

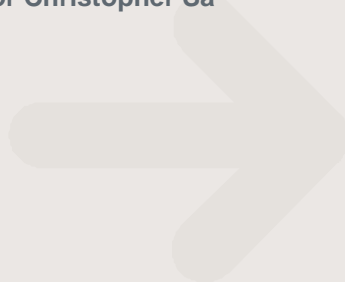
MESTRADO EM ENGENHARIA QUÍMICA

RAMO OPTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA NA INDÚSTRIA QUÍMICA

LILIANA ALEXANDA MORAIS BARBOSA

NOVEMBRO DE 2010

Orientador: Doutor Christopher Sá



## Agradecimentos

*“Ver a vida, as pessoas, as formas... é um detalhe.*

*Mas, viver de bem com a vida,*

*Amando as pessoas, de todas as formas,*

*É um detalhe que faz toda a diferença!”*

É com este pequeno gesto, que deixo o meu sincero agradecimento, a várias pessoas que de alguma forma participaram na elaboração desta tese:

- A Deus pela inspiração e paciência.
- Aos meus pais, Otilia Oliveira e António Barbosa que me deram a oportunidade de efectuar este curso, e terminar mais esta etapa no meu percurso escolar.
- À minha irmã Cristina Barbosa, que me proporcionou tratamentos de relaxamento.
- Aos meus amigos, Ana Soares, Cristiana Santos, Hugo Silva e Tiago Marques, pela ajuda, apoio e disponibilidade.
- Ao Ricardo Fernandes pela motivação e compreensão ao longo de todos estes meses.
- Aos meus colegas de trabalho que se disponibilizaram para me esclarecer algumas dúvidas desenvolvidas durante o estágio.
- Aos Engenheiros Christopher Sá e Carlos Assis, que se disponibilizaram para me ensinar ao longo destes meses.
- Aos Engenheiros Vasco Vieira e Patrício Martins, que me deram a oportunidade de estagiar na empresa “Solar”.
- Ao ISEP, por ter financiado os dados climáticos pedidos ao INMG (Instituto Nacional de Meteorologia e Geologia), sem os quais não seria possível aprimorar o trabalho desenvolvido.



## Resumo

Nesta dissertação foi realizada uma análise a 10 sistemas fotovoltaicos instalados pela empresa Solar, para determinar os parâmetros que mais afectam a produção de energia eléctrica.

Sabendo que a empresa inicia o processo de instalação de um sistema fotovoltaico com simulações em software (PV\*SOL pro e Solterm) para prever a produção de energia eléctrica, resolveu-se comparar estes valores com os que realmente são produzidos. Os clientes foram seleccionados tendo em conta a sua localização, as características do sistema fotovoltaico e o ano da sua instalação. Visitaram-se 19 instalações espalhadas pelo Norte e Centro de Portugal para recolher dados do local da instalação, coordenadas geográficas, nº de módulos, tipo de célula, tipo de matriz, distância entre fileiras, azimute, inclinação, sombreamento (altura, largura, distância à instalação e azimute do objecto), temperatura ambiente, temperatura de superfície dos painéis, estado da instalação/sujidade, tipo de suporte dos módulos, potência nominal, potência do inversor, comprimento da cablagem dos módulos ao inversor, comprimento da cablagem do inversor ao contador, energia total convertida no inversor, energia total no contador enviada para a rede, data de ligação à rede. No final e devido à falta de envio de informação por parte de alguns clientes sobre a produção de energia mensal só foi possível incluir 10 instalações (9 fixas e 1 com seguidor solar).

Os factores que mais contribuíram para a redução da produção de energia eléctrica foram o sombreamento e a forma de apoio dos painéis. Se o painel for colocado sobre o telhado, sem o devido distanciamento que permite que as correntes convectivas de ar arrefeçam a sua temperatura de superfície, ocorre diminuição do seu rendimento. O sombreamento originou perdas até 18% e a diminuição de ventilação é a causa de 3 a 5% de diminuição no rendimento.

Os sistemas fotovoltaicos apresentaram uma boa eficiência sobretudo nos meses de maior calor, com números de hora de sol pico próximos de 6. O que significa que produziram energia eléctrica à sua potência máxima durante o período de maior incidência solar (3 horas antes e 3 depois do meio-dia solar).

Outro resultado importante é que desde 2009, estes 10 sistemas fotovoltaicos já evitaram o consumo de 8,01 toneladas equivalentes de petróleo.

Palavras Chave: Painéis Fotovoltaicos, Microgeração, Produção de energia eléctrica

## Abstract

In this dissertation, an analysis was performed for various photovoltaic systems, fixed and with solar tracker, installed by the company Solar, in order to determine the parameters which affect the production of electricity. Knowing that the company begins the process of installing a photovoltaic system with software simulations (PV\*SOL pro and Solterm) to predict the energy production, it was decided to compare these figures with those actually produced to establish a margin of error.

Customers were selected taking into account its location, characteristics of the photovoltaic (PV) system and the year of its installation. place of the installation, geographic coordinates, nº of modules, type of cell, type of matrix, distance between rows, azimuth, inclination, shadow (height, width, distance to panels and azimuth of object), ambient temperature, surface temperature of panels, dirtiness, type of support of the modules, normal rated power, inverter power, cables length from modules to inverter, cables length from inverter to the accountant, total energy converted in inverter, total energy in the accountant, dates of linking net.

It is concluded that the factors that contribute most to the reduction of energy production are the shading and high surface temperatures due to lack of ventilation. Shading losses rise to over 18% and lack of ventilation originate a decrease between 3 to 5%. All systems should be supported on iron structures with sufficient distance to, to enjoy the roof in order to diminish superficial temperature of the PV system.

In general all photovoltaic systems have good efficiency in warmer months because the number of sunshine peak hours are near 6. This means that electricity produced at its maximum power during the period of highest solar incidence (3 hours before and 3 after the solar noon). The production of these 10 photovoltaic systems have avoided the consumption of 8.01 tons of oil equivalent.

Keywords: Photovoltaic Panels, Microgeneration, Electric power production

## Índice

Agradecimentos .....	i
Abstract .....	iii
<b>1º Capítulo – Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1. Enquadramento .....	1
1.1.1. Apresentação da empresa Solar .....	1
1.1.2. Etapas ao longo do trabalho e estágio na empresa Solar .....	1
1.2. Preocupações/Alertas Ambientais – A aposta na Energia Solar .....	2
1.3. Energia fotovoltaica em Portugal – Última década e perspectiva futura .....	3
1.4. Conceitos teóricos fundamentais para aplicação da Energia Solar Fotovoltaica .....	6
1.4.1. Posição aparente do sol .....	6
1.4.2. Insolação e Radiação Solar .....	12
<b>2º Capítulo – Células Fotovoltaicas</b> .....	<b>19</b>
2.1. Tipos de células fotovoltaicas .....	19
2.2. Comportamento das células fotovoltaicas .....	20
2.2.1. Efeito da Massa de Ar .....	20
2.2.2. Efeito da temperatura e do vento .....	21
2.2.3. Efeito da Nebulosidade .....	23
2.2.4. Efeito da Sujidade .....	23
2.2.5. Efeito da Deposição de Neve .....	24
2.2.6. Efeito do Sombreamento .....	24
2.2.7. Efeito da Cablagem .....	25
2.2.8. Efeito do Inversor (Conversão de CC para CA) .....	26
2.3. Propriedades eléctricas .....	26
<b>3º Capítulo – Trabalho de Campo</b> .....	<b>31</b>
3.1.1. Cliente com seguidor solar .....	31
3.1.2. Clientes com sistemas fixos .....	32
<b>4º Capítulo – Avaliação dos parâmetros que influenciam a produção de energia eléctrica</b> .....	<b>37</b>
4.1. Distância entre fileiras de Painéis .....	37
4.2. Distância mínima dos painéis aos obstáculos de sombreamento .....	38
4.3. Aplicação do Modelo Matemático Simplificado .....	40
4.4. Correlação entre os diversos factores que influenciam um sistema fotovoltaico .....	48
4.5. Valores Reais vs Valores Teóricos provenientes de Simulação .....	51
4.5.1. Sistemas fixos sem sombreamento .....	51
4.5.2. Sistemas fixos com sombreamento .....	52
4.5.3. Produção diminuída devido ao sombreamento .....	65

4.5.4. Produção perdida pela menor circulação de ar sob os painéis .....	69
4.6. N° de horas de sol pico.....	71
4.7. Optimização (aplicação do Modelo Matemático Simplificado) .....	75
4.8. Toneladas equivalentes de petróleo evitadas .....	76
<b>5º Capítulo – Conclusões</b> .....	<b>77</b>
Bibliografia .....	78
Anexos .....	82

## Índice de Figuras

### 1º Capítulo – Introdução

Figura 1.1. Parque Fotovoltaico Hércules .....	4
Figura 1.2. Central fotovoltaica (Moura) .....	5
Figura 1.3. Ângulo de inclinação dos raios solares.....	7
Figura 1.4. Rotação diária da Terra: dia vs noite .....	7
Figura 1.5. Movimento de Translação .....	8
Figura 1.6. Incidência dos raios solares no Solstício de Verão (direita) e no Solstício de Inverno (esquerda) às 12 h .....	8
Figura 1.7. Ângulo de declinação ( $\delta$ ) e ângulo horário (H).....	9
Figura 1.8. Correção do tempo .....	10
Figura 1.9. Sistema horizontal.....	11
Figura 1.10. Trajectória do sol nos dias de solstício de Inverno e Verão em Portugal Continental.....	12
Figura 1.11. Variação da altura e inclinação solar e da duração do dia nos Equinócios e Solstícios em Portugal Continental.....	12
Figura 1.12. Mapa de Insolação em Portugal Continental .....	13
Figura 1.13. Radiação solar e Índice kWh/Wp em Portugal Continental.....	14
Figura 1.14. Direcção da luz solar através da atmosfera .....	15
Figura 1.15. Ângulo de incidência da radiação solar .....	16
Figura 1.16. Seguidor solar de dois eixos .....	17
Figura 1.17. Incidência solar num seguidor de dois eixos de rotação .....	18

### 2º Capítulo – Células fotovoltaicas

Figura 2.1. Células e filmes fotovoltaicos .....	19
Figura 2.2. Massa de ar.....	20
Figura 2.3. Efeito da temperatura (Intensidade de Corrente vs Tensão).....	21
Figura 2.4. Perda de potência em função da temperatura de operação .....	22
Figura 2.5. Fotografia obtida por termovisão .....	23
Figura 2.6. Exemplo de sujidade num painel fotovoltaico .....	23
Figura 2.7. Efeito da variação da radiação solar sobre uma célula (Intensidade de Corrente... vs Tensão) .....	24
Figura 2.8. Deposição de neve.....	24
Figura 2.9. Função de um díodo de <i>by-pass</i> .....	25
Figura 2.10. Efeito de sombreamento extremo .....	25
Figura 2.11. Circuito eléctrico simplificado.....	26
Figura 2.12. Circuito eléctrico de duas resistências.....	27

### 3º Capítulo – Trabalho de Campo

Figura 3.1. Estruturas de apoio dos painéis fotovoltaicos .....	32
Figura 3.2. Exemplo de disposição de painéis fotovoltaicos .....	33
Figura 3.3. Exemplo de obstáculos no horizonte dos painéis fotovoltaicos.....	33
Figura 3.4. Sistema de dispersão .....	34

### 4º Capítulo – Avaliação dos parâmetros que influenciam a produção de energia eléctrica

Figura 4.1. Distância entre fileiras ( $d$ ) .....	35
Figura 4.2. Variação da altura solar em Portugal Continental.....	38
Figura 4.3. Factor de espaçamento .....	39
Figura 4.4. Medidas do sombreamento em relação à disposição dos painéis .....	39
Figura 4.5. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente J. F. nos meses de Outubro a Dezembro (2009).....	41
Figura 4.6. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente J. F: nos meses de Janeiro a Junho (2010).....	42
Figura 4.7. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente A. S. nos meses de Agosto a Dezembro (2009).....	43
Figura 4.8. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente A. S. nos meses de Janeiro a Maio (2010).....	44
Figura 4.9. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente A. no mês de Dezembro (2009) .....	45
Figura 4.10. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente A. nos meses de Janeiro a Maio (2010) .....	46
Figura 4.11. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente L. V. nos meses de Janeiro a Junho (2010) .....	47
Figura 4.12. Matriz de Correlação .....	50
Figura 4.13. Produção mensal do cliente J. F.....	51
Figura 4.14. Ganhos associados à produção de energia (cliente J. F.) .....	52
Figura 4.15. Produção mensal do cliente A. S.....	52
Figura 4.16. Produção desde a data de ligação (cliente A. S.) .....	53
Figura 4.17. Produção mensal do cliente A. M. ....	53
Figura 4.18. Ganho/Perda associados à produção de energia (cliente A. M.) .....	54
Figura 4.19. Produção mensal do cliente L. & F. ....	55
Figura 4.20. Ganhos associados à produção de energia (cliente L. & F.).....	55
Figura 4.21. Período do ano associado ao sombreamento (1ª e 2ª fileiras).....	56
Figura 4.22. Diferença de nível.....	56

Figura 4.23. Produção mensal do cliente F. T. ....	57
Figura 4.24. Ganhos associados à produção de energia (cliente F. T.).....	57
Figura 4.25. Período do ano associado ao sombreamento.....	58
Figura 4.26. Sombreamento do cliente E. P. M. E. ....	58
Figura 4.27. Produção mensal do cliente E. P. M. E.....	59
Figura 4.28. Produção desde a data de ligação (cliente E. P. M. E.).....	59
Figura 4.29. Período do ano associado ao sombreamento.....	60
Figura 4.30. Produção mensal do cliente M. M.....	60
Figura 4.31. Produção mensal do cliente F. P. ....	61
Figura 4.32. Diferença de nível entre as partes que constituem o sistema fotovoltaico do cliente F. P. ....	61
Figura 4.33. Perdas associadas à produção de energia (cliente F. P.).....	62
Figura 4.34. Produção mensal do cliente A. ....	62
Figura 4.35. Período do ano associado ao sombreamento.....	63
Figura 4.36. Ganhos associados à produção de energia (cliente A.).....	63
Figura 4.37. Produção mensal do cliente L. V. ....	64
Figura 4.38. Produção desde a data de ligação (cliente L. V.).....	64
Figura 4.39. Perdas mensais desde a data de ligação (cliente F. T.).....	65
Figura 4.40. Perdas/Ganhos mensais desde a data de ligação (cliente E. P. M. E.).....	66
Figura 4.41. Perdas/ganhos desde a data de ligação (cliente E. P. M. E.) .....	66
Figura 4.42. Perdas/ganhos desde a data de ligação (cliente M. M.).....	67
Figura 4.43. Perdas desde a data de ligação (cliente M. M.) .....	67
Figura 4.44. Produção mensal sem sombreamento (cliente F. P.) .....	68
Figura 4.45. Período do ano associado ao sombreamento (imagem à direita-1ªfileira/imagem à esquerda-2ªfileira) .....	68
Figura 4.46. Perdas mensais desde a data de ligação (cliente A.) .....	69
Figura 4.47. Produção global desde a data de ligação (cliente A.) .....	69
Figura 4.48. Perdas globais devido a uma menor circulação de ar sob os painéis (cliente A. S.) .....	70
Figura 4.49. Perdas globais devido a uma menor circulação de ar sob os painéis (cliente M. M.).....	70
Figura 4.50. Perdas globais devido a uma menor circulação de ar sob os painéis (cliente A.).....	70
Figura 4.51. Variação do nº de horas de sol pico incidentes na instalação (cliente J. F.) .....	71
Figura 4.52. Variação do nº de horas de sol pico incidentes no sistema fotovoltaico (cliente A. S.).....	71
Figura 4.53. Variação do nº de horas de sol pico incidentes no sistema fotovoltaico (cliente L. & F.).....	72

Figura 4.54. Variação do nº de horas de sol pico incidentes no sistema fotovoltaico (cliente A. M.) .....72

Figura 4.55. Variação do nº de horas de sol pico incidentes no sistema fotovoltaico (cliente F. T.) .....73

Figura 4.56. Variação do nº de horas de sol pico incidentes no sistema fotovoltaico (cliente E.P.M.E.).....73

Figura 4.57. Variação do nº de horas de sol pico incidentes no sistema fotovoltaico (cliente F. P.) .....73

Figura 4.58. Variação do nº de horas de sol pico incidentes no sistema fotovoltaico (cliente M. M.).....74

Figura 4.59. Variação do nº de horas de sol pico incidentes no sistema fotovoltaico (cliente A.) .....74

Figura 4.60. Variação do nº de horas de sol pico incidentes no sistema fotovoltaico (cliente L. V.) .....75

## Índice de Tabelas

### 1º Capítulo – Introdução

Tabela 1.1. Especificações do Parque Fotovoltaico Hércules.....4

Tabela 1.2. Especificações da central fotovoltaica (Moura) .....5

### 3º Capítulo – Trabalho de Campo

Tabela 3.1. Características do Seguidor Solar .....31

Tabela 3.2. Características dos sistemas fixos dos clientes directos e dos clientes de Santa Mª da Feira.....35

Tabela 3.3. Características dos sistemas fixos dos clientes de Torres Novas .....36

### 4º Capítulo – Avaliação dos parâmetros que influenciam a produção de energia eléctrica

Tabela 4.1. Distância entre fileiras de painéis .....38

Tabela 4.2. Distância aos obstáculos que causam sombreamento .....40

Tabela 4.3. Valores de potência e energia produzida desde a data de ligação à rede .....48

Tabela 4.4. Valores de optimização obtidos em MATLAB .....76

Tabela 4.5. Tep evitadas pelos sistemas fixos sem sombreamento e seguidor solar .....76

Tabela 4.6. Tep evitadas pelos sistemas fixos com sombreamento .....76



## **1º Capítulo. Introdução**

### **1.1. Enquadramento**

Esta tese de mestrado surge no âmbito da cadeira de Dissertação/Estágio, do curso de Engenharia Química, no ramo de optimização energética, no sentido de aperfeiçoar competências e adquirir novos conhecimentos. A área de investigação, Energias Renováveis, foi escolhida e, posteriormente, a empresa Solar (nome fictício por razões de confidencialidade) foi contactada para permitir um estágio curricular. O tema desta dissertação foi escolhido em consonância com o Instituto Superior de Engenharia do Porto.

#### **1.1.1. Apresentação da empresa Solar**

A empresa Solar pertence a um grupo empresarial de grande prestígio no mercado português. Esta empresa é o seu membro mais recente e, por isso, usufruiu de toda a experiência e apoio do grupo adquiridos ao longo de mais de 25 anos no sector energético.

A empresa Solar iniciou as suas actividades em Novembro de 2005 com o objectivo de efectuar projecto, instalação e comercialização de sistemas solares térmicos de aquecimento de águas sanitárias e aquecimento central. Mais tarde, no início de 2008, apostou na microgeração com a instalação de sistemas solares fotovoltaicos e eólicos. Recentemente, em 2009, os investimentos da empresa foram em tecnologias LED (Light-Emitting Diode).

#### **1.1.2. Etapas ao longo do trabalho e estágio na empresa Solar**

A primeira etapa do estágio na empresa Solar, que nada teve que ver com o trabalho em causa, consistiu na organização de toda a documentação referente aos sistemas solares fotovoltaicos, térmicos e iluminação pública no período de 2006 a 2009. De certa forma, esta etapa foi importante, pois permitiu reunir algumas informações acerca dos sistemas fotovoltaicos seleccionados para o posterior estudo. Criou-se uma ficha tipo para cada cliente, onde constam informações gerais da instalação, equipamento instalado, medidas preventivas e correctivas, data de arranque da instalação e valores de produção de energia eléctrica.

Numa segunda etapa todos os franchisados da empresa Solar, (agentes em Santa Maria da Feira, Anadia, Fátima, Torres Novas, Malveira, Telheiras) e alguns clientes individuais foram contactados telefonicamente (até aquela data) para fornecerem os dados reais de produção de energia eléctrica mensal dos seus sistemas fotovoltaicos. No final, seleccionou-se uma lista de clientes com instalações situadas próximo do Porto, Santa Maria da Feira, Fátima e Torres Novas.

A terceira etapa foi desenvolvida nas próprias instalações fotovoltaicas com a participação do Engenheiro Christopher Sá (ISEP). O objectivo foi recolher todas as informações possíveis sobre cada instalação como: coordenadas geográficas, temperatura da superfície dos painéis, temperatura ambiente, azimute e inclinação dos painéis, distâncias entre painéis e inversor, entre inversor e contador e entre as diferentes fileiras de painéis (caso não estivessem montados em matriz), dados relativos a sombreamento, etc. No total foram visitadas dezanove (19) instalações (com início de actividade em 2009 ou 2010), quatro delas situadas próximo do Porto, cinco em Santa Maria da Feira, seis em Fátima e quatro em Torres Novas. Posteriormente, alguns clientes não forneceram os dados de produção de energia eléctrica, o que originou uma redução do número de instalações estudadas para dez (10). Em paralelo e em regime pós laboral realizaram-se ensaios experimentais num painel fotovoltaico à escala laboratorial (apenas contendo 9 células). Os ensaios foram realizados no Laboratório de Tecnologia do ISEP e permitiram conhecer a influência da variação de alguns parâmetros, referidos anteriormente, nas curvas características do painel.

Na quarta e última etapa, que já não influenciou a redacção deste documento, foram desenvolvidos contratos de manutenção para serem apresentados aos clientes ou franchisados que solicitarem este serviço. Em paralelo criou-se uma base de dados onde são registados todos os pedidos de manutenção correctiva e preventiva, assim como uma ficha de manutenção que é preenchida durante as intervenções.

Ao longo do estágio houve ainda oportunidade para participar na SinerClima e em reuniões/formações que decorreram na própria empresa, e que tiveram como intuito o processo de certificação, particularmente na qualidade da mesma.

## **1.2. Preocupações/Alertas Ambientais – A aposta na Energia Solar**

Actualmente, a população mundial apresenta uma enorme dependência dos recursos energéticos. A sua exploração excessiva está a provocar o esgotamento de algumas fontes de energia, assim como alterações ambientais irreversíveis. <sup>[1]</sup> Em paralelo surge uma cada vez maior consciencialização das populações para utilizar de forma sustentável estes recursos ambientais. A nível nacional foram definidos objectivos ambientais através do Plano Nacional para o Desenvolvimento Económico e Social, que deveriam ser alcançados no período de 2000 a 2006. Os objectivos principais foram:

- Assegurar a gestão sustentável dos recursos naturais;
- Contribuir para a melhoria do ambiente urbano;
- Promover a integração do ambiente nas actividades económicas e sociais.

O primeiro Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004 de 31 de Julho, e mais tarde sofreu algumas alterações, como por exemplo a Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro, que se designaram por "novas metas 2007". O PNAC apostou em alterações ao nível das políticas, medidas nos sectores da oferta de energia e dos transportes, salientando a promoção da electricidade produzida a partir de fontes renováveis de energia. <sup>[2] [3]</sup>

Portugal é um país muito dependente do estrangeiro a nível energético, pois apenas produz 15% da energia de que necessita. Esta percentagem evidencia a clara necessidade de diversificar as fontes de energia, devendo-se optar e apostar nas energias renováveis e numa utilização mais eficiente das fontes actuais. <sup>[4]</sup>

### **1.3. Energia fotovoltaica em Portugal – Última década e perspectiva futura**

Portugal é considerado um dos países da Europa que apresenta melhores condições para aproveitar a energia solar. Ao longo da última década, a implementação de diversos parques fotovoltaicos tem evidenciado o seu crescente contributo na produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis.

Em 2001, Portugal já continha sistemas fotovoltaicos em instalações ligadas às áreas de telecomunicações, sinalização, electrificação rural e bombagem de água para irrigação. A sua caracterização quantitativa era: <sup>[5]</sup>

- 52% em sistemas isolados da rede (sector doméstico);
- 26% em sistemas ligados à rede;
- 20% em serviços (redes telemóveis, SOS, parquímetros, etc.);
- 2% em sistemas de I&D.

No ano 2003 a capacidade instalada de sistemas solares fotovoltaicos já era de aproximadamente 2 MW, dos quais 20% em instalações ligadas à rede pública. <sup>[6]</sup> Mais tarde, em Janeiro de 2007, entrou em funcionamento o Parque Fotovoltaico designado por Hércules (ver Figura 1.1), na freguesia de Brinches (distrito de Beja). A electricidade que produz por ano é suficiente para abastecer oito mil habitações e quintas naquela região. As suas características estão apresentadas na Tabela 1.1.



Figura 1.1. Parque Fotovoltaico Hércules <sup>[7]</sup>

Tabela 1.1. Especificações do Parque Fotovoltaico Hércules <sup>[7]</sup>

Número de painéis fotovoltaicos	52 000 (Sanyo, Sharp, SunPower e SUNTECH)
Área de implantação da central	60 ha
Área da superfície fotovoltaica	34 ha
Potência Instalada	11 MWp
Produção anual de energia eléctrica	> 18 GWh
Sistema de seguimento solar	PowerLight PowerTracker
Investimento Total	62 M€

Em 2008, na Freguesia da Amareleja (concelho de Moura), foi instalada uma central fotovoltaica de 62 MWp (MegaWatt pico ou potência máxima). Esta central fotovoltaica (ver Figura 1.2) na altura foi considerada a maior do mundo, com uma produção de energia eléctrica anual de 88 GWh e tinha como objectivo exportar a sua produção. Na Tabela 1.2 estão mencionadas as especificações desta central fotovoltaica. <sup>[6] [7]</sup>

Tabela 1.2. Especificações da central fotovoltaica (Moura) <sup>[7]</sup>

Número de painéis fotovoltaicos	376 632
Área de implantação da central	130 ha
Potência Instalada	62 MWp
Produção anual de energia eléctrica	88 GWh
Transformadores de potência	22
Inversores	214
CO <sub>2</sub> evitado	60 000 t/ano
Investimento	250 M€



Figura 1.2. Central fotovoltaica (Moura) <sup>[7]</sup>

Em finais de 2008 e durante 2009, no distrito de Beja e concelho de Ferreira do Alentejo, foram implementadas outras três centrais fotovoltaicas. A NetPlan foi responsável pela primeira instalação com uma potência instalada de 1,8 MWp e tem como função alimentar cinco pequenas centrais. <sup>[8]</sup> Em 2009 o grupo Generg implementou a segunda central, com 12 MW de produção de energia eléctrica, que teve lugar na herdade Monte da Chaminé. <sup>[9][10]</sup> E a instalação da terceira central fotovoltaica, pertencente à Sociedade Ventos da Serra, e encontra-se instalada num terreno de 40 hectares a oeste da vila de Ferreira do Alentejo. Tem uma capacidade de 10 MW provenientes de 45.500 painéis solares e estima-se que a sua produção anual de energia seja de 19 GWh, valor suficiente para abastecer 7.300 habitações. Esta fonte de energia limpa permite evitar anualmente

cerca de 32.000 toneladas de emissões de gases com efeito estufa. <sup>[8]</sup> Durante este ano na ilha da Madeira, Zona Franca Industrial do Caniçal, está a ser instalado um parque fotovoltaico pela empresa Nutroton Energias. Este sistema já está a funcionar parcialmente, estando o restante terminado até finais de Novembro deste ano. Na íntegra o parque terá capacidade para produzir 6 MW, com um total de 28.800 painéis, o que lhe permitirá abastecer metade das necessidades do Concelho de Machico. <sup>[11]</sup>

O consumo de energia fotovoltaica sofreu um aumento de 0,28 para 0,35% face a valores de 2009 e segundo a REN (Redes Energéticas Nacionais), durante a primeira semana do mês de Outubro deste ano a produção de energia já ultrapassou o valor de 2009. Até ao dia 5 de Outubro, a energia solar fotovoltaica acumulada fez o valor de 139,3 GWh, ultrapassando os 139 GWh registados em 2009. Em valores de potência instalada totalizam-se 81 MW, um acréscimo de 23% comparativamente aos 64 MW registados em Setembro de 2009. No entanto, a Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) apresenta valores diferentes, nomeadamente 125 MW até ao mês de Julho deste ano, incluindo as licenças aos microprodutores. <sup>[12]</sup>

Uma perspectiva mais alargada é dada pelo Instituto de Energia do Centro Comum de Investigação (CCI) da Comissão Europeia (CE), que lançou mais um relatório anual sobre o sector fotovoltaico, revelando que a Europa participou em 2009 com uma potência fotovoltaica instalada de 5,8 para o total de 7,4 GW, contabilizados em todo o mundo. No final do ano passado a Europa já contribuía com 16 dos 22 GW produzidos em todo Mundo (estima-se que 1 GW seja suficiente para abastecer 250 mil lares europeus durante um ano). <sup>[13]</sup>

No ano 2020 prevê-se um valor de 1000 MW no Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER) e, numa perspectiva mais optimista, 2000 MW pela Associação de Energias Renováveis (Apren). <sup>[12][13]</sup>

## **1.4. Conceitos teóricos fundamentais para aplicação da Energia Solar Fotovoltaica**

### **1.4.1. Posição aparente do sol**

A posição da Terra em relação ao sol altera o sentido de recepção dos raios solares, e desta forma condiciona a quantidade de energia recebida por qualquer superfície. Esta energia recebida será tanto maior, quanto menor for a inclinação dos raios solares face à superfície receptora (Figura 1.3). <sup>[14][15]</sup>

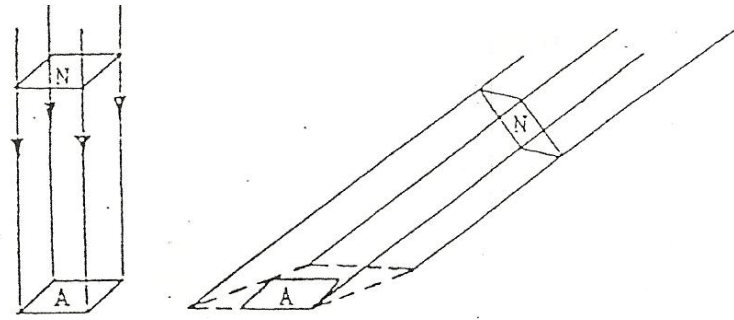


Figura 1.3. Ângulo de inclinação dos raios solares <sup>[15]</sup>

Tendo em conta apenas o movimento de translação da Terra, a energia solar recebida ao longo do ano varia entre 3 a 4%, motivo pelo qual é considerada praticamente constante. No entanto, há variabilidade quando se tem em consideração outros factores como o efeito da absorção e reflexão na atmosfera; mudanças de humidade, nuvens e/ou poluição; latitude do local e estação do ano. <sup>[14]</sup>

Supondo que um observador se encontra fixo e num determinado ponto da Terra, este verá um percurso solar aparente, que se altera várias vezes ao longo dos dias e ao longo do ano. O fenómeno diário deve-se ao **movimento de rotação** da Terra em torno do seu eixo polar e, o fenómeno anual deve-se ao **movimento elíptico de translação** da Terra em torno do Sol. A Figura 1.4 representa a rotação da Terra em torno de seu eixo polar e mostra que o ângulo formado por esse eixo em relação à vertical determina, juntamente com a latitude do lugar e época do ano, a duração dos dias e das noites. O ângulo mencionado é constante e igual a  $23,5^\circ$ .

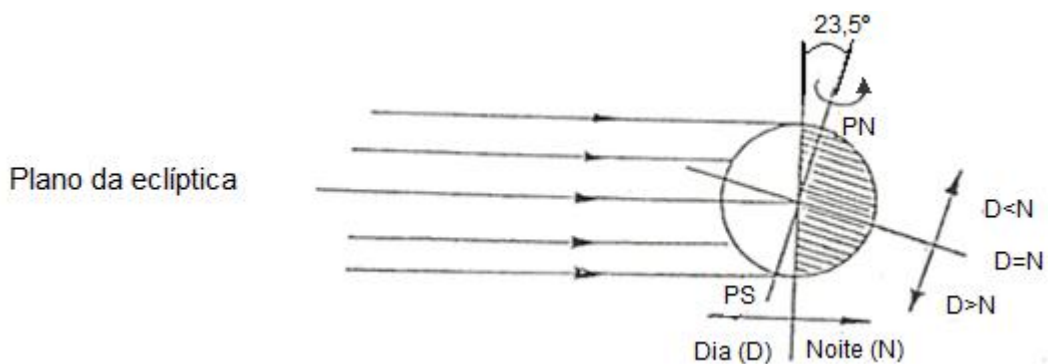


Figura 1.4. Rotação diária da Terra: dia vs noite. <sup>[15]</sup>

O movimento de translação (ver Figura 1.5) da Terra dura 365 dias e 6 horas, razão pela qual ao fim de quatro (4) anos há necessidade de um ano bissexto, com 366 dias. Este movimento é responsável pelos diferentes ângulos de incidência solar (ângulo de declinação) face ao equador terrestre, assumindo o valor máximo positivo e negativo de  **$23,45^\circ$** . Estes valores correspondem aos paralelos de Câncer e de Capricórnio nos **solstícios de Verão e de Inverno**, respectivamente, como se pode verificar pela Figura 1.6.

No Solstício de Verão, a Terra encontra-se no ponto da sua órbita que a coloca no seu maior afastamento ao Sol, neste momento encontra-se a  $152 \times 10^6$  km e às 12 h os raios solares incidem perpendicularmente sobre o trópico de Câncer. No Solstício de Inverno o afastamento da Terra é menor ( $147 \times 10^6$  km), mas às 12 h os raios solares incidem perpendicularmente ao trópico de Capricórnio, havendo menor aquecimento do hemisfério Norte. <sup>[14]</sup>

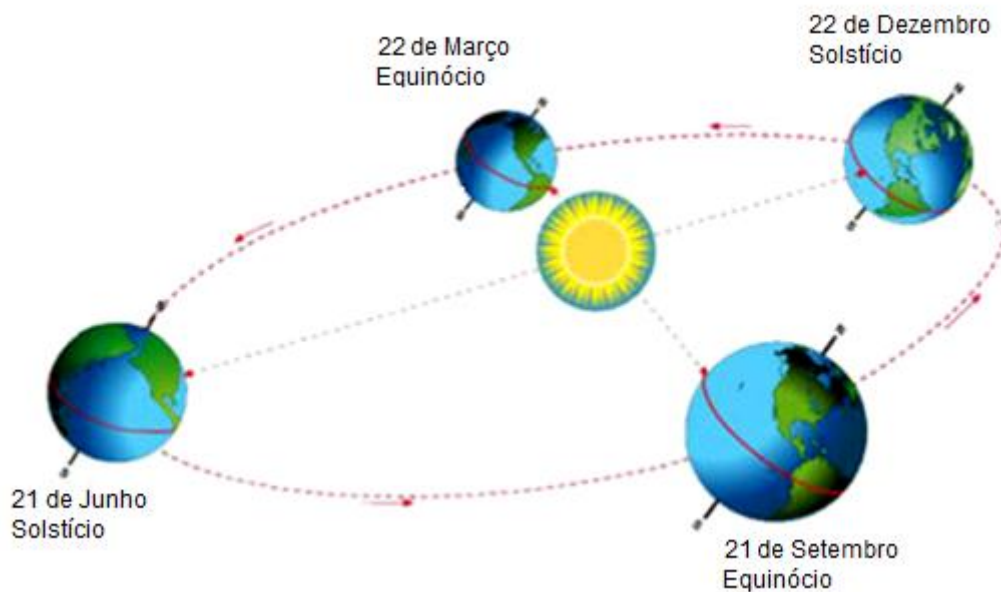


Figura 1.5. Movimento de Translação <sup>[16]</sup>

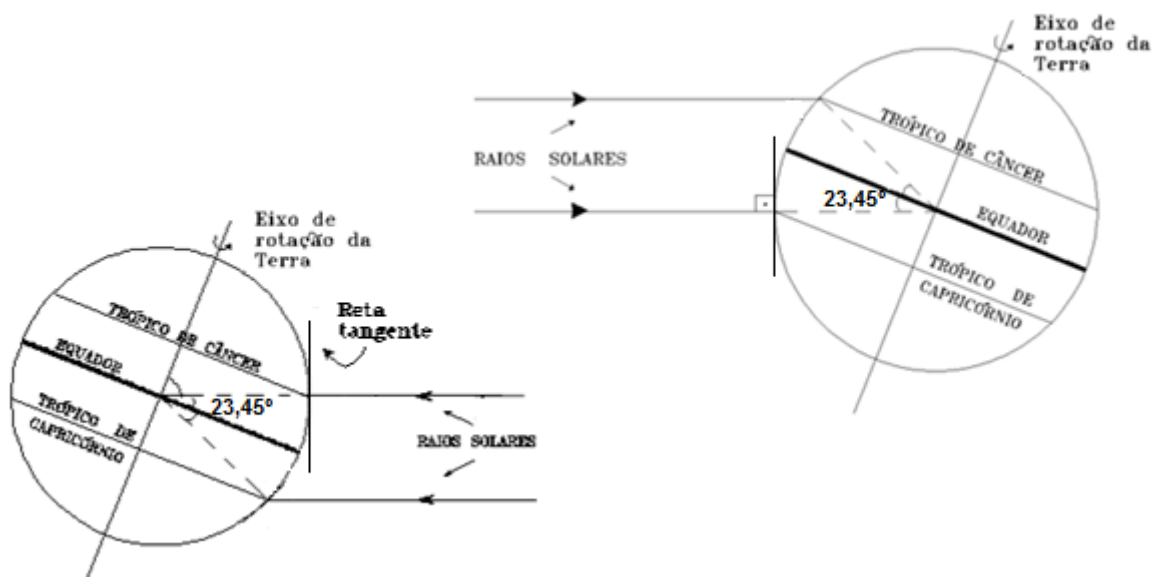


Figura 1.6. Incidência dos raios solares no Solstício do Verão (esquerda) e no Solstício do Inverno (direita) às 12 h <sup>[17]</sup>

Entre os trópicos haverá sempre dois momentos em que o sol estará a “pico”, nomeadamente, **no Equinócio da Primavera e do Outono**. No Equinócio da Primavera o plano do equador da Terra está alinhado com um plano que passa no centro do Sol e no do Outono o equador da Terra e o equador do Sol sobrepõem-se, o que lhes concede uma **declinação nula**.<sup>[14]</sup> As datas associadas a estas designações são correctas para o hemisfério Norte, isto porque no hemisfério Sul invertem-se os Solstícios e Equinócios.

A representação da Terra (esfera interna) e da esfera celeste (esfera externa) pode ser observada na Figura 1.7. Para determinar a posição aparente do sol recorre-se a dois sistemas de coordenadas. Em primeiro lugar apresenta-se o **sistema equatorial**, que tem como plano de referência o plano que contém o equador da Terra e/ou o equador celeste, e que permite determinar a declinação ( $\delta$ ) e o ângulo horário (H). Na Figura 1.7 evidencia-se o pólo norte e sul celeste (PNC e PSC), o sol (E), a Terra (T) e o meridiano do observador (M).<sup>[18]</sup>

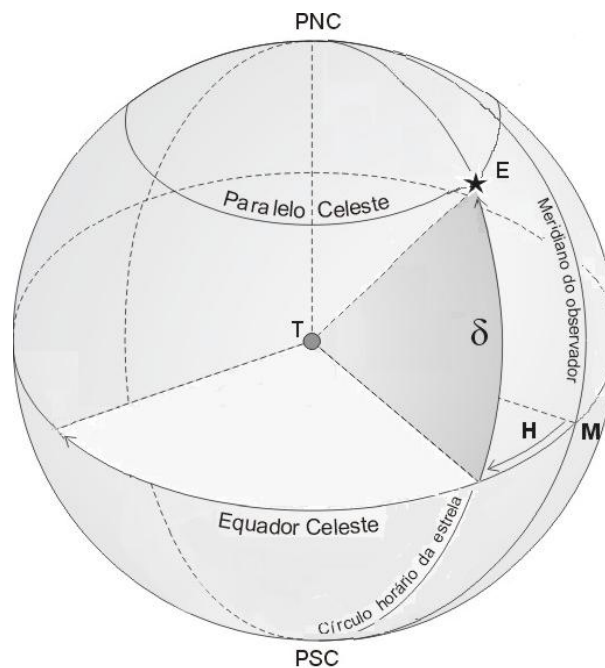


Figura 1.7. Ângulo de declinação ( $\delta$ ) e ângulo horário (H)<sup>[18]</sup>

O ângulo de declinação  $\delta$  é o arco formado entre a posição do Sol e o equador celeste que assume uma variação diária (Eq 1.1).<sup>[14]</sup>

$$\delta = 23,45^\circ \times \sin \left[ \frac{360}{365} \times (d - 81) \right] \quad \text{Eq. 0.1.}$$

Em que:

d - dia do ano, obtido por somatório desde o dia 1 de Janeiro.

O **ângulo horário (H)** forma-se entre o plano meridiano que passa pelo sol e o plano meridiano do lugar ou do observador (Figura 1.7). Este ângulo que se obtém pela Eq 1.2, cresce a partir do meridiano do observador em direcção a oeste e faz a conversão do tempo solar local (LST - Local Solar Time) para o número de graus que a Terra se move.

$$H = 15^\circ \times (LST - 12) \quad \text{Eq.1.2}$$

Cada rotação completa da Terra corresponde a um ângulo horário de  $360^\circ$ , isto é, por cada hora em tempo solar local a Terra desloca-se  $15^\circ$ . Quando  $H = 0$  é meio-dia em tempo local solar, o meridiano do observador coincide com o meridiano que passa pelo sol. Para as horas que antecedem o meio-dia solar, o ângulo horário assume valores negativos, e o oposto acontece depois do meio-dia solar.<sup>[15]</sup> É ainda necessário referir que há uma pequena diferença entre a hora local standard e a hora solar local, que depende da excentricidade da órbita da Terra e da sua inclinação (Eq 1.3) e da longitude do local. A Eq. 1.3 denomina-se equação do tempo ( $E_0T$ ) e tem um comportamento sinusoidal que está representado na Figura 1.8

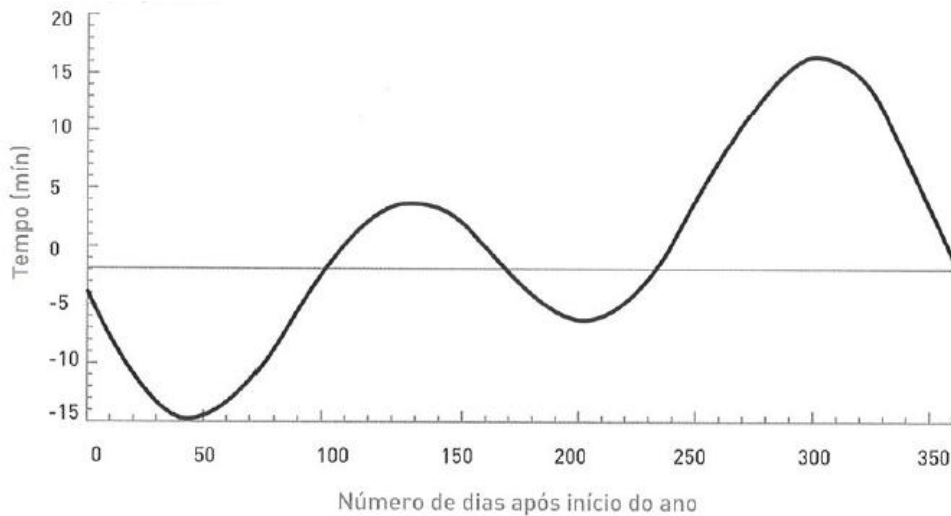


Figura 1.8. Correção do tempo<sup>[14]</sup>

$$E_0T = 9,87 \times \sin\left(2 \times \left[\frac{360}{365} \times (d - 81)\right]\right) - 7,53 \times \cos\left(\frac{360}{365} \times (d - 81)\right) - 1,5 \times \sin\left(\frac{360}{365} \times (d - 81)\right) \quad \text{Eq. 1.3}$$

O LST é obtido em horas pela soma de três parâmetros (Eq. 1.4):<sup>[15]</sup>

$$LST = TL + E_0T + \left(\frac{\lambda}{15^\circ}\right) \quad \text{Eq. 1.4}$$

<sup>1</sup> Cada hora equivale a uma rotação de  $\frac{360^\circ}{24h} = 15^\circ$

Em que:

TL – Tempo local

$\lambda$  – Longitude do local

Em Portugal, o tempo local varia de acordo com dois períodos do ano, de Outubro a Março é igual ao tempo médio de Greenwich e de Abril a Setembro tem mais 1 hora.

O **sistema horizontal** usa como referência o horizonte celeste e permite determinar os planos horizontal (azimute) e vertical (altura solar) de um dado lugar em relação à posição do Sol. Estes dois parâmetros estão esquematizados na Figura 1.9 e podem ser relacionados pelas Eq.1.5 e 1.6. <sup>[19]</sup>

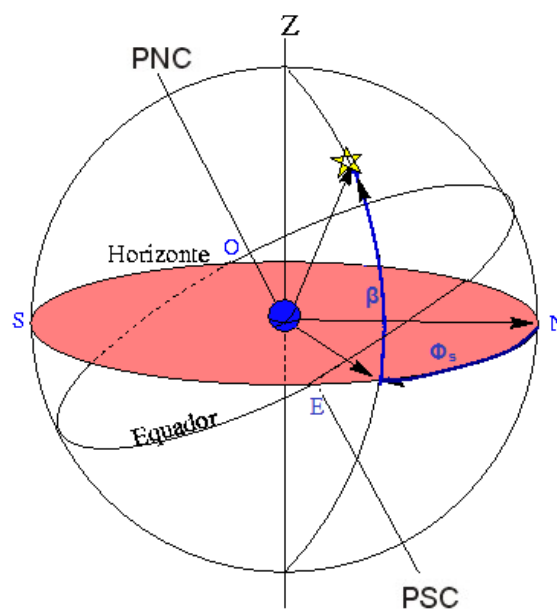


Figura 1.9. Sistema horizontal <sup>[19]</sup>

A **altura solar** ( $\beta$ ) é medida sobre o círculo vertical do astro, entre o plano horizontal do local e a extremidade do Sol. O seu valor varia entre **-90°** a **+90°**. <sup>[14]</sup>

$$\sin \beta = \sin L \times \sin \delta + \cos L \times \cos \delta \times \cos H \quad \text{Eq.1.5}$$

Em que:

L - Latitude do local

O **azimute solar** ( $\phi_s$ ) obtém-se sobre o plano horizontal do local, tem origem no Norte geográfico e termina na extremidade do círculo vertical do Sol. O seu sentido é horário

e varia entre 0 e 360°, de acordo com a latitude e a época do ano. Nos solstícios de Verão e Inverno atinge a sua amplitude máxima e mínima, respectivamente, como pode ser verificado na Figura 1.10. <sup>[14]</sup>

$$\sin \phi_s = \frac{\cos \delta \times \sin H}{\cos \beta} \quad \text{Eq. 1.6.}$$

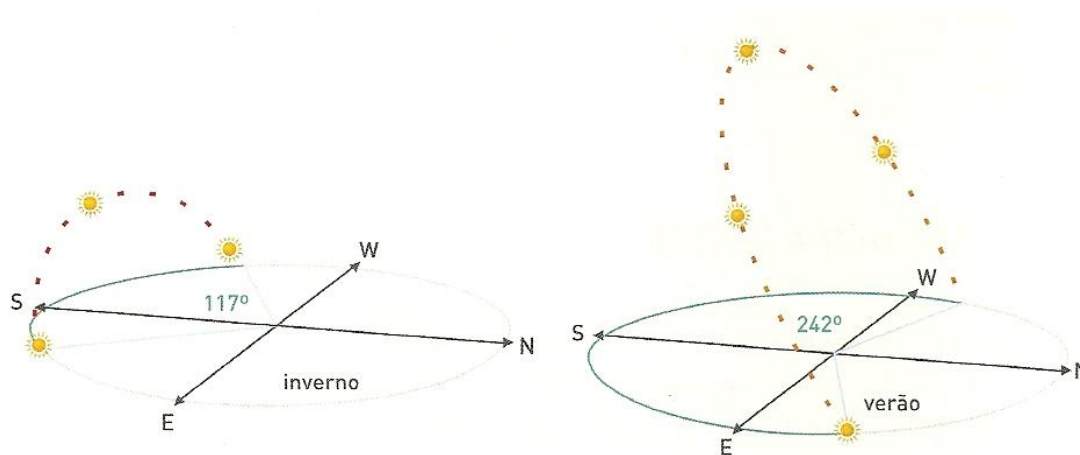


Figura 1.10. Trajectória do sol nos dias de solstício de Inverno e Verão em Portugal Continental <sup>[14]</sup>

Em suma, apresenta-se na Figura 1.11 a relação entre os dois sistemas de coordenadas que permitem determinar a posição da Terra em relação ao sol.

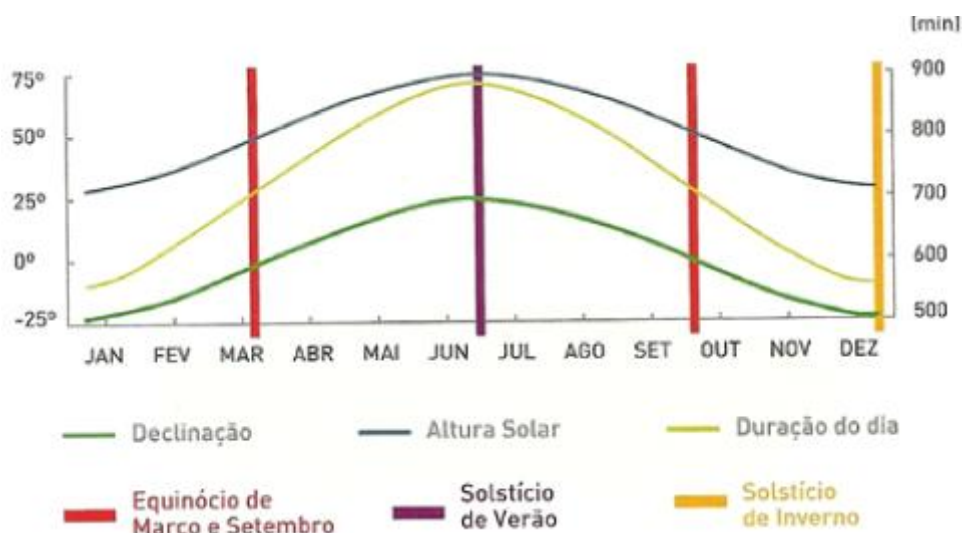


Figura 1.11. Variação da altura e inclinação solar e da duração do dia nos Equinócios e Solstícios em Portugal Continental <sup>[14]</sup>

### 1.4.2. Insolação e Radiação solar

O Instituto Nacional de Meteorologia utiliza redes de estações meteorológicas automáticas (EMA) e redes urbanas de estações meteorológicas automáticas (RUEMAS) para efectuar medições de insolação e de radiação solar, o que lhes permite construir médias mensais ou anuais (ver Figura 1.12). Anualmente, dispõe-se de um número de horas de sol que varia maioritariamente entre 2200 a 3000 h no continente e, 1700 a 2200 h nos arquipélagos dos Açores e da Madeira. <sup>[5] [6]</sup>

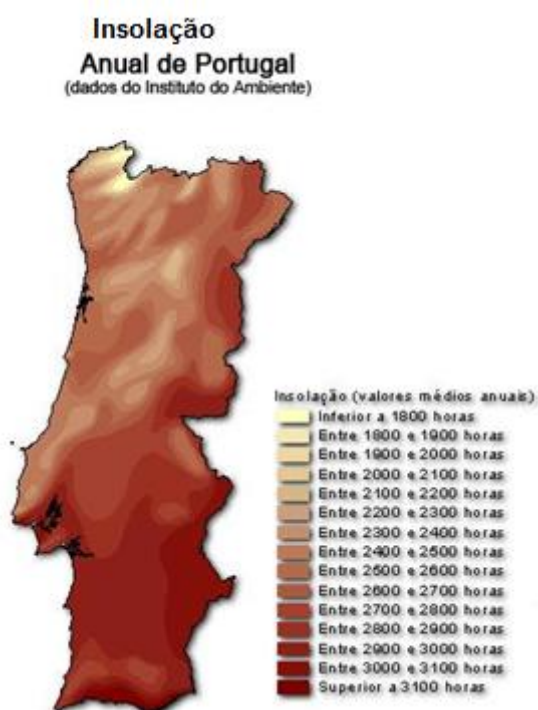


Figura 1.12. Mapa de Insolação em Portugal Continental <sup>[20]</sup>

A insolação representa o número de horas de sol descoberto acima do horizonte, e, em média, decresce de Sul para Norte.

A energia solar que é recebida pela superfície terrestre é uma pequena parte da radiação emitida pelo Sol ( $1 \times 10^{18}$  kWh por ano), mas é aproximadamente responsável por 10.000 vezes o consumo anual de energia no Mundo. <sup>[6][21]</sup> Ao longo do ano podem ser atingidos valores mínimos de  $140 \text{ kcal/cm}^2$  ( $5,8 \text{ GJ/m}^2$ ) e máximos de  $170 \text{ kcal/cm}^2$  ( $7,1 \text{ GJ/m}^2$ ) que em índices de energia produzida por potência máxima de sistema instalado correspondem respectivamente a 1,38 e 1,68 (ver Figura 1.13).

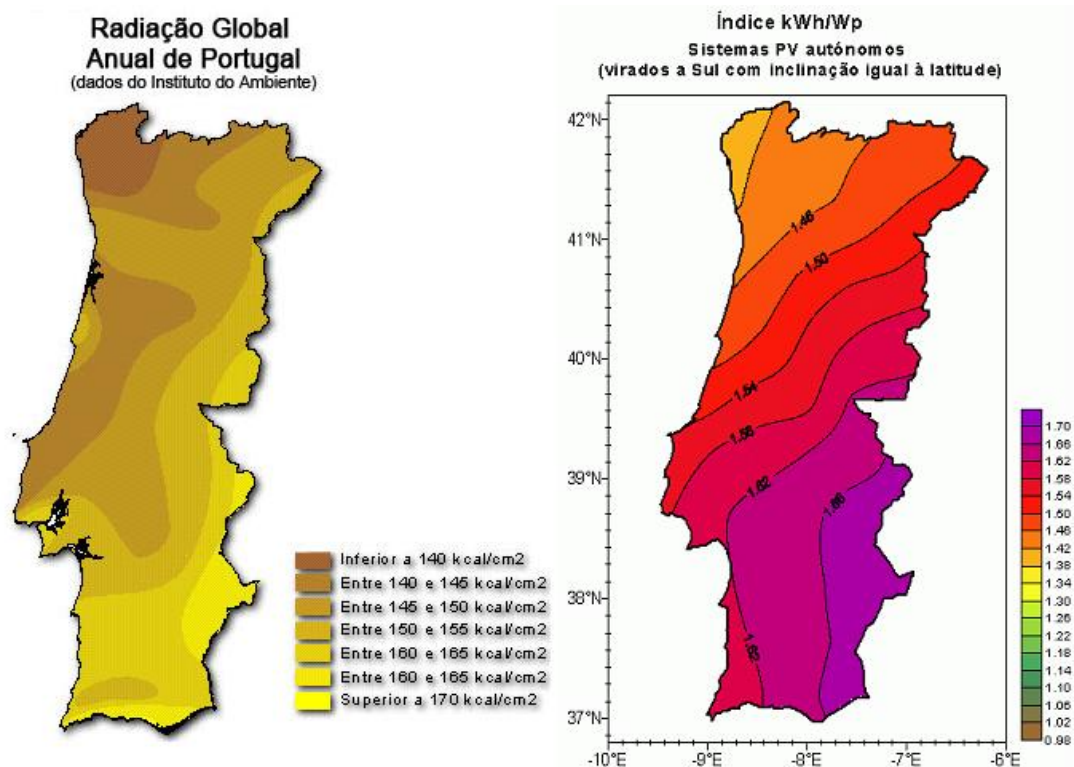


Figura 1.13. Radiação solar e Índice kWh/Wp em Portugal Continental <sup>[22]</sup><sup>[14]</sup>

A radiação solar incidente sobre uma superfície perpendicular ao eixo Terra-Sol situada no topo da atmosfera tem o valor de **1367 W/m<sup>2</sup>**, mas após atravessar a atmosfera e considerando um dia de céu limpo é reduzida em cerca de 30%, atingindo a superfície terrestre com uma potência por unidade de área de aproximadamente 1000. <sup>[6]</sup> A redução da radiação solar tem as seguintes origens: <sup>[21]</sup><sup>[14]</sup>

- Absorção e reflexão causadas pela atmosfera (ozono, vapor de água, oxigénio e dióxido de carbono);
- Dispersão de Rayleigh (pelas moléculas da atmosfera);
- Dispersão de Mie (poluição e partículas de pó), favorecida em locais industrializados;
- Obstáculos (Nuvens);
- Regiões (Latitude do local);
- Estações do ano.

A radiação solar é constituída pelas componentes directa e difusa que resultam de fenómenos de **reflexão** e de **absorção**. Mas quando a superfície receptora está inclinada

em relação à horizontal, haverá também uma componente reflectida pelo ambiente circundante (nuvens, solo, vegetação, obstáculos, etc). Na Figura 1.14 apresenta-se a distribuição da radiação solar, que atinge a superfície terrestre.

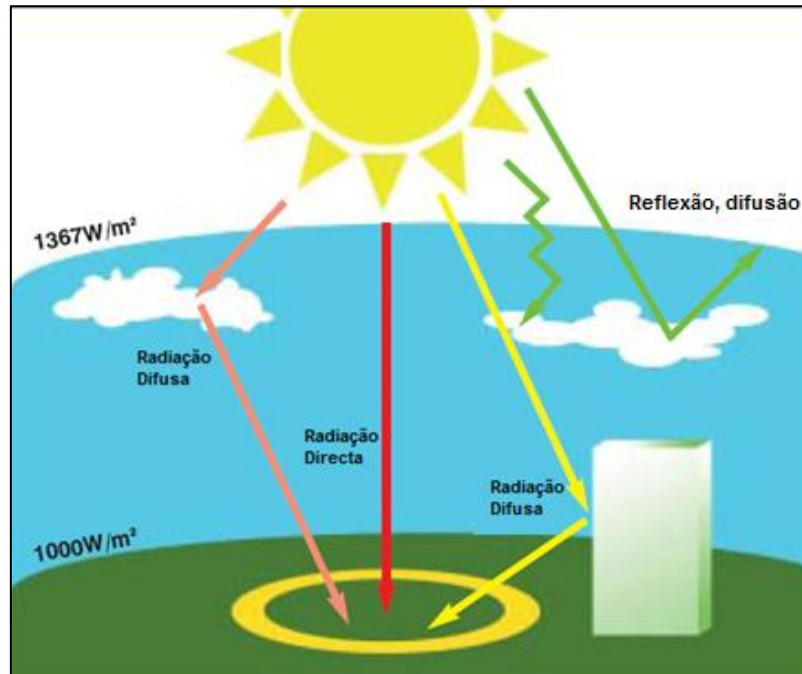


Figura 1.14. Direcção da luz solar através da atmosfera <sup>[23]</sup>

### ➤ Planos Inclinados

A nível Europeu e à latitude média de 52°, a inclinação óptima é 27° nos meses quentes, e 50° nos meses frios. <sup>[21]</sup>

Os dados de radiação solar necessários a este estudo e fornecidos pelo INMG são incidentes numa superfície horizontal, pelo que foi necessário trabalhá-los de forma individualizada de maneira a convertê-los para incidentes sobre superfícies inclinadas. Determinaram-se duas componentes da radiação solar em plano inclinado (radiação **directa** ( $G_D$ ) e **difusa** ( $G_d$ )), através da Eq. 1.7 e da Eq. 1.9. <sup>[24]</sup>

$$G_D = S \times \cos \theta \quad \text{Eq. 0.7}$$

Em que:

$S$  – Radiação solar numa superfície horizontal

O ângulo  $\theta$  (Eq 1.8) corresponde ao **ângulo de incidência** e depende da orientação dos painéis ( $\phi_c$ ) e da altura ( $\beta$ ) e azimute solar ( $\phi_s$ ), como está representado na Figura 1.15.

$$\cos \theta = \cos \beta \times \cos(\phi_s - \phi_c) \times \sin \alpha + \sin \beta \times \cos \alpha \quad \text{Eq. 0.9}$$

Em que:

$\phi_c$  – Azimute dos painéis

$\alpha$  - Inclinação dos painéis

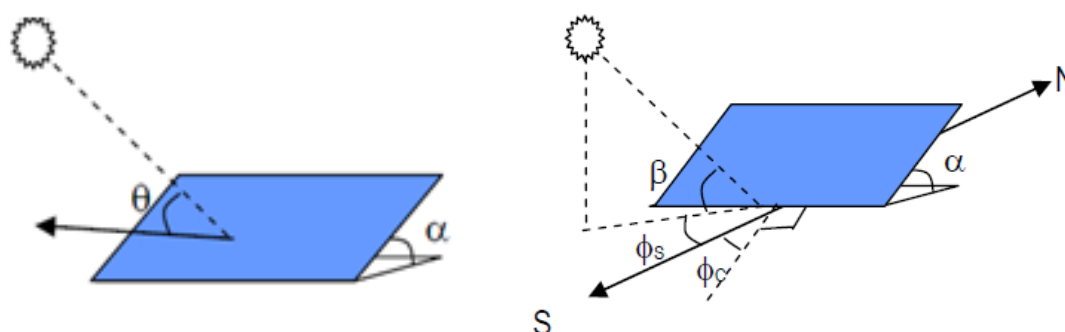


Figura 1.15. Ângulo de incidência da radiação solar <sup>[24]</sup>

A radiação difusa não depende do ângulo incidente, depende apenas do ângulo  $\alpha$  e do factor de difusão ( $C$ ).

$$G_d = C \times S \times (1 + \cos \alpha)/2 \quad \text{Eq. 1.9}$$

### ➤ Seguidor Solar

Os sistemas fotovoltaicos que seguem o movimento solar têm uma maior produção de energia diária, os seus ganhos são sobretudo significativos na época do Verão por existirem mais horas de sol. Estes sistemas podem ser constituídos por um ou dois eixos de rotação. Se um sistema for constituído por um eixo segue diariamente o movimento do sol de Este para Oeste, os seguidores de dois eixos para além de seguirem o movimento de Este para Oeste também acompanham o movimento do sol de Norte para Sul ao longo das estações do ano (ver Figura 1.16). Quando se faz a comparação entre o valor de energia eléctrica produzida em relação a um sistema fixo, denota-se que há um acréscimo que pode chegar aos 40%.

É após o pôr-do-sol (nesse instante ou durante a madrugada) que com o auxílio de um ou dois motores (dependendo do fabricante) os painéis regressam à posição Este para receberem um novo nascer do sol. Ambos os sistemas são providos de um mastro vertical

regulável, que deve estar preparado para oferecer resistência às grandes pressões do vento. Os seus sistemas de controlo, como necessitam de alimentação eléctrica, reduzem a eficiência energética global. O movimento de rotação dos sistemas pode ocorrer pelo ajuste da tensão, isto é, a radiação nos módulos é idêntica e a tensão fica uniformizada, quando um módulo capta uma maior radiação solar origina uma mudança do sinal de tensão, obrigando o motor de rotação a exercer um movimento para o qual a diferença de tensão será compensada. <sup>[21][25]</sup> Nos seguidores solares estudados o movimento de rotação ocorre por programação de relógio o que quer dizer que de 15 em 15 minutos o painel movimentase aproximadamente 5° de Este para Oeste.



Figura 1.16. Seguidor solar de dois eixos

O cálculo da radiação incidente sobre seguidores solares apresenta algumas diferenças comparativamente com uma superfície inclinada (ver Figura 1.17). <sup>[24]</sup> A radiação directa está indicada na Eq. 1.10 e a radiação difusa na Eq. 1.11.

$$G_D = S \quad \text{Eq. 0.10}$$

$$G_d = C \times S \times (1 + \cos(90^\circ - \beta))/2 \quad \text{Eq. 0.11}$$

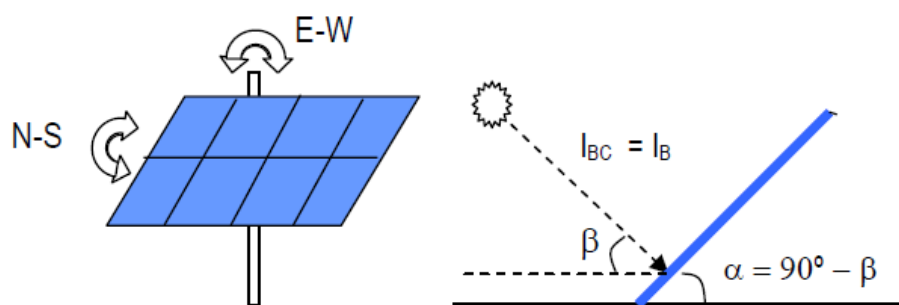


Figura 1.17. Incidência solar num seguidor de dois eixos de rotação <sup>[24]</sup>

## 2º Capítulo. Células Fotovoltaicas

### 2.1. Tipos de células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas comerciais ainda apresentam uma baixa eficiência de conversão, entre 6 e 15%. As mais comercializadas são as células de silício sobretudo pelo conhecimento existente, no entanto há outros materiais que estão sob investigação (Figura 2.1). Há no mercado células com eficiências superiores às do silício, produzidas com Arsenieto de Gálio, que podem ter uma eficiência até 27%, no entanto o seu custo elevado limita a sua aplicação. Outros exemplos de células de película fina utilizam semicondutores como Telureto de Cádmio (CdTe) e Di-selenieto de Cobre e Índio (CIS), mas as suas eficiências ainda são semelhantes às do silício amorfo. Estes semicondutores são promissores porque, para além de serem um material barato permitem uma fácil construção celular. <sup>[21]</sup>

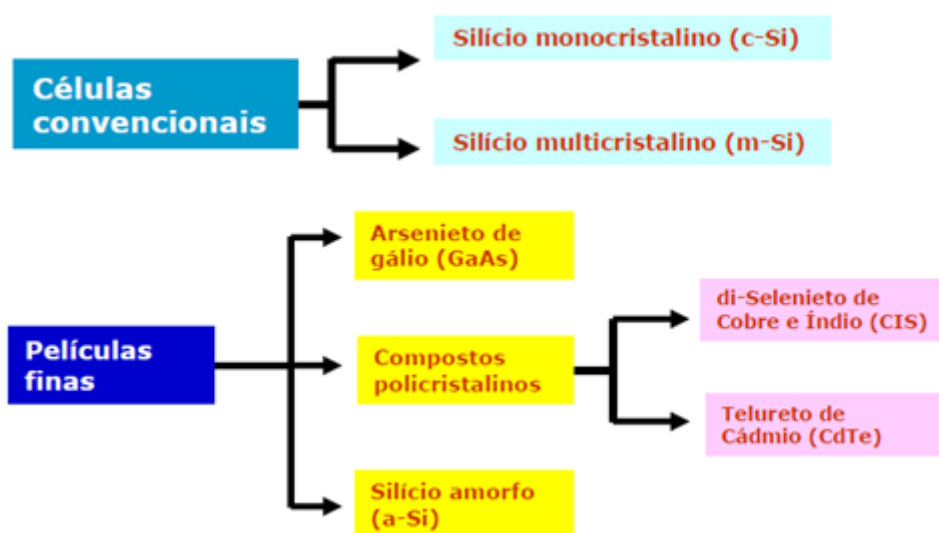


Figura 2.1. Células e filmes fotovoltaicos <sup>[26]</sup>

Um outro tipo de células, que não está representada na Figura 2.1, são as Células Híbridas que resultam da junção de uma célula convencional (silício monocristalino) a uma célula de película fina (silício amorfo). Estas células permitem uma maior produção de energia eléctrica sob temperaturas elevadas, ou seja, sofrem uma menor redução, cerca de 0,33% no seu rendimento, face aos 0,45% característicos das células monocristalinas. Estas células apresentam também uma maior resistência ao envelhecimento provocado pelos raios UV, necessitam de menos material e gastos no seu fabrico e têm uma eficiência de 17%. <sup>[21]</sup>

## 2.2. Comportamento das células fotovoltaicas

Desde o processo de absorção de energia solar até à injeção de energia eléctrica na rede pública existem vários factores que influenciam a produção de energia dos sistemas fotovoltaicos. Estes factores podem interferir ao nível da absorção da radiação solar, como também na transformação e distribuição da energia eléctrica.

### 2.2.1. Efeito da Massa de Ar <sup>[14]</sup> <sup>[27]</sup>

A massa de ar que a radiação solar atravessa ao passar a atmosfera Terrestre condiciona a intensidade com que esta é recebida na sua superfície. Num dia de céu limpo, quando o sol incide perpendicularmente à superfície, atinge-se a radiação máxima, e é nestas condições que a luz solar percorre a menor distância através da atmosfera. Esta distância é designada como Massa de Ar e o seu valor pode ser aproximado à Eq. 2.1

$$AM = \frac{1}{\cos \varphi} \quad \text{Eq. 2.1}$$

Em que:

$\varphi$  - Ângulo de incidência da radiação solar

O trajecto dos raios solares tem associado uma maior ou menor massa de ar, dependendo do seu ângulo de incidência. A declinação da Terra em relação ao sol influencia este parâmetro que, como se pode ver na Figura 2.2, assume o valor 1 quando o ângulo de incidência é zero. Este fenómeno é vivenciado nos dias de equinócio no equador, ao meio-dia quando os seus raios solares incidem perpendicularmente.

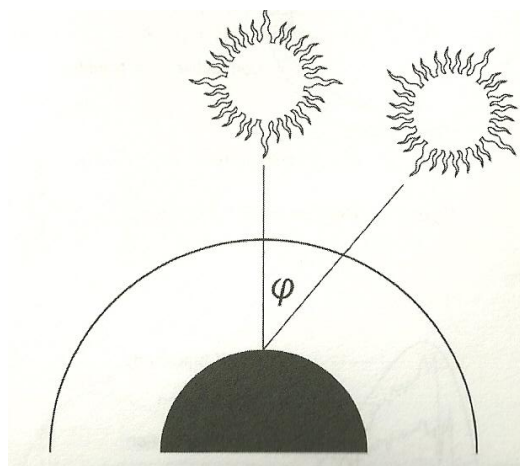


Figura 2.2. Massa de ar <sup>[27]</sup>

Devido à irregularidade esférica da Terra o cálculo da massa de ar deve ser feito com recurso à Eq 2.2.

$$AM = \frac{1}{\cos \varphi + 0,50572 \times (96,07995 - \varphi)^{-1,36364}} \quad \text{Eq. 2.2}$$

Nos testes realizados aos painéis fotovoltaicos usam-se condições padrão de Massa de ar de 1,5, o que equivale a um ângulo de 48,2° de sol pico.

### 2.2.2. Efeito da temperatura e do vento

A conversão da energia solar em energia eléctrica numa célula depende da temperatura da sua superfície. O aumento da temperatura origina um aumento da intensidade de corrente, mas faz diminuir a tensão, tal como pode ser observado na Figura 2.3 e Figura 2.4. Na figura 2.3 verifica-se que a intensidade de corrente tem um aumento pouco significativo para o aumento da temperatura, mas quanto à tensão esta apresenta uma redução significativa. Por este motivo, conclui-se que a diminuição da potência da célula é sobretudo devido à diminuição da tensão.

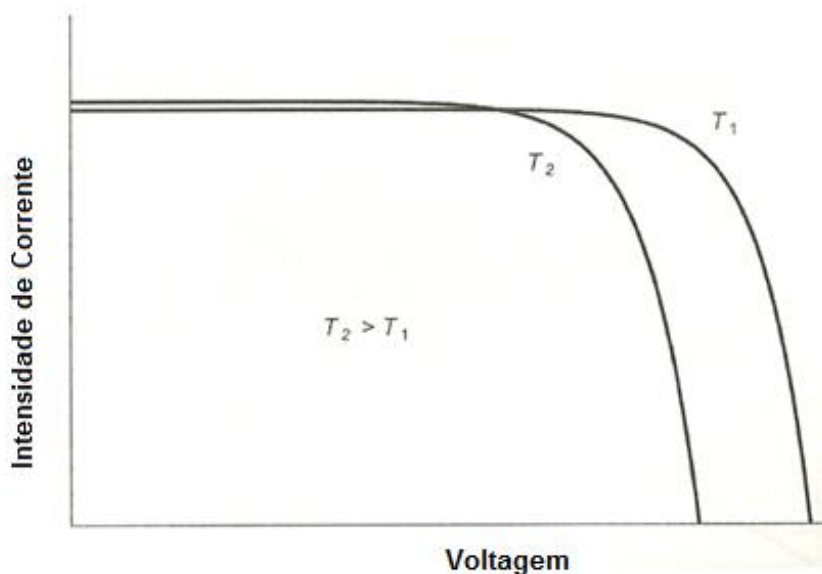


Figura 2.3. Efeito da temperatura (Intensidade de Corrente vs Tensão) <sup>[27]</sup>

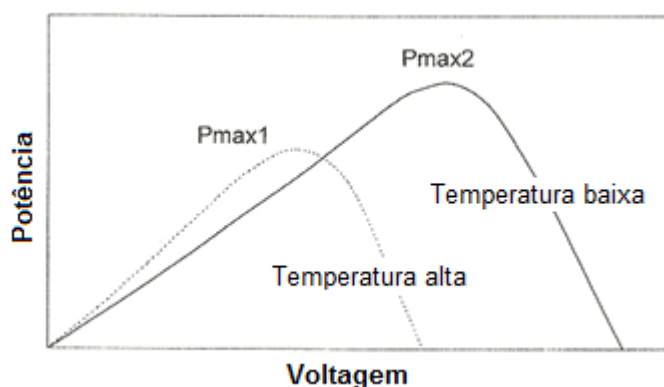


Figura 2.4. Perda de potência em função da temperatura de operação <sup>[25]</sup>

A temperatura da célula pode ser calculada pela Eq. 2.3 conhecendo as temperaturas ambiente e normal de funcionamento da célula (NOCT) e a radiação incidente. [24]

$$T_c = T_a + \frac{G(NOCT-20)}{800} \quad (^\circ C) \quad \text{Eq. 2.3}$$

Em que:

$T_c$  – Temperatura da célula,

$T_a$  – Temperatura ambiente,

$G$  – Radiação solar incidente,

$NOCT$  – valor fornecido pelo fabricante para as condições normais de funcionamento:

$T_a=20^\circ C$  e  $G=800W/m^2$ .

O vento influência o rendimento das células fotovoltaicas por diminuir a sua temperatura de superfície, (ver Figura 2.5) o que contribui para o aumento da conversão de energia solar em energia eléctrica. [14]

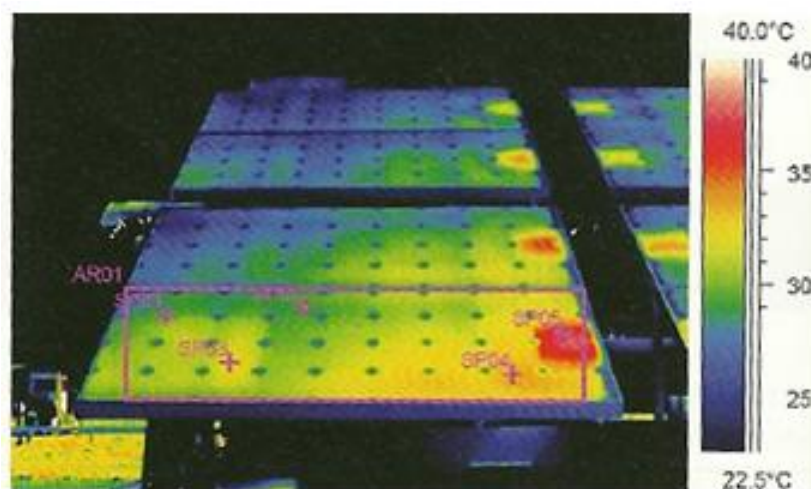


Figura 2.5. Fotografia obtida por termovisão [14]

O vento não tem só vantagens, pois exige que os painéis tenham uma estrutura de dimensionamento cuidado, para suportar a pressão dinâmica que sobre eles é exercida.

### 2.2.3. Efeito da Nebulosidade

Os valores de produção de energia eléctrica em dias moderadamente ou muito nublados sofrem um decréscimo de 30 a 80%, respectivamente, relativamente a dias de céu limpo. [25]

### 2.2.4. Efeito da Sujidade

A sujidade (Figura 2.6 - polén, pó, dejectos de pássaros, etc) acumula-se sobre os painéis e impede que a luz solar seja absorvida, diminuindo a sua potência de saída.

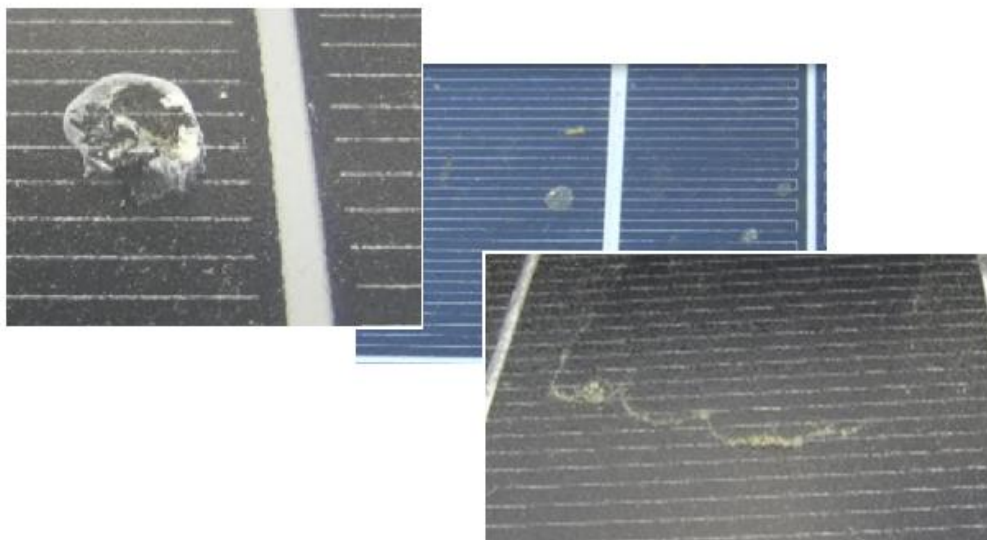


Figura 2.6. Exemplo de sujidade num painel fotovoltaico

Alguns factores climáticos, como a chuva e o vento, ajudam na remoção dessa sujidade, contudo a maior parte desta tem de ser removida por meios humanos. A Figura 2.7 realça a diminuição da intensidade de corrente com a variação da luminosidade.

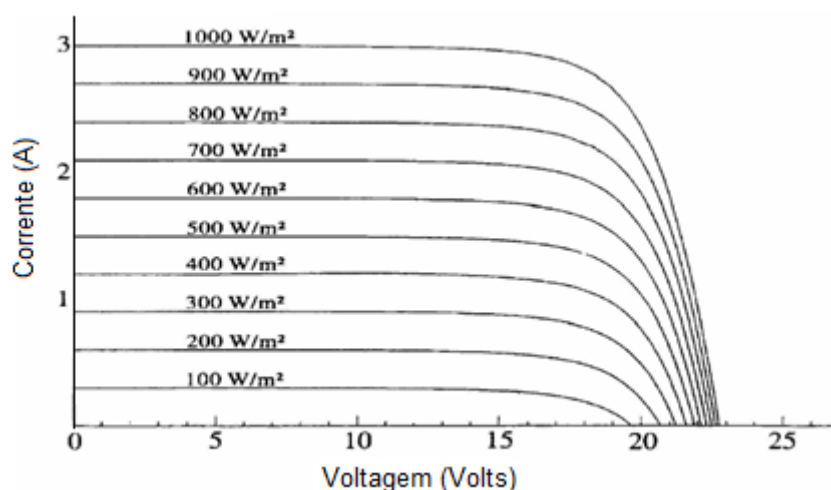


Figura 2.7. Efeito da variação da radiação solar sobre uma célula (Intensidade de Corrente vs Tensão) <sup>[28]</sup>

### 2.2.5. Efeito da Deposição de Neve <sup>[14] [25]</sup>

A maioria dos painéis tem uma inclinação associada, o que geralmente impede a deposição de neve sobre eles. A Figura 2.8 mostra os impactos associados à colocação dos painéis na horizontal e vertical. Um painel colocado horizontalmente terá uma redução na

produção de energia eléctrica associada a uma fila de células ligadas em série. Um painel colocado verticalmente tem uma maior redução na sua produção de energia eléctrica pelo que todas as colunas de células são afectadas.

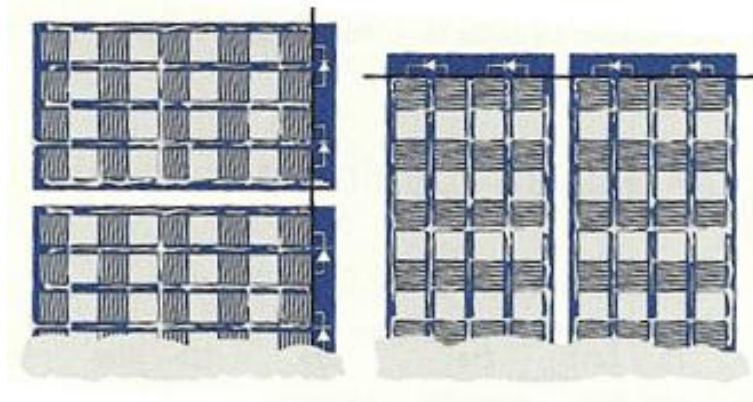


Figura 2.8. Deposição de neve <sup>[14]</sup>

### 2.2.6. Efeito do Sombreamento <sup>[14] [25]</sup>

O sombreamento por obstáculos (chaminés, árvores, muros, etc) impede que a radiação solar atinja as várias células e também pode provocar danos no painel. O sombreamento funciona como uma resistência, para além de diminuir a potência provoca heterogeneidade de temperatura na superfície do painel. As células com sombreamento permitem a passagem da energia eléctrica produzida nas células sem sombreamento, mas ficam sujeitas a uma corrente inversa devido ao aquecimento do painel (em alguns casos as temperaturas são mesmo superiores à gama suportada). Para evitar este dano existem díodos de *by-pass* que impedem a passagem da energia produzida pelas células que estão sob sombreamento, conforme pode ser observado na Figura 2.9.

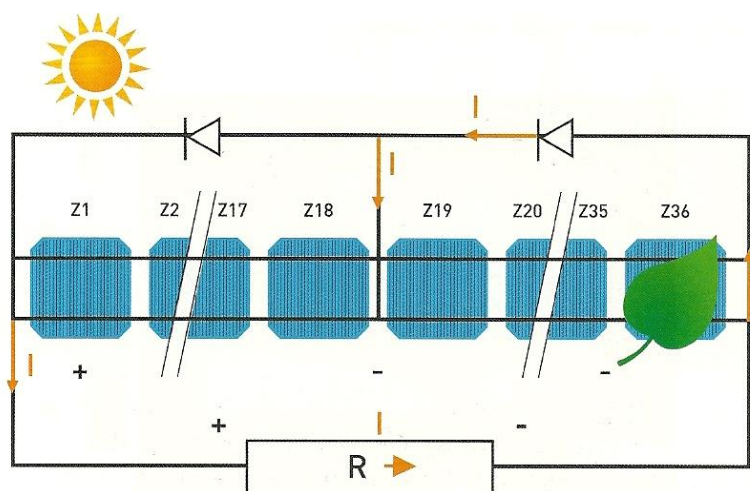


Figura 2.9. Função de um diodo de *by-pass* <sup>[14]</sup>

O sombreamento pode provocar uma diminuição da tensão, de tal forma que não se atinge a tensão de operação ( $V_{op}$ ) conforme se pode verificar pela linha a tracejado na curva “Corrente vs Tensão” da Figura 2.10.

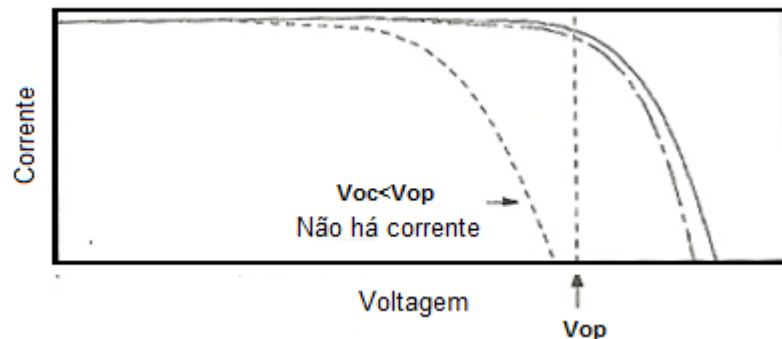


Figura 2.10. Efeito de sombreamento extremo <sup>[25]</sup>

### 2.2.7. Efeito da Cablagem

No interior dos cabos eléctricos há resistências que provocam a diminuição da corrente eléctrica. Por este motivo é necessário um bom dimensionamento, para que se reduzam os esforços electrodinâmicos como aquecimento por efeito de Joule (conversão da corrente eléctrica em energia calorífica), radiação ultravioleta (sobre cablagem no exterior), níveis de tensão de trabalho, etc. <sup>[14]</sup>

### 2.2.8. Efeito do Inversor (Conversão de CC para CA)

A injeção de energia eléctrica produzida pelos sistemas fotovoltaicos na rede pública precisa de uma conversão de corrente contínua para alternada, para isso utiliza-se um inversor. Este equipamento também é responsável por algumas perdas associadas ao seu rendimento que se situa entre 86 e 95%. <sup>[14]</sup>

## 2.3. Propriedades Eléctricas <sup>[24]</sup>

O desempenho eléctrico de uma célula fotovoltaica pode ser avaliado por um modelo matemático simplificado que descreve um circuito eléctrico equivalente. A fonte de alimentação da célula fotovoltaica apresentada na Figura 2.11 é a carga Z.

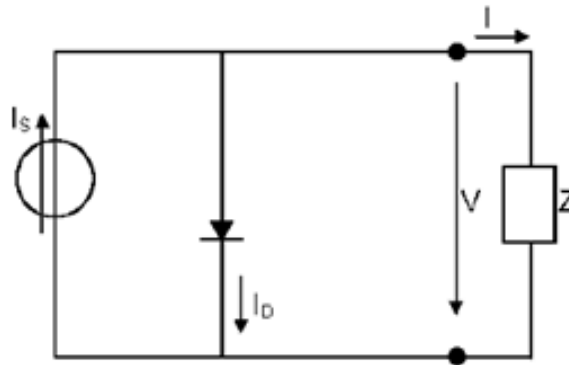


Figura 2.11. Circuito eléctrico simplificado <sup>[24]</sup>

O comportamento desta célula fotovoltaica pode ser analisado com mais rigor, se recorrer ao modelo de duas resistências apresentado na Figura 2.12. Esta célula inclui a resistência da queda de tensão no seu interior até aos contactos exteriores, representada pela resistência em série ( $R_s$ ) e a resistência no seu interior devido a correntes de fuga, representada por uma resistência em paralelo ( $R_p$ ).

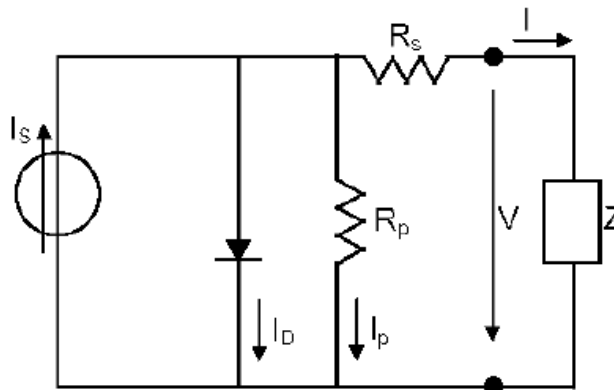


Figura 2.12. Circuito eléctrico de duas resistências <sup>[24]</sup>

A corrente gerada pela radiação incidente (fonte de fotões) na célula fotovoltaica está representada pela corrente  $I_s$ , que é uma corrente eléctrica unidireccional. A troca de electrões está representada por um díodo, pelo qual passa uma corrente interna unidireccional ( $I_D$ ), dependente da tensão ( $V$ ) nos terminais da célula. A corrente interna que passa pelo díodo é descrita pela Eq. 2.4.

$$I_D = I_0 \times \left( e^{\left(\frac{V}{m \times V_T}\right)} - 1 \right) (A) \quad \text{Eq. 2.4}$$

Em que:

$I_0$  – Corrente inversa máxima de saturação do díodo (A)

$V$  – Tensão aos terminais da célula (V)

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

$V_T$  – Potencial térmico (V)

O potencial térmico pode ser calculado pela Eq. 2.5:

$$V_T = \frac{K \times T}{q} \quad \text{Eq. 2.5}$$

Em que:

$K$  – Constante de Boltzman ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K)

$q$  – Carga do electrão ( $1,6 \times 10^{-19}$  C)

$T$  – Temperatura absoluta da célula ( $0^\circ\text{C}=273,16$  K)

O factor de idealidade do díodo (Eq. 2.6) depende dos valores de tensão (na potência máxima e em circuito aberto) e de intensidade de corrente (na potência máxima e em curto-circuito) nas condições de referência (*STC: Standard Test Cnditions*): radiação  $1000 \text{ W/m}^2$ , massa de ar 1,5 e temperatura da célula  $25^\circ\text{C}$ .

$$m = \frac{V_{m\acute{a}x}^r - V_{ca}^r}{V_T^r \times \ln\left(1 - \frac{I_{m\acute{a}x}^r}{I_{cc}^r}\right)} \quad \text{Eq. 2.6}$$

A corrente  $I_0$  (Eq. 2.7) depende de vários parâmetros da célula como temperatura, hiato de sílcio, número de células ligadas em série e das condições de referência.

$$I_0 = I_0^r \times \left(\frac{T}{T^r}\right)^3 \times e^{\frac{\varepsilon}{m'} \times \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T}\right)} \quad \text{Eq. 2.7}$$

Em que:

$I_0^r$  - Corrente inversa máxima de saturação do díodo nas condições STC (A)

$m'$  – Factor de idealidade equivalente

$\varepsilon$  – Hiato de sílcio (1,12 eV)

$V_T^r$  – Potencial térmico nas condições de referência (V)

$T^r$  - Temperatura da célula nas condições de referência (K)

O factor de idealidade equivalente  $m'$  depende do número de células ligadas em série (NSM) e do factor de idealidade do díodo, como demonstrado na Eq. 2.8.

$$m' = \frac{m}{NSM} \quad \text{Eq. 2.8}$$

A corrente  $I_0$  nas condições de referência é calculada pela Eq. 2.9:

$$I_0^r = \frac{I_{cc}^r}{e^{\left(\frac{V_{cc}^r}{m \times V_T}\right) - 1}} \quad (A) \quad \text{Eq. 2.9}$$

Pelas equações anteriores é possível determinar a corrente que chega à carga Z, que se traduz pela Eq. 2.10:

$$I = I_S - I_D \leftrightarrow I = I_S - I_0 \times \left[ e^{\left(\frac{V}{m \times V_T}\right)} - 1 \right] \quad (A) \quad \text{Eq. 2.10}$$

A potência eléctrica é determinada pela equação anterior e pela tensão da célula dando origem à Eq. 2.11.

$$P = V \times I \leftrightarrow P = V \times \left[ I_S - I_0 \times \left( e^{\left(\frac{V}{m \times V_T}\right)} - 1 \right) \right] \quad (W) \quad \text{Eq. 2.11}$$

A corrente gerada por efeito fotovoltaico ( $I$ ) corresponde ao valor máximo de corrente de carga (Z), gerada em curto-circuito ( $I_{cc}$ ), o que quer dizer que  $I=I_s=I_{cc}$ . O valor da potência é dado pela Eq. 2.12.

$$P = V \times I \leftrightarrow P = V \times \left[ I_{cc} - I_0 \times \left( e^{\left(\frac{V}{m \times V_T}\right)} - 1 \right) \right] \quad (W) \quad \text{Eq. 2.12}$$

Contudo como a corrente em curto-circuito varia com a radiação solar incidente  $I_{cc}$  toma o valor da Eq. 2.13.

$$I_{cc} = I_{cc}^r \times \left( \frac{G}{G^r} \right) \quad \text{Eq. 2.13}$$

Para determinar a potência máxima deriva-se a Eq. 2.12 e iguala-se a zero. O resultado é expresso pela Eq. 2.14.

$$\begin{aligned} \frac{dP}{dV} \left[ V \times \left( I_{cc} - I_0 \times \left( e^{\left( \frac{V}{m \times V_T} \right)} - 1 \right) \right) \right] &= 0 \leftrightarrow \\ I_{cc} - I_0 \times \left( e^{\left( \frac{V}{m \times V_T} \right)} - 1 \right) + \left[ V \times \left( I_0 \times e^{\left( \frac{V}{m \times V_T} \right)} \times \frac{m \times V_T}{(m \times V_T)^2} \right) \right] &= 0 \leftrightarrow \\ I_{cc} + I_0 \times \left( 1 - e^{\left( \frac{V}{m \times V_T} \right)} + \frac{V}{m \times V_T} \times e^{\left( \frac{V}{m \times V_T} \right)} \right) &= 0 \end{aligned} \quad \text{Eq. 2.14}$$

A potência máxima (Eq.2.15) resulta da Eq. 2.12 pela substituição de V por  $V_{m\acute{a}x}$  e I por  $I_{m\acute{a}x}$ .

$$P_{m\acute{a}x} = V_{m\acute{a}x} \times I_{m\acute{a}x} (W) \quad \text{Eq. 2.15}$$

Com valores de potência máxima, facilmente se determina a energia produzida num determinado período de tempo (Eq. 2.16).

$$E = \eta \times \sum P_{m\acute{a}x} (G, T_c) \times \Delta T (Wh) \quad \text{Eq. 2.16}$$

Em que:

$\eta$  – Eficiência do inversor

$\Delta T$  – Intervalo de tempo

Para verificar se um sistema fotovoltaico tem uma boa produção de energia, calcula-se a sua eficiência que depende da radiação que lhe incide, da máxima potência produzida ( $P_{m\acute{a}x}$ ) e da sua área (A) (Eq. 2.17)

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{G \times A} (\%) \quad \text{Eq. 2.17}$$

Este valor foi comparado com o valor máximo de eficiência que os sistemas podem atingir, dependendo da marca e do modelo de cada sistema fotovoltaico (Eq. 2.18).

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}^r}{G^r \times A} (\%) \quad \text{Eq. 2.18}$$

Em que:

$P_{m\acute{a}x}^r$  – Potência máxima de referência do sistema fotovoltaico

$G^r$  - Radiação solar de referência (1000W/m<sup>2</sup>)



### 3º Capítulo. Trabalho de Campo

#### 3.1. Dados recolhidos em cada sistema fotovoltaico

As condições de operação dos sistemas fotovoltaicos foram estudadas recorrendo a instalações no país. A empresa Solar disponibilizou-se a dar essa ajuda e, após contacto com clientes directos da empresa e outros indirectos dos franchisados, foi possível efectuar leituras e medições de todos os parâmetros considerados essenciais. Com o decorrer das visitas foram acrescentados outros parâmetros à lista e, como se deve calcular, foram dispendidos vários dias nessa análise. É de referir que algumas instalações não foram incluídas neste estudo porque após a visita, os clientes não enviaram os dados mensais de produção de energia eléctrica.

##### 3.1.1. Cliente com seguidor solar

As características do seguidor solar estudado são apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1. Características do Seguidor Solar

Características	Cliente	Torres Novas
		L. V.
Local da instalação		Solo
Latitude (DMS)		N 39°40'12.234"
Longitude (DMS)		W8°31'56.43"
Nº de módulos		18
Tipo de célula		Policristalinos
Azimute (Veio do sistema)		12 SE
Sombreamento		Ausente
• Altura do objecto (m)		-
• Distância da instalação (m)		-
T. Ambiente (°C)		32,5
T. Painéis (°C)		51,3
Estado da instalação/ Sujidade		Ferrugem no suporte principal/ Matéria orgânica
P <sub>painéis</sub> (Wp)		230
P <sub>nominal. inversor</sub> (W)		3800
Comprimento de cabos dos módulos ao inversor (m)		0,6
Comprimento de cabos do inversor ao contador (m)		-
E-total no inversor (kWh)		1679 a 26-4-2010
E-total no contador (kWh)		1648 a 26-4-2010
h-total (h)		1147 a 26-4-2010
Data de ligação à rede (dd-mm-aa)		20-1-2010

Apesar de este sistema alterar constantemente o seu azimute e inclinação, foi registado o azimute do veio que intervém na sua rotação. Este veio é programado para a orientação geográfica Sul, tendo em conta as coordenadas geográficas do local da

instalação. É ainda importante referir que este seguidor tem um mecanismo de segurança em caso de ventos superiores a 130 km/h, pois está equipado com um anemómetro que faz a medição da velocidade do vento, o que permite que a matriz assuma a posição horizontal perante rajadas de vento.

### 3.1.2. Clientes com Sistemas Fixos

As características das instalações fotovoltaicas fixas que foram estudadas são apresentadas na Tabela 3.2 e Tabela 3.3. Na análise efectuada a estas instalações destacaram-se os seguintes pontos:

- A estrutura de apoio dos painéis (Figura 3.1) foi realizada, a maior parte das vezes, por um suporte em ferro, outras houve apoio no telhado por uma razão estética e independente da adequação do seu azimute.



Figura 3.1. Estruturas de apoio dos painéis fotovoltaicos

- Nestas instalações a disposição dos painéis (Figura 3.2) formam um único conjunto (matriz) ou então separados por fileiras. Houve uma situação em que pela disposição do telhado se optou pelas duas disposições. Em relação à separação por fileiras há dois casos em que estas se encontram em duas águas opostas do telhado.

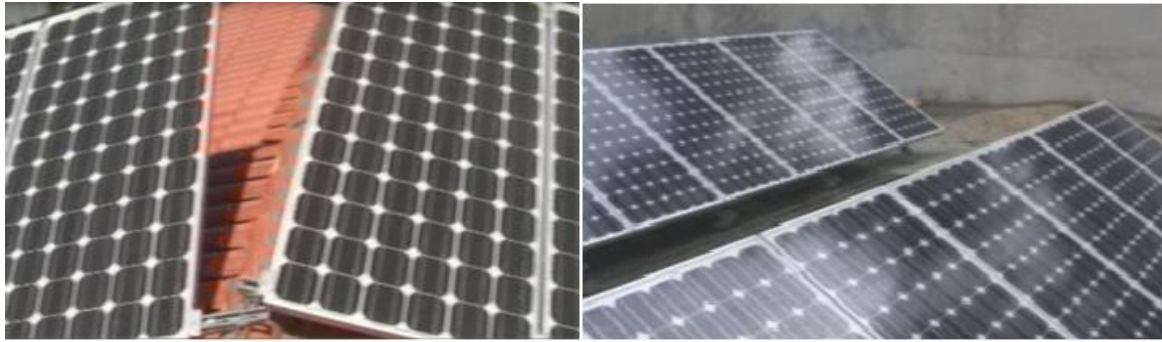


Figura 3.2. Exemplo de disposição de painéis fotovoltaicos

- Algumas instalações têm sombreamento devido a obstáculos (Figura 3.3) que poderiam ser removidos caso os proprietários assim o quisessem. Posteriormente vão ser apresentadas simulações para estes casos que evidenciam o ganho mensal de produção de energia eléctrica, caso fossem retirados os obstáculos.



Figura 3.3. Exemplo de obstáculos no horizonte dos painéis fotovoltaicos

- A limpeza dos painéis é fundamental para obter os rendimentos máximos, mas como se foi verificando ao longo das visitas, grande parte dos proprietários não têm esse cuidado. Como há sempre excepções à regra, um dos proprietários tem um sistema de dispersão instalado para limpar e diminuir a temperatura de superfície dos painéis (Figura 3.4).



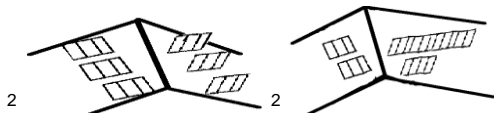
Figura 3.4. Sistema de dispersão

Tabela 3.2. Características dos sistemas fixos dos clientes directos e dos clientes de Santa Mª da Feira

Cliente Características	Clientes Directos	Matosinhos	Santa Mª da Feira				
	F. T.	E.P.M.E.	J. F.	A. S.	F. P.		M. M.
Local da instalação	Solo pavimentado	Telhado do edifício	Telhado do prédio	Telhado da habitação	Telhado da habitação		Telhado de anexos
Latitude (DMS)	N 41°23'0"	N 41°13'55.542"	N 41°11'45.822"	N 40°57'34.008"	N 40°53'12.372"		N 40°54'55.446"
Longitude (DMS)	W8°7'22.08"	W8°37'22.95"	W8°42'15.786"	W8°31'55.962"	W8°33'21.774"		W8°33'38.658"
Nº de módulos	21	24	16	18	18		21
Tipo de célula	Monocristalinos	Monocristalinos	Policristalinos	Policristalinos	Policristalinos		Monocristalinos
Matriz única?	Não (duas fileiras)	Não (três fileiras)	Sim	Sim	Sim	Não (duas fileiras)	Sim
• Distância entre fileiras (m)	1,77	1ª -2ªfileira = 2,01 2ª -3ªfileira = 1,95	-	-	3,64		-
Azimute (º)	5 SW	6 SW	24 SE	65 SW	4 SE	2 SE	3 SE
Inclinação (º)	1ªfileira = 29 2ªfileira = 27	30	5,12	18,8	18,9	27,5	13,5
Sombreamento	Muro e árvores	Colector solar	Ausente	Ausente	Chaminé	Beirada do telhado	Árvores Muro junto à matriz Telhado da habitação
• Altura do objecto (m)	22,5	2,04	-	-	1,0	-	25 0,6 3,5
• Largura (m)	5	1,34	-	-	0,4	-	10 0,4 5
• Distância da instalação (m)	1,35	2,66	-	-	2,40	-	50 0,8 4
• Azimute (º)	82 SE	16 SW	-	-	0 S	-	58 SW 70 SW 0 S
T. Ambiente (ºC)	16,7	22,0	24,5	26,6	20,8		27,6
T. Painéis (ºC)	16,4	33,2	31,5	42,9	19,4		36,6
Estado da instalação/Sujidade	Pólen e matéria orgânica	Ferrugem no suporte principal/ Matéria orgânica	Pólen e alguma matéria orgânica	Pólen e alguma matéria orgânica	Pólen e alguma matéria orgânica		Alguma matéria orgânica
Suporte dos módulos	Estrutura em ferro	Estrutura em ferro	Estrutura em ferro	Telhado da habitação	Telhado da habitação	Estrutura em ferro	Telhado dos anexos
P painéis (Wp)	175	175	220	220	220		175
P nom. inversor (W)	3680	3680	3300	3680	3680		3300
Comprimento de cabos dos módulos ao inversor (m)	10	28	3	3	20		2
Comprimento de cabos do inversor ao contador (m)	-	-	25	23	1		23
E-total no inversor (kWh)	4610 a 15-4-2010	3341 a 24-5-2010	2120 a 18-5-2010	3316 a 17-5-2010	2908 a 17-5-2010		5507 a 17-5-2010
E-total no contador (kWh)	4607 a 15-4-2010	3448 a 24-5-2010	2105 a 18-5-2010	3276 a 17-5-2010	2907 a 17-5-2010		5457 a 17-5-2010
h-total (h)	4567 a 15-4-2010	2787 a 24-5-2010	2202 a 24-5-2010	-	-		5158
Data de ligação à rede (dd-mm-aa)	12-3-2009	9-2009	14-10-2009	4-8-2009	9-2009		2-2009

Tabela 3.3. Características dos sistemas fixos dos clientes de Torres Novas

Cliente Características	Torres Novas				
	A.	L. & F.		A. M.	
Local da instalação	Telhado de anexos	Telhado do edifício		Telhado de anexos	
Latitude (DMS)	N 39°27'29.244"	N 39°41'30.33"		N 39°28'32.088"	
Longitude (DMS)	W8°24'1.584"	W8°33'4.218"		W8°28'48.234"	
Nº de módulos	18	18		21	
Tipo de célula	Policristalinos	Policristalinos		Monocristalinos	
Matriz única?	Sim	Não <sup>2</sup>		Não <sup>4</sup>	
		(Esquerda) 3 fileiras	(Direita) 3 fileiras	(Esquerda) 2 fileiras	(Direita) 2 fileiras
• Distância entre fileiras (m)	-	1ª -2ªfileira = 1,70 2ª -3ªfileira = 1,63	1ª -2ªfileira = 1,49 2ª -3ªfileira = 1,81	1ª -2ªfileira = 2,44	1ª -2ªfileira = 2,44
Azimute (°)	34 SE	5 SE	5 SW	28 SW	20 SE
Inclinação (°)	20	1ªfileira = 40 2ªfileira = 42 3ªfileira = 40	1ªfileira = 31 2ªfileira = 32 3ªfileira = 33	28	28
Sombreamento	Habitação	Ausente		Ausente	
• Altura do objecto (m)	6	-		-	
• Largura (m)	14	-		-	
• Distância da instalação (m)	17	-		-	
• Azimute (°)	110 SW	-		-	
T. Ambiente (°C)	27,9	34,0		32,4	
T. Painéis (°C)	27,7	50,9		50,9	
Estado da instalação	Muita matéria orgânica	Muita matéria orgânica proveniente de Salgueiros		Alguma matéria orgânica	
Suporte dos módulos	Telhado dos anexos	Estrutura em ferro		Estrutura em ferro	
P painéis (Wp)	230	230		175	
P nom. inversor (W)	3680	3680		3300	
Comprimento de cabos dos módulos ao inversor (m)	13	12		1,6	
Comprimento de cabos do inversor ao contador (m)	-	15		4,7	
E-total no inversor (kWh)	1681 a 26-4-2010	-		3284 a 26-6-2010	
E-total no contador (kWh)	-	916 a 26-4-2010		3265 a 26-4-2010	
h-total (h)	-	-		3114 a 26-4-2010	
Dada de ligação à rede (dd-mm-aa)	10-12-2009	20-3-2010		7-2009	



#### 4º Capítulo. Avaliação dos parâmetros que influenciam a produção de energia eléctrica

##### 4.1 Distância entre fileiras de Painéis <sup>[14]</sup>

A distribuição dos painéis em fileiras tem que ter em atenção a sua distância para que nas fileiras anteriores não ocasione sombreamento provocado pelas posteriores. O cálculo dessa distância pode ser efectuado tal como mostra a Figura 4.1 e recorrendo à Eq. 4.1.

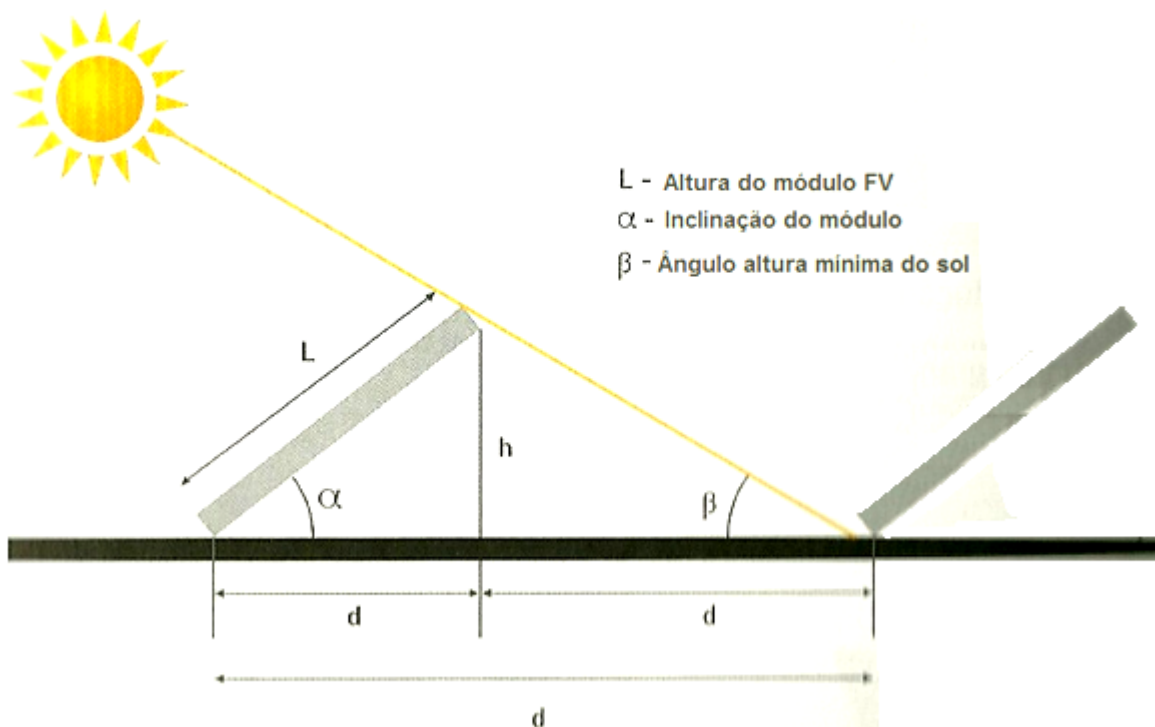


Figura 4.1. Distância entre fileiras ( $d$ ) <sup>[14]</sup>

$$d = L \times \left( \cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \text{ (m)}$$

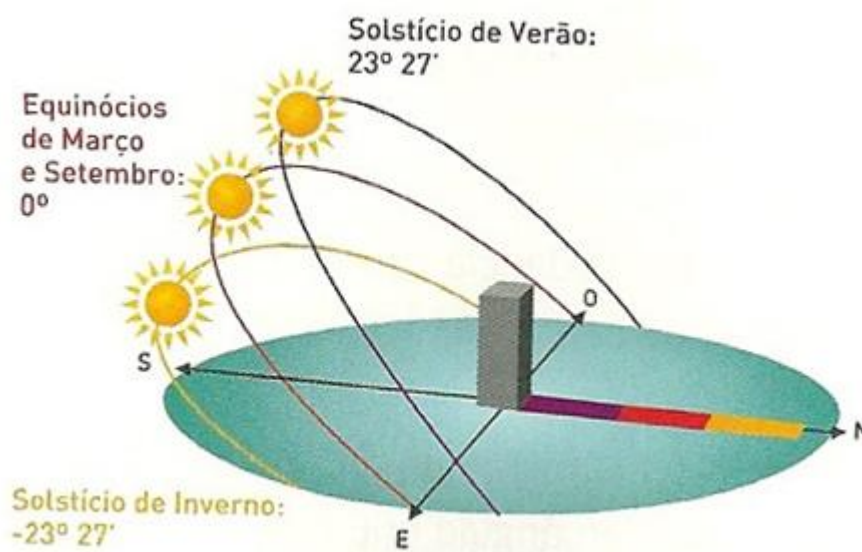
Eq. 4.1

O ângulo  $\beta$  corresponde à altura máxima do Sol (no dia 22 de Dezembro) e pode assumir outros valores, dependendo da optimização pretendida, isto é tendo em conta a época do ano em que se pretende uma maior eficiência. Contudo, para efectuar o cálculo que se encontra no Anexo X (CD-ROM) e na tabela 4.1 foi necessário saber as dimensões dos painéis, que podem ser consultadas no Anexo B. Os sistemas estudados são constituídos por painéis “SUNTECH”, “Gloria Solar” e “MARTIFER”.

Tabela 4.1. Distância entre fileiras de painéis

Cliente	Distância entre fileiras (m)	Real	Teórica
F. T.		1,77	2,99
E.P.M.E.		2,01	3,03
		1,95	3,03
F. P.		3,64	3,05
L. & F.		1,70	3,38
		1,63	3,43
		1,49	3,10
		1,81	3,14
A.M.		2,44	2,93

Na análise dos valores da Tabela 4.1 verificaram-se inconformidades para a maioria das instalações, pois não foi tida em consideração na instalação a maior distância possível. Conclui-se que só foi considerada a época dos meses quentes pois, como mostra a Figura 4.2. é nessa altura que as fileiras têm uma menor dimensão da sua sombra.

Figura 4.2. Variação da altura solar em Portugal Continental <sup>[14]</sup>

#### 4.2 Distância mínima dos painéis aos obstáculos de sombreamento <sup>[24]</sup>

A distância dos obstáculos (sombreamento) aos respectivos sistemas fotovoltaicos (Eq. 4.2) que impede quebras nos seus rendimentos foi calculada e os seus valores são apresentados na Tabela 4.2. Este cálculo (pode ser consultado no Anexo X (CD-ROM) tem como base o período em que um objecto projecta a sombra de maior dimensão. A distância determinada é a menor a

que o objecto deve estar para que não projecte a sua sombra num painel durante um período de 6 horas (3 antes e 3 depois do meio dia solar).

$$d = F_e \times (H_0 - H_m) \quad (m) \quad \text{Eq. 4.2}$$

Em que:

$F_e$  – Factor de espaçamento

$H_0$  – Altura do objecto

$H_m$  – Altura em relação ao nível do solo em que estão instalados os painéis

O factor de espaçamento é obtido de acordo com a latitude de cada instalação pela Figura 4.3.

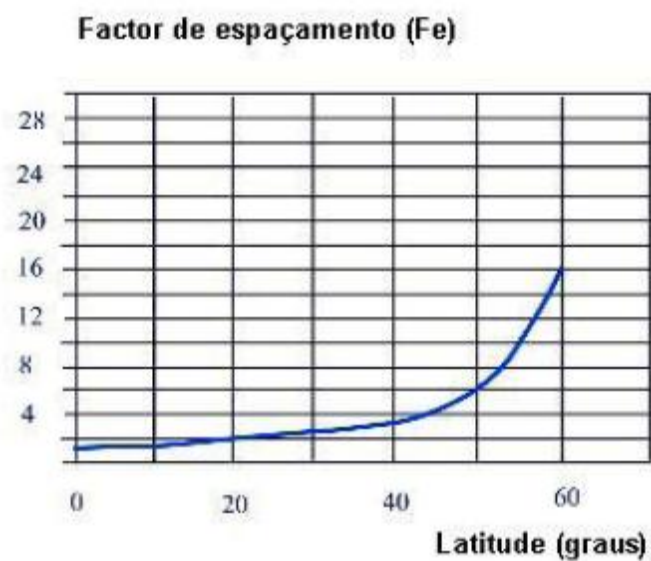


Figura 4.3. Factor de espaçamento <sup>[24]</sup>

As alturas  $H_0$  e  $H_m$  estão representadas na Figura 4.4

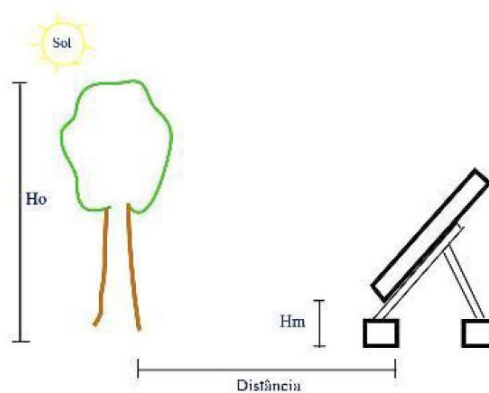


Figura 4.4. Medidas do sombreamento em relação à disposição dos painéis <sup>[24]</sup>

Tabela 4.2. Distância aos obstáculos que causam sombreamento

Cliente	Distância ao sombreamento (m)	Real	Teórica
F. T.		1,35	6,63
E.P.M.E.		2,66	7,55
F.P.		2,40	3,80
M. M.		50,00	97,50
		0,80	2,34
		4,00	13,65
A.		17,00	22,2

### 4.3. Aplicação do Modelo Matemático Simplificado

O modelo matemático capaz de explicar a transformação da energia solar em energia eléctrica foi utilizado para relacionar potência máxima, energia produzida e eficiência de cada sistema fotovoltaico em função da sua inclinação, azimute, latitude e longitude.

As Figuras 4.6 a 4.12 representam apenas uma parte das instalações estudadas, incluem um sistema com seguidor solar e uma instalação fixa por cada disposição geográfica (Porto, Feira e Torres Novas). Numa análise genérica é possível verificar o seguinte:

- A potência total produzida depende fortemente da radiação solar. A quantidade de energia produzida varia ao longo do dia e atinge os seus valores máximos entre as 11 e as 13 h, pois é nessa altura que o sol se encontra na sua altitude máxima e atravessa uma menor massa de ar formando o menor ângulo de incidência com cada instalação.

- A eficiência de cada sistema fotovoltaico depende do número de painéis e da sua potência, contudo, de uma forma geral mantém-se constante na gama de 8 a 12% para temperaturas compreendidas entre os 8 e os 16°C.

- Em 2009 a energia produzida apresenta valores máximos de energia produzida para as 13 h enquanto em 2010 esses valores obtêm-se para as 12h, estes valores estão influenciados pela diferença entre a “hora civil” e “hora solar verdadeira”. Para os meses de Janeiro a Abril e Setembro a Dezembro a “hora civil” está adiantada em relação à “hora solar verdadeira”, atinge respectivamente a diferença máxima (48 minutos) e mínima (15,6 minutos) e entre Abril a Setembro está atrasada aproximadamente 30 minutos, esta conclusão teve como base a Eq. 1.4.

As Figuras 4.5 e 4.6 relacionam a potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente J. F. (Matosinhos), que tem uma orientação de 24° para Este e uma inclinação de 5,1°, para o período de funcionamento de Outubro de 2009 a Junho de 2010. Os raios solares que incidiram nesta instalação atingiram valores máximos de 600 a 700 W/m<sup>2</sup>, estes valores são baixos e devem-se às condições meteorológicas do local de instalação, que por estar junto ao mar tem diversos períodos de nebulosidade. Esta instalação tem um bom dimensionamento, pois atinge valores máximos de eficiência de aproximadamente 14%, ficando

muito próximo do valor máximo de referência 15,07%, contudo, devido aos valores de radiação incidente a sua produção de energia diária não atinge 3 kWh.

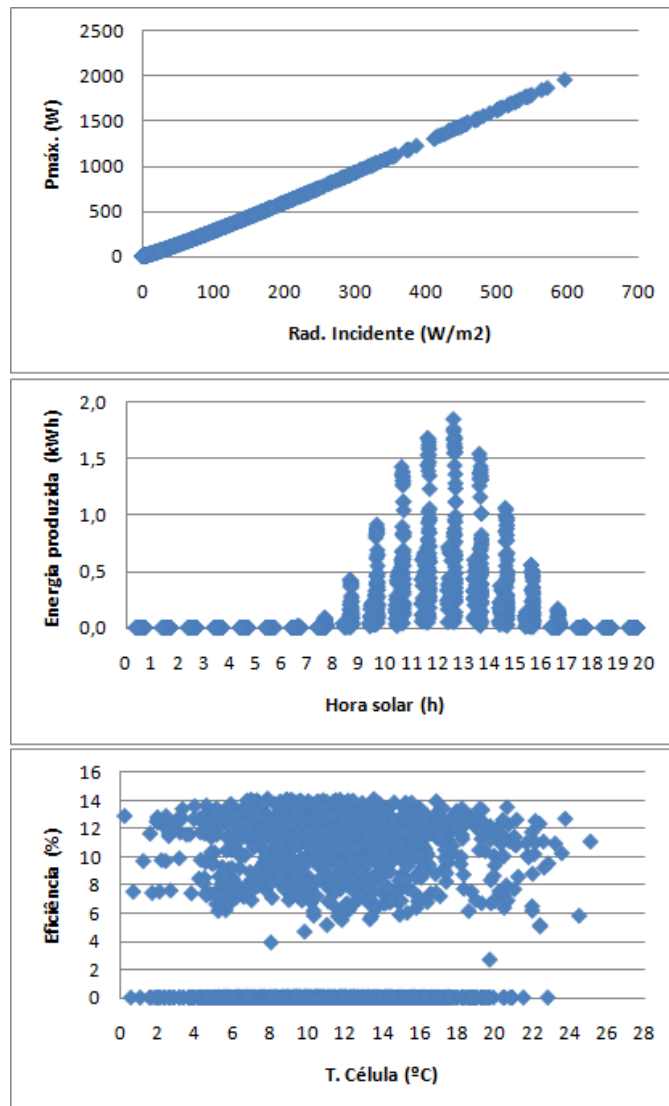


Figura 4.5. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente J. F. nos meses de Outubro a Dezembro (2009)

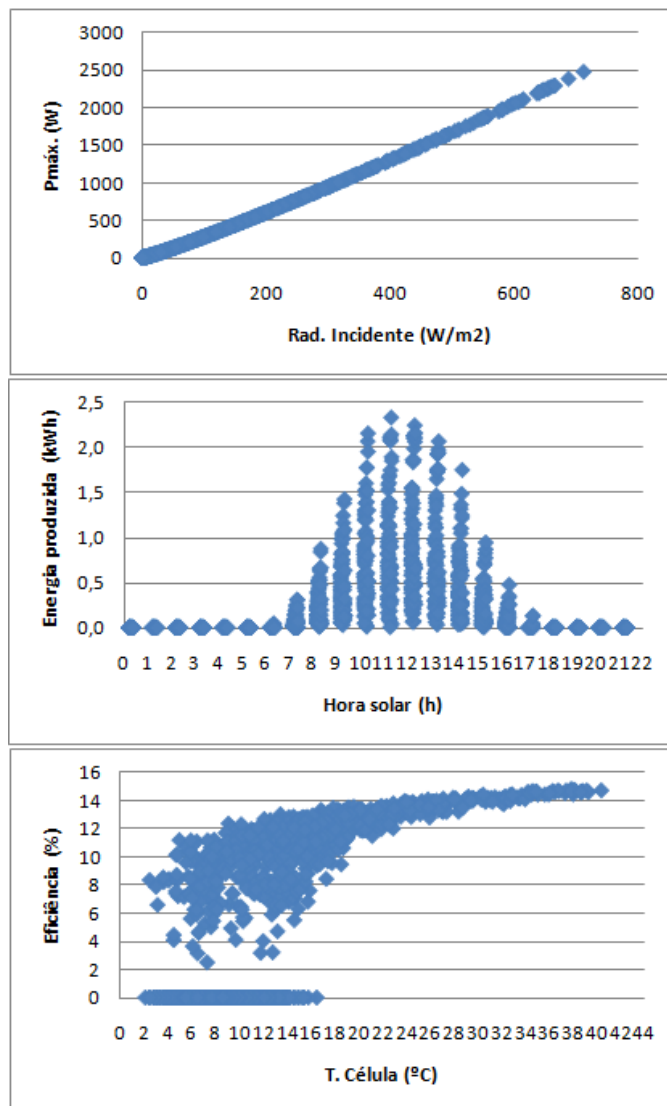


Figura 4.6. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente J. F. nos meses de Janeiro a Junho (2010)

As Figuras 4.7 e 4.8 relacionam a potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente A. S. (São João de Ver), que tem uma orientação de 65° para Oeste e uma inclinação de 18,8°, para o período de funcionamento de Agosto de 2009 a Maio de 2010. A eficiência máxima desta instalação variou entre 8 e 12%, que comparativamente com o seu valor de referência 15,07% é considerada razoável. O rendimento da instalação está associado à fraca produção de energia a partir das 15h em horário solar, que em horário civil corresponde a 15h:15min (nos meses de 2009), 15h:48min (de Janeiro a Abril) e 14h:33min (de Abril a Maio), no entanto nos períodos de maior incidência solar a máxima energia produzida é muito idêntica e igual a aproximadamente 4 kWh em 2009 e 2010.

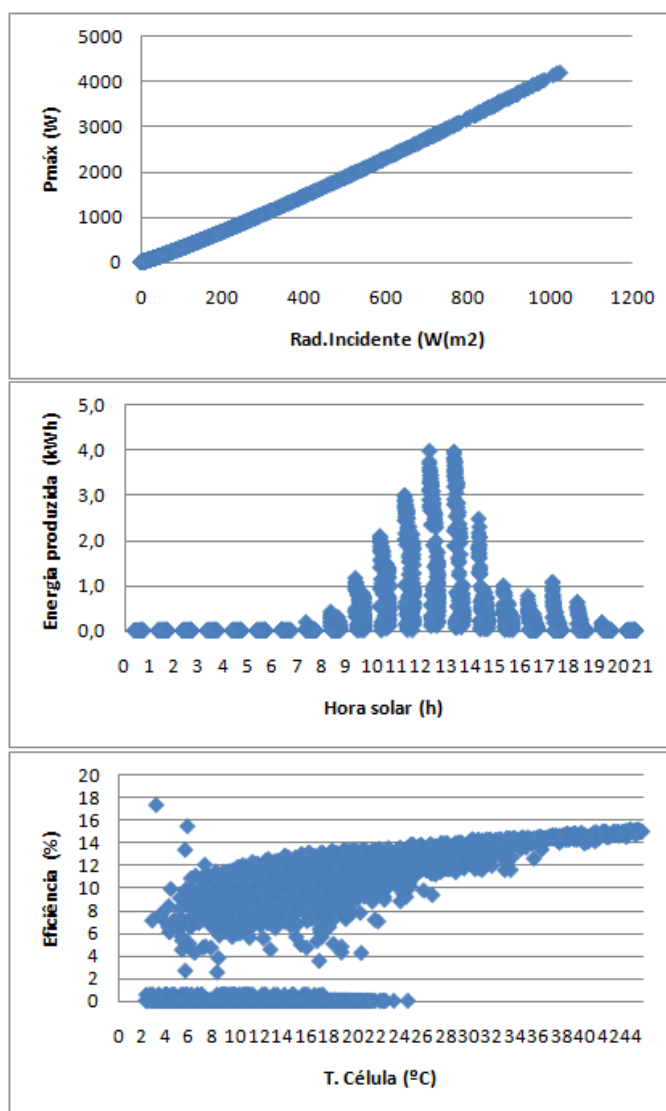


Figura 4.7. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente A. S. nos meses de Agosto a Dezembro (2009)

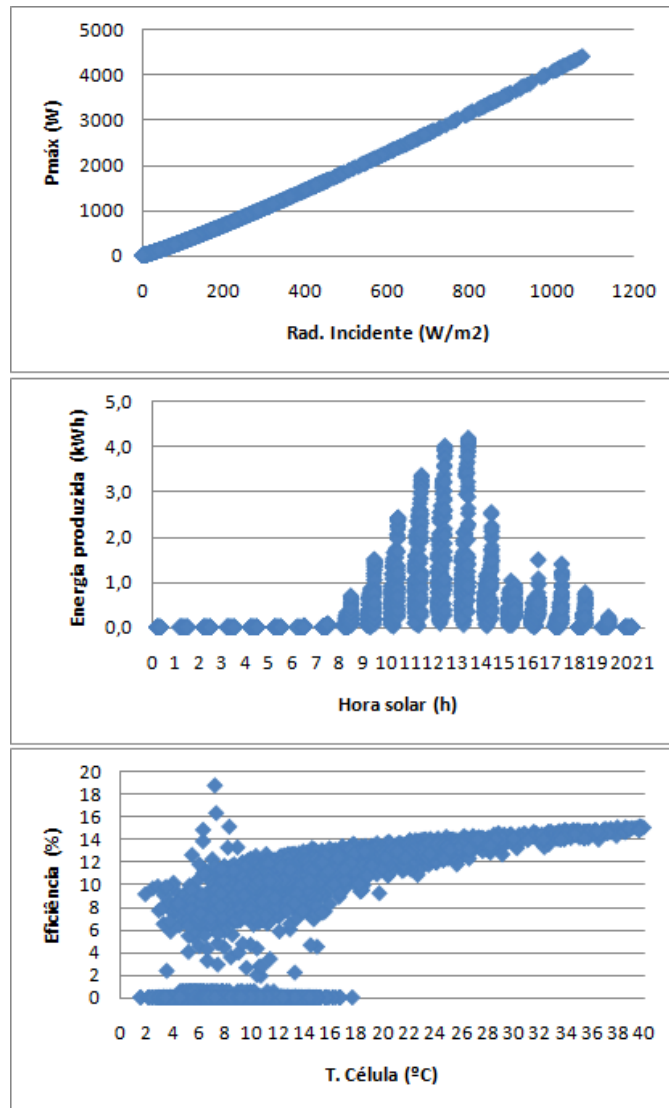


Figura 4.8. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente A. S. nos meses de Janeiro a Maio (2010)

As Figuras 4.9 e 4.10 relacionam a potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente A. (Tancos), que tem uma orientação de 34° para Este e uma inclinação de 20°, para o período de funcionamento de Dezembro de 2009 a Maio de 2010. A Figura 4.9 ilustra o comportamento da instalação no mês de Dezembro, quando há a máxima declinação negativa em relação ao sol e níveis de radiação solar reduzidos. Durante este mês atingiram-se valores máximos de energia eléctrica de 1,2 kWh e, nestas condições, o sistema atingiu uma eficiência de 10 a 12% para temperaturas entre os 8 e 16°C, respectivamente.

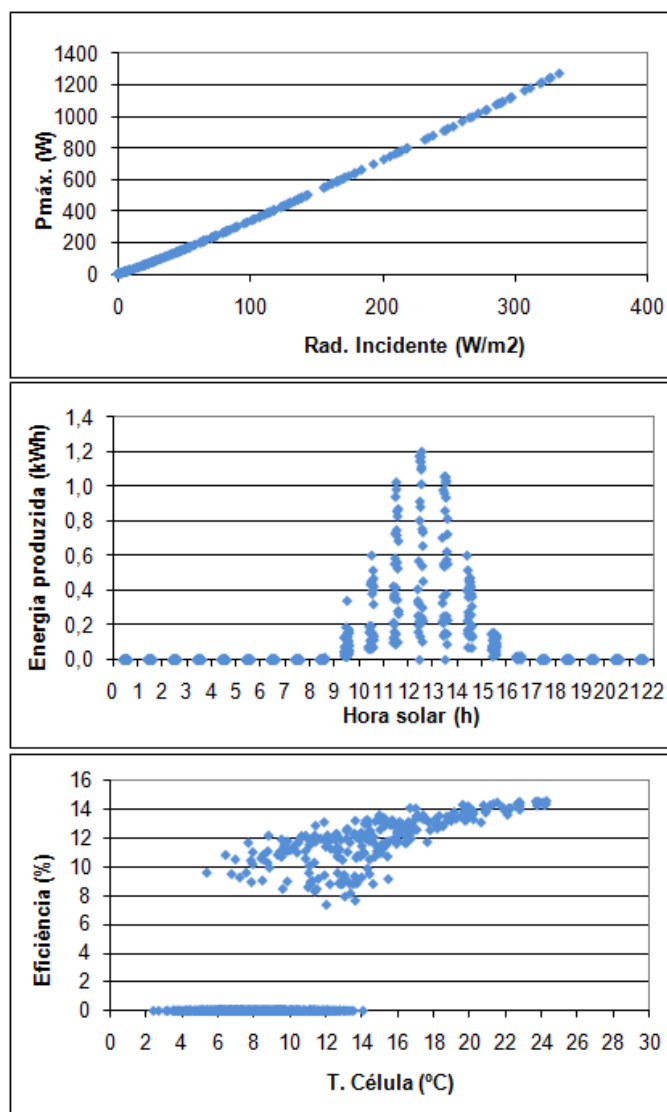


Figura 4.9. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente A. no mês de Dezembro (2009)

A produção de energia em 2010 (Figura 4.10) apresenta os valores mais elevados comparativamente às instalações dos clientes J. F. e A. S., pois devido à sua disposição geográfica recebe maiores quantidades de radiação solar. O rendimento que lhe está associado concentrou-se entre 8 e 12% para temperaturas entre 8 e 18°C, respectivamente. Estes rendimentos são ligeiramente abaixo do valor máximo de 15,75%, indicado pelo fabricante.

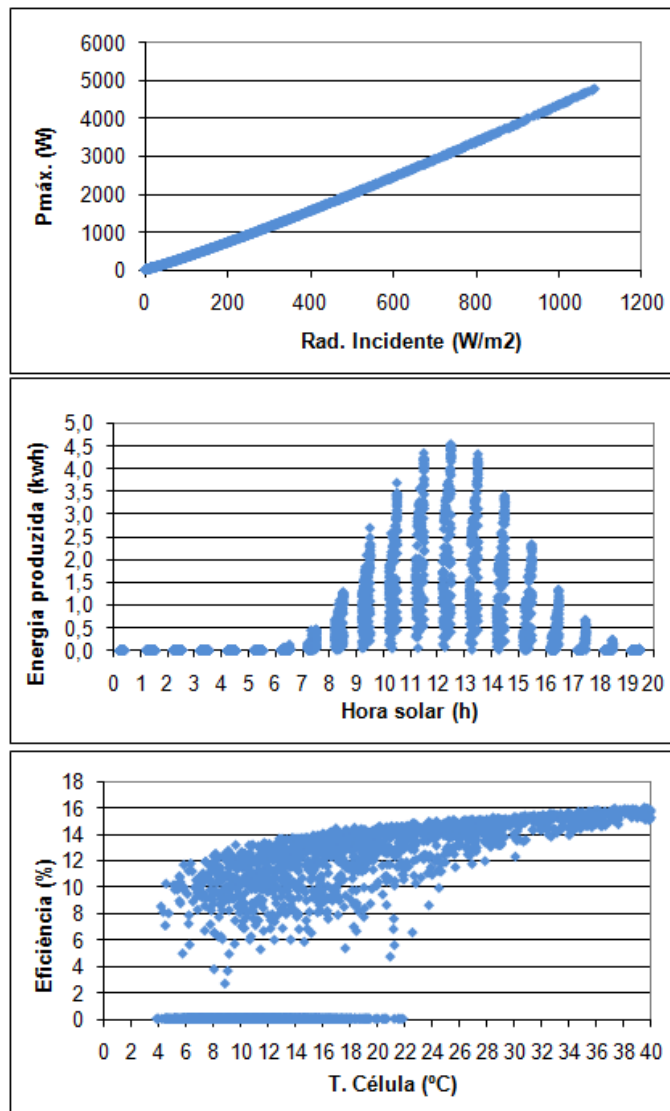


Figura 4.10 Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente A. nos meses de Janeiro a Maio (2010)

A Figura 4.11 mostra a potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente L. V. (Seiça), para o período de funcionamento de Janeiro a Junho de 2010. Esta instalação segue o movimento solar e recebe uma maior quantidade de radiação solar com um menor ângulo de incidência, o que lhe permite em qualquer hora obter níveis superiores de energia produzida. Quando o seguidor solar está sob a temperatura de 6 a 21°C tem uma eficiência média de 10 a 12%, respectivamente.

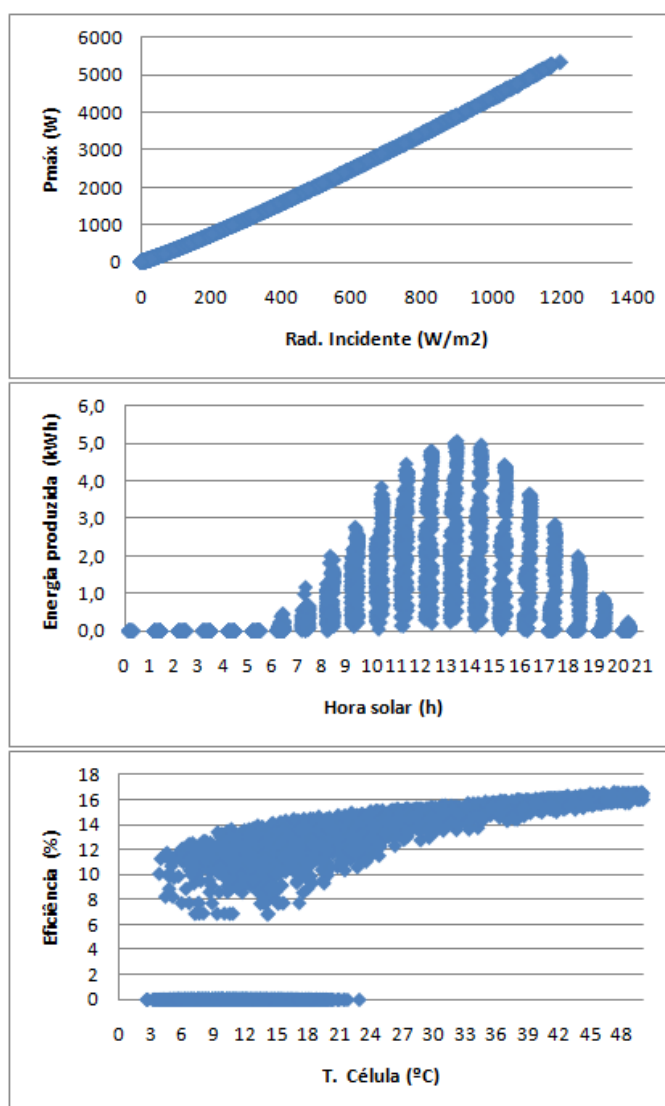


Figura 4.11. Potência máxima, energia produzida e eficiência do sistema fotovoltaico do cliente L. V. nos meses de Janeiro a Junho (2010)

Em suma, a produção de energia eléctrica aumenta com o aumento da incidência de radiação solar no painel e redução da latitude, independentemente do azimute estar para Este ou Oeste. A eficiência dos sistemas fotovoltaicos é também influenciada por outros factores como o

rendimento dos próprios painéis, rendimento do inversor e de perdas inerentes à instalação (cablagem) que impedem uma equidade com o valor máximo de referência.

Os dados de inclinação, azimute, nº painéis e energia produzida para cada instalação estudada podem ser consultados na Tabela 4.3 e comprovam o que foi referido no parágrafo anterior.

Tabela 4.3. Valores de potência e energia produzida desde a data de ligação à rede

Cliente	Inclinação (°)	Azimute (°)	Nº de painéis	Potência (média diária em kW)	Energia produzida (média diária em kWh)
Fafe	27	5	21	31	11,93
	29				
Maia	30	6	24	38	13,79
Matosinhos	5,1	-24	16	32	11,74
São João de Ver	18,8	65	18	35	11,25
Souto	27,5	-2	18	35	10,50
	18,9	-4			
S <sup>ta</sup> M <sup>a</sup> da Feira	13,5	-3	21	30	11,6
Entroncamento	28	28	21	33	12,81
		-20			
Tancos	20	-34	18	41	14,53
Seiça	40/41/40	-5	18	60	18,72
	30/31/32	5			
Seiça (seguidor)	-	-	18	51	18,79

#### 4.4. Correlação entre os diversos factores que influenciam um sistema fotovoltaico

A correlação dos diversos factores com a produção de energia eléctrica nas instalações fotovoltaicas estudadas pode ser visualizada numa matriz apresentada na Figura 4.12. Para criar esta matriz introduziram-se os dados de inclinação, azimute, latitude, idade, área e comprimento de cablagem, área ocupada pelo sombreamento calculada em graus (a partir das figuras obtidas nas simulações, ver Anexo X) e o local geográfico com uma pontuação de 1 até 10 crescente de Norte para Sul.

Pela análise da Figura 4.12 verifica-se que a área de sombreamento tem, em valor absoluto, o maior factor de correlação (0,44) e, por isso, é o que mais influencia a produção de energia eléctrica. Como o seu valor é negativo, isto quer dizer que a produção de energia eléctrica é tanto menor quanto maior for a área de sombreamento. O comprimento da cablagem e a idade da instalação também influenciaram negativamente as instalações, ou seja, quanto maiores foram menor produtividade eléctrica existiu.

Analisando a Figura 4.12 pode-se também concluir que a inclinação também influencia, neste caso positivamente, a produção de energia eléctrica. Esta inclinação pode, em alguns casos, representar uma maior distância entre os painéis e o telhado, permitindo uma maior circulação de ar e conseqüente arrefecimento dos painéis, o que dá origem a um aumento da produtividade. A latitude também influencia positivamente a produtividade dos painéis porque no Norte o seu valor é mais elevado, o que lhe confere na correlação efectuada, um peso superior. Por fim, é de referir que a área e o azimute são os factores que menos influenciaram as instalações estudadas.

Matriz de correlação  
rcrit (±):

0,378 Niv. Sig.: 0,1 Graus Lib: 18

	Inclinação (°)	Azimute (°)	latitude (°)	Idade (meses)	Comp. cablagem(inv.-cont.) (m)	Sombr.	Local geo.	Área (m2)	Produção (média diária -kWh)
Inclinação (°)	1								
Azimute (°)	0,142	1							
latitude (°)	-0,239	0,239	1						
Idade (meses)	-0,357	0,202	<b>0,647</b>	1					
Comp. cablagem(inv.-cont.) (m)	-0,035	0,192	-0,166	-0,203	1				
Sombr.	-0,097	0,005	<b>0,483</b>	<b>0,741</b>	-0,143	1			
Local geo.	0,037	-0,278	<b>-0,931</b>	<b>-0,656</b>	0,267	<b>-0,48</b>	1		
Área (m2)	0,148	-0,163	<b>-0,558</b>	<b>-0,644</b>	<b>0,504</b>	<b>-0,518</b>	<b>0,591</b>	1	
Produção (média diária -kWh)	<b>0,284</b>	<b>-0,061</b>	<b>0,191</b>	<b>-0,365</b>	<b>-0,378</b>	<b>-0,436</b>	<b>-0,171</b>	<b>-0,037</b>	1

Figura 4.12. Matriz de Correlação

#### 4.5. Valores Reais vs Valores Teóricos provenientes de Simulação

Neste tópico será feita uma comparação entre os valores reais de produção de energia eléctrica dos sistemas fotovoltaicos e os valores obtidos nas simulações com Solterm e PV\*SOL pro. No Anexo X (CD-ROM) podem ser consultados os valores mensais e globais de produção de energia de todas as instalações visitadas e os valores mensais de perda ou ganho de energia em percentagem.

##### 4.5.1. Sistemas fixos sem sombreamento

###### ➤ Cliente de Matosinhos

Pela análise da Figura 4.13 verifica-se que os valores de produção de energia eléctrica do sistema fotovoltaico do cliente J. F. são semelhantes aos obtidos por simulação para os meses frios. Durante este período, os valores são baixos e aproximadamente constantes devido à gama máxima de radiação incidente que varia entre os 600 e 700 W/m<sup>2</sup> e à menor quantidade de horas de sol (10 a 11h). Denota-se um acréscimo de produção para os meses Abril, Maio e Junho que se justifica pela posição dos painéis (muito próximos da horizontal). Este cliente tem um valor de produção de energia 10 a 17% superior à esperada (Figura 4.14) pelo PV\*SOL pro e Solterm e que permitiu um total de 1880€.

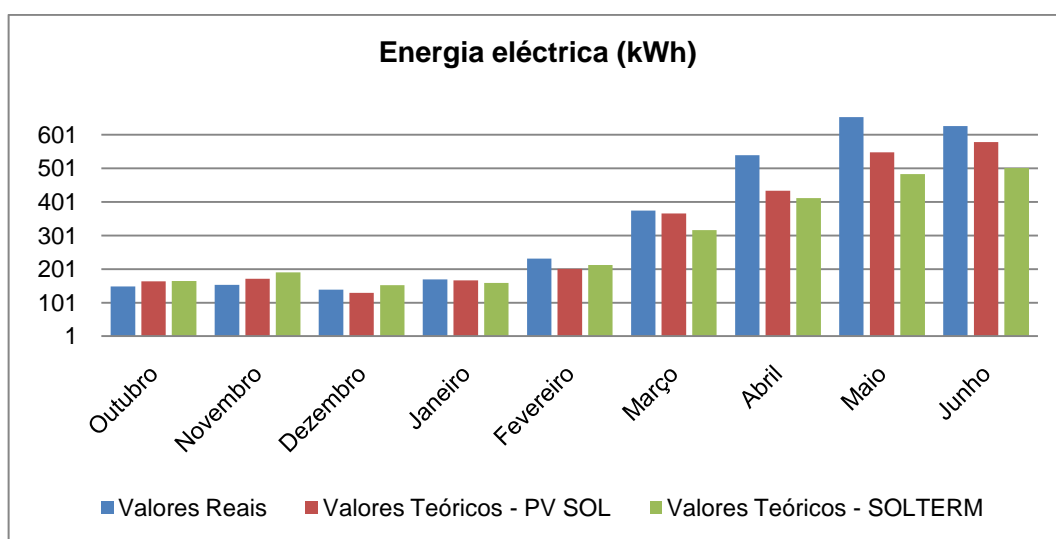


Figura 4.13. Produção mensal do cliente J. F.

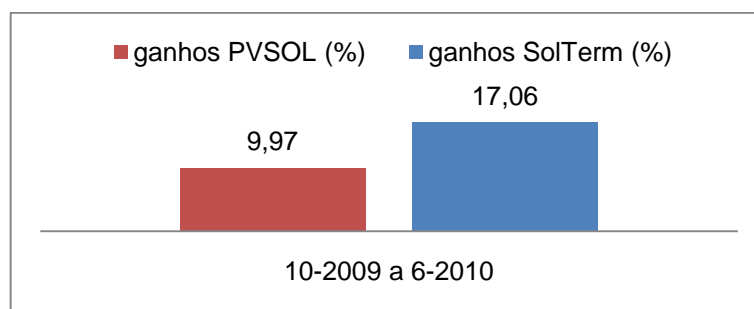


Figura 4.14. Ganhos associados à produção de energia (cliente J. F.)

➤ **Cientes de São João de Ver**

A Figura 4.15 indica que a instalação do cliente A. S. produziu valores superiores aos obtidos por simulação nos meses de Setembro, Outubro e Novembro. A instalação destes painéis é próxima do telhado diminuindo a circulação de ar pela parte anterior dos mesmos, originando nos meses mais quente temperaturas elevadas durante mais tempo, o que influencia negativamente o seu rendimento. De Agosto de 2009 a Maio de 2010, a produção de energia eléctrica desta instalação corresponde a 1918 €, um valor ligeiramente superior ao esperado pelo Solterm e PV\*SOL pro (ver Figura 4.16).

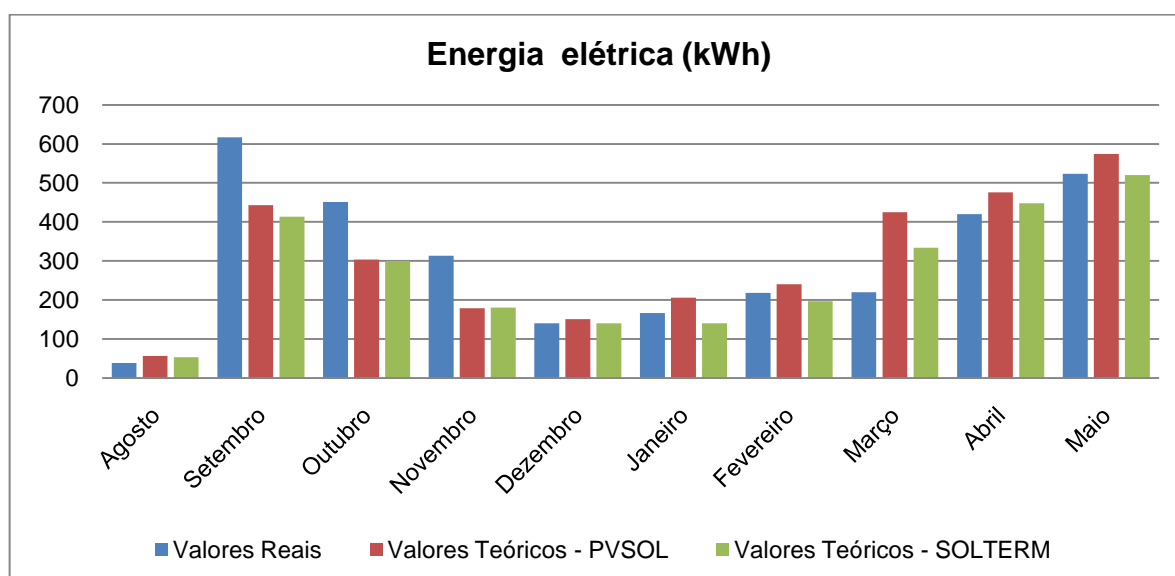


Figura 4.15. Produção mensal do cliente A. S.

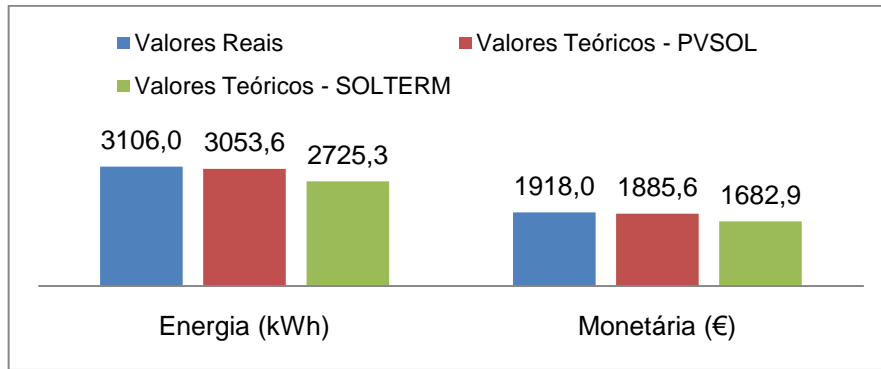


Figura 4.16. Produção desde a data de ligação (cliente A. S.)

➤ **Cientes próximos de Torres Novas**

Nesta secção relacionam-se os valores de energia eléctrica provenientes dos sistemas fotovoltaicos fixos dos clientes de Seiça e Entroncamento. **O cliente A. M.** tem uma produção de energia inferior à esperada nos meses compreendidos entre Setembro e Fevereiro (Figura 4.17.), são os meses mais frios com a conseqüente menor duração dos dias e também porque estando o sol mais baixo o sombreamento é maior, recorde-se que este cliente não tem a devida distância entre fileiras de módulos (ver Tabela 4.1). O sistema de arrefecimento dos painéis introduzido pelo cliente coadjuva a obter os bons resultados.

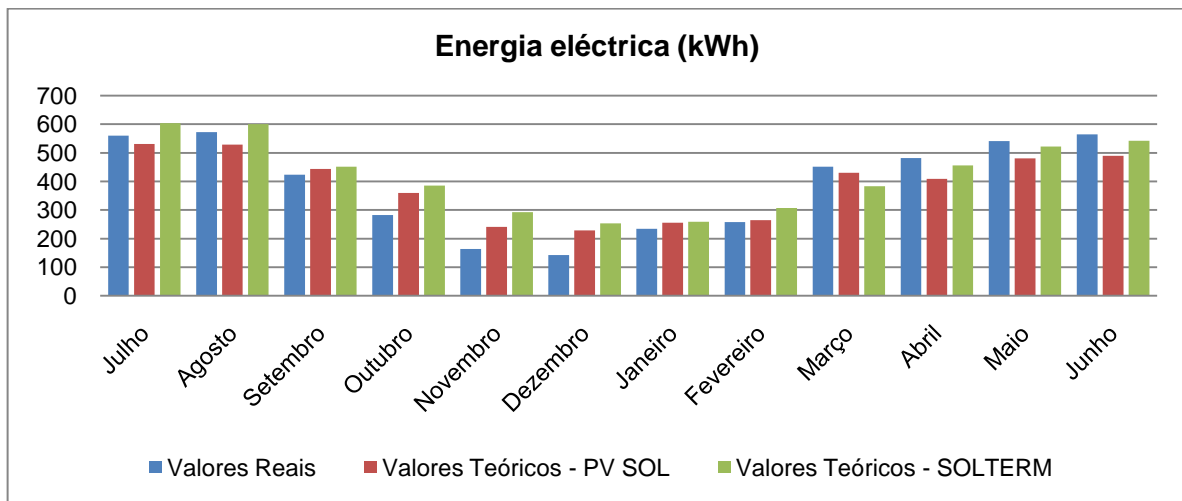


Figura 4.17. Produção mensal do cliente A. M.

Os valores do Solterm foram simulados por defeito porque só é possível fazer o dimensionamento para um número par de painéis, o que quer dizer que foram considerados 14 painéis a sudeste e não 15, no entanto o local climático corresponde exactamente ao da instalação (Entroncamento) e isso é um aspecto positivo. No PV\*SOL pro foram utilizados dados referentes ao concelho de Coimbra, o que peca por defeito na quantidade de radiação solar incidente, Coimbra tem um índice kWh/Wp de 1,48, enquanto no Entroncamento é de 1,54 (Figura

1.12). Esta é a razão por haver uma diferença negativa de 8% em relação às produções mensais reais. No Solterm, para os meses mais quentes há uma ligeira menor produção, mas o valor global é muito idêntico com uma diferença de 0,2% (ver Figura 4.18). Desde o início da instalação do sistema fotovoltaico este cliente já facturou 2887 €.

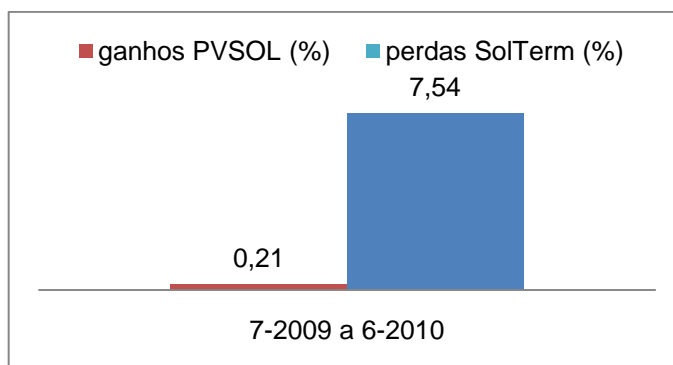


Figura 4.18. Ganho/Perda associados à produção de energia (cliente A. M.)

A instalação do **cliente L. & F.** tem uma estrutura de suporte dos painéis idêntica à do cliente A. M., as fileiras também têm orientações solares diferentes mas estão repartidas em igual número para sudeste e sudoeste. Como a instalação do cliente L. & F. iniciou a sua produção no mês de Março, compararam-se apenas os meses de Março, Abril, Maio e Junho com o cliente A. M. e concluiu-se que este teve uma menor produção (ver Figura 4.17 e 4.19). A instalação do cliente L. & F. tem este resultado favorecido pela marca e modelo dos painéis instalados (MARTIFER/230P), que apresentam o rendimento mais elevado, 14,3% contra 13,7% das restantes marcas e/ou modelos. Nos poucos meses que esta instalação já tem, apresenta ganhos de produção de energia comparativamente aos valores simulados, de aproximadamente 12% em relação ao PV\*SOL pro e 7% em relação ao Solterm (Figura 4.20). A nível monetário o seu valor encontra-se em 1179€. Estes valores vão diminuir quando se considerar os futuros meses mais frios, até porque a colocação das fileiras de painéis teve em consideração a maior rentabilização nos meses quentes (a distância entre fileiras é bastante inferior à distância mínima que evita o maior sombreamento). Pode-se ainda dizer que as perdas associadas ao comprimento da cablagem (27 m) não foram significativas.

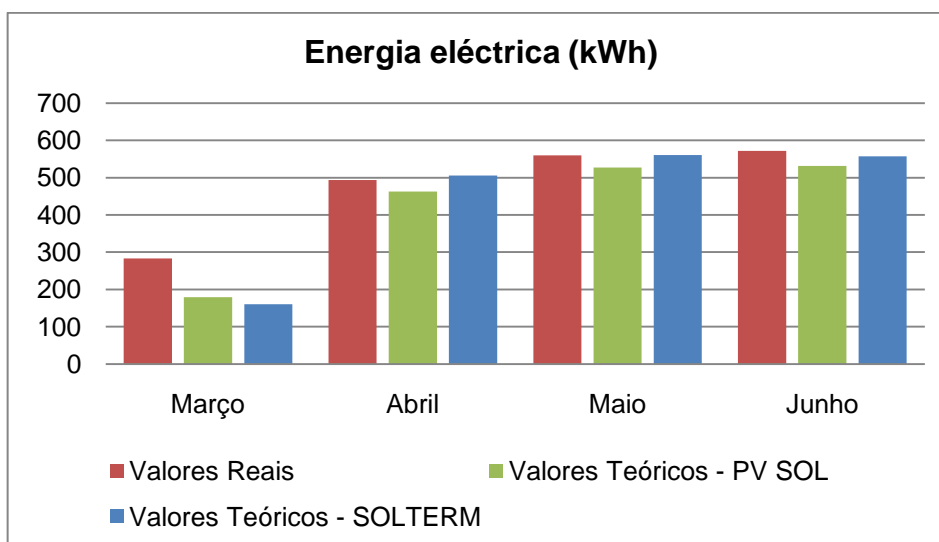


Figura 4.19. Produção mensal do cliente L. & F.

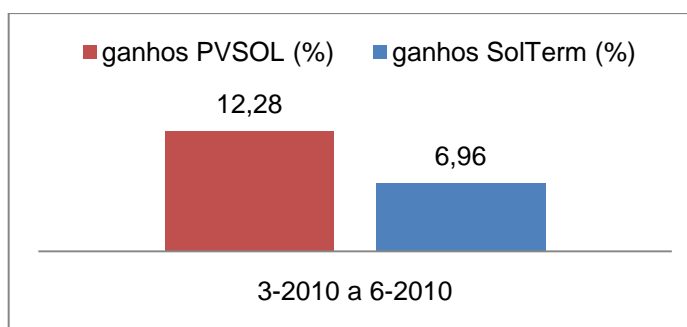


Figura 4.20. Ganhos associados à produção de energia (cliente L. & F.)

#### 4.5.2 Sistemas fixos com sombreamento

##### ➤ Clientes próximos do Porto

A comparação entre os valores dos sistemas fotovoltaicos fixos dos clientes de Fafe e Maia permite concluir que os factores que prejudicam a produção de energia são a distância entre as duas fileiras de painéis e o sombreamento do local (causado por um conjunto de pinheiros) (ver Figura 4.21). O facto de a instalação estar orientada para sudeste faz com que no Verão, para além do sombreamento provocado pelos pinheiros, a 1ª fileira de painéis interfira com a 2ª provocando sombreamento até às 10:30-11:00. Há, por isso, uma interrupção 1,5 a 2 h no período de maior produção de energia (9:00-15:00). Para as restantes épocas do ano a interferência neste período é menor, uma vez que a sombra abandona os painéis por volta das 9:00 e 10:00, para o solstício de Inverno e equinócios, respectivamente. Na 1ª fileira existe sombreamento apenas provocado pelos pinheiros e até durante mais tempo (desde as 8:00-9:00) e este facto justifica-se pela menor inclinação dos seus painéis. Estes resultados podem ser observados na Figura 4.21 dada pelo PV\*SOL pro, a partir das coordenadas de azimute e altitude solar (ver Anexo X em CD-ROM).

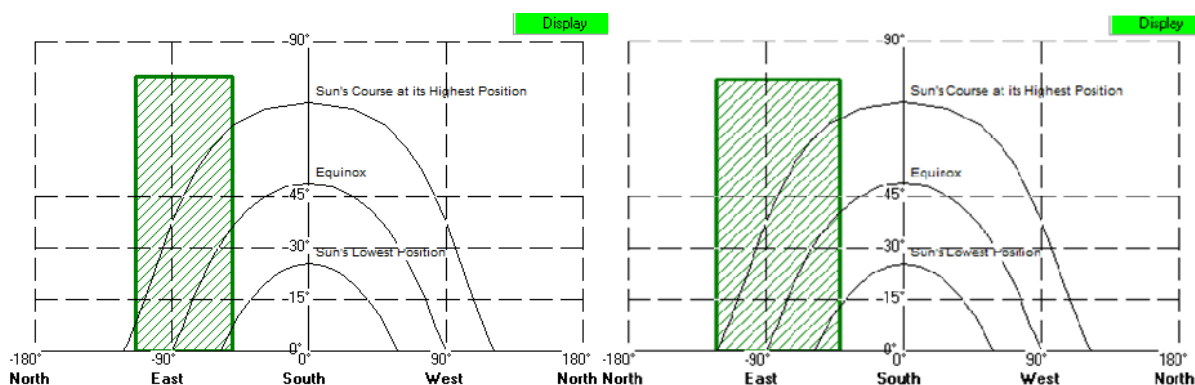


Figura 4.21. Período do ano associado ao sombreamento (1ª e 2ª fileiras)

Nesta instalação existe ainda uma diferença de nível entre a 1ª e 2ª fileira de painéis, em que a 2ª fileira está elevada aproximadamente 20 cm (ver Figura 4.22). esta diferença pode minimizar o sombreamento provocado pela 1ª fileira e contribuir para uma maior produção de energia eléctrica.



Figura 4.22. Diferença de nível

O fácil acesso à instalação faz com que o proprietário a limpe e arrefeça frequentemente com aspersão de água e este factor é fundamental para os ganhos que obtém. Numa análise global o sistema tem uma boa produção de energia (3684€) que se confirma na Figura 4.23 onde a produção real está próxima da estimada pelo PV\*SOL pro. O valor de produção de energia eléctrica é mesmo, relativamente ao Solterm, superior em 29,4% (ver Figura 4.24).

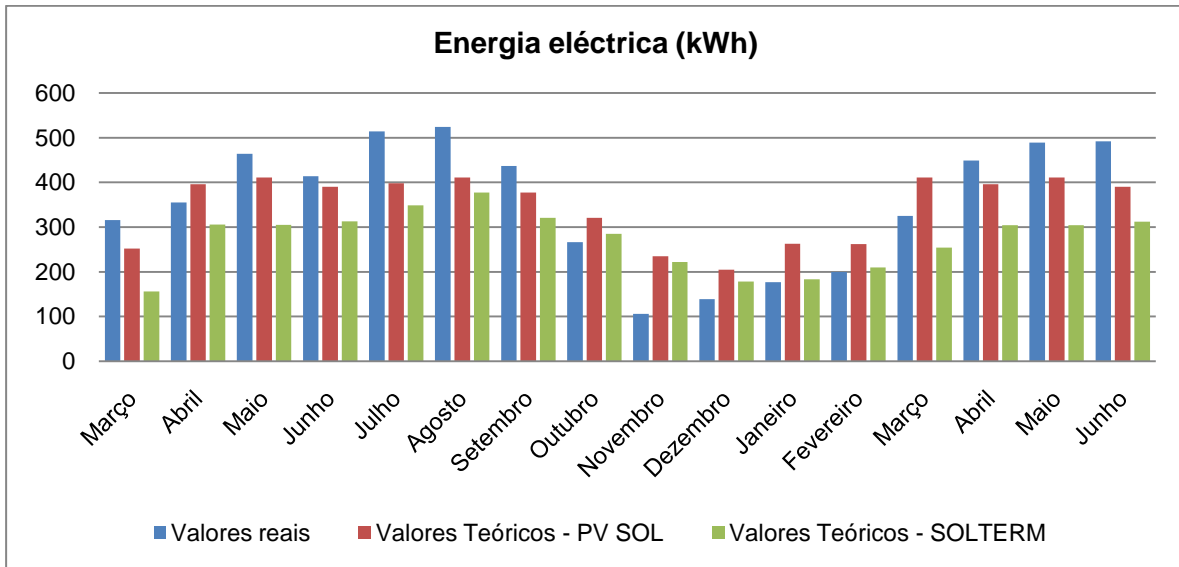


Figura 4.23. Produção mensal do cliente F. T.

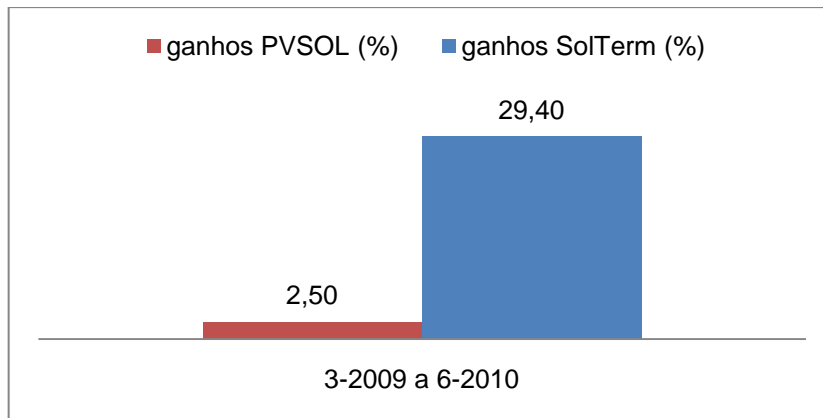


Figura 4.24. Ganhos associados à produção de energia (cliente F. T.)

O **cliente E. P. M. E.** em comparação com o cliente F. T. tem uma produção de energia superior em todos os meses. O factor principal que explica este resultado é o número superior de painéis, pois tem mais 3 painéis, ou seja, pode ter um aumento de 94,5 kWh (considerando 175 Wp, mês de 30 dias, 6h de maior produção). Outro factor que também favorece a instalação do cliente E. P. M. E. é ter menor área de sombreamento, mesmo assim um colector solar (ver Figura 4.26) e a distância entre as fileiras de painéis justificam as poucas diferenças de produção entre Novembro a Janeiro (ver Figura 4.25). Este sistema tem 3 fileiras e as 2 anteriores sofrem sombreamento.

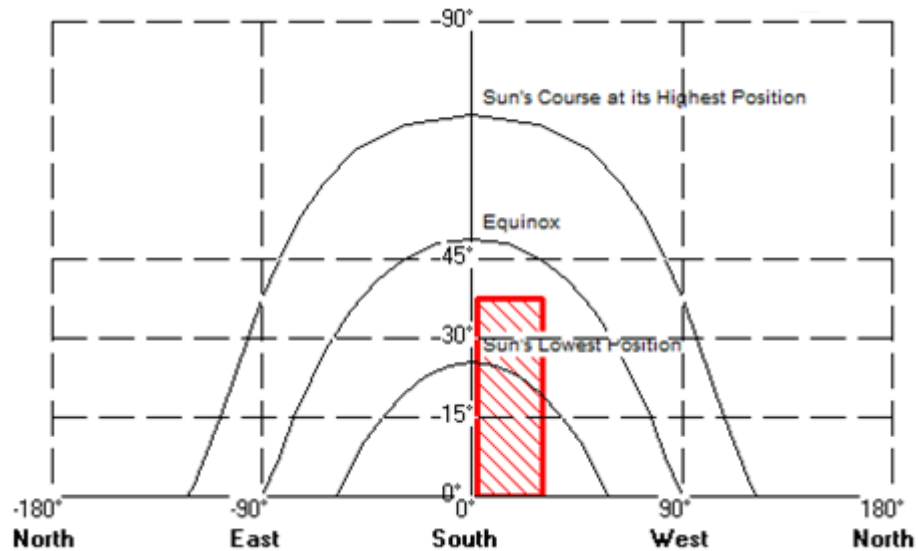


Figura 4.25. Período do ano associado ao sombreamento

É importante focar que a área do sombreamento é assimétrica pois a sua forma assemelha-se a um cavalete, porém os simuladores consideram o valor simétrico e este poderá ser um factor negativo nos valores de produção de energia apresentados na Figura 4.27.



Figura 4.26. Sombreamento do cliente E. P. M. E.

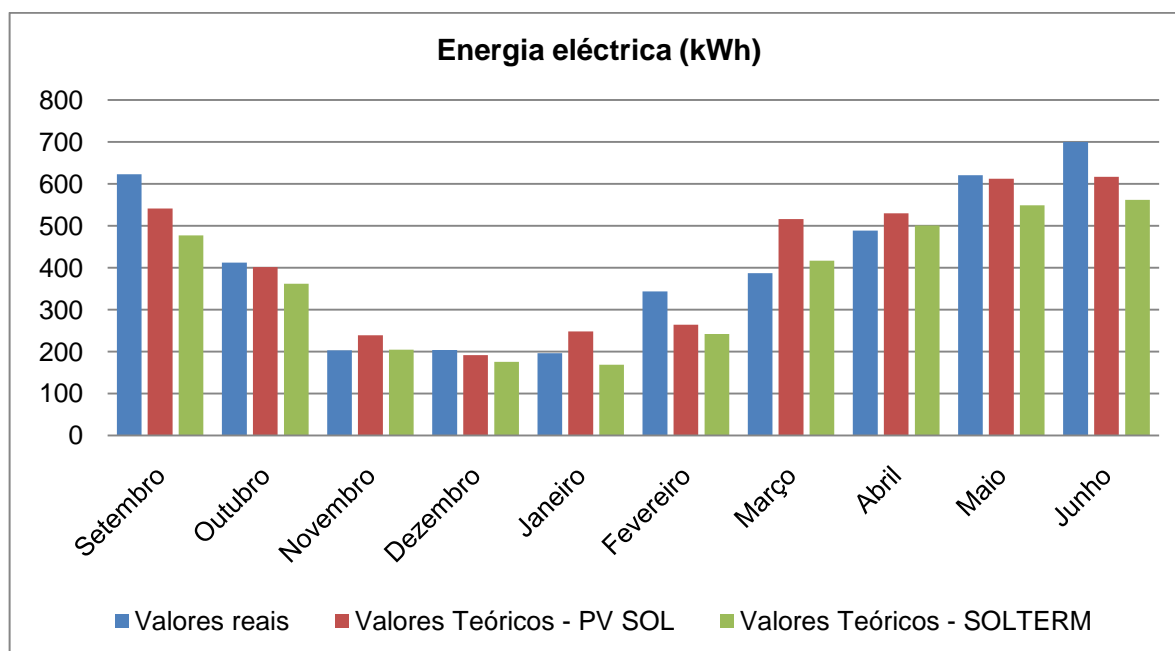


Figura 4.27. Produção mensal do cliente E. P. M. E.

Da Figura seguinte (Figura 4.28) conclui-se que o sistema teve um comportamento esperado, com uma produção global de energia equivalente à estimada pelo PV\*SOL pro e um pouco superior à estimada pelo Solterm. Esta produção de energia está associada a um montante ganho de 2716€.

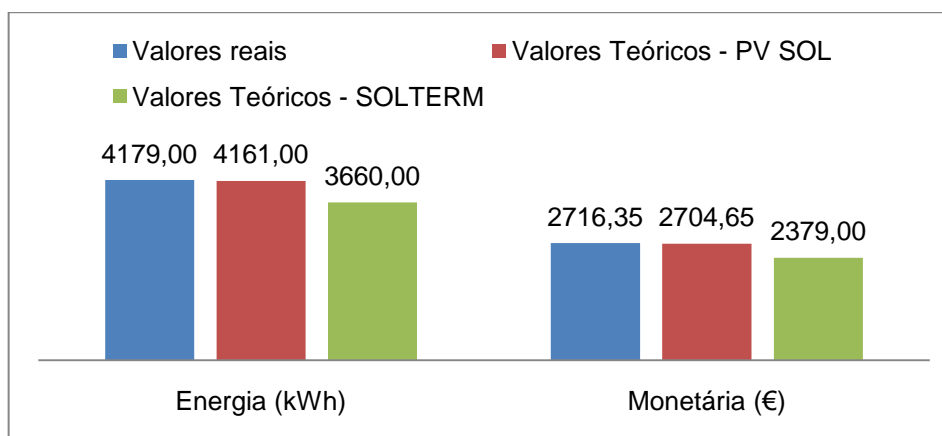


Figura 4.28. Produção desde a data de ligação (cliente E. P. M. E.)

➤ **Cientes próximos de Santa Maria da Feira**

Neste tópico compararam-se os valores de produção do sistema fotovoltaico de Santa Mª da Feira com o de Souto. Na simulação do **cliente M. M.** alguns valores do Solterm são muito diferentes dos apresentados pelo PV\*SOL pro, e aparentemente não há uma forte justificação. No PV\*SOL pro teve-se em consideração o concelho do Porto e no Solterm o concelho da Feira, que têm o mesmo índice kWh/Wp (ver Figura 1.12).

Há obstáculos de sombreamento associados a esta instalação (Figura 4.29) que nos meses de Novembro a Dezembro actuam sobretudo nas horas de maior altitude solar, nos equinócios apenas se fazem sentir no período da tarde. No entanto, pela análise dos meses que estão associados aos equinócios não se denotam valores baixos de produção de energia (Figura 4.30). No mês de Fevereiro está associada a data de arranque da instalação que justifica a variação negativa.

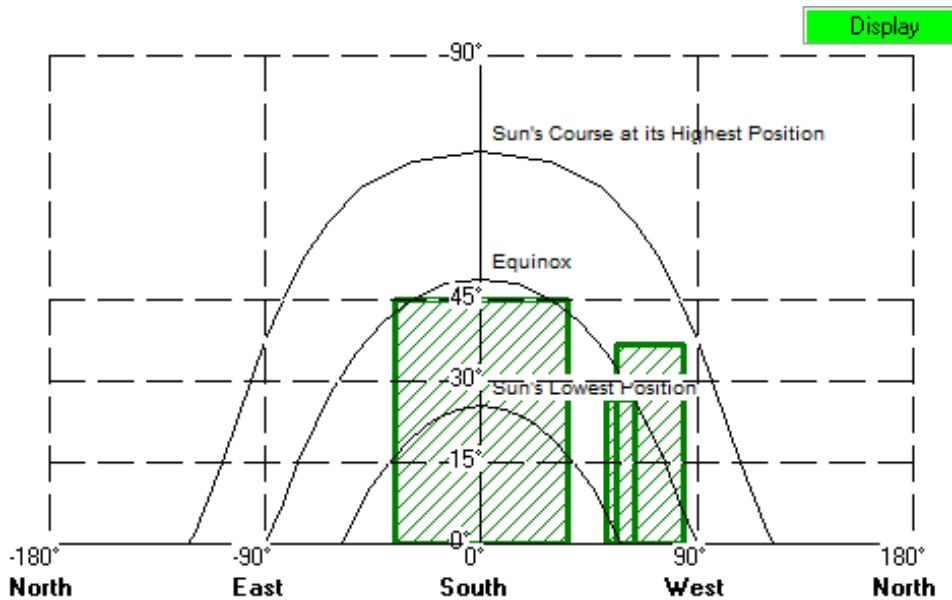


Figura 4.29. Período do ano associado ao sombreamento

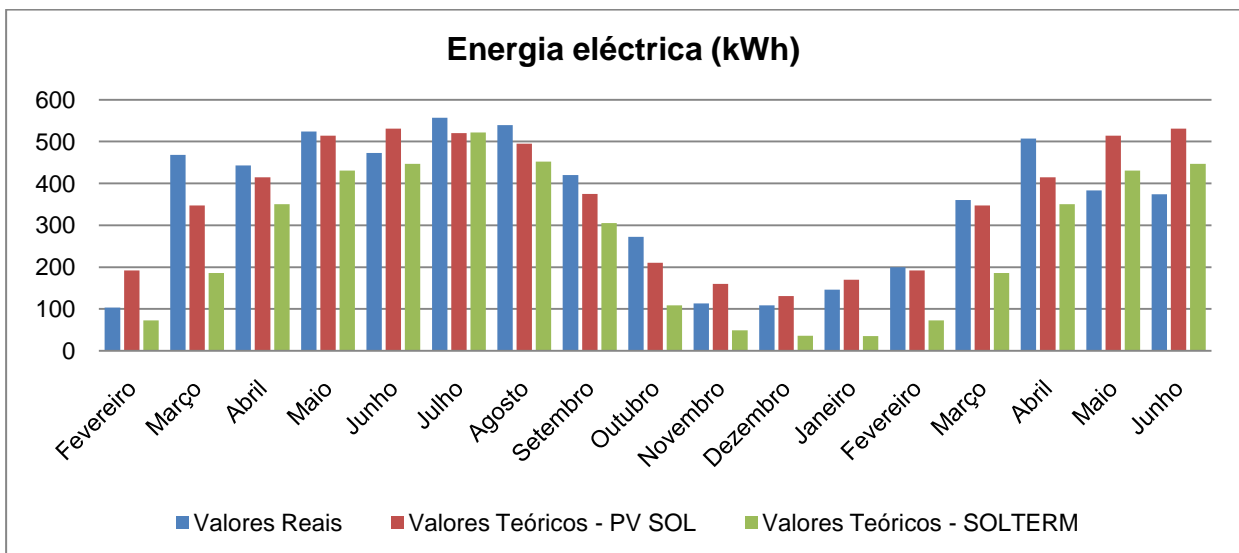


Figura 4.30. Produção mensal do cliente M. M.

O **cliente F. P.** tem uma produção de energia superior à do cliente M. M. com a excepção do mês de Abril, pois apesar de ter um menor número de painéis, a potência pico de cada um é superior (Figura 4.31). Este cliente é o único em que a distância entre fileiras está

sobredimensionada, pois para qualquer época do ano não há sombreamento na 2ª fileira provocado pela 1ª.

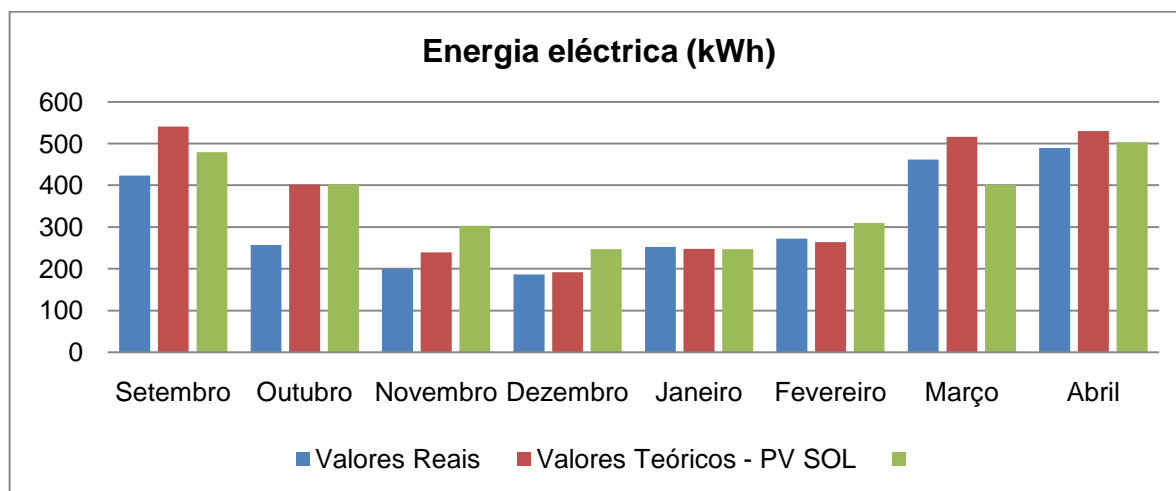


Figura 4.31. Produção mensal do cliente F. P.

O sombreamento desta instalação está entre as duas séries de fileiras, pelo que só pode interferir com a segunda fileira. Nas simulações, por não ser permitida esta análise, obteve-se uma área de sombreamento associada à primeira fileira, que por este motivo faz parte da segunda e não, da primeira fileira. Este sombreamento poderá ser a causa de algumas diferenças na produção de energia eléctrica, mas não explica a totalidade, provavelmente a orientação e inclinação dos painéis são 2 factores adicionais. Como se vê na Figura 4.32, o período da tarde não beneficia a produção de energia desta instalação, principalmente para o conjunto de 12 painéis que deixam de receber radiação directa mais cedo do que os outros dois conjuntos. Repare-se pela Figura 4.32 que este conjunto de painéis está numa água de telhado com um nível ligeiramente inferior e, embora este facto não seja considerado pelos programas de simulação, dá origem a sombreamento. A menor circulação de ar neste conjunto de painéis também pode explicar algumas das diferenças encontradas.



Figura 4.32. Diferença de nível entre as partes que constituem o sistema fotovoltaico do cliente F. P.

Por todas estas razões o cliente produziu níveis de energia inferiores aos esperados, que lhe permitiu adquirir 1569€ (Figura 4.33).

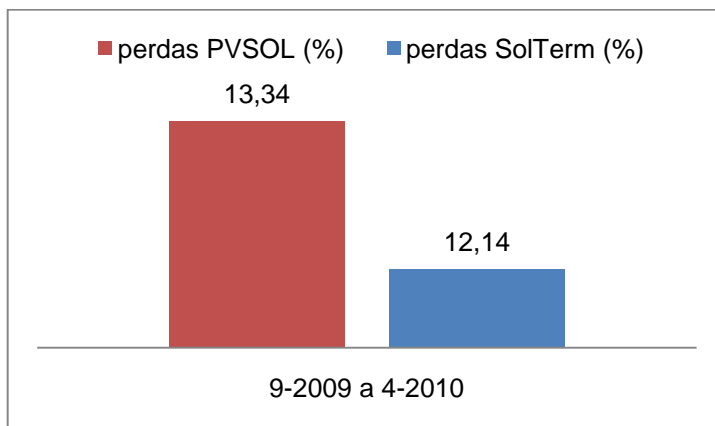


Figura 4.33. Perdas associadas à produção de energia (cliente F. P.)

➤ **Cliente de Tancos**

O **cliente A.** apresenta uma evolução da produção de energia eléctrica positiva com excepção do mês de Fevereiro que sofreu um pequeno decréscimo face ao mês anterior (Figura 4.34). O obstáculo existente é interceptado pelo Sol a oeste, para o período dos equinócios a sua presença é quase inexistente mas no solstício do Verão faz sombra à instalação durante um período mais alargado (final da tarde – Figura 4.35).

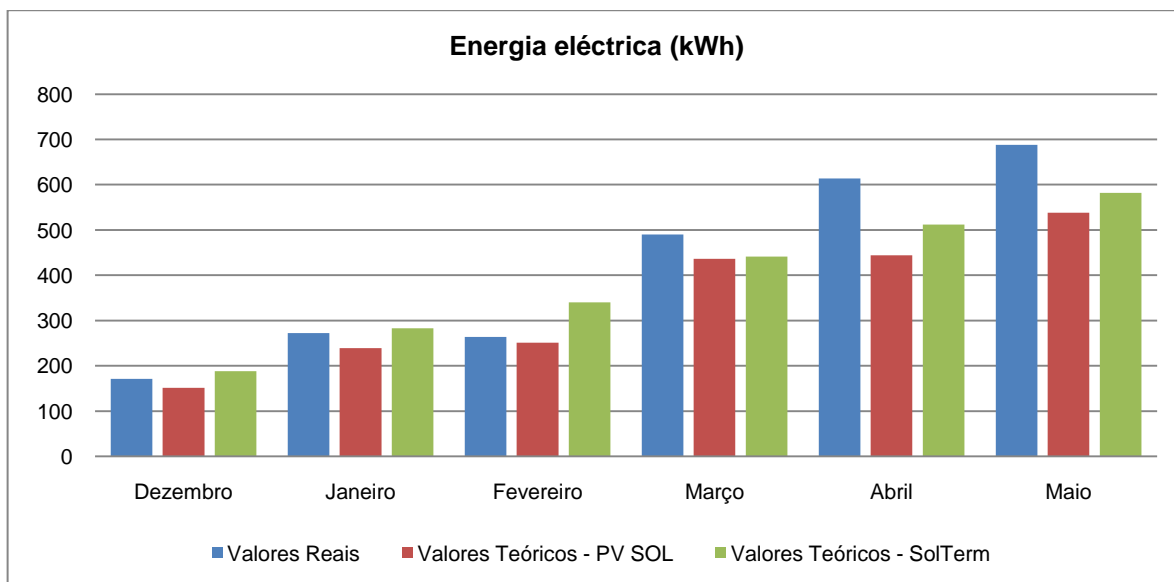


Figura 4.34. Produção mensal do cliente A.

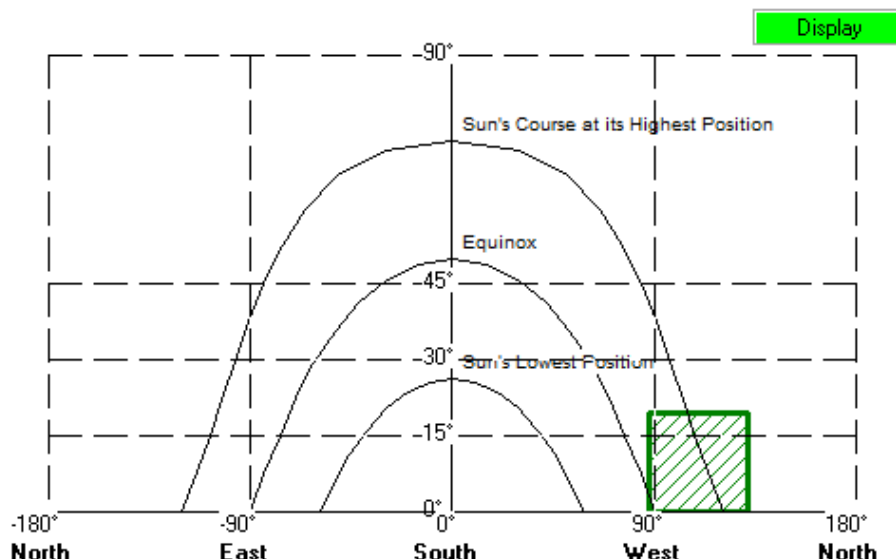


Figura 4.35. Período do ano associado ao sombreamento

A simulação realizada com o PV\*SOL pro, que considera o concelho de Coimbra, tem um índice kWh/Wp inferior ao existente nesta localidade e, por isso, os resultados da simulação são inferiores. Da comparação dos valores reais com a simulação do Solterm verifica-se que este programa também lhe concede ganhos de produção de energia em 6,5%, perfazendo um total equivalente de 1543 €. Por fim, é de assinalar que este cliente tem uma boa eficiência da instalação (14,3%) (ver Figura 4.36), comparativamente com a instalação do cliente L. & F (que tem instalado um sistema fotovoltaico com as mesmas características).

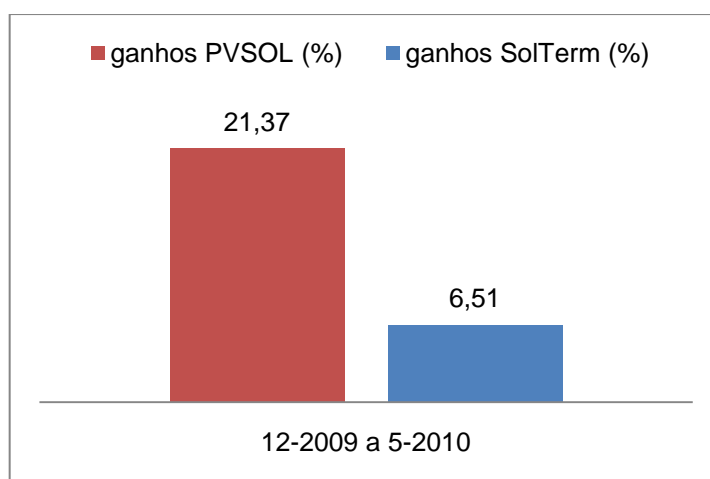


Figura 4.36. Ganhos associados à produção de energia (cliente A.)

#### ➤ Seguidor solar

Uma análise à Figura 4.37 mostra uma baixa eficiência do sistema fotovoltaico com seguidor solar (**cliente L. V.**), pois a sua produção de energia não atingiu os valores esperados. Este sistema é programado em relação a Sul e faz o seu movimento por períodos de tempo, 15

minutos, durante os quais avança 5 graus. Quando atinge a orientação Este e Oeste, assume uma posição vertical e quando está a Sul coloca-se na horizontal. Segundo informação dada por instaladores, a orientação do braço da instalação não apresenta uma diferença significativa (12º para sudeste), capaz de influenciar a produção.

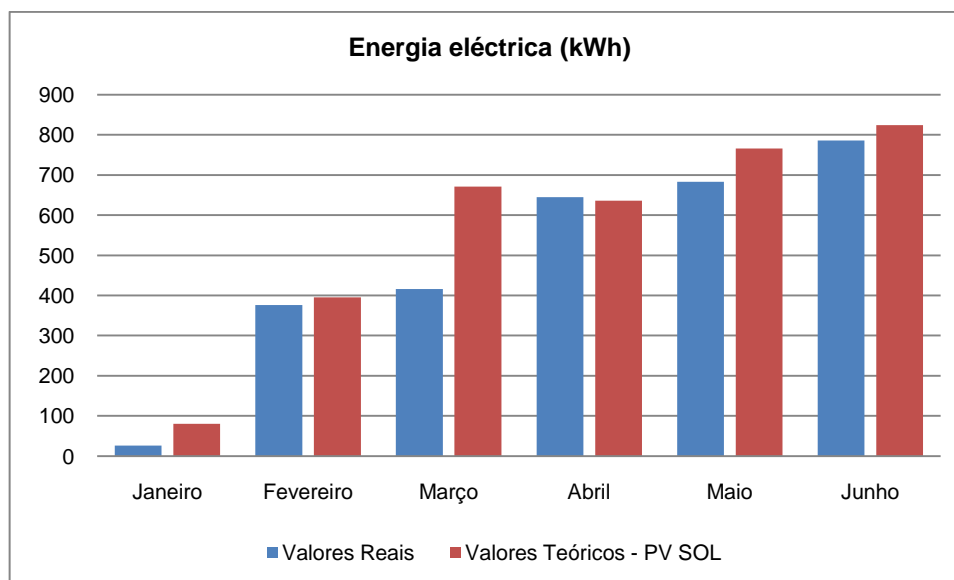


Figura 4.37. Produção mensal do cliente L. V.

As perdas desta instalação (ver Figura 4.38) podem estar associadas a sujidade. Uma informação dada pelo franchisado de torres Novas indica que depois da remoção de pólen se observou no inversor um aumento de 3 kWh na produção instantânea. Este seguidor solar, até à data, permitiu adquirir 1810 € do investimento inicial.

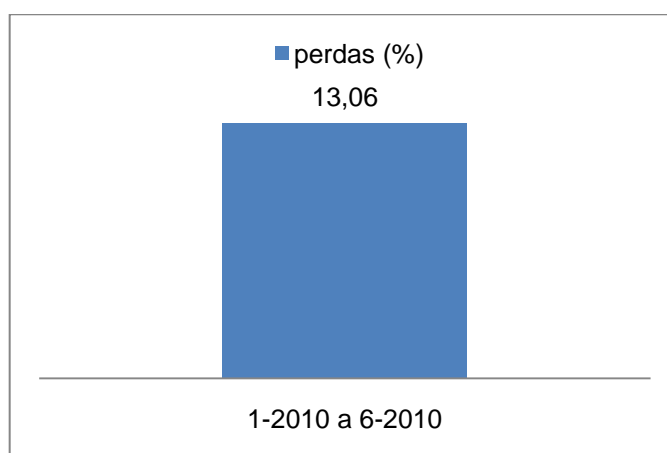


Figura 4.38. Produção desde a data de ligação (cliente L. V.)

### 4.5.3 Produção diminuída devido ao sombreamento

Os valores teóricos obtidos por simulação através do Solterm e do PV\*SOL pro têm como finalidade sensibilizar os clientes para as perdas monetárias e para o aumento do período previsto para o retorno do investimento em função das condições de operação.

#### ➤ Cliente de Fafe

Segundos os resultados das simulações efectuadas à instalação do **cliente F. T.**, no período decorrido até Junho há uma perda global de energia de aproximadamente 17%, ou seja, cerca de 700-800€. As perdas maiores ocorreram nos meses de Outubro a Março, devido às características da instalação (Figura 4.39).

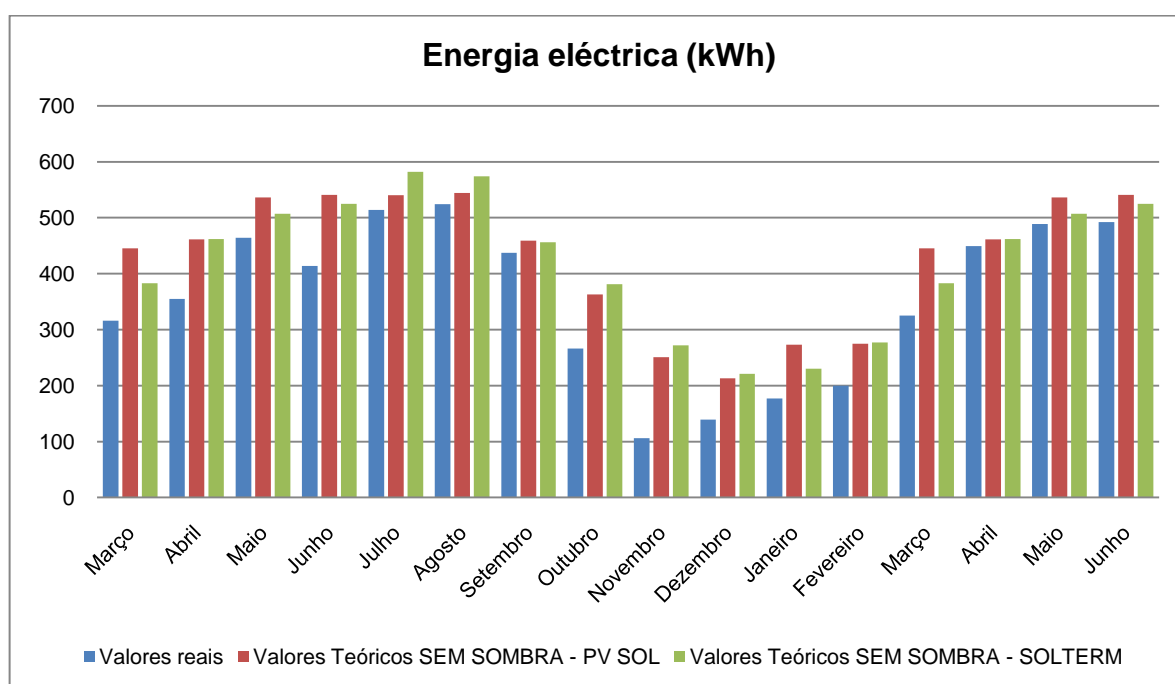


Figura 4.39. Perdas mensais desde a data de ligação (cliente F. T.)

A instalação do **cliente E. P. M. E.** consegue ter produções de energia mensais superiores à simulação efectuada sem sombreamento, talvez porque este ocorre precisamente para os meses em que a instalação tem uma boa exposição solar (Figura 4.40).

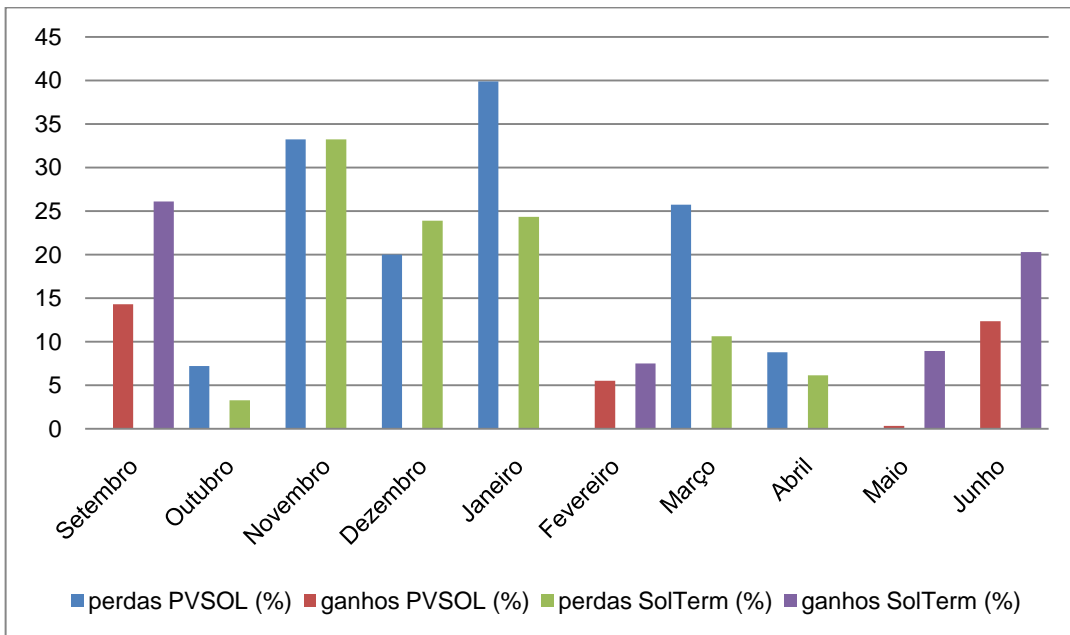


Figura 4.40. Perdas/Ganhos mensais desde a data de ligação (cliente E. P. M. E.)

Esta compensação faz com que o seu valor global de energia produzida seja muito próximo dos resultados dados pela simulação do Solterm, no entanto segundo a simulação do PV\*SOL pro esta instalação poderia ter produzido mais 7% ou seja cerca de 208€ (Figura 4.41).

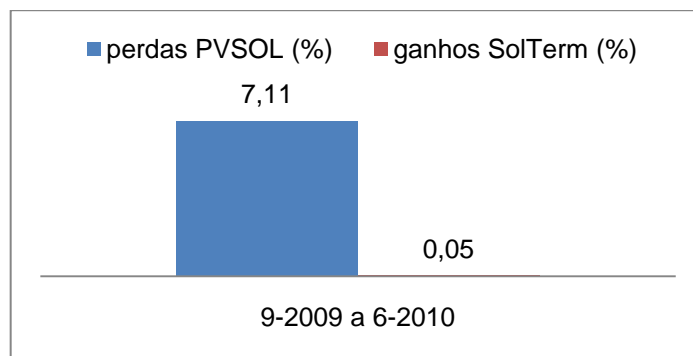


Figura 4.41. Perdas/ganhos desde a data de ligação (cliente E. P. M. E.)

➤ **Cientes próximos de Santa Maria da Feira**

A instalação do cliente M. M. está livre de sombreamento no período de maior incidência solar, ou seja para os equinócios e solstício de Verão (12h), razão pela qual nos meses de Março e Abril possui uma produção de energia superior à simulada. A instalação ocorreu no mês de Fevereiro, razão pela qual as perdas não são tão elevadas. Nos meses restantes as perdas resultam da obstrução associada a esta instalação. Em Maio e Junho para além das perdas por sombreamento há outras associadas à circulação de ar pela base da instalação, que é reduzida e

origina aquecimento da sua temperatura de superfície, (Figura 4.42). A temperatura máxima nestes meses foi de 21 a 25°C (fonte: INMG).

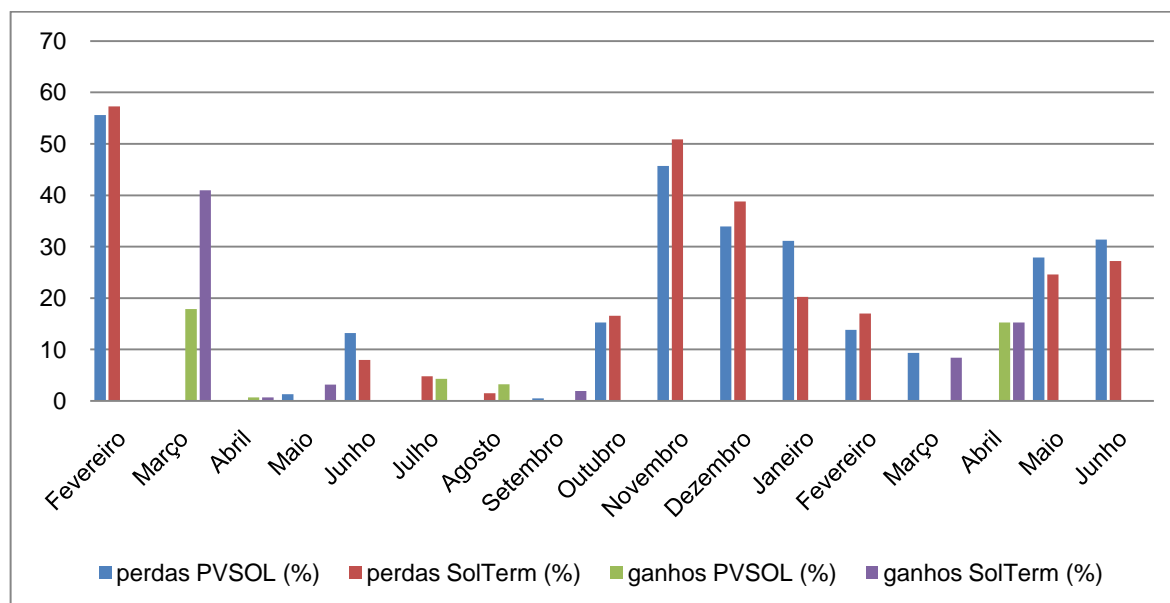


Figura 4.42. Perdas/ganhos desde a data de ligação (cliente M. M.)

Segundo os dados desta simulação o cliente já recuperou 3894€, valor 8 a 10% inferior ao que poderia ter recuperado (Figura 4.43).

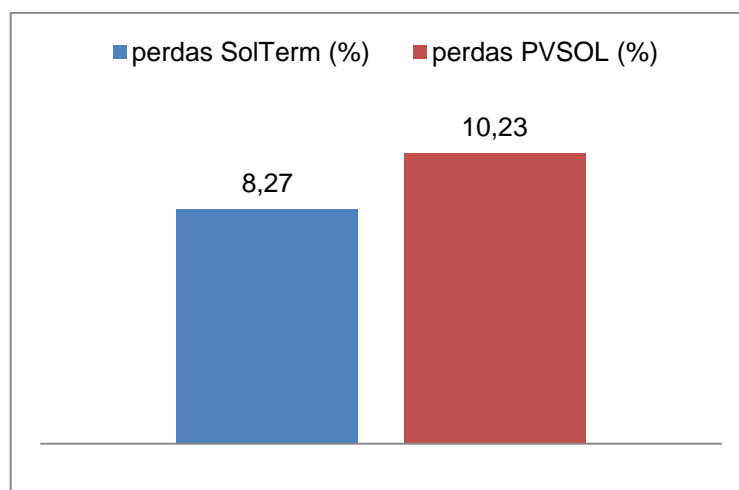


Figura 4.43. Perdas desde a data de ligação (cliente M. M.)

As perdas elevadas da instalação do **cliente F. P.** não estão associadas ao sombreamento, mas à forma como foi instalado o sistema fotovoltaico. O período da tarde influencia negativamente a produção nesta instalação.

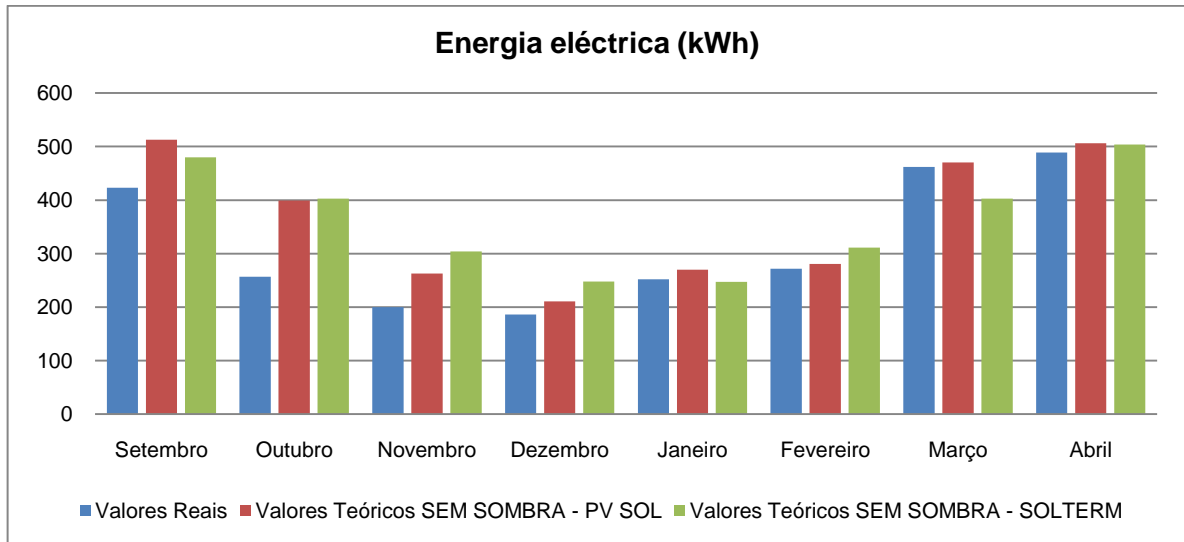


Figura 4.44. Produção mensal sem sombreamento (cliente F. P.)

Os valores de energia eléctrica do sistema fotovoltaico sem sombreamento apresentados na Figuras 4.44 são ligeiramente superiores aos valores da Figura 4.31 (valores de produção mensal com sombreamento) apenas no período de Dezembro e Janeiro (Figura 4.45).

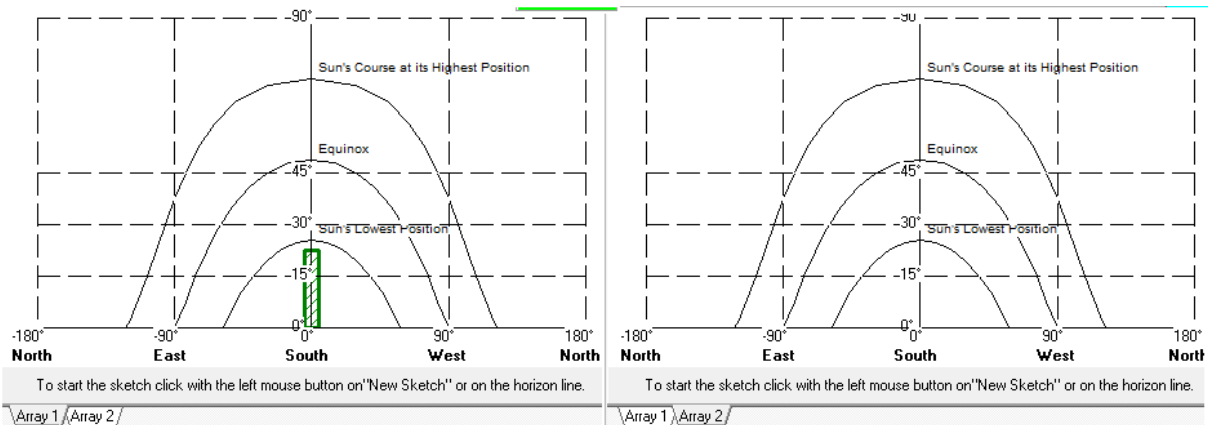


Figura 4.45. Período do ano associado ao sombreamento (imagem à direita-1ªfileira/imagem à esquerda-2ªfileira)

➤ **Clientes próximos de Torres Novas**

Apesar de existir sombreamento que afecta a instalação do **cliente A.**, este atingiu valores de produção superiores a valores simulados para ausência de obstruções (ver Figura 4.46). No global, quer isto dizer que durante estes 6 meses de produção teve uma mais-valia no valor de 100 € (ver Figura 4.47). Os valores apresentados pelo PV\*SOL pro são inferiores devido aos dados climáticos usados na simulação.

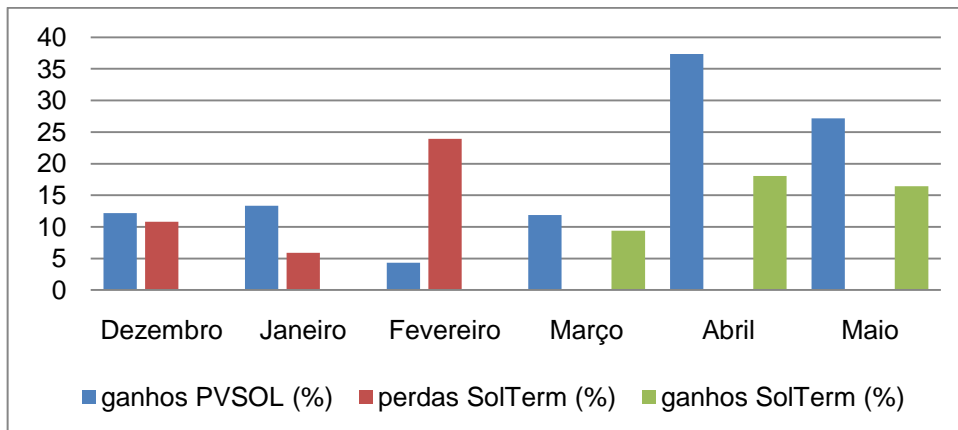


Figura 4.46. Perdas mensais desde a data de ligação (cliente A.)

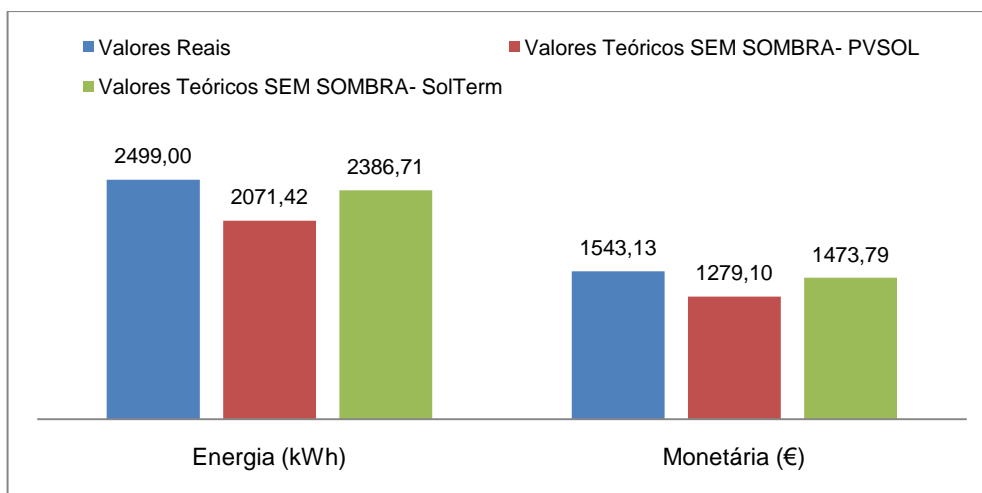


Figura 4.47. Produção global desde a data de ligação (cliente A.)

#### 4.5.4 Produção perdida pela menor circulação de ar sob os painéis

A falta de ventilação sob os painéis provoca temperaturas mais elevadas na sua superfície, o que prejudica, principalmente nos meses mais quentes, a eficiência dos painéis. Comparando as 3 instalações que estão nesta condição, verifica-se que durante o período de produção as perdas atingiram valores de 120, 343 e 90 kWh (Figuras 4.48, 4.49 e 4.50).

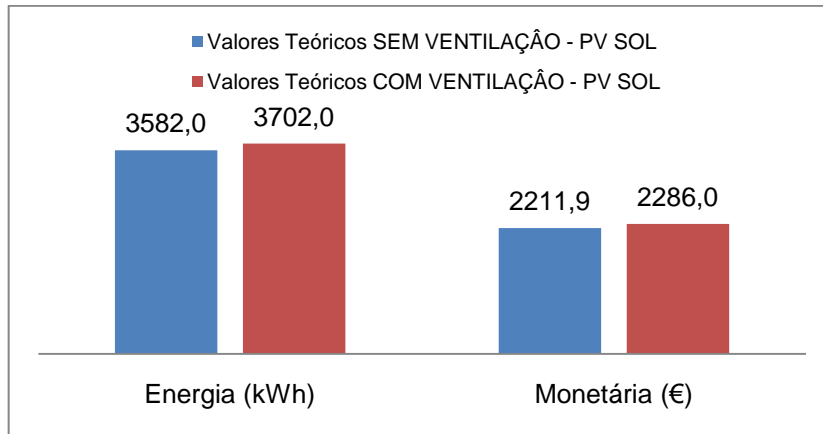


Figura 4.48. Perdas globais devido a uma menor circulação de ar sob os painéis (cliente A. S.)

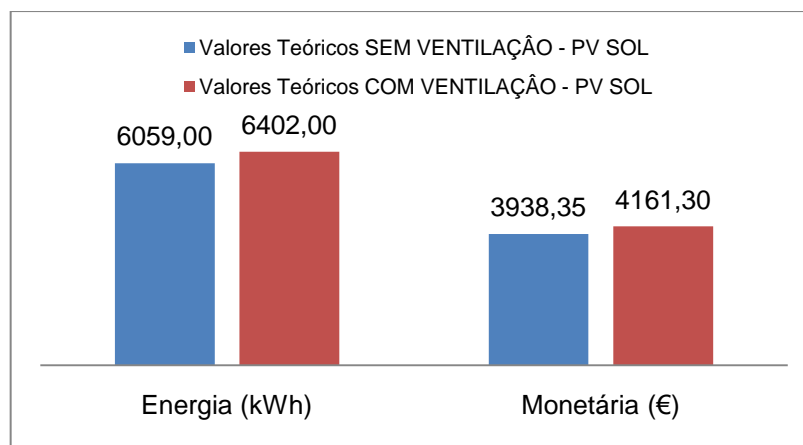


Figura 4.49. Perdas globais devido a uma menor circulação de ar sob os painéis (cliente M. M.)

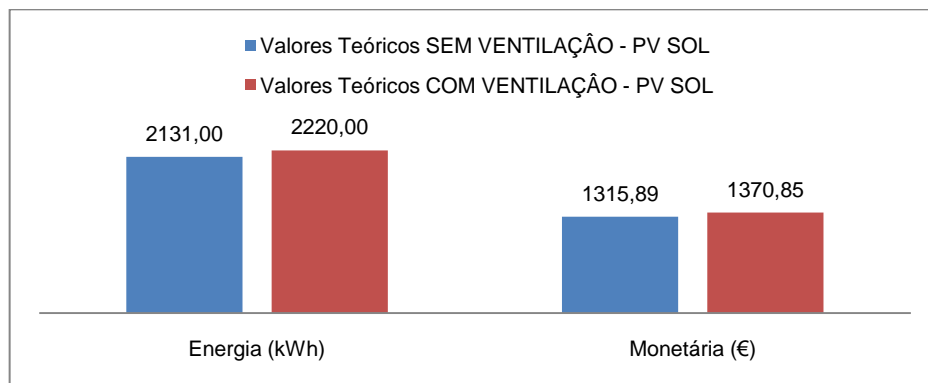


Figura 4.50. Perdas globais devido a uma menor circulação de ar sob os painéis (cliente A.)

#### 4.6 Nº de horas de sol pico

##### ➤ Instalações sem sombreamento

A análise das figuras 4.51 a 4.54 indica que para os três pontos geográficos estudados são excedidas as 5 h de sol pico por dia. A instalação do cliente J. F. beneficia das suas características de Abril a Junho, recebendo elevadas quantidades de radiação solar por dia, no entanto para os meses mais frios a incidência de radiação solar equivalente teve valores baixos e aproximadamente constantes. Os restantes clientes com excepção do cliente L. & F. têm variações homogéneas de radiação solar de acordo com as estações do ano. O cliente L. & F. iniciou a sua produção em Março, e desde então o período de insolação tem vindo aumentar com o decorrer dos meses, o que se reflecte no seu nº de horas de sol pico.

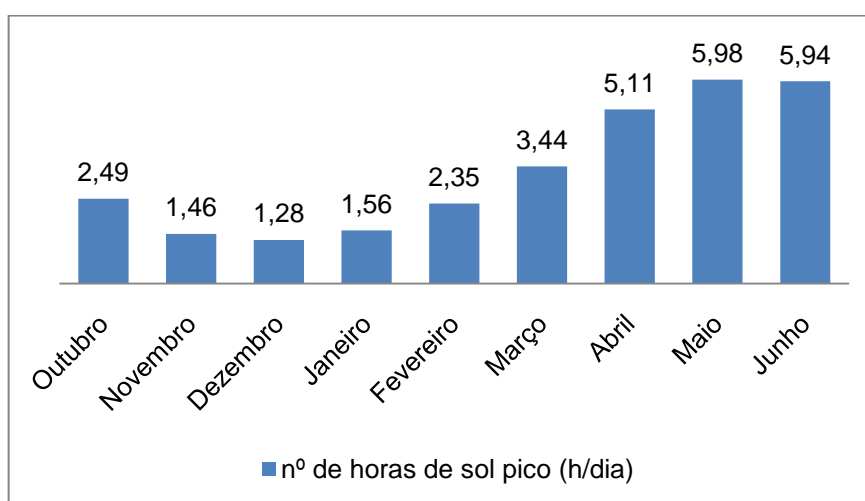


Figura 4.51. Variação do nº de horas de sol pico incidentes nos sistemas fotovoltaicos (cliente J. F.)

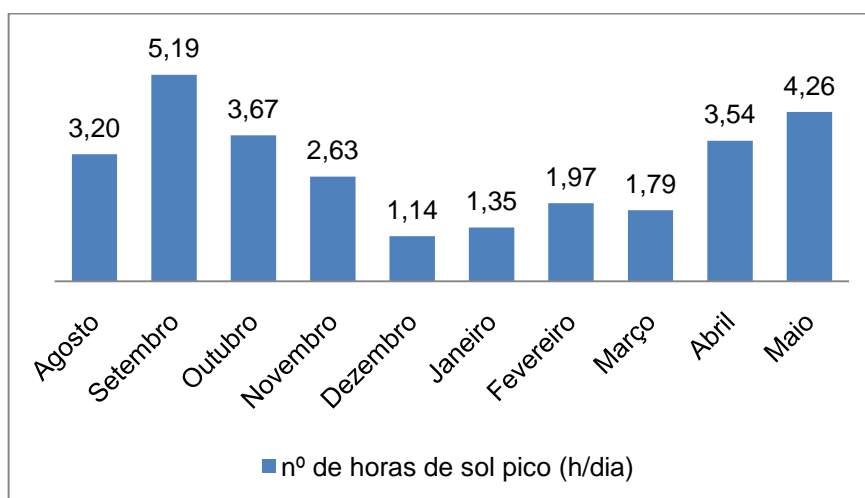


Figura 4.52. Variação do nº de horas de sol pico incidentes nos sistemas fotovoltaicos (cliente A. S.)

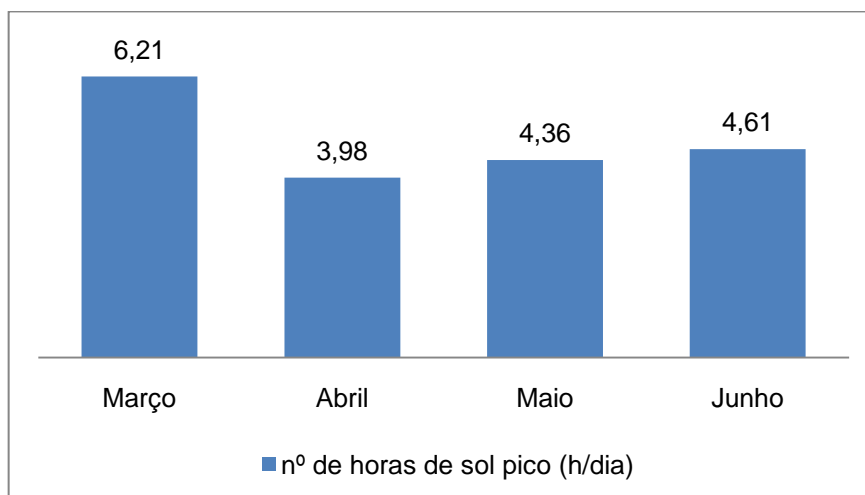


Figura 4.53. Variação do nº de horas de sol pico incidentes nos sistemas fotovoltaicos (cliente L. & F.)

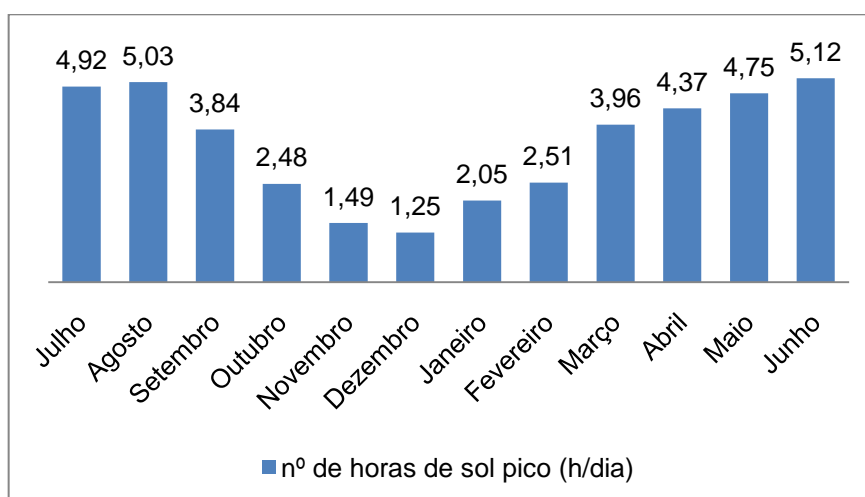


Figura 4.54. Variação do nº de horas de sol pico incidentes nos sistemas fotovoltaicos (cliente A. M.)

➤ **Instalações com sombreamento**

A instalação do cliente F. P. é a que apresenta maior perda devido ao sombreamento. As instalações dos clientes F. T. e M. M. apresentam os períodos de sombreamento mais extensos e como tal o nº de horas de sol pico que recebem reflectem-se em valores máximos de 4,12 e 4,89. Os valores mais elevados pertencem a meses quentes de Junho e Maio e correspondem às instalações dos clientes E. P. M. E. e A., pois têm uma boa insolação no período que inclui o solstício do verão (ver Figuras 4.55 a 4.59).

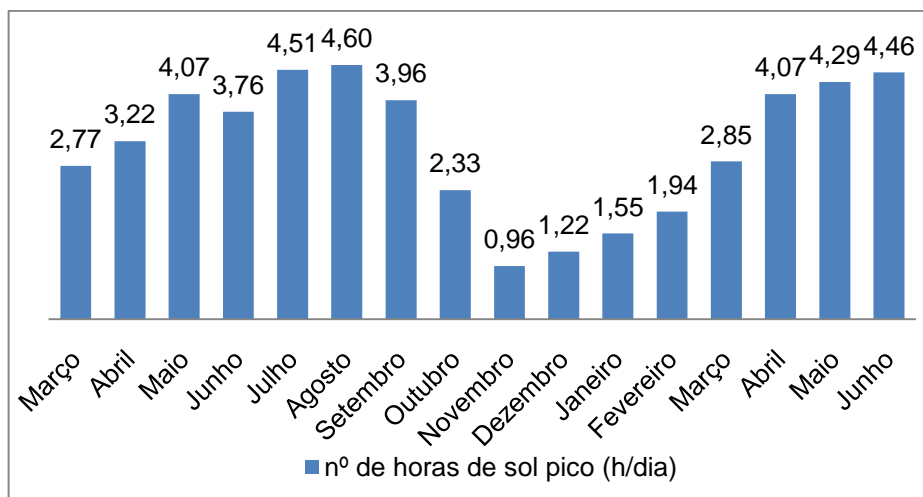


Figura 4.55. Variação do nº de horas de sol pico incidentes nos sistemas fotovoltaicos (cliente F. T.)

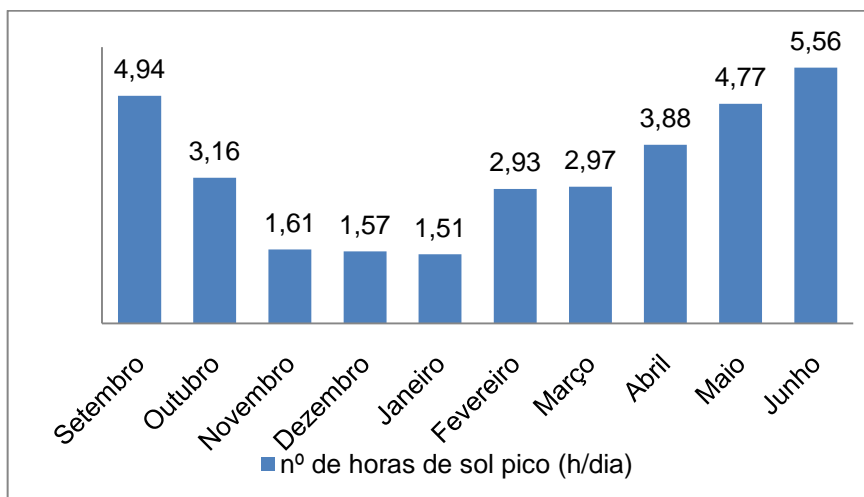


Figura 4.56. Variação do nº de horas de sol pico incidentes nos sistemas fotovoltaicos (cliente E. P. M. E.)

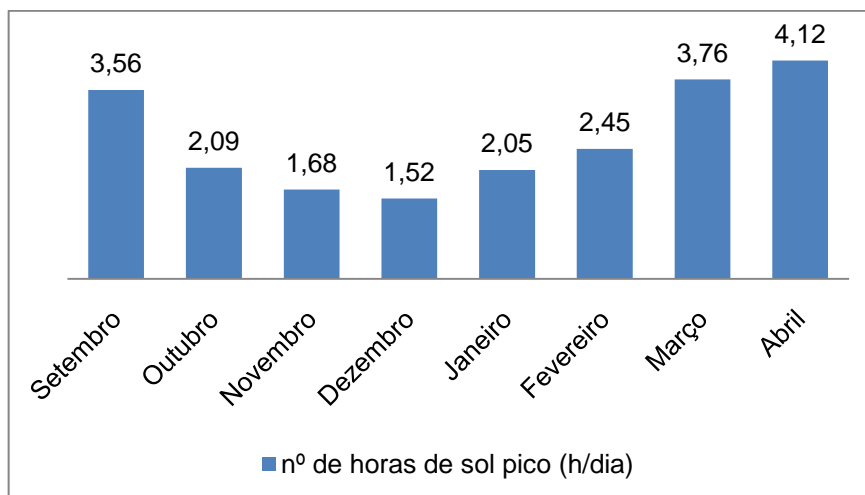


Figura 4.57. Variação do nº de horas de sol pico incidentes nos sistemas fotovoltaicos (cliente F. P.)

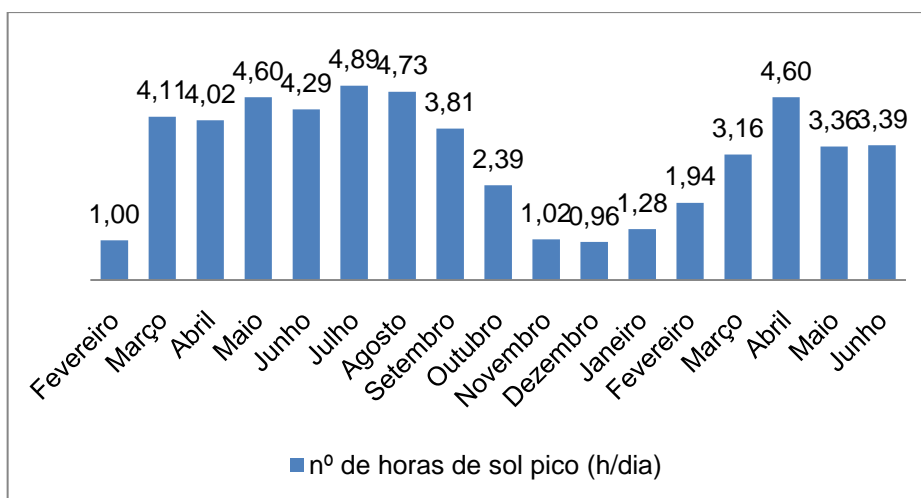


Figura 4.58. Variação do nº de horas de sol pico incidentes nos sistemas fotovoltaicos (cliente M. M.)

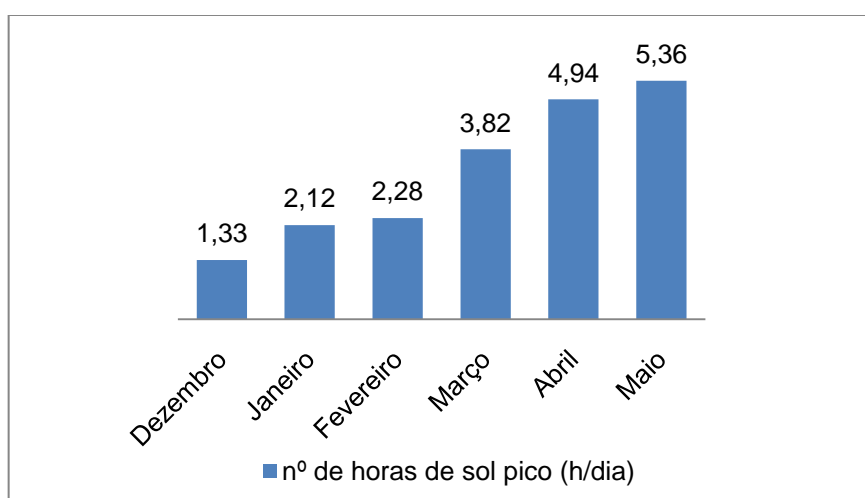


Figura 4.59. Variação do nº de horas de sol pico incidentes nos sistemas fotovoltaicos (cliente A.)

### ➤ Seguidor Solar

O período de funcionamento do seguidor solar está associado a um gradual aumento da duração dos dias, o que se reflecte nos seus valores de hora de sol pico (Figura 4.71). O seu movimento diário possibilita-lhe atingir valores superiores em todos os meses, comparativamente aos sistemas fixos.

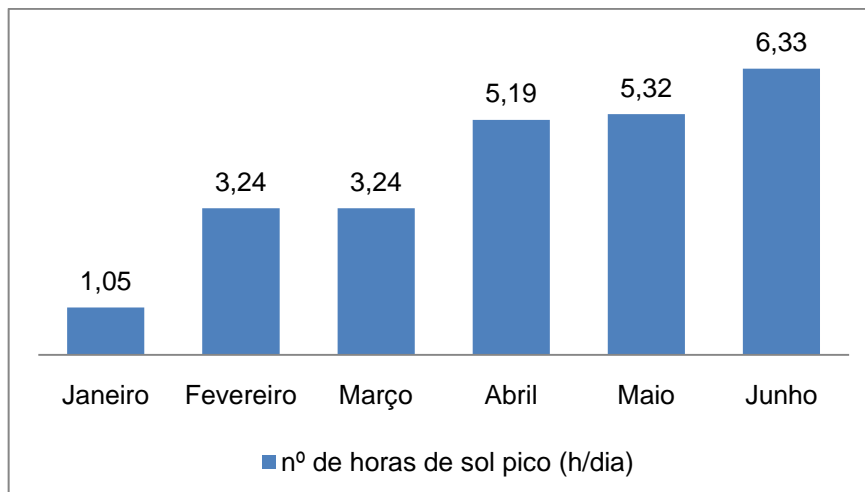


Figura 4.60. Variação do nº de horas de sol pico incidentes nos sistemas fotovoltaicos (cliente L. V.)

## 4.7 Optimização (aplicação do modelo matemático simplificado)

Um programa em MATLAB (software de cálculo matricial) capaz de maximizar a produção de energia eléctrica em qualquer instalação fotovoltaica foi desenvolvido. As duas variáveis de decisão neste programa foram a inclinação e o azimute do painel. Os dados de radiação solar necessários ao programa foram adquiridos ao INMG e permitiram conhecer o que as instalações poderiam ter produzido e o respectivo acréscimo monetário. O programa calcula a radiação incidente no painel para determinada inclinação e azimute óptimos, tendo em conta as propriedades eléctricas do sistema fotovoltaico.

Aplicou-se este programa a 3 instalações, Matosinhos, São João de Ver e Tancos, para obter resultados em diferentes disposições geográficas. Em cada uma das 3 optimizações foi necessário introduzir o nº de dias em valor acumulativo (para o período que se pretende optimizar), dados de radiação solar em superfície horizontal (dados climáticos de Porto, Arouca e Tomar) nesse período de tempo, temperatura ambiente e ângulo horário (ver Anexo X em CD-ROM). Além destes dados são necessários os valores de referência de intensidade de corrente máxima e curto-circuito, de tensão máxima e circuito-aberto, o nº de painéis, nº de células em série, temperatura de operação normal dos painéis e latitude.

O período de optimização compreende os meses de Julho a Junho e os valores obtidos para o cliente J. F., A. S. e A. estão na tabela 4.4.

Tabela 4.4. Valores de optimização obtidos em MATLAB

Cientes	Azimute (°)	Inclinação (°)	Excesso de energia produzida (%)	Ganho monetário (€/ano)
J. F.	28,54	35,51	16,25	437,14
A.S.	14,73	34,07	8,45	73,96
A.	34,33	35,55	3,69	108,5

Pela análise da tabela 4.4, verificamos que a inclinação para Portugal compreende o valor médio de 35° e que o azimute para qualquer latitude assume uma posição entre sul e sudoeste. Se estas instalações fotovoltaicas tivessem sido instaladas de acordo com as condições óptimas, teriam uma produção de energia eléctrica superior 3,69 a 16,25%, que permitiria aos seus proprietários um acréscimo monetário de aproximadamente 74 a 440€.

#### 4.8 Toneladas equivalentes de petróleo evitadas

No cálculo das toneladas equivalentes de petróleo (tep evitadas) de acordo com o Despacho nº 17313/2008 considera-se que o  $\eta_{\text{eléctrico}}=0,4$  pelo que  $1 \text{ kWh}=215 \times 10^{-6} \text{ tep}$ . No conjunto das instalações com sombreamento estudadas existem duas que estão a produzir há mais de 1 ano e, por este motivo, contribuíram para uma maior quantidade de tep evitadas. As 10 instalações já produziram 36500 kWh, uma quantidade de energia limpa equivalente a 8,01 tep (8010 kgep) (Tabelas 4.5 e 4.6).

Tabela 4.5. Tep evitados pelos sistemas fixos sem sombreamento e seguidor solar

Cientes	Tep
J. F.	0,65
A. S.	0,67
A. M.	1,01
L. & F.	0,55
L. V.	0,63
<b>Total (fixos)</b>	<b>2,88</b>
<b>Total</b>	<b>3,51</b>

Tabela 4.6. Tep evitados pelos sistemas fixos com sombreamento

Cientes	Tep
F. T.	1,22
E. P. M. E.	0,90
M. M.	1,29
F. P.	0,55
A.	0,54
<b>Total</b>	<b>4,50</b>

## 5º Capítulo. Conclusões

Os valores reais de produção de energia eléctrica em 10 instalações fotovoltaicas existentes no Norte e Centro de Portugal foram comparados com valores previstos por 2 softwares de simulação (PV\*SOL pro e Solterm). Os resultados dessa comparação, assim como os obtidos por uma matriz de correlação entre os factores que influenciam a produção eléctrica dum sistema fotovoltaico, permitiram concluir que o sombreamento é o factor de maior influência negativa. As perdas máximas de rendimento (dependendo das condições de funcionamento) foram cerca de 18%, o que equivale a uma perda monetária que pode chegar aos 800€, e mínimas de 7% com o valor a chegar aos 200 €, aproximadamente.

Outro factor que influencia negativamente a produção de energia eléctrica fotovoltaica é a distância que existe entre o telhado e os painéis, isto porque diminui a circular de ar natural e impede o arrefecimento das suas superfícies. As simulações que determinaram a influência desta diminuição da circulação de ar sob os painéis deram a conhecer que as diminuições são na ordem dos 3 a 5%.

A utilização do modelo matemático simplificado permite conhecer que a produção de energia eléctrica é tanto maior quanto maior for a radiação incidente sobre a superfície dos painéis. Sabe-se que a incidência de radiação solar aumenta com a redução da latitude, independentemente de o azimute estar para Este ou Oeste.

De uma forma geral os sistemas fotovoltaicos estudados obtiveram uma boa eficiência (10 a 14%) sobretudo nos meses de maior calor, pois apresentaram números de hora de sol pico próximos de 6, o que significa que a sua produção é máxima no período de maior incidência solar.

Em Portugal as condições óptimas para implementar um sistema fotovoltaico recaem sobre o valor médio de 35º para a inclinação e o azimute assume a posição sul – sudoeste independentemente da latitude. Estas condições óptimas permitiriam um acréscimo de 3,69 a 16,25% na produção de energia eléctrica das três instalações utilizadas, que equivalem a valores monetários de aproximadamente 74 a 440€/ano.

A energia eléctrica produzida por estes 10 sistemas fotovoltaicos já evitou o consumo de 8,01 toneladas equivalentes de petróleo.



## Bibliografia

### Livros

- [1] Branco, M. Samuel, 2008. *Energia e meio ambiente*. Editora Moderna, Brasil.
- [14] Morais, Josué, 2009. *Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Prática*. Engebook – Conteúdos de Engenharia e Gestão, Lda., Porto.
- [15] Maldonado, Eduardo. 1994. *Apontamentos sobre Recursos Solares*. Mestrado em Energia Térmica. FEUP – Porto.
- [25] Patel, R. Mukund, 1999. *Wind and Solar Power Systems*. CRC Press, New York.
- [27] Stuart, R. Wenham, Martin, A. Green, Muriel, E. Watt e Richard Corkish, 2007. *Applied Photovoltaics*. Earthscan Publications.

### Informação Genérica

- [2] Agência Portuguesa do Ambiente, “Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC)”. Novembro 16, 2010.  
[www.apambiente.pt/politicasambiente/AlteracoesClimaticas/PNAC/Paginas/default.aspx](http://www.apambiente.pt/politicasambiente/AlteracoesClimaticas/PNAC/Paginas/default.aspx)  
(acedido em 1 de Outubro de 2010)
- [5] Portal das Energias Renováveis, “Solar”. Novembro 12, 2010.  
[http://www.energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID\\_area=8](http://www.energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID_area=8) (acedido em 12 de Maio de 2010)
- [6] Direcção Geral de Energia e Geologia, “Energia Solar”. Novembro 16, 2010.  
<http://www.dgge.pt/> (acedido em 25 de Março de 2010)
- [8] Câmara de Comércio e Indústria Árabe Portuguesa, “Terceira central fotovoltaica em Ferreira do Alentejo já produz”.  
<http://www.cciap.pt>  
[http://www.cciap.pt/index.php?option=com\\_content&view=article&id=128:terceira-central-fotovoltaica-em-ferreira-do-alentejo-ja-produz-&catid=61:noticias&Itemid=83](http://www.cciap.pt/index.php?option=com_content&view=article&id=128:terceira-central-fotovoltaica-em-ferreira-do-alentejo-ja-produz-&catid=61:noticias&Itemid=83) (acedido em 26 de Maio de 2010.)
- [9] Portal das Energias Renováveis, “Segunda maior central solar em Portugal começa a produzir terça-feira”. Novembro 12, 2010.  
[http://www.energiasrenovaveis.com/DetalleNoticias.asp?ID\\_contenido=182&ID\\_area=8](http://www.energiasrenovaveis.com/DetalleNoticias.asp?ID_contenido=182&ID_area=8)

(acedido em 26 de Maio de 2010 )

[10] Tudobem Informação Regional, “*Ferreira do Alentejo: Promotores de central solar fotovoltaica oferecem 97.500 euros ao município*”. <http://www.portalalentejano.com/?p=6445>

(acedido em 26 de Maio de 2010)

[11] Portal das Energias Renováveis, “*Parque fotovoltaicos já produz electricidade*”.

Novembro 12, 2010.

[http://www.energiasrenovaveis.com/DetailNoticias.asp?ID\\_conteudo=426&ID\\_area=8&ID\\_sub\\_area=25](http://www.energiasrenovaveis.com/DetailNoticias.asp?ID_conteudo=426&ID_area=8&ID_sub_area=25) -(acedido em 18 de Outubro de 2010 )

[13] SPES – Sociedade Portuguesa de Energia Solar, “*Europa lidera investimento em energia solar*” [www.spes.pt/index.php?option=com\\_content&view=article&id=191:europa-lidera-investimento-em-energia-solar](http://www.spes.pt/index.php?option=com_content&view=article&id=191:europa-lidera-investimento-em-energia-solar) (acedido em 8 de Outubro de 2010)

[16] Arteblog. <http://pre-vestibular.arteblog.com.br/21139/SOLSTICIO-E-EQUINOCIO/>

(acedido em 26 de Outubro de 2010)

[17] UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - CENTRO DE DIVULGAÇÃO CIENTIFICO E CULTURAL, “*Estações do ano*”. Outubro 21, 2004. <http://cdcc.sc.usp.br/cda/aprendendo-basico/estacoes-do-ano/estacoes-do-ano.html> (acedido em 15 de Setembro de 2010)

[18] Instituto de Física UFRGS, “*Coordenadas equatoriais*”.

<http://www.if.ufrgs.br/oei/santiago/fis2005/textos/equatcrds.htm> (acedido em 20 de Outubro de 2010)

[19] Departamento de Astronomia do Instituto de Física da UFRGS, “*Sistemas de*

*Coordenadas*”. Agosto 13, 2010. <http://astro.if.ufrgs.br/coord.htm> (acedido em 20 de Outubro de 2010)

[20] Agência Portuguesa do Ambiente, “*Insolação*”. Novembro 16, 2010.

[http://www.iambiente.pt/atlas/est/index.jsp?zona=continente&grupo=&tema=c\\_insolacao](http://www.iambiente.pt/atlas/est/index.jsp?zona=continente&grupo=&tema=c_insolacao) (acedido em 25 de Março de 2010)

[22] Agência Portuguesa do Ambiente, “*Radiação Solar*”. Novembro 16, 2010.

[http://www.iambiente.pt/atlas/est/index.jsp?zona=continente&grupo=&tema=c\\_radsolar](http://www.iambiente.pt/atlas/est/index.jsp?zona=continente&grupo=&tema=c_radsolar) (acedido em 25 de Março de 2010)

[23] Portal das Energias Renováveis, “*Dossier: Medição da radiação solar*”. Novembro 12, 2010.

[http://www.energiasrenovaveis.com/DetailNoticias.asp?ID\\_conteudo=102&ID\\_area=15](http://www.energiasrenovaveis.com/DetailNoticias.asp?ID_conteudo=102&ID_area=15)

(acedido em 18 de Outubro de 2010)

**Ficheiro PDF (descarregado a partir da internet)**

[3] Presidência do Conselho de Ministros. 2008. Resolução do Conselho de Ministros nº1/2008. Publicação número 2008/01/00300/0010600141. (versão PDF- do documento descarregada em 1 de Outubro de 2010)

[4] BCSD Portugal e Departamento de Eng. Electrotécnica e de Computadores Universidade de Coimbra. 2005. *Manual de boas práticas de eficiência energética*. Lisboa, BCSD Portugal. Publicação número 496 (versão PDF do documento descarregada em 26 de Janeiro de 2010)

[7] Ministério da Economia e da Educação. 2007. *Energias Renováveis em Portugal*. (versão PDF do documento descarregada em 26 de Maio de 2010)

[12] Miguel Prado. 2010. *Centrais fotovoltaicas já produziram mais do que em todo o ano passado*. ID 32203495 (versão PDF do documento descarregada em 8 de Outubro de 2010)

[21] Volume técnico no âmbito do projecto financiado pela Comissão Europeia - programa Altener. 2004. *Energia fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. (versão PDF do documento descarregada em 31 de Janeiro de 2010)

[24] Cristina Camus e Eduardo Eusébio. 2006. *Energia Solar*. Lisboa. (versão PDF do documento descarregada em 19 de Julho de 2010)

[26] Ciência Viva - Concurso Solar “Padre Himalaya”. Edição 2006. *Guia da Energia Solar*. (versão PDF do documento descarregada em 18 de Março de 2010)

[28] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. *Energia Solar Princípios e Aplicações* (versão PDF do documento descarregada em 19 de Abril de 2010)

[29] Ministério da Economia e da Educação. 2007. Decreto de Lei nº 363/2007. Publicação número 2007/11/21100/0797807984. (versão PDF do documento descarregada em 16 de Maio de 2010)

[30] Luís Lopes - TemplarLUZ. 2010. *MICROGERAÇÃO – Produza e venda energia Eléctrica à rede. Tomar.* (versão PDF do documento descarregada em 15 de Maio de 2010)

### Anexo A. Equipamento utilizado no trabalho de Campo

As condições de instalação dos sistemas fotovoltaicos usados neste estudo obrigaram à utilização de diverso equipamento de trabalho quer por segurança, quer para recolha de informação. As figuras A.1 a A.5 mostram todo o equipamento necessário para a recolha de informação e as Figuras A.6 a A.9 representam o equipamento de protecção individual que foi utilizado.



Figura A.1. GPS (coordenadas geográficas)



Figura A.2. Bússola (azimute)



Figura A.3. Sonda PT 100 (temperatura)



Figura A.4. Inclínómetro (ângulo de inclinação)



Figura A.5. Fita métrica (distância entre fileiras)



Figura A.6. Capacete



Figura A.7. Arné



Figura A.8. Corda de vida



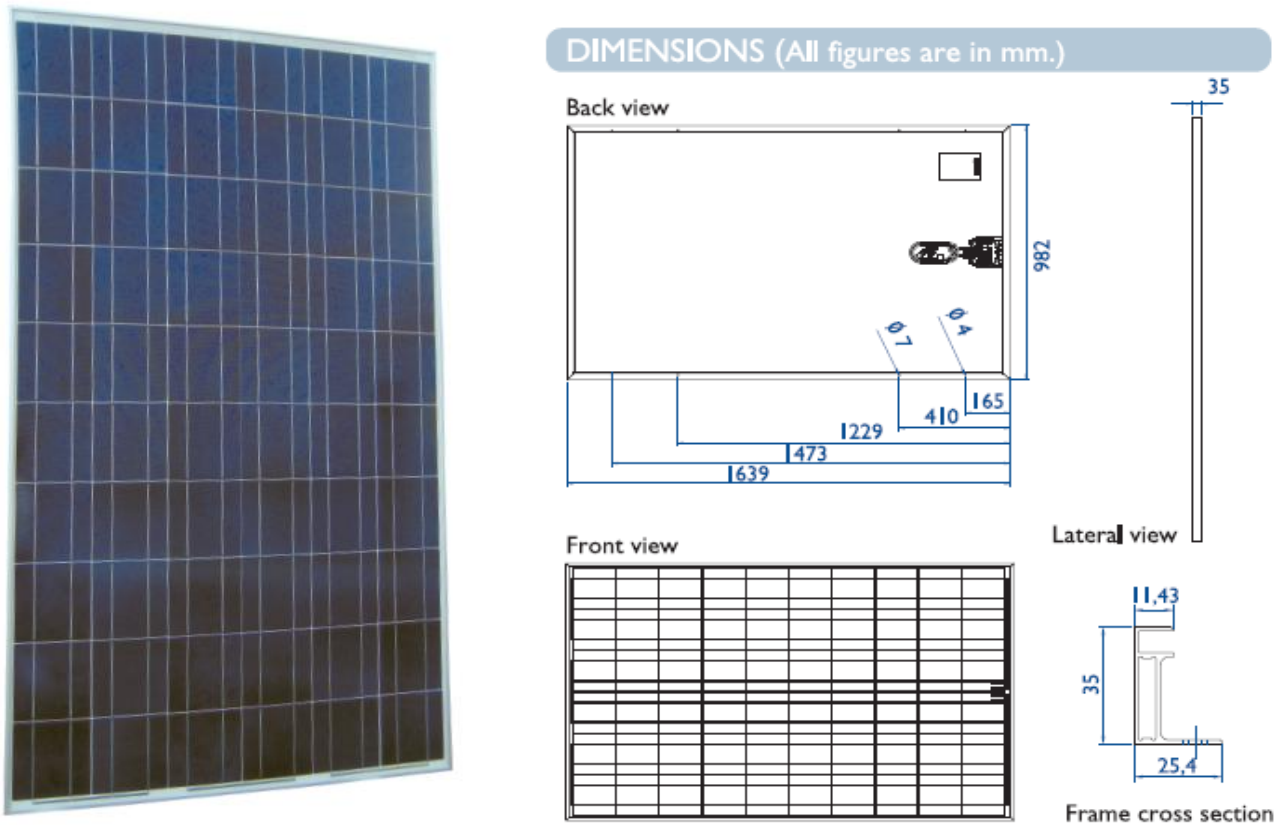
Figura A.9. Retentor



## Anexo B. Características dos painéis fotovoltaicos estudados

O anexo presente faz alusão às características eléctricas e mecânicas e às dimensões dos painéis fotovoltaicos estudados.

### 1.1. Painel fotovoltaico MARTIFER (modelo MTS 230P)



#### ELECTRICAL SPECIFICATIONS \*

Maximum Power		$P_{MAX}$	230 Wp
Tolerance			±3%
Current at MPP		$I_{MPP}$	7,97 A
Voltage at MPP		$V_{MPP}$	28,93 V
Maximum System Voltage		$V_{SYSTEM}$	1000 V
Open Circuit Voltage		$V_{OC}$	37,35 V
Short Circuit Current		$I_{SC}$	8,33 A
Module Efficiency		$\eta(\%)$	14,3%
Temperature Coefficients	Power	$\gamma(P_{MAX})$	-0,46% / °C
	Voltage	$\beta(V_{OC})$	-0,36% / °C
	Current	$\alpha(I_{SC})$	+0,05% / °C

\* Values at STC (Standard Test Conditions): AM1.5, 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C)

MECHANICAL SPECIFICATIONS

Module Dimensions	1639mm x 982mm x 35mm
Weight	20 Kg
Solar Cells	60 Multicrystalline 6 Inch Cells
Front Cover	Tempered and Textured 4 mm Glass
Encapsulant	EVA (Ethylene Vinyl Acetate)
Back Cover	PPE (Polyester Polyester Primer)
Frame	Silver Anodised Aluminium
Diodes	3 Bypass Diodes (15A)
Junction Box	IP65W/ 3 Bypass Diodes
Cable	2 Cables of 1mW/ Tyco Connectors

I-V CURVES

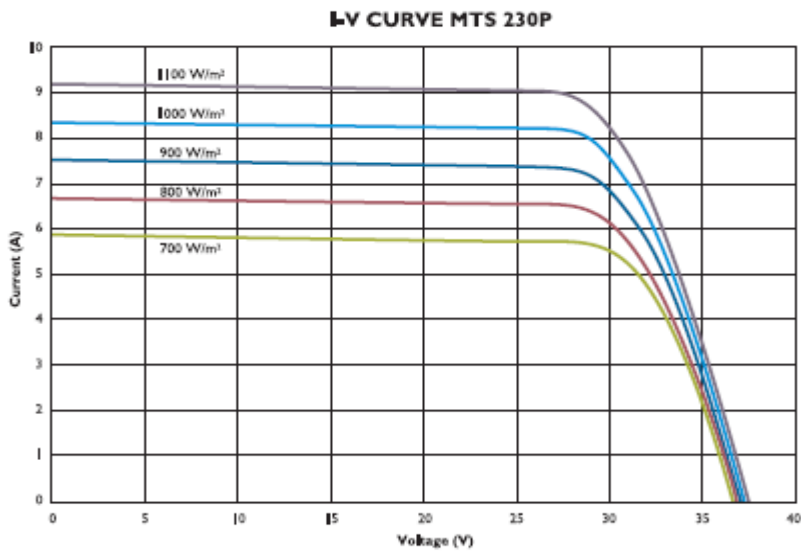


Figura B.1. Painel fotovoltaico

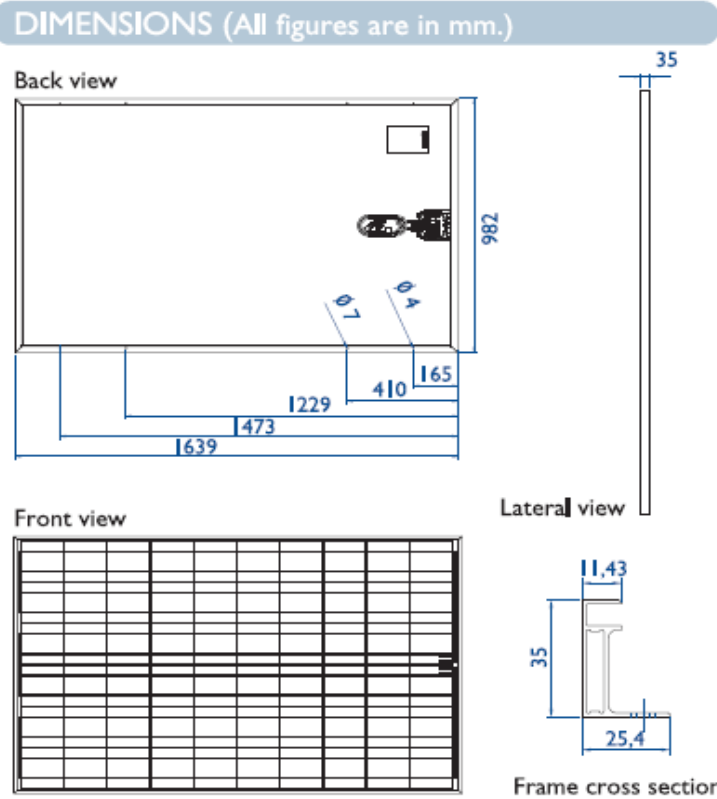


Figura B.2. -Dimensões de um painel fotovoltaico

**ELECTRICAL SPECIFICATIONS \***

Maximum Power		$P_{MAX}$	230 Wp
Tolerance			$\pm 3\%$
Current at MPP		$I_{MPP}$	7,97 A
Voltage at MPP		$V_{MPP}$	28,93 V
Maximum System Voltage		$V_{SYSTEM}$	1000 V
Open Circuit Voltage		$V_{OC}$	37,35 V
Short Circuit Current		$I_{SC}$	8,33 A
Module Efficiency		$\eta(\%)$	14,3%
Temperature Coefficients	Power	$\gamma(P_{MAX})$	-0,46% / °C
	Voltage	$\beta(V_{OC})$	-0,36% / °C
	Current	$\alpha(I_{SC})$	+0,05% / °C

\* Values at STC (Standard Test Conditions): AM1.5, 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C)

Figura B.3. Características eléctricas

**MECHANICAL SPECIFICATIONS**

Module Dimensions	1639mm x 982mm x 35mm
Weight	20 Kg
Solar Cells	60 Multicrystalline 6 Inch Cells
Front Cover	Tempered and Textured 4 mm Glass
Encapsulant	EVA (Ethylene Vinyl Acetate)
Back Cover	PPE (Polyester Polyester Primer)
Frame	Silver Anodised Aluminium
Diodes	3 Bypass Diodes (15A)
Junction Box	IP65W/ 3 Bypass Diodes
Cable	2 Cables of 1mW/ Tyco Connectors

Figura B.4. Características mecânicas

**I-V CURVES**

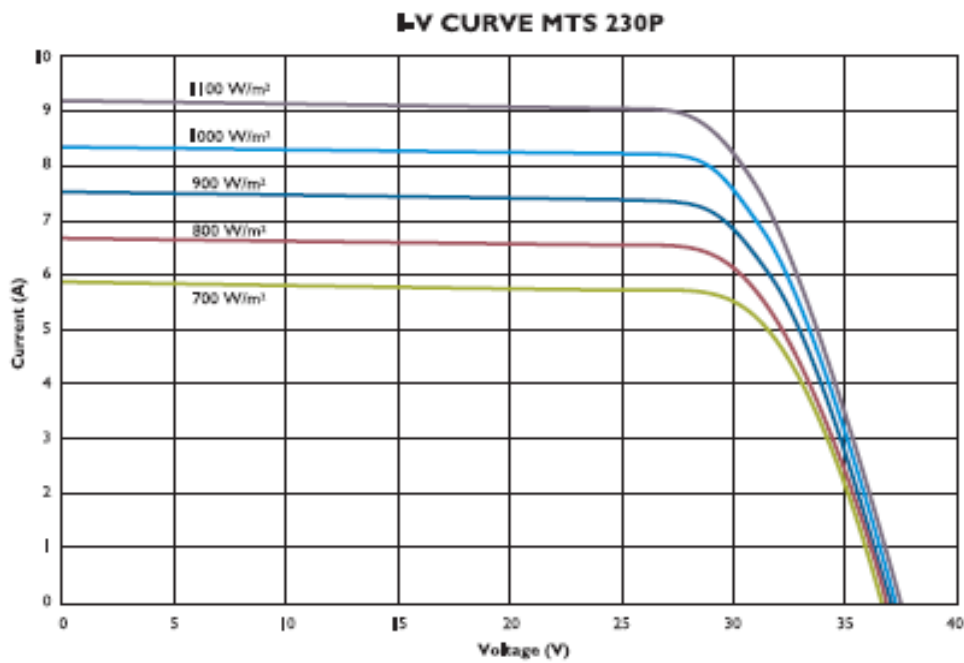


Figura B.5. Curva “intensidade de corrente VS tensão”

1.2. Painel fotovoltaico MARTIFER (modelo MTS 220P)



Figura B.6. Painel fotovoltaico

ELECTRICAL SPECIFICATIONS *		
Peak Power	P <sub>max</sub>	220 Wp
Power Tolerance		±3%
Maximum Power Current	I <sub>mpp</sub>	7,36 A
Maximum Power Voltage	V <sub>mpp</sub>	29,88 V
Maximum System Voltage	IEC	1000 V
Open Circuit Voltage	V <sub>oc</sub>	37,27 V
Short Circuit Current	I <sub>sc</sub>	7,88 A
Module Efficiency	E <sub>fm</sub>	13,69%
Temperature Coefficients		
	Power (P <sub>max</sub> )	-0,36%/°C
	Voltage (V <sub>oc</sub> )	-0,13 V/°C   -0,46%/°C
	Current (I <sub>sc</sub> )	3,9 mA/°C   0,05%/C

\* Values at Standard Test Conditions STC (air mass AM 1.5, irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25°C)

Figura B.7. Características eléctricas

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Module dimensions (L x W x H)	1639 x 982 x 35 mm
Weight	20,0 Kg
Solar cells	60 polycrystalline cells 156 x 156 mm
Front cover	4 mm
Encapsulant	EVA (Ethylene Vinyl Acetate)
Back cover	Laminated in EVA and double polyester layer
Frame	Anodized aluminium
Diodes	3 diodes SL15 / 15
Junction box	IP 65 with 3 bypass diodes
Cable	Length 2 x 1000 mm / Tyco connectors

Figura B.8. Características mecânicas

## DIMENSIONS

All figures are in mm.

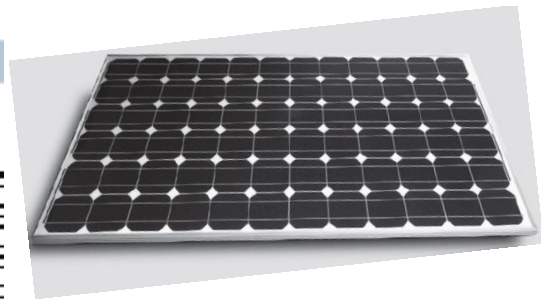
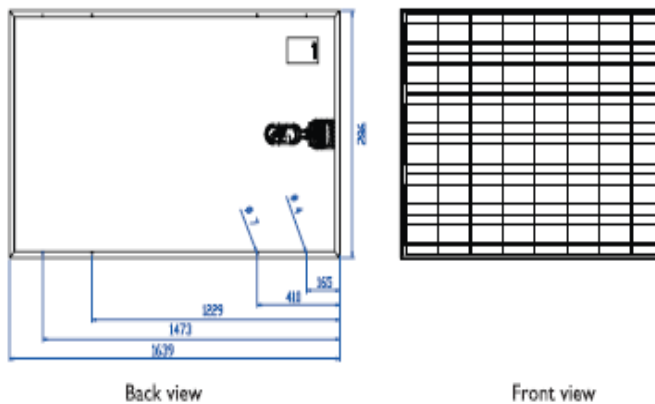


Figura B.9. Dimensões de um painel fotovoltaico

### 1.3. Painel fotovoltaico Glória Solar (modelo GSS5 Series 5" Cell Module 175Wp)

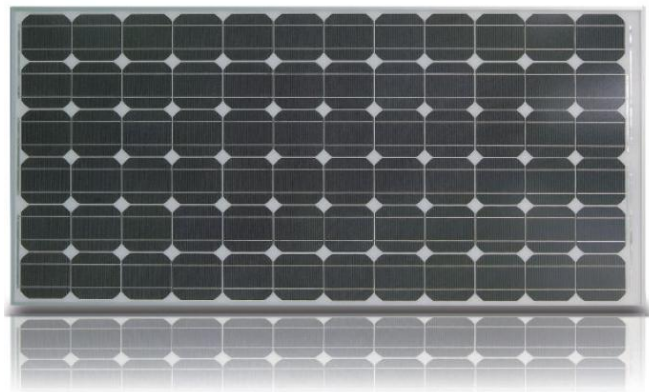


Figura B.10. Painel fotovoltaico

#### Features

- 72 presorted high efficient mono-crystalline silicon solar cells
- Long term stability by quality control and exact tuning of components
- Lower risk of short achieved by specifically non-overlapping bus bar design
- Strict power measurement that minimize the power tolerance to +/-3%
- Sorting limit of module classification to +/-2.5W
- Modules are manufactured in ISO 9001 and 14001 certificated facilities guarantee prime quality as well as environment-friendly products

Figura B.11. Características gerais

Electrical characteristics at standard test condition (STC)					
		GSS5-170A-E	GSS5-175A-E	GSS5-180A-E	GSS5-185A-E1
Typical power (Pmax)	W	170	175	180	185
Voltage at typical power (Vmp)	V	35.5	35.7	36	36.27
Current at typical power (Imp)	A	4.79	4.9	5	5.1
Open circuit voltage (Voc)	V	44.6	44.8	45	45.64
Short circuit current (Isc)	A	5.3	5.32	5.33	5.38
Max.system voltage	VDC	1000	1000	1000	1000
Module Efficiency	%	13.19	13.58	13.97	14.35
Power Tolerance		±3%	±3%	±3%	±3%

These data are under standard test conditions (STC) : irradiation 1000W /m<sup>2</sup>,AM1.5G and cell temperature of 25 °C .

Figura B.12. Características eléctricas

Performance at Normal Operating Cell Temperature (NOCT)					
		GSS5-170A-E	GSS5-175A-E	GSS5-180A-E	GSS5-185A-E1
Typical power (Pmax)	W	121.1	125.2	128.19	131.55
Voltage at typical power (Vmp)	V	31.9	32.1	32.3	32.8
Current at typical power (Imp)	A	3.81	3.9	3.98	4.01
Open circuit voltage (Voc)	V	40.0	40.2	40.4	40.8
Short circuit current (Isc)	A	4.3	4.37	4.46	4.5

These data are under normal operating cell temperature (NOCT) : irradiation 800W /m<sup>2</sup>,AM1.5G,wind speed of 1m/s and ambient temperature 20 °C . At an incident solar irradiance level of 200 W /m<sup>2</sup> and 25 °C ,efficiency is decreased by approx.6.4% compared with the efficiency at STC.

Figura B.13. Características eléctricas do painel à temperatura normal de operação

Temperature coefficient		
Temperature coefficient current	$\alpha$ Ts(Isc)	1.1716mA/K
Temperature coefficient voltage	$\beta$ Tc(Voc)	-138.6mV/K
Peak power temperature coefficient	$\gamma$ Tc(Pmax)	-0.5%/K

Figura B.14. Coeficientes de temperatura

**Dimensions**

Length * Width (mm)	1599*806
Thickness (mm)	40
Weight (kg)	15.8

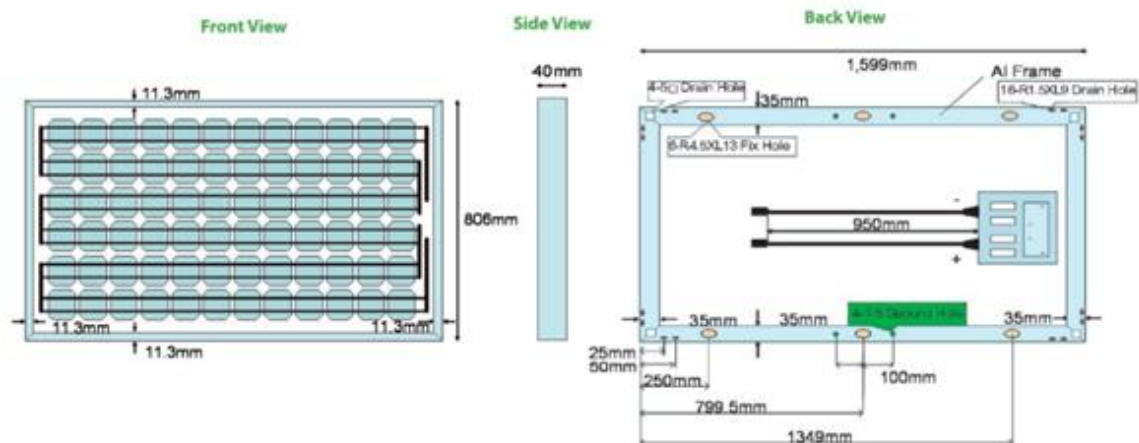


Figura B.15. Dimensões de um painel fotovoltaico

1.4. Painel fotovoltaico SUNTECH (modelo STP175S -24Ac)

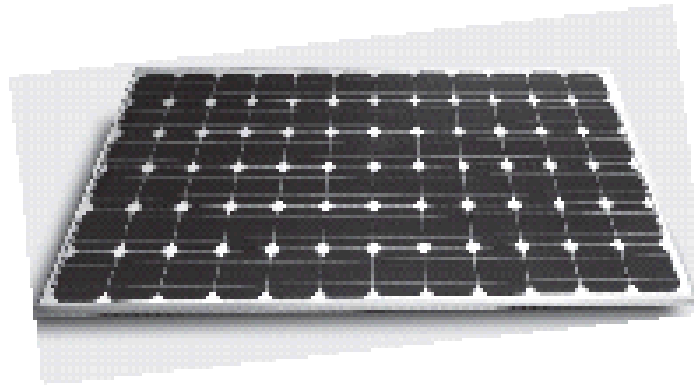


Figura B.16. Painel fotovoltaico

**Features**

- High conversion efficiency based on leading innovative photovoltaic technologies
- High reliability with guaranteed +/-3% power output tolerance, ensuring return on investment
- Attractive appearance
- Withstands high wind-pressure and snow load, and extreme temperature variations
- Easy to install

Figura B.17. Características gerais

**Electrical Characteristics**

Characteristics	STP185S-24/Ac	STP180S-24/Ac	STP175S-24/Ac	STP170S-24/Ac
Open - Circuit Voltage (Voc)	45.0V	44.8V	44.7V	44.4V
Optimum Operating Voltage (Vmp)	36.4V	36V	35.8V	35.6V
Short - Circuit Current (Isc)	5.43A	5.29A	5.23A	5.15A
Optimum Operating Current (Imp)	5.09A	5A	4.9A	4.8A
Maximum Power at STC (Pmax)	185Wp	180Wp	175Wp	170Wp
Operating Temperature	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC	1000V DC	1000V DC	1000V DC
Maximum Series Fuse Rating	15A	15A	15A	15A
Power Tolerance	±3 %	±3 %	±3 %	±3 %

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Module temperature 25°C, AM=1.5

Figura B.18. Características eléctricas

### Mechanical Characteristics

Solar Cell	Mono-crystalline 125×125mm (5inch)
No. of Cells	72 (6×12)
Dimensions	1580×808×35mm (62.2×31.8×1.4inch)
Weight	15.5kg (34.1lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13inch) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP65 rated
Output Cables	LAPP 4.0mm <sup>2</sup> (0.006inch <sup>2</sup> ), asymmetrical lengths (-) 1200mm(47.2inch) and (+)800mm(31.5inch), MC Plug Type IV connectors

Figura B.19. Características mecânicas

### Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.48 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.017 %/°C

Figura B.20. Coeficientes de temperatura

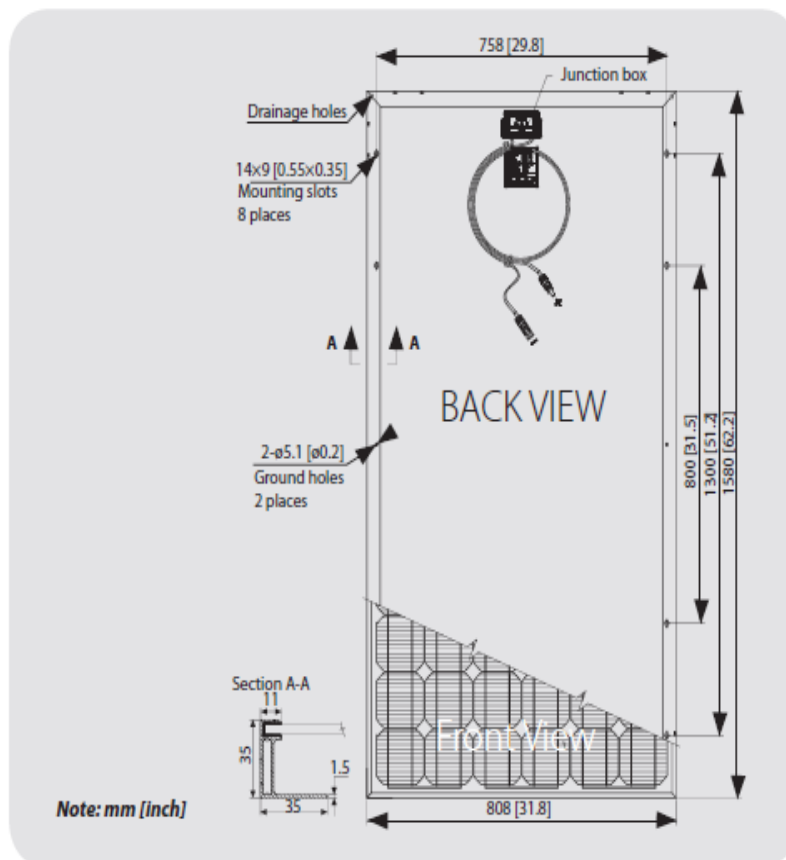


Figura B.21. Dimensões de um painel fotovoltaico



### Anexo C. Curvas características dos painéis fotovoltaicos

As curvas características de um módulo ou painel fotovoltaico permitem avaliar as suas condições de funcionamento, pelo relacionamento de diversos parâmetros. Nos parâmetros principais estão cinco características eléctricas que são cedidas pelos fabricantes e que são obtidas sob uma condição padrão, isto é, radiação de  $1000 \text{ W/m}^2$  (radiação média recebida na superfície da Terra num dia claro, ao meio dia), temperatura da célula de  $25^\circ\text{C}$  e massa de ar de 1,5: [28]

1. Voltagem de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ ),
2. Corrente de Curto-circuito ( $I_{sc}$ ),
3. Potência Máxima ( $P_{máx}$ ),
4. Voltagem de Potência Máxima ( $V_{mp}$ ),
5. Corrente de Potência Máxima ( $I_{mp}$ ).

#### 1. Intensidade de Corrente vs Tensão (I x V)

A curva “Intensidade de Corrente vs Tensão” é característica de um dispositivo fotovoltaico, seja uma célula, um módulo ou uma matriz. Neste dispositivo a corrente é contínua porque a corrente de saída ( $I$ ) se mantém praticamente constante perante o aumento da tensão de funcionamento ( $V$ ). Quando não existe uma conexão do dispositivo fotovoltaico com qualquer aparelho, a tensão existente denomina-se tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e apresenta o valor zero (representado pelo último ponto da Figura C.1). [28]

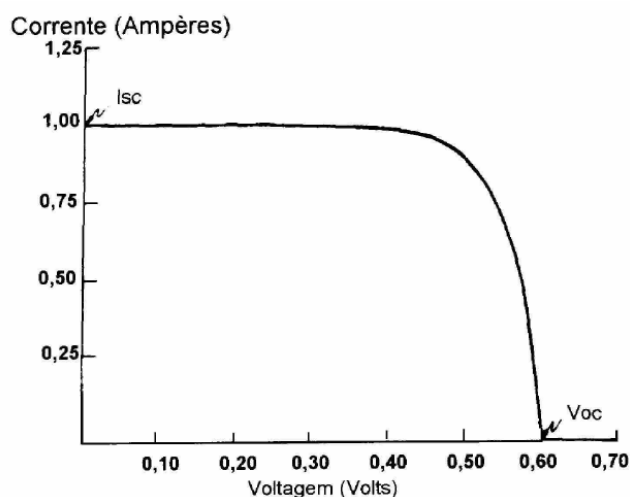


Figura C.1. Curva característica “I vs T” de uma célula fotovoltaica [28]

Quando se estabelece uma conexão a outro equipamento são gerados valores de corrente e tensão. A representação desses pontos dá origem à Figura C.1 e, para cada ponto dessa curva existe um produto Corrente - Tensão que corresponde à potência gerada

nas condições de operação. Quando a resistência no sistema é mínima, a intensidade de corrente denomina-se corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) e atinge o seu valor máximo (representado pelo primeiro ponto da Figura C.1. [28])

## 2. Potência vs Tensão

A potência gerada por um painel solar obtém-se pela multiplicação da Intensidade de Corrente pela Tensão. Para uma determinada radiação incidente existe apenas um valor de Tensão e de Intensidade de Corrente para o qual a potência é máxima. Nas condições standard uma célula fotovoltaica assume valores de potência máxima da ordem dos 0,45 W (Figura C.2).

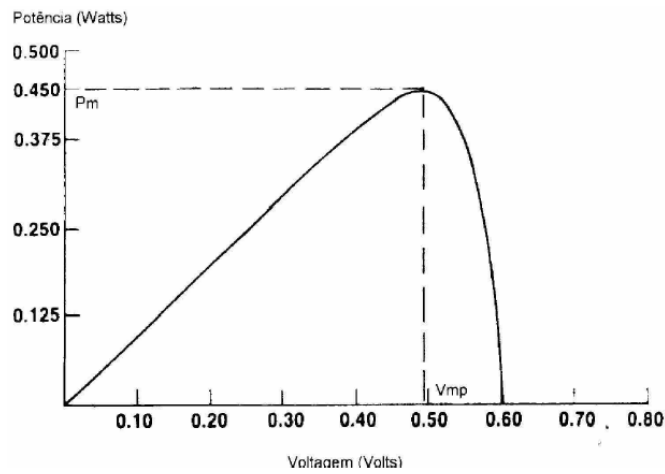


Figura C.2. Curva característica “P x V” de uma célula fotovoltaica [28]

### 2.1. Potência máxima

O ponto de potência máxima de uma célula fotovoltaica (Figura C.3) corresponde ao produto da tensão e da intensidade de corrente de maior valor ( $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ ). A potência máxima resulta da junção das Figuras C.1 e C.2.

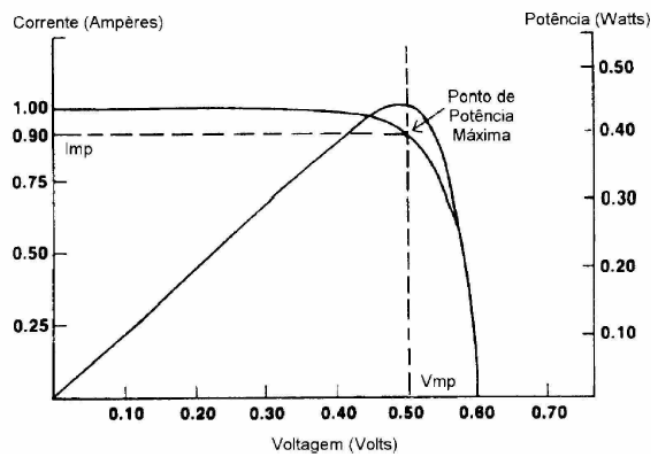


Figura C.3. Potência máxima de uma célula fotovoltaica [28]

#### Anexo D. Simulação das curvas características em laboratório

Para representar as curvas características (I vs T e P vs T) recorreu-se a um painel de pequena dimensão com 9 células policristalinas (Figura D.2.), uma lâmpada de 800 W, um reóstato com quatro resistências em série (4x100 $\Omega$ ) (Figura D.3.), uma ventoinha, sete sondas de temperatura, dois multímetros, um cronómetro, um inclinómetro, um transferidor e um radiómetro. O objectivo inicial consistia na representação destas curvas tendo em consideração o ponto de maior altitude solar (12h) para os solstícios e para os equinócios, fixando a sua inclinação e fazendo variar a orientação do painel para uma gama representativa das instalações estudadas, nomeadamente sul, 4°SW, 12°SW, 20°SW, 28°SW, 34°SW, 52°SW e 65SW. Para cada orientação dada, fez-se um ensaio repetido para analisar a influência da temperatura utilizando-se para isso uma ventoinha com duas velocidades de funcionamento. O menor valor de velocidade variou entre 1,3 e 1,6 m/s e entre 2,1 e 2,2 m/s para o maior valor de velocidade, e para fazer a leitura destes valores em cada ensaio utilizou-se um anemómetro. A temperatura foi medida ao nível do ar ambiente em seis pontos de contacto do painel, cinco na face frontal e uma no verso. As leituras dos valores de tensão e de intensidade de corrente do painel só foram anotadas a partir do momento em que as temperaturas apresentavam valores estáveis. O radiómetro (Figura D.1.) foi utilizado para efectuar a leitura da radiação emitida pela lâmpada. Para calcular a altitude do sol nos períodos mencionados em relação à latitude 41°, recorreu-se à eq.1.5 da qual se obtiveram os valores 72,45° e 25,55° para os solstícios de Verão e Inverno respectivamente e 49° para os equinócios.



Figura D.1. Radiómetro



Figura D.2. Painel fotovoltaico de silício policristalino

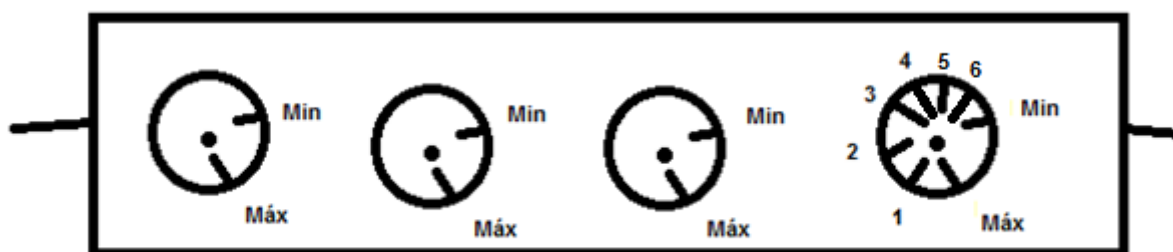


Figura D.3. Reóstato (com as diferentes posições usadas durante a simulação)

No entanto do decorrer da experiência verificou-se que devido à qualidade da resistência não se atingiriam os objectivos pretendidos, pois pela análise dos gráficos obtidos para a primeira simulação conclui-se que as curvas formadas não eram perfeitas, parâmetro essencial na análise do comportamento do painel para a vasta gama de orientações a estudar.

Desta forma, a primeira e única simulação refere-se ao Solstício de Verão quando o sol se encontra na sua altura máxima ( $72,2^\circ$ ) ao meio-dia solar. Os dados obtidos para inclinação de  $40,5^\circ$  e diferentes orientações encontram-se nas tabelas D.1 a D.23, as curvas “I vs V” e “P vs V” estão representadas pelas Figuras D.4 a D.11 e D.12 a D.19, respectivamente. Os cálculos efectuados encontram-se no Anexo X (CD-ROM) na pasta “Simulação no laboratório”.

Tabela D.1. Orientação sul (menor velocidade de vento)

	1ª Leitura	2ª Leitura	3ª Leitura	4ª Leitura	5ª Leitura	6ª Leitura	7ª Leitura	8ª Leitura	9ª Leitura	10ª Leitura	11ª Leitura	
Posição solar (h)	12:00											
Inclinação do painel/ azimute	40,5/Sul											
Altitude solar (°)	72,2											
Tempo (min)	20:44	20:48	20:51	20:53	20:56	22:04	22:07	22:15	22:19	22:22	22:25	<b>MÉDIA</b>
Tamb (°C)	24,2	24,2	24,3	24,3	24,3	24,3	24,2	24,3	24,4	24,4	24,4	<b>24,30</b>
Tinf (°C)	35,2	35,3	35,3	35	34,8	34,1	33,5	33,3	35,7	35,5	36,7	<b>34,95</b>
T1 (°C)	29,6	29,3	29,6	29,2	29,2	29,7	29,3	29,2	30,4	30,3	30,4	<b>29,65</b>
T2 (°C)	37	36,8	36,6	36,5	36,5	36,9	36,4	36,2	37,7	37,7	38	<b>36,94</b>
T3 (°C)	31,8	31,8	32,4	31,2	30,9	32	35,1	35,6	37,8	38,8	39,1	<b>34,23</b>
T4 (°C)	34,7	34,9	34,4	33,6	33,6	33,4	34,3	34,2	34,3	34,2	34,1	<b>34,15</b>
T5 (°C)	31	30,2	30,5	29,4	30	30,2	30,2	31,5	29,5	30,1	30,3	<b>30,26</b>
R (Ω)	<b>400</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>mínimo</b>	
V (v)	4,87	4,87	4,87	4,86	4,87	4,86	4,85	4,85	4,8	4,57	2,58	<b>4,62</b>
I (mA)	9,8	12,8	20,9	35,3	16,7	11,2	56,4	54,1	129,1	440	630	<b>128,75</b>
I (A)	0,0098	0,0128	0,0209	0,0353	0,0167	0,0112	0,0564	0,0541	0,1291	0,44	0,63	<b>0,13</b>
V vento (m/s)	1,67	1,71	1,63	1,91	1,75	1,84	1,83	1,39	1,24	1,21	1,35	<b>1,59</b>
<b>Cálculos</b>												
R (Ω)	496,94	380,47	233,01	137,68	291,62	433,93	85,99	89,65	37,18	10,39	4,10	
Potência1 (W)	0,05	0,06	0,10	0,17	0,08	0,05	0,27	0,26	0,62	2,01	1,63	<b>0,17</b>
Área das células (m2)	0,09											
η1 (%)	0,105	0,137	0,224	0,377	0,179	0,120	0,601	0,576	1,361	4,416	3,570	<b>0,38</b>

Tabela D.2. Radiação incidente para a orientação sul

Radiação (W/m2)									
R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	Média
152	533	424	308	871	674	218	701	672	<b>505,8889</b>

Tabela D.3. Orientação 4°SW (menor velocidade de vento)

	1ª Leitura	2ª Leitura	3ª Leitura	4ª Leitura	5ª Leitura	6ª Leitura	7ª Leitura	8ª Leitura	9ª Leitura	10ª Leitura	11ª Leitura	
<b>Posição solar (h)</b>	12:00											
<b>Inclinação do painel/ azimute</b>	40,5/4SW											
<b>Altitude solar (°)</b>	72,2											
<b>Tempo (min)</b>	18:07	18:09	18:10	18:12	18:13	18:15	18:16	18:17	18:20	18:21	18:22	<b>MÉDIA</b>
<b>Tamb (°C)</b>	25,80	25,7	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,9	25,9	25,9	<b>25,818</b>
<b>Tinf (°C)</b>	26,00	26	26,2	26,1	26,1	26,3	26,2	26,3	26,4	26,3	26,3	<b>26,200</b>
<b>T1 (°C)</b>	27,60	27,8	27,7	28	27,8	27,8	27,7	27,9	27,9	27,7	27,8	<b>27,791</b>
<b>T2 (°C)</b>	28,40	28,5	28,7	28,9	28,9	28,9	29	29,1	29,1	29,2	29,3	<b>28,909</b>
<b>T3 (°C)</b>	26,80	27,2	27,2	27,4	27,4	27,2	27,3	27,6	27,2	27,7	27,6	<b>27,327</b>
<b>T4 (°C)</b>	26,90	27,1	27,3	27,3	27,5	27,4	27,5	27,7	27,6	28	27,8	<b>27,464</b>
<b>T5 (°C)</b>	25,70	25,8	25,9	26	25,9	26	26,2	26,1	26,1	26,2	26,1	<b>26,000</b>
<b>R (Ω)</b>	<b>400,00</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	6	<b>mínimo</b>	
<b>V (v)</b>	4,94	4,91	4,9	4,88	4,89	4,86	4,87	4,85	4,82	4,78	2,96	<b>4,696</b>
<b>I (mA)</b>	9,80	12,5	19,2	30,7	16,1	51	20,8	56,1	102,3	160	620	<b>99,864</b>
<b>I (A)</b>	0,0098	0,0125	0,0192	0,0307	0,0161	0,051	0,0208	0,0561	0,1023	0,16	0,62	0,099863636
<b>V vento (m/s)</b>	1,54	1,51	1,48	1,64	1,15	1,48	1,77	1,37	1,67	1,24	1,66	<b>1,501</b>
<b>Cálculos</b>												
<b>R (Ω)</b>	504,08	392,80	255,21	158,96	303,73	95,29	234,13	86,45	47,12	29,88	4,77	
<b>Potência1 (W)</b>	0,05	0,06	0,09	0,15	0,08	0,25	0,10	0,27	0,49	0,76	1,84	0,15
<b>Área das células (m2)</b>	0,09											
<b>η1 (%)</b>	<b>0,1094</b>	<b>0,1387</b>	<b>0,2126</b>	<b>0,3385</b>	<b>0,1779</b>	<b>0,5600</b>	<b>0,2289</b>	<b>0,6147</b>	<b>1,1141</b>	<b>1,7280</b>	<b>4,1464</b>	<b>0,1094</b>

Tabela D.4. Orientação 4°SW (maior velocidade de vento)

<b>Tempo (min)</b>	18:27	18:33	18:34	18:36	18:38	18:43	18:44	18:46	18:48	18:49	18:52	<b>MÉDIA</b>
<b>Tamb (°C)</b>	25,90	26	25,9	25,9	25,9	26,5	26,5	26,6	26	26	26	<b>26,109</b>
<b>Tinf (°C)</b>	26,10	26,1	26,2	26,3	26,1	26,5	26,6	26,6	26,3	26,3	26,2	<b>26,300</b>
<b>T1 (°C)</b>	27,40	27,4	27,1	27,1	27	27,5	27,6	27,9	27,1	27,2	27,1	<b>27,309</b>
<b>T2 (°C)</b>	28,70	28,5	28,4	28,1	28,2	28,6	28,6	28,9	28,2	28,2	28,2	<b>28,418</b>
<b>T3 (°C)</b>	28,10	28	27,6	27,6	27,5	27,9	28	28,3	27,5	27,6	27,7	<b>27,800</b>
<b>T4 (°C)</b>	27,80	27,6	27,5	27,4	27,4	27,9	27,9	28	27,6	27,4	27,4	<b>27,627</b>
<b>T5 (°C)</b>	25,90	25,9	26	25,9	25,8	26,5	26,6	26,5	26,1	26,4	25,9	<b>26,136</b>
<b>R (Ω)</b>	<b>400,00</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>mínimo</b>	
<b>V (v)</b>	4,87	4,88	4,87	4,87	4,89	4,86	4,88	4,87	4,85	4,83	2,56	<b>4,657</b>
<b>I (mA)</b>	9,00	12,3	19,1	33	18	66,4	26,8	56,3	81,9	118,1	630	<b>97,355</b>
<b>I (A)</b>	0,009	0,012	0,019	0,033	0,018	0,066	0,027	0,056	0,082	0,118	0,630	0,097
<b>V vento (m/s)</b>	1,65	1,73	2,36	2,2	2,29	1,93	2,22	2,46	2,22	2,29	2,15	<b>2,136</b>
<b>Cálculos</b>												
<b>R (Ω)</b>	541,11	396,75	254,97	147,58	271,67	73,19	182,09	86,50	59,22	40,90	4,06	
<b>P 2 (W)</b>	0,04	0,06	0,09	0,16	0,09	0,32	0,13	0,27	0,40	0,57	1,61	0,16
<b>Área das células (m2)</b>	0,09											
<b>η2 (%)</b>	<b>0,0990</b>	<b>0,1356</b>	<b>0,2102</b>	<b>0,3631</b>	<b>0,1989</b>	<b>0,7291</b>	<b>0,2955</b>	<b>0,6195</b>	<b>0,8975</b>	<b>1,2888</b>	<b>3,6439</b>	<b>0,363</b>

Tabela D.5. Radiação incidente para a orientação 4°SW

Radiação (W/m2)									
R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	Média
73	525	465	202	875	761	189	683	653	<b>491,7778</b>

Tabela D.6. Orientação 12°SW (menor velocidade de vento)

	1ª Leitura	2ª Leitura	3ª Leitura	4ª Leitura	5ª Leitura	6ª Leitura	7ª Leitura	8ª Leitura	9ª Leitura	10ª Leitura	11ª Leitura	
Posição solar (h)	12:00											
Inclinação do painel/ azimute	40,5/12SW											
Altitude solar (°)	72,2											
Tempo (min)	18:58	18:59	19:01	19:02	19:04	19:05	19:06	19:08	19:10	19:11	19:12	<b>MÉDIA</b>
Tamb (°C)	25,70	25,9	26	25,9	26	26	26,1	26	26	26	26	<b>25,964</b>
Tinf (°C)	26,00	26,1	26,3	26,1	26,3	26,3	26,3	26,2	26,1	26,2	26,2	<b>26,191</b>
T1 (°C)	28,00	27,9	28,2	28,1	28,5	28,5	28,4	27,8	28,1	28,2	28,2	<b>28,173</b>
T2 (°C)	28,30	28,3	28,5	28,5	28,9	28,8	28,7	28,8	28,8	28,9	28,9	<b>28,673</b>
T3 (°C)	27,70	27,9	28,1	28	28,1	28,3	28,1	28,2	28,2	28,1	28,3	<b>28,091</b>
T4 (°C)	27,20	27,2	27,4	27,3	27,5	27,6	27,6	27,5	27	27,2	27,1	<b>27,327</b>
T5 (°C)	25,80	25,8	26,1	25,9	26,1	26,1	26	26	25,9	26,2	26,4	<b>26,027</b>
R (Ω)	<b>400,00</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	6	<b>mínimo</b>	
V (v)	4,89	4,88	4,88	4,87	4,88	4,84	4,86	4,85	4,85	4,8	2,86	<b>4,678</b>
I (mA)	9,50	12,2	19,4	33,5	16,9	76,4	27,8	50,6	56,5	156,7	620	<b>98,136</b>
I (A)	0,0095	0,0122	0,0194	0,0335	0,0169	0,0764	0,0278	0,0506	0,0565	0,1567	0,62	0,098
V vento (m/s)	1,60	1,51	1,75	1,33	1,68	1,61	1,55	1,51	1,68	1,6	1,25	<b>1,552</b>
<b>Cálculos</b>												
R (Ω)	514,7368	400	251,5464	145,3731	288,7574	63,35079	174,8201	95,8498	85,84071	30,63178	4,612903226	
Potência1 (W)	0,05	0,06	0,09	0,16	0,08	0,37	0,14	0,25	0,27	0,75	1,77	<b>0,163</b>
Área das células (m2)	0,09											
η1 (%)	<b>0,1173</b>	<b>0,1503</b>	<b>0,2391</b>	<b>0,4120</b>	<b>0,2083</b>	<b>0,9338</b>	<b>0,3412</b>	<b>0,6197</b>	<b>0,6920</b>	<b>1,8994</b>	<b>4,4778</b>	<b>0,4120</b>

Tabela D.7. Orientação 12°SW (maior velocidade de vento)

Tempo (min)	19:17	19:22	19:23	19:25	19:26	19:28	19:29	19:30	19:32	19:33	19:34	MÉDIA
Tamb (°C)	26,00	26	26	26,1	26	26,1	26,1	26,2	26,1	26,1	26,1	<b>26,073</b>
Tinf (°C)	26,30	26,2	26,2	26,2	26,1	26,1	26,3	26,4	26,2	26,1	26,2	<b>26,209</b>
T1 (°C)	27,40	27,3	27,3	27,3	27,1	27,3	27,4	27,4	27,2	27,2	27,2	<b>27,282</b>
T2 (°C)	28,10	28,1	28,1	28,1	28	28,1	28,1	28,2	28,1	28	28	<b>28,082</b>
T3 (°C)	27,50	27,3	27,2	27,2	27,1	27,2	27,3	27,2	27,2	27,2	27,3	<b>27,245</b>
T4 (°C)	27,00	27	26,9	26,9	26,8	26,9	27	27	26,9	26,9	27	<b>26,936</b>
T5 (°C)	26,80	26,9	26,7	26,8	26,6	26,7	26,8	26,9	26,7	26,7	26,9	<b>26,773</b>
R (Ω)	<b>400,00</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	mínimo	
V (v)	4,88	4,89	4,89	4,88	4,89	4,88	4,88	4,86	4,46	2,94	2,63	<b>4,462</b>
I (mA)	9,70	12,6	19,6	33,8	24,4	47,3	58,1	95,2	560	620	630	<b>191,882</b>
I (A)	0,010	0,013	0,020	0,034	0,024	0,047	0,058	0,095	0,560	0,620	0,630	0,192
V vento (m/s)	2,22	2,06	2,29	2,25	2,17	2,37	2	2,17	1,89	2,32	1,82	<b>2,142</b>
<b>Cálculos</b>												
R (Ω)	503,0928	388,0952	249,4898	144,3787	200,4098	103,1712	83,99312	51,05042	7,964286	4,741935	4,174603175	
P 2 (W)	0,05	0,06	0,10	0,16	0,12	0,23	0,28	0,46	2,50	1,82	1,66	<b>0,231</b>
Área das células (m2)	0,09											
η2 (%)	<b>0,1195</b>	<b>0,1556</b>	<b>0,2420</b>	<b>0,4165</b>	<b>0,3013</b>	<b>0,5829</b>	<b>0,7160</b>	<b>1,1684</b>	<b>6,3071</b>	<b>4,6030</b>	<b>4,1841</b>	<b>0,5829</b>

Tabela D.8. Radiação incidente para a orientação 12°SW

Radiação (W/m2)										
R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	Média	
28	302	366	120	743	728	195	793	685	440	

Tabela D.9. Orientação 20°SW (menor velocidade de vento)

	1ª Leitura	2ª Leitura	3ª Leitura	4ª Leitura	5ª Leitura	6ª Leitura	7ª Leitura	8ª Leitura	9ª Leitura	10ª Leitura	11ª Leitura	
Posição solar (h)	12:00											
Inclinação do painel/ azimute	40,5/20SW											
Altitude solar (°)	72,2											
Tempo (min)	19:47	19:48	19:52	19:57	19:59	20:01	20:03	20:05	20:07	20:08	20:09	<b>MÉDIA</b>
Tamb (°C)	26,0	25,8	25,9	26,1	26	26,1	26,1	26	26	26,1	26,1	<b>26,018</b>
Tinf (°C)	29,1	29,3	29	30,3	30,5	30,3	30,5	30,5	30,5	30,6	30,4	<b>30,091</b>
T1 (°C)	28,2	28	28,2	28,2	28,2	28,3	28,2	28,2	28,5	28,2	28,3	<b>28,227</b>
T2 (°C)	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,7	28,6	28,7	28,8	28,7	28,6	<b>28,645</b>
T3 (°C)	27,8	27,6	27,7	28,1	28	28,1	28,1	28,2	28,4	28,1	28,4	<b>28,045</b>
T4 (°C)	27,5	27,4	27,8	27,7	27,6	27,6	27,7	27,6	27,7	27,7	27,8	<b>27,645</b>
T5 (°C)	26,8	26,9	26,9	26,9	26,7	26,7	26,7	26,8	26,9	26,9	26,8	<b>26,818</b>
R (Ω)	<b>400,0</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	6	mínimo	
V (v)	4,9	4,87	4,86	4,84	4,84	4,83	4,83	4,82	4,78	4,72	2,85	<b>4,646</b>
I (mA)	9,7	12,5	19,6	32,6	28,3	49,6	45	68,7	151,3	240	530	<b>107,936</b>
I (A)	0,0097	0,0125	0,0196	0,0326	0,0283	0,0496	0,045	0,0687	0,1513	0,24	0,53	0,107936
V vento (m/s)	1,7	1,84	1,56	1,53	1,25	1,49	1,04	1,37	1,36	1,2	1,47	<b>1,433</b>
<b>Cálculos</b>												
R (Ω)	502,0619	389,6	247,9592	148,4663	171,0247	97,37903	107,3333	70,16012	31,59286	19,6667	5,377358	
Potência1 (W)	0,05	0,06	0,10	0,16	0,14	0,24	0,22	0,33	0,72	1,13	1,51	0,22
Area das células (m2)	0,09											
η1 (%)	<b>0,1252</b>	<b>0,1613</b>	<b>0,2525</b>	<b>0,4182</b>	<b>0,3630</b>	<b>0,6349</b>	<b>0,5760</b>	<b>0,8776</b>	<b>1,9167</b>	<b>3,0022</b>	<b>4,0032</b>	<b>0,5760</b>

Tabela D.10. Orientação 20°SW (maior velocidade de vento)

Tempo (min)	20:14	20:15	20:16	20:17	20:21	20:23	20:26	20:27	20:29	20:33	20:34	MÉDIA
Tamb (°C)	26,1	26,1	26	26	26,1	26	26,1	26	26,1	25,9	25,9	<b>26,027</b>
Tinf (°C)	29,3	29,7	29,1	29,5	29,4	29	29,1	29,4	29,4	29	29,3	<b>29,291</b>
T1 (°C)	27,5	27,3	27,4	27,4	27,3	27,4	27,4	27,3	27,3	27,3	27,3	<b>27,355</b>
T2 (°C)	28,1	27,9	28	27,8	27,9	27,9	28	27,7	27,9	27,8	27,6	<b>27,873</b>
T3 (°C)	27,8	27,6	27,8	27,7	27,6	27,7	27,7	27,6	27,5	27,6	27,5	<b>27,645</b>
T4 (°C)	27,5	27,4	27,4	27,4	27,3	27,4	27,4	27,4	27,3	27,2	27,2	<b>27,355</b>
T5 (°C)	27,1	27,1	27,1	27,2	27	27,1	27,1	27,2	27,1	27	27	<b>27,091</b>
R (Ω)	<b>400,0</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	mínimo	
V (v)	4,88	4,88	4,88	4,87	4,88	4,87	4,89	4,84	4,85	4,72	2,97	<b>4,685</b>
I (mA)	9,7	12,5	19,4	33,3	30,9	61,7	25,4	114,2	81,4	280	520	<b>108,045</b>
I (A)	0,010	0,013	0,019	0,033	0,031	0,062	0,025	0,114	0,081	0,280	0,520	0,108
V vento (m/s)	2,25	2,12	2	2,19	2,21	2,2	2,37	2,22	2,43	2,25	2,01	<b>2,205</b>
<b>Cálculos</b>												
R (Ω)	503,0928	390,4	251,5464	146,2462	157,9288	78,93031	192,5197	42,38179	59,58231	16,8571	5,711538	
P 2 (W)	0,05	0,06	0,09	0,16	0,15	0,30	0,12	0,55	0,39	1,32	1,54	<b>0,162</b>
Área das células (m2)	0,09											
η2 (%)	<b>0,1255</b>	<b>0,1617</b>	<b>0,2509</b>	<b>0,4298</b>	<b>0,3996</b>	<b>0,7963</b>	<b>0,3292</b>	<b>1,4649</b>	<b>1,0463</b>	<b>3,5026</b>	<b>4,0930</b>	<b>0,4298</b>

Tabela D.11. Radiação incidente para a orientação 20°SW

Radiação (W/m2)										
R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	Média	
-41	123	315	58	563	665	224	718	688	<b>419,25</b>	

Tabela D.12. Orientação 28°SW (menor velocidade de vento)

	1ª Leitura	2ª Leitura	3ª Leitura	4ª Leitura	5ª Leitura	6ª Leitura	7ª Leitura	8ª Leitura	9ª Leitura	10ª Leitura	11ª Leitura	
<b>Posição solar (h)</b>	12:00											
<b>Inclinação do painel/ azimute</b>	40,5/28SW											
<b>Altitude solar (°)</b>	72,2											
<b>Tempo (min)</b>	10:50	10:54	10:55	10:56	10:59	11:00	11:01	11:02	11:03	11:04	11:05	<b>MÉDIA</b>
<b>Tamb (°C)</b>	24,9	25	25,1	25	25,1	25,1	25,1	25,1	25	25,1	25,2	<b>25,064</b>
<b>Tinf (°C)</b>	27,2	28	27,8	28,4	28,3	28,4	28,5	28,5	29,2	28,9	28,9	<b>28,373</b>
<b>T1 (°C)</b>	26,9	27,2	27,3	27,4	27,4	27,5	27,4	27,4	27,5	27,7	27,8	<b>27,409</b>
<b>T2 (°C)</b>	26,6	27	27,1	27,1	27,3	27,4	27,3	27,5	27,4	27,6	27,6	<b>27,264</b>
<b>T3 (°C)</b>	26,0	26,3	26,2	26,3	26,4	26,6	26,6	26,7	26,8	26,9	27	<b>26,527</b>
<b>T4 (°C)</b>	25,4	26	26	25,9	26,1	26,2	26,1	26	26,1	26,3	26,4	<b>26,045</b>
<b>T5 (°C)</b>	24,9	24,9	24,9	25	24,8	25	25	24,8	25	25	25,2	<b>24,955</b>
<b>R (Ω)</b>	<b>400,0</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	6	mínimo	
<b>V (v)</b>	4,96	4,92	4,91	4,9	4,9	4,87	4,88	4,86	4,85	4,84	3,07	<b>4,724</b>
<b>I (mA)</b>	9,8	12,4	19,5	31,9	11,7	48,2	40,2	51,8	71	82,5	580	<b>87,182</b>
<b>I (A)</b>	0,0098	0,0124	0,0195	0,0319	0,0117	0,0482	0,0402	0,0518	0,071	0,0825	0,58	0,087182
<b>V vento (m/s)</b>	1,37	1,56	1,15	1,46	1,39	1,42	1,22	1,24	1,38	1,29	1,21	<b>1,335</b>
<b>Cálculos</b>												
<b>R (Ω)</b>	506,1224	396,7742	251,7949	153,605	418,8034	101,0373	121,393	93,82239	68,3099	58,66667	5,293103	
<b>Potência1 (W)</b>	0,05	0,06	0,10	0,16	0,06	0,23	0,20	0,25	0,34	0,40	1,78	0,20
<b>Area das células (m2)</b>	0,09											
<b>η1 (%)</b>	<b>0,1531</b>	<b>0,1922</b>	<b>0,3016</b>	<b>0,4924</b>	<b>0,1806</b>	<b>0,7394</b>	<b>0,6179</b>	<b>0,7930</b>	<b>1,0847</b>	<b>1,2577</b>	<b>5,6086</b>	<b>0,6179</b>

Tabela D.13. Orientação 28°SW (maior velocidade de vento)

<b>Tempo (min)</b>	11:15	11:18	11:19	11:28	11:29	11:30	11:31	11:32	11:33	11:34	11:36	<b>MÉDIA</b>
<b>Tamb (°C)</b>	25,1	25,2	25,2	25,2	25,2	25,1	25,2	25,1	25,3	25,2	25,1	<b>25,173</b>
<b>Tinf (°C)</b>	28,3	28,3	28,3	28,2	28,1	28,4	28,1	28,1	28,2	28	28,2	<b>28,200</b>
<b>T1 (°C)</b>	26,8	26,7	26,9	26,7	26,7	26,9	26,8	26,7	26,8	26,8	26,8	<b>26,782</b>
<b>T2 (°C)</b>	26,8	26,7	26,7	26,7	26,7	26,7	26,7	26,6	26,8	26,7	26,8	<b>26,718</b>
<b>T3 (°C)</b>	26,6	26,5	26,7	26,7	26,6	26,8	26,7	26,6	26,8	26,8	26,6	<b>26,673</b>
<b>T4 (°C)</b>	26,2	26,1	26,2	26,3	26,2	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,4	<b>26,264</b>
<b>T5 (°C)</b>	25,4	25,4	25,5	25,4	25,4	25,4	25,5	25,5	25,5	25,6	25,5	<b>25,464</b>
<b>R (Ω)</b>	<b>400,0</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>mínimo</b>	
<b>V (v)</b>	4,90	4,9	4,9	4,89	4,89	4,89	4,88	4,89	4,88	4,88	2,42	<b>4,665</b>
<b>I (mA)</b>	8,9	12,4	19,7	33,7	19,2	43,7	52,6	35,8	61	64	560	<b>82,818</b>
<b>I (A)</b>	0,009	0,012	0,020	0,034	0,019	0,044	0,053	0,036	0,061	0,064	0,560	0,083
<b>V vento (m/s)</b>	1,99	2,19	2,34	2,4	1,97	2,25	2,35	2,19	2,19	2,32	2,1	<b>2,208</b>
<b>Cálculos</b>												
<b>R (Ω)</b>	550,5618	395,1613	248,731	145,1039	254,6875	111,8993	92,77567	136,5922	80	76,25	4,321429	
<b>P 2 (W)</b>	0,04	0,06	0,10	0,16	0,09	0,21	0,26	0,18	0,30	0,31	1,36	<b>0,175</b>
<b>Área das células (m2)</b>	0,09											
<b>η2 (%)</b>	<b>0,1374</b>	<b>0,1914</b>	<b>0,3041</b>	<b>0,5191</b>	<b>0,2957</b>	<b>0,6731</b>	<b>0,8085</b>	<b>0,5514</b>	<b>0,9376</b>	<b>0,9838</b>	<b>4,2687</b>	<b>0,5514</b>

Tabela D.14. Radiação incidente para a orientação 28°SW

<b>Radiação (W/m2)</b>										
<b>R1</b>	<b>R2</b>	<b>R3</b>	<b>R4</b>	<b>R5</b>	<b>R6</b>	<b>R7</b>	<b>R8</b>	<b>R9</b>	<b>Média</b>	
-51	43	194	45	439	630	136	694	641	352,75	

Tabela D.15. Orientação 34°SW (menor velocidade de vento)

	1ª Leitura	2ª Leitura	3ª Leitura	4ª Leitura	5ª Leitura	6ª Leitura	7ª Leitura	8ª Leitura	9ª Leitura	10ª Leitura	11ª Leitura	
posição solar (h)	12:00											
Inclinação do painel/ azimute	40,5/34SW											
altitude solar (°)	72,2											
Tempo (min)	11:41	11:42	11:43	11:44	11:45	11:46	11:48	11:50	11:53	11:54	11:55	<b>MÉDIA</b>
Tamb (°C)	25,3	25,3	25,3	25,3	25,4	25,3	25,3	25,4	25,4	25,4	25,5	<b>25,355</b>
Tinf (°C)	29,1	29,1	29,3	29,4	29,7	29,5	30	30,2	30	30,2	30,3	<b>29,709</b>
T1 (°C)	27,3	27,4	27,5	27,3	27,5	27,4	27,6	27,5	27,5	27,7	27,5	<b>27,473</b>
T2 (°C)	27,4	27,6	27,6	27,6	27,6	27,5	27,6	27,7	27,6	27,8	27,7	<b>27,609</b>
T3 (°C)	26,9	26,9	27	26,9	26,9	27	26,8	26,9	27	27,1	27	<b>26,945</b>
T4 (°C)	26,3	26,3	26,4	26,3	26,4	26,5	26,5	26,5	26,6	26,8	26,6	<b>26,473</b>
T5 (°C)	25,2	25,3	25,4	25,2	25,2	25,2	25,3	25,2	25,3	25,4	25,2	<b>25,264</b>
R (Ω)	<b>400,0</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	6	mínimo	
V (v)	4,88	4,88	4,87	4,86	4,87	4,84	4,85	4,86	4,8	4,76	2,82	<b>4,663</b>
I (mA)	9,7	13,4	19,6	33,6	16,7	46,3	25,3	18,2	110	160	660	<b>101,164</b>
I (A)	0,0097	0,0134	0,0196	0,0336	0,0167	0,0463	0,0253	0,0182	0,11	0,16	0,66	0,101164
V vento (m/s)	1,45	1,19	1,19	1,24	1,11	1,46	1,34	1,53	1,2	1,33	1,23	<b>1,297</b>
<b>Cálculo</b>												
R (Ω)	503,0928	364,1791	248,4694	144,6429	291,6168	104,5356	191,6996	267,033	43,63636	29,75	4,272727	
Potência1 (W)	0,05	0,07	0,10	0,16	0,08	0,22	0,12	0,09	0,53	0,76	1,86	0,12
Área das células (m2)	0,09											
η1 (%)	<b>0,1415</b>	<b>0,1955</b>	<b>0,2853</b>	<b>0,4881</b>	<b>0,2431</b>	<b>0,6698</b>	<b>0,3668</b>	<b>0,2644</b>	<b>1,5783</b>	<b>2,2765</b>	<b>5,5634</b>	<b>0,3668</b>

Tabela D.16. Orientação 34°SW (maior velocidade de vento)

<b>Tempo (min)</b>	11:59	12:00	12:01	12:02	12:04	12:06	12:07	12:08	12:09	12:10	12:12	<b>MÉDIA</b>
<b>Tamb (°C)</b>	25,5	25,3	25,4	25,4	25,4	25,4	25,3	25,4	25,4	25,4	25,4	<b>25,391</b>
<b>Tinf (°C)</b>	29,8	30	29,3	29,7	29,5	29,4	29,6	29,3	29,1	29	29,3	<b>29,455</b>
<b>T1 (°C)</b>	27,1	27,2	27,2	27,3	27,2	27,1	27,1	27,1	27,3	27,2	27,1	<b>27,173</b>
<b>T2 (°C)</b>	27,1	27	27,1	27,1	27	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	<b>26,973</b>
<b>T3 (°C)</b>	26,5	26,5	26,6	26,5	26,5	26,5	26,5	26,4	26,6	26,6	26,4	<b>26,509</b>
<b>T4 (°C)</b>	26,4	26,4	26,5	26,5	26,4	26,4	26,4	26,2	26,4	26,4	26,5	<b>26,409</b>
<b>T5 (°C)</b>	25,2	25,2	25,5	25,4	25,5	25,5	25,4	25,3	25,6	25,6	25,5	<b>25,427</b>
<b>R (Ω)</b>	<b>400,0</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>mínimo</b>	
<b>V (v)</b>	4,87	4,88	4,87	4,87	4,88	4,87	4,87	4,88	4,88	4,85	2,5	<b>4,656</b>
<b>I (mA)</b>	9,1	12,7	19,6	33	26,7	41,1	48,7	47,6	42,4	101,1	650	<b>93,818</b>
<b>I (A)</b>	0,009	0,013	0,020	0,033	0,027	0,041	0,049	0,048	0,042	0,101	0,650	0,094
<b>V vento (m/s)</b>	2,23	1,98	1,96	2	2,08	2,02	2,07	2,03	2,32	2,01	2,37	<b>2,097</b>
<b>Cálculos</b>												
<b>R (Ω)</b>	535,1648	384,252	248,4694	147,5758	182,7715	118,4915	100	102,521	115,0943	47,9723	3,846154	
<b>P 2 (W)</b>	0,04	0,06	0,10	0,16	0,13	0,20	0,24	0,23	0,21	0,49	1,63	0,32
<b>Área das células (m2)</b>	0,09											
<b>η2 (%)</b>	<b>0,1325</b>	<b>0,1853</b>	<b>0,2853</b>	<b>0,4804</b>	<b>0,3895</b>	<b>0,5983</b>	<b>0,7089</b>	<b>0,6943</b>	<b>0,6185</b>	<b>1,4657</b>	<b>4,8574</b>	<b>0,9469</b>

Tabela D.17. Radiação incidente para a orientação 34°SW

Radiação (W/m2)										
R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	Média	
-56	-41	29	225	478	471	120	628	651	371,7143	

Tabela D.18. Orientação 52°SW (menor velocidade de vento)

	1ª Leitura	2ª Leitura	3ª Leitura	4ª Leitura	5ª Leitura	6ª Leitura	7ª Leitura	8ª Leitura	9ª Leitura	10ª Leitura	11ª Leitura	
Posição solar (h)	12:00											
Inclinação do painel/ azimute	40,5/52W											
Altitude solar (°)	72,2											
Tempo (min)	12:19	12:22	12:23	12:24	12:26	12:27	12:28	12:29	12:31	12:32	12:33	<b>MÉDIA</b>
Tamb (°C)	25,4	25,4	25,3	25,4	25,5	25,5	25,5	25,5	25,4	25,4	25,4	<b>25,427</b>
Tinf (°C)	30,0	29,7	30,1	29,9	29,8	29,8	29,6	29,7	29,7	29,6	29,6	<b>29,773</b>
T1 (°C)	27,0	26,9	26,6	26,8	26,7	26,8	26,7	26,8	26,6	26,6	26,6	<b>26,736</b>
T2 (°C)	26,8	26,8	27	27,1	27	27,1	27	27,1	27	28	27	<b>27,082</b>
T3 (°C)	26,5	26,3	25,9	25,9	25,9	25,8	25,8	25,7	25,6	25,6	25,6	<b>25,873</b>
T4 (°C)	26,4	26,5	26,3	26,4	26,4	26,5	26,3	26,3	26,3	26,3	26,2	<b>26,355</b>
T5 (°C)	25,4	25,4	25,6	25,6	25,6	25,7	25,6	25,6	25,5	25,4	25,6	<b>25,545</b>
R (Ω)	<b>400,0</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>mínimo</b>	
V (v)	4,94	4,83	4,82	4,82	4,83	4,84	4,82	4,83	4,82	4,42	3,12	<b>4,645</b>
I (mA)	9,6	12,5	19,3	33	15,5	19,5	47,9	33,8	57,6	490	510	<b>113,518</b>
I (A)	0,0096	0,0125	0,0193	0,033	0,0155	0,0195	0,0479	0,0338	0,0576	0,49	0,51	0,113518
V vento (m/s)	1,39	1,25	1,58	1,49	1,47	1,61	1,53	1,41	1,45	1,59	1,59	<b>1,487</b>
<b>Cálculos</b>												
R (Ω)	514,5833	386,4	249,7409	146,0606	311,6129	248,2051	100,6263	142,89941	83,68056	9,020408	6,117647	
Potência1 (W)	0,05	0,06	0,09	0,16	0,07	0,09	0,23	0,16	0,28	2,17	1,59	0,45
Área das células (m2)	0,09											
η1 (%)	<b>0,2081</b>	<b>0,2649</b>	<b>0,4082</b>	<b>0,6980</b>	<b>0,3285</b>	<b>0,4142</b>	<b>1,0132</b>	<b>0,7164</b>	<b>1,2183</b>	<b>9,5041</b>	<b>6,9826</b>	<b>1,9779</b>

Tabela D.19. Orientação 52°SW (maior velocidade de vento)

<b>Tempo (min)</b>	12:42	12:43	12:44	12:45	12:46	12:47	12:49	12:50	12:51	12:52	12:53	<b>MÉDIA</b>
<b>Tamb (°C)</b>	25,3	25,3	25,3	25,3	25,4	25,4	25,4	25,4	25,5	25,6	25,5	<b>25,400</b>
<b>Tinf (°C)</b>	29,4	29,3	29,1	29,1	29,1	29	28,9	28,9	28,8	29,1	28,9	<b>29,055</b>
<b>T1 (°C)</b>	26,7	26,6	26,5	26,6	26,6	26,5	26,6	26,6	26,7	26,8	26,7	<b>26,627</b>
<b>T2 (°C)</b>	26,5	26,5	26,5	26,5	26,4	26,5	26,5	26,5	26,5	26,6	26,6	<b>26,509</b>
<b>T3 (°C)</b>	25,4	25,3	25,2	25,3	25,3	25,5	25,4	25,4	25,5	25,5	25,5	<b>25,391</b>
<b>T4 (°C)</b>	26,3	26,3	26,1	26,2	26,1	26,2	26,1	26,1	26,3	26,3	26,3	<b>26,209</b>
<b>T5 (°C)</b>	25,4	25,4	25,4	25,5	25,4	25,6	25,5	25,5	25,6	25,5	25,7	<b>25,500</b>
<b>R (Ω)</b>	<b>400,0</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>mínimo</b>	
<b>V (v)</b>	4,86	4,87	4,86	4,85	4,86	4,87	4,86	4,86	4,82	4,74	2,2	<b>4,605</b>
<b>I (mA)</b>	9,6	12,4	19,3	31,1	25,4	21,4	23,6	23,6	88,4	190	510	<b>86,800</b>
<b>I (A)</b>	0,010	0,012	0,019	0,031	0,025	0,021	0,024	0,024	0,088	0,190	0,510	0,087
<b>V vento (m/s)</b>	1,99	2,3	2,2	2,08	2,25	2,18	2,25	2,25	2,14	2,17	2,31	<b>2,193</b>
<b>Cálculos</b>												
<b>R (Ω)</b>	506,25	392,7419	251,8135	155,9486	191,3386	227,5701	205,9322	205,9322	54,52489	24,94737	4,313725	
<b>P 2 (W)</b>	0,05	0,06	0,09	0,15	0,12	0,10	0,11	0,11	0,43	0,90	1,12	0,30
<b>Área das células (m2)</b>	0,09											
<b>η2 (%)</b>	<b>0,2047</b>	<b>0,2650</b>	<b>0,4116</b>	<b>0,6619</b>	<b>0,5417</b>	<b>0,4573</b>	<b>0,5033</b>	<b>0,5033</b>	<b>1,8698</b>	<b>3,9521</b>	<b>4,9236</b>	<b>1,2995</b>

Tabela D.20. Radiação incidente para a orientação 52°SW

<b>Radiação (W/m2)</b>										
<b>R1</b>	<b>R2</b>	<b>R3</b>	<b>R4</b>	<b>R5</b>	<b>R6</b>	<b>R7</b>	<b>R8</b>	<b>R9</b>	<b>Média</b>	
-57	-55	-1	-49	3	170	46	503	544	253,2	

Tabela D.21. Orientação 65°SW (menor velocidade de vento)

	1ª Leitura	2ª Leitura	3ª Leitura	4ª Leitura	5ª Leitura	6ª Leitura	7ª Leitura	8ª Leitura	9ª Leitura	10ª Leitura	11ª Leitura	
Posição solar (h)	12:00											
Inclinação do painel/ azimute	40,5/65W											
Altitude solar (°)	72,2											
Tempo (min)	15:59	16:02	16:03	16:06	16:07	16:08	16:09	16:10	16:11	16:12	16:13	<b>MÉDIA</b>
Tamb (°C)	25,4	25,5	25,5	25,5	25,6	25,6	25,6	25,9	25,6	25,7	25,6	<b>25,591</b>
Tinf (°C)	26,4	27,1	27,3	27,8	27,9	27,9	27,9	28,1	28,1	28,3	28,2	<b>27,727</b>
T1 (°C)	25,9	26,1	26,1	26,3	26,4	26,2	26,4	26,4	26,5	26,5	26,5	<b>26,300</b>
T2 (°C)	26,2	26,4	26,5	26,6	26,7	26,7	26,7	26,8	26,8	26,8	26,8	<b>26,636</b>
T3 (°C)	25,2	25,2	25,2	25,3	25,5	25,4	25,4	25,4	25,4	25,6	25,6	<b>25,382</b>
T4 (°C)	25,7	25,9	25,9	26,2	26,1	26,1	26,2	26,3	26,2	26,4	26,3	<b>26,118</b>
T5 (°C)	25,3	25,4	25,3	25,5	25,5	25,6	25,6	25,6	25,5	25,6	25,7	<b>25,509</b>
R (Ω)	<b>400,0</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	6	mínimo	
V (v)	4,92	4,88	4,87	4,84	4,85	4,81	4,8	4,82	4,77	2,49	2,38	<b>4,403</b>
I (mA)	4,9	12,2	18,5	31,6	17,8	57,9	60,9	40,5	93,4	390	400	<b>102,518</b>
I (A)	0,0049	0,0122	0,0185	0,0316	0,0178	0,0579	0,0609	0,0405	0,0934	0,39	0,4	0,102518
V vento (m/s)	1,35	1,48	1,51	1,51	1,54	1,44	1,6	1,5	1,46	1,39	1,51	<b>1,481</b>
<b>Cálculos</b>												
R (Ω)	1004,0816	400	263,2432	153,1646	272,4719	83,07427	78,81773	119,0123	51,07066	6,384615	5,95	
Potência1 (W)	0,02	0,06	0,09	0,15	0,09	0,28	0,29	0,20	0,45	0,97	0,95	0,32
Área das células (m2)	0,09											
η1 (%)	<b>0,1723</b>	<b>0,4254</b>	<b>0,6438</b>	<b>1,0928</b>	<b>0,6169</b>	<b>1,9900</b>	<b>2,0887</b>	<b>1,3949</b>	<b>3,1834</b>	<b>6,9389</b>	<b>6,8024</b>	<b>2,3045</b>

Tabela D.22. Orientação 52°SW (maior velocidade de vento)

Tempo (min)	16:18	16:20	16:22	16:23	16:24	16:25	16:27	16:28	16:30	16:31	16:32	MÉDIA
Tamb (°C)	25,6	25,7	25,7	25,6	25,7	25,7	25,8	25,7	25,7	25,7	28	<b>25,900</b>
Tinf (°C)	28,2	28	28	28	27,9	27,9	27,9	28	27,9	27,9	26,5	<b>27,836</b>
T1 (°C)	26,6	26,4	26,3	26,4	26,4	26,3	26,4	26,5	26,5	26,4	27	<b>26,473</b>
T2 (°C)	26,7	26,9	26,8	26,9	26,9	26,9	27	26,9	27	27	25,4	<b>26,764</b>
T3 (°C)	25,7	25,5	25,4	25,5	25,4	25,5	25,5	25,4	25,4	25,3	26,4	<b>25,545</b>
T4 (°C)	26,4	26,3	26,4	26,4	26,3	26,4	26,4	26,4	26,4	26,3	25,7	<b>26,309</b>
T5 (°C)	25,6	25,6	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,7	25,7		<b>25,740</b>
R (Ω)	<b>400,0</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	mínimo	
V (v)	4,84	4,84	4,84	4,83	4,84	4,81	4,82	4,74	4,54	4,24	2,43	<b>4,525</b>
I (mA)	8,7	12,5	19,4	33,1	15,3	59,6	47,6	129,4	290	380	410	<b>127,782</b>
I (A)	0,009	0,013	0,019	0,033	0,015	0,060	0,048	0,129	0,290	0,380	0,410	0,128
V vento (m/s)	2,20	2	2,04	2,04	2	2,18	2,02	2,07	2,03	2,2	2,18	<b>2,087</b>
Cálculos												
R (Ω)	556,32184	387,2	249,4845	145,9215	316,3399	80,7047	101,2605	36,6306	15,65517	11,15789	5,926829	
P 2 (W)	0,04	0,06	0,09	0,16	0,07	0,29	0,23	0,61	1,32	1,61	1,00	<b>0,499</b>
Área das células (m2)	0,09											
η2 (%)	<b>0,3009</b>	<b>0,4323</b>	<b>0,6709</b>	<b>1,1424</b>	<b>0,5291</b>	<b>2,0484</b>	<b>1,6394</b>	<b>4,3827</b>	<b>9,4076</b>	<b>11,5127</b>	<b>7,1190</b>	<b>3,5623</b>

Tabela D.23. Radiação incidente para a orientação 65°SW

Radiação (W/m2)										
R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	Média	
-60	-57	-52	-55	-52	-29	-3	80	231	155,5	

### 1. Representação gráfica das curvas “I vs V”

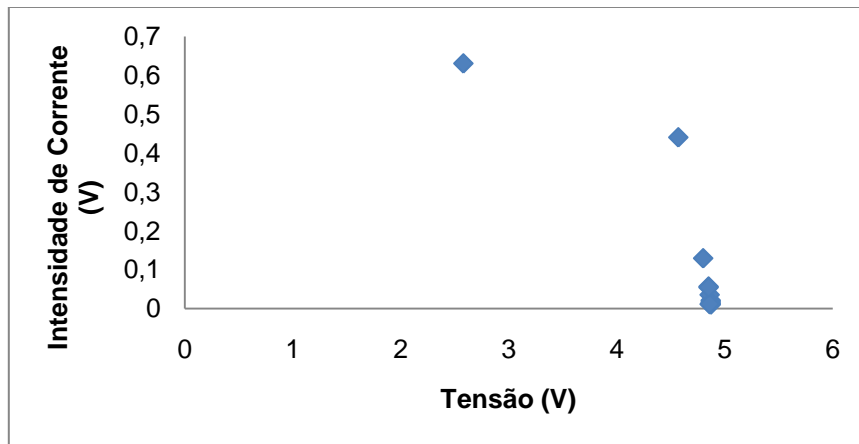


Figura D.41. Curva I vs V (orientação sul/menor velocidade de vento)

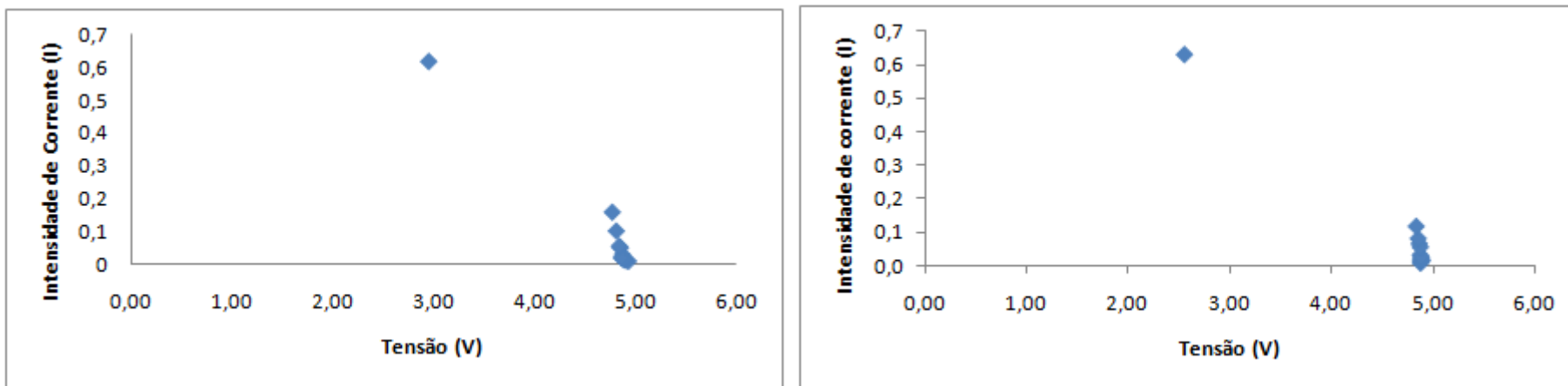


Figura D.5. Curvas “I vs V” para orientação 4ºSW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

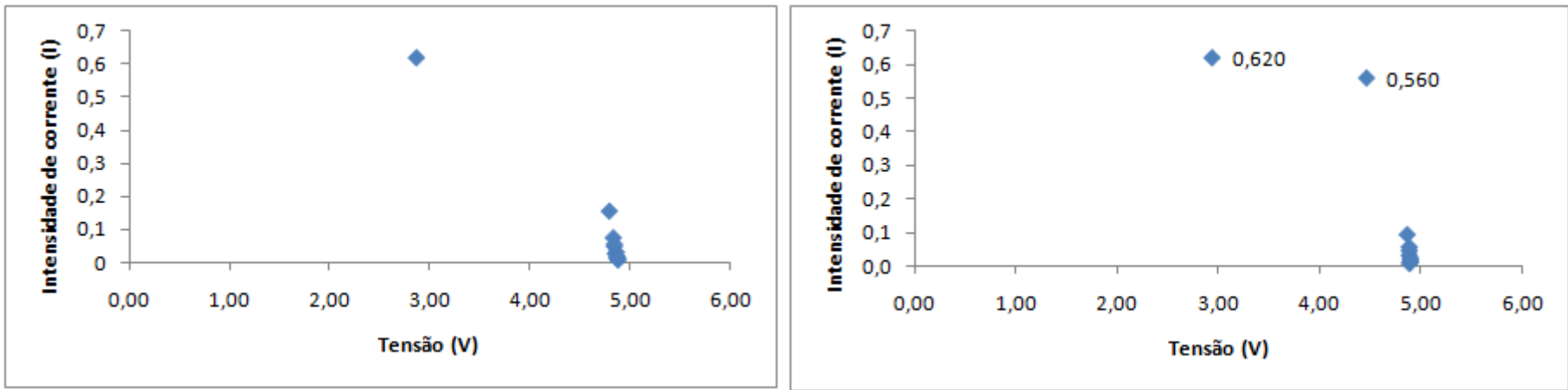


Figura D.6. Curvas “I vs V” para orientação 12°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

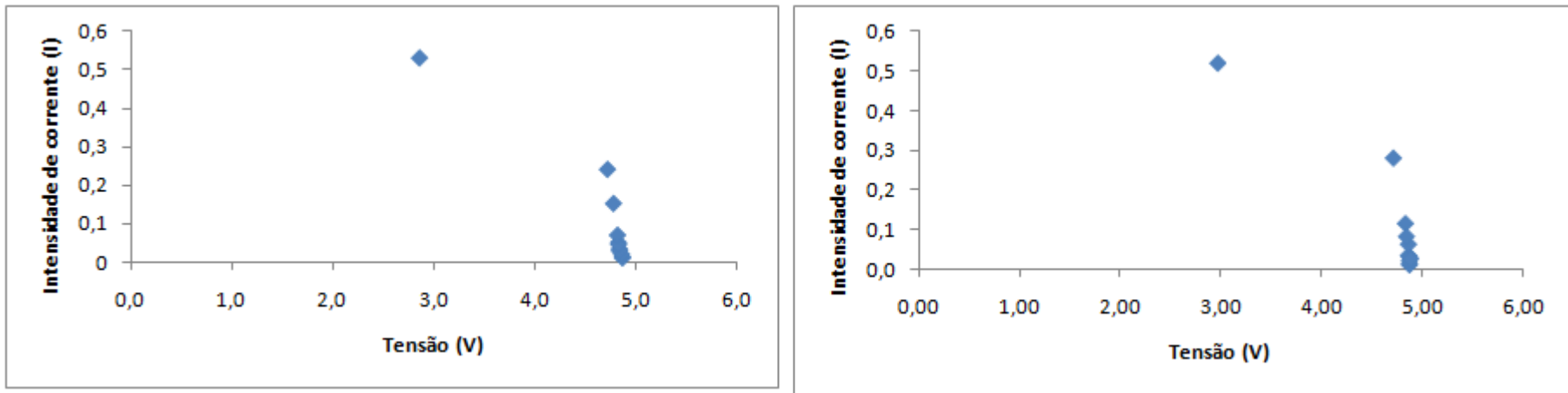


Figura D.7. Curvas “I vs V” para orientação 20°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

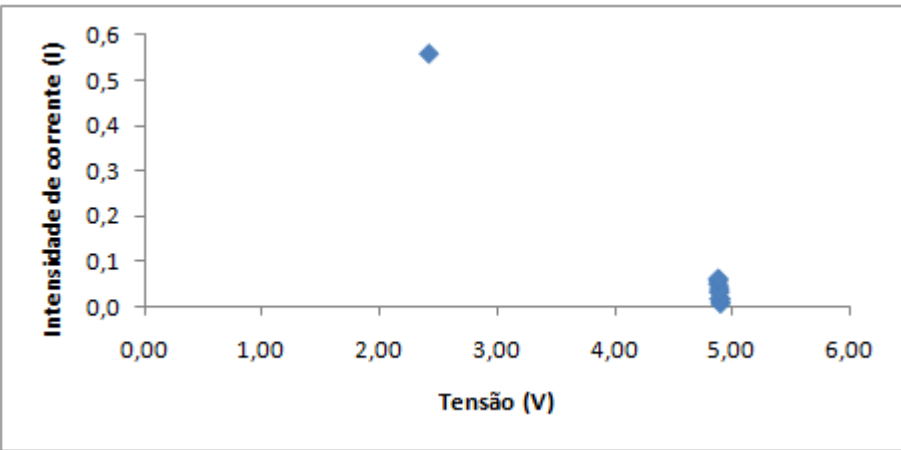
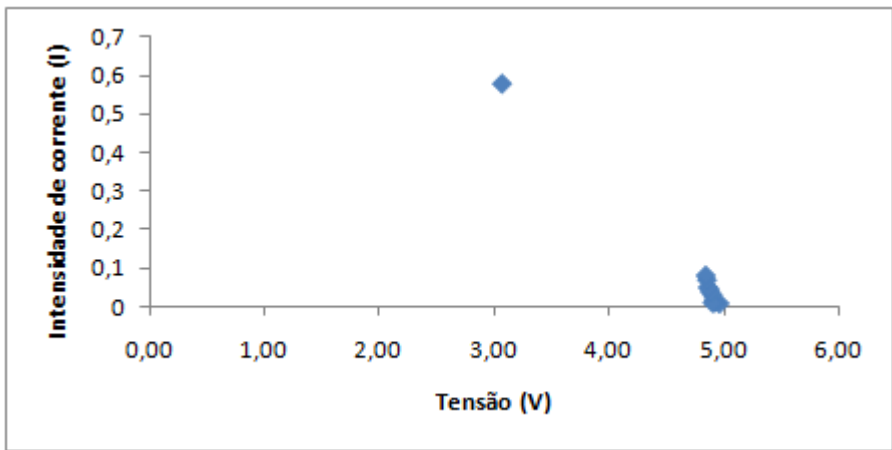


Figura D.8. Curvas "I vs V" para orientação 28°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

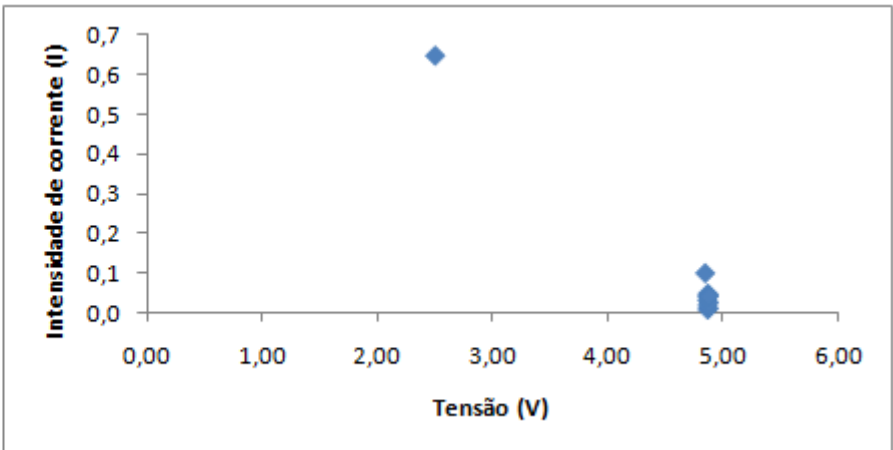
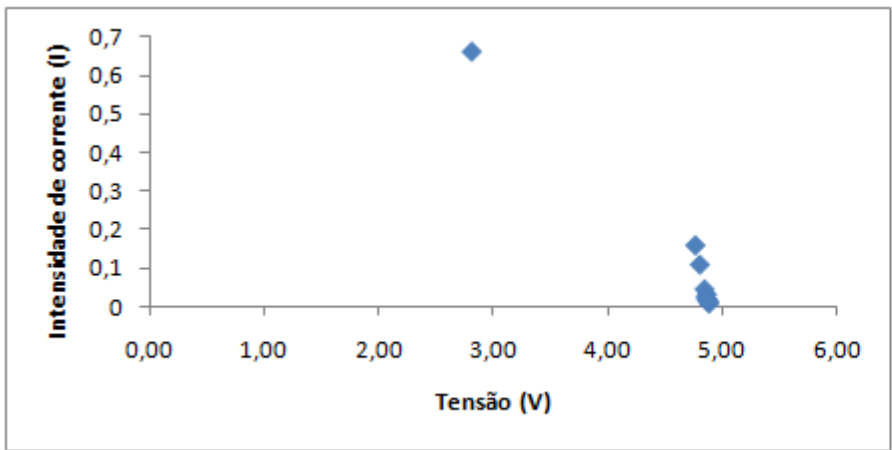


Figura D.9. Curvas "I vs V" para orientação 34°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

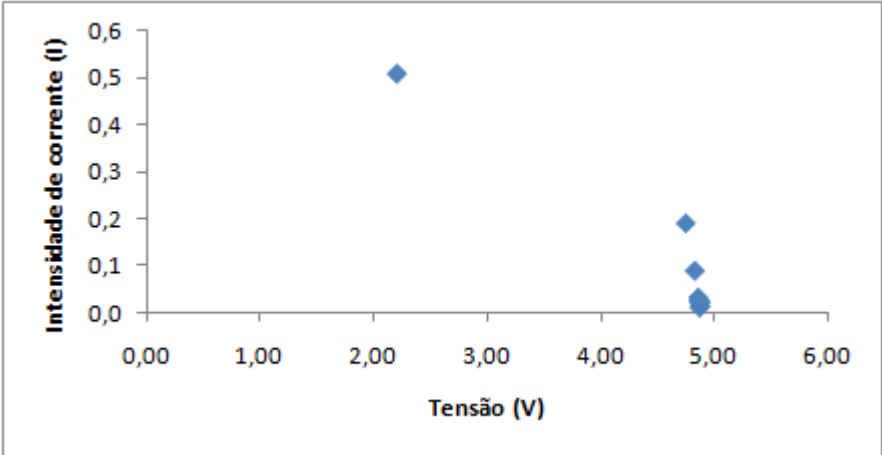
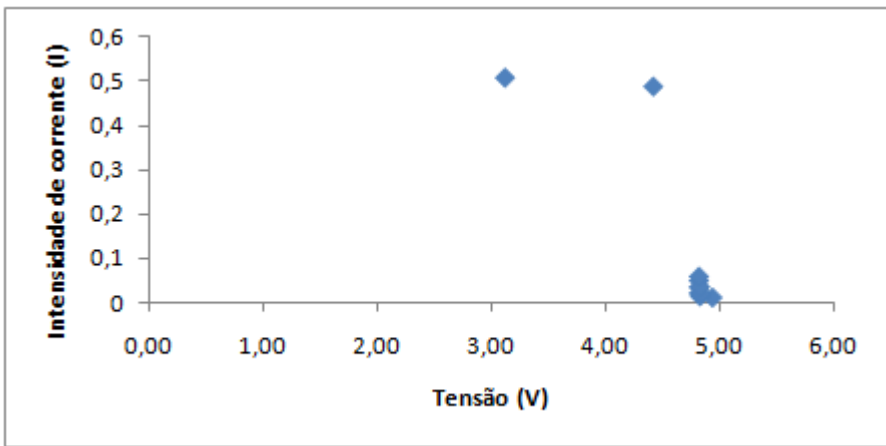


Figura D.10. Curvas “I vs V” para orientação 52°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

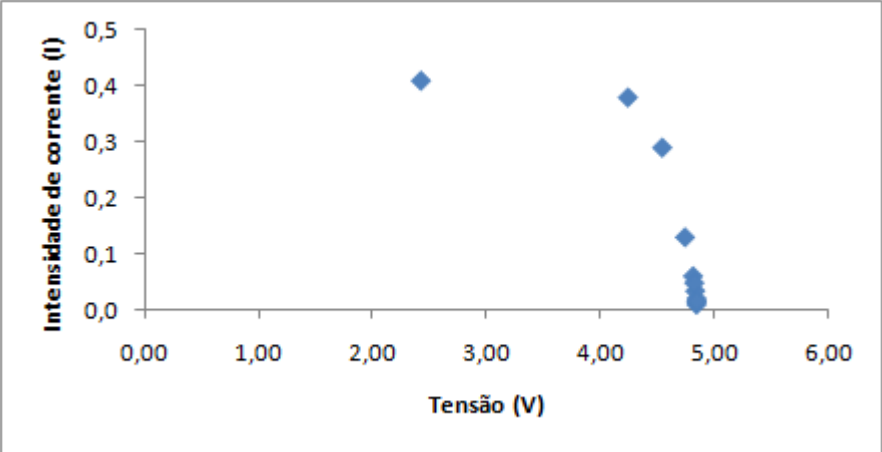
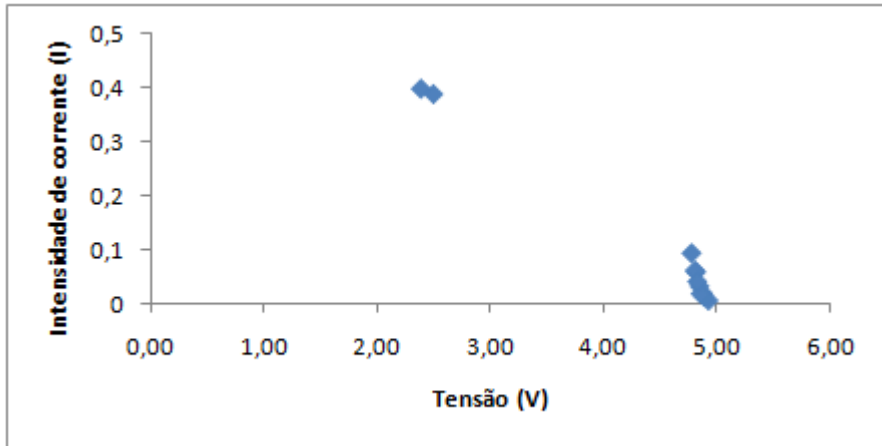


Figura D.11. Curvas “I vs V” para orientação 65°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

## 2. Representação gráfica das curvas “P vs V”

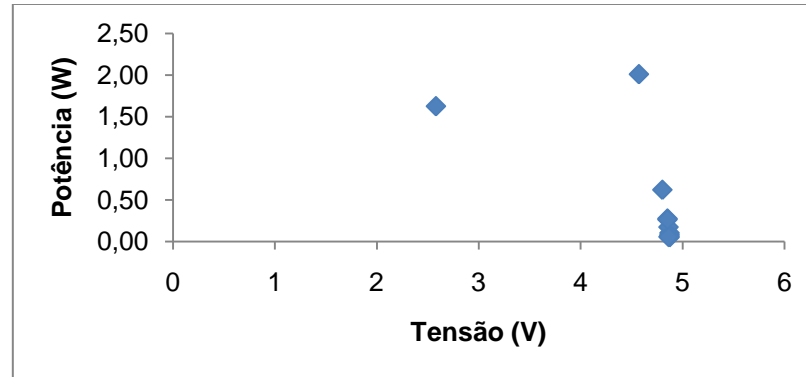


Figura D.12. Curvas “P vs V” para orientação Sul com menor velocidade de vento

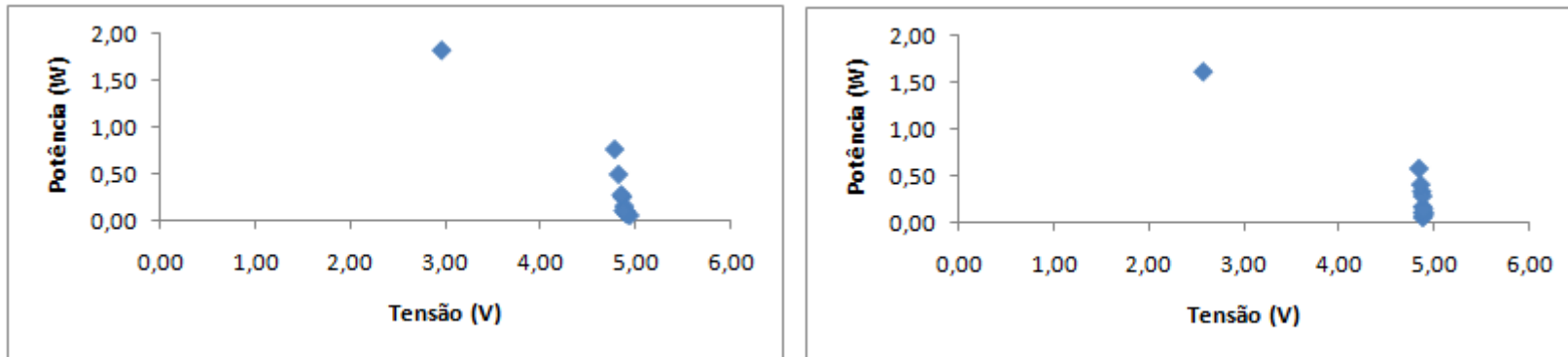


Figura D.13. Curvas “P vs V” para orientação 4°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

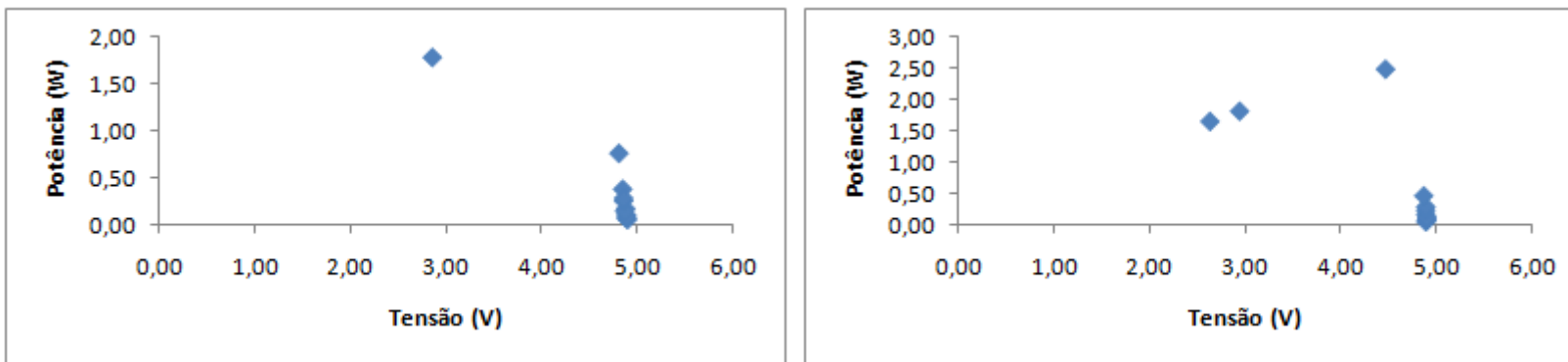


Figura D.14. Curvas “P vs V” para orientação 12°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

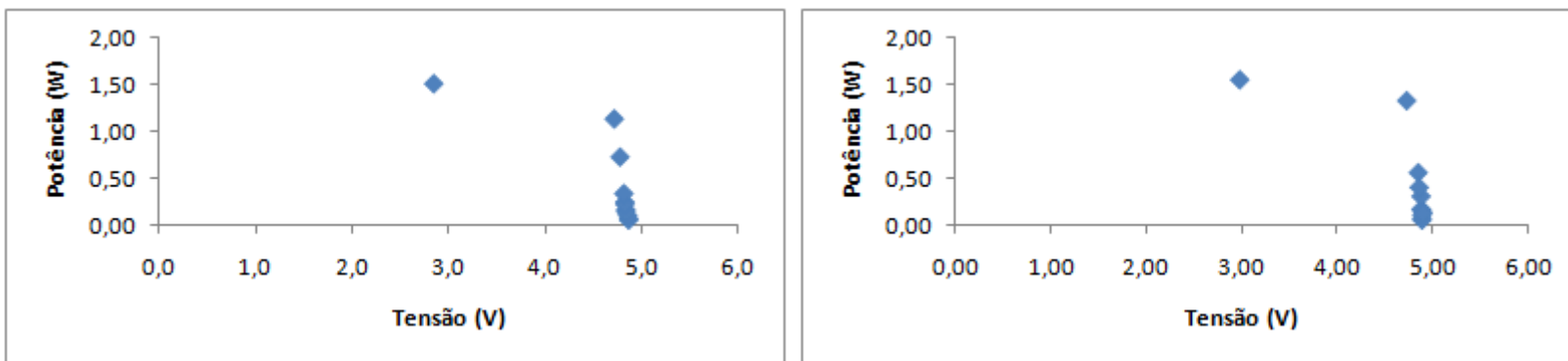


Figura D.15. Curvas “P vs V” para orientação 20°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

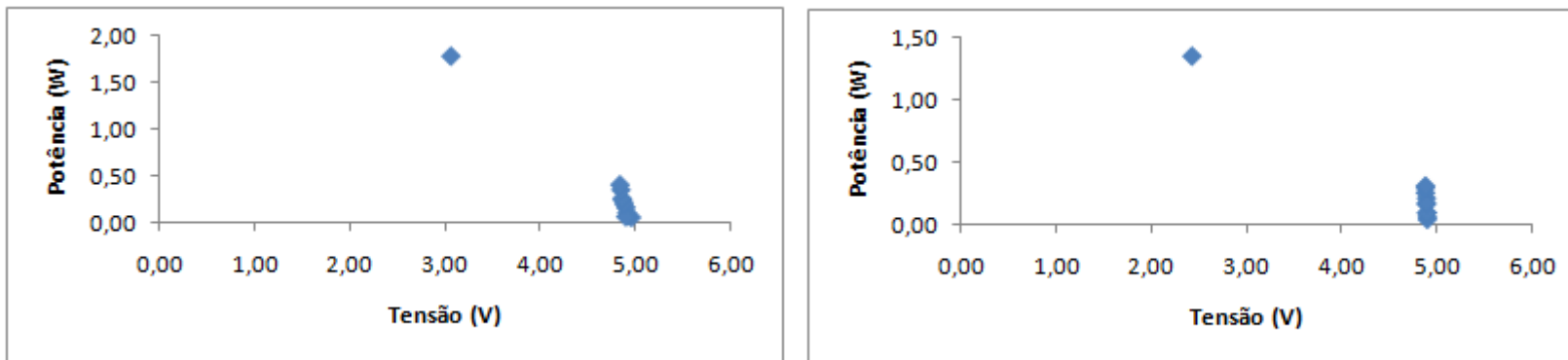


Figura D.16. Curvas “P vs V” para orientação 28°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

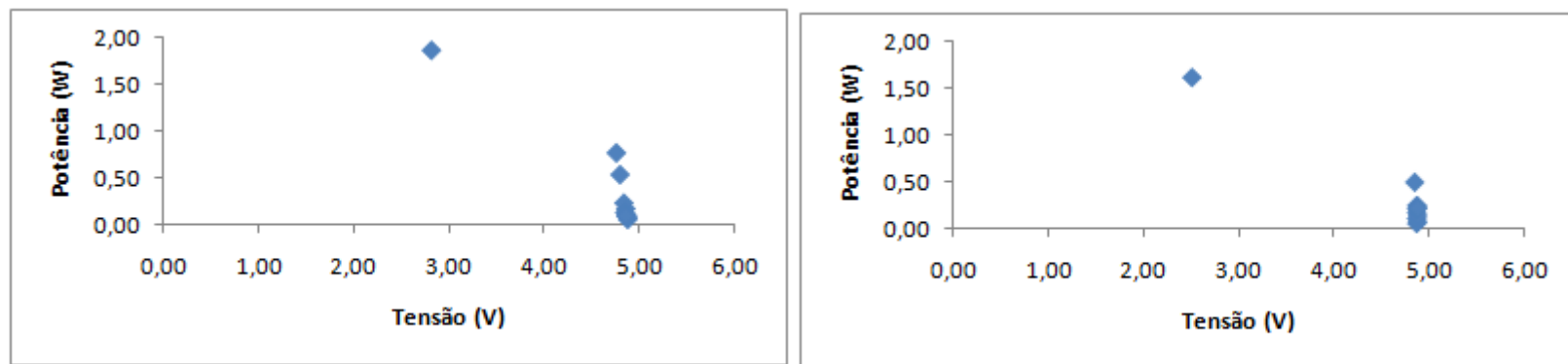


Figura D.17. Curvas “P vs V” para orientação 34°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

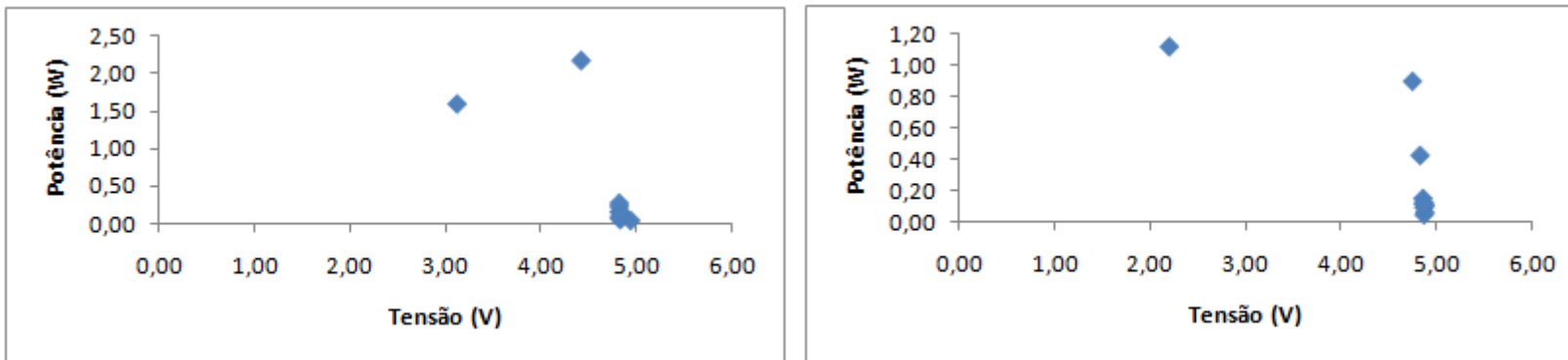


Figura D.18. Curvas “P vs V” para orientação 52°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)

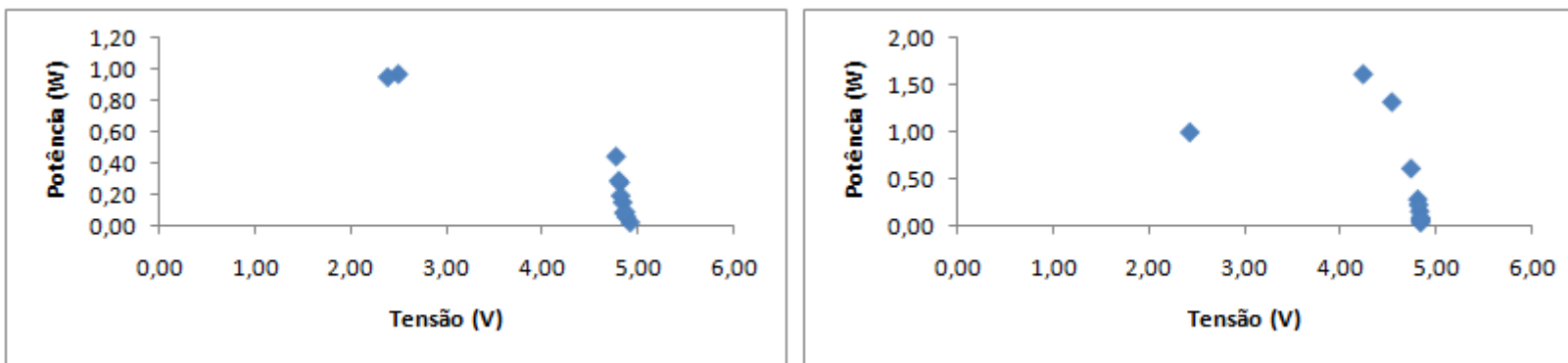


Figura D.219 Curvas “P vs V” para orientação 65°SW com menor e maior velocidades de vento (direita/esquerda)



## **Anexo E. Simulação dos valores mensais de produção**

Para verificar se os valores mensais de produção estão de acordo com o previsto, foram utilizados dois programas informáticos de simulação.

### **1. Solterm**

O Solterm analisa o desempenho de sistemas solares térmicos e fotovoltaicos e está desenvolvido para as condições climáticas e técnicas de Portugal. A sua simulação energética é feita sob condições quase estacionárias. Isto quer dizer que os balanços energéticos no sistema são feitos para intervalos curtos (5 minutos), durante os quais se considera constante o estado do ambiente. O Solterm é constituído por conjuntos de dados climáticos referentes aos 308 Concelhos de Portugal, que podem ser manipulados pelo utilizador. Este software permite a simulação de uma análise energética e de benefício Ambiental nas quantidades evitadas de consumo de energia fóssil e de emissões de gases com efeito de estufa. Caso se pretenda podem ser guardados relatórios de climatologia, análise de desempenho energético, económico e ambiental, para cada situação simulada.

#### **➤ Exemplo de simulação pelo Solterm**

Nesta simulação, ter-se-á como exemplo o cliente A. que tem um sistema com sombreamento. Os passos da simulação são identificados em seguida:

##### **1º Passo:** Seleccionar os dados de Clima e Local

Este programa tem dados climáticos de 30 anos (1961-1990) dos 308 concelhos de Portugal, o que não se verifica no PV\*SOL pro. Seleccionou-se o concelho de Vila Nova da Barquinha pelo facto do cliente pertencer a Tancos (Figura E.1).

O ícone “Guardar série horária de referência” disponibiliza dados horários de temperatura ambiente, radiação solar directa e difusa em todos os meses do ano.

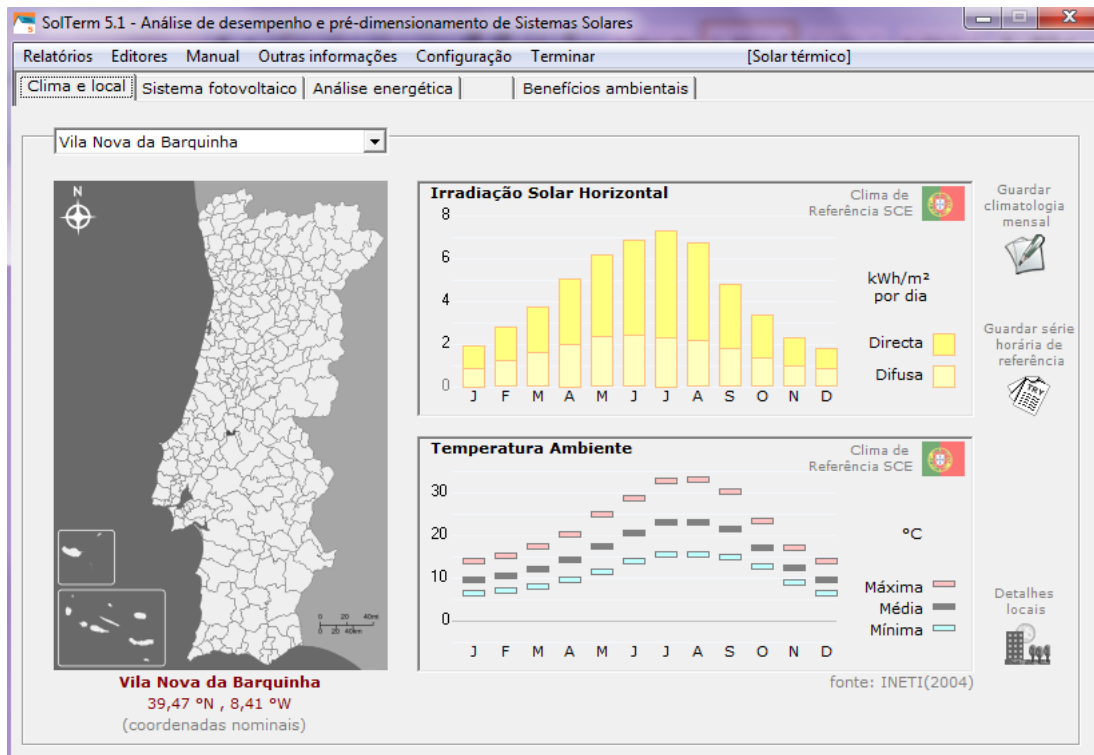


Figura E.1. Simulação SolTerm (Clima e local)

O ícone “Detalhes do local”, como mostra a Figura E.2, permite conhecer em que época do ano as obstruções (sombreamento) impedem a incidência solar sobre os painéis.

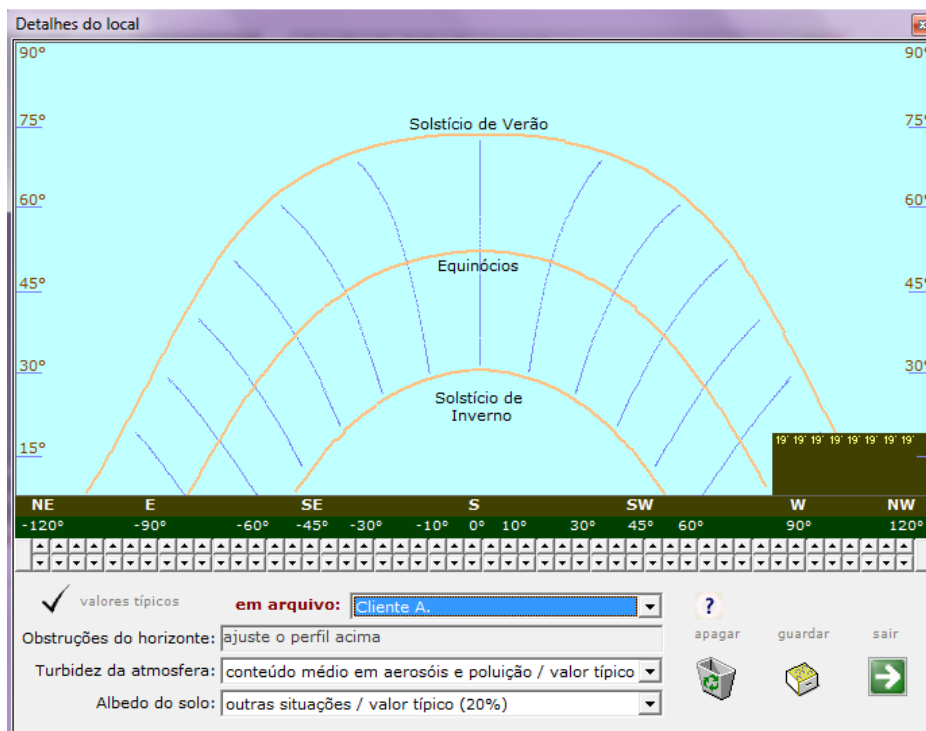


Figura E.2. Simulação SolTerm (Detalhes do local)

A altura (em graus) e o azimute do sombreamento são colocados manualmente, pelo que estes dados foram retirados da simulação feita pelo PV\*SOL pro.

### 2º Passo: Seleccionar os dados do Sistema Fotovoltaico

No separador “Sistema fotovoltaico” selecciona-se o tipo de sistema pretendido, neste caso “Sistemas ligados à rede de baixa tensão”, assim como as características associadas aos painéis e ao inversor, clicando sobre as respectivas imagens (Figura E.3). Este programa, comparativamente ao programa PV\*SOL pro, não apresenta a possibilidade de escolher um sistema fotovoltaico com seguidor.

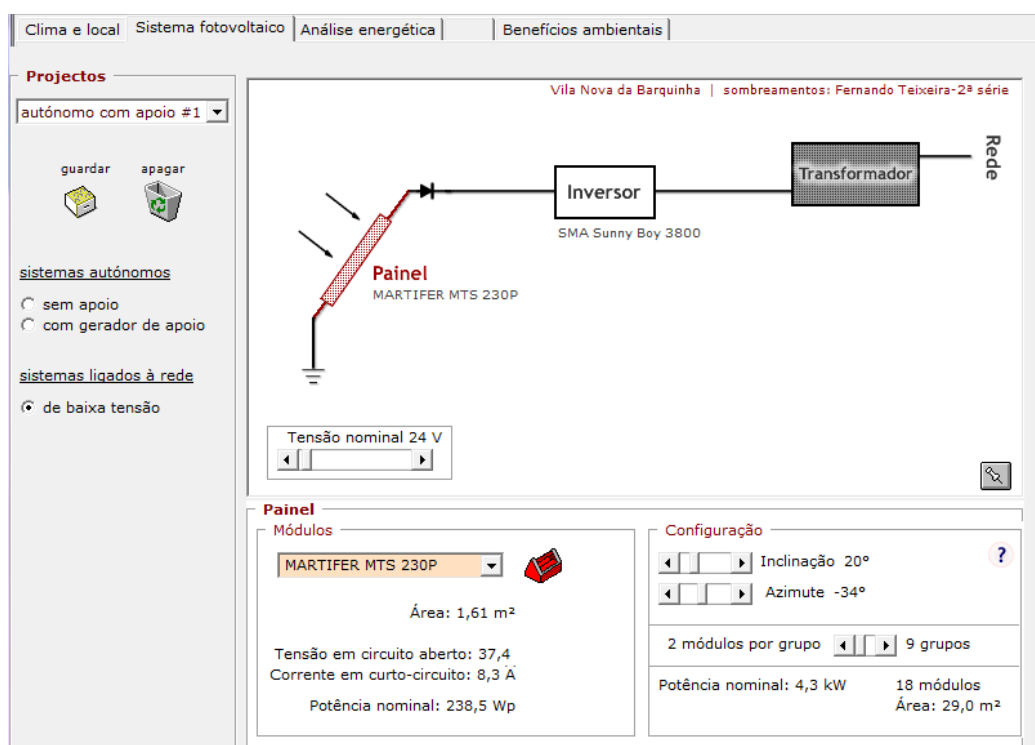


Figura E.3. Simulação SolTerm (Sistema Fotovoltaico)

### 3º Passo: Verificar os valores obtidos na Análise Energética

Os dados da análise energética podem ser guardados em forma de relatório, para isso basta clicar no respectivo ícone “guardar Relatório”, como se pode visualizar na Figura E.4.

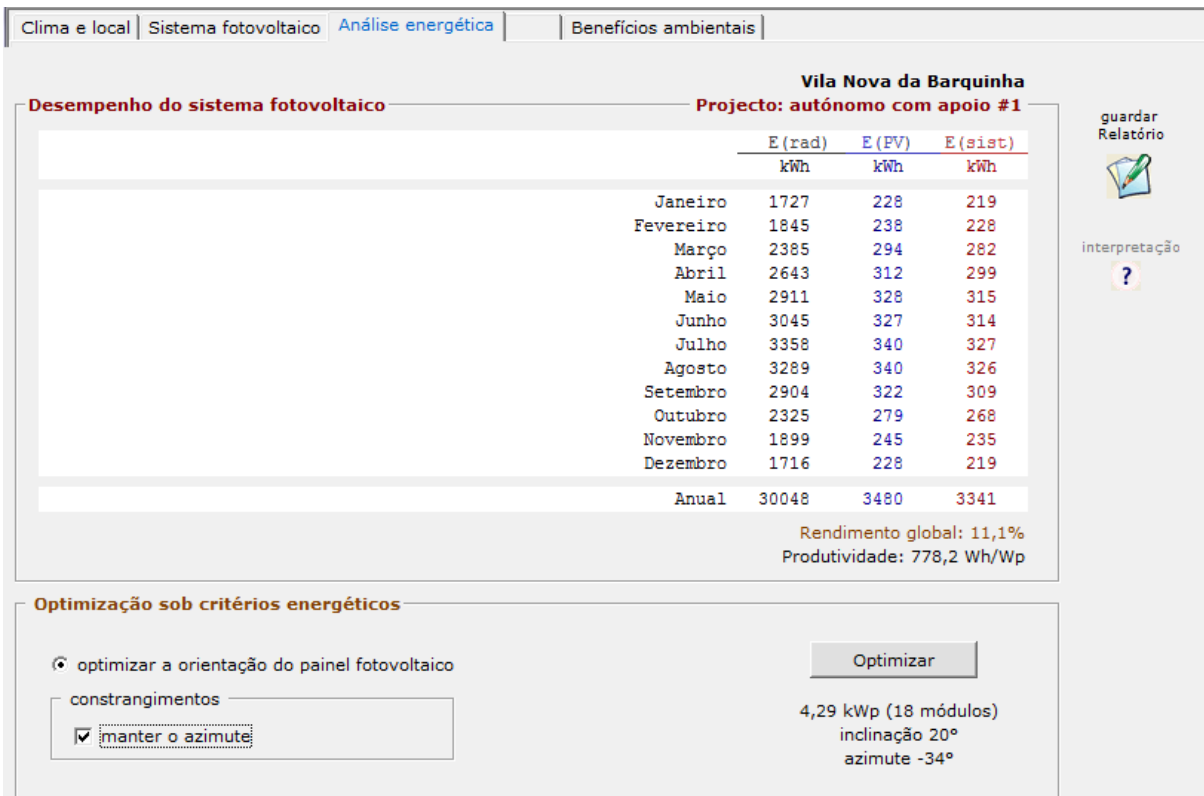


Figura E.4. Simulação Solterm (Análise Energética)

Caso se pretenda a optimização da configuração do painel, recorre-se ao botão “Optimizar” que apenas alterará a inclinação dos painéis (ver Figura E.5). Caso se remova o “constrangimento” o software optimiza a inclinação para azimute sul (0 graus).

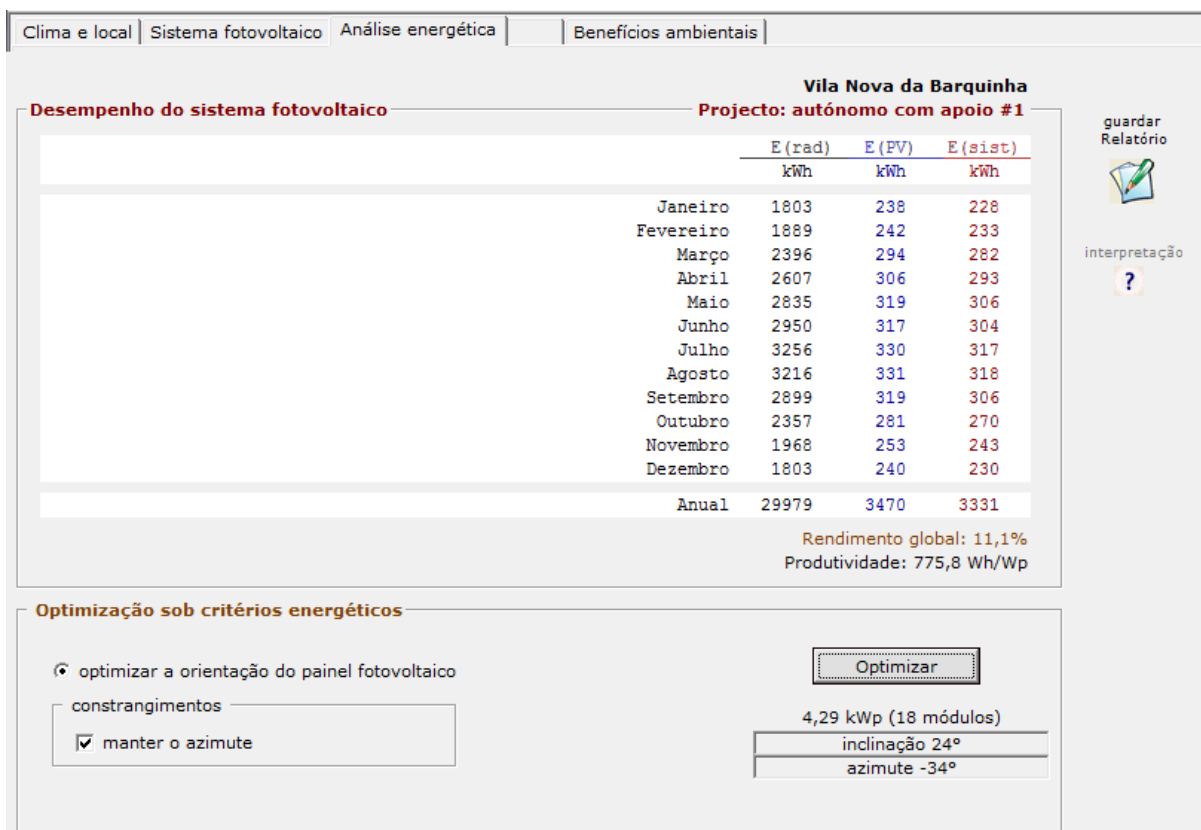


Figura E.5. Simulação SolTerm (Optimização da Análise Energética)

**4º Passo:** Verificar os valores obtidos de Benefícios Ambientais

Os benefícios ambientais obtidos pela implementação do sistema fotovoltaico podem ser guardados sob a forma de relatório e são apresentados no separador “Análise Energética” (Figura E.6).

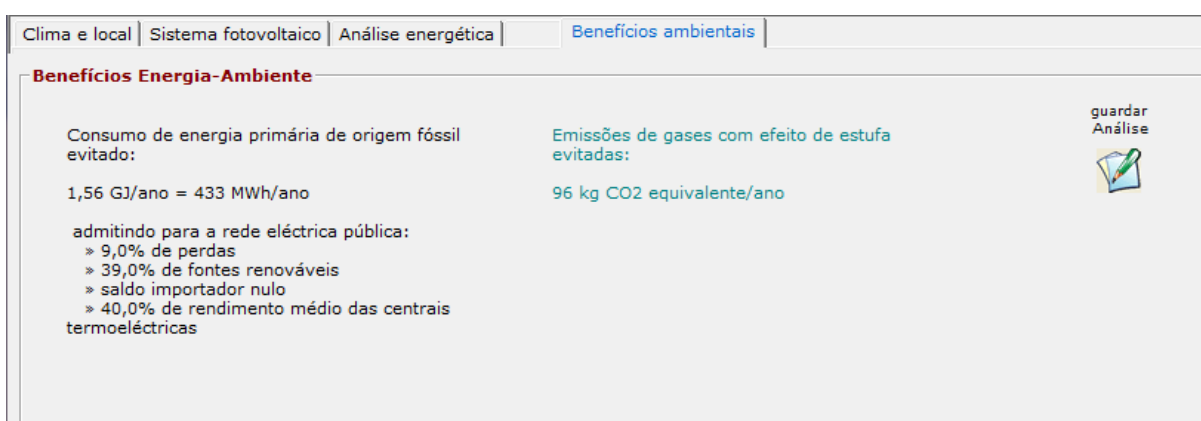


Figura E.6. Simulação SolTerm (Benefícios Ambientais)

Os resultados das simulações do Solterm que foram efectuadas a todas as instalações fotovoltaicas estudadas estão no Anexo X (em CD-ROM).

## 2. PV\*SOL pro

O PV\*SOL pro é um software desenvolvido pela empresa Solar Design que é capaz de realizar simulações de sistemas solares fotovoltaicos. A sua base de dados meteorológicos é do ano 2006 e contém informação para 32 países entre os quais Portugal com 12 concelhos. Podem ser introduzidos dados climáticos na sua base de dados e cada simulação pode ser armazenada e manipulada posteriormente.

A simulação fornece resultados energéticos horários (sob a forma de Figura ou tabela) para um período anual, destacando-se a produção de energia antes e após inversor, rendimento global e eficiência do inversor. Ao nível dos benefícios ambientais, apenas indica as quantidades evitadas de emissões de gases com efeito de estufa.

### ➤ Exemplo de simulação pelo PV\*SOL pro

Para que se visualizem mais facilmente as diferenças entre os dois programas, esta simulação também será feita para o cliente A.

#### 1º Passo: Seleccionar configurações do sistema

No separador “Systems” (ver Figura E.7) selecciona-se o tipo de sistema tendo em consideração o número de inversores e o tipo de instalação (ligação autónoma ou à rede pública).

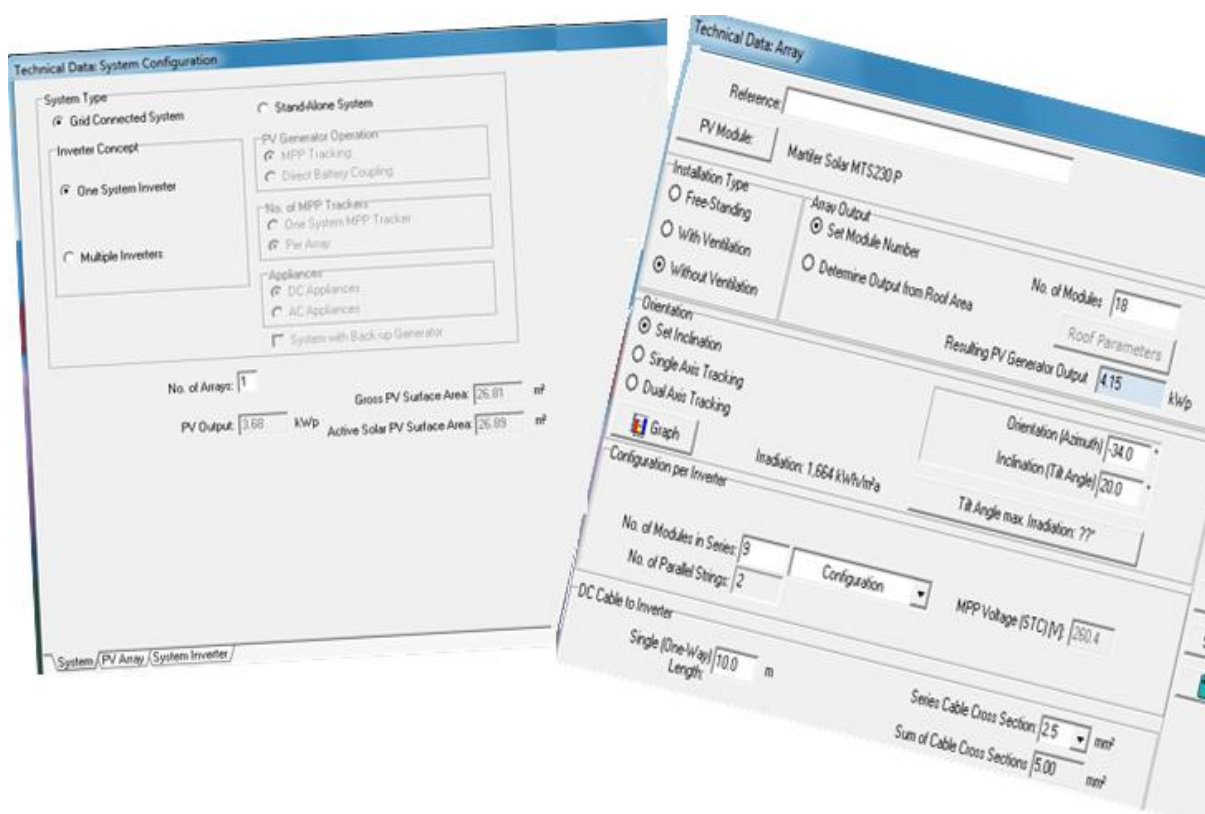


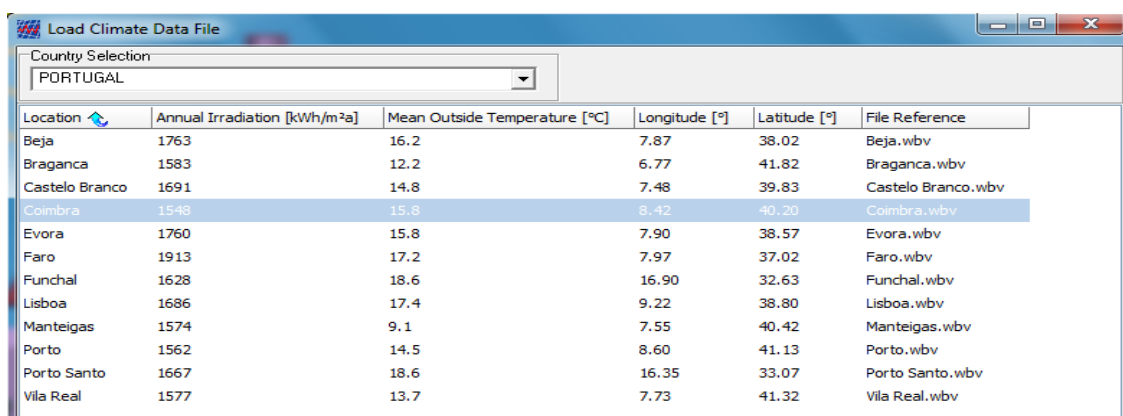
Figura E.7. Simulação PV\*SOL pro (configurações do sistema)

No separador “PV Array” colocam-se todas as características do sistema fotovoltaico, desde a disposição espacial até à marca dos painéis. É preciso saber se a estrutura de apoio dos painéis permite uma boa passagem de ar de maneira a diminuir a temperatura de superfície e contribuir para o aumento do rendimento do sistema.

Este programa permite a simulação de sistemas fotovoltaicos com seguidores solares, disponibiliza um gráfico com valores anuais de radiação solar e permite a maximização do seu rendimento por variação da inclinação. O último separador “Systems Inverter” permite seleccionar a marca e modelo do inversor.

### 2º Passo: Seleccionar o clima local

Os dados climáticos apenas disponíveis para 12 concelhos (Figura 3.16) limitam escolhas e obrigam a aproximações. Para o cliente em questão seleccionou-se o concelho de Coimbra (ver Figura E.8) mesmo sabendo que contem diferenças em relação a Tancos (local da instalação).



Location	Annual Irradiation [kWh/m²a]	Mean Outside Temperature [°C]	Longitude [°]	Latitude [°]	File Reference
Beja	1763	16.2	7.87	38.02	Beja.wbv
Braganca	1583	12.2	6.77	41.82	Braganca.wbv
Castelo Branco	1691	14.8	7.48	39.83	Castelo Branco.wbv
Coimbra	1548	15.8	8.42	40.20	Coimbra.wbv
Evora	1760	15.8	7.90	38.57	Evora.wbv
Faro	1913	17.2	7.97	37.02	Faro.wbv
Funchal	1628	18.6	16.90	32.63	Funchal.wbv
Lisboa	1686	17.4	9.22	38.80	Lisboa.wbv
Manteigas	1574	9.1	7.55	40.42	Manteigas.wbv
Porto	1562	14.5	8.60	41.13	Porto.wbv
Porto Santo	1667	18.6	16.35	33.07	Porto Santo.wbv
Vila Real	1577	13.7	7.73	41.32	Vila Real.wbv

Figura E.8. Simulação PV\*SOL pro (Clima local)

### 3º Passo: Sombreamento

A janela relativa ao sombreamento (ver Figura 3.17) possibilita a introdução de vários obstáculos mas é necessário conhecer altura, largura e azimute do sombreamento, assim como, a sua distância aos painéis. Com esta informação o programa disponibiliza a altura em graus (designado por h na Figura E.9) e o azimute percorrido desde a1 até a2 (ver quadrícula verde na Figura E.9) do sombreamento.

Pode-se ainda estimar a hora do dia em que o sombreamento ocorre nos equinócios (pelo limite esquerdo da quadrícula verde). Para tal, podem ler-se as coordenadas do ponto de intercepção entre as linhas dos equinócios com a área de sombreamento (ver Figura E.9 e Anexo X).

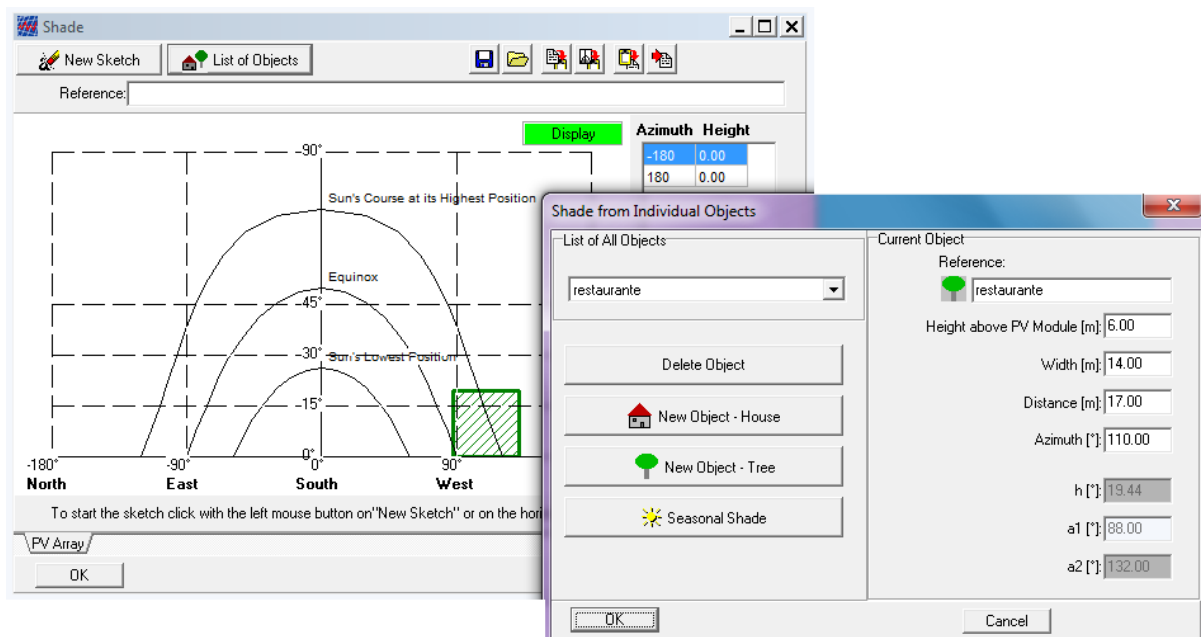


Figura E.9. Simulação PV\*SOL pro (Sombreamento)

Nos Equinócios para as coordenadas ( $5^\circ$  de altitude solar e  $86^\circ$  de azimuth) os painéis têm sombreamento a partir das 17/18h, aproximadamente.

Os resultados das simulações (ver Figura E.10) sob a forma de tabela podem ser consultados no Anexo X (CD-ROM).

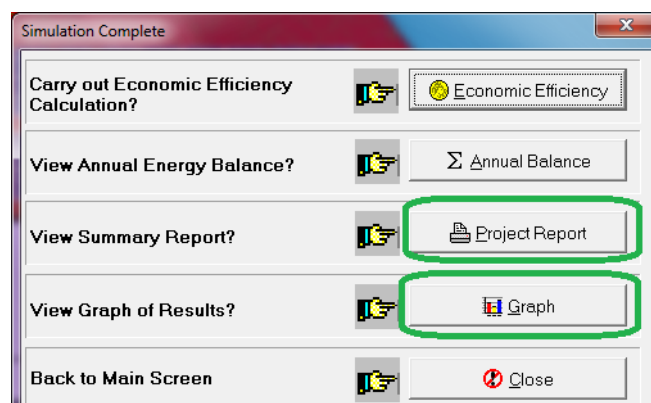


Figura E.10. Análise dos dados obtidos

O PV\*SOL pro apresenta também os valores associados à quantidade de emissões de gases de efeito de estufa que não foram lançadas para a atmosfera (ver Figura E.11). Por fim, os resultados das simulações para o sistema do cliente A permitiram conhecer o valor produzido de 3.499 kWh de energia eléctrica. Ao comparar este valor de produção com o valor obtido pelo Solterm (4236 kWh/ano) verifica-se que as diferenças são significativas.

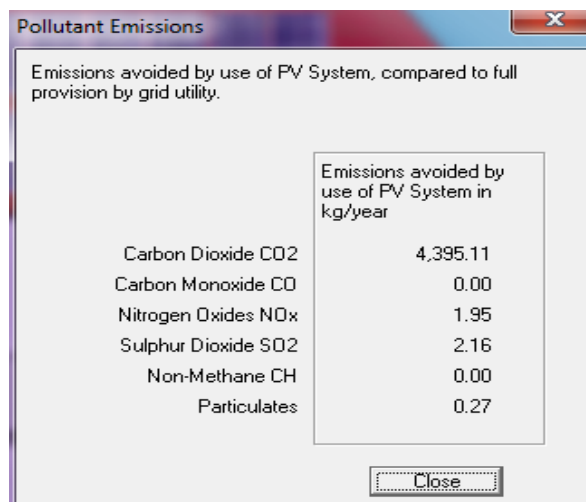


Figura E.11. Simulação PV\*SOL pro (Benefícios Ambientais)



## **Anexo F. Microgeração (Sistemas Fotovoltaicos)** <sup>[29]</sup> <sup>[30]</sup>

Actualmente qualquer microprodutor é obrigado a realizar um registo electrónico segundo o que foi estabelecido no Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro. Este registo permite a interacção duma agência governamental (ADENE) com todos os produtores.

### 1. Enquadramento/Especificações

A microgeração baseia-se na produção de energia em pequena escala, utilizando células fotovoltaicas ligados à rede pública. O D.L. nº 363/2007 estabelece um regime jurídico que é aplicável à produção de electricidade destas instalações.

### 2. Tipos de regime de remuneração:

- Regime Geral: aplicável a unidades de microgeração de fonte fotovoltaica com potência de ligação não superior a 50% da potência contratada, com o limite de 5,75 kW (não aplicável para instalações em condomínios).

- Regime Bonificado: aplicável a unidades de microgeração de fonte fotovoltaica com potência de ligação até 3,68 kW ou 50% da potência contratada à EDP, desde que na instalação de consumo se encontre instalado um colector solar térmico para aquecimento de água com uma área mínima de 2 m<sup>2</sup>.

#### 2.1. Acesso ao regime bonificado requer duas condições:

- Como já foi mencionado, deve existir um sistema para aquecimento de águas sanitárias (AQS),
- Deve ser realizada uma auditoria energética.

#### 2.2. Tarifa de venda:

- No regime geral: é igual ao custo de energia de tarifário aplicável do fornecedor da instalação do consumo.
- No regime bonificado: o período do contrato é de 15 anos, durante os cinco iniciais o preço de venda à rede é fixo (os primeiros microprodutores que firmam registados no ano 2008 têm uma tarifa de 0,65€/kWh), nos restantes anos por cada 10 MW de potência instalada a nível nacional há um decréscimo de 5%. Os 10 anos seguintes têm uma tarifa igual à das instalações que forem registadas nesse ano e que utilizem a mesma tecnologia. Findo o período de 15 anos é aplicado o preço vigente ao regime

geral. A Figura F.1 apresenta a evolução da tarifa, pressupondo que são instalados anualmente os 10MW de potência máxima.

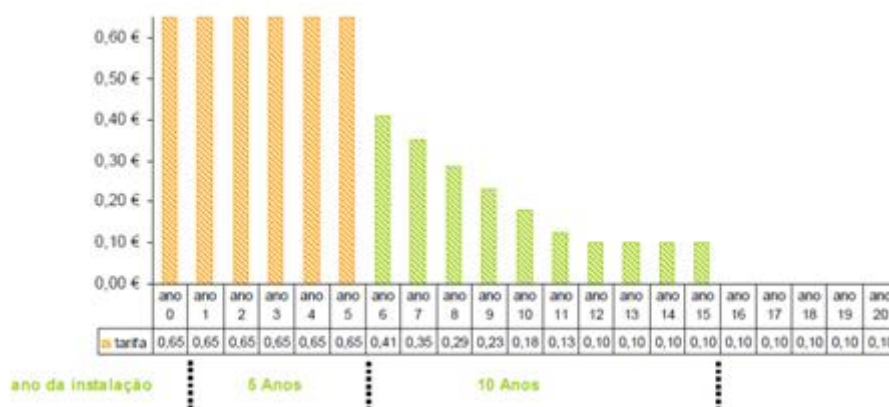


Figura F.1. Evolução da tarifa <sup>[30]</sup>

Estima-se que num ano, em média haverá em cada dia, 6 horas de sol no Verão e 2 horas de sol no Inverno para produção fotovoltaica e que estas são suficientes para tornar estes sistemas financeiramente atractivos. A produção diária de energia pode ser calculada multiplicando o número de horas de sol pelo valor da potência instalada. Considerando um sistema fixo com 3,68 kW de potência, a sua produção será:  $4 \text{ h} \times 3,68 \text{ kW} = 14,72 \text{ kWh/dia}$ , o que se traduz num valor médio anual de 5.372,8 kWh (5,37 MWh). A nível monetário se for tido em conta o valor em vigor (ano 2010 - 0,587 €/kWh) equivale a 3.153,83 €/ano ou cerca de 262€/mês.

Um sistema de microgeração ligado à rede pública tem a vantagem de ser remunerado com um valor aproximadamente 6 vezes superior ao que o consumidor paga, (0,12€/kWh). Se a energia que é vendida fosse utilizada no consumo directo e só os excedentes de produção fossem vendidos, a recuperação do investimento não se faria em tempo útil (tendo em conta o exemplo anterior 5.372,8 kWh dariam num ano 644,74€).

A energia produzida pode ser medida por intermédio de um contador de produção com telecontagem que é independente do contador da instalação de consumo (Figura F.2).



Figura F.2. Contador de produção com telecontagem

### 2.3. Pagamento e Retorno do investimento

O pagamento da energia produzida e vendida à rede pública é feito numa única transacção. O seu valor líquido corresponde à diferença entre o valor a receber pela electricidade produzida e o valor a facturar de electricidade consumida (ver Figura F.3.).

Na instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica o investimento pode ser da ordem dos 17.000 € (C/ IVA), valor que não inclui o sistema solar térmico obrigatório. O tempo de retorno para um investimento deste valor é de 5,4 anos, tendo como base os 3.153,83 €/ano.

Detalhe da Factura		Ref# 120005998735				
Factura nº 40000055155 de 02 de Junho de 2010						
Produção - Venda	Data inicial	Data final	Qtd.	Preço(€)	Valor(€)	IVA(%)
Produção medida (kWh)	2010-05-03	2010-06-02	688	0,6175	-424,84	5
Consumo medido (kWh)	2010-05-03	2010-06-02	0	0,6175	0,00	5
IVA (5% de € -424,84)					-21,24	
Total					-446,08	
<b>Total facturado</b>	<b>Valor a creditar</b>		<b>€ 127,45</b>		<b>446,08</b>	
	<b>A partir de</b>		<b>2010-06-08</b>			

Figura F.3. Excertos de uma factura de microgeração

### 3. Local de implementação de um sistema de microgeração

O local mais adequado para implementar um sistema de microgeração é o local de consumo. Habitações tipo vivenda com terreno disponível são preferíveis por terem a possibilidade de implementar uma estrutura fixa no chão ou um seguidor solar. A alternativa mais vulgar é a aplicação sobre o telhado em que a área disponível deve ser no mínimo 32 m<sup>2</sup>.

### 4. Licenciamento

- Etapas seguidas por um microprodutor:
  - No Sistema de Registo da Microgeração (SRM) efectua-se o registo com o correcto preenchimento do formulário electrónico disponível no site da Direcção Geral de Energia e Geologia em [www.renovaveisnadora.pt](http://www.renovaveisnadora.pt);
  - No prazo máximo de 5 dias úteis deve ser feito o pagamento da taxa aplicável (250€+IVA);
  - Após instalação da unidade de Microgeração procede-se ao pedido de certificado de exploração através do SRM, o qual deve ser feito durante os 120 dias seguintes;
  - A emissão do certificado de exploração após inspecção é efectuada no prazo de 20 dias após o seu pedido.

## Anexo G. Sistemas ligados à rede <sup>[14]</sup><sup>[21]</sup>

### 1. Constituintes de um Sistema Fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos são constituídos essencialmente por:

- Matriz de painéis (vários módulos dispostos em série e em paralelo numa estrutura de suporte ou de montagem se forem aplicados directamente sobre o telhado);
- Caixa de junção (inclui dispositivos de protecção e interruptor de corte principal de corrente contínua CC);
- Cabos de corrente contínua CC desde os módulos até ao inversor, cabos de corrente alternada (CA) desde o inversor até ao local de consumo;
- Inversor;
- Contador de venda.

Na Figura G.1 está representado um sistema fotovoltaico com ligação à rede pública, onde se evidenciam todos os seus constituintes.

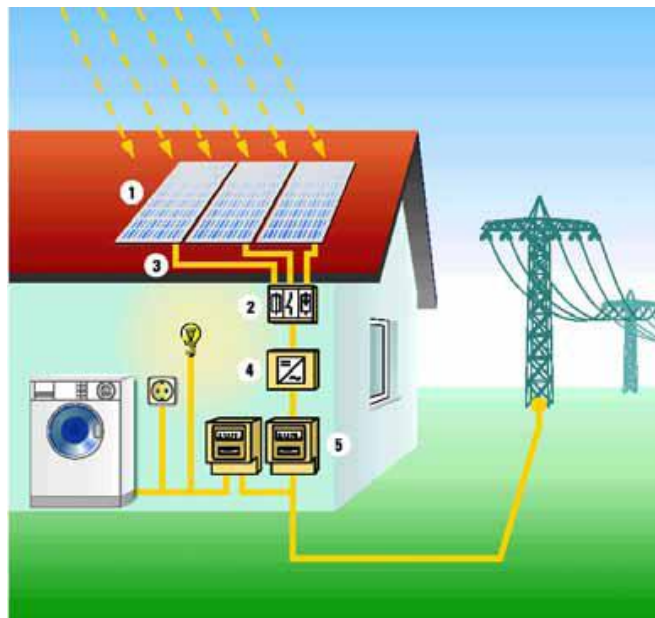


Figura G.1. Sistema fotovoltaico com ligação à rede <sup>[21]</sup>

## 2. Inversores

Os inversores fazem a transformação de energia em corrente contínua (gerada no painel fotovoltaico) em corrente alternada para introduzir na rede pública. Esta função de converter o sinal eléctrico realiza-se com o ajuste da frequência para o nível de tensão da rede pública.<sup>[12]</sup> O Inversor permite registar e armazenar dados como a energia total produzida (E-Total) e o número de horas de sol incidentes no painel (h-total) desde a data de ligação, a energia diária produzida (E-Today), potência de saída (Pac), voltagem do gerador fotovoltaico ( $V_{PV}$ ) e o intervalo operacional (Mode) (Figura G.2). Os inversores têm ainda um mecanismo automático que desliga o sistema fotovoltaico permitindo que este se mantenha em segurança no caso de haver variações de tensão na rede.

Nos sistemas fotovoltaicos estudados os inversores são monofásicos porque os valores de potência instalada são inferiores a 5 kWp.

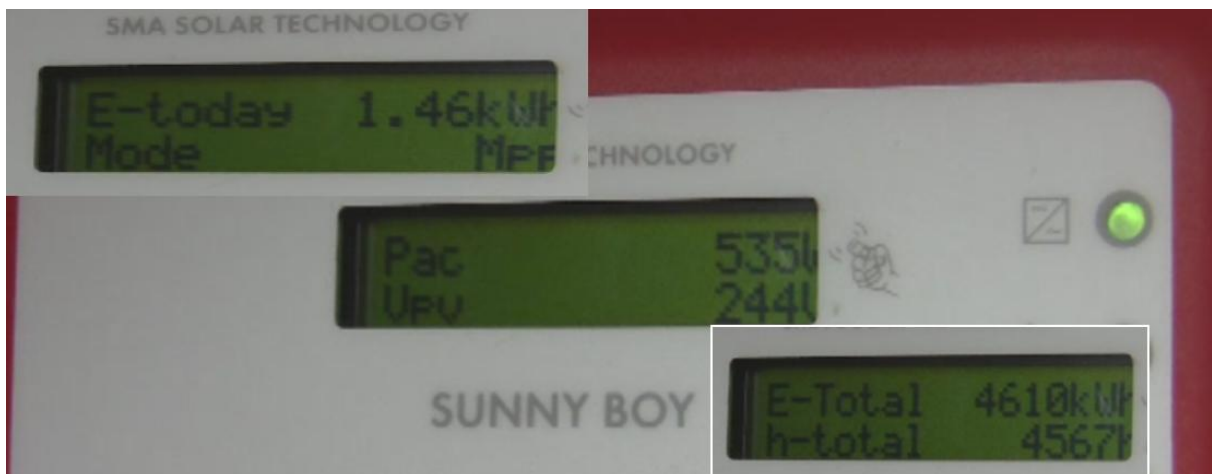


Figura G.2. Informações do inversor

### Anexo H. Características dos inversores

O presente anexo apresenta todos os dados técnicos relativos ao inversor da marca SMA Technology AG com os modelos Sunny Boy SB3300 e Sunny Boy SB3800. (Figura H.1).

	SB 3300	SB 3800/V*
<b>Entrada (DC)</b>		
Potência DC máx.	3820 W	4040 W
Tensão DC máx.	500 V	500 V
Domínio de tensão fotovoltaica, MPPT	200 V - 400 V	200 V - 400 V
Corrente máx. de entrada	20 A	20 A
Número de seguidores MPP	1	1
Número máximo de strings (paralelo)	3	3
<b>Saída (AC)</b>		
Potência nominal AC	3300 W	3680 W
Potência AC máx.	3600 W	3680 W
Corrente máxima de saída	18 A	16 A
Tensão nominal AC / amplitude	220V - 240V / 180V - 260V	220V - 240V / 180V - 260V
Frequência de rede AC (auto-ajustada) / amplitude	50 Hz / 60 Hz / ±4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ±4,5 Hz
Factor de potência (cos φ)	1	1
Entrada AC	monofásica	monofásica
<b>Grau de rendimento</b>		
Máx. grau de rendimento	95,2 %	95,6 %
Euro-eta	94,4 %	94,7 %
<b>Dispositivos de segurança</b>		
Protecção contra inversão de polaridade DC	●	●
Interruptor-seccionador de carga DC, ESS	●	●
Resistência a curto-circuitos AC	●	●
Controlo da ligação à terra	●	●
Controlo da rede (SMA grid guard)	●	●
Galvanicamente separado	●	●
<b>Dados gerais</b>		
Dimensões (L x A x P) em mm	450 / 352 / 236	450 / 352 / 236
Peso	38 kg	38 kg
Temperatura de serviço permitida	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Consumo próprio: operação (standby) / de noite	< 7 W / 0,1 W	< 7 W / 0,1 W
Topologia	Transformador NF	Transformador NF
Conceito de refrigeração	OptiCool	OptiCool
Local de montagem: interior / exterior (IP65)	● / ●	● / ●
<b>Equipamento</b>		
Entrada DC: MC3 / MC4 / Tyco	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Entrada AC: conectores	●	●
Display LCD	●	●
Cor da tampa: vermelha	●	●
Interfaces: RS485 / radiocomunicação	○ / ○	○ / ○
Garantia: 5 anos / 10 anos	● / ○	● / ○
Certificados e homologações	www.SMA.de	www.SMA.de
Número do certificado (por favor indicar em caso de encomenda)	-	V0153
● Equipamento de série    ○ Opcional Dados em condições nominais - Actualizado em: Outubro de 2008 *Variante para requisitos de países de acordo com EN 50438 com I <sub>sc</sub> = 16 A		
<b>Curva de rendimento</b> 		<b>Accesórios</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Interface USB para transferência de dados para o PC e para o carregamento dos bolétons</li> <li>Comando total e infiltro através de botão de pressão remoto</li> <li>Compacto e leve: Dimensões: 127 x 75 x 195 mm, Peso aprox. 350 g</li> <li>Grande ecrã LCD de fácil leitura</li> <li>Radiocomunicação com os inversores</li> </ul>

Figura H.1. Informações genéricas