transforma a energia eléctrica que abastece o gerador FV em energia hidráulica, conseguindo elevar

de um certo volume de água até uma determinada altura. Durante o processo de transformação estão associadas algumas perdas de energia.

Com o avançar da tecnologia, espera-se que elas diminuam, aumentando o rendimento dos geradores FV e utilizando bombas e motores cada vez mais eficientes e económicos, tornando deste modo, o processo de escolha de um sistema FV mais apelativo, pois como sabemos este tipo de sistemas estão dependentes de factores geográficos e económicos, sendo que a relação custo/benefício tem de estar sempre presente.

Assim, a bombagem de água recorrendo a diferentes tecnologias, nomeadamente, à energia solar FV revela-se de particular interesse em sistemas isolados. Esta tecnologia tem demonstrado ao longo dos anos ser uma alternativa ao fornecimento de água potável para comunidades rurais, nomeadamente em aplicações agrícolas na irrigação e pecuária e em abastecimento de água para rega.

São relativamente pequenos e extremamente fiáveis, a sua forma de trabalho consistente em bombear pouco caudal durante muito tempo, adaptando-se às características dos poços nestas regiões. Apresentam ainda a vantagem económica em numerosas aplicações de não dependerem de combustível para o seu funcionamento.

No caso de bombagem de água, onde é necessário armazenar-se água e não são necessárias baterias, os custos diminuem tornando-se mais competitivos no futuro (Reich, 1985).

Neste tipo de sistemas de bombagem solar, (Abella, 2005) refere que o período de amortização possa ser inferior a três anos para um sistema de bombagem solar de 1 kWp numa exploração para irrigação de 2 ou 3 ha. Os caudais, para sistemas de bombagem solar, situam-se na faixa de 20 a 50 m³/dia e alturas entre 20 e 70 m respectivamente, aumentando progressivamente para a instalação de sistemas de mais de 10 kWp.

Contudo, é possível adoptar outras soluções tecnológicas para um determinado volume de água a uma determinada altura em função da potência. Na maior parte das soluções a mais eficiente e económica é usar um sistema de bombagem em que se liga a um gerador FV a um conjunto motor/bomba utilizando um condicionamento entre ambos. Não se recomenda a utilização de baterias de acumulação sendo preferível a acumulação em forma de energia em forma de energia potencial.

A tabela 4.3 mostra a comparação entre diferentes opções de bombagem utilizadas - vantagens versus desvantagens e principal aplicação.

Tabela 4.3 – Comparação entre diferentes opções de bombagem utilizadas
(fonte: adaptado a partir de Abella, 2005)

Tipo de sistema	Comparação entre opções de sistemas de bombagem		Principal aplicação
	Vantagens	Desvantagens	
Manual	Baixo custo Tecnologia simples Fácil manutenção Limpeza Não necessita de alimentação	Manutenção regular Baixo caudal Consome tempo e energia que pode ser utilizado em maior produtividade em outras actividades	Consumo residencial
Solar	Baixa manutenção Baixos custos recorrentes Limpeza e não agressão ambiental Fácil instalação Tempo de vida elevado Sistemas modulares que podem ser acoplados às necessidades Não necessita de combustível Perfeita adequação das épocas de maior recurso energético e maior oferta de água	Alto custo inicial Produção de água dependente da radiação solar Não familiaridade da maioria dos usuários com o sistema	Principalmente utilizada em aplicações intermediárias: - Pequenas cidades (100 – 1000 habitantes) - Necessidades agrícolas moderadas
Diesel	Custo inicial baixo Larga experiência de utilização Inversão de capital moderada Portátil Muito experimentado Fácil instalação	Manutenção frequentemente inadequada o que reduz o seu tempo de vida Combustível caro e fornecimento intermitente Problemas de ruído, sujidade, humidade e fumo Na maioria das vezes são subaproveitadas – baixo rendimento	Irrigação de grandes áreas

- **Constituição de um sistema de bombagem fotovoltaico**

Um sistema de bombagem FV é constituído por:

- Gerador FV;
- Sistema motor bomba;
- Sistema de acondicionamento de potência acoplado entre o gerador FV e o motor (opcional);
- Sistema de acumulação;
- Depósito;
- Tubos;
- Poço.

Na figura 4.3 encontra-se representado um esquema típico dum sistema de bombagem FV com motor bomba submersível.

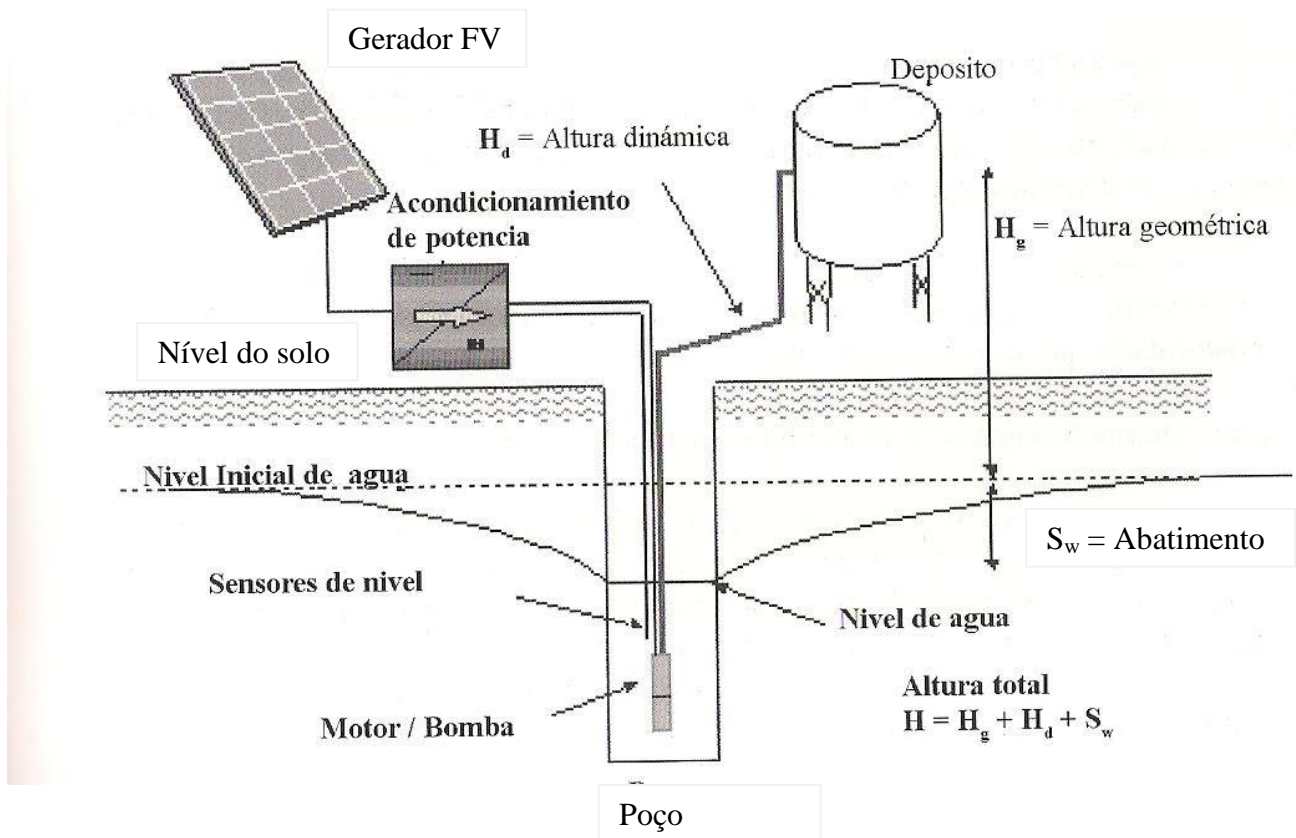


Figura 4.3 – Esquema típico de um sistema de bombagem fotovoltaico com motor bomba submersível
 (fonte: Abella, 2005)

O sistema de bombagem FV é constituído por um gerador FV composto por um conjunto de módulos ligados em série ou paralelo de modo a alcançar a potência dentro das margens de tensão e corrente exigida.

O gerador FV encontra-se conectado ao motor bomba submersível que se encontra dentro dum poço e deste sai um tubo que o liga ao depósito que se encontra a uma determinada altura do solo. As bombas podem ser centrífugas ou de deslocamento positivo.

Entre o gerador FV e o motor/bomba existe um acondicionamento de potência (opcional). É constituído por inversores CC/CA, conversores CC/CA ou controladores de motor que adaptam as características da energia produzida pelo gerador FV (CC a tensão e corrente variáveis) às requeridas pelo motor.

Os inversores CC/CA são necessários quando se recorre ao uso de motores CA. Geralmente são incorporados seguimento MPPT no gerador e variam a frequência de operação do motor com o objectivo de funcionar em níveis de potência inferiores à

potência nominal de modo a diminuir o arranque e maximizar o número de horas ao longo do dia.

Os conversores CC/CC utilizam-se como dispositivo de acoplamento entre o gerador FV e o motor CC. Apesar de poderem dispor de MPPT, operam a tensões constantes com o gerador FV. Recomenda-se a sua utilização pois o rendimento diário do sistema aumenta.

Quando se recorre ao uso de motores CC sem escovas, utiliza-se um controlador do motor incorporando um sistema de MPPT do gerador FV.

O sistema de acumulação é um depósito com um volume adequado de modo a proporcionar a autonomia necessária (dois ou três dias para água potável e até dez dias para sistemas de irrigação).

A fonte de água para bombagem pode ser de rios, lagos ou poços. Em geral, utiliza-se a partir de poços que podem ser abertos ou de furos. Neste caso, é necessário instalar uma bomba submersível juntamente com as sondas de nível e outros dispositivos de controlo para evitar a operação em vazio, evitando que a bomba seja danificada.

A bomba é uma máquina capaz de transformar energia mecânica em energia hidráulica, sendo que as bombas podem ser centrífugas ou de deslocamento positivo.

De modo a obter um bom desempenho do sistema, é preciso seleccionar:

- Volume de água requerido;
- Pressão;
- Caudal máximo desejado;
- Caudal máximo que permite extrair a fonte de água;
- Distância que se deve elevar água até à bomba;
- Carga total com que deve operar a bomba.

Apesar de existirem bombas de deslocamento positivo (ou volumétricas) e bombas centrífugas, o mais difícil é o seu processo de selecção

As bombas podem ser centrífugas ou de deslocamento positivo. Estas apresentam melhores rendimentos, devido ao elevado par de arranque pelo que necessitam de dispositivos de acondicionamento de potência sendo accionadas por motores CC.

Os motores podem ser CC, CA ou CC sem escovas. Se o motor e a bomba formarem uma única unidade compacta designa-se por motor/bomba ou bomba.

Geralmente, a maior parte de instalações de bombagem solar recorrem ao uso de motor/bombas submersíveis, existindo também flutuantes ou de superfície.

O sistema de acondicionamento de potência ou controlador de bombagem é constituído por inversores CC/CA, conversores CC/CC ou controladores de motor que adaptam as características da energia produzida pelo gerador FV (CC a tensão e corrente variáveis) às requeridas pelo motor.

Os inversores CC/CA são necessários quando se recorre ao uso de motores CA. Geralmente são incorporados seguimento MPPT no gerador e variam a frequência de operação do motor com o objectivo de funcionar em níveis de potência inferiores à potência nominal de modo a diminuir o arranque e maximizar o número de horas ao longo do dia.

Os conversores CC/CC utilizam-se como dispositivo de acoplamento entre o gerador FV e o motor CC. Apesar de poderem dispor de MPPT, operam a tensões constantes com o gerador FV. Recomenda-se a sua utilização pois o rendimento diário do sistema aumenta.

Quando se recorre ao uso de motores CC sem escovas, utiliza-se um controlador do motor incorporando um sistema de MPPT do gerador FV.

O sistema de acumulação é um depósito com um volume adequado de modo a proporcionar a autonomia necessária (dois ou três dias para água potável e até dez dias para sistemas de irrigação).

A fonte de água para bombagem, pode ser de rios, lagos ou poços. Em geral, utiliza-se a partir de poços que podem ser abertos ou então de furos. Neste caso, é necessário instalar uma bomba submersível juntamente com as sondas de nível e outros dispositivos de controlo para evitar a operação em vazio. Assim, evita-se que a bomba seja danificada.

Na tabela 4.4 encontram-se descritas as características de sistemas de bombagem mais frequentes.

Tabela 4.4 – Características dos sistemas de bombagem mais frequentes (fonte: Villas, 1999)

Constituição	Sistemas corrente contínua	Sistemas corrente alternada
	Gerador, Bomba e conversor CC/CC	Gerador, Inversor e Bomba
Gerador (Wp)	160 a 600	600 a 2000
Voltagem DC (V)	≤ 60	≥ 120
Motor bomba	Flutuante	Submersível
Classificação (m ³ /dia)	100 a 200	500 a 1500
Fiabilidade	Média	Muito elevada
Período de manutenção	6 a 12 meses	5 a 7 anos
Fonte de água	Rios e poços	Furos

4.4 Bombas

O sistema bomba é formado por uma bomba de água e por um motor que acciona um motor de CC ou de CA.

Em geral, os motores podem ser de CC ou de CA. As bombas podem ser centrífugas ou de deslocamento positivo e dependendo da situação a utilizar os sistemas motor /bomba podem ser submersíveis, flutuantes ou de superfície.

Num desenho dum sistema de bombagem solar, o componente mais importante é a bomba.

Trata-se de uma máquina capaz de transformar energia mecânica em energia hidráulica.

Apesar de existirem bombas de deslocamento positivo (ou volumétricas) e bombas centrífugas, o mais difícil é o seu processo de selecção. De modo a obter um bom desempenho de sistema, é preciso seleccionar:

- Volume de água requerido;
- Pressão;
- Caudal máximo desejado;
- Caudal máximo que permite extrair a fonte de água;
- Distância que se deve elevar água até à bomba;
- Carga total com que deve operar a bomba.

O rendimento deve ser o mais elevado possível, pois com uma menor potência do motor (W), pode-se obter um valor mais elevado de $Q \cdot H$, podendo-se constatar através da expressão:

$$W = \frac{Q \cdot H}{270 \cdot \eta} \quad (4.1)$$

Em que.

W – trabalho realizado (J)

ρ - densidade da água (Kg/m^3)

g – aceleração da gravidade (m/s^2)

Q – caudal (m^3)

H – altura (m)

η - rendimento

A partir desta fórmula, pode-se deduzir valores de Q , H e η , desde que os restantes sejam conhecidos, permitindo avaliar situações futuras e verificar o desempenho correcto de bombas instaladas.

As bombas seleccionam-se facilmente quando é disponibilizado um gráfico com as curvas do seu funcionamento, relacionando o Q , H e η .

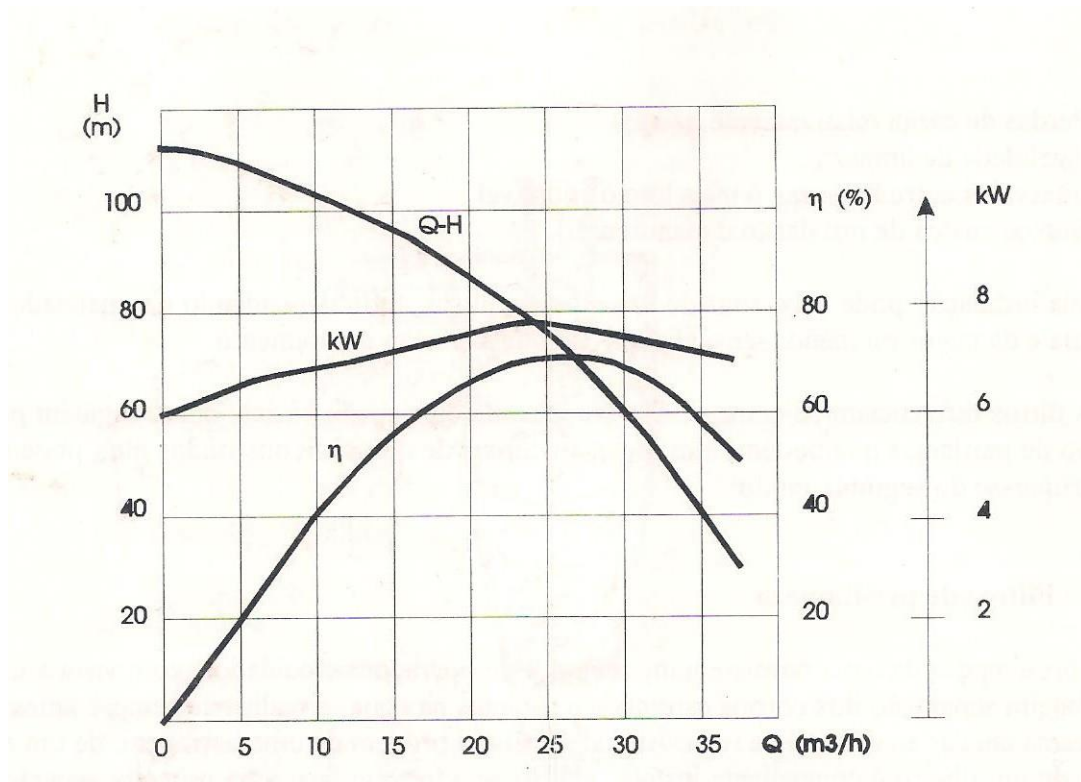


Figura 4.4 – Curvas de funcionamento de uma bomba (fonte: DRAAG 1995)

- **Bombas de deslocamento positivo (ou volumétricas)**

Este tipo de bombas têm um movimento que por mudanças de volume, obriga o fluido a avançar através da máquina. Abre-se uma cavidade onde o fluido entra sendo depois expelido pelo orifício de saída. Este tipo de bombas são apropriadas para altas

pressões e baixos caudais. As características de par-velocidade não são adequadas para operar directamente conectadas a um gerador FV. Necessitam de uma corrente constante, o que não acontece com os geradores FV, onde a corrente é proporcional à irradiância. Por outro lado, se o par de operação se corresponde com a corrente do gerador no MPPT, então uma pequena redução da irradiância terá como resultado uma corrente insuficiente, não permitindo a velocidade do bombeamento, o que provoca que o motor/bomba diminuirá o caudal bombeado até que se requer menor corrente.

Incluem-se as bombas de pistão, de diafragma e de cavidade progressiva ou helicoidais.

- **Bombas centrífugas**

Este tipo de bombas adicionam movimento ao fluído através de palhetas ou lâminas rotativas. Estão desenhadas para uma altura manométrica mais ou menos fixa (altura baixa) proporcionando um grande caudal. As bombas centrífugas não são recomendáveis para profundidades de aspiração maiores de 5 a 6 m e podem ter vários estados. O número de estados depende da altura necessária do bombeamento.

As suas características permitem relacionar o caudal com a altura gerada, potência absorvida, rendimento e a altura de sucção. São simples, apresentam um mínimo de partes móveis, baixo custo, robustas e tolerância a pequenos torques.

Na figura 4.5 pode-se verificar bombas de deslocamento positivo com um caudal aproximadamente constante à velocidade independente da altura, assim como bombas centrífugas que proporcionam uma curva-altura variável.

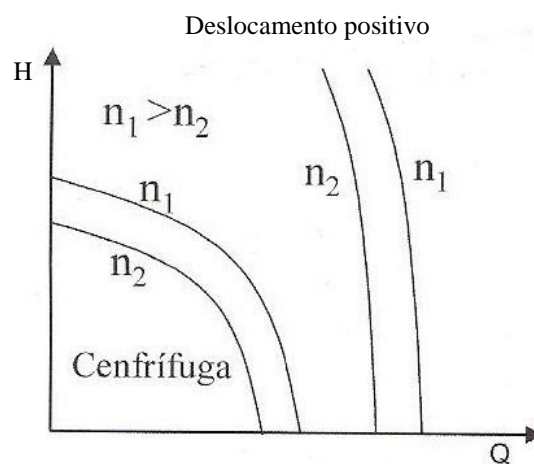


Figura 4.5 – Comparação entre as curvas características altura-caudal de bombas centrífugas e de deslocamento positivo a velocidade constante (fonte: in Abella 2005)

Uma bomba centrífuga pode descrever-se com elevada precisão usando as leis de semelhança, relacionando a potência mecânica de entrada da bomba (P), o caudal (Q) e a velocidade de centrifugação (n). Quando aplicadas em simultâneo a um ponto da curva altura-caudal (h_1-Q_1), a uma determinada velocidade permitem a obtenção de um ponto da curva (h_2-Q_2), a outra velocidade, tendo em conta também que o rendimento hidráulico pode ser constante em ambos os pontos.

Assim:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2}{n_1} \quad (4.2)$$

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{n_2^2}{n_1^2} \quad (4.3)$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{n_2^3}{n_1^3} \quad (4.4)$$

$$\frac{\eta_2}{\eta_1} = 1 \quad (4.5)$$

Os sub-índices representam velocidades diferentes.

Aplicando as equações 4.2 a 4.5 a uma curva característica $h-Q$ conhecida, obtém-se directamente as curvas $h-Q$ com frequências diferentes como se pode verificar na figura 4.6 – curvas de iso-rendimento.

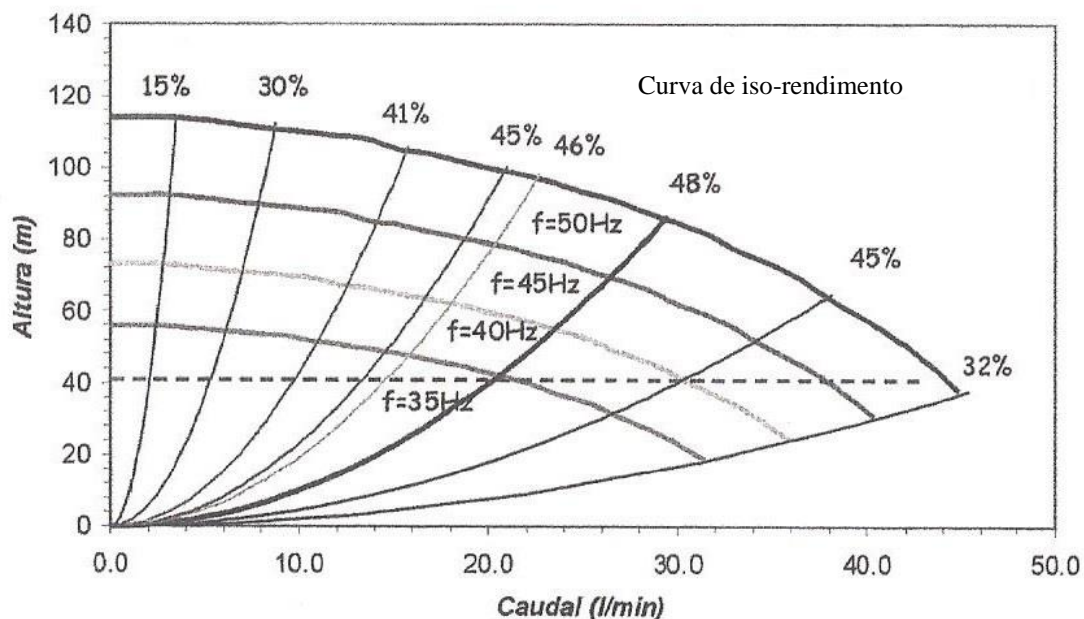


Figura 4.6 – Exemplo de curvas altura-caudal para uma bomba centrífuga a frequências diferentes (velocidades) obtidas a partir de dados de catálogo a frequência nominal e aplicando as leis de semelhança (fonte: Abella 2005)

A partir da figura 4.6 pode-se obter a figura seguinte. A altura e a potência absorvida pela bomba a diferentes frequências de operação em função do caudal. A uma determinada altura (h) a frequência nominal (f_0), a bomba trabalha num ponto $h-Q_0$, e absorve uma potência (P_0). Se a potência disponível diminui (P_1), então a única opção é trabalhar no ponto $h-Q_1$ a uma frequência (f_1). Para cada valor de potência, para uma altura (h), existe uma única frequência de trabalho possível.

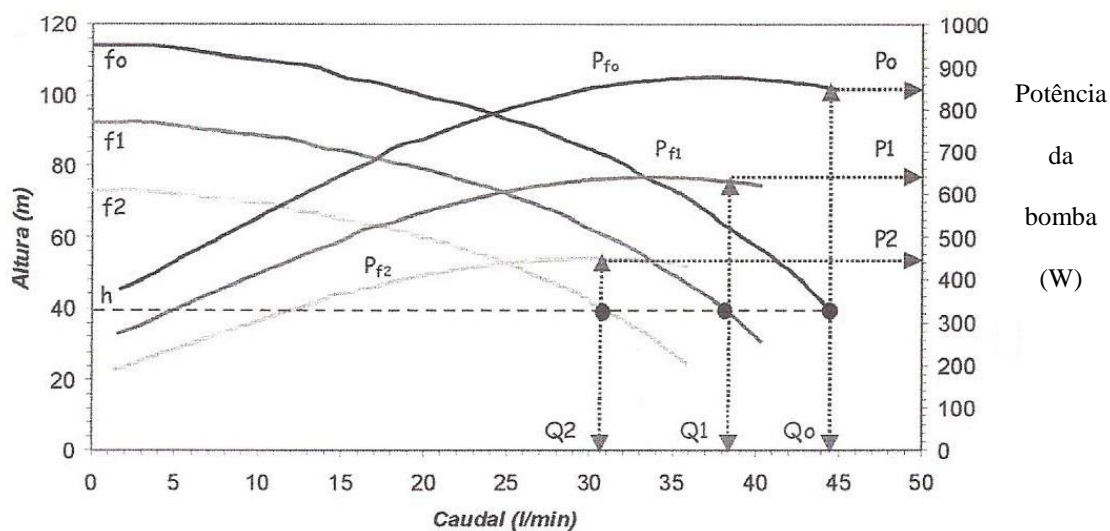


Figura 4.7– Curvas altura-caudal-potência absorvida de uma bomba centrífuga com frequências diferentes (fonte: Abella 2005)

O rendimento da bomba varia com a frequência, pelo que como se pode observar na figura 4.8, para uma altura constante h , o rendimento aumenta quando a frequência diminui (ver no caso dos três pontos assinalados). Abaixo de uma determinada frequência, a bomba não consegue abastecer para uma altura de trabalho h .

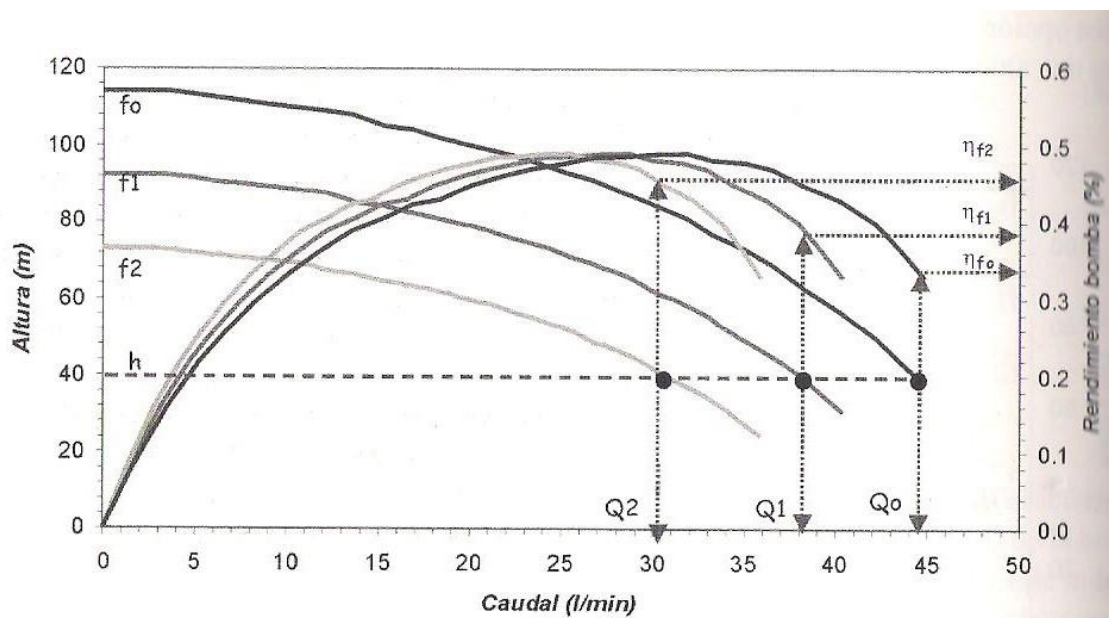


Figura 4.8 – Curvas altura-caudal-rendimento para uma bomba centrífuga a diferentes frequências de operação. Para uma altura dada, neste exemplo, quando a frequência diminui, o rendimento da operação da bomba aumenta. (fonte: Abella 2005)

Esta relação é importante, pelo que deve-se usar aquando da selecção de uma bomba para um sistema FV para uma altura de trabalho. Se se selecciona uma bomba para funcionar num ponto de máximo rendimento a frequência nominal, temos um intervalo de variação de frequência e o intervalo de potência de entrada será muito curto, para cerca dos valores nominais. Portanto, os limiares de irradiância e potência de arranque serão elevados e o número de horas de operação durante um dia será baixo.

Uma regra geral para as aplicações FV é a de que para uma determinada altura, deve-se seleccionar uma bomba cujo ponto de operação $h-Q$ a frequência nominal se situe à direita do ponto máximo de rendimento. Assim, operando a menores rendimentos a frequência nominal e a maiores rendimentos a baixas frequências consegue-se aumentar o rendimento médio diário do sistema de bombeamento FV.

A classificação das bombas está ordenada em: submersíveis, flutuantes ou de superfície. Assim temos bombas:

- **Submersíveis**

Este tipo de bombas utilizam-se em poços profundos de pequeno diâmetro e normalmente estão directamente ligadas ao motor.

No Algarve, é muito comum a fonte de água ser de um furo, pelo que recorre-se ao uso de uma bomba eléctrica submersível.

- **Flutuantes**

Este tipo de bombas dispõe de um flutuador permitindo a sua instalação em rios, lagos ou poços de grande diâmetro flutuando na superfície da água. Geralmente, as bombas flutuantes proporcionam um caudal elevado para uma pequena altura manométrica.

- **Superfície**

Este tipo de bombas permite a sua instalação ao nível do solo o que facilita a sua manutenção, contudo, a profundidade de sucção não deve exceder os 8 m.

A figura 4.9 ilustra vários exemplos de configurações motor bomba, a) conjunto motor bomba submersível; b) bomba submersível com motor de superfície; c) motor bomba em superfície; d) motor bomba flutuante

Na figura 4.9 encontram-se diversas configurações recorrendo à utilização de um motor eléctrico e dependendo das características de bombagem.

No caso de bombagem solar aconselha-se o conjunto a) motor bomba submersível.

O conjunto b) motor em superfície – bomba submersível, apesar de muito utilizado nos anos setenta, actualmente encontra-se em desuso, em parte devido à baixa eficiência.

O conjunto c) motor bomba em superfície, não é aconselhável sempre que não possa haver presença de forma contínua.

O conjunto d) motor bomba flutuante é aconselhável para a bombagem de irrigação desde canais a poços abertos.

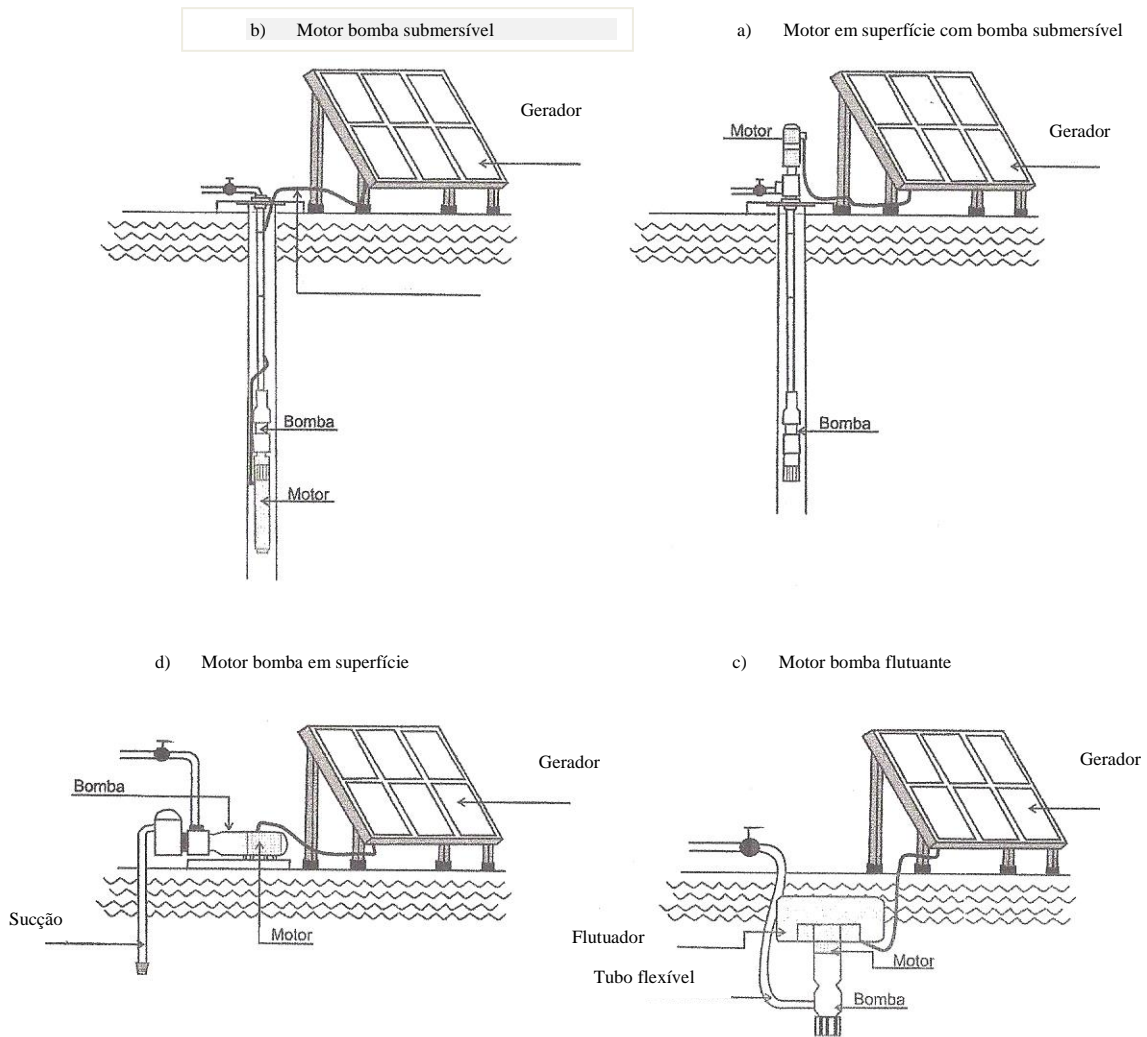


Figura 4.9 – Exemplos de configurações motor bomba: a) conjunto motor bomba submersível; b) bomba submersível com motor de superfície; c) motor bomba em superfície; d) motor bomba flutuante (fonte: Plana, 2005)

A tabela 4.5 mostra as vantagens e desvantagens das diferentes bombas utilizadas na bombagem solar.

Tabela 4.5 - Principais características de bombas fotovoltaicas (fonte: Plana, 2005)

Bombas	Vantagens	Desvantagens
Centrífugas submersíveis	Geralmente disponíveis Toleram um pouco de areia Utilizam água como lubrificante Lidam com fluxos altos Operam com cargas grandes Desenho modular	Baixa eficiência no que respeitante à carga Extraem-se para manutenção Desgaste acelerado em fontes corrosivas
Centrífugas de sucção superficial	Geralmente disponíveis Toleram um pouco de areia Fácil operação e manutenção Lidam com fluxos altos Não podem aspirar a mais de 8m	Baixa eficiência no que respeita à carga Danificam-se por congelamento Desgaste acelerado em fontes corrosivas
Deslocamento positivo	Suportam cargas muito grandes Produção variável ajustando o caudal	Substituição de selos do pistão Não toleram areia ou sedimentos Extracção de pistão e cilindro do poço para reparação dos selos Baixos fluxos
Diafragma	Operam a cargas menores de 40 m Muito económicas	Não toleram areia ou sedimentos Não funcionam com cargas grandes Baixos fluxos

5 – Modelo da bomba

5.1 Descrição do modelo

O modelo da bomba assume particular destaque. Da extensa literatura existente acerca deste tipo de modelos e dos numerosos trabalhos publicados, destacam-se Abella (2003, 2005), Duzat (2000) e Suehrcke (1997), que serviram de base de apoio na execução deste trabalho.

O modelo que serviu de apoio, foi o desenvolvido por Mermoud (2006) que serviu para o estudo de sistemas de bombagem solar.

O modelo descreve a bomba eléctrica e o comportamento hidráulico válidos em qualquer condição de funcionamento para um sistema FV.

O modelo adoptado inclui um programa bastante completo, inclui um processo de simulação por inteiro e um sistema de bombagem (simulação de hora), tendo em consideração as condições ambientais (meteorologia, necessidades de bombagem e profundidade) e as tecnologias disponíveis no mercado (acoplamento directo, *booster*, entradas CC ou conversores MPPT ou inversores, baterias *buffer*, bombas CA, ...).

Além das variáveis ambientais, nomeadamente o tempo, existem outras operações que podem também ser definidas, como: o nível de variável estático ao longo do ano, o nível de altura, correcções para a pressão ou o nível do depósito, perdas por atrito, limites de nível, ...

Os resultados obtidos na simulação, incluem um grande número de dados significativos e permitem quantificar as perdas em todos os níveis do sistema, permitindo assim identificar no projecto as perdas. Assim, é possível fazer uma comparação profunda entre as várias soluções tecnológicas, comparando os desempenhos disponíveis em condições realistas ao longo de um ano inteiro. Isto poderá ser completado por um “*preliminar design*” opção que permite realizar rapidamente um pré-dimensionamento do sistema.

É um modelo bastante fiável e foi testado pelo laboratório CIEMAT (Centro de Investigações Energéticas Madrid (Abella, 2004).

O modelo utiliza o *software* PVsyst versão V5.53.1 já testado e validado pelo Centro Universitário de Estudos de Problemas de Energia pela Universidade de Génève. No sub-capítulo 5.3 refere-se as características deste *software* e em **anexos 1.1.1 e 1.1.2** a funcionalidade e precisão do modelo respectivamente.

5.2 Estrutura do modelo

O modelo da bomba deve apresentar as seguintes características:

- Variáveis de entrada/saída (*input/output*);
- Aplicabilidade a qualquer tecnologia
- Disponibilidade de perímetros;

a) Variáveis de entrada/saída (*input/output*)

O modelo descreve a evolução dinâmica da variável de saída, o caudal em função das variáveis de entrada que são altura e tensão. Quando uma tensão é aplicada à bomba, é executado um ponto de operação caracterizado por um rendimento de caudal e a corrente consumida a partir da fonte. A corrente depende da tensão e altura.

O sistema de bombagem solar funciona a tensão variável de acordo com a potência disponível de energia solar num determinado momento, ao contrário dos sistemas de bombagem ligados em rede que funcionam com tensão fixa e potência a partir da bomba hidráulica. Contudo, em muitos casos o motor é especificado para uso com uma tensão nominal, não estando disponível comportamento I/V (corrente/tensão). O caudal é dado pela função de entrada e pela energia eléctrica. Estas três variáveis são em princípio suficientes para caracterizar o ponto de operação quando a entrada de energia é alimentada através de alguma unidade de condicionamento de potência que fornecerá uma tensão adequada. Contudo, alguns tipos de bomba exigem ainda condições de partida especiais (corrente de pico devido a forças de atrito).

b) Aplicabilidade a qualquer tecnologia

O modelo abrange qualquer tecnologia motor-bomba, disponível no mercado para uso em sistemas FV, nomeadamente, bombas centrífugas, submersíveis e de deslocamento positivo (incluindo pistões de membrana ou diafragma, cavidade progressiva, deslocador giratório...). Estas bombas podem usar motor de CA ou várias tecnologias CC. Também o referido modelo deve ser aplicável a outras bombas *standard* (não especificamente projectados para a energia solar), mas com motor induzidos CA conduzidos por conversores de frequência.

Por todas estas razões, justifica-se a escolha de um modelo fenomenológico, com as variáveis *input/output* sem ter em consideração os detalhes tecnológicos dos componentes (motor bomba).

c) Disponibilidade dos parâmetros

O modelo aplica-se ao grupo motor bomba como um todo, sem referência a valores intermediários como o torque ou velocidade que são altamente dependentes da tecnologia e têm parâmetros técnicos específicos.

As variáveis presentes no modelo são:

U_p, I_p = tensão e corrente aplicadas à bomba;

$P_p = U_p * I_p$ = potência de entrada da bomba

U_c, I_c, P_c = tensão, corrente e potência aplicada à entrada do conversor

FR = caudal produzido pela bomba

HT = altura total, soma da altura estática (diferença entre a entrada e saída dos níveis de água), e a altura dinâmica, devido a perdas de atrito nos tubos e o sistema. Altura dinâmica é dependente do caudal e será calculada pelo processo de simulação do sistema.

Os pontos da operação característicos da bomba podem ser representados como uma superfície de quatro variáveis, correspondente à função seguinte:

$$\Phi(U_p, I_p, HT, FR) = 0 \quad (5.1)$$

O domínio operacional desta função está limitado pelos seguintes limites

(valores máximos):

- Tensão aplicada ao motor-bomba;
- Potência;
- Corrente;
- Altura.

e para valores mínimos:

- limite de energia para a operação inicial (isto é, caudal não nulo), o qual é uma função da altura;

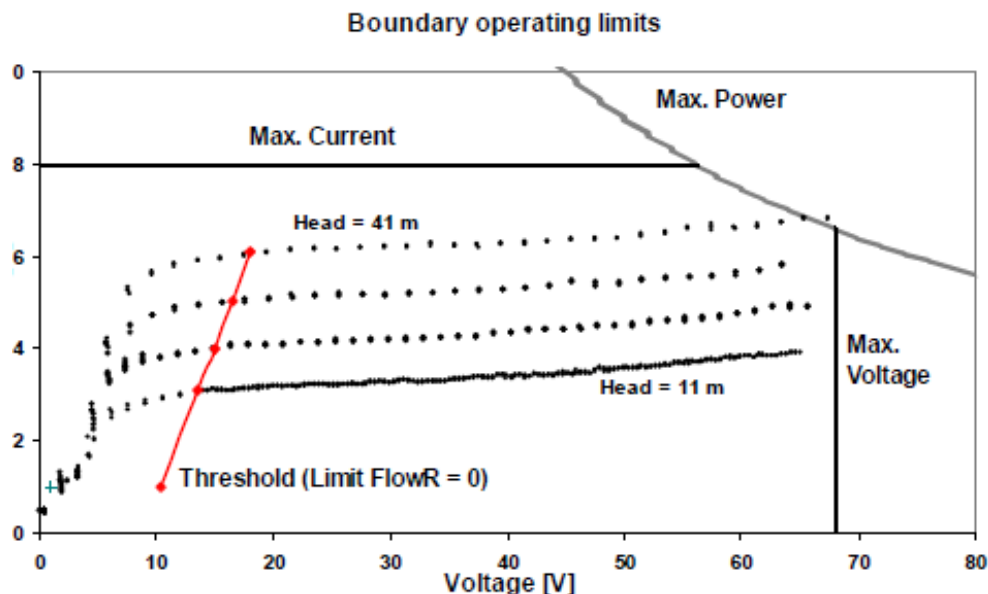


Figura 5.1 – Limites de fronteira do domínio operacional e medições corrente-tensão nas bombas (modelo Watermax BU) (medições CIEMAT - fonte: Abella, 2004)

A função $\Phi = 0$, implica que três ou quatro variáveis são independentes. Usando a relação $U_p * I_p = P_p$, o modelo permite calcular quaisquer variável acima descrita, como função das outras duas. As funções básicas são:

- $I_p = f(U_p, HT)$, a relação fundamental será usada para determinar o ponto de operação quando está directamente ligado a um painel FV;
- $FR = f(P_p, HT)$, completa a relação precedente para determinar o caudal correspondente;
- $P_p = f(FR, HT)$, será usado por exemplo para determinar a energia FV ou a eficiência.

5.2.1 Modelo fenomenológico

O problema é como determinar a função Φ . O modelo é baseado no conhecimento das performances, ou seja, os pontos de operação especificados pelo fabricante ou medidos por outra fonte.

Se os pontos são suficientemente distribuídos sobre o domínio operacional da figura 5.1, eles definem completamente o comportamento da bomba. O modelo informático tem de interpolar entre os pontos dados. Na prática, irá realizar interpolações cúbicas entre os pontos e linearmente extrapolar os dados até ao limite.

Suposições físicas, são necessárias no caso do conjunto dos dados não estarem suficientemente distribuídos para permitirem extrapolações dentro do domínio operacional. Estas suposições são estabelecidas conforme o comportamento observado com o número de medições de tecnologias da bomba, sendo que estas não são fixas no modelo.

Identificaram-se quatro factores e cada um tem de ser tratado especificamente, isto é, os algoritmos das funções básicas acima mencionadas têm de ser diferentes para cada categoria.

5.2.2 Corrente da bomba e caudal em função altura com tensão fixa

Estes são os factores comuns especificados para bombas de deslocamento positivo adequados para uso solar. A caracterização completa do modelo exige tais conjuntos de dados para tensões de várias operações. Para uma tensão, um conjunto de dados irá especificar alguns pontos (HT , I_p , FR) distribuídos ao longo de uma linha vertical como se encontra ilustrado na figura 5.1.

Infelizmente, é uma prática comum para especificar um conjunto de dados por apenas tensão “nominal” (por exemplo em bombas: 12 V ou 24 V). Isto não é adequado para configurações nos computadores em acoplamento directo. A extensão para outras tensões requer uma hipótese forte em que a eficiência da bomba se torna constante quando a tensão varia. A figura 5.2 ilustra um exemplo do perfil medido de eficiência.

Para uma operação razoável entre 30 – 64 V, as variações são na ordem dos 15%.

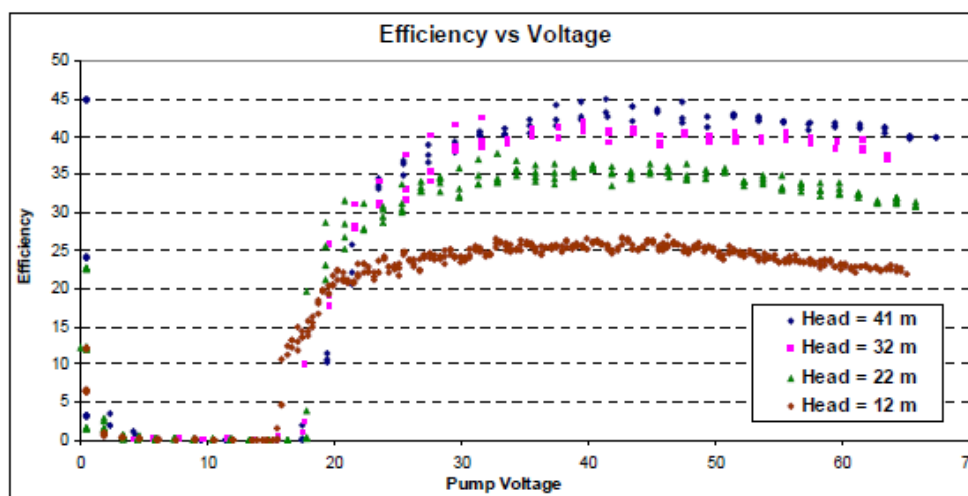


Figura 5.2 – Eficiência vs tensão (modelo Watermax BU)
(medições CIEMAT – fonte: Abella, 2004)

O aproveitamento das duas curvas de tensão da figura de eficiência resulta numa interpolação linear, o qual melhora a precisão do modelo.

5.2.3 Potência da bomba e caudal em função da altura com tensão fixa

Isto é equivalente ao esquema anterior, como para cada ponto de dados a corrente pode ser facilmente determinada a partir do poder, usando a tensão fixa para os parâmetros da curva.

5.2.4 Caudal em função da potência da bomba com altura fixa

As bombas centrífugas solares são também designadas por grades de FR (P_p) curvas para diferentes alturas. Permitem determinar o comportamento da hidráulica/potência, não se conseguindo obter qualquer informação acerca da tensão/corrente.

Estes dados são adequados quando a bomba é acoplada ao sistema FV através de um conversor de energia.

Se necessário, a função básica $I_p(U_p, HT)$ requer informação adicional. Isto é fornecido por um conjunto de pontos I_p/V_p , pelo menos para dois valores de cabeça (em sistemas de bombagem FV pode-se ajustar as curvas) ou por vários parâmetros ao mesmo tempo: tensão nominal e corrente com referência na altura fixa, $\Delta V/\Delta I$ (isto é a resistência dinâmica) e $\Delta I/\Delta H$ e tensão fixa.

Ao especificar os parâmetros em vez de curvas, assume-se um comportamento linear que penaliza a precisão, contudo, estes parâmetros não se encontram disponíveis na folha de dados pelo que a sua utilidade é nula.

5.2.5 Altura e potência da bomba em função do caudal para tensão fixa ou velocidade

O padrão das bombas centrífugas projectadas para aplicações de rede são geralmente especificados por altura vs curva caudal, para condições de rede nominal (isto é tensão fixa, 50 Hz). O modelo terá uma curva de potência ou eficiência em função da altura. Nem sempre isto é fornecido pelo fabricante, como o consumo de energia não é um parâmetro fundamental quando se usa bombas potência-grade.

Usando esta informação na velocidade nominal, o comportamento da bomba centrífuga em outras velocidades pode ser chamado “leis de afinidade” (Abella, 2003) e (Suehrcke, 1997). As relações de estado para duas operações a diferentes velocidades:

$$\left\{ \begin{array}{l} FL_1/FL_0 = \omega_1/\omega_0 \end{array} \right. \quad (5.2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_1/P_0 = (\omega_1/\omega_0)^2 \end{array} \right. \quad (5.3)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} H_1/H_0 = (\omega_1/\omega_0)^3 \end{array} \right. \quad (5.4)$$

Resolvidas estas equações, consegue-se determinar qualquer ponto de operação a partir de duas variáveis, mas, este cálculo não leva a mudança de rendimento do motor com a velocidade em conta, levando a alguns desvios principalmente em baixa velocidade.

Segundo (Abella, 1998, 2003) estas bombas são para motores síncronos CA e podem ser alimentadas através de um conversor padrão de frequência (FC). Neste caso, o inversor é parte do modelo da bomba e as características I/V não são relevantes (incluindo as características do inversor). O modelo estudado, baseia-se na potência de entrada par o inversor (bomba de energia modificado pela eficiência do inversor) e as características de entrada de tensão ou é um MPPT ou um comportamento de tensão CC fixo.

Em bombas centrífugas, quando se utiliza um motor CC, as características I_p/V_p são fortemente dependentes da tecnologia do motor, daí a necessidade de aplicar-se um conversor de energia no modelo da bomba.

5.2.6 Conversores de potência

Os sistemas estão equipados com dispositivos electrónicos de modo a que a potência do *array* FV corresponda às necessidades de energia da bomba. Os conversores CC-CC são utilizados para fornecer alta corrente em baixa tensão requerida pela bomba em níveis de baixa potência. Os inversores CC-CA são utilizados para produzir a tensão adequada para motores CA, com motores síncronos podem também modular a frequência para combinar a velocidade da bomba nas melhores condições de funcionamento. Esses conversores também podem fornecer o controlo de MPPT, funcionalidade que permite obter o melhor da matriz FV.

Normalmente o conversor de energia é tratado independentemente do processo de simulação do sistema, mas quando o modelo da bomba de entrada de energia especifica apenas, sem informações sobre as características I/V , então o modelo do conversor deve ser acoplado ao modelo da bomba. Neste caso, a bomba deve ser

suposto ser executada a tensão nominal (ou a frequência ideal), para que as características potência/caudal sejam válidas. O conversor tem de fornecer as adequadas características eléctricas à bomba a qualquer momento e nenhuma informação sobre a real tensão ou frequência está disponível no modelo.

O conversor de energia deve ser proposto pelo fabricante da bomba e pode-se admitir que as características da bomba são dadas em relação ao uso deste conversor/associação bomba.

Neste caso o processo de simulação tem que considerar este conversor/bomba, como um todo. As características de entrada será do conversor (CC fixo ou MPPT de entrada) e as variáveis de saída hidráulicas será o caudal e a altura. Este modelo de “caixa-preta” deve ter em conta a eficiência do conversor (em função da energia).

5.3 Software em programas de simulação - PVsyst

Existe um amplo leque de aplicações FV, onde é possível utilizar *software* e programas de simulação, onde se destacam: DASTPVPS0, Greenius, PV-DESIGNPRO, PVS, PV*SOL, PVSYST.

O uso de *software* em programas de simulação, permite planear e resolver situações de modo a otimizar os sistemas FV.

Relativamente ao uso deste tipo de programas os resultados de simulação são bastante fiáveis no que dizem respeito ao orçamento e projecto em estudo.

O *software* utilizado no modelo foi o PVsyst – versão V5.53.1, estando disponível na versão inglês e francês. Destina-se para a implementação de projectos solares de bombagem e simulação de sistemas FV.

Foi desenvolvido em 1991 pela Universidade de Génova (Suíça) e validado pelo Centro Universitário de Estudos de Problemas de Energia da referida Universidade. Permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado de simulação.

O programa inclui um processo de simulação por inteiro e um sistema de bombagem (simulação de hora), tendo em consideração as condições ambientais e tecnologias disponíveis no mercado (acoplamento directo, *booster*, entradas CC ou conversores MPPT ou inversores, baterias *buffer*, bombas CA, ...).

Além das variáveis ambientais, nomeadamente o tempo, existem outras operações que podem também ser definidas, como: nível de variável estático ao longo

do ano, nível de altura, correcções para a pressão ou o nível de depósito, perdas por atrito, limites de nível, ...

Os resultados obtidos durante a simulação, incluem um grande número de dados significativos permitindo quantificar as perdas em todos os níveis do sistema e assim identificar no projecto as perdas. Assim, é possível fazer uma comparação profunda entre as várias soluções tecnológicas e o desempenho ao longo de um ano inteiro, podendo ser confirmado a partir da opção “*Preliminary design*”, opção que permite realizar rapidamente um pré-dimensionamento do sistema.

Posteriormente, selecciona-se o modelo de bomba, módulos, conversor/inversor e procede-se à simulação.

No capítulo 6, segue-se a execução do caso prático.

5.4 Modelo do sistema de bombagem

O programa tem uma opção de pré-dimensionamento (*preliminary design*) e uma opção de simulação do sistema.

A opção de pré-dimensionamento (*preliminary design*) é constituída por três fases:

Fase 1: Localização do projecto;

Fase 2: Sistema;

Fase 3: Resultados.

A partir destas fases é possível obter uma informação sobre as necessidades do sistema de bombagem ao longo do dia e do ano bem como ao nível solar, nível de água e nível de energia.

Pode-se especificar as necessidades de água (volume), a altura da bomba em que deve ser colocada, o volume do tanque bem como a sua autonomia podendo ainda fazer uma estimativa dos custos.

A simulação decorre durante um ano usando valores diários. Utiliza dados meteorológicos a partir da entrada do sistema, onde se gera uma série de tempo aleatório num ano e usa um poço de modo a permitir determinar a irradiância no plano FV. O comportamento do sistema de bombeamento é calculado a partir da eficiência da matriz FV, eficiência da bomba, performances de acoplamento, pré-definidos para a bomba de vários módulos FV, tecnologias e regulação/acoplamento.

A partir dos resultados obtidos, constata-se o rendimento mensal da água em relação às necessidades exigidas, a falta de água e a energia FV em excesso quando o tanque se encontra cheio.

Relativamente à opção de simulação do sistema, é constituída por sete fases:

Fase 1: Nome do sistema;

Fase 2: Orientação;

Fase 3: Horizonte;

Fase 4: Construção;

Fase 5: Sistema;

Fase 6: *Layout* do módulo;

Fase 7: Simulação.

Após seleccionar o modelo de bomba bem como os componentes que compõem o sistema (módulos FV, conversor/inversor) é possível efectuar esta simulação e obter os resultados.

No capítulo 6 encontra-se descrito estas duas opções utilizadas para o caso de estudo.

6 - Caso de estudo prático

6.1 Descrição

O estudo recaiu num pomar de citrinos numa região do Algarve com uma área de 23 000 m². A água disponível encontra-se num furo a 70 m de profundidade.

- **Dados:**

Área pomar citrinos = 23 000 m²

Profundidade furo = 70 m

Relativamente às necessidades de água diárias utilizadas no pomar de citrinos apresentam-se na tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Necessidades diárias de água - pomar de citrinos

Necessidades diárias de água do pomar de citrinos	
Estação do ano	Quantidade (m ³ /dia)
Primavera	70
Verão	70
Outono	35
Inverno	0

Para efeitos práticos considera-se as necessidades diárias de água em função das estações do ano, contudo a estação do ano considerada no programa não é exactamente coincidente com a estação do ano real.

Assim, as necessidades de rega/hectare na Primavera (Março/Abril/Maio) e Verão (Junho/Julho/Agosto) são 70 litros/árvore/dia = 70 000 l/dia, Outono (Setembro/Outubro/Novembro) 35 litros/árvore/dia = 35 000 l/dia e sem consumo no Inverno (Dezembro/Janeiro/Fevereiro).

Em **anexo 2.1** encontram-se os cálculos efectuados pormenorizadamente e utilizados para o caso de estudo prático.

Na figura seguinte apresenta-se o pomar de citrinos do caso de estudo.



Figura 6.1 – Pomar de citrinos

- **Método usado na rega**

O método usado é o de rega localizada, também designada por gota a gota.

É um método que aplica a água de rega de uma forma lenta e pontual (localizada sob a forma de gotas), em locais previamente fixados e por intermédio de emissores, também vulgarmente designados por gotejadores auto-compensantes, uniformemente distribuídos ao longo de linhas de abastecimento.

Este tipo de rega caracteriza-se por apenas uma parte da área ser regada, ou seja, uma zona situada na base da copa da planta é que é regada, apresentando por isso uma grande economia de água, entre outras vantagens.

A água é aplicada ao solo por intermédio de gotejadores funcionando a baixas pressões, da ordem dos 20 – 200 kPa e dimensionados para pequenos caudais, normalmente entre 2 -12 l/h.

- **Preço da energia**

O preço da energia e os consumos estimados encontram-se na tabela 6.2:

Tabela 6.2 – Meses do ano versus consumos – pomar de citrinos

Meses do ano	Tarifário Electricidade de Portugal (€/kWh)	Consumo (€)	Consumo anual (€)
Março a Agosto	0,10	240,12	750
Setembro a Novembro		60,03	
Dezembro a Fevereiro		-	

Relativamente ao preço de energia, considerou-se o valor de 0,10 €/kWh – preço que actualmente está no mercado e segundo um tarifário da EDP.

Estimou-se para a Primavera e Verão (21/03 a 20/09) um consumo de 240,12 € no Outono (21/09 a 20/12) um consumo de 60,03 € e no Inverno (21/12 a 20/03) não há gastos de energia. Estes valores foram considerados com um rendimento da bomba de 40%.

O consumo anual estimado situa-se em 750 €/ano.

Em **anexo 2.1** encontram-se os cálculos efectuados pormenorizadamente e utilizados para o caso de estudo prático.

6.2 Simulação simplificada no PVsyst

O programa PVsyst permite numa primeira fase obter uma informação sobre as necessidades do sistema de bombagem ao longo do dia e do ano bem como ao nível solar, nível de água e nível de energia

Pode-se especificar as necessidades de água (volume), a altura da bomba em que deve ser colocada, o volume do tanque bem como a sua autonomia podendo ainda fazer uma estimativa dos custos.

A simulação decorre durante um ano usando valores diários. Utiliza dados meteorológicos a partir da entrada do sistema, onde se gera uma série de tempo aleatório num ano e usa um poço de modo a permitir determinar a irradiância no plano FV. O comportamento do sistema de bombeamento é calculado a partir da eficiência da matriz FV, eficiência da bomba, performances de acoplamento, pré-definidos para a bomba de vários módulos FV, tecnologias e regulação/acoplamento.

A partir dos resultados obtidos, constata-se o rendimento mensal da água em relação às necessidades exigidas, a falta de água e a energia FV em excesso quando o tanque se encontra cheio.

Assim seleccionou-se a opção “*Preliminary design*” e efectuou-se a simulação simplificada no PVsyst.

A primeira avaliação do sistema baseou-se no tamanho dos componentes e na produção dos valores mensais. É constituído por três fases:

Fase 1 – Localização do projecto

Nesta fase introduziu-se o nome do local onde se pretende instalar o sistema sendo que o programa assume as coordenadas geográficas bem como os dados meteorológicos.

Fase 2 – Sistema

Nesta fase introduziram-se as especificações do sistema de bombagem (quantidade de água nas estações do ano e a altura da bomba), bem como a tecnologia da bomba, o conversor de energia e o *layout* da bomba. Considerou-se a indicação do sistema relativamente à orientação do colector plano.

Fase 3 – Resultados

Nesta fase obtiveram-se os resultados (média anual) a diferentes níveis, nomeadamente, nível solar, nível de água e nível de energia.

É necessário um sistema de bombagem com um *array* nominal de 5369 Wp com potência de bombagem 4251 W. Os custos de investimento não foram considerados bem como o custo de água.

A energia solar disponível apresenta um valor de 28,6 kWh/dia, sendo a energia necessária de 23,4 kWh/dia. A quantidade de água necessária é de 44,0 m³/dia.

Em **anexo 2.2**, encontram-se os resultados detalhados da simulação simplificada no PVsyst.

6.3 Modelos de bombas seleccionados

Os modelos de bombas assumem particular importância neste tipo de sistemas de bombagem FV.

No sistema actual, o pomar de citrinos tem uma bomba Grundfoss SP 16-12 de 7,5 CV 2 ½ “ instalada a 70 m de profundidade. Este modelo tem vários anos e não está disponível no mercado.

De modo a responder às necessidades actuais do pomar de citrinos e ao sistema de bombagem a instalar, considerou-se ainda alguns factores enunciados por (Abella, 2005), os quais permitiram comparar numa forma mais simplificada o cálculo da energia necessária. Estes cálculos encontram-se em **Anexo 2.1. Bombagem de água – cálculos.**

Considerou-se a bomba instalada a 70 m de profundidade. A altura do depósito encontra-se ao nível do solo e as necessidades diárias são de 70 m³/dia, sendo que considera-se a utilização para 5 h diárias perfazendo 14 m³/h. As bombas devem ser submersíveis.

Assim e para responder às características e necessidades diárias de água no pomar de citrinos, intervalos, horários e área de rega, características físicas do solo e do sistema de rega, foi necessário encontrar no mercado os modelos de bomba que satisfizessem estas condições.

Pretendeu-se ainda saber se a bomba solar teria capacidade para fornecer a água necessária no campo de citrinos, assim como a sua competitividade económica ao longo do seu tempo de vida comparada com uma bomba convencional, neste caso uma bomba de CA. Com base nestes factores, os modelos seleccionados foram:

Modelo Lorentz – PS4000 C-SJ8-15 – CC – 4000W - 10 – 80 m

Modelo Grundfos – SP17-9 – Well CA – Centrifugal – Multistage – 5500 W – 30 – 100 m

O modelo Lorentz-PS4000 C-SJ8-15 é uma bomba solar CC constituída com um sistema completo: bomba, motor e controlador.

O modelo Grundfos SP17-9 é uma bomba solar CA.

Ambos os modelos são do tipo submersível e devido às suas características podem-se adaptar a qualquer necessidade de acordo com as condições no local de instalação e não necessitam de grande manutenção.

Normalmente, os sistemas de bombas funcionam directamente a partir do gerador FV, isto é, quando a radiação incide nos painéis a bomba começa a funcionar.

Em **anexo 2.3**, encontram-se as descrições dos modelos de bombas seleccionados.

6.4 Selecção dos componentes

O programa tem a funcionalidade de escolha dos componentes a utilizar, nomeadamente modelo da bomba, módulos FV e conversor/inversor.

- **Módulos fotovoltaicos seleccionados**

Os módulos FV foram seleccionados a partir do Programa PVsyst, sendo que são comuns aos dois modelos de bombas.

Para efeitos de cálculo consideraram-se o módulo ASUN245-M, de silício monocristalino de 245 Wp e o seu tempo de vida útil é de 25 anos.

Na tabela 6.3 apresenta-se o número de módulos necessários, a área ocupada e o controlo de estratégia a utilizar conforme o modelo de bomba utilizado.

Tabela 6.3 - Módulos fotovoltaicos ASUN245-M

Modelos de bombas	Módulos FV (ASUN245-M)		Controlo de estratégia
	Número	Área total ocupada (m ²)	
Lorentz – PS4000	18	29,20	Conversor MPPT-CC
Grundfos- SP17-9	30	48,70	Inversor CC-CA

Para o modelo Lorentz-PS4000 C-SJ8-15 CC, são necessários 18 módulos FV (ASUN245-M), a área ocupada é de 29,20 m² e o conversor utilizado é do tipo MPPT-CC. Devido ao funcionamento em CC, são colocados em série nove módulos com duas fileiras em paralelo.

Utilizando o modelo Grundfos-SP17-9 CA, são necessários 30 módulos FV (ASUN245-M), a área ocupada é de 48,70 m² e o inversor utilizado é do tipo CC-CA. São colocados em série quinze módulos com duas fileiras em paralelo.

Assim comparando estes dois modelos, verifica-se que o modelo de bomba Lorentz-PS4000 C-SJ8-15 CC necessita de um número inferior de módulos (18) versus (30), bem como ocupa menor área (29,20 m²) versus (48,70 m²) em relação ao modelo de bomba Grundfos-SP17-9 CA.

A diferença do número de módulos depende das características da bomba, necessitando a bomba Grundfos-SP17-9 CA de maior tensão do que a bomba Lorentz-PS4000 C-SJ8-15 CC, logo a bomba Grundfos necessita de maior número de módulos.

Relativamente ao controlo de estratégia são diferentes, o modelo de bomba Lorentz-PS4000 C-SJ8-15 CC utiliza um conversor MPPT-CC enquanto o modelo de bomba Grundfos-SP17-9 CA utiliza um inversor CC-CA.

- **Conversor/inversor seleccionado**

A selecção do dispositivo regulador conversor/inversor para o sistema de bombagem, resultou após a selecção do modelo de bomba e módulo FV. Acedeu-se à opção Regulação, seleccionando-se o sistema Conversor MPPT-CC para o modelo Lorentz-PS4000 C-SJ8-15 CC e o inversor fixo CC-CA para o modelo Grundfos-SP17-9 CA.

6.5 Análise da simulação com o modelo Lorentz PS4000 C-SJ8-15 CC

No **anexo 2.4**, encontra-se uma descrição detalhada dos parâmetros utilizados no programa, nomeadamente as sete fases que o compõem: 1) Nome do sistema, 2) Orientação, 3) Horizonte, 4) Construção, 5) Sistema, 6) *Layout* do módulo e 7) Simulação.

Seguidamente, apresenta-se os *inputs*, resultados e análise sempre que possível para este modelo. Por razões práticas apresenta-se nesta parte os *inputs*.

6.5.1 Inputs

Nesta fase introduziu-se os parâmetros de simulação do sistema de bombagem FV, nomeadamente a localização geográfica e os parâmetros de simulação que compõem o sistema de bombagem FV.

Na tabela 6.4 apresentam-se as coordenadas geográficas definidas pelo programa para Faro – Portugal.

Tabela 6.4 - Coordenadas geográficas – Faro - Portugal

Situação	Latitude 37,0°N	Longitude 7,6°W
Tempo definido	Tempo zona UT+1 Albedo 0,20	Altitude 8 m

Na tabela 6.5 apresentam-se as características do sistema de bombagem FV: características, tanque de armazenamento e circuito hidráulico.

Tabela 6.5 – Características do sistema de bombagem fotovoltaico: características, tanque de armazenamento e circuito hidráulico

Características	
Diâmetro tubo (cm)	18,00
Profundidade nível estático (m)	50,00
Levantamento específico (m/m ³ /h)	1,00
Profundidade da bomba (m)	75,00
Profundidade máxima de bombagem (m)	70,00
Tanque armazenamento	
Volume (m ³)	70,00
Diâmetro (m)	4,70
Altura nível inferior (m)	1,00
Altura nível máximo (m)	4,00
Circuito hidráulico	
Comprimento do tubo (m)	100,00
Tubos	PE50 (2")

Na tabela 6.6 apresentam-se os parâmetros de simulação para as necessidades de água e para o funcionamento da bomba.

Tabela 6.6 – Parâmetros de simulação para as necessidades de água e para o funcionamento da bomba

Necessidades de água (m³/dia)			
Primavera (Mar/Abr/Mai)	70,00		
Verão (Jun/Jul/Ago)	70,00		
Outono (Set/Out/Nov)	35,00		
Inverno (Dez/Jan/Fev)	0,00		
Bomba			
Tecnologia da bomba	Modelo Lorentz-PS4000 C-SJ18-15 CC		
Conversor associado ou integrados	Cavidade progressiva – motor CC		
Condições operação	Tipo MPPT – 64 – 238 V		
	Altura mínima	Altura nominal	Altura máxima
Altura	10,00	60,40	80,60 (mágua)
Caudal máximo	17,69	11,67	10,36 (m ³)
Potência necessária	4000	4000	4000 (W)

Na tabela 6.7 apresentam-se as características do sistema de bombagem FV: orientação do colector plano, características *array* FV e dispositivo de controlo.

Tabela 6.7 – Características do sistema de bombagem fotovoltaico: orientação do colector plano, características array fotovoltaico e dispositivo de controlo

Orientação do colector plano	Ângulo 30° Azimute 0°
Características array FV Módulo FV Modelo Fabricante Número de módulos FV Total número de módulos FV Potência global array Características operação array (50 °C) Área Total	Si-mono – Modelo ASUN245-M A-Sun by Aton Energy Em série: 9 módulos Em paralelo: 2 fileiras Número de módulos: 18 Potência nominal: 245 Wp Nominal (STC): 4410 Wp Cond operação: 3815 Wp (50°C) U_{PPM} : 233 V I_{PPM} : 16 A Área módulo: 29,20 m ²
Dispositivo de controlo Modelo Sistema Configuração	Dispositivo genérico (otimizado para o sistema) Conversor MPPT-CC

A figura 6.2 foi obtida do programa PVsyst.

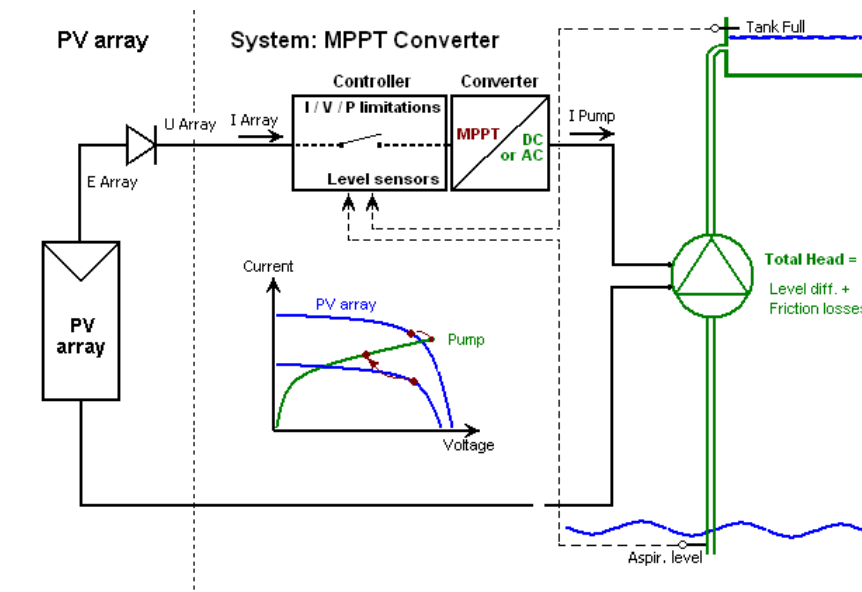


Figura 6.2 - Desenho do sistema (modelo Lorentz-PS4000 C-SJ8-15 CC)

6.5.2 Resultados e análise

Na tabela 6.8 apresentam-se os resultados do sistema de bombagem FV.

Tabela 6.8 – Resultados do sistema de bombagem fotovoltaico: bomba, *array* fotovoltaico e configuração do sistema

Parâmetros do sistema principal	
Bomba	PS4000 C-SJ8-15 CC / Lorentz
Array FV	ASUN245-M / A-Sun by Aton Energy Nr. Módulos: 9 série x 2 paralelo - Potência <i>array</i> : 4410 Wp
Configuração do sistema	Estratégia de controlo: conversor MPPT-CC

Para a bomba PS4000 C-SJ8-15 CC / Lorentz os módulos seleccionados são o ASUN245-M / A-Sun by Aton Energy, número de módulos total 18 (série 9 e em paralelo 2 fileiras) – potência *array*: 4410 Wp e a estratégia de controlo: conversor MPPT-CC.

Na tabela 6.9 apresentam-se os resultados do sistema de bombagem FV (média anual).

Tabela 6.9 – Resultados do sistema de bombagem fotovoltaico (média anual)

Principais resultados da simulação	
Sistema de produção	Água bombeada: 16056 m ³ Água necessária: 16065 m ³ – falta de água: 0,10 % Energia da bomba: 4019 kWh Energia FV não utilizada (tanque cheio): 3163kWh - Fracção não utilizada: 39,90% Eficiência do sistema: 50,70 % - Eficiência da bomba: 71,40%

Verifica-se que nas necessidades de água, o sistema consegue suprir as mesmas. Nos meses de Março a Agosto (70 m³/dia), nos restantes meses (Setembro a Fevereiro) 35 m³/dia, sendo que de Dezembro a Fevereiro não é necessário água.

O sistema de produção bombeia 16056 m³ de água, sendo a quantidade de água necessária 16065 m³. A percentagem de falta de água é de somente 0,10 %. A energia da bomba é 4019 kWh, energia FV não utilizada (tanque cheio) 3163 kWh, fracção não utilizada 39,90 %. O sistema apresenta uma eficiência de 50,70 %, eficiência da bomba 71,40 %.

Verifica-se que a água bombeada pelo sistema cumpriu os requisitos exigidos para a bombagem de água. Este sistema é viável.

A figura 6.3 mostra a produção normalizada e os factores de perda: potência nominal 4410 Wp.

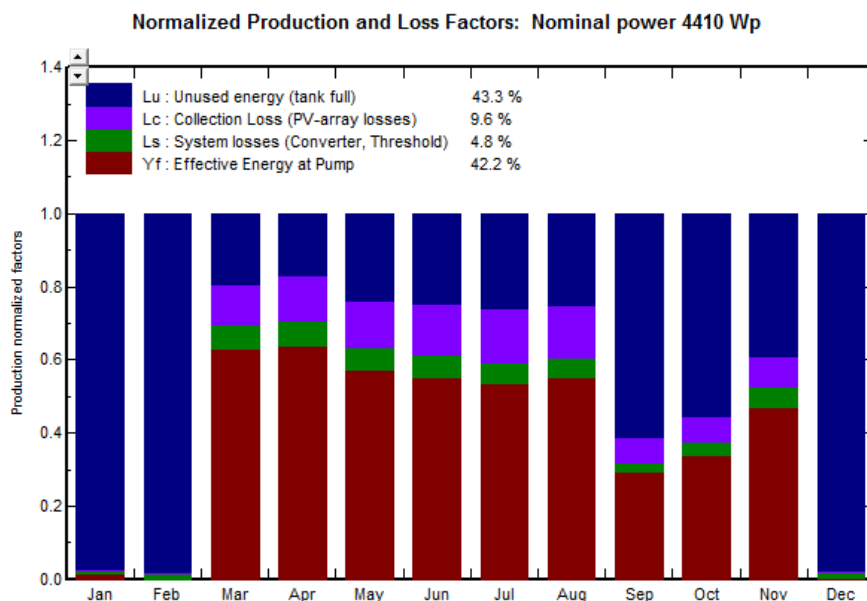


Figura 6.3 – Produção normalizada e factores de perda: potência nominal 4410 Wp

Energia não utilizada (Lu) atinge 43,30 %, sendo que o sistema não a utiliza nos meses de Inverno (tanque está cheio) e deste modo há disponibilidade total.

As perdas *array* FV (Lc) são 9,60 %, sendo que ocorre no Verão a perda mais elevada, seguidamente no Outono e Inverno.

As perdas do sistema (conversor) (Ls) são 4,80 %, sendo que ocorre no Verão a perda mais elevada, seguidamente no Outono e Inverno.

A energia efectiva da bomba (Yf) atinge 42,20 %. A sua maior utilização ocorre nos meses de maior necessidade de água (Verão), seguidamente no Outono e no Inverno não existe.

A figura 6.4 mostra a relação de desempenho obtida (rendimento sistema – Y_f vs rendimento sistema referência – Y_r).

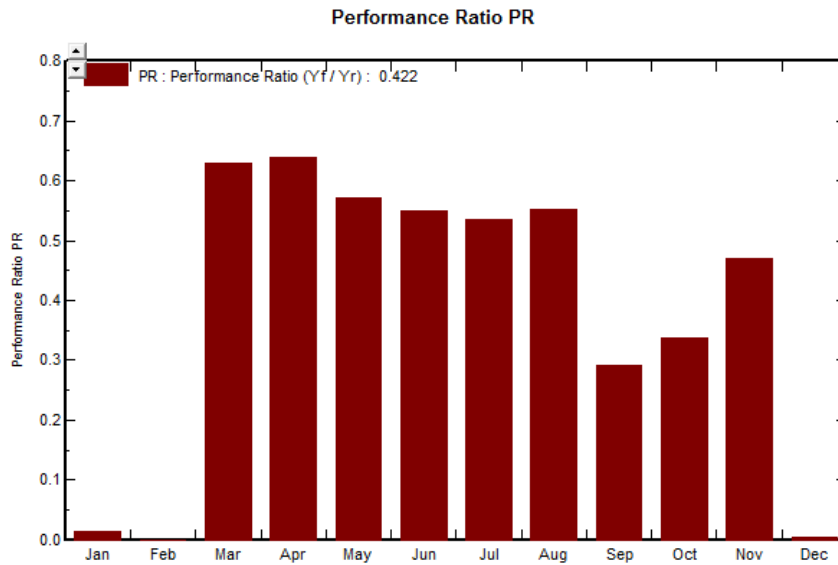


Figura 6.4 – Relação de desempenho

A relação de desempenho traduz-se em 0,422. Nos meses do Verão a sua relação é mais elevada, seguidamente no Outono e no Inverno é praticamente nula (não bombeia).

A relação de desempenho atinge valores elevados no Verão quando o sistema está a trabalhar no máximo (energia útil do sistema é toda utilizada) e deste modo a relação disponível do rendimento do sistema sobre o rendimento do sistema de referência aumenta.

No Outono a energia útil do sistema não é toda utilizada e deste modo a relação disponível do rendimento do sistema sobre o rendimento do sistema de referência diminui.

No Inverno não há consumo.

Na tabela 6.10 apresentam-se os resultados da simulação do sistema de bombagem FV estudado ($GlobEff$, $EArrMpp$, E_{PmpOp} , E_{TkFull}). Em que:

$GlobEff$ – Radiação disponível (kWh/m^2)

$EArrMpp$ – Energia eléctrica disponível (kWh)

E_{PmpOp} – Energia operacional da bomba (kWh)

E_{TkFull} – Energia não utilizada (bomba pára quando o tanque está cheio) (kWh)

Tabela 6.10 – Resultados - $GlobEff$, $EArrMpp$, E_{PmpOp} , E_{TkFull}

	GlobEff	EArrMPP	E PmpOp	ETkFull
	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh
January	131.1	520.1	8.3	457.2
February	127.3	496.5	0.0	444.4
March	191.7	744.8	546.2	129.8
April	177.1	682.5	513.3	102.8
May	209.3	793.2	544.9	172.4
June	209.3	775.2	525.9	174.8
July	224.2	815.3	546.8	193.5
August	218.6	795.8	547.2	180.1
September	200.0	737.4	264.8	413.0
October	175.3	665.4	267.7	338.1
November	118.2	460.0	251.9	162.9
December	112.4	445.7	2.0	393.8
Year	2094.5	7931.9	4018.8	3162.8

Interpretação dos resultados - $GlobEff$, $EArrMPP$, E_{PmpOp} , E_{Tkfull}

A radiação disponível no colector plano - $GlobEff$, apresenta média anual de 2094,50 kWh/m².

A energia eléctrica disponível - $EArrMPP$, apresenta média anual de 7931,90 kWh.

Energia operacional da bomba – E_{PmpOp} , apresenta média anual de 4018,80 kWh.

A energia não utilizada (bomba pára quando tanque está cheio) – E_{TkFull} , apresenta média anual de 3612,80 kWh.

Na tabela 6.11 apresentam-se os resultados do sistema de bombagem FV estudado (H_{Pump} , W_{Pumped} , W_{Used} , W_{Miss}). Em que:

H_{Pump} – Altura manométrica da bomba (meterW)

W_{Pumped} – Água bombeada (m³/dia)

W_{Used} – Água utilizada (m³/dia)

W_{Miss} – Água em falta (m³/dia)

Tabela 6.11 – Resultados – H_{Pump} , W_{Pumped} , W_{Used} , W_{Miss}

	H Pump meterW	WPumped m ³ /day	W Used m ³ /day	W Miss m ³ /day
January	63.90	1.13	0.00	0.000
February	0.00	0.00	0.00	0.000
March	63.48	69.23	69.71	0.295
April	62.95	68.85	68.85	1.151
May	64.29	70.00	70.00	0.000
June	64.51	70.00	70.00	0.000
July	64.73	70.00	70.00	0.000
August	64.27	69.98	70.00	0.000
September	62.68	35.24	35.00	0.000
October	62.60	34.97	35.00	0.000
November	61.28	35.00	35.00	0.000
December	62.26	0.28	0.00	0.000
Year	63.57	43.99	43.89	0.120

Interpretação dos resultados – H_{Pump} , W_{Pumped} , W_{Used} , W_{Miss}

Altura manométrica da bomba – H_{Pump} apresenta média anual de 63,57 m sendo que este valor é praticamente constante ao longo do ano.

Água bombeada – W_{Pumped} , apresenta média anual de 43,99 m³/dia. O sistema cumpre.

Água utilizada – W_{Used} , apresenta média anual de 43,89 m³/dia.

Água falta – W_{Miss} , média anual de 0,120 m³/dia – valor insignificante.

Deste modo e com base nos resultados obtidos, conclui-se que este modelo cumpre os requisitos necessários para funcionar no pomar de citrinos.

6.6 Análise da simulação com o modelo Grundfos SP17-9 CA

Nesta fase dimensionou-se o sistema de bombagem utilizando o modelo Grundfos-SP17-9. Seguidamente apresenta-se os *inputs*, os resultados e análise aos mesmos.

6.6.1 Inputs

Nesta fase introduziu-se os parâmetros de simulação do sistema de bombagem FV, nomeadamente a localização geográfica e os parâmetros de simulação que compõem o sistema de bombagem FV.

Na tabela 6.12 apresentam-se as coordenadas geográficas definidas pelo programa para Faro – Portugal.

Tabela 6.12 - Coordenadas geográficas – Faro - Portugal

Situação	Latitude 37,0°N	Longitude 7,6°W
Tempo definido	Tempo zona UT+1 Albedo 0,20	Altitude 8 m

Na tabela 6.13 apresentam-se as características do sistema de bombagem FV: características, tanque de armazenamento e circuito hidráulico.

Tabela 6.13 – Características do sistema de bombagem fotovoltaico: características, tanque de armazenamento e circuito hidráulico

Características	
Diâmetro tubo (cm)	18,00
Profundidade nível estático (m)	50,00
Levantamento específico (m/m ³ /h)	1,00
Profundidade da bomba (m)	75,00
Profundidade máxima de bombagem (m)	70,00
Tanque armazenamento	
Volume (m ³)	70,00
Diâmetro (m)	4,70
Altura nível inferior (m)	1,00
Altura nível máximo (m)	4,00
Circuito hidráulico	
Comprimento do tubo (m)	100,00
Tubos	PE50 (2'')

Na tabela 6.14 apresentam-se os parâmetros de simulação das necessidades de água e para o funcionamento da bomba.

Tabela 6.14 – Parâmetros de simulação das necessidades de água e para o funcionamento da bomba

Necessidades de água (m³/dia)				
Primavera (Mar/Abr/Mai)				70,00
Verão (Jun/Jul/Ago)				70,00
Outono (Set/Out/Nov)				35,00
Inverno (Dez/Jan/Fev)				0,00
Bomba	Modelo Grundfos-SP17-9 CA			
Tecnologia da bomba	Motor CA - trifásico			
Conversor associado ou integrados	Conversor MPPT Solatronic SA1500 – 380 – 415 V			
Condições operação	Altura mínima Altura nominal Altura máxima			
Altura	30,00	80,00	105,00 (m ³)	
Caudal máximo	22,38	14,38	13,28 (m ³)	
Potência necessária	5500	5500	5500 (W)	

Na tabela 6.15 apresentam-se as características do sistema de bombagem FV: orientação do colector plano, características *array* FV e dispositivo de controlo.

Tabela 6.15 – Características do sistema de bombagem fotovoltaico: orientação do colector plano, características *array* fotovoltaico e dispositivo de controlo

Orientação do colector plano	Ângulo 30°	Azimute 0°
Características array FV		
Módulo FV		
Modelo	Si-mono – Modelo ASUN245-M	
Fabricante	A-Sun by Aton Energy	
Número de módulos FV	Em série: 15 módulos Em paralelo: 2 fileiras	
Total número de módulos FV	Número de módulos: 30 Potência nominal: 245 Wp	
Potência global <i>array</i>	Nominal (STC): 7,35 Wp Cond operação: 6,36 kWp (50°C)	
Características operação array (50 °C)	U_{PPM} : 389 V I_{PPM} : 16 A	
Área Total	Área módulo: 48,70 m ²	
Dispositivo de controlo		
Modelo	Dispositivo genérico (otimizado para o sistema)	
Sistema Configuração	Inversor fixo V CC-CA	

A figura 6.5 foi obtida do programa PVsyst.

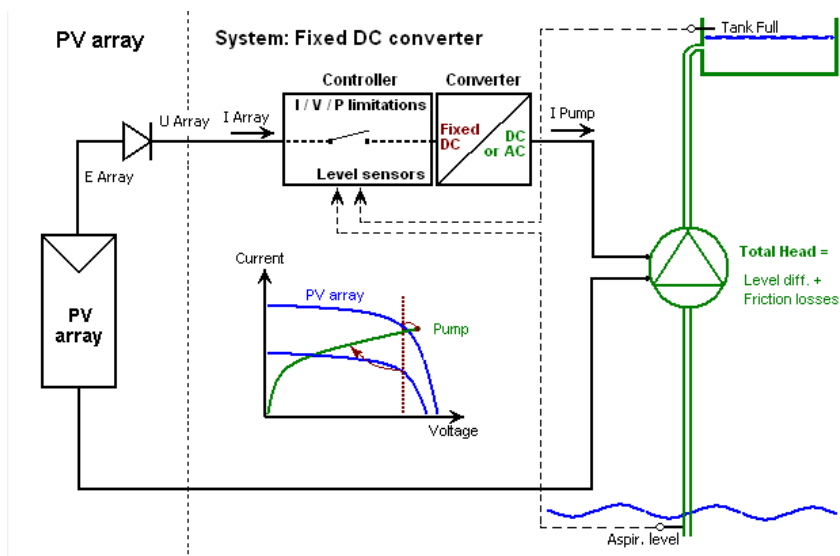


Figura 6.5 - Desenho do sistema (modelo Grundfos-SP17-9 CA)

6.6.2 Resultados e análise

Na tabela 6.16 apresentam-se os resultados do sistema de bombagem FV.

Tabela 6.16 – Resultados do sistema de bombagem fotovoltaico: bomba, array fotovoltaico e configuração do sistema

Parâmetros do sistema principal	
Bomba	SP17-9 CA / Grundfos
Array FV	ASUN245-M / A-Sun by Aton Energy Nr. Módulos: 15 série x 2 paralelo - Potência array: 7350 Wp
Configuração do sistema	Estratégia de controlo: inversor fixo V CC-CA

Para a bomba SP17-95 CA / Grundfos os módulos seleccionados são o ASUN245-M / A-Sun by Aton Energy, número de módulos total 30 (série 15 e em paralelo 2 fileiras) – potência array: 7350 Wp e a estratégia de controlo: inversor fixo V CC-CA.

Na tabela 6.9 apresentam-se os resultados do sistema de bombagem FV (média anual).

Tabela 6.17 – Principais resultados do sistema de bombagem fotovoltaico (média anual)

Principais resultados da simulação Sistema de produção	Água bombeada: 16024 m ³ Água necessária: 16065 m ³ – falta de água: 0,30 % Energia da bomba: 4176 kWh Energia FV não utilizada (tanque cheio): 6695kWh - Fracção não utilizada: 50,40% Eficiência do sistema: 31,50 % - Eficiência da bomba: 78,80%
--	--

Verifica-se que nas necessidades de água, o sistema consegue suprir as mesmas. Nos meses de Março a Agosto (70 m³/dia), nos restantes meses (Setembro a Fevereiro) 35 m³/dia, sendo que de Dezembro a Fevereiro não é necessário água.

O sistema de produção bombeia 16024 m³ de água, sendo a quantidade de água necessária 16065 m³. A percentagem de falta de água é de somente 0,30 %. A energia da bomba é 4176 kWh, energia FV não utilizada (tanque cheio) 6695 kWh, fracção não utilizada 50,40 %. O sistema apresenta uma eficiência de 31,50 %, eficiência da bomba 78,80 %.

Verifica-se que a água bombeada pelo sistema cumpriu os requisitos exigidos para a bombagem de água. Este sistema é viável.

A figura 6.6 mostra a produção normalizada e os factores de perda: potência nominal 4410 Wp.

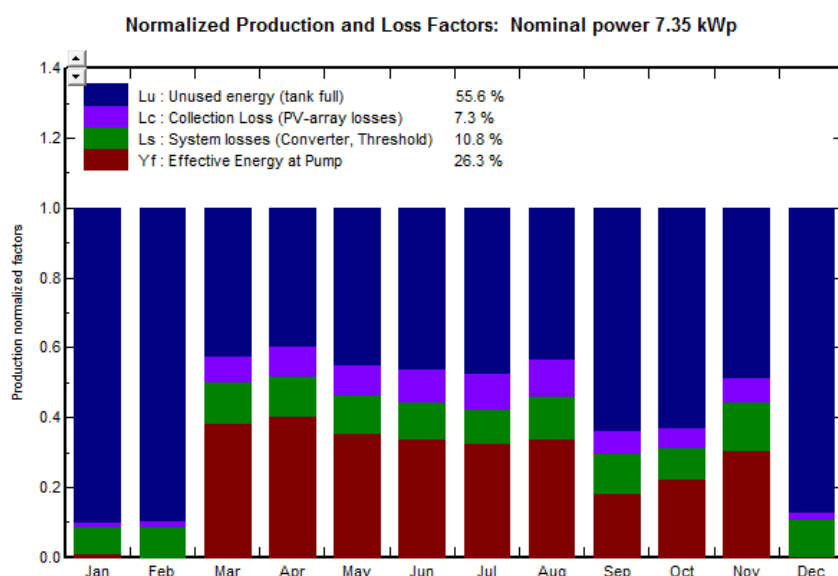


Figura 6.6 – Produção normalizada e factores de perda: potência nominal 4410 Wp

Energia não utilizada (Lu) atinge 56,60 %, sendo que o sistema não a utiliza nos meses de Inverno (tanque está cheio) e deste modo há disponibilidade total.

As perdas *array* FV (Lc) são 7,30 %, sendo que ocorre no Verão a perda mais elevada, seguidamente no Outono e Inverno.

As perdas do sistema (conversor) (Ls) são 10,80 %, sendo que ocorre no Verão a perda mais elevada, seguidamente no Outono e Inverno.

A energia efectiva da bomba (Yf) atinge 26,30 %. A sua maior utilização ocorre nos meses de maior necessidade de água (Verão), seguidamente no Outono e no Inverno não existe.

A figura 6.7 mostra a relação de desempenho obtida (rendimento sistema – Yf vs rendimento sistema referência – Yr).

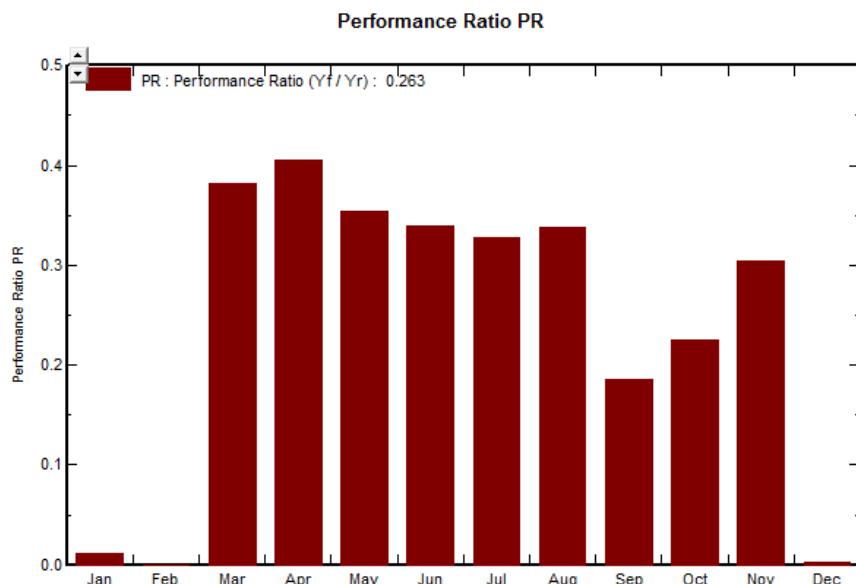


Figura 6.7 – Relação de desempenho

A relação de desempenho traduz-se em 0,263. Nos meses do Verão a sua relação é mais elevada, seguidamente no Outono e no Inverno não a relação é praticamente nula.

A relação de desempenho atinge valores elevados no Verão quando o sistema está a trabalhar no máximo (energia útil do sistema é toda utilizada) e deste modo a relação disponível do rendimento do sistema sobre o rendimento do sistema de referência aumenta.

No Outono a energia útil do sistema não é toda utilizada e deste modo a relação

e deste modo a relação disponível do rendimento do sistema sobre o rendimento do sistema de referência diminui.

No Inverno não há consumo.

Na tabela 6.18 apresentam-se os resultados da simulação do sistema de bombagem FV estudado ($GlobEff$, $EArrMpp$, E_{PmpOp} , $ETkFull$). Em que:

$GlobEff$ – Radiação disponível (kWh/m^2)

$EArrMpp$ – Energia eléctrica disponível (kWh)

E_{PmpOp} – Energia operacional da bomba (kWh)

$ETkFull$ – Energia não utilizada (bomba pára quando o tanque está cheio) (kWh)

Tabela 6.18 – Resultados – $GlobEff$, $EArrMpp$, E_{PmpOp} , $ETkFull$

	GlobEff kWh/m ²	EArrMPP kWh	E PmpOp kWh	ETkFull kWh
January	131.1	870	10.4	722.5
February	127.3	831	0.0	672.8
March	191.7	1246	553.3	448.6
April	177.1	1142	543.3	389.0
May	209.3	1328	562.2	520.6
June	209.3	1298	541.1	539.7
July	224.2	1365	556.8	599.8
August	218.6	1332	557.8	522.0
September	200.0	1235	279.3	708.9
October	175.3	1114	297.5	623.5
November	118.2	769	272.0	344.8
December	112.4	745	2.6	603.3
Year	2094.5	13274	4176.4	6695.4

Interpretação dos resultados - $GlobEff$, $EArrMPP$, E_{PmpOp} , $ETkfull$

A radiação disponível no colector plano - $GlobEff$, apresenta média anual de 2094,50 kWh/m^2 .

A energia eléctrica disponível – $EArrMPP$, apresenta média anual de 13274 kWh.

Energia operacional da bomba – E_{PmpOp} , apresenta média anual de 4176,40 kWh.

Energia não utilizada (bomba pára quando tanque está cheio) – $ETkFull$,

apresenta média anual de 6695,40 kWh.

Na tabela 6.19 apresentam-se os resultados do sistema de bombagem FV estudado (H_{Pump} , W_{Pumped} , W_{Used} , W_{Miss}). Em que:

H_{Pump} – Altura manométrica da bomba (meterW)

W_{Pumped} – Água bombeada (m³/dia)

W_{Used} – Água utilizada (m³/dia)

W_{Miss} – Água em falta (m³/dia)

Tabela 6.19 – Resultados – H_{Pump} , W_{Pumped} , W_{Used} , W_{Miss}

	H Pump meterW	WPumped m ³ /day	W Used m ³ /day	W Miss m ³ /day
January	67.75	1.13	0.00	0.000
February	0.00	0.00	0.00	0.000
March	73.66	68.98	69.54	0.457
April	71.83	68.72	68.72	1.279
May	74.03	70.00	70.00	0.000
June	74.46	70.00	70.00	0.000
July	75.42	70.00	70.00	0.000
August	74.77	70.00	70.00	0.000
September	72.21	35.29	35.00	0.000
October	70.35	35.00	35.00	0.000
November	69.80	34.16	34.21	0.789
December	66.37	0.33	0.00	0.000
Year	73.23	43.90	43.80	0.209

Interpretação dos resultados – H_{Pump} , W_{Pumped} , W_{Used} , W_{Miss}

Altura manométrica da bomba – H_{Pump} apresenta média anual de 73,23 m sendo que este valor é praticamente constante ao longo do ano.

Água bombeada – W_{Pumped} , apresenta média anual de 43,90 m³/dia. O sistema cumpre.

Água utilizada – W_{Used} , apresenta média anual de 43,80 m³/dia.

Água falta – W_{Miss} , média anual de 0,209 m³/dia – valor insignificante.

Com base nos resultados obtidos, conclui-se que este modelo também cumpre os requisitos necessários para funcionar no pomar de citrinos e responder às necessidades diárias de água.

6.7 Análise comparativa dos dois modelos

O modelo de bomba Lorentz PS4000 C-SJ8-15 CC e o modelo de bomba Grundfos SP17-9 CA cumprem os requisitos para o funcionamento do sistema de rega no pomar de citrinos, contudo e após a sua comparação o modelo de bomba Lorentz PS4000 C-SJ8-15 CA assume-se como o mais adaptado à situação.

Em todos os diversos parâmetros fornecidos pelo programa PVsyst, estes modelos de bomba solares foram comparados, nomeadamente nos parâmetros do sistema, resultados da simulação, produção normalizada (instalação kWp) e desempenho. O modelo de bomba Lorentz PS4000 C-SJ8-15 CC superou-os sempre. Também comparativamente com o uso dos painéis FV, utilizando este modelo são necessários menos módulos (18) e conseqüentemente a área ocupada também é menor (29,20 m²).

Assim, por todos estes factores, o modelo a ser utilizado no pomar de citrinos mais adaptado à situação deverá ser o modelo de bomba Lorentz PS4000 C-SJ8-15 CC.

6.8 Avaliação económica

As oportunidades para usar o sol, o vento, a água, a madeira como fontes energéticas são inúmeras, contudo, é necessário também avaliar a sua viabilidade económica.

Se para obter energia a partir de uma fonte renovável e ela for mais cara do que as fontes tradicionais não renováveis, o uso dessa tecnologia fica desacreditado e somente o benefício do ponto de vista ambiental não é suficiente.

Neste caso particular, para se efectuar a avaliação económica do sistema de bombagem solar, foram considerados os preços de cada componente que compõem o mesmo, sob as taxas legais que se encontram em vigor (IVA a 23%). Os preços de componentes foram fornecidos pelo Grupo Rolear - Faro. Não foram considerados os custos relacionados com o projecto de engenharia nem montagem.

Assim, os valores obtidos apresentam-se na tabela 6.20.

Tabela 6.20 – Orçamento de instalação: sistema de bombagem fotovoltaico

Componentes	Preço (c/IVA)
18 módulos ASUN245 M	3600 €
1 bomba (modelo Lorentz-PS4000 C-SJ8-15 CC)	3400 €
Projecto de engenharia + montagem	-
	Total: 7000 €

*A estes valores acresce a taxa de IVA em vigor de 23%

Os custos operacionais dum sistema convencional de bombagem (corrente eléctrica), será o do funcionamento da bomba ao ano – modelo Lorentz-PS4000 C-SJ8-15-Well CC – 4000 W – 10 – 81 m) e o custo da energia (tabela 6.21).

Tabela 6.21 – Custos operacionais de um sistema de bombagem convencional

Descrição	Custo € (s/IVA)
Funcionamento da bomba (ano)	EPmpOp = 4018,80 kWh
Custo de energia (tarifa bi-horária)	Custo Energia = 0,10 €/kWh = 401,88 €
	Total: ≈ 402 €

Para o cálculo do período de retorno simples tem-se:

$$p.r.s = \frac{\textit{investimento no sistema de bombagem FV}}{\textit{custos operacionais de um sistema de bombagem convencional}}$$

$$p.r.s = \frac{7000 \text{ €}}{402 \text{ €}} \cong 17 \text{ anos}$$

Assim, este sistema de bombagem FV do ponto de vista ambiental, é um sistema interessante, recorre ao uso de uma fonte de energia renovável, o sol, contudo, do ponto de vista económico não o é, apresenta um tempo de retorno de montante investido em dezassete anos.

Em locais próximos da rede eléctrica, o investimento necessita de um longo período para ser recuperável. Em locais afastados da rede, este valor poderá ser tido em conta, pois os custos inerentes à instalação da rede deverão ser muito superiores.

7 - Conclusões

O uso de energias alternativas e amigas do ambiente deve ser um princípio a ser seguido de forma a combater o desperdício e tirar proveito dos recursos naturais renováveis, nomeadamente da energia solar. Assim, dominar e difundir a tecnologia de processamento deste tipo de energia deve ser um objectivo das instituições de ensino nas áreas tecnológicas.

Da extensa bibliografia que foi consultada, é possível concluir que existem previsões que indicam num futuro próximo, 30-40 anos, a maior parte da energia eléctrica produzida a nível mundial, será de origem renovável. Entre estas, assume particular destaque, a energia solar fotovoltaica (FV), a qual hoje em dia encontra-se em franca expansão.

Actualmente, a tecnologia FV ainda apresenta um custo elevado, contudo, tem-se vindo a assistir a uma redução de preços e a um aumento da sua eficiência e tempo de vida útil. É de esperar que num futuro próximo, com o notável desenvolvimento que este tipo de tecnologia está a ter, estas tendências positivas se acentuem também.

Uma das várias aplicações dos sistemas FV é em bombagem de água. Este tipo de sistemas tem grande procura sendo ecológicos e autónomos. A sua alimentação a partir da energia solar, apresenta-se como uma alternativa aos sistemas convencionais.

Neste trabalho foi levado a cabo um estudo de avaliação energética de um sistema fotovoltaico para bombagem de água num sistema de baixa potência, aplicado num pomar de citrinos na zona do Algarve. No caso de estudo escolhido, compararam-se dois modelos de bombas solares, um de corrente contínua (bomba Lorentz PS4000 C-SJ8-15 CC) e outro de corrente alternada (bomba Grundfos SP17-9 CA). Para simular o comportamento dos diferentes parâmetros destes sistemas usou-se o programa PVsyst. Após a análise dos resultados, concluiu-se que no geral, ambos os sistemas cumprem os requisitos fundamentais para a rega, sendo que o sistema CC revelou ser economicamente mais viável, já que requer menor área de painéis fotovoltaicos porque a bomba Lorentz PS4000 C-SJ8-15 é mais eficiente que a sua análoga do sistema CA. Por este motivo o modelo aqui sugerido é o de CC, o qual constitui como uma boa alternativa em locais afastados da rede, onde os custos inerentes à instalação da mesma são muito significativos.

Deve referir-se que, em termos de investimento, nenhum destes sistemas isolados de bombagem FV é rentável, em comparação com os seus análogos, ligados à

rede. No entanto, é possível que a curto ou médio prazo, com a tendência verificada de rápido desenvolvimento tecnológico e a conseqüente redução do preço da tecnologia, esta situação possa atenuar-se.

Como trabalho futuro, sugiro um estudo dos sistemas FV em que possa ser adaptado à bomba existente, não havendo necessidade de a substituir permitindo assim baixar os custos.

Referências bibliográficas

Literatura científica

- Abella, M. A. (2005). Sistemas Fotovoltaicos – Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica [Livro]. - Madrid: Era Solar – energías renovables.
- Abella, M. A. (2004). Pump's detailed measurements, private communication. CIEMAT, Madrid.
- Abella, M. A., Lorenzo, E., Chenlo, F. (2003). PV Water Pumping Systems based on Standard Frequency Converters. *Progress in Photovoltaic Research and Applications*. 11:1-13.
- AbdulHadi, M., Al-Ibrahim, A.M., & Virk, G.S. (2004). Neuro-Fuzzy-Based Solar Cell Model. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.19, no.3.
- Ahmad, G. E. (2001). Photovoltaic-powered rural zone family house in Egypt. *Renewable Energy* 26, 379-390. National Research Centre, Solar Energy Department, El-Tahrir Street, Dokki, Cairo, Egypt.
- Argaw, N. (1994). PV pumps in Ethiopia. *Proc. Of the 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Amsterdam, The Netherlands.
- Baghat, A.B.G., Helwa, N.H., Ahmad, G.E. & Shenawy, E.T. (2004). Estimation of the maximum power and normal operating power of a photovoltaic module by neural networks. *Renewable Energy* 29, 443-457.
- Barlow, R., McNeils B., e Derrick A. (1991). Status and Experience of Solar PV Pumping in Developing Countries. In *Proc. 10th Europ. PV Solar Energy Conf., Lisbon, Portugal*, pp.1143-1146.
- Benghanem, M. (2009). Low cost management for photovoltaic systems in isolated site with new IV characterization model proposed. *Energy Conversion and Management* 50, 748-755.
- Betka, A. & Moussi, A. (2004). Performance optimization of a photovoltaic induction motor pumping system. *Renewable energy* 29, 2167-2181.
- Castro, Rui M. G. (2011). Uma Introdução às Energias Renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica [Livro]. - [s.l.] : Coleção Ensino da Ciência e da Tecnologia – ISBN: 978-972-8469-01-6
- Castro, Rui M. G. (2008). Introdução à Energia Fotovoltaica – Energias Renováveis e Produção Descentralizada. Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico DEEC / Secção de Energia.

- Costa, R. J. (2003). Energias renováveis: um potencial desaproveitado. A página da Educação, 122.
- Derrick, A., McNeils B., Sterr NH e Wright DE. (1982). The state of the art of commercially available small-scale photovoltaic pumping systems. *Proc of the 16th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, Hawai. 194-198.
- Dias, F. J. A. (2009). “Soluções Técnicas para o Projecto de Edifícios de Habitação Incorporando Produção Própria de Energia”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Janeiro.
- DRAAG (1995). *Culturas Hortícolas - Guia Práctico do Extensionista*. Direcção Regional de Agricultura do Algarve / Ministério de Agricultura
- DRAAG (1981). Caracterização da Zona Agrária II – Concelhos de Silves, Lagoa e Albufeira. Direcção Regional de Agricultura do Algarve – Ministério da Agricultura, Comércio e Pescas.
- Duzat, M., Siquiera, R. (2000). Analytical and experimental investigation of photovoltaic pumping systems. Thesis, University of Oldenburg.
- European, C. DG for Energy (s.d.) European Photovoltaic Industry Association. *Photovoltaics in 2010*. Vol 1 to 4; Brussels, 1996.
- “Energia Fotovoltaica Manual Sobre Tecnologias, Projecto e Instalação”, Manual Projecto GREENPRO Fevereiro de 2002 e Janeiro de 2004
- FER - Fontes de Energia Renováveis. (2004). Energia Fotovoltaica – Manual Tecnologias, Projectos e Instalações, Volume III. Projecto parcialmente financiado pela Comissão Europeia, designadamente do programa ALTENER.
- Furfari, S. (2010). O Mundo e a Energia. Desafios geopolíticos - 1. As chaves para a compreensão. Eixo Atlântico do Noroeste Peninsular- ISBN: 978-84-693-4778-2
- Furfari, S. (2010). O Mundo e a Energia. Desafios geopolíticos - 2. Jogos de poder. Eixo Atlântico do Noroeste Peninsular - ISBN: 978-84-693-4779-9
- García, G. G. (2008). *Energías Del Siglo XXI - De las energías fósiles a las alternativas* [Livro]. - [s.l.] : Ediciones Mundi-Prensa.
- García, V. (1999). M. Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo. *Ed. Iepala Internacional*.
- Ghoneim, A. A. (2006). Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems. *Energy Conversion and Management* 47, 1449-1463.
- Gonçalves, H., Joyce, A.; Silva L. (2002). *FORUM “Energias Renováveis em Portugal”*, Uma Contribuição para os Objectivos de Política Energética e Ambiental, ADENE/INETI, Lisboa, Dezembro.

- Grundfos International A/S. (1989). DK-8850 Bjerringbro, Denmark. Document EX WB 01.89.
- Hahn, A., Flores Condori C, Schmidt R. (1998). Photovoltaic water pumps – lessons learned from demonstration and field testing projects supported by GTZ – Proc of the *International Workshop on PV water supply*, Marrakech, Morocco. 39-44. <http://www.gtz.de/>
- Hahn, A., Schmidt R., (2000). Resource-conserving irrigation with photovoltaic pumping systems. *Proc of the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Glasgow, UK. 3002-3005.
- Hansen, A.D., Sorensen, P., Hansen, L. and Bindner, H. (2000). Models for a Stand-Alone PV-System. Roskilde : Riso-R-1219(EN)/SEC-R-12. Riso National Laboratory.
- Henna, J., Gillet B. (1984). Handbook on Solar Water Pumping. *It Power in association with Sir W. Halcrow & Partners*.
- Hori, A., *et al.* (1985). An Optimum design of photovoltaic direct coupled ater pumping system. *Proc. Of the 18th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*. 1626-1631.
- IEA. (2009). CO₂ Emissions from Fuel Combustion. Edition 2009. Technical Report, International Energy Agency.
- Ing-Büro Mayer. Photovoltaic pumping systems (PVPS). Seminar. <http://www.ibom.de>
- Joyce, A. (2009). Energia fotovoltaica. LNEG.
- Júnior, J. F. M., Gpnçalves, F. N. (1995). Citricultura – Guia Ilustrado. Direcção Regional de Agricultura do Algarve. Volume I.
- Júnior, J. F. M., Gpnçalves, F. N. (1995). Citricultura – Guia Ilustrado. Direcção Regional de Agricultura do Algarve. Volume II.
- Lorenzo, E. (1997). Photovoltaic Rural Electrification. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 5: 3-27.
- Lorenzo, E. (1994). Energía Solar: Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos. *Ed. Progenisa*. Sevilla.
- Lorenzo, E. (1994). Solar electricity. Engineering of photovoltaic systems. University of Madrid: Solar Energy Institute.
- Lysen, E. (s.d.). Photovoltaics: an outlook for the 21st century. *Renewable Energy World*. 2003; 6(1):43-53.
- Madrid, A. (2009). Energías Renovables - Fundamentos Tecnologías y Aplicaciones [Livro]. - [s.l.] : AMV EDICIONES - Mundi-Prensa. - Vol. 1ª edición.

- Matsumoto, Y. et al. (1994). Status of PV application in Mexico. *Proc of the 24th IEEE Photovoltaic Specialist conference*, Hawaii.
- Mellit, A., Kalogirou, S.A., Drif., M., (2010). Application of neural network and genetic algorithms for sizing of photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 35, 2881-2893.
- Mendes, F., & Joyce, A. (2009). Potencial da energia solar térmica e fv. LNEG.
- Mermoud, A. (2006). Technico-economical Optimization of Photovoltaic Pumping Systems. Pedagogic and Simulation Tool Implementation in the PVsyst Software. Final Report. Université de Genève.
- Miguel, A. (2007). Manual de Higiene e Segurança do Trabalho – 10ª edição. Porto Editora.
- Morais, J. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos - Da teoria à prática* [Livro]. - [s.l.] : Engebook - ISBN: 978-989-96101-0-1
- Navarte, L. , Lorenzo, E., Caamaño, E. (2000). PV pumping analytical design and Characteristics of Boreholes. *Solar Energy* 68, nº 1, pp 49-56.
- Nogueira, D. Pardal (1992). Incorreções e Confusões da nomenclatura dos citrinos. *Vida Rural*: 4/1992.
- Odeh I. (2002). From research to investment in photovoltaic water pumping systems. *Proc. Of the International Workshop on PV applications*, United Nations Industrial Development Organization. International Center for Science and High Technology. Photoenergy Center, Faculty of Science, Aim Shams University. Cairo, Egypt.
- Oliveira, I. (1993). *Técnicas de Regadio I*. Instituto de estruturas agrárias e desenvolvimento rural.
- Oliveira, I. (1993). *Técnicas de Regadio II*. Instituto de estruturas agrárias e desenvolvimento rural.
- Palz, W. (1978). *Energia Solar e Fontes Alternativas* [Livro]. - [s.l.] : Hemus.
- Pereira, F., Oliveira, M. (2011). *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*. Publindústria. ISBN: 978-972-8953-78-2
- Pérez, E. M. (2001). *Energías renovables, sustentabilidad y creación de empleo. Una economía impulsada por el sol*. Madrid. Catarata.
- Pimentel D. e Pimentel M. H. (1990). *Alimentação, Energia e Sociedade* [Livro]. [s.l.] : Fundação Calouste Gulbenkian.

- Plana, M. I., Polo, J.R., Urrutia, J.I. (2005). *Tecnología Solar. Colección energías renovables*. Ediciones Mundi-Prensa.
- Proença, Emanuel Dâmaso Brinquete (2007). “A Energia Solar Fotovoltaica em Portugal – Estado da Arte e Perspectivas de Desenvolvimento”, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Agosto.
- Pulfrey DL. *et al.* (1985). A photovoltaic-powered systems for médium head pumping. *Proc. Of the IEEE Photovoltaic Specialist Conference*. 1637-1642.
- PV-TRAC (2005). Photovoltaic Technology Research Advisor Council. A Vision for Photovoltaic Technology. European Commission (EUR21242).
- Raposo, J. (1994). *A rega por aspersão*. Coleção Técnica Agrária 8. Livraria Clássica Editora, Lisboa.
- Raposo, J. R. (1996). *A Rega - Dos primitivos regadios às modernas técnicas de rega*. Fundação Calouste Gulbenkian
- Recenseamento agrícola (2009). Análise dos Principais Resultados. Regional de Agricultura do Algarve / Ministério de Agricultura.
- Reich, S. (1985). Projecto de Rega da Província do Algarve – Tecnologia Solar na Agricultura do Algarve. Direcção Geral de Hidráulica e Engenharia Agrícola. Ministério da Agricultura. Abril.
- REN21. (2010). Renewables 2010 Global Status Report. Technical report, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
- REN21. (2011). Renewables 2011 Global Status Report. Technical report, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
- Rodrigues, A. (2008). Parques Eólicos em Portugal. Technical report, Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial.
- Roger, J. A. (1979). Theory of the direct coupling between DC Motors and PV solar Arrays. *Solar Energy* 23, pp 193-198.
- Ruas, M., R. Vital, P. Ramisó, E. Nunes, C. Medeiros, A. Santos, J. Beltrão, P. Farinha e L. Olival (2005). *Manual de Engenharia*. Grundfos Sistemas de Pressurização, Lisboa.
- Salameh, Z., Mulpur, A. K., Dagher, F. (1990). Two-stage Electrical Array Reconfiguration controller for PV-powered Water Pump. *Solar Energy* 44, no 1, pp 51-56.

- Salgado J. M^a. F. (2008). *Guía Completa De La Energía Solar e Fotovoltaica Y Termoeléctrica* [Livro]. - Madrid : A. Madrid Vicente, Ediciones.
- Scharmer, K., and Greif, J. (2000). *The European Solar Radiation Atlas*. École des Mines de Paris.
- Suehrcke, H., Appelbaum, J., Reshef, B. (1997). Modelling a Permanent Magnet DC Motor/Centrifugal Pump Assembly in a PV system. *Solar Energy* 59, 1-3.
- Thomas MG, Water pumping: the solar alternativa, Report SAND87-0804. *Sandia National Laboratories*, Albuquerque, NM. 1994.
- UE (2008). *Combater as alterações climáticas. A UE assume a liderança*. Publications.europa.eu. ISBN: 978-92-79-06069-4
- UE (2008) http://europa.eu/index_pt.htm EUROPA EC > JRC > IES > RE > SOLAREC > PVGIS > Interactive maps
- Vallina, M. M.. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Paraninfo.
- Varandas, C., Almeida A.T., Vallêra A., Fernandes E., Pereira M., Coelho P. (2005). *Membros da Comissão Organizadora da Conferência "As Energias do Presente e do Futuro"* [Jornal]. - [s.l.] : Sociedade Portuguesa de Física, Novembro.
- Vilela, OC. (2001). *Caracterização, simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de abastecimento de água*. *Tesis Doctoral, Universidade Federal de Pernambuco*, Recife.
- Wenhan SR, Green MA, Watt ME. (1994). *Applied Photovoltaics*, University of NSW. Kensington, Australia.

Legislação e Normas

Decreto-Lei N.º 363/2007 de 2 de Novembro. Diário da República N.º211 – I Série. Ministério da Economia e da Inovação. Lisboa.

Decreto-Lei N.º 118-A/2010 de 25 de Outubro de 2010

Diário da República, 1.ª série — N.º 73 — 15 de Abril de 2010 - Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010.

Internet – Entidades/Documentos/Sites consultados

DGGE – Direcção Geral de Energia e Geologia
www.dgge.pt, último acesso - Janeiro de 2013

ENERGLOBO – Energias Renováveis.
www.energlobo.pt/, último acesso - Novembro de 2010

IEA – Photovoltaic Power Systems Programme.
www.iea-pvps.org/, último acesso - Janeiro de 2012

ec.europa.eu/research/energy/pdf/vision-report-final.pdf

sites.google.com/site/reeetech/home/photovoltaic

www.portal-energia.com/uniao-europeia-comprometida-com-nas-energias-renovaveis/, último acesso - Janeiro de 2012

www.ren21.net/portals/97/documents/GSR/REN21_GSR_2010_full_revised%20Sept2010.pdf, último acesso - Janeiro de 2012

www.ren21.net/Portals/97documents/GSR/REN21_GSR2011.pdf, último acesso - Janeiro de 2012

aream.pt, último acesso - Janeiro de 2012

www.edp.pt, último acesso - Março de 2013

www.ffiolar.com, último acesso - Março de 2013

www.grundfos.com, último acesso - Março de 2013

www.lorentz.de, último acesso - Março de 2013

www.naturlink.pt, último acesso - Janeiro de 2012

www.weidmuller.pt, último acesso - Janeiro de 2013

prometheus.org/

re.jrc.ec.europa.eu/pvgis

www.electronica-pt.com

www.energlobo.pt/

www.esteconforto.com

www.irena.org/

www.nrel.gov/

www.renovaveisnatura.pt

www.stecasolar.com

Hiperligações para software de sistemas FV

SITE	DESIGNAÇÃO
www.pvsyst.com	PVsyst – software de dimensionamento de sistemas PV de venda à rede e autónomos
www.doe2.com	DOE-2 e PowerDOE – Simulação de utilização energética em edifícios
www.energydesignresources.com/Resources/SoftwareTools/eVALUator.aspx	eVALUator – Análise de medidas de redução de consumos energéticos
www.mygeoclock.com/geoclock/	GeoClock – Ferramenta para simulação de exposição solar
www.solardesign.co.uk/pvsol.php	PVSOL – Software de dimensionamento de sistemas fv de venda à rede e autónomos
www.mauisolarsoftware.com/MSESC/IVTracer.htm	IVTracer – Simulação das curvas MPPT
www.mauisolarsoftware.com/MSESC/ModuLab.htm	Modulab – Simulação do comportamento de painéis solares
www.mauisolarsoftware.com/MSESC/MSESCimages.htm	PV-DesignPro – Simulação anual de um sistema fv
www.energydesignresources.com/Resources/SoftwareTools/SkyCalc.aspx	Skycalc – Simulação de poupança em iluminação e AVAC
http://apps1.eere.energy.gov/buildings/tools_directory/software.cfm/ID=54/pagename=alfa_list	SOLAR-5 – Análise horária da performance energética de um edifício
www.mauisolarsoftware.com/MSESC/SunPlot3D.htm	SunPlot3D – Determinação 3D da posição solar
www.susdesign.com/sunangle	SunAngle – Cálculo de dados solares para uma determinada posição, data e hora
www.archenergy.com/products/visualdoe/	VisualDOE – Simulação energética para edifícios
http://www.hager.pt/servicos-downloads/software-e-e-actualizacoes/15.htm	Software Hager
www.econzept.com	PVS
www.mauisolarsoftware.com	Solar Studio Suite
www.smilenet.de	SMILE
www.solinvest.de	SoIINVEST
www.volker-quaschning.de/software/sundi	SUNDI
www.transsolar.de	TRSNYS

ANEXOS

1 – Modelo da bomba

1.1.1 Funcionalidade

A partir de este programa é possível:

- Estabelecer um modelo geral que descreve o comportamento eléctrico e hidráulico numa bomba, válido para todas as condições num sistema FV. O modelo apresenta um conjunto de parâmetros, sendo que a precisão do modelo depende da função de integralidade do parâmetro de entrada *set*.
 - Implementar o modelo de bomba como componente do *software* PVsyst.
 - Definir os parâmetros necessários no modelo, como por exemplo o comportamento de dispositivo de bomba.
 - Criar um banco de dados dos dispositivos da bomba principal adequado para sistemas FV disponíveis no mercado, inclusive ser actualizado em todos os componentes PVsyst.
 - O modelo inclui um processo de simulação geral de todo o sistema de bombagem (simulação passo por hora), reunindo as condições ambientais (meteorologia, necessidades de bombagem, profundidade) e várias tecnologias regulação/acoplamento (acoplamento directo, directo com *booster*, conversores de energia, baterias, bombas ligadas em cascata, reconfiguração de campo FV de acordo com energia solar disponível).
 - A tecnologia de acoplamento entre a matriz FV e a bomba está especificada no *software* através do “*controller*”, componente que define detalhadamente os parâmetros em qualquer dispositivo de controlo (limitação de potência, eficiência, ...). As primeiras simulações de um sistema podem ser efectuadas por um dispositivo optimizado.
 - Vários sistemas de bombeamento são considerados: poço profundo, bombagem de um lago, rio, furo, sistema de pressurização, ... , sendo necessário especificar os detalhes.
- O *software* PVsyst permite tomar proveito do ambiente reunindo o estudo e simulação de sistemas.

1.1.2 Precisão

Verificação do modelo básico

Os dados de uma bomba de deslocamento de diafragma positivo, orientada por um motor CC (modelo Watermax BU), com alturas = 12, 22, 32 e 41 m:

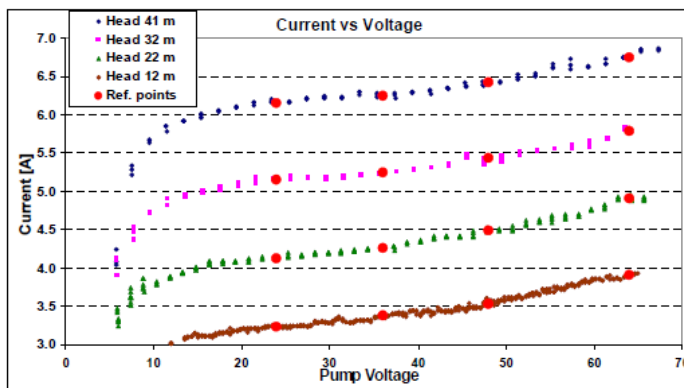


Figura A1 – Corrente-tensão da bomba (modelo Watermax BU) (fonte: Alonso-Abella 2004)

Relativamente ao comportamento de bomba, caudal vs potência:

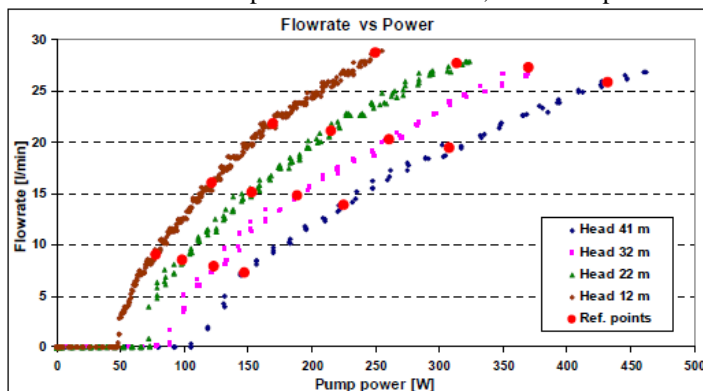


Figura A2 – Medida do caudal vs potência da bomba (modelo Watermax BU) (fonte: Alonso-Abella 2004)

Do conjunto completo de parâmetros para definir o modelo, podemos escolher quatro pontos de operação em cada altura entre estes dados, respectivamente 24 V, 36 V, 48 V e 63 V. Esta amostra de dezasseis pontos pode ser a base para construir e testar qualquer um dos modelos fenomenológicos descritos acima. À medida que o modelo representa uma superfície que passa por esses pontos fixos, os erros nestes pontos são nulos.

Os erros introduzidos pelo modelo são as incertezas da função de interpolação entre os pontos dados e as extrapolações até aos limites operacionais (que são muitas vezes determinados por causa da aproximação linear e a falta do ponto de fixação extremo).

Na figura A3, encontra-se representado os erros calculados na corrente e caudal (usando o modelo I_p e FR vs Altura, para tensão fixa) para os valores medidos.

A dispersão reflecte as incertezas medidas. A maioria dos pontos encontram-se dentro de +/- 5% da faixa de caudal e +/- 3% na corrente.

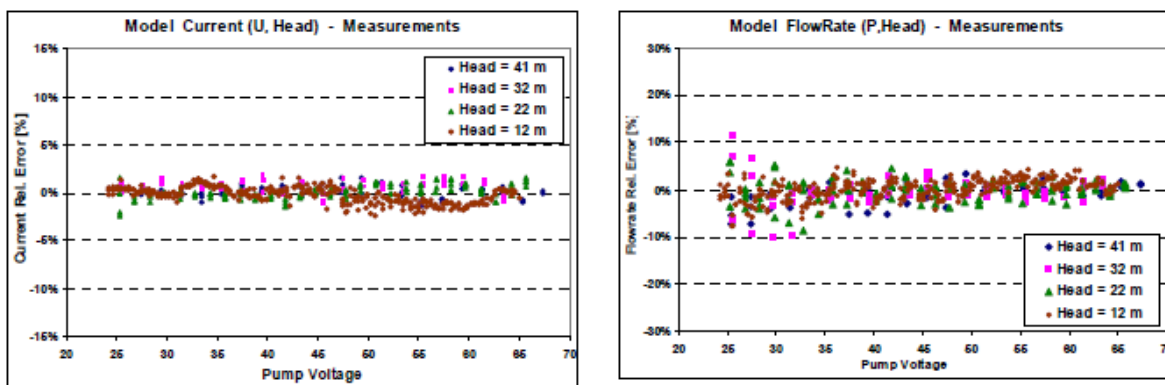


Figura A3 – Modelo de erros - medições para a corrente e caudal (fonte: Abella, 2004)

Com este conjunto de dados, cada modelo acima descrito e cada função básica de cada modelo, pode ser analisado, sendo que os resultados são semelhantes.

Verificação do modelo baseado em quatro pontos em apenas uma tensão

O resultado da degradação quando o modelo se baseia apenas nos quatro pontos para quatro alturas numa dada tensão (ou seja 48 V). Isso corresponde a um conjunto de dados (ou seja, a tensão “nominal”), normalmente disponíveis na maioria dos fabricantes. Em função da tensão, obtêm-se desvios a 48 V. A eficiência de bomba é constante de acordo com a tensão.

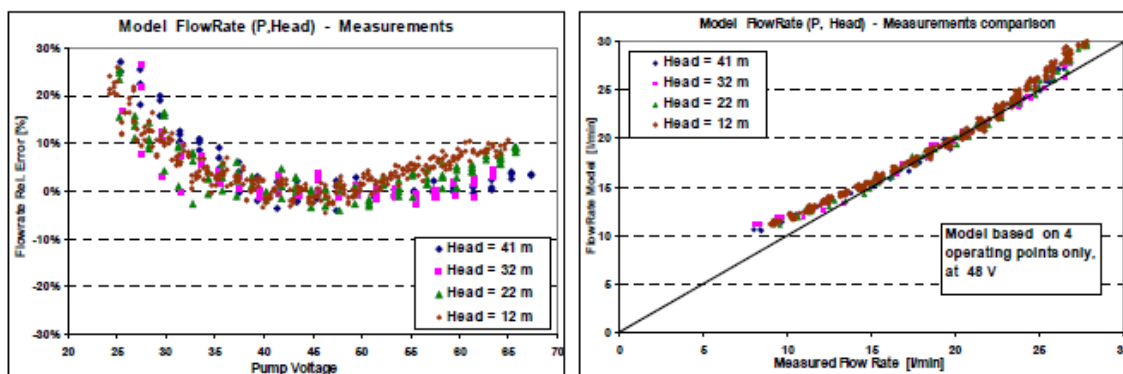


Figura A4 – Erro com modelo - quatro pontos a 48 V (fonte: Abella, 2004)

Verificação do modelo centrífuga baseado em “Leis de Semelhança”

A bomba tem um comportamento diferente como as de deslocamento positivo. O caudal/curva de potência parece similar, contudo apresenta uma forma semi-quadrática. O limite de produção é mais sensível à altura e o caudal não aumenta muito rápido com a potência de alturas baixas.

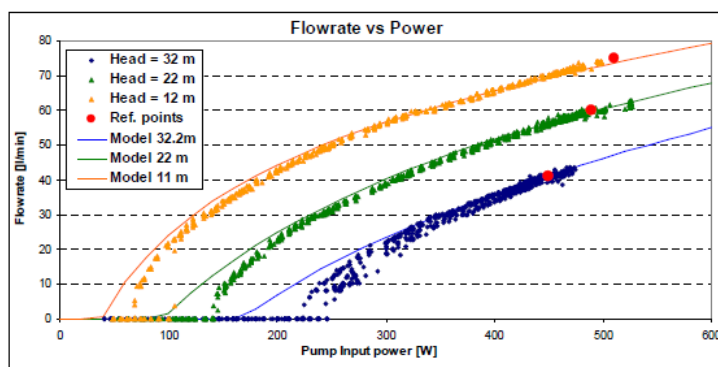


Figura A5 – Medições - bomba centrífuga – Solarjack SCS14_160 (fonte: CIEMAT)

O modelo não é capaz de avaliar bem o limite de bombagem em que fornece um valor significativo quando as medidas mostram um caudal nulo.

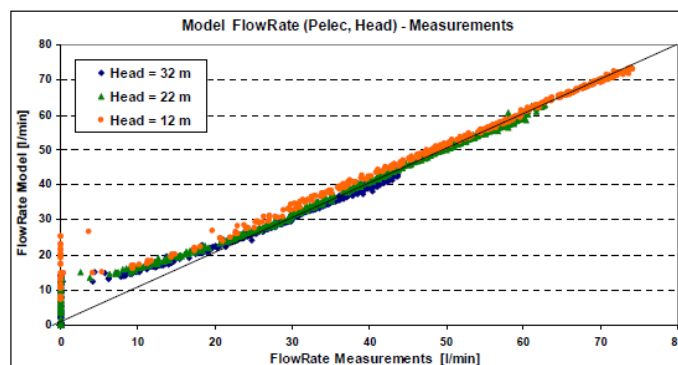


Figura A6 – Modelo caudal – comparação de medidas - Leis de Similaridade (fonte: Abella, 2004)

Os resultados deste modelo utilizando três pontos de operação como referência (P_p , HT , FR) medido a alturas = 11, 22 e 32 metros. Obtém-se caudais elevados para qualquer altura, contudo o erro sistemático abaixo de 20 l/h (talvez devido à eficiência do motor para baixas velocidades).

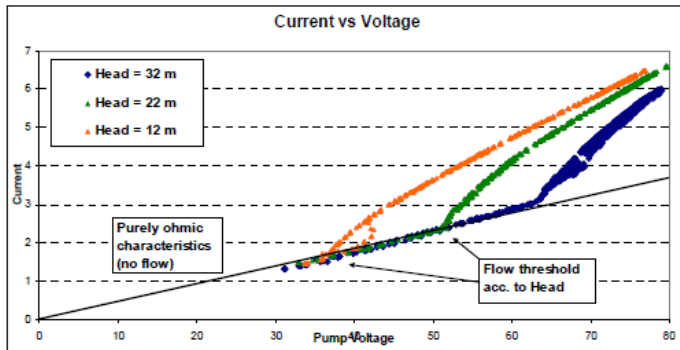


Figura A7 – Medições - bomba centrífuga – comportamento corrente-tensão (fonte: Abella, 2004)

As características eléctricas corrente/tensão são bastante diferentes da bomba de deslocamento positivo. Abaixo do limiar de fluxo, a bomba comporta-se como uma carga resistiva, como a Lei de Ohm (corrente proporcional à tensão). Neste regime, a bomba funciona a uma velocidade suficiente para atingir a cabeça, sendo que quando a altura é atingida a bomba começa a produzir um fluxo de água e a corrente aumenta subitamente.

2 – Caso de estudo prático

2.1 Descrição



Figura A8 – Instalação fotovoltaica no pomar de citrinos (fornece energia à Electricidade de Portugal – regime microgeração)



Figura A9 – Rega localizada (gota a gota)

- **Descrição do pomar de citrinos e consumos de rega/hectare**

- O pomar de citrinos, localiza-se no Algarve com uma área de 23 000 m².

- As necessidades rega/hectare são as seguintes:

Primavera e Verão (Mar a Ago) ----- 70 litros/árvore/dia

Outono (Set a Nov) ----- 35 litros/árvore/dia

Inverno (Dez a Fev) ----- regas de adubação

- **Consumo de Energia para um dia**

- Dimensão do pomar de citrinos: $A = 23\ 000\ m^2$

1000 árvores

70 000 l/dia

Cada árvore: $A = 24\ m^2$

$$\frac{23000}{24} = 958,33\ m^2 = 1000\ m^2\ \text{árvores}$$

$$g = 9,8\ m/s^2$$

$$h_{bomba} = 70\ m$$

- **Primavera e Verão (Março a Agosto)**

70 l/árvore/dia

70 m³/árvore/dia = 70 000 l/dia

Recorrendo à expressão (valores diários)

$$E_p = m \cdot g \cdot h \tag{2.1}$$

$$E_p = 70000\ kg \cdot 9,8\ \frac{m}{s^2} \cdot 70\ m = 4,802 \times 10^7\ J$$

Sabendo que

$$1\ kWh = 3,6 \times 10^6\ J \tag{2.2}$$

$$E_p = \frac{4,802 \times 10^7}{3,6 \times 10^6} = 13,34\ kWh$$

Tempo de funcionamento da bomba = 5 h para aquela energia

Utilizando a expressão, temos que:

$$P = \frac{E}{\Delta t} \tag{2.3}$$

Sabendo que:

$$1\ cv = 736\ W \tag{2.4}$$

Substituindo:

$$P = \frac{13,34\ kWh}{5\ h} = 2,668\ kW = \frac{2668\ W}{736\ W} = 3,63\ cv$$

- **Outono (Setembro a Novembro)**

$$35 \text{ m}^3/\text{árvore}/\text{dia} = 35\,000 \text{ l}/\text{dia}$$

Recorrendo novamente à expressão:

$$E_p = m \cdot g \cdot h \quad (2.1)$$

$$E_p = 35000 \text{ kg} \cdot 9,8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 70 \text{ m} = 2,401 \times 10^7 \text{ J}$$

Sabendo que:

$$1 \text{ kWh} = 3,6 \times 10^6 \text{ J} \quad (2.2)$$

$$E_p = \frac{2,401 \times 10^7}{3,6 \times 10^6} = 6,669 \text{ kWh}$$

Tempo de funcionamento da bomba = 5 h para aquela energia

Utilizando a expressão, temos que:

$$P = \frac{E}{\Delta t} \quad (2.3)$$

Sabendo que:

$$1 \text{ cv} = 736 \text{ W} \quad (2.4)$$

Substituindo:

$$P = \frac{6,669 \text{ kWh}}{5 \text{ h}} = 1,334 \text{ kW} = \frac{1334 \text{ W}}{736 \text{ W}} = 1,81 \text{ cv}$$

- **Inverno (Dezembro a Fevereiro) – regas de adubação**

Nesta época do ano, utilizam-se regas de adubação com o objectivo de instalar no cabeçal de rega, adubadores que permitem incorporar à água da rega os elementos nutritivos de que as plantas necessitam. Além disso, estes equipamentos possibilitam ainda a incorporação de fungicidas, nematodocidas, herbicidas, ácidos para a limpeza do sistema, ..., sendo apenas necessário que sejam solúveis na água da rega.

- **Estimativa gastos energia (horário bi-horário + económico)**

Em relação aos gastos a serem considerados neste projecto, considerámos somente o consumo de energia. O consumo de água não está incluído pois a água é de furo.

- **Consumos**

Utilizando valores actuais do mercado (EDP) considerou-se:

Preço energia: $0,0778 \times 1,23 = 0,0956 \text{ €/kWh} \approx 0,10 \text{ €/kWh}$

Meses:

Primavera e Verão (Março a Agosto): $13,34 \text{ kWh} \times 180 \text{ dias} \times 0,10 \text{ €/kWh} = 240,12 \text{ €}$

Outono (Setembro a Novembro): $6,67 \text{ kWh} \times 90 \text{ dias} \times 0,10 \text{ €/kWh} = 60,03 \text{ €}$

Inverno (Dezembro a Fevereiro): -

Total: 300,15 €

$$\frac{300,15 \text{ €}}{0,4} = 750,38 \text{ €/ano} \approx 750 \text{ €/ano}$$



Considerou-se 40% rendimento da bomba

- **Descrição do sistema de rega**

- Este sistema de rega funciona com uma distribuição de rega gota a gota com gotejadores auto-compensantes.

- Em relação ao controlo do sistema de rega ele funciona através do número de horas em função do sistema de rega e altura do ano.

- A rega faz-se através de furo (a ter em atenção os níveis freáticos para cada zona).

- A frequência da rega ocorre durante a noite (razões de tarifário eléctrico e menor evaporação).

- A energia gasta mensalmente funciona em função do equipamento de rega (potência da bomba), número de horas de rega e tarifário eléctrico escolhido.

- **Bombas**

A bomba que se encontra instalada no pomar de citrinos, é uma Bomba Grundfoss SP 16-12 de 7,5 CV 2 ½ “ instalada a 70 m de profundidade. Para mais informações, consultar o capítulo anterior na secção bombas.

A sua escolha foi em virtude do caudal e pressão com que se trabalha. Em relação à pressão:

$$\frac{70 \text{ m}^3}{5 \text{ h}} = 14 \text{ m}^3 / \text{h}$$

Potência bomba = 10,411 kW

Array: 13151 Wp

$$P = 14 \cdot 70 \cdot 70 \cdot \frac{1}{3600} \cdot 9,8 = 186,74 \text{ W}$$

Assim, para $14 \text{ m}^3 / \text{h}$, com características de $P = 10,411 \text{ kW}$ e Array = 13151 Wp, seleccionou-se uma bomba que tenha características aproximadas a $P = 186,74 \text{ W}$.

- **Bombagem de água – Cálculos**

Para o cálculo da energia consumida num sistema de bombagem de água, deve-se ter em conta alguns factores. Segundo (Abella, 2005), foi adoptado a sua metodologia do caso prático. Assim:

Altura total:
$$H = H_g + H_d + S_w \quad (2.5)$$

- a) Altura de fricção (H_f) m: contribuição equivalente em altura das perdas por atrito do tubo.
Para este caso prático não se teve em consideração.
- b) Altura do depósito (H_D) m: altura entre o depósito de água e o solo.
Neste caso, considerou-se que o depósito se encontra ao nível do solo e portanto, $H_D = 0 \text{ m}^3$.
- c) Altura total equivalente (H_{TE}) m: altura fixa (constante fictícia) que se deveria ter que bombear no caudal diário de água requerido.
Neste caso, considerou-se $H_{TE} = 70 \text{ m}$.
- d) Caudal diário de água requerido (Q_d) m^3/dia : quantidade de água que deve ser bombeada diariamente pelo sistema fotovoltaico.
O valor médio é de $Q_d = 70 \text{ m}^3/\text{dia}$

- e) Caudal médio aparente (Q_{AP}) m^3/h : Valor médio do caudal diário de água requerido ($Q_{AP} = Q_d/24$).

O valor médio considerado foi de:
$$Q_{AP} = \frac{70}{24} = 2,92 \text{ m}^3 / \text{h}$$

- f) Eficiência da bomba (μ_{MB}): define-se como o quociente entre a energia hidráulica e a energia eléctrica consumida por uma bomba.
Consideramos uma eficiência de 40%.
O valor da eficiência de uma bomba submersível (η) oscila entre os 0,25 e 0,60 (25 e 60%), para CC e 0,4 (40%) para CA, respectivamente (Abella, 2005).

- g) Energia hidráulica (E_H) Wh/dia: energia necessária para bombear o caudal diário de água requerido. Recorrendo à expressão:

$$E_H = E_{potencial}$$

$$E_H = E_p = m \times g \times h \quad (2.1)$$

$$E_{pot} [J] = [Kg] \times [m / s^2] \times [m] = [J]$$

$$F = m \times a \quad (2.6)$$

$$W = F \times d \quad (2.7)$$

Conversão: J => W.h

1 J => 1/3600 W.h

$$E_H = \frac{1}{3600} \cdot 9,8 \cdot 1000 \cdot Q \cdot h = 2,725 Q \cdot h$$

$$E_p = 70000 \cdot 9,8 \cdot 70 \cdot \frac{1}{3600} = 13352 \text{ Wh / dia}$$

$$E_H = 2,725 \cdot 70 \cdot 70 = 13352 \text{ Wh / dia}$$

$$E_{MB} (\text{Wh / dia}) = E_H (\text{Wh / dia}) = 2,725 \cdot Q_d (\text{m}^3 / \text{dia}) \cdot H_{TE} (\text{m})$$

h) Energia eléctrica consumida por bomba (E_{MB}) Wh/dia.

Calculando o valor, obtemos para um dia:

$$E_{MB} (\text{Wh / dia}) = \frac{2,725 \cdot 70 (\text{m}^3 / \text{dia}) \cdot 70(\text{m})}{0,4} = 33381 \text{ Wh / dia}$$

2.2 Simulação simplificada no PVsyst

Fase 1 – Localização de projecto

Seleccionou-se Faro.

Coordenadas geográficas: latitude 37,01 decimal, 37 ° 1', longitude -7,58 decimal, -7° 35', altitude 8 m acima do mar, com uma irradiação global média 5,24 kWh/m².dia, difusa média 1,58 kWh/m².dia, Temperatura média 17,2 ° C, velocidade vento média 3,7 m/s.

Passo 1:

Figura A10 – Coordenadas geográficas

Passo 2:

	Global Irrad. kWh/m ² .day	Diffuse kWh/m ² .day	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	2.74	1.03	11.9	3.60
February	3.39	1.36	12.6	4.00
March	5.19	1.58	13.7	3.90
April	5.80	2.07	15.1	4.10
May	7.29	2.10	17.5	4.00
June	7.93	2.10	20.6	3.80
July	8.03	1.90	23.3	3.60
August	7.16	1.84	23.4	3.30
September	5.90	1.60	21.8	3.30
October	4.32	1.35	18.7	3.40
November	2.73	1.13	15.1	3.40
December	2.29	0.94	12.7	3.60
Year	5.24	1.58	17.2	3.7

Figura A11 – Meteorologia mensal

Tabela A1 - Parâmetros de localização geográfica – Portugal - Faro

Coordenadas geográficas	
Latitude	37,01 decimal; 37° 1'
Longitude	-7,58 decimal; -7° 35'
Altitude	8 m acima do mar
Meteorologia mensal	
Irradiação global (kWh/m ² .dia)	5,24
Difusa (kWh/m ² .dia)	1,58
Temperatura (média anual) (°C)	17,2
Velocidade vento (média anual) (m/s)	3,7
Valores Albedo (mensais)	
Valor comum	0,20
Parâmetros design (Temperaturas de referência - tensão entrada do inversor)	
Temperatura mais baixa para o limite VmaxAbs (°C)	-10
Temperatura de funcionamento de Inverno VppmMax (°C)	20
Temperatura de funcionamento normal 1000 W/m (°C)	50
Temperatura de operação de Verão VppmMin (°C)	60

Tabela A2 – Horizonte - azimute e altura

Nr	Azimute	Altura
1	-120,0	0,0
2	-40,0	0,0
3	40,0	0,0
4	120,0	0,0

Fase 2 - Sistema

Tabela A3 - Especificações do sistema de bombagem

Estação do ano	Quantidade de água (m³/dia)
Primavera e Verão (Mar/Abr/Mai/Jun/Jul/Ago)	70
Outono (Set/Out/Nov)	35
Inverno (Dez/Jan/Fev)	0
Altura (mW)	70
Tubos de comprimento (m)	100
Diâmetro (mm)	50
Orientação do colector plano	
Ângulo (°)	30
Azimute (°)	0
Factor transposição FT	1,42
Perda por respeito ao ideal (%)	-6,8
Global sobre o colector plano (kWh/m ²)	898
Tecnologia de bomba	
Deslocamento positivo CC*	
Deslocamento positivo CA	
Centrífuga	
Conversor de energia	
Directo coplado	
Directo com corrente <i>booster</i>	
Cascata	
Conversor MPPT*	
Layout da bomba	
Superfície	
Submersível*	

***Opção seleccionada**

Assim, tendo em conta os resultados obtidos nos diversos modos, seleccionou-se a **bomba de deslocamento positivo CC – conversor MPPT – submersível**.

PRELIMINARY DESIGN - PUMPING						
Input data - Faro - Plano inclinação = 30 graus, azimute = 0 graus			Optimisation Parameter			
Head (pumping height: 70 meterW - Max use (seasonal): 70 m3/day)			Tank volume: 70 m3 - Autonomy: 1 dia - Required: 5%			
Pump technology	Power converter	Power layout	Array nom. power (Wp)	Pump power (W)	Investment cost (I)	Water cost (I/m3)
DC positive displacement	Direct coupling	Surface	10094	7991	17272	0,24
	Dir. with current Booste		6733	5330	11719	0,16
	Cascading		6311	4996	11012	0,15
	MPPT converter		5369	4251	8900	0,13
AC positive displacement	Direct coupling		11359	8993	19348	0,28
	Dir. with current Booste		7591	6010	13141	0,18
	Cascading		7113	5631	12347	0,17
	MPPT converter		6041	4782	9957	0,14
Centrifugal	Direct coupling		12982	10278	22003	0,31
	Dir. with current Booste		8652	6850	14896	0,21
	Cascading		8112	6422	14002	0,2
	MPPT converter		6904	5466	11309	0,17
Input data - Faro - Plano inclinação = 30 graus, azimute = 0 graus			Optimisation Parameter			
Head (pumping height: 70 meterW - Max use (seasonal): 70 m3/day)			Tank volume: 70 m3 - Autonomy: 1 dia - Required: 5%			
Pump technology	Power converter	Power layout	Array nom. power (Wp)	Pump power (W)	Investment cost (I)	Water cost (I/m3)
DC positive displacement	Direct coupling	Deep well	10094	7991	22866	0,35
	Dir. with current Booste		6730	5328	15438	0,23
	Cascading		6312	4997	14152	0,22
	MPPT converter		5369	4251	11876	0,18
AC positive displacement	Direct coupling		11361	8994	25647	0,39
	Dir. with current Booste		7571	5994	17302	0,26
	Cascading		7098	5619	16254	0,25
	MPPT converter		6040	4782	13304	0,21
Centrifugal	Direct coupling		12978	10275	29189	0,45
	Dir. with current Booste		8652	6850	19691	0,3
	Cascading		8112	6422	18497	0,28
	MPPT converter		6913	5473	15154	0,24

Figura A5 – Resultados da bombagem

Assim, tendo em conta os resultados obtidos nos diversos modos, optou-se por seleccionar a bomba de deslocamento positivo DC – conversor MPPT – submersível.

Fase 3 – Resultados

Nível solar:

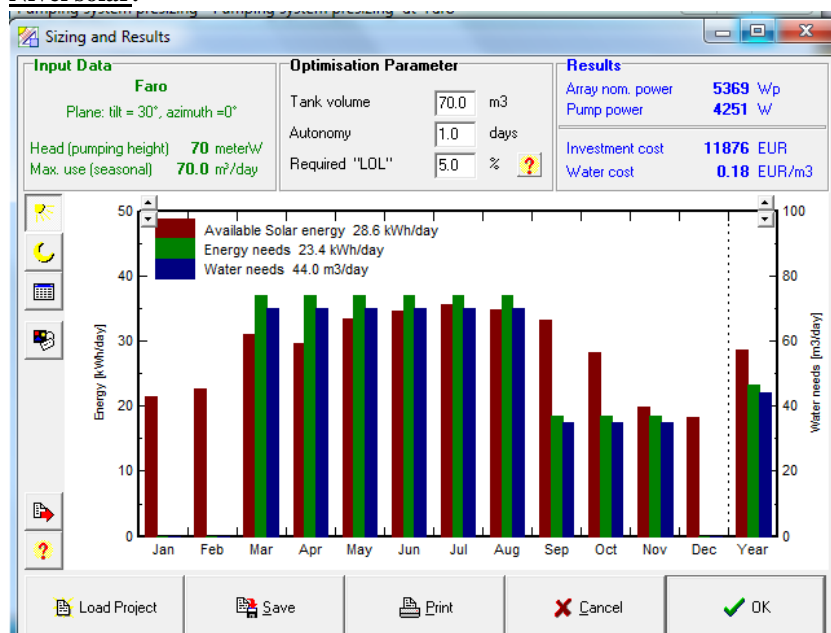


Figura A13 – Energia (solar disponível e necessária) e quantidade de água

Tabela A4 – Dimensões e resultados

Dimensões	
Dados entrada	Faro, inclinação 30° e azimute 0° Altura: 70 mW Máximo usado: 70,0 m³/dia
Parâmetros volumétricos	Volume tanque: 70,0 m³ Autonomia: 1 dia
Resultados	Array nominal: 5369 Wp Potência bombagem: 4251 W Custo investimento: 11876 € Custo água: 0,18 €/m³
Média (valor anual)	
Energia solar disponível (kWh/dia)	28,6
Energia necessária (kWh/dia)	23,4
Quantidade de água necessária (m³/dia)	44,0

Análise:

- É necessário um sistema de bombagem com um *array* nominal de 5369 Wp com potência de bombagem 4251 W. Os custos de investimento não foram considerados bem como o custo de água.

- Relativamente à energia solar disponível é de 28,6 kWh/dia, sendo a energia necessária 23,4 kWh/dia. A quantidade de água necessária é de 44,0 m³/dia.

- Na Primavera (Março/Abril/Maio) e Verão (Junho/Julho/Agosto) - meses de maiores necessidades de água e maior calor, verifica-se o consumo de valores maiores da energia bem como das quantidades de água. A energia disponível é toda consumida.

- No Outono, a energia disponível é toda consumida no mês de Novembro enquanto em Setembro e Outubro sobra. Relativamente ao consumo de energia e água é suficiente nestes meses.

- No Inverno (Dezembro/Janeiro/Fevereiro), somente existe energia disponível, não existe consumo de energia nem de água.

Nível de água:

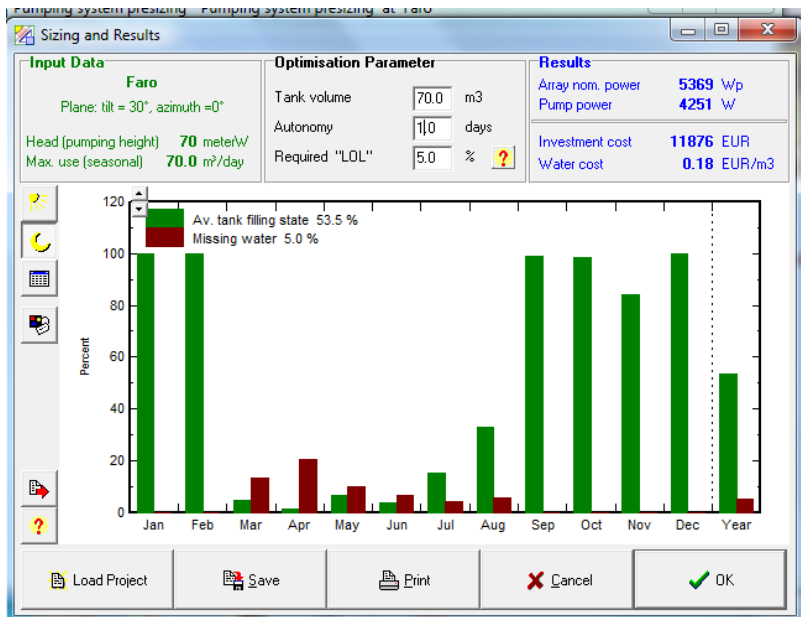


Figura A14 – Estado do tanque e falta de água

Análise:

- Em relação à média do tanque obteve-se 53,5%, com a falta de água a situar-se em 5,0%.A falta de água surgiu na Primavera e Verão (Mar/Abr/Mai/Jun/Jul/Ago) – meses de maiores necessidades de água.

- O tanque de água esteve completamente cheio (100%), no Outono (Set/Out/Nov) e Inverno (Dez/Jan/Fev).

Nível de energia:

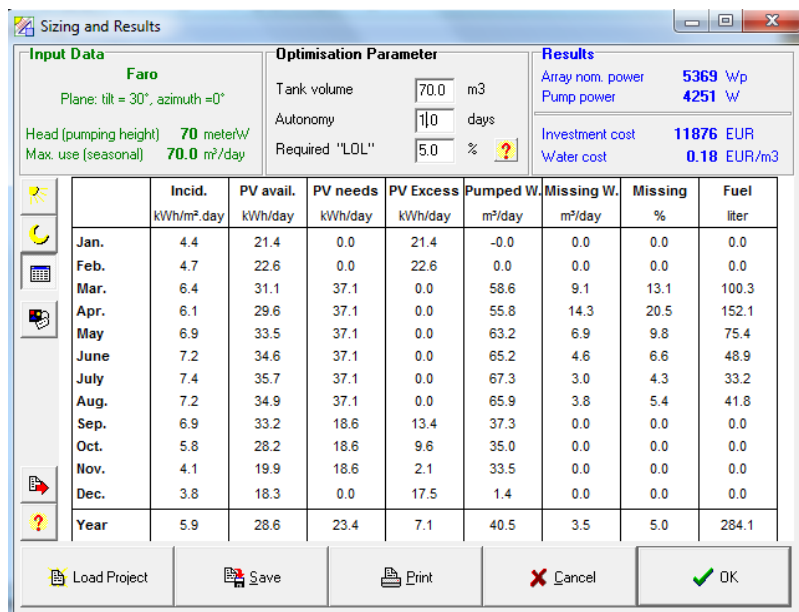


Figura A15 – Energia incidente, FV (disponível, necessária, excesso), água (bombeada, em falta), % falta

Tabela A5 – Média (valores anuais)

Média (valores anuais)	
Incidente (kWh/m ² .dia)	5,9
FV disponível (kWh/dia)	28,6
FV necessária kWh/dia)	23,4
FV excesso (kWh/dia)	7,1
Água bombeada (m ³)	40,5
Falta de água (m ³ /dia)	3,5
Falta (%)	5,0

Análise:

- Energia incidente apresenta uma média anual de 5,9 kWh/m², sendo na Primavera e Verão os valores mais elevados em kWh/m².dia (7,2; 7,4 e 7,2 Junho, Julho e Agosto respectivamente), seguidamente os meses Março, Abril, Maio, Setembro e nos meses Janeiro, Fevereiro, Outubro, Novembro e Dezembro os valores mais baixos.

- A FV disponível, apresenta uma média anual de 28,6 kWh/dia, sendo na Primavera e Verão os valores mais elevados em kWh/dia (31,1; 29,6; 33,5; 34,6; 35,7; 34,9; 33,2 Março, Abril, Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro respectivamente), seguidamente Janeiro, Fevereiro, Outubro, Novembro e Dezembro os valores mais baixos.

- A FV necessária, apresenta uma média anual necessária de 23,4 kWh/dia sendo na Primavera e Verão os valores mais elevados em kWh/dia (37,1 Março, Abril, Maio, Junho, Julho e Agosto, respectivamente), seguidamente dos meses Setembro, Outubro e Novembro e nos meses de Janeiro, Fevereiro e Dezembro valores nulos.

- A FV em excesso, apresenta uma média anual de 7,1 kWh/dia, sendo na Primavera e Verão a sua disponibilidade nula (consumo total). No Outono e Inverno apresenta valores em kWh/dia (13,4; 9,6; 2,1; 17,5; 21,4; 22,6 Setembro, Outubro, Novembro, Dezembro, Janeiro e Fevereiro respectivamente).

- A água bombeada apresenta uma média anual de 40,5 m³/dia sendo que o consumo na Primavera e Verão não satisfaz as necessidades pretendidas (70 m³/dia). No Outono são necessários 35 m³/dia sendo cumpridas. No Inverno não há consumo de água.

- A falta de água em m³/dia apresenta uma média anual de 3,5%, sendo a sua falta na Primavera e Verão. No Outono e Inverno, não há falta de água.
- A percentagem em falta apresenta uma média anual de 5,0 %, sendo que ocorre na Primavera e Verão. No Outono e Inverno os valores são nulos.

2.3 Descrição dos modelos de bombas seleccionados

Bomba solar modelo PS4000 C-SJ8-15 CC Lorentz

As bombas centrífugas PS Lorentz, são produtos de alta qualidade projectadas para fornecer aplicações de água de alto fluxo, dar de beber a gado, gestão de tanque de rega, entre outras funções. Fornecem um grande volume de água economicamente sustentável e em qualquer lugar usando a energia solar. Estas bombas altamente eficientes podem alcançar taxas de fluxo de até 79 m³h. Cada sistema composto por uma bomba, um motor e um controlador. Este conceito modular mantém todos os componentes electrónicos acima da superfície, permitindo a manutenção, facilidade de acesso fácil e de baixo custo para a propriedade.



PS4000 C-SJ8-15

Sistema de bombagem submersível a energia solar para poços de

Aplicações

- Abastecimento de água potável
- Gestão de lagos
- Irrigação
- Água para pecuária
- Sistemas de pressurização


Características

- Instalação rápida e isenta de falhas
- Excepcional facilidade de manutenção
- Elevada fiabilidade e expectativa de uma longa vida útil
- Ciclo curto de retorno do investimento (ROI)
- Menor custo de propriedade (TCO)

Dados técnicos

Nível dinâmico total	max. 80 m
Taxa de fluxo	max. 14 m ³ /h
Vmp*	> 238 V
Voc	max. 375 V

Padrões

 2006/42/EC, 2004/108/EC, 2006/95/EC

Os logótipos mostrados refletem as homologações concedidas a esta gama de produtos. Os produtos são encomendados e fornecidos com as homologações específicas para poderem cumprir os requisitos do mercado em questão.




Componentes

Controlador: PS4000 <ul style="list-style-type: none">• Controlo e monitorização• Entradas de controlo para proteção contra funcionamento a seco, controlo remoto, etc.• Proteção contra inversão de polaridade, sobrecarga e sobreaquecimento• MPPT integrado	Motor: ECDRIVE 4000-C <ul style="list-style-type: none">• Motor de CC sem escovas isento de manutenção• Água, enchimento• Sem componentes eletrónicos no motor• Submersão max. 250 m, IP68	Extremidade de bomba: PE C-SJ8-15 <ul style="list-style-type: none">• Elevada fiabilidade e expectativa de uma longa vida útil• Válvula de retenção• Materiais de primeira• Opcional: proteção contra funcionamento a seco
--	--	--

BERNT LORENTZ GmbH & Co. KG
Kroegerskoppel 7, 24558 Henstedt-Utzburg, Germany,
Tel +49 (0)4193 7548-0, Fax -29, www.lorentz.de

 Criado por LORENTZ COMPASS 3.0
Embora todas as especificações e informações sejam fornecidas com a melhor das intenções, é possível que ocorram erros, estando os produtos sujeitos a alterações sem aviso prévio. As imagens podem apresentar divergências em relação aos produtos reais, consoante as regulamentações e os requisitos dos mercados locais.



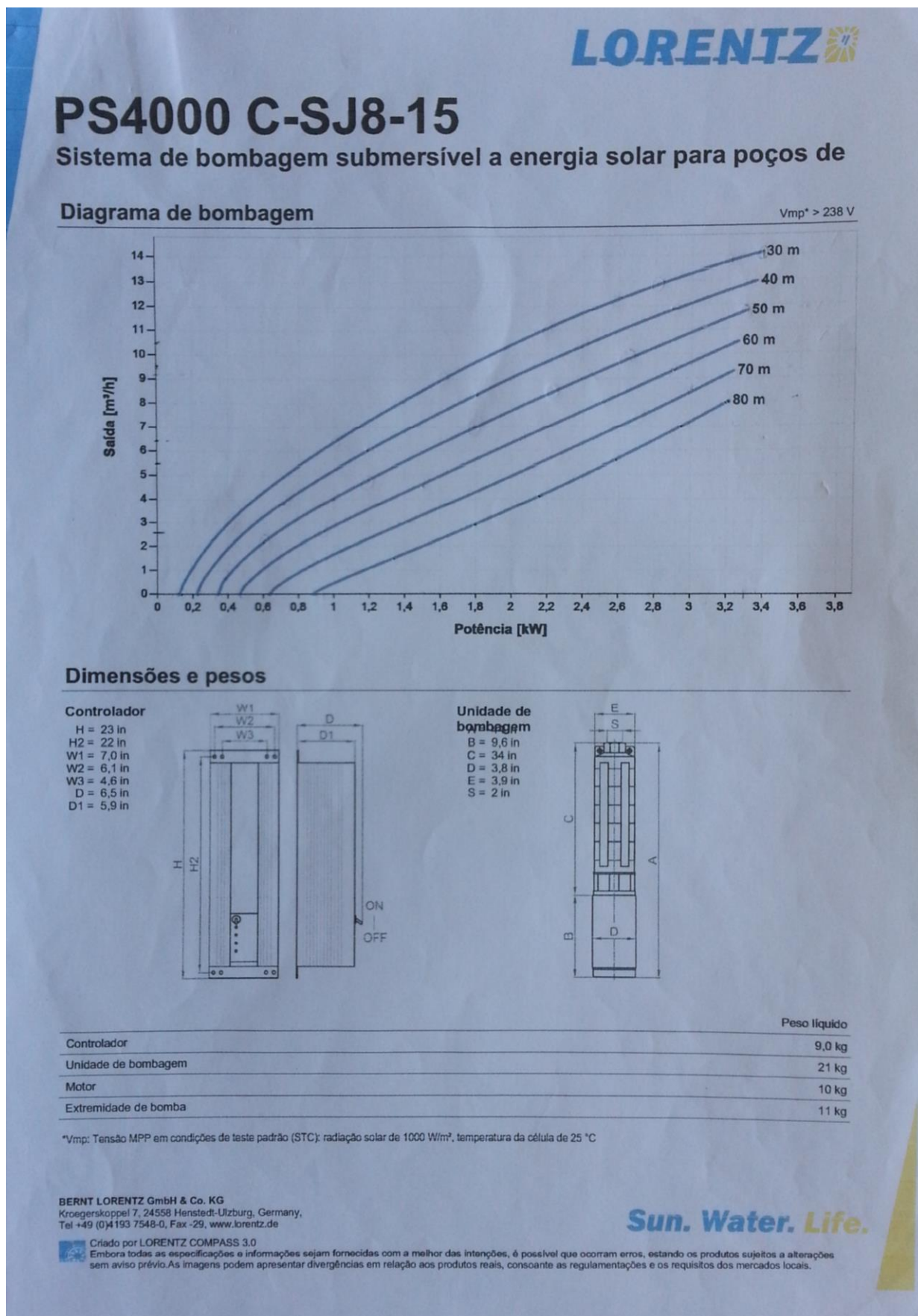


Figura A16 – Modelo Lorentz PS4000 CSJ8-15 CC (fonte: Lorentz)



FF Energias Renováveis Lda
Pq. Ind. Lote 1
8670-440 Aljezur
www.ffc solar.com

Sebastian Sennewald
Tel.: + 351 282 998 745
Fax: + 351 282 998 746
sebastian@ffc solar.com

quarta-feira, 20 de março de 2013

Rui Brochado

Projeto de bombagem solar

Nota: 70HMT - 70m3

Parâmetro

Local:	Portugal, Faro (37° Norte; 8° Oeste)	Nível de água estático:	50 m
Rendimento diário necessário:	70 m ³ ; Dimensionamento para média mês	Cabo do motor:	70 m
Perda por sujidade:	10 %	Tubagem:	55 m

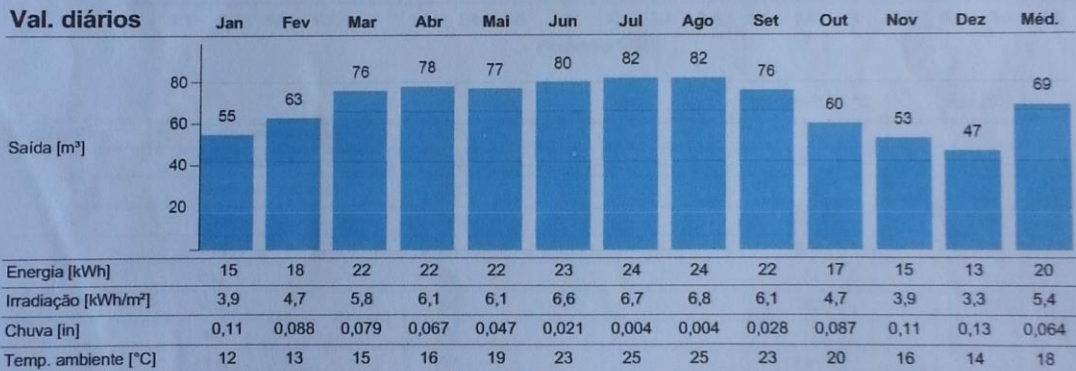
Produtos

	Quantidade	Detalhes
PS4000 C-SJ8-15	1 pç.	Sistema de bombagem submersível com controlador, motor e extremidade de bomba
Bosch c-Si 240	18 pç.	4.320 Wp; 9 x 2 módulos; 37 ° inclinado
Cabo do motor	70 m	4 mm ² Cabo trifásico
Tubagem	55 m	2 in (diâmetro interno) Tubagem

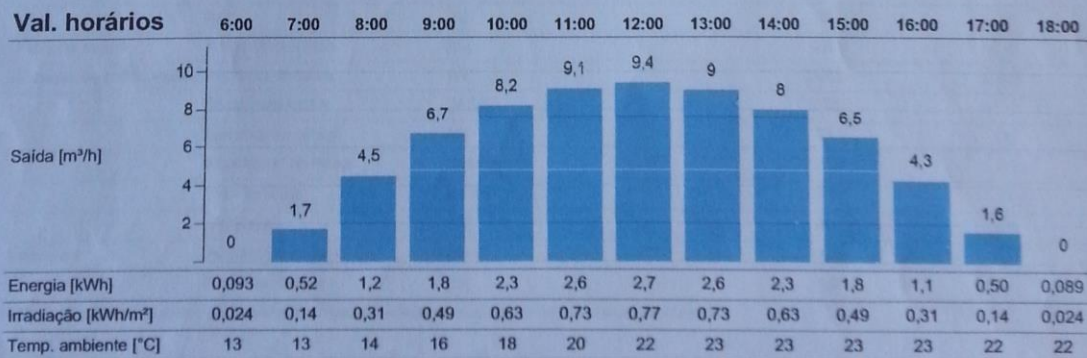
Rendimento diário em média mês

69 m³

Val. diários



Val. horários



1/3 Criado por LORENTZ COMPASS 3.0

Embora todas as especificações e informações sejam fornecidas com a melhor das intenções, é possível que ocorram erros, estando os produtos sujeitos a alterações sem aviso prévio.

LORENTZ

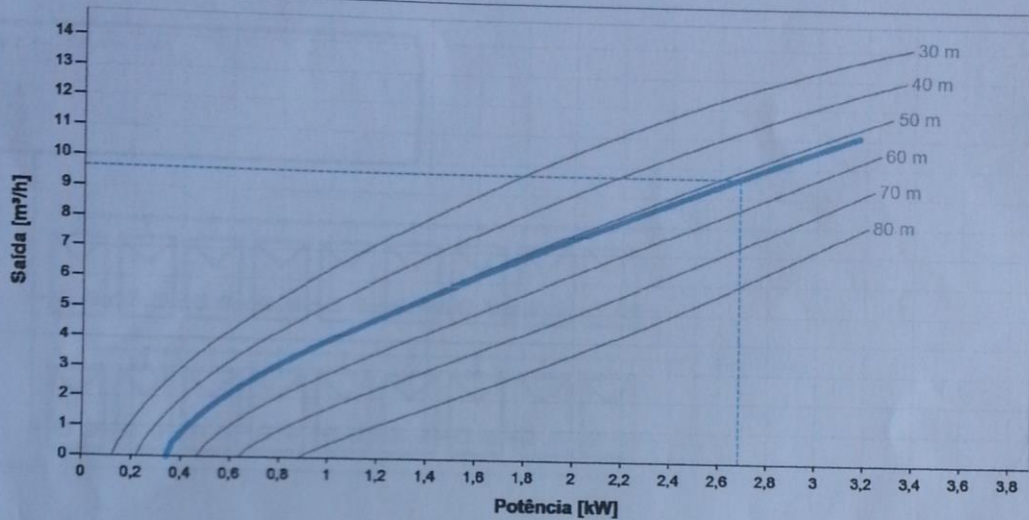


FF Energias Renováveis Lda
Pq. Ind. Lote 1
8670-440 Aljezur
www.ffsolar.com

Sebastian Sennewald
Tel.: + 351 282 998 745
Fax: + 351 282 998 746
sebastian@ffsolar.com

quarta-feira, 20 de março de 2013
Rui Brochado
Projeto de bombagem solar

Características do sistema



		Min.	800 W/m ² , 20 °C	Max./STC*
Gerador PV	Temperatura da célula	[°C]	46	25
	Perda térmica	[%]	9,7	-
	Perda por sujidade	[%]	10	-
	Pmax	[Wp]	2.810	4.320
	Vmp	[V]	244	270
	Imp	[A]	12	16
	Voc	[V]	308	337
	Isc	[A]	12	17
	Pout	[W]	2.810	-
	Vout	[V]	244	-
Cabo do motor	Perda de potência	[%]	1,3	4,0
	Potência do motor	[W]	342	2.685
Sistema de bombagem	Tensão do motor	[V EC]	128	202
	Corrente do motor	[A]	2,7	13
	Velocidade do motor	[rpm]	2.215	2.880
	Taxa de fluxo	[m ³ /h]	0	9,7
	Eficiência	[%]	0	49
Tubagem	Velocidade de fluxo	[m/s]	0	1,3
	Perda por fricção	[m]	0,003	1,9

*STC: Condições de teste padrão para módulos fotovoltaicos, irradiação solar de 1000 W/m², temperatura da célula 25 °C

2/3



Criado por LORENTZ COMPASS 3.0

Embora todas as especificações e informações sejam fornecidas com a melhor das intenções, é possível que ocorram erros, estando os produtos sujeitos a alterações sem aviso prévio.

LORENTZ

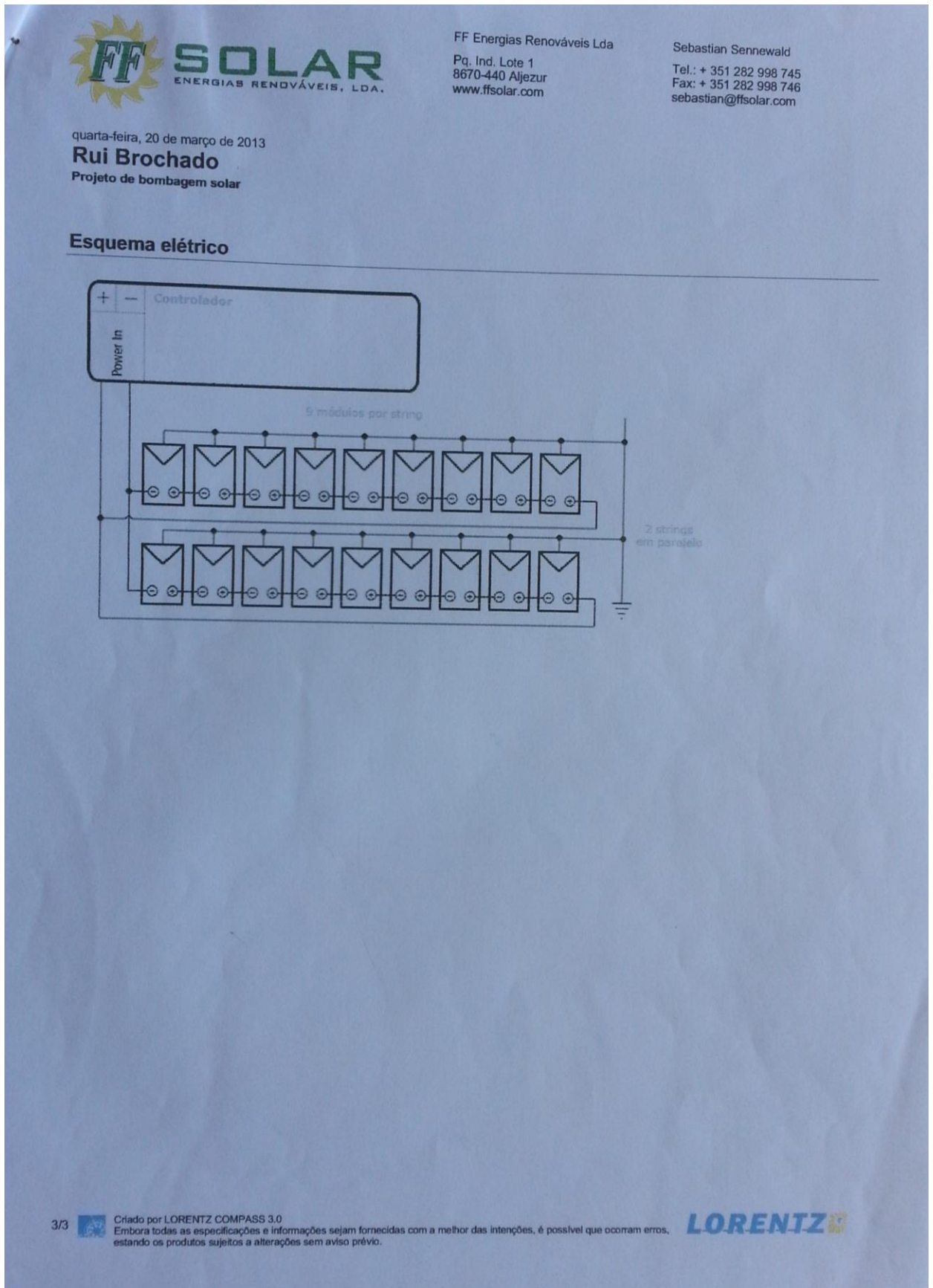


Figura A17 – Simulação – modelo Lorentz PS4000 CSJ8-15 CC (fonte: Lorentz)

Bomba solar modelo Grundfos SP17-9 CA

As bombas centrífugas submersíveis SP da Grundfos apresentam uma elevada eficiência e fiabilidade em toda a gama, permitindo uma variedade de aplicações. A sua construção é em aço inoxidável anti-corrosão.

Relativamente à concepção hidráulica, a sua tecnologia é das mais avançadas, permitindo uma eficiência otimizada num longo período de vida. Evidenciam-se pelos baixos custos a longo prazo e elevada fiabilidade de funcionamento, independentemente da sua aplicação.

A gama Grundfos SP proporciona uma grande eficiência, elevada resistência à areia e outros abrasivos, protecção contra o sobreaquecimento do motor e fácil manutenção. Estão disponíveis em um sistema completo de monitorização e controlo para uma optimização constante do sistema de bombeamento



Figura A18 – Modelo Grundfos – SP17-9 CA (fonte: Grundfos)

Aplicações:

As bombas adequam-se a:

- Abastecimento de águas subterrâneas para redes públicas de água;
- Rega hortícola e agrícola;
- Rebaixamento do nível freático;
- Pressurização;
- Aplicações industriais.



Características e benefícios:

- O sistema hidráulico topo de gama proporciona elevada eficiência e baixos custos de funcionamento;
- 100% aço inoxidável no interior e no exterior;
- Resistente à areia;
- Resistente a águas agressivas;
- Protecção contra o sobreaquecimento do motor;
- Protecção contra funcionamento em seco;
- Monitorização, protecção e comunicação através do módulo de protecção P 204 e do comando à distância R100.

Posição	Quantid.	Descrição
	1	<p>SP17-9 Código: 12A01909 Bomba submersível multicelular adequada para o abastecimento de águas brutas, descida do nível freático e pressurização. A bomba é adequada para o bombeamento de líquidos finos, limpos e não agressivos, isentos de partículas sólidas ou fibras.</p> <p>A bomba é fabricada totalmente em Aço inoxidável DIN W.-Nr. DIN W.-Nr. 1.4301.</p> <p>A bomba dispõe de um motor de 3 fases com protecção contra a areia, rolamentos lubrificados pelo líquido e um diafragma de equalização de pressão.</p> <p>Líquido: Líquido bombeado: Água Temp. máx. do líquido a 0,15 m/seg: 40 °C Temperatura do líquido: 20 °C Densidade: 998,2 kg/m³ Viscosidade cinemática: 1 mm²/seg</p> <p>Técnicos: Velocidade para características da bomba: 2900 rpm Caudal nominal: 17 m³/h Altura manométrica nominal: 73 m Empanque para o motor: HM/CER Tolerância da curva: ISO 9906:2012 Grade 3B</p> <p>Materiais: Bomba: Aço inoxidável DIN W.-Nr. 1.4301 AISI 304 Impulsor: Aço inoxidável DIN W.-Nr. 1.4301 AISI 304 Motor: Aço inoxidável DIN W.-Nr. 1.4301 AISI 304</p> <p>Instalação: Descarga da bomba: RP2 1/2 Diâmetro do motor: 4 inch</p> <p>Car. eléctricas: Tipo de motor: MS4000 Potência nominal - P2: 5.5 kW Frequência da rede: 50 Hz Tensão nominal: 3 x 380-400-415 V Método de arranque: Directo Corrente nominal: 13,0-13,0-13,4 A Cos phi - factor de potência: 0,85-0,81-0,76 Velocidade nominal: 2850-2860-2870 rpm Classe de protecção (IEC 34-5): IP68 Classe de isolamento (IEC 85): F Transmissor de temp. incorporado: sim</p> <p>Outros: Minimum efficiency index, MEI ≥: 0.70 Peso líquido: 40 kg</p>

Impresso do CAPS Grundfos [2013.03.056]

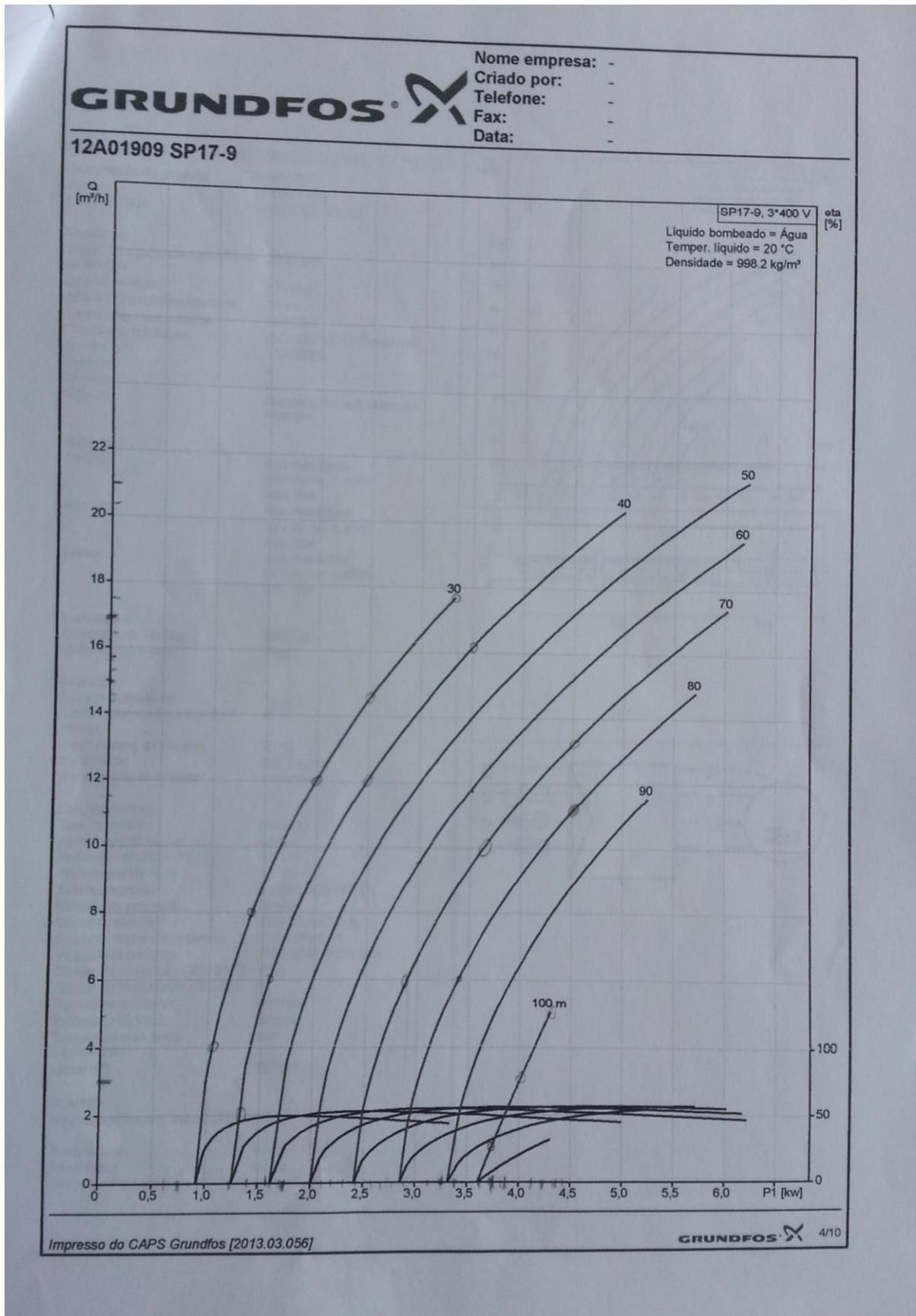
GRUNDFOS 1/10


Posição	Quantid.	Descrição
		<p>GRUNDFOS </p> <p>Nome empresa: - Criado por: - Telefone: - Fax: - Data: -</p> <p>Peso bruto: 42 kg Volume de expedição: 0.04 m³</p>
		<p>Impresso do CAPS Grundfos [2013.03.056]</p> <p style="text-align: right;">GRUNDFOS  2/10</p>

Posição	Quantid.	Descrição
	1	<p>RSI 4000 Código: 97993779</p> <p>O inversor solar renovável RSI é um inversor solar não ligado à rede que nos permite expandir a família de sistemas submersíveis de bombeamento solar. O RSI foi configurado especificamente para ser compatível com as bombas SP submersíveis trifásicas, de 400V. Com o MPPT e o variado software de protecção integrados, constitui uma solução de sistema renovável eficiente e fiável.</p> <p>Líquido: Líquido bombeado: Água Temperatura do líquido: 20 °C Densidade: 998.2 kg/m³</p> <p>Instalação: Gama de temperatura ambiente: -10 .. 50 °C Humidade relativa: 95 %</p> <p>Car. eléctricas: Potência absorvida - P1: 4 kW Fase: 3 Classe de protecção (IEC 34-5): IP41 Vol. output AC: 380 V Vol. input DC: 750 V Curr. Output AC: 13 l</p> <p>Outros: Peso líquido: 7.3 kg Peso bruto: 9.6 kg</p>

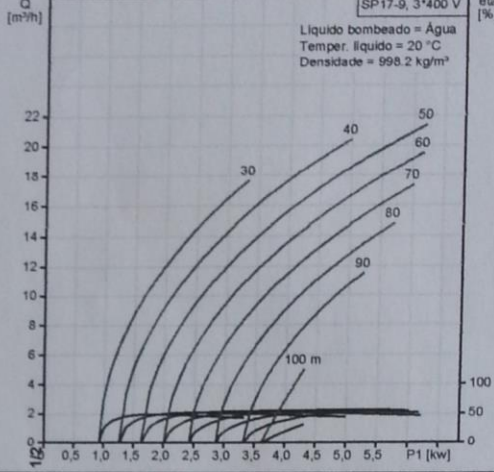
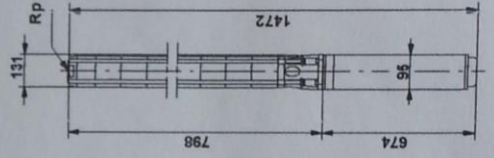
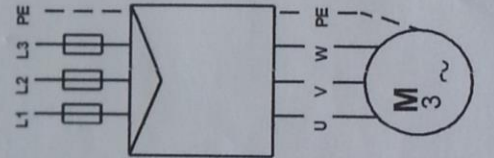
Nome empresa: -
Criado por: -
Telefone: -
Fax: -
Data: -

Impresso do CAPS Grundfos [2013.03.056] GRUNDFOS 3/10







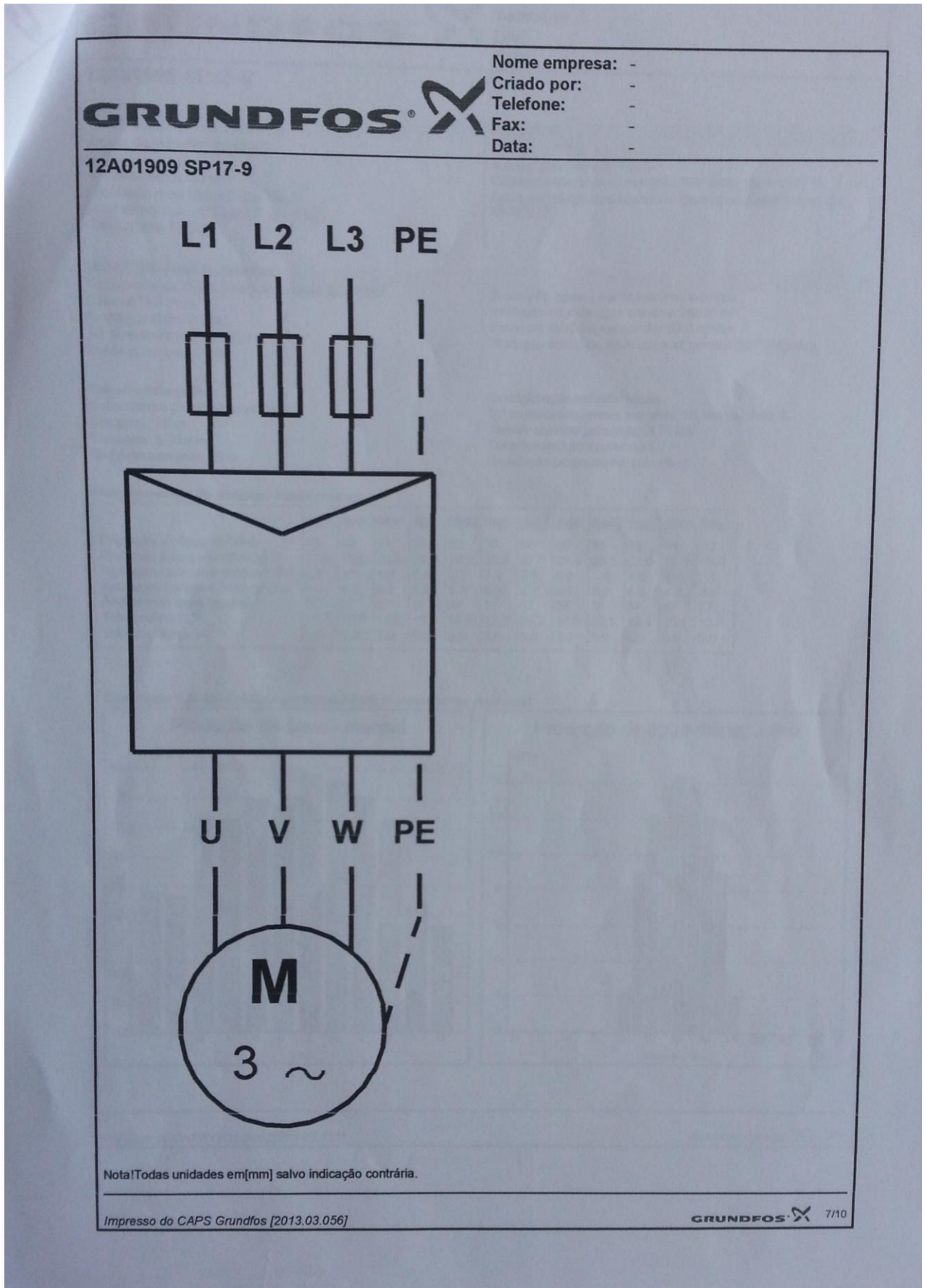
Nome empresa: -
 Criado por: -
 Telefone: -
 Fax: -
 Data: -

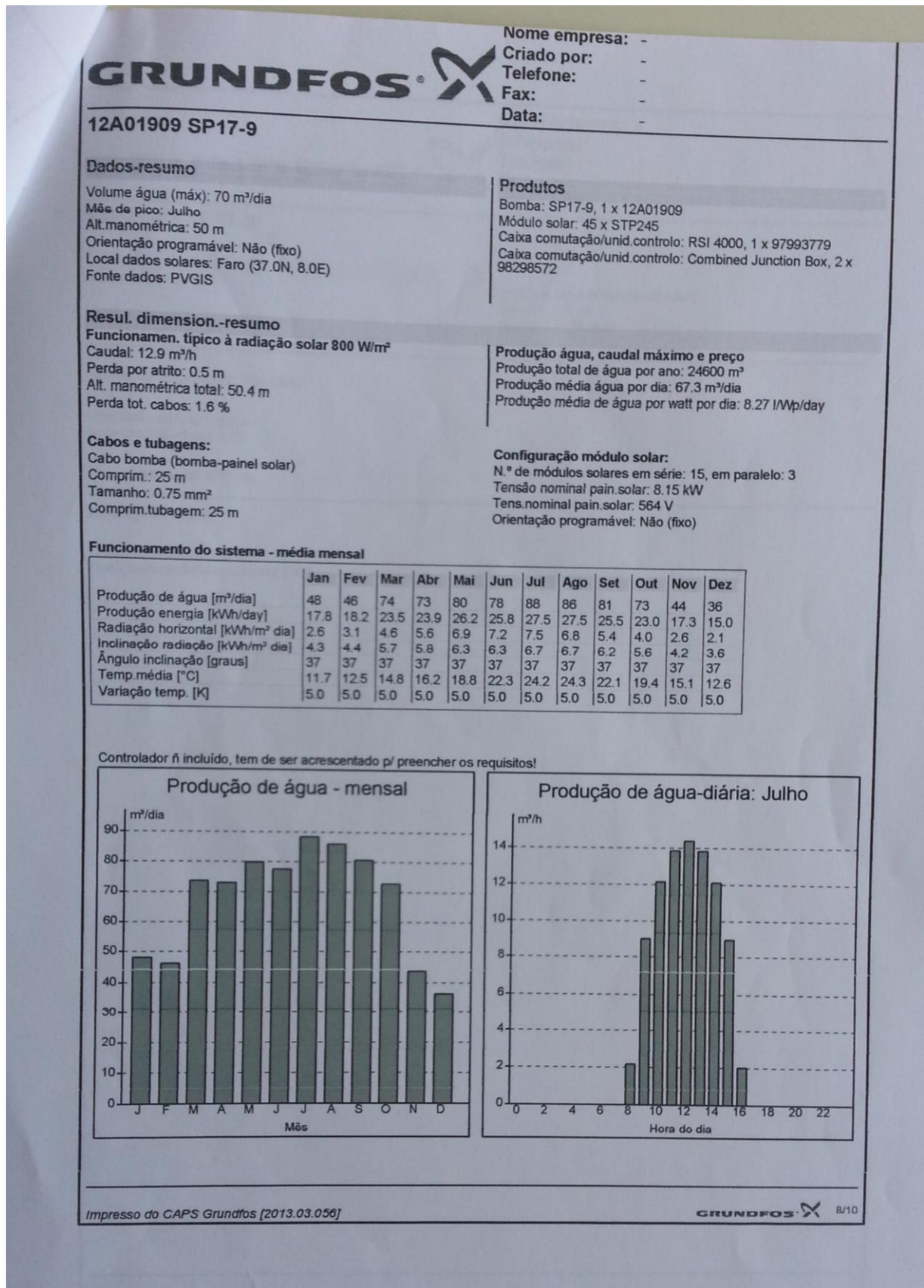
<p>Descrição</p> <p>Designação do produto: SP17-9 Código: 12A01909 Número EAN: 5700391131189</p> <p>Técnicos: Velocidade para características da bomba: 2900 rpm Caudal nominal: 17 m³/h Altura manométrica nominal: 73 m Empanque para o motor: HM/CER Tolerância da curva: ISO 9906:2012 Grade 3B Bomba n.º: 12A00009 Estágios: 9 Modelo: A Válvula: bomba c/ válvula retenção incorpor.</p> <p>Materiais: Bomba: Aço inoxidável DIN W.-Nr. 1.4301 AISI 304 Impulsor: Aço inoxidável DIN W.-Nr. 1.4301 AISI 304 Motor: Aço inoxidável DIN W.-Nr. 1.4301 AISI 304</p> <p>Instalação: Descarga da bomba: RP2 1/2 Diâmetro do motor: 4 inch</p> <p>Líquido: Líquido bombeado: Água Temp. máx. do líquido a 0,15 m/seg: 40 °C Temperatura do líquido: 20 °C Densidade: 998,2 kg/m³ Viscosidade cinemática: 1 mm²/seg</p> <p>Car. eléctricas: Tipo de motor: MS4000 Aplicações do motor: NEMA Potência nominal - P2: 5,5 kW Frequência da rede: 50 Hz Tensão nominal: 3 x 380-400-415 V Método de arranque: Directo Corrente nominal: 13,0-13,0-13,4 A Cos phi - factor de potência: 0,85-0,81-0,76 Velocidade nominal: 2850-2860-2870 rpm Classe de protecção (IEC 34-5): IP68 Classe de isolamento (IEC 85): F Protecção do motor: Nenhum Protecção térmica: externo Transmissor de temp. incorporado: sim Motor n.º: 79195511</p> <p>Outros: Minimum efficiency index, MEI ≥: 0.70</p> <p>Peso líquido: 40 kg Peso bruto: 42 kg Volume de expedição: 0.04 m³</p>	<div style="text-align: right; margin-bottom: 10px;"> <p>SP17-9, 3*400 V eta [%]</p> <p>Líquido bombeado = Água Temper. líquido = 20 °C Densidade = 998,2 kg/m³</p> </div>   
--	---



Impresso do CAPS Grundfos [2013.03.056]


GRUNDFOS 5/10

		Nome empresa: -
		Criado por: -
		Telefone: -
		Fax: -
		Data: -
Descrição	Valor	
Designação do produto:	RSI 4000	
Código:	97993779	
Número EAN:	5710627551858	
Instalação:		
Gama de temperatura ambiente:	-10 .. 50 °C	
Humidade relativa:	95 %	
Líquido:		
Líquido bombeado:	Água	
Temperatura do líquido:	20 °C	
Densidade:	998.2 kg/m³	
Car. eléctricas:		
Potência absorvida - P1:	4 kW	
Fase:	3	
Classe de protecção (IEC 34-5):	IP41	
Vol. output AC:	380 V	
Vol. input DC:	750 V	
Curr. Output AC:	13 l	
Outros:		
Peso líquido:	7.3 kg	
Peso bruto:	9.6 kg	
Designação do produto:	Combined Junction Box	
Código:	98298572	
Número EAN:	5711492684825	
<i>Impresso do CAPS Grundfos [2013.03.056]</i>		 6/10





GRUNDFOS 	Nome empresa: -
	Criado por: -
	Telefone: -
	Fax: -
	Data: -
12A01909 SP17-9	
Entrada Alt.manométrica: 50 m	Cabo bomba (bomba-painel solar) Comprim.: 25 m Tamanho: 0.75 mm ²
Orientação programável: Não (fixo)	
Orientação básica: 0 graus Reflexão(superfície): 0.20	
Tipo módulo solar: STP245	
Descarga da bomba	
Opção interruptor nível: Não Caixa comutação/unid.controlo: IO50	
Impresso do CAPS Grundfos [2013.03.056]	
GRUNDFOS  9/10	



Nome empresa: -
 Criado por: -
 Telefone: -
 Fax: -
 Data: -

12A01909 SP17-9

Valores instalação

Local

Dados solares
 Local: Faro (37.ON, 8.0E)
 Fonte dados: PVGIS

Bomba
 Tip.bomba: SP17-9

Poço e tubagens
 Altura man.(alt.entre nível (inferior) água no poço e nível água no depósito/reserv.): 50 m
 Diâm. tubagem: 65 mm
 Comprim.tot.tubagem: 25 m

Cabos
 Cabo bomba (bomba-painel solar)
 Comprim.: 25 m
 Tamanho: 0.75 mm²
 Perda máx.cabo: 2 %

Módul.solares
 Módulo solar: STP245, 181 W, Cristalino
 N.º de módulos solares em série: 15, em paralelo: 3
 Tensão nominal pain.solar: 8.15 kW
 Tens.nominal pain.solar: 564 V
 Orientação programável: Não (fixo)

Acessórios
 Caixa comutação/unid.controlo: RSI 4000, Combined Junction Box

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Ângulo inclinação [deg.]	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37

Painel solar - orientação básica(azimute): 0 graus
 (0° = sul, 90° = oeste, 180° = norte, 270° = este)
 Reflexão(superfície): 0.20

Impresso do CAPS Grundfos [2013.03.056]


GRUNDFOS  10/10

Figura A19 – Simulação (modelo Grundfos SP17-9 CA) (fonte: Grundfos)

2.4 Sistema de simulação

Fase 1 – Nome do sistema: Nesta fase, iniciou-se atribuindo o nome ao Projecto (Pumping PV Project at Faro), seleccionando-se de seguida a localização geográfica pretendida - (Portugal e Faro) e as condições meteorológicas (faro_syn.met: Faro, Synthetic Hourly data).

Tabela A6 - Parâmetros de localização geográfica – Portugal - Faro

Coordenadas geográficas	
Latitude	37,01 decimal; 37°1'
Longitude	- 7,58 decimal; - 7° 35'
Altitude	8 m acima do mar
Meteorologia mensal	
Irradiação global (kWh/m ² .dia)	5,24
Difusa kWh/m ² .dia)	1,58
Temperatura (média anual) (°C)	17,2
Velocidade vento (média (anual) (m/s)	3,7
Valores Albedo (mensais)	
Valor comum	0,20
Parâmetros design (Temperaturas de referência – tensão entrada do inversor)	
Temperatura mais baixa para o limite VmaxAbs (°C)	- 10
Temperatura de funcionamento de Inverno VppmMax (°C)	20
Temperatura de funcionamento normal 1000 W/m (°C)	50
Temperatura de operação de Verão VppmMin (°C)	50

Passo 1:

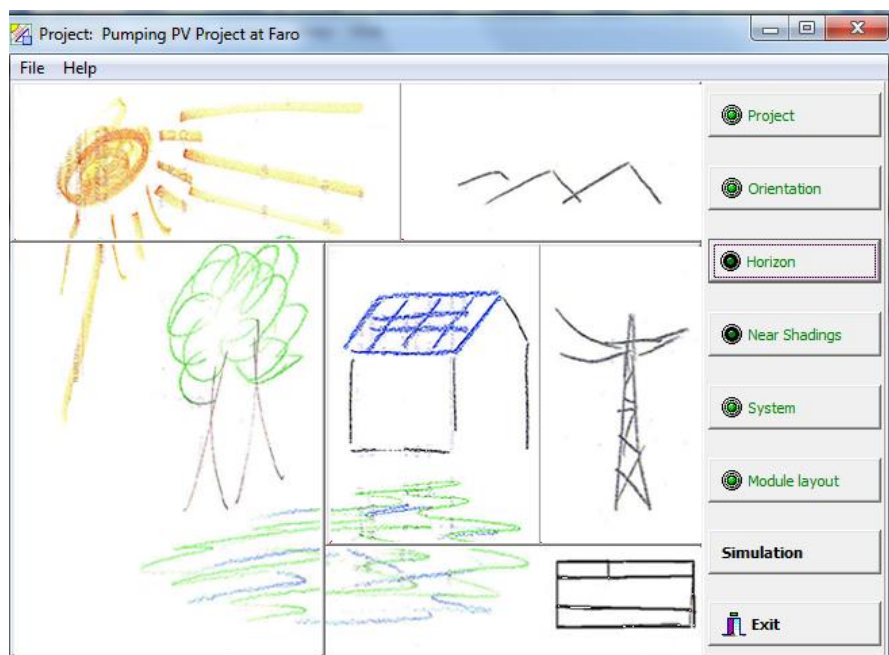


Figura A20 – Identificação das sete fases – simulação do sistema de bombagem solar

Passo 2:

Project's designation
The Project includes mainly the geographic SITE definition, and the associated METEO hourly file

Project's name: Pumping PV Project at Faro Date: 01-01-2012

Customer: Phone: Address: Fax: City: Email: Country:

Buttons: Cancel, New project, Load project, Site and Meteo

System Variant
A system version includes: all Parameters required for a simulation, the Results of the simulation, and an eventual Economic Evaluation. Within a project, you may construct as many System versions as desired.

Variant n°: VC0 : New Simulation Variant_março New Version

Back (Calculation)

Figura A21 - Definição da versão

Passo 3:

Albedo values

Monthly values

Jan.	0.20	July	0.20
Feb.	0.20	Aug.	0.20
Mar.	0.20	Sep.	0.20
Apr.	0.20	Oct.	0.20
May	0.20	Nov.	0.20
June	0.20	Dec.	0.20

Set a common value
Common value: 0.20 (Default: albedo = 0.2) Set

Usual values for albedo

Urban situation	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh Grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55 - 0.75
Dry asphalt	0.09 - 0.15
Wet asphalt	0.18
Concrete	0.25 - 0.35
Red tiles	0.33
Aluminium	0.85
New galvanised steel	0.35
Very dirty galvanised steel	0.08

Site-dependent Design parameters

Reference temperatures for array design by respect to the inverter input voltages

Lower temperature for VmaxAbs limit	-10	°C	Default	<input checked="" type="checkbox"/>
Winter operating temperature for VmppMax design	20	°C		<input checked="" type="checkbox"/>
Usual operating temperature under 1000 W/m	50	°C		<input checked="" type="checkbox"/>
Summer operating temperature for VmppMin design	60	°C		<input checked="" type="checkbox"/>

Buttons: Back, Cancel, OK

Figura A22 – Parâmetros do sistema

Fase 2 - Orientação: Selecionou-se o tipo de campo (Fixed Tilted Plane), os parâmetros do campo (orientação de 30° e Azimute 0°), a optimização (rendimento de irradiação anual) e o rendimento anual das condições meteorológicas (factor transposição FT: 1,13; perdas por respeito ao ideal: -0,0%; Global do colector plano: 2162 kWh/m²).

Passo 4:

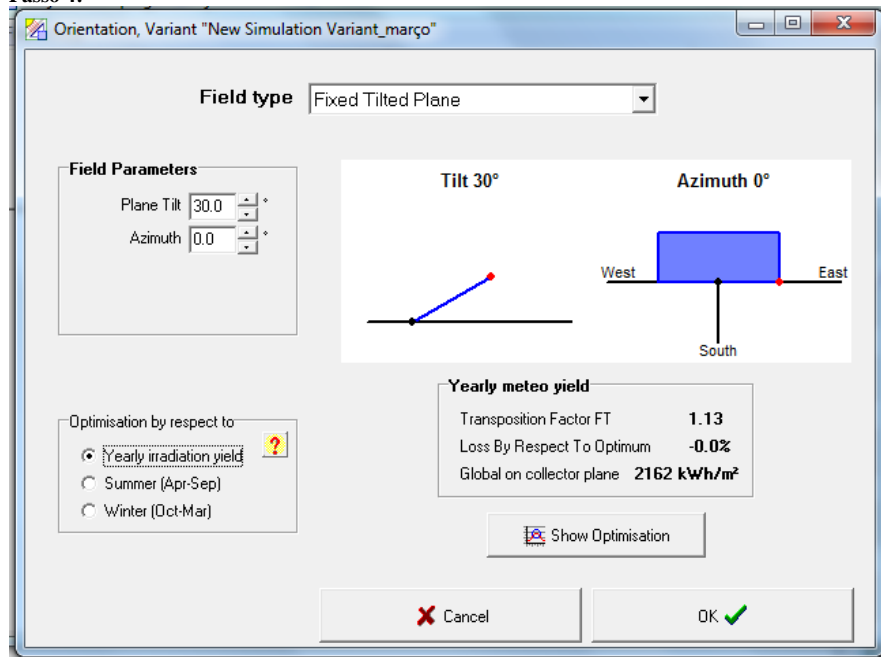


Figura A23 - Orientação

Tabela A7 - Orientação

Orientação	
Tipo de campo	Fixed titled plane
Parâmetros do campo	
Orientação (°)	30
Azimute (°)	0
Optimização	Rendimento de irradiação anual
Rendimento anual das condições meteorológicas	
Factor transposição	1,13
Perdas por respeito ao ideal (%)	- 0,0
Global do colector plano (kWh/m ²)	2162

Fase 3 - Horizonte: A orientação é definida a 30° e azimute 0°.

Passo 5:

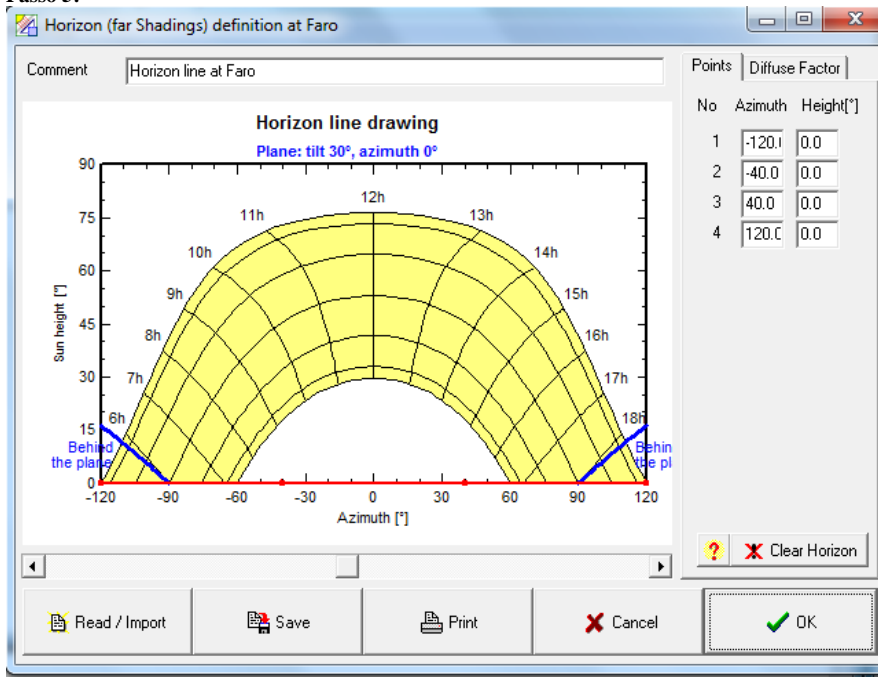


Figura A24 – Horizonte – Faro

Tabela A8 – Azimute e altura

Nr	Azimute	Altura
1	-120,0	0,0
2	-40,0	0,0
3	40,0	0,0
4	120,0	0,0

O factor difusão é 1,00 e o factor albedo é 1,00.

Fase 4 - Construção: Compatibilidade com a orientação de sistema e seus parâmetros (área activa: 29 m², inclinação campos: 30° e campos azimute: 0°).

Passo 6:

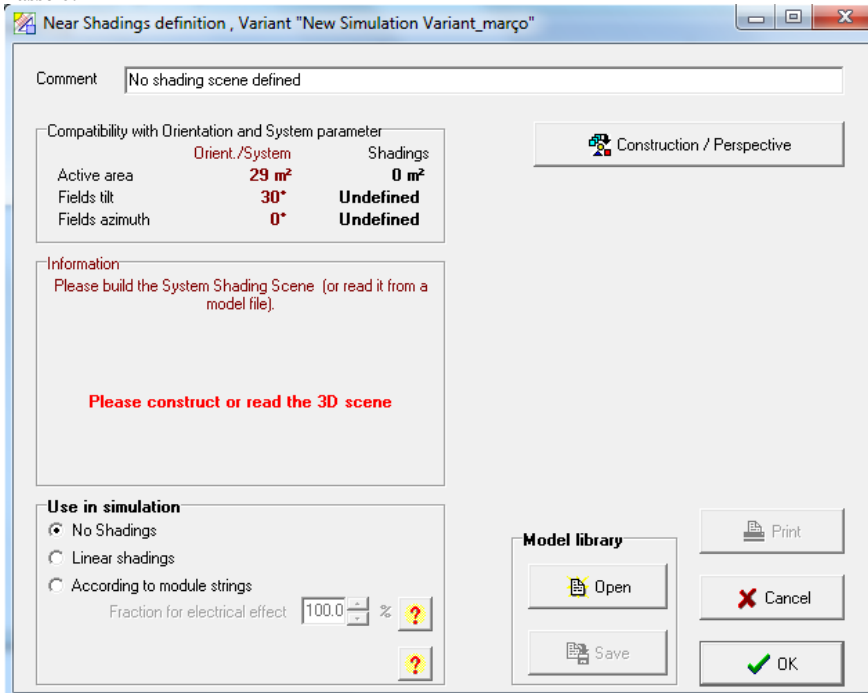


Figura A25 – Construção

Fase 5 - Sistema: Nesta fase, há a considerar três etapas:

1ª etapa - Definições da bombagem - circuito hidráulico:

Após seleccionar o sistema bombagem para poço profundo, definiu-se as condições de poço profundo (profundidade estática: 50,0 m; profundidade máxima de bombagem: 70 m; profundidade bomba: 75,0 m; diâmetro do poço: 18,0 cm; especificações: 1,00 m/m³/h), tanque de armazenar (volume: 70 m³; diâmetro: 4,72 m; altura de água cheia: 4,00 m; altitude inferior: 1,00 m, com alimentação fundo), circuito hidráulico (escolha tubo: PE50 (2''), comprimento do tubo: 100 m, número cotovelos: 0, outras perdas por atrito: 0,00).

Passo 7:

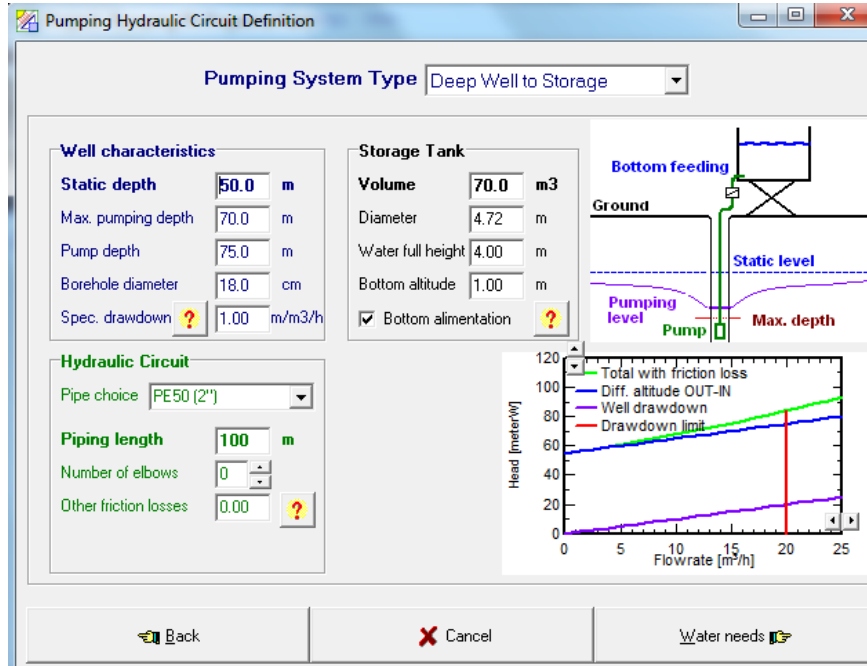


Figura A26 - Definição da bombagem – circuito hidráulico

2ª etapa: Necessidades de água e pressão/altura hidráulicos:

Definiu-se ainda as necessidades de água (Primavera e Verão: 70,0 m³/dia; Outono: 35,0 m³/dia; Inverno: 0,0 m³/dia). Relativamente às unidades (fluxo: m³/dia e pressão: mW). Nas variações de profundidade, (constante anual: 50 mW). O resumo anual em média (necessidades de água: 44,0 m³/dia; necessidades de água anuais: 16065 m³; altura anual: 55,0 mW; energia hidráulica: 2408 kWh; necessidades FV (aproximadamente): 8132 kWh).

Passo 8:

Water Needs and Hydraulic Pressure / Head, Variant "New User's needs"

Comment: New User's needs

Water needs

Yearly average
 Seasonally value
 Monthly values

Water (m ³ /day)	
Summer	70.0
Autumn	35.0
Winter	0.0
Spring	70.0

Water units:
 Flow: m³/day
 Pressure: meterW

Yearly summary

Water needs average	44.0 m ³ /day
Yearly water needs	16065 m ³
Yearly Head average	55.0 meterW
Hydraulic energy	2408 kWh
FV needs (very roughly)	8132 kWh

Well static depth variations

Yearly constant
 Seasonal values
 Monthly values

Whole Year: 50.0 meterW

Model File

Figura A27 – Necessidades de água e pressão/altura hidráulicos

3ª etapa: Definições do sistema de bombagem:

As médias necessidades diárias (altura nominal: 66,4 mW; altura máxima: 62,2 mW; volume: 44,0 m³/dia; autonomia solicitada: 1,0 dias; % falta: 5,0%; volume tanque: 70 m³; potência bomba: 3000 W; potência FV: 3800 Wp nominal).

Procedeu-se à selecção do modelo de bomba e do array FV com a selecção dos módulos. Ver 6.3 Selecção do modelo de bomba e 6.4. Selecção de módulos.

Seguidamente, procedeu-se à regulação do sistema. Inclui o resumo da matriz FV (número de módulos, marca, fabricante e modelo, a matriz operacional), o sistema operativo (regulador - conversor MPPT-CC), as características da bomba (número de bombas em paralelo, marca, fabricante e modelo, tipo, tipo de motor e condições de funcionamento nominais – pressão e caudal), regulador/dispositivo de condicionamento de energia (inclui o regulador/padrão) e a opção de conjunto de bateria (não utilizada).

Analizou-se os dados fornecidos pelo programa, como sejam, as perdas de matriz. Inclui o parâmetro FV com o campo de perdas detalhadas: parâmetro térmico, perdas óhmicas, qualidade do módulo – incompatibilidade, perdas por sujidade e perdas por IAM. Estas definições encontram-se em anexos.

Passo 9:

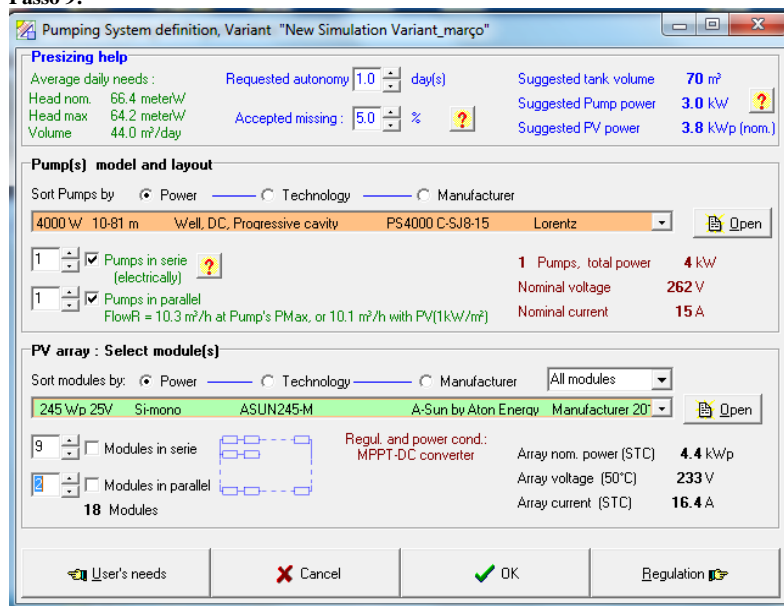


Figura 28 – Definição do sistema de bombagem (modelo Lorentz PS4000 CSJ8-15 CC)

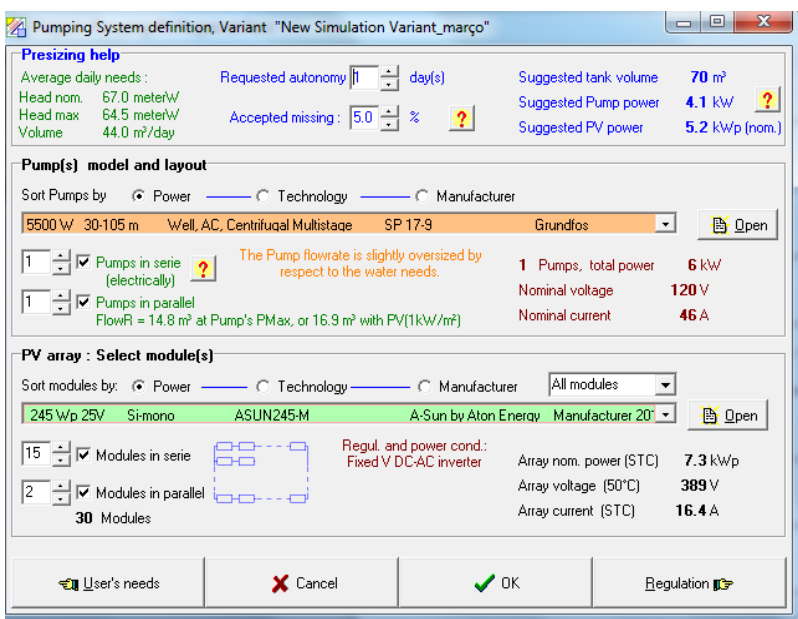


Figura A29 – Definição do sistema de bombagem (modelo Grundfos Sp17-9 CA)

Regulação do sistema

As perdas da matriz, incluem o parâmetro FV com o campo de perdas detalhadas: parâmetro térmico, perdas óhmicas, qualidade do módulo – incompatibilidade, perdas por sujidade e perdas por IAM. Assim temos:

Passo 10:

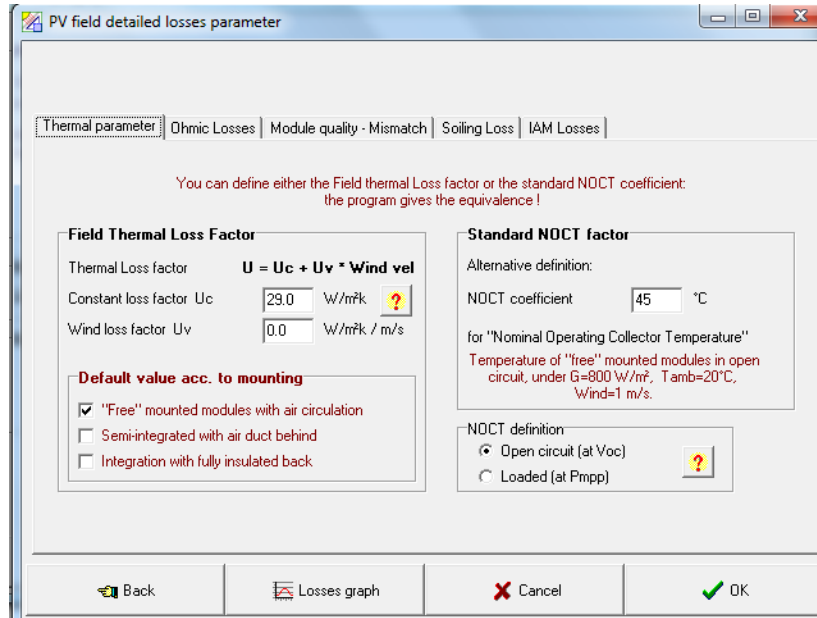


Figura A30 – Parâmetro fotovoltaico: perdas detalhadas

Parâmetro térmico: factor de perda térmica (campo de factor de perda térmica: $U = U_c + U_v * Vel\ vento$; constante de perda factor U_c : 29,0 W/m²k; factor de perda do vento: 0,0 W/m²k/m/s), factor padrão NOCT (coeficiente NOCT: 45 °C, para condições NOCT – temperatura dos módulos em circuito aberto, sob $G=800\ W/m^2$, $T_{amb} = 20\ °C$, $V_{vento} = 1\ m/s$), definição NOCT (opção de circuito aberto (V_{oc}) e o valor padrão de exacto de montagem (opção de livres módulos montados com circulação de ar);

Perdas óhmicas: circuito CC: perdas óhmicas para a matriz (resistência global: 229,4 mOhm; fracção de perda a STC: 1,4%; queda de tensão através do díodo série: 0,0 V), circuito CA: inversor para ponto de injeção, transformador externo);

Qualidade do módulo - incompatibilidade (perda de eficiência do módulo: 1,0 %); perdas de incompatibilidade (perda de potência no PPM: 2,0 %; perda quando roda a tensão a voltagem fixa: 4,0 % - inclui opção cálculo detalhado: permitindo determinar graficamente o desfasamento do parâmetro, para as células de um módulo ou os módulos de uma matriz, com indicação do módulo FV básico: marca e modelo, grupo: módulos (dispostos em série e paralelo), condições externas (irradiação: 1000 W/m² e temperatura célula: 45 °C), distribuição dos parâmetros incompatíveis módulos (corrente curto circuito (ISC): 8,95 A; tensão de circuito aberto (V_{oc}): 33,4 V; valores RMS: 0,45 A; 1,7 V ambos a 5%; tipo de distribuição: gaussiana);

Perdas por sujidade (factor de perda anual por sujidade: 0,0 %);

Perdas IAM.(modificador de ângulo de incidência): efeito ângulo de incidência ($IAM = 1 - b_0 (1/\cos i - 1)$, $b_0 = 0,05$).

Fase 6 - Layout de módulo: Nesta fase define-se a área geral nos sub-campos. Inclui: sub-área geral (permite definir as várias peças por área para o posicionamento dos módulos), sub-campo da área *layout* (mecânica: definir área disponível para o posicionamento dos módulos; área disponível: definindo os retângulos principais – comprimento e altura e retângulos secundários, contribuição e disposição dos módulos) e matriz geral FV (módulo FV: marca, comprimento e altura; sistema: número de módulos em série, número de *strings*, número total de módulos, área total, potência total e número em excesso de módulos posicionados).

Passo 11:

Figura A31 – Layout do módulo

Fase 7 - Simulação: Nesta fase procede-se à simulação do programa. Tendo em conta a selecção efectuada nas fases anteriores do projecto, antes de se iniciar a simulação, verifica-se os parâmetros de simulação, as definições preliminares que incluem (armazenamento de dados por hora, gráficos especiais e arquivo de saída), sendo que após esta última etapa inicia-se a simulação, obtendo-se os resultados.

Passo 12:

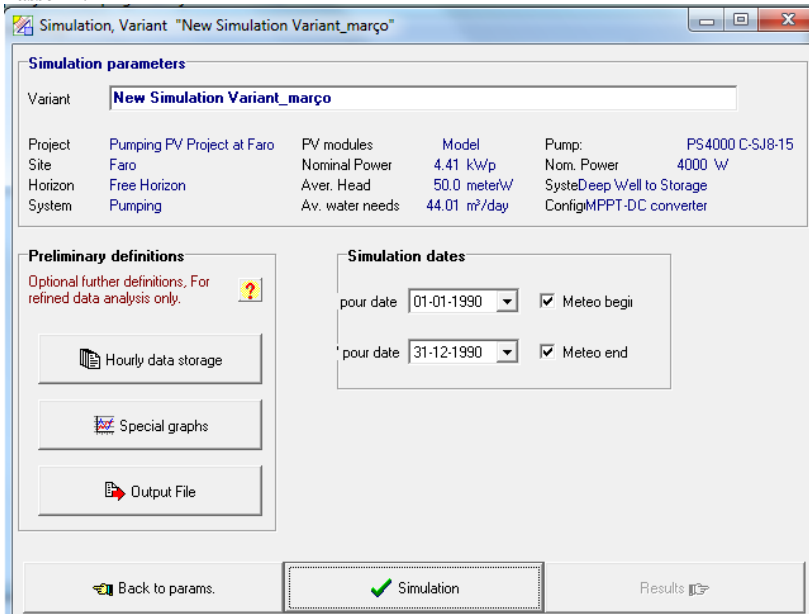


Figura A32 – Simulação

6.5 Resultados

Apresenta-se os resultados gerados pelo sistema de bombagem FV para cada um dos modelos de bomba:

Modelo Lorentz:

PS4000 C-SJ8-15 – CC – 10 – 81 m

Modelo Grundfos:

SP17-9 - 400 V – Well CA – Centrifugal – Multistage – 5500 W – 30 – 100 m

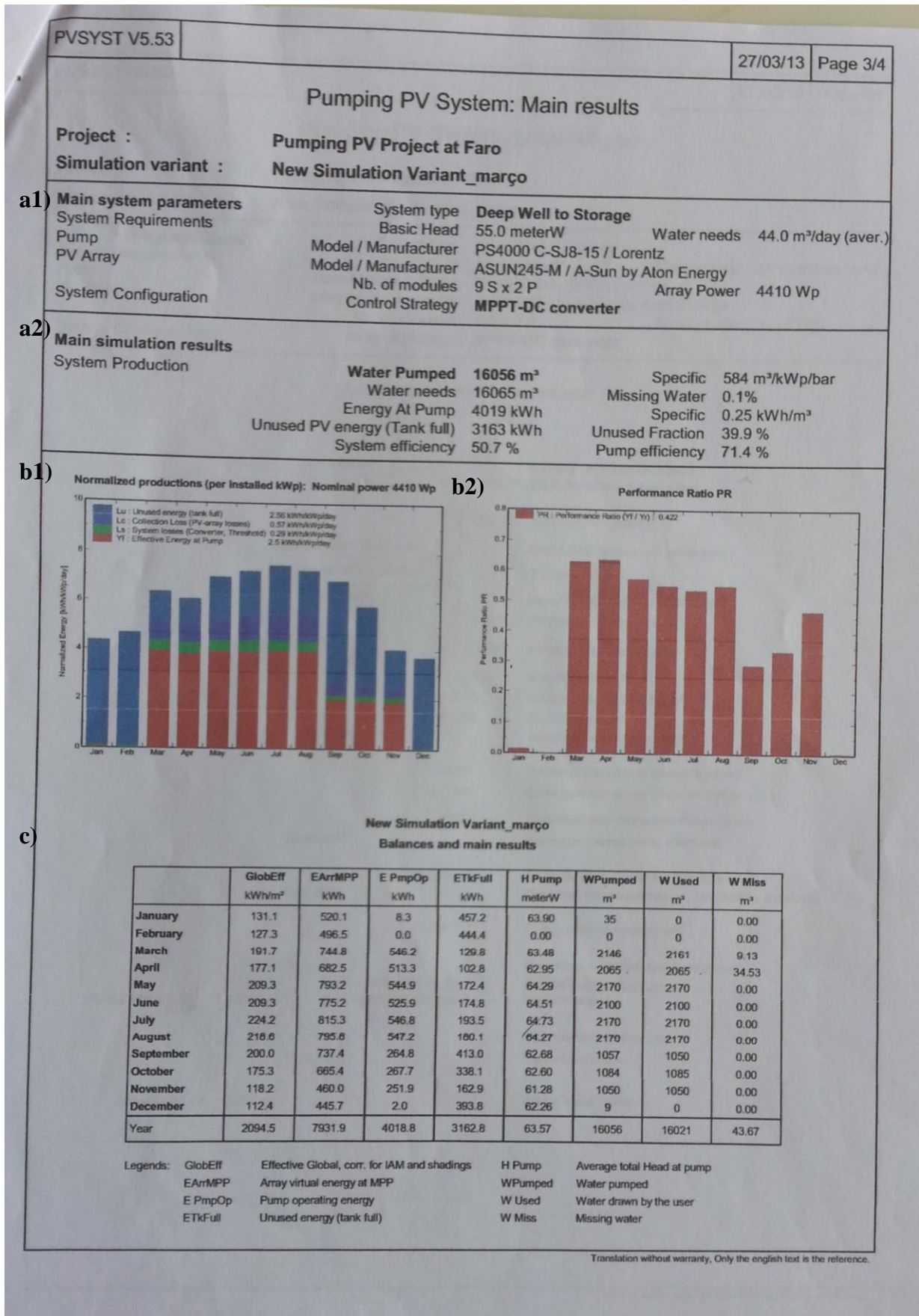
Ambos encontram-se sub-divididos em a1, a2, b1, b2 e c.

PVSYST V5.53		27/03/13		Page 1/4	
Pumping PV System: Basic simulation parameters					
Project : Pumping PV Project at Faro					
Geographical Site		Faro		Country Portugal	
Situation		Latitude 37.0°N		Longitude 7.6°W	
Time defined as		Legal Time Time zone UT+1		Altitude 8 m	
Meteo data :		Faro, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		New Simulation Variant_março			
		Simulation date 27/03/13 10h22			
Simulation parameters					
Pumping System parameter		System type Deep Well to Storage			
Well characteristics		Static level depth 50 m		Specific drawdown 1.00 m / m ³ /h	
(Diameter 18 cm)		Pump depth 75 m		Max. pumping depth 70 m	
Storage tank		Volume 70.0 m ³		Diameter 4.7 m	
Feeding by bottom		Bottom Level 1.0 m		Height (full level) 4.0 m	
Hydraulic circuit		Piping length 100 m		Pipes PE50 (2") Dint = 54 mm	
Seasonal water needs		Summer (Jun-Aug) 70.00 m ³ /day		Autumn (Sep-Nov) 35.00 m ³ /day	
		Winter (Dec-Feb) 0.00 m ³ /day		Spring (Mar-May) 70.00 m ³ /day	
Pump		Model PS4000 C-SJ8-15			
		Manufacturer Lorentz			
Pump Technology		Progressive cavity Deep well pump		Motor DC motor, brushless	
Associated or Integrated converter		Type MPPT		Voltage range 64 - 238 V	
Operating conditions		Head Min		Head Nom	
		10.0		60.4	
Corresponding maximum Flow Rate		17.69		11.67	
Required power		4000		4000	
				80.6 m ³ /h	
				10.36 m ³	
				4000 W	
Collector Plane Orientation		Tilt 30°		Azimuth 0°	
PV Array Characteristics					
PV module		Si-mono Model ASUN245-M			
		Manufacturer A-Sun by Aton Energy			
Number of PV modules		In series 9 modules		In parallel 2 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules 18		Unit Nom. Power 245 Wp	
Array global power		Nominal (STC) 4410 Wp		At operating cond. 3815 Wp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 233 V		I m pp 16 A	
Total area		Module area 29.2 m ²			
Control device		Model Generic device (optimised for the system)			
		System Configuration MPPT-DC converter			

Translation without warranty. Only the english text is the reference.

PVSYST V5.53		27/03/13		Page 2/4	
Pumping PV System: Detailed Simulation parameters					
Project :		Pumping PV Project at Faro			
Simulation variant :		New Simulation Variant_março			
Main system parameters					
System Requirements	System type	Deep Well to Storage		Water needs	44.0 m ³ /day (aver.)
Pump	Basic Head	55.0 meterW			
PV Array	Model / Manufacturer	PS4000 C-SJ8-15 / Lorentz			
	Model / Manufacturer	ASUN245-M / A-Sun by Aton Energy			
	Nb. of modules	9 S x 2 P		Array Power	4410 Wp
System Configuration	Control Strategy	MPPT-DC converter			
System Operating Control (Generic device, params adjusted acc. to the system)					
Power conditioning unit		MPPT - DC converter			
Operating conditions					
	Minimum MPP Voltage	64 V	nominal power	3880 W	
	Maximum MPP Voltage	238 V	Power Threshold	194 W	
	Maximum Array Voltage	375 V	Max. efficiency	97.0 %	
	Maximum Input Current	15.3 A	EURO efficiency	97.0 %	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	229 mOhm	Loss Fraction	1.4 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)		bo Parameter	0.05

Translation without warranty. Only the english text is the reference.



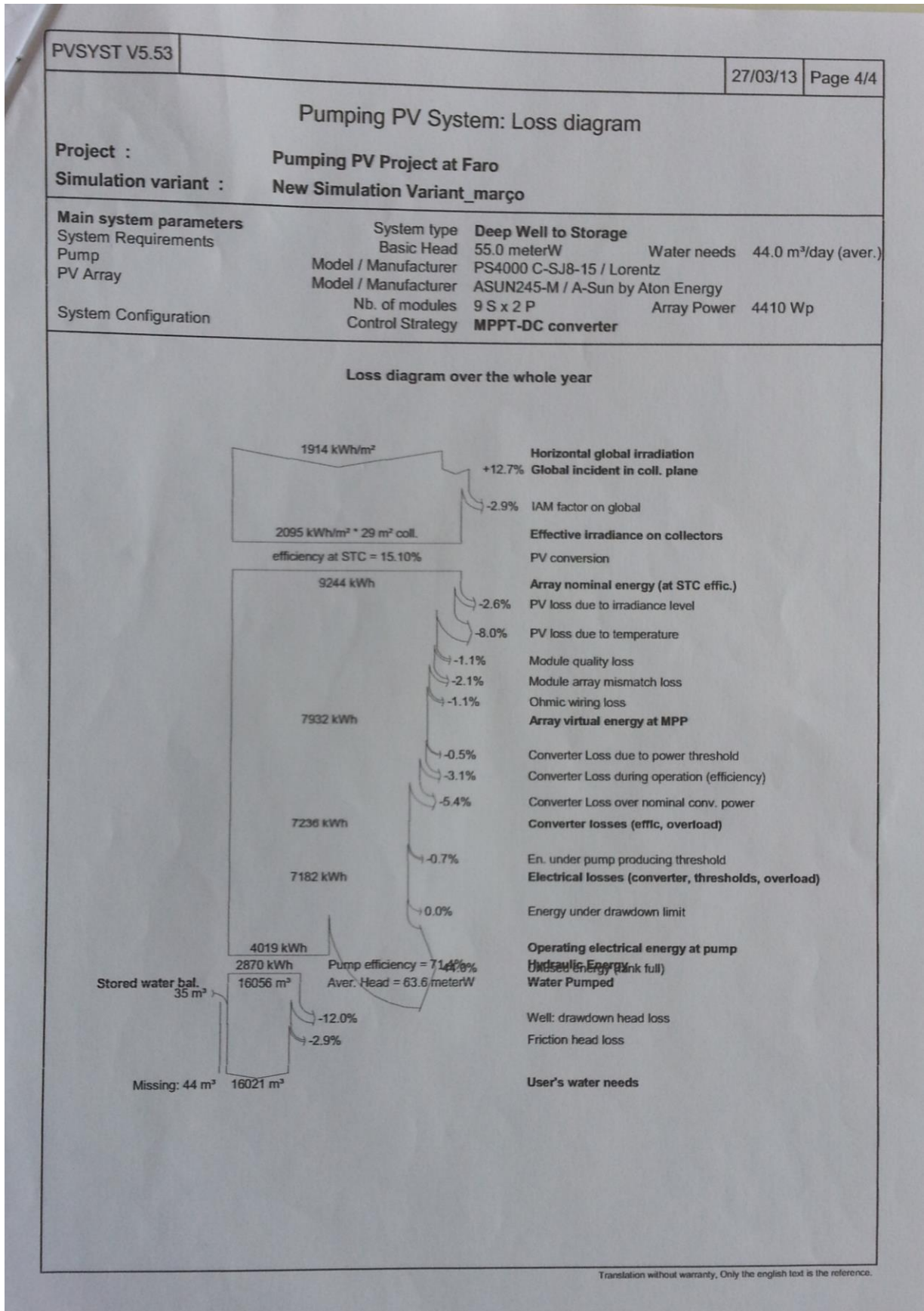


Figura A33 - Folha de características - sistema de bombagem fotovoltaico – parâmetros de simulação (modelo Lorentz PS4000 C-SJ8-15 CC)

PVSYST V5.53			01/10/13	Page 1/4
Pumping PV System: Basic simulation parameters				
Project :	Pumping PV Project at Faro			
Geographical Site	Faro	Country	Portugal	
Situation	Latitude 37.0°N	Longitude	7.6°W	
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	8 m	
	Albedo 0.20			
Meteo data :	Faro, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :	New Simulation Variant_março			
	Simulation date 01/10/13 18h17			
Simulation parameters				
Pumping System parameter	System type	Deep Well to Storage		
Well characteristics (Diameter 18 cm)	Static level depth	50 m	Specific drawdown	1.00 m / m ³ /h
	Pump depth	75 m	Max. pumping depth	70 m
Storage tank	Volume	70.0 m ³	Diameter	4.7 m
Feeding by bottom	Bottom Level	1.0 m	Height (full level)	4.0 m
Hydraulic circuit	Piping length	100 m	Pipes PE50 (2")	Dint = 54 mm
Seasonal water needs	Summer (Jun-Aug)	70.00 m ³ /day	Autumn (Sep-Nov)	35.00 m ³ /day
	Winter (Dec-Feb)	0.00 m ³ /day	Spring (Mar-May)	70.00 m ³ /day
Pump	Model	SP 17-9		
	Manufacturer	Grundfos		
Pump Technology	Centrifugal Multistage	Deep well pump	Motor	AC motor, triphased
Associated or Integrated converter	Type	MPPT	Voltage range	380 - 415 V
Operating conditions	Head Min	Head Nom	Head Max	
	30.0	80.0	105.0 mWater	
Corresponding maximum Flow Rate	22.38	14.38	13.28 m ³	
Required power	5500	5500	5500 W	
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
PV Array Characteristics				
PV module	Si-mono	Model	ASUN245-M	
		Manufacturer	A-Sun by Aton Energy	
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	30	Unit Nom. Power	245 Wp
Array global power	Nominal (STC)	7.35 kWp	At operating cond.	6.36 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	389 V	I mpp	16 A
Total area	Module area	48.7 m²		
Control device	Model	Generic device (optimised for the system)		
	System Configuration	Fixed V DC-AC inverter		
<small>Translation without warranty. Only the english text is the reference.</small>				

PVSYST V5.53		01/10/13		Page 2/4	
Pumping PV System: Detailed Simulation parameters					
Project :		Pumping PV Project at Faro			
Simulation variant :		New Simulation Variant_março			
Main system parameters		System type Deep Well to Storage			
System Requirements	Basic Head	55.0 meterW	Water needs	44.0 m ³ /day (aver.)	
Pump	Model / Manufacturer	SP 17-9 / Grundfos			
PV Array	Model / Manufacturer	ASUN245-M / A-Sun by Aton Energy			
	Nb. of modules	15 S x 2 P	Array Power	7350 Wp	
System Configuration	Control Strategy	Fixed V DC-AC inverter			
System Operating Control		(Generic device, params adjusted acc. to the system)			
Power conditioning unit		Fixed DC-AC inverter			
Operating conditions	Minimum MPP Voltage	380 V	nominal power	4675 W	
	Maximum MPP Voltage	415 V	Power Threshold	234 W	
	Maximum Array Voltage	415 V	Max. efficiency	85.0 %	
	Maximum Input Current	45.8 A	EURO efficiency	85.0 %	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	229 mOhm	Loss Fraction	0.8 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1) bo Parameter 0.05			
Translation without warranty. Only the english text is the reference.					

Pumping PV System: Main results

Project : Pumping PV Project at Faro
Simulation variant : New Simulation Variant_março

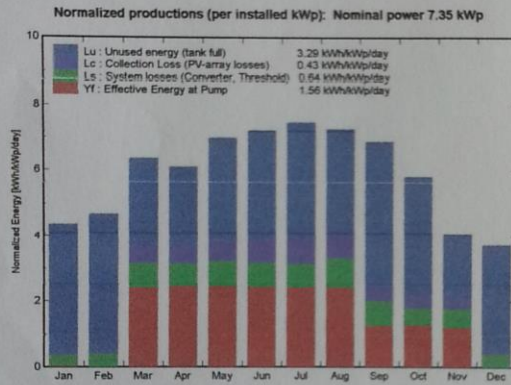
a1)

Main system parameters	System type	Deep Well to Storage	
System Requirements	Basic Head	55.0 meterW	Water needs 44.0 m³/day (aver.)
Pump	Model / Manufacturer	SP 17-9 / Grundfos	
PV Array	Model / Manufacturer	ASUN245-M / A-Sun by Aton Energy	
	Nb. of modules	15 S x 2 P	Array Power 7350 Wp
System Configuration	Control Strategy	Fixed V DC-AC inverter	

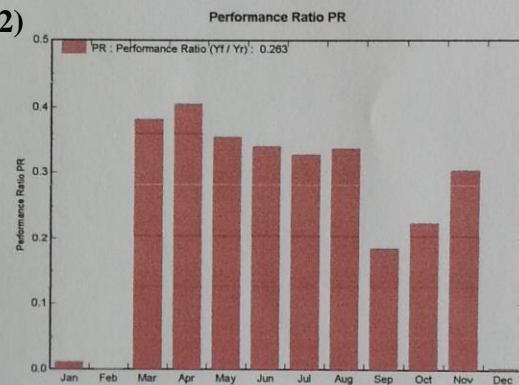
a2)

Main simulation results	Water Pumped	16024 m³	Specific	303 m³/kWp/bar
System Production	Water needs	16065 m³	Missing Water	0.3%
	Energy At Pump	4176 kWh	Specific	0.26 kWh/m³
	Unused PV energy (Tank full)	6695 kWh	Unused Fraction	50.4 %
	System efficiency	31.5 %	Pump efficiency	78.8 %

b1)



b2)



c)

New Simulation Variant_março
Balances and main results

	GlobEff kWh/m²	EArrMPP kWh	E PmpOp kWh	ETkFull kWh	H Pump meterW	WPumped m³	W Used m³	W Miss m³
January	131.1	870	10.4	722.5	67.75	35	0	0.00
February	127.3	831	0.0	672.8	0.00	0	0	0.00
March	191.7	1246	553.3	448.6	73.66	2138	2156	14.18
April	177.1	1142	543.3	389.0	71.83	2062	2062	38.38
May	209.3	1328	562.2	520.6	74.03	2170	2170	0.00
June	209.3	1298	541.1	539.7	74.46	2100	2100	0.00
July	224.2	1365	556.8	599.8	75.42	2170	2170	0.00
August	218.6	1332	557.8	522.0	74.77	2170	2170	0.00
September	200.0	1235	279.3	708.9	72.21	1059	1050	0.00
October	175.3	1114	297.5	623.5	70.35	1065	1065	0.00
November	118.2	769	272.0	344.8	69.80	1025	1026	23.66
December	112.4	745	2.6	603.3	66.37	10	0	0.00
Year	2094.5	13274	4176.4	6695.4	73.23	16024	15989	76.23

Legends: GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings H Pump Average total Head at pump
 EArrMPP Array virtual energy at MPP WPumped Water pumped
 E PmpOp Pump operating energy W Used Water drawn by the user
 ETkFull Unused energy (tank full) W Miss Missing water

Translation without warranty. Only the english text is the reference.

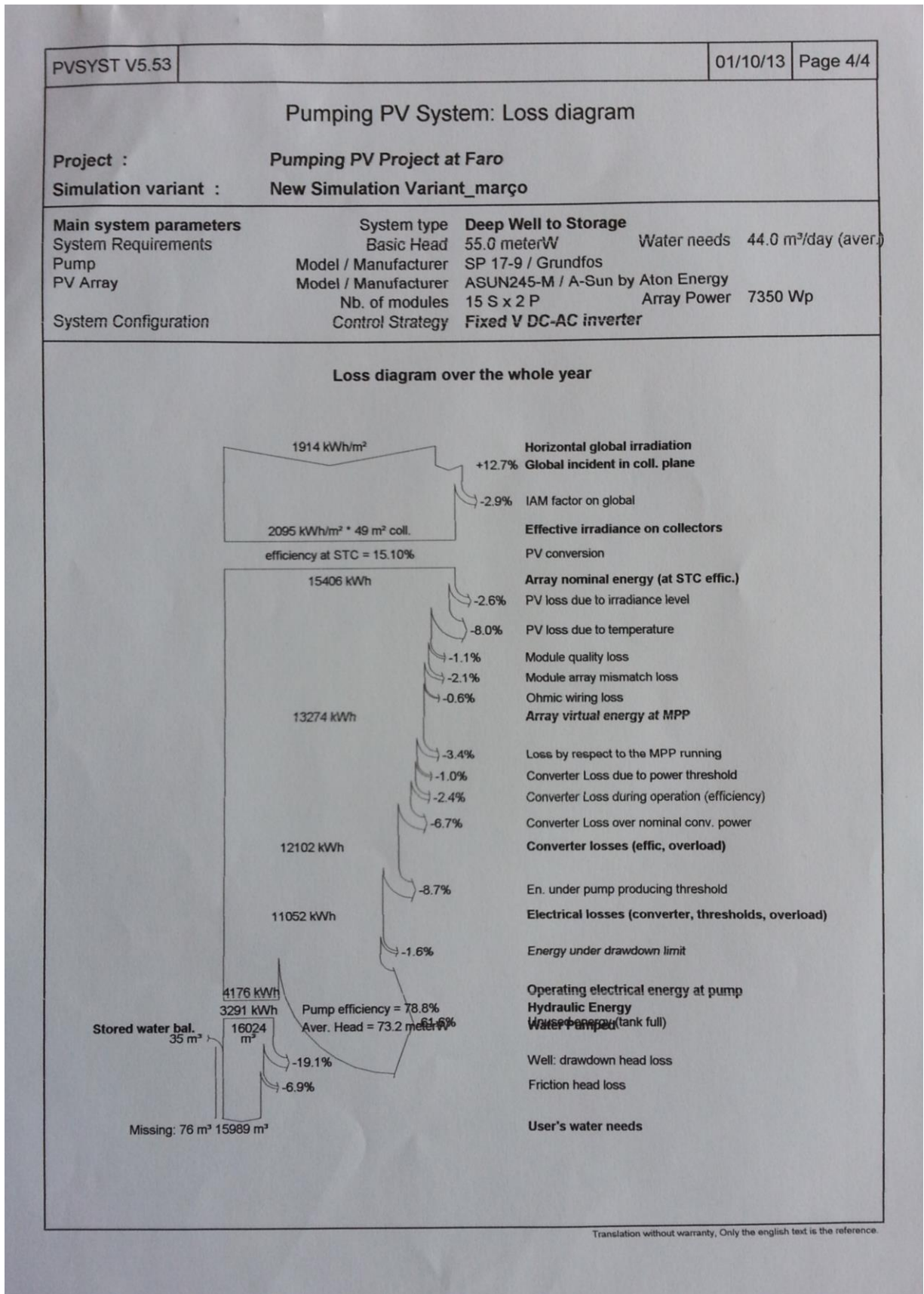


Figura A34 - Folha de características - sistema de bombagem FV – parâmetros de simulação (modelo Grundfos SP17-9 CA)

Questionário obtido junto do responsável do pomar de citrinos no Algarve

QUESTÕES DE APOIO À TESE DE MESTRADO “AVALIAÇÃO ENERGÉTICA DE UM SISTEMA DE BOMBAGEM PV” – MESTRADO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS E GESTÃO DE ENERGIA – UNIVERSIDADE DO ALGARVE

Aluno : Rui Brochado

Orientadores: António Mortal e Armando Inverno

- Qual a dimensão média do pomar de citrinos no Algarve?
 - A área citrícola nesta região ocupa um total de 17 433 ha, sendo que nos pomares, corresponde a uma área de 2,18 ha (fonte: Recenseamento Agrícola, 2009).
- Qual a dimensão do pomar de citrinos (caso de estudo)?
 - 23.700 m²
- Que tipo de topografia do terreno? (aproveita-se o declive terreno para compensar perdas de carga?)
 - O sistema de rega funciona com gotejadores auto-compensantes.
- Qual a área total de rega?
 - 23000 m²
- Quais as necessidades rega/hectare?
 - Março-Agosto ----- 14 litros/árvore/dia
Setembro a Novembro ---- 7 litros/árvore/dia
Dezembro a Fevereiro ---- regas de adubação
- Como se faz a distribuição da rega (rega por escorrimento, rega por submersão, rega por infiltração, rega localizada, rega por aspersão, gota a gota ..)?
 - Rega gota a gota com gotejadores auto-compensantes.
- Como se processa o controlo do sistema de rega? (x h/dia, controlo de humidade do terreno?..)
 - N° de horas em função do sistema de rega e altura do ano.
- A rega faz-se através de furo ou da rede?
 - Furo (a ter em atenção os níveis freáticos para cada zona).
- Frequência da rega, quando rega (madrugada/manhã/tarde/noite)? Definir data cada rega.
 - Durante a noite (razões de tarifário eléctrico e menor evaporação)
- Qual a energia gasta mensalmente?
 - Em função do equipamento de rega (potencia da bomba), n° de horas de rega e tarifário eléctrico escolhido.
- Custo de investimento e custo de operação e manutenção?
 - Valores a solicitar junto da Direcção Regional de Agricultura do Algarve.

Bombas:

- Capacidade de bombagem?
 - Bomba Grundfos SP 16-12 de 7,5 CV 2 ½ “
- Qual o tipo de sistema de bombagem instalada (potência das bombas, caudais, etc...)
 - Bomba Grundfos SP 16-12 de 7,5 CV 2 ½ “ instalada a 70 m de profundidade. Para informações sobre características de bombas consultar por exemplo Albombas em Almancil.

Program Tempus

PROGRAM TEMPUS TRAINING REPORT

This report describes the international training of the master student Rui Brochado e Silva of the University Algarve in the SEKEM enterprise in Cairo, Egypt. The training took place between February 25 and March 31, 2010 and was supported by the Tempus Program. The training was supervised by prof. Ahmed Elhodeiby with the contribution of Engineer Amr Farouk. The main theme was photovoltaic energy production. During the training the student had practical contact with different solar techniques, including schafler's mirrors, photovoltaic panels and several types of instruments used in the solar energy field. An important part of his training was also the possibility of having a working experience in an international enterprise environment. During the training the student made a field trip to the National Research Center of Egypt, where he could observe the study of photovoltaic system's applications.

In annex a short resume of the activities performed is listed.

The overall result of the training was considered positive and contributed to the education of the master student in an international working environment as well as to establish links between Egypt and Portugal.

Faro, October 16th, 2010

Rui Manuel Guimarães Brochado e Silva

Annex: Training program summary

1st week:-

- Introduction to PV technology
- Solar irradiation
- PV cells, PV modules
- Components
- System design
- Site survey
- Lightning and surge protection
- Connection, commissioning and testing

2nd week

- Mounting structures
- Cables, wiring and fuses
- Charge controllers
- Inverters and inverter-chargers
- Batteries and battery configuration
- Solar water pumping

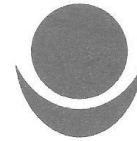
3rd week

- Typical PV systems and applications
- Design and installation of grid-connected and off-grid PV systems
- Practical exercises in the Training Center
- Solar project management
- Quality management
- System monitoring and maintenance

4th week

- Recent developments in the global PV market and outlook
- Current energy policies and financial support schemes for PV
- Solar investments: Economic assessment and financing
- Legal, regulatory and administrative framework
- Market analysis and development of sales strategies
- Marketing and sales of solar technology

Certificado de Participação - Sekem



Sekem Development Foundation

To whom it may concern

Sekem development foundation certifies that the master renewable energy student Rui Silva has done internships by Sekem development foundation in the frame work of 144627-TEMPUS-2008-EG-JPCR from 01.03.2010 to 31.03.2010 in the following area:-

1. Installation of the PV system
2. Design of the solar lighting system
3. Design of the control system of the scheffler collector system used in water heating process.

Mr.Rui silva was a hard worker and has achieved the training tasks during the internships in the mentioned period.

Project coordinator
Ahmed Elhodeiby



Sekem Development Foundation, Reg. No. 5997 /1984. 1Belbes Desert Road, P.O.B. 1535 Alf Maskan,11777 Cairo, Egypt
Tel. : +202 26564154 Fax : +202 26567828 Website: www.sekem.com, E-mail: sdf@sekem.com
Egyptian Society for Cultural Development, Reg. No. 129/1984 (Previously)

Empresa multinacional Sekem (www.sekem.com)



Figura A35 - Identificação da empresa

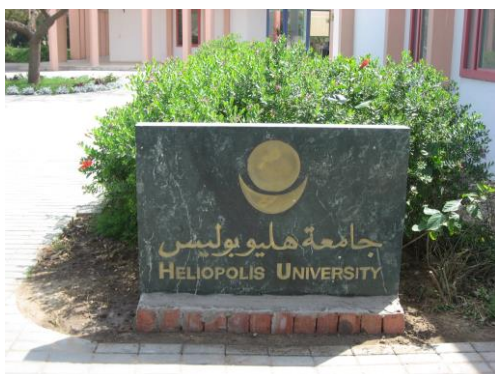


Figura A36 - Heliopolis University
(propriedade da empresa)



Figura A37 - Escritório do estágio



Figura A38 - Fundador e CEO da empresa
(Dr. Ibrahim Abouleish)



Figura A39 - Responsável pelo estágio
(Eng.º Amr Farouk)

Montagem e instalação de painéis fotovoltaicos - empresa



Figura A40 - Foto 1



Figura A41 - Foto 2



Figura A42 - Foto 3



Figura A43 - Foto 4



Figura A44 - Foto 5



Figura A45 - Foto 6



Figura A46 - Foto 7



Figura A47 - Foto 8

National Research Center (NRS) – Egypt



Figura A48 - National Research Center (NRS) - Egypt



Figura A49 - Aulas práticas 1



Figura A50 -Aulas práticas 2



Figura A51 - Aulas práticas 3

Certificado de Participação - Global Village For Future Leaders of Business And Industry (Lehigh University, Iacocca Institute – Bethelehem, Pennsylvania – EUA)



Lehigh University – Iacocca Institute – June 24 – August 4 - 2012

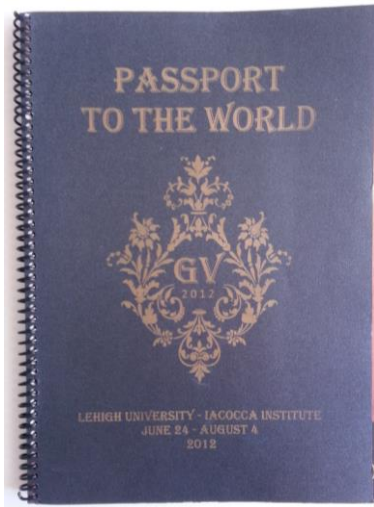


Figura A52 – Livro de actividades (capa)

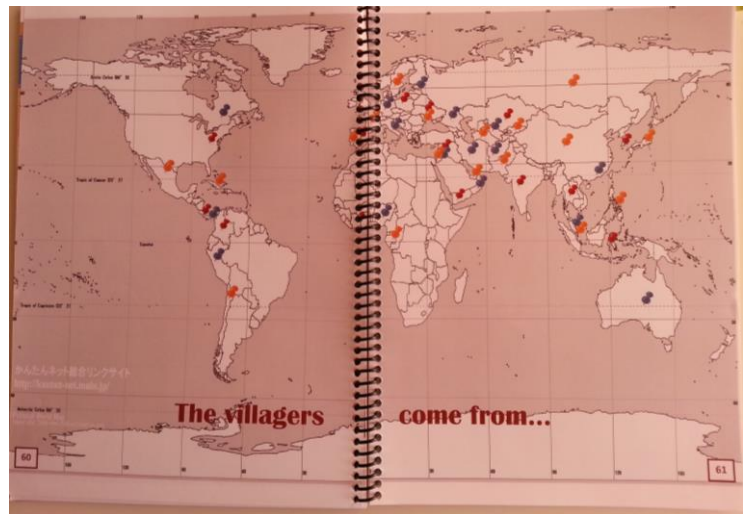


Figura A53 – Livro de actividades (120 jovens oriundos de mais de 50 países)

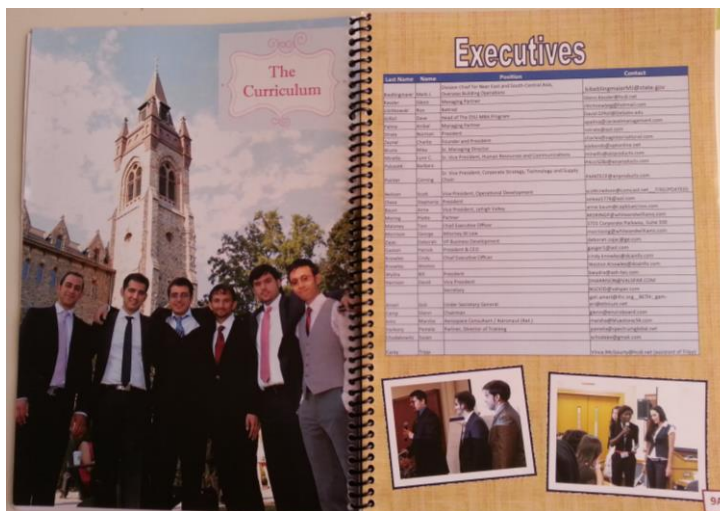


Figura A54 – Livro de actividades (lista de executivos das conferências)

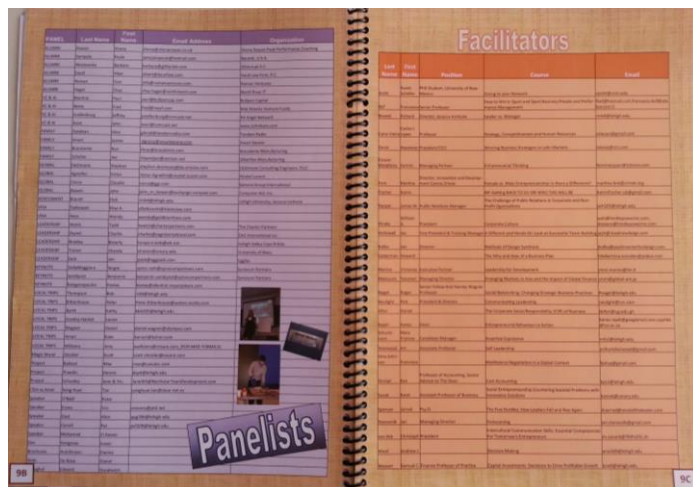


Figura A55 – Livro de actividades (lista de convidados das conferências)