

Estudo de um Sistema Híbrido com Colectores Solares Termo-Fotovoltaicos Acoplados a um Termogerador Eléctrico

Tiago Rafael Contins Teixeira

Relatório do Projecto Final / Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica

Orientador na FEUP: *Armando Carlos Figueiredo Coelho de Oliveira*



**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica**

Julho de 2009

Dedico este trabalho aos meus pais pelo apoio incondicional ao longo destes anos

Resumo

O presente trabalho foca a análise e a modelação de um sistema composto por um colector PV-T com células monocristalinas de silício, e com 4 m² de área colectora, ao qual vai ser acoplado um termogerador composto por um total de 196 módulos Peltier, com uma potência nominal de 300 W. Foi igualmente realizada uma revisão ao estado-da-arte. O sistema foi modelado matematicamente e inserido no ambiente TRNSYS. O comportamento do colector foi simulado através do type 50. O termogerador foi definido através das equações que caracterizam o seu funcionamento. É apresentado um método para o cálculo da eficiência e potência de saída do termogerador. Duas configurações foram utilizadas para prever o comportamento do sistema para várias regiões de Portugal (Porto, Bragança, Lisboa e Faro): com o termogerador entre o colector e o depósito de armazenamento; com o termogerador fora do sistema colector-depósito-bomba. Simulou-se igualmente o sistema sem termogerador, de forma a se poder avaliar o impacto do termogerador no sistema. Foi assumida uma capacidade de armazenamento constante de 200 litros. Analisou-se igualmente a sensibilidade do termogerador ao aumento da área de colectora, de 4 m² para 6 m². A energia térmica solar, eléctrica solar e a energia eléctrica produzida pelo termogerador foram quantificadas. Foi também calculada a energia de apoio do sistema. Realizou-se um estudo económico onde se comparou o sistema proposto com um sistema convencional, recorrendo a gás natural e electricidade como fontes convencionais de referência, utilizando o tempo de amortização como índice económico do sistema. Calculou-se igualmente o custo de energia total produzida pelo sistema relativamente ao investimento inicial. Foi realizado um estudo ambiental do sistema em comparação com um sistema convencional, em termos de poupança de emissões de CO₂. Finalmente fez-se uma breve análise ao sistema considerando um termogerador com uma figura de mérito igual ao limite empírico.

De uma forma geral, a análise do sistema permitiu concluir que o impacto do termogerador no sistema, no que toca ao balanço de energia térmica, é negativo, apresentando porém valores de energia eléctrica do sistema ligeiramente superiores. Contudo, o investimento no equipamento é demasiado elevado para a potência de saída que apresenta. O sistema apresenta períodos de amortização elevados, principalmente usando o gás natural como referência.

Study of a Hybrid System with PV-Thermal solar collectors integrated with a Thermogenerator

Abstract

The present work reports the analysis and modeling of a hybrid PV-T solar collector using monocrystalline silicon PV cells, with 4 m² of collector area, integrated with a 196 Peltier module thermogenerator, with 300 W nominal power. It was also conducted a state-of-art review. The system was simulated by means of the TRNSYS simulation program, using type 50 to simulate the behavior of the solar collector. The thermogenerator was simulated by means of the equations which reflect its operation. A new method is presented to calculate the efficiency and the thermogenerator power output. The model was used to simulate the behavior of the system in several locations in Portugal (Porto, Bragança, Lisboa, Faro), and with two possible configurations: with the thermogenerator located between the solar collector and the storage tank; with the thermogenerator outside of the solar collector-storage tank-pump loop flow circuit. The system without the thermogenerator was also simulated in order to be able to assess the impact of the thermogenerator in the system. A 200 litres constant storage tank capacity was assumed. The thermogenerator sensitivity to a solar collector area increase (4 m² to 6 m²) was also analyzed. The thermal and electrical solar energies of the system were quantified. The electrical thermogenerator energy and the backup energy were also calculated. An economical analysis was carried out by comparing the presented system with a conventional energy system using natural gas or electricity, using the payback time as economic figure of merit. It was also calculated the total energy cost taking into account the total energy produced in the system life time and the initial investment. An environmental impact was assessed by means of CO₂ emission savings. Finally, a brief analysis of the system considering a thermogenerator with optimistic thermoelectric properties was carried out.

In general, the system analysis established that the thermogenerator impact in the system, considering a thermal energy analysis, is negative, since that the thermal solar energy decreases significantly. The electrical system energy increases slightly. The thermogenerator investment it's too expensive for the power output presented. The system shows high payback times, mainly using natural gas as reference.

Agradecimentos

A realização deste trabalho só foi possível com o apoio de várias pessoas, às quais quero deixar o meu sincero agradecimento.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao Professor Armando Oliveira e à Doutora Ana Palmero pelo acompanhamento e disponibilidade ao longo de todo o trabalho.

Também agradeço ao Matt Duffy, da equipa de apoio técnico de Sistemas de Energia Térmica da TESS, por disponibilizar uma versão mais actualizada do componente do colector no TRNSYS, sem o qual a realização deste trabalho não teria sido possível.

Finalmente, um agradecimento muito especial à minha família e amigos, por todo o apoio prestado, e pelas críticas construtivas que contribuíram para uma melhor realização deste trabalho.

Índice de Conteúdos

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Legislação	2
1.3. Situação em Portugal	2
1.4. Objectivos	3
1.5. Organização da tese	3
2. A ENERGIA SOLAR	5
2.1. Introdução	5
2.2. Colectores térmicos.....	5
2.3. Colectores fotovoltaicos	12
2.4. Colectores termo-fotovoltaicos (PV-T)	19
2.4.1. Colectores PV-T Água	19
2.4.2. Colectores PV-T Ar.....	20
2.4.2.1. Colectores PV-T Ar, com células PV integradas	20
2.4.2.2. Colectores PV com recuperação de calor (BIPV)	21
2.4.3. Colectores PV-T Ar e Água	21
2.4.4. Colectores Concentradores.....	23
2.4.5. Cobertura de colectores PV-T	24
2.4.6. Vantagens dos colectores PV-T	24
3. TERMOELECTRICIDADE	25
3.1. Efeitos intervenientes.....	25
3.2. Figura de Mérito Z.....	26
3.3. Módulo termoeléctrico.....	27
3.4. Materiais	28
3.5. Vantagens.....	28
4. MODELAÇÃO MATEMÁTICA	29
4.1. Termogerador.....	29
4.2. Colector PV-T.....	33
5. MODELAÇÃO DO SISTEMA NO AMBIENTE TRNSYS E RESULTADOS ...	35
5.1. Introdução	35
5.2. Componentes utilizados.....	35

5.3	Implementação e resultados	37
5.3.1	Sistema sem termogerador.....	37
5.3.1.1	Resultados do sistema	41
5.3.2.	Sistema com termogerador	46
5.3.2.1.	Configuração 1: TEG entre colector e depósito.....	47
5.3.2.2.	Configuração 2: TEG fora do sistema colector-depósito-bomba.....	54
5.3.3.	Comparação das várias configurações.....	59
5.3.4.	Análise da sensibilidade do TEG ao aumento da área colectora	63
5.3.4.1.	Comparação das várias configurações	67
5.3.5.	Reaquecimento terminal	70
6.	ANÁLISE ECONÓMICA E AMBIENTAL	77
6.1	Análise económica	77
6.1.1	Custos de equipamento	77
6.1.2	Incentivos à utilização de fontes renováveis de energia	78
6.1.3	Venda de energia eléctrica à rede	79
6.1.4	Amortização do sistema (payback time).....	80
6.1.4.1	Análise à configuração 2, com 4 m ² de área colectora	81
6.1.4.2	Análise à configuração 2, com 6 m ² de área colectora	83
6.1.4.3	Análise do sistema sem termogerador	84
6.1.4.3.1	Sistema com 4 m ² de área colectora.....	84
6.1.4.3.2	Sistema com 6 m ² de área colectora.....	86
6.1.4.4	Análise de resultados	87
6.1.5	Custo do kWh da instalação	89
6.2	Análise ambiental	92
7.	ESTUDO DO TERMOGERADOR DA “PRÓXIMA GERAÇÃO”	95
7.1	Resultados da simulação em ambiente TRNSYS.....	96
8.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	99
9.	BIBLIOGRAFIA	101
	ANEXO A: Gráficos de saída da modelação em ambiente TRNSYS.....	103

Índice de Tabelas

Tabela 5.1 Parâmetros de entrada do colectador	38
Tabela 5.2 Parâmetros de entrada do depósito	39
Tabela 5.3 Parâmetros de entrada da bomba	39
Tabela 5.4 Parâmetros de entrada do perfil de consumo	40
Tabela 5.5 Parâmetros de entrada da base de dados climática	40
Tabela 5.6 Parâmetros de entrada do controlador	40
Tabela 5.7 Valores obtidos para a configuração sem termogerador, região Porto	42
Tabela 5.8 Valores obtidos para a configuração sem termogerador, região Bragança ..	43
Tabela 5.9 Valores obtidos para a configuração sem termogerador, região Lisboa.....	44
Tabela 5.10 Valores obtidos para a configuração sem termogerador, região Faro	45
Tabela 5.11 Parâmetros de entrada do termogerador	48
Tabela 5.12 Valores obtidos para a configuração 1, região Porto	49
Tabela 5.13 Valores obtidos para a configuração 1, região Bragança	50
Tabela 5.14 Valores obtidos para a configuração 1, região Lisboa.....	51
Tabela 5.15 Valores obtidos para a configuração 1, região Faro	52
Tabela 5.16 Parâmetros de entrada do distribuidor	55
Tabela 5.17 Parâmetros de entrada do misturador	55
Tabela 5.18 Valores obtidos para a configuração 2, região Porto	56
Tabela 5.19 Valores obtidos para a configuração 2, região Bragança	57
Tabela 5.20 Valores obtidos para a configuração 2, região Lisboa.....	58
Tabela 5.21 Valores obtidos para a configuração 2, região Faro	59
Tabela 5.22 Valores obtidos para a configuração 2, com 6 m ² , região Porto.....	64
Tabela 5.23 Valores obtidos para a configuração 2, com 6 m ² , região Bragança	65
Tabela 5.24 Valores obtidos para a configuração 2, com 6 m ² , região Lisboa	66
Tabela 5.25 Valores obtidos para a configuração 2, com 6 m ² , região Faro	67
Tabela 5.26 Parâmetros de entrada do reaquecedor	71
Tabela 5.27 Consumo de energia auxiliar (Gás Natural), configuração 2 para 4 m ² de área colectora.....	71
Tabela 5.28 Consumo de energia auxiliar (Electricidade), configuração 2 para 4 m ² de área colectora.....	72
Tabela 5.29 Consumo de energia auxiliar (Gás Natural), configuração 2 para 6 m ² de área colectora.....	72
Tabela 5.30 Consumo de energia auxiliar (Electricidade), configuração 2 para 6 m ² de área colectora.....	73

Tabela 6.1 Valor obtido da venda de electricidade à rede, e poupanças, usando gás natural como fonte convencional de referência	88
Tabela 6.2 Valor obtido da venda de electricidade à rede, e poupanças, usando electricidade como fonte convencional de referência	88
Tabela 6.3 Custo da instalação com TEG, com 4 m ² de área colectora	89
Tabela 6.4 Energia produzida e custo por kWh da instalação com termogerador, com 4 m ² de área colectora	89
Tabela 6.5 Custo da instalação com TEG, 6 m ² de área colectora	90
Tabela 6.6 Energia produzida e custo por kWh da instalação com termogerador, com 6 m ² de área colectora	90
Tabela 6.7 Custo da instalação sem TEG, com 4 m ² de área colectora	90
Tabela 6.8 Energia produzida e custo por kWh da instalação sem termogerador, com 4 m ² de área colectora	91
Tabela 6.9 Fracções de emissão do Gás Natural e Electricidade	92
Tabela 6.10 Poupanças de emissão de CO ₂ , para a configuração 2, com 4 m ² de área colectora	92
Tabela 6.11 Poupanças de emissão de CO ₂ , para a configuração 2, com 6 m ² de área colectora	93
Tabela 6.12 Poupanças de emissão de CO ₂ , para a configuração sem TEG, com 4 m ² de área colectora	93
Tabela 6.13 Poupanças de emissão de CO ₂ , para a configuração sem TEG, com 6 m ² de área colectora	93
Tabela 7.1 Novas propriedades termoeléctricas consideradas para o termogerador da próxima geração	95
Tabela 7.2 Valores de eficiência e potência nominais para novas propriedades termoeléctricas	95
Tabela 7.3 Valor da eficiência nominal para variações de resistência eléctrica e térmica diferentes	96
Tabela 7.4 Resultados anuais para a conf. 2, com 4 m ² de área colectora, TEG da próx. geração	96
Tabela 7.5 Resultados anuais para a conf. 2, com 6 m ² de área colectora, TEG da próx. geração	96

Índice de Figuras

Figura 1.1 Previsão do consumo e produção de petróleo Fonte: ASPO	1
Figura 1.2 Evolução anual área colectora térmica instalada em Portugal Fonte: Valorcar3	
Figura 2.1 Colector CPC Fonte: Ralplus	7
Figura 2.2 Colector tubo de vácuo Fonte: Oliveira	8
Figura 2.3 Colector de evacuação de calor com ligação “seca” Fonte Vitasol	8
Figura 2.4 Absorção de alumínio roll-bond Fonte: SET	9
Figura 2.5 Faixas absorção de alumínio com tubos de cobre prensados Fonte: Sunstrip10	
Figura 2.6 Absorção com sistema de tubos prensados entre duas chapas Fonte: KBB ..	10
Figura 2.7 Absorção de aço inoxidável no qual o líquido absorção passa através de toda a superfície Fonte: Solarhart.....	10
Figura 2.8 Absorção de serpentina (superfície-total) Fonte: ALTENER.....	10
Figura 2.9 Absorção de superfície-total Fonte: ALTENER.....	11
Figura 2.10 Absorção de superfície total Fonte: ALTENER	11
Figura 2.11 Curvas características e aplicação típica dos colectores Fonte: Oliveira	12
Figura 2.12 Esquema de PV's ligados em série Fonte: International	16
Figura 2.13 Esquema de PV's ligados em paralelo Fonte: International	17
Figura 2.14 Esquema de PV's ligados em série e paralelo Fonte: International.....	17
Figura 2.15 Esquematização de um sistema de corrente directa com baterias de armazenamento Fonte: Photovoltaics : Design and installation Manual.....	18
Figura 2.16 Esquematização de um sistema de corrente directa e alternada Fonte: International	18
Figura 2.17 Esquematização de um sistema ligado à rede Fonte: Photovoltaics : Design and installation Manual	19
Figura 2.19 Esquema de colector PV-T Água Fonte: Charalambous, 2007.....	20
Figura 2.18 Colector PV-T Água Fonte: B. Karlsson	20
Figura 2.20 Colector PV-T Ar com cobertura Fonte: Aidt Miljø.....	20
Figura 2.21 Colectores BIPV Fonte: TFM	21
Figura 2.22 Colector PV-T Ar e Água placa e tubo Fonte: Charalambous, 2007.....	22
Figura 2.23 Colector PV-T Ar e Água canal Fonte: Charalambous, 2007.....	22
Figura 2.24 Colector PV-T Ar e Água de escoamento livre Fonte: Charalambous, 200723	
Figura 2.25 Colector PV-T Ar e Água com duas placas absorvedoras Fonte: Charalambous, 2007	23
Figura 2.26 Colectores PV-T Concentradores Fonte: ANU	24
Figura 3.1 Princípio do Efeito de Seebeck	25

Figura 3.3 Módulo termoelectrico Fonte: IXBT Labs	27
Figura 3.2 Efeito Seebeck numa junta n-p	27
Figura 3.4 Módulos termoelectricos com número de fases distintos	27
Figura 3.5 Figura de mérito (Z) de diversos materiais, calculada para diferentes temperaturas Fonte: University of Oslo, BATE department	28
Figura 4.1 Variação da temperatura da fonte quente de módulo a módulo	30
Figura 4.2 Relação óptima entre o número de módulos em série e em paralelo	33
Figura 5.1 Esquema de princípio da configuração sem TEG	37
Figura 5.2 Sistema inicial sem termogerador, em ambiente TRNSYS.....	38
Figura 5.3 Temperatura da água à saída do depósito, região Porto	42
Figura 5.4 Temperatura da água à saída do depósito, região Bragança.....	43
Figura 5.5 Temperatura da água à saída do depósito, região Lisboa	44
Figura 5.6 Temperatura da água à saída do depósito, região Faro.....	45
Figura 5.7 Comparação da energia obtida para as várias regiões, para a conf. sem TEG46	
Figura 5.8 Esquema de princípio para a configuração 1	47
Figura 5.9 Configuração 1: TEG entre colector e depósito, em ambiente TRNSYS	47
Figura 5.10 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 1, região Porto	49
Figura 5.11 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 1, região Bragança	50
Figura 5.12 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 1, região Lisboa	51
Figura 5.13 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 1, região Faro	52
Figura 5.14 Variação da eficiência do TEG com o caudal do sistema	53
Figura 5.15 Variação da eficiência do TEG com a temperatura de entrada da fonte quente	53
Figura 5.16 Esquema de princípio para a configuração 2.....	54
Figura 5.17 Configuração 2: TEG fora do sistema, em ambiente TRNSYS	54
Figura 5.18 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2, região Porto	56
Figura 5.19 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2, região Bragança	57
Figura 5.20 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2, região Lisboa	58
Figura 5.21 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2, região Faro	59
Figura 5.22 Energia do sistema, para as várias configurações, região Porto	60
Figura 5.23 Energia do sistema, para as várias configurações, região Bragança	60

Figura 5.24 Energia do sistema, para as várias configurações, região Lisboa	61
Figura 5.25 Energia do sistema, para as várias configurações, região Faro.....	61
Figura 5.26 Comparação entre a conf. 1 e a conf. 2, relativamente à energia eléctrica do TEG, região Porto	62
Figura 5.27 Comparação entre a conf. 1 e a conf. 2, relativamente à energia eléctrica do TEG, região Bragança	62
Figura 5.28 Comparação entre a conf. 1 e a conf. 2, relativamente à energia eléctrica do TEG, região Lisboa	63
Figura 5.29 Comparação entre a conf. 1 e a conf. 2, relativamente à energia eléctrica do TEG, região Faro.....	63
Figura 5.30 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2 com 6 m ² de área colectora, região Porto.....	64
Figura 5.31 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2 com 6 m ² de área colectora, região Bragança	65
Figura 5.32 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2 com 6 m ² de área colectora, região Lisboa.....	66
Figura 5.33 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2, com 6 m ² de área colectora, região Faro	67
Figura 5.34 Comparação da energia do sistema entre a conf. 2 com 4 m ² , e 6 m ² , região Porto	68
Figura 5.35 Comparação da energia do sistema entre a conf. 2 com 4 m ² , e 6 m ² , região Bragança	68
Figura 5.36 Comparação da energia do sistema entre a conf. 2 com 4 m ² , e 6 m ² , região Lisboa	68
Figura 5.37 Comparação da energia do sistema entre a conf. 2 com 4 m ² , e 6 m ² , região Faro	69
Figura 5.38 Comparação da energia eléctrica do TEG entre a conf. 2 com 4 m ² , e 6 m ² , região Porto	69
Figura 5.39 Comparação da energia eléctrica do TEG entre a conf. 2 com 4 m ² , e 6 m ² , região Bragança	69
Figura 5.40 Comparação da energia eléctrica do TEG entre a conf. 2 com 4 m ² , e 6 m ² , região Lisboa	70
Figura 5.41 Comparação da energia eléctrica do TEG entre a conf. 2 com 4 m ² , e 6 m ² , região Faro.....	70
Figura 5.42 Energia auxiliar de apoio consumida, região do Porto	73
Figura 5.43 Energia auxiliar de apoio consumida, região de Bragança	74
Figura 5.44 Energia auxiliar de apoio consumida, região de Lisboa	74
Figura 5.45 Energia auxiliar de apoio consumida, região de Faro	74

Figura 6.1 Tarifa de referência para regime bonificado Fonte: Guia para a Certificação de uma Unidade de Microprodução.....	79
Figura 6.2 Evolução da amortização do sistema com TEG, relativamente à situação convencional (Gás Natural), 4 m ²	82
Figura 6.3 Evolução da amortização do sistema com TEG, relativamente à situação convencional (Electricidade), 4 m ²	82
Figura 6.4 Evolução da amortização do sistema com TEG, relativamente à situação convencional (Gás Natural), 6 m ²	83
Figura 6.5 Evolução da amortização do sistema com TEG, relativamente à situação convencional (Electricidade), 6 m ²	84
Figura 6.6 Evolução da amortização do sistema sem termogerador, relativamente à situação convencional (Gás Natural), 4 m ²	85
Figura 6.7 Evolução da amortização do sistema sem termogerador, relativamente à situação convencional (Electricidade), 4 m ²	85
Figura 6.8 Evolução da amortização do sistema sem termogerador, relativamente à situação convencional (Gás Natural), 6 m ²	86
Figura 6.9 Evolução da amortização do sistema sem termogerador, relativamente à situação convencional (Electricidade), 6 m ²	87
Figura 7.1 Comparação entre a energia térmica solar obtida pelo sistema com TEG's de gerações distintas	97
Figura 7.2 Comparação entre a energia eléctrica solar obtida pelo sistema com TEG's de gerações distintas	97
Figura 7.3 Comparação entre a energia eléctrica dos termogeradores	97

Nomenclatura

<i>Símbolo</i>	<i>Descrição</i>	<i>Unidades</i>
A_{col}	Área do colector	m^2
ano	Ano da análise [1-25]	
C_S	Custo total da instalação	€
C_A	Custo total dependente da área A_{col} do colector	€
C_E	Custo total de equipamento independente da área do colector	€
C_{fc}	Custo da energia da fonte convencional de referência	€/kWh
$C_{electricidade}$	Custo da electricidade	€/kWh
$CO_{2\text{ poupança}}$	Poupanças de emissão de CO_2	toneladas
E_{solar}	Energia solar eléctrica	kWh
E_{TEG}	Energia eléctrica do termogenerador	kWh
f_s	Fracção solar	
$f_{CO_2 \text{ elec}}$	Fracção de emissão da electricidade	
$f_{CO_2 \text{ gás natural}}$	Fracção de emissão do gás natural	
I_S	Corrente nominal de saída do TEG	A
I	Corrente eléctrica do módulo	A
I_{max}	Corrente máxima de funcionamento do módulo	A
I_{rad}	Radiação incidente	W/m^2
K_M	Condutividade térmica do módulo	W/K
$\dot{m}_{TEG}$	Caudal mássico de água que passa no TEG	Kg/s
$\dot{m}_{col}$	Caudal mássico de água que passa no colector	Kg/s
$\dot{m}_{consumo} c_p$	Caudal de consumo	Kg/s
N_s	Número de módulos em série	
N_p	Número de módulos em paralelo	
N_T	Número total de módulos	
P_S	Potência nominal de saída do TEG	W
$P_{TEGreal}$	Potência eléctrica total real do TEG	W
P_{col}	Potência eléctrica do colector	W
$Pf_{colector}$	Eficiência de conversão PV do colector	
PCI	Poder calorífico inferior	kJ/m^3
Q_S	Calor nominal de entrada do TEG	W

$Q_{TEGreal}$	Calor de entrada total real no TEG	W
q_e	Calor emitido pelo lado quente do módulo	W
q_a	Calor absorvido pelo lado frio	W
Q_{col}	Potência térmica do colectore	W
$Q_{convencional}$	Energia de um sistema convencional sem contribuição solar	kWh
$Q_{solarAQS}$	Energia solar térmica do sistema	kWh
$Q_{caldeira}$	Energia auxiliar de apoio	kWh
$\dot{Q}_{caldeira}$	Potência auxiliar de apoio	kW
R_m	Resistência eléctrica do módulo termoeléctrico	Ω
R_i	Resistência interna do módulo termoeléctrico	Ω
T_{hENT}	Temperatura de entrada da fonte quente	K
T_{cENT}	Temperatura de entrada da fonte fria	K
T_{hSAI}	Temperatura de saída da fonte quente	K
T_{cSAI}	Temperatura de entrada da fonte fria	K
T_{amb}	Temperatura ambiente	K
T_h	Temperatura nominal da fonte quente	K
T_c	Temperatura nominal da fonte fria	K
T_{scol}	Temperatura de saída no colectore	K
T_{e_col}	Temperatura de entrada no colectore	K
$T_{consumo}$	Temperatura da água de consumo	K
T_{rede}	Temperatura da água da rede	K
U_{max}	Tensão máxima de funcionamento do módulo	V
V_s	Tensão nominal de saída do TEG	V
V	Tensão do módulo	V
$V_{amortização}$	Valor da amortização	€
$\dot{V}_{comb}$	Caudal volúmico	m ³ /s
$V_{consumo\ anual}$	Volume do consumo anual	m ³
Z	Figura de Mérito	°C ⁻¹
ZT	Figura de Mérito adimensional	

LETRAS GREGAS

<i>Símbolo</i>	<i>Descrição</i>	<i>Unidades</i>
α_m	Coeficiente de Seebeck do módulo	V/K
η_s	Rendimento nominal do TEG	
η_{elec}	Rendimento eléctrico do colector	
η_{term}	Rendimento térmico do colector	
θ_m	Resistência térmica do módulo	K/W
$\Delta T = T_h - T_c$	Diferença de temperaturas nominal	K
ΔT_{max}	Diferença de temperaturas máxima do módulo	K

ABREVIATURAS

<i>Símbolo</i>	<i>Descrição</i>
COP	Coeficiente de Desempenho
TEG	Termogerador eléctrico
TRNSYS	Programa de simulação de sistemas térmicos
PV-T	Colector Termo-Fotovoltaico
BIPV	Colector fotovoltaico integrado em fachada
DC	Corrente Contínua
AC	Corrente Alternada
PV	Fotovoltaico
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público

1. INTRODUÇÃO

1.1. Enquadramento

A energia desempenha um papel fundamental na actual sociedade. Hoje em dia a energia é essencial para sobreviver, bem como para manter a qualidade de vida do nosso quotidiano, não sendo de estranhar que a produção e o consumo de energia sejam das actividades mais importantes na vida humana. De facto, afirma-se que a energia é a chave “para o avanço da civilização”, que a evolução das sociedades depende da conversão da energia para o uso do homem (Brooks, Barbour, Lakoff, & Opie, 1982). No entanto, há alguns aspectos importantes desta nossa vivência diária que deverão, em consequência, ser devidamente ponderados.

As reservas de combustíveis fósseis são limitadas e os custos de prospecção e exploração crescerão à medida que se forem esgotando aquelas situadas em locais mais acessíveis. Por outro lado, com o crescimento da população mundial as nações do terceiro mundo caminham no sentido de melhores padrões de vida, pelo que a procura de energia aumentará ainda mais (Pinho, Sebenta de Gestão de Energia Térmica, 2008).

Assim, tendo em conta os estudos que sugerem que a satisfação da futura procura de energia poderá não ser satisfeita, uma vez que as reservas conhecidas não são suficientes e que a descobertas de novas reservas de petróleo têm vindo, progressivamente, a diminuir (ASPO, 2004), torna-se necessária a aposta no desenvolvimento tecnológico no domínio da energia nuclear e das fontes renováveis de energia.

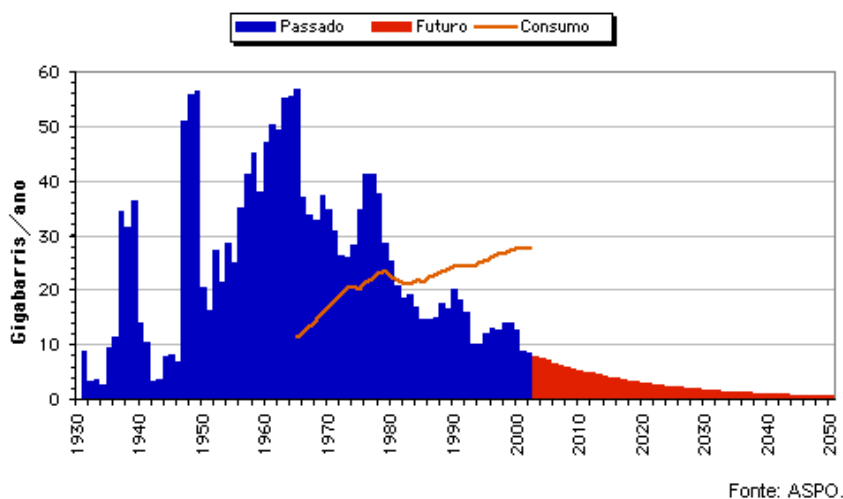


Figura 1.1 Previsão do consumo e produção de petróleo Fonte: ASPO

As fontes renováveis de energia assumem, actualmente, um renovado interesse face à recente especulação sobre o mercado petrolífero. Tendo como vantagem o facto de serem energias “limpas”, isto é, não poluentes, e de serem muito diversas e abundantes, as fontes renováveis de energia têm merecido um maior incentivo por parte das autoridades governamentais. Por outro lado, ainda não conseguem ser suficientemente competitivas relativamente aos combustíveis fósseis pois apresentam custos elevados (Rodrigues, 2008).

Da energia consumida pela humanidade, cerca de metade é desperdiçada, quer pelo desleixo dos consumidores, quer pelas limitações dos processos termodinâmicos utilizados (Pinho, Sebenta de Gestão de Energia Térmica, 2008). Assim, dever-se-á actuar no sentido de se investir em equipamentos que permitam a recuperação e a utilização do calor rejeitado ao ambiente durante o processo de conversão de energia. O estudo do sistema híbrido com colectores solares termo-fotovoltaicos acoplados a um termogerador eléctrico aponta nesse sentido.

1.2. Legislação

A 27 de Setembro de 2001, o Parlamento Europeu e o Conselho estabeleceram a Directiva 2001/77/CE, que constituiu um inequívoco reconhecimento por parte da União Europeia, no que se refere à actual prioridade para a produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis de energia no espaço Europeu.

No âmbito desta Directiva, foi publicada no Diário da República, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, onde Portugal apresentou o compromisso de ter como meta em 2010, 39% de energia eléctrica produzida a partir de fontes renováveis de energia, no contexto do consumo bruto nacional de electricidade.

A utilização de fontes renováveis de energia além de ser um vector para reduzir a dependência energética portuguesa, constitui igualmente uma forma de cumprimento das medidas preconizadas no Protocolo de Quioto, na redução de emissão de gases com efeito de estufa, e no cumprimento do calendário proposto, onde os países desenvolvidos têm a obrigação de reduzir a emissão de gases poluentes em, pelo menos, 5,2% até 2012, em relação aos níveis de 1990.

O Decreto-Lei n.º 363/2007 estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução. O incentivo associado à venda de electricidade é, assim, utilizado para promover a água quente solar, complementando o Decreto-Lei n.º 80/2006 de 21 de Abril, que estabelece a obrigatoriedade de instalação destes sistemas nos novos edifícios.

1.3. Situação em Portugal

O colector híbrido é um colector que ainda não tem expressão no mercado português. No entanto, com o pacote de medidas aprovadas, e com o conjunto de incentivos por parte governo português, o mercado fotovoltaico e solar térmico têm crescido nos últimos anos.

Contudo, a utilização de sistemas fotovoltaicos está ainda longe de corresponder ao enorme potencial deste recurso, disponível no nosso país. Estima-se que, em 2003, a capacidade instalada de sistemas solares fotovoltaicos era cerca de 2 MW, dos quais apenas 20% se referiam a instalações ligadas à rede pública. Não obstante, foram já aprovados pedidos de informação prévia que totalizam cerca de 128 MW, o que deixa uma capacidade não comprometida de 22 MW face à meta de 150 MW, para o horizonte temporal até 2010 (DGGE, 2009).

Quanto ao solar térmico, estima-se que actualmente estejam instalados cerca de 390 mil m² de colectores solares térmicos, o que representa um aumento em 116% relativamente à área instalada em 2002. A figura 1.2 apresenta a evolução anual área colectora instalada em Portugal (Solar, 2009).

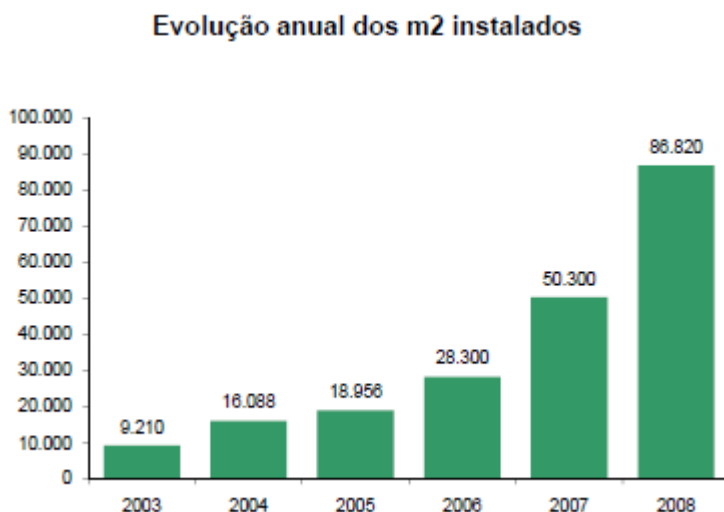


Figura 1.2 Evolução anual área colectora térmica instalada em Portugal Fonte: Valorcar

Verifica-se que o mercado, em relação a 2006, triplicou. Tal facto está directamente relacionado com as novas necessidades regulamentares e com a crescente exposição mediática do solar térmico.

1.4. Objectivos

O principal objectivo deste trabalho é o estudo de sistema composto por um colector termo-fotovoltaico, ao qual vai ser acoplado um termogerador. Pretende-se a elaboração de um modelo numérico/computacional do sistema, conhecendo as características de rendimento dos colectores híbridos e as características do termogerador. O modelo deverá permitir prever o comportamento do sistema durante um período anual para um edifício residencial típico de 4 pessoas em várias regiões do país, e para várias configurações. Pretende-se igualmente a comparação do comportamento do sistema estudado com soluções mais convencionais, em termos energéticos, económicos e ambientais.

1.5. Organização da tese

No primeiro capítulo é apresentado o enquadramento geral deste trabalho, a legislação portuguesa que regulamenta a utilização de fontes renováveis de energia, a situação do mercado fotovoltaico e solar térmico em Portugal, os objectivos deste trabalho, e a organização deste documento.

No segundo capítulo é apresentado o estado da arte das tecnologias fotovoltaica e solar térmica, incluindo uma revisão sobre os colectores PV-T.

No capítulo três é apresentado um breve estudo sobre termoelectricidade, incluindo o tipo de materiais usados e respectivas propriedades. São sumariamente descritos os fenómenos físicos que descrevem o comportamento deste tipo de aparelhos.

O capítulo quatro é dedicado à modelação dos componentes principais do sistema que vai ser estudado: o termogerador e o colector PV-T.

O capítulo cinco é dedicado à modelação do sistema em ambiente TRNSYS, apresentação e discussão dos resultados para várias configurações estudadas.

No capítulo seis realiza-se a análise económica e ambiental do sistema, comparando o sistema proposto com sistemas convencionais.

No capítulo sete apresenta-se o estudo considerando um termogerador de “próxima geração”.

No capítulo oito apresentam-se as conclusões deste trabalho e as perspectivas de continuação de investigação na área.

2. A ENERGIA SOLAR

2.1. Introdução

Desde cedo que o homem se apercebeu que o sol é uma fonte poderosa de energia. De facto, apesar de apenas uma pequena fracção da radiação emitida pelo sol ser interceptada pela Terra, o seu valor anual equivale a 160 vezes a energia armazenada nas reservas de combustíveis fósseis, e a 15000 vezes o consumo anual de combustíveis fósseis, nucleares e hidroelectricidade (Rodrigues, 2008).

Basicamente, todas as formas de energia que conhecemos nos dias de hoje são solares na sua origem. O petróleo, o carvão, o gás natural, entre outros, são resultado de processos fotossintéticos, seguidos de complexas reacções químicas nas quais a vegetação foi submetida a temperaturas e pressões elevadas durante grandes períodos de tempo (Kreith & Kreider, 1978). O vento, e as correntes marítimas são resultado do aquecimento desigual do ar e dos oceanos, respectivamente, deslocando-se os fluxos dos trópicos para os pólos.

A grande vantagem da energia solar, quando comparada com outras formas de energia, é o facto de ser uma energia limpa e poder ser utilizada sem contribuir para a poluição ambiental. Ao longo do último século os combustíveis fósseis providenciaram a maior parte da energia pelos simples factos de serem muito mais baratos e mais convenientes, até a poluição se tornar um problema.

Pela sua parte, as fontes renováveis de energia (solar térmica, fotovoltaica, marés, eólica, hídrica, biomassa, ondas) permitem a obtenção de energia útil através da conversão de fenómenos naturais de energia, sem poluírem o ambiente (excepção seja feita à biomassa), ocupando assim um importante espaço no pacote de medidas preconizadas no âmbito do Protocolo de Quioto, em particular na desejada redução das emissões de gases com efeito de estufa. Estas tecnologias usam a energia solar e os seus efeitos directos, ou indirectos (radiação solar, vento, correntes, biomassa), forças gravitacionais (marés), e o aquecimento do núcleo da terra (geotérmica) como recursos, a partir dos quais a energia é produzida. Estes recursos têm um enorme potencial. O problema reside em converter todo esse potencial. Além disso, as fontes renováveis de energia são geralmente intermitentes ou descontínuas, e têm alta variabilidade regional. Estas características levantaram desafios tecnológicos e económicos que se tem tentado superar. Nos dias de hoje realizaram-se progressos significativos melhorando a eficiência de conversão, baixando os custos iniciais dos equipamentos, bem como os custos de manutenção, e aumentando a fiabilidade.

2.2. Colectores térmicos

Os colectores solares térmicos tem como objectivo converter a maior quantidade de radiação solar disponível em calor e transferir este calor com o mínimo de perdas possível para o resto do sistema. Existem diversos tipos e designs de colectores com custos e performances diferentes, para as mais variadas aplicações.

Colectores sem cobertura

Estes colectores consistem apenas numa placa absorvedora. Têm uma menor eficiência relativamente aos colectores planos uma vez que, devido ao facto de não terem cobertura, revestimento e isolamento térmico, têm perdas de calor mais elevadas. No entanto, devido à simplicidade de construção, são mais baratos. Custo estimado: 140-160 €/m² (ALTENER, Energia Solar Térmica, manual sobre tecnologias, projecto e instalações, 2004).

Vantagens

- Mais baratos;
- Devido às suas características pode substituir as coberturas dos telhados, sem perder a estética, contribuindo igualmente para um menor investimento global.

Desvantagens

- Devido à sua baixa performance, necessita de uma área maior, relativamente a outras soluções.

Colectores planos

Estes colectores são constituídos por uma placa absorvedora dentro de uma caixa rectangular plana, com uma cobertura transparente. Estes colectores têm isolamento na parte inferior, bem como nas partes laterais. Dois tubos ligados para alimentação e retorno do fluido de transferência térmica estão colocados no lado do colector. Custo estimado: 170-300 €/m² (ALTENER, Energia Solar Térmica, manual sobre tecnologias, projecto e instalações, 2004).

Vantagens

- Boa relação performance/preço;
- Permite uma montagem simples;
- Múltiplas opções de montagem;
- Mais baratos que os colectores de vácuo e parabólico composto.

Desvantagens

- Não gera temperaturas muito elevadas;
- Apresenta uma menor eficiência, relativamente aos colectores de vácuo e parabólico composto, uma vez que apresenta valores mais elevados do coeficiente global de perdas;

- Exige mais espaço que os colectores de vácuo.

Colectores Parabólicos Compostos (CPCs)

Os colectores parabólicos compostos, ou CPCs, consistem em sistemas de concentração solar para a obtenção de temperaturas mais elevadas. São sistemas com um rendimento elevado uma vez que têm perdas térmicas baixas, mas com características de simplicidade que os tornam equivalentes, quer em termos de montagem, quer de utilização, aos colectores planos.

A redução das perdas térmicas nestes colectores é conseguida através de uma redução da área de absorção, em comparação com a área de captação da radiação solar. Nestes colectores, a radiação solar é concentrada na placa absorvedora, constituindo assim um sistema duplo de absorção: a parte superior do absorsor permite absorver a radiação de forma semelhante aos colectores planos, enquanto que um sistema de reflexão de forma parabólica permite a absorção da radiação na parte inferior. Custo estimado: 250 €/m² (ALTENER, Energia Solar Térmica, manual sobre tecnologias, projecto e instalações, 2004).

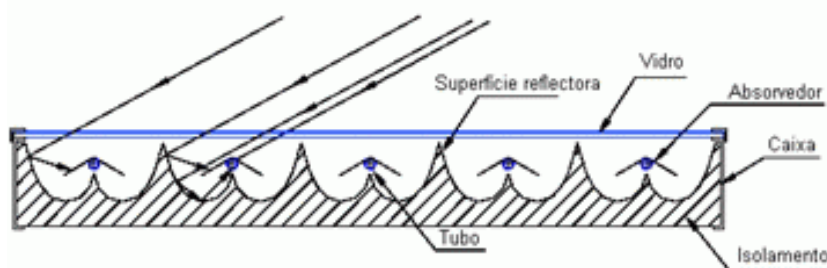


Figura 2.1 Colector CPC Fonte: Ralplus

Vantagens

- Eficiências elevadas, quer com baixas radiações, quer com elevadas diferenças de temperaturas entre o absorsor e o meio envolvente;
- Suporta temperaturas de funcionamento elevadas.

Desvantagens

- Mais caros que os colectores planos.

Colectores de Vácuo

Um colector de vácuo consiste num número de tubos que estão ligados entre si pelo topo através de um distribuidor ou caixa colectora, no qual se localizam o isolamento e as linhas de alimentação e retorno. De forma a reduzir as perdas térmicas no colector, estes tubos

de vidro são sujeitos a vácuo. Assim, com uma pressão de 10^{-2} bar são eliminadas as perdas de calor por convecção. Um aumento de pressão reduz as perdas por condução térmica. As perdas por radiação, uma vez que não dependem do meio, são reduzidas, como no caso de outros colectores, pela selecção de bons revestimentos. Existem dois tipos de colectores de tubos de vácuo: os colectores de tubos de vácuo de fluxo directo e os tubos colectores de calor.

Nos colectores de tubos de vácuo de fluxo directo o fluido é conduzido, através de um sistema de tubo-entre-tubo, para a base do absorsor onde flui para a caixa absorvedora, aumentando a temperatura do fluido (ALTENER, Energia Solar Térmica, manual sobre tecnologias, projecto e instalações, 2004).

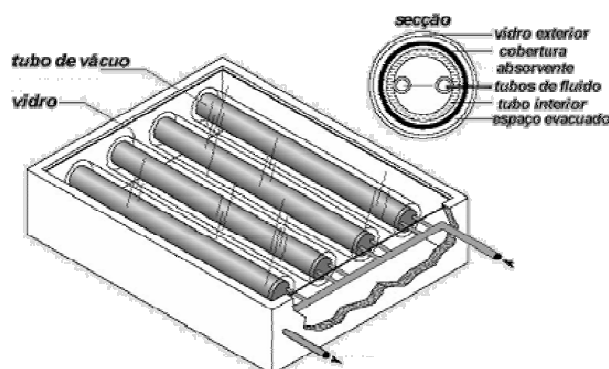


Figura 2.2 Colector tubo de vácuo Fonte: Oliveira

Por sua vez, nos tubos colectores de calor um revestimento selectivo de metal com propriedades de condutor-térmico, ligado a um tubo de aquecimento, é colocado dentro do tubo de vácuo. O tubo de aquecimento é preenchido com álcool ou com água em vácuo, que é evaporado para temperaturas a partir dos 25°C . O vapor que é criado sobe, transferindo calor por condensação através do permutador de calor para o fluido de transferência de calor. O fluido condensado arrefece e volta a descer para ser aquecido novamente. Custo estimado: 750 €/m^2 (ALTENER, Energia Solar Térmica, manual sobre tecnologias, projecto e instalações, 2004).

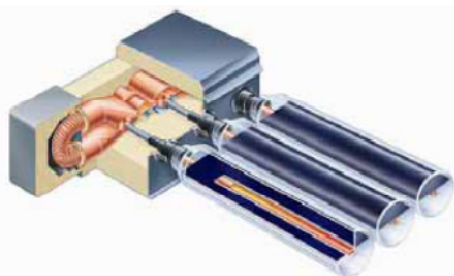


Figura 2.3 Colector de evacuação de calor com ligação "seca" Fonte Vitasol

Vantagens

- Apresenta boa eficiência, quer com baixa radiação, quer com elevadas diferenças de temperatura entre o absorsor e o meio envolvente;
- Atinge temperaturas elevadas;
- Facilmente transportável.

Desvantagens

- Não pode ser utilizado numa instalação em telhado;
- Preço elevado.

Placa absorvedora

A placa absorvedora constitui o elemento fundamental de um colector plano. De facto, um colector térmico deve estar optimizado para ter a maior capacidade de absorção possível, e a menor emissividade térmica possível, sendo isto possível através de um tratamento efectuado à placa absorvedora. Esta consiste numa chapa de metal com boas características de absorção (normalmente cobre), com um revestimento preto, ou com um revestimento selectivo, e com tubos (normalmente de cobre), onde terá lugar a transferência de calor para o fluido.

Os colectores com revestimento selectivo têm um melhor desempenho que os colectores com um revestimento preto, uma vez que o revestimento selectivo é formado por uma estrutura com diferentes camadas que melhora a conversão de radiação solar de onda-curta, minimizando as perdas. Geralmente os revestimentos selectivos mais utilizados são de tratamento electroquímico, como é o caso do crómio-preto ou níquel-preto. Contudo, os últimos desenvolvimentos em revestimentos, com melhoria das suas características ópticas, estão disponíveis no mercado e estão a ser utilizados, como é o caso do TiNOx (revestimento por deposição física do tipo “sputtering”). Estes revestimentos por deposição física apresentam, comparativamente com os outros processos, um aumento de absorção de energia para temperaturas elevadas ou baixos níveis de irradiação solar.

Existem diversos modelos de placas absorvedores:

- Placa absorvedora Roll Bond: modelo com boas propriedades térmicas e com separação de materiais, permitindo assim a reciclagem simplificada. Contudo está sujeito a corrosão do alumínio em contacto com o tubo de cobre;



Figura 2.4 AbsorSOR de alumínio roll-bond Fonte: SET

- Placa absorvedora com faixa absorvedora com tubo de cobre soldado: modelo barato e com tamanho flexível, embora tenha como desvantagem o facto de ter muitos pontos de soldadura;



Figura 2.5 Faixas absorvedoras de alumínio com tubos de cobre prensados Fonte: Sunstrip

- Placa absorvedora com sistema de tubo prensado entre duas folhas de metal: sistema que tem como vantagem a separação dos materiais, permitindo assim uma reciclagem simplificada. Tem como inconveniente o custo elevado de produção, por causa das ligações;



Figura 2.6 Absorvedor com sistema de tubos prensados entre duas chapas Fonte: KBB

- Placa absorvedora de escoamento total em aço inoxidável: permite uma excelente optimização de calor para o líquido, embora tenha um peso elevado, e uma grande inércia térmica;

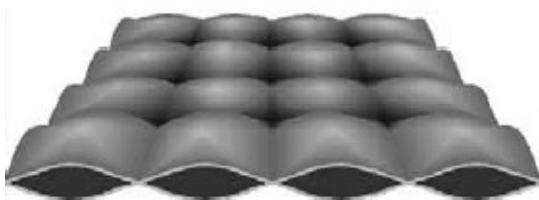


Figura 2.7 Absorvedor de aço inoxidável no qual o líquido absorvedor passa através de toda a superfície Fonte: Solarhart

- Placa absorvedora em serpentina: tem como vantagem o facto de ter apenas dois pontos soldados no sistema de tubos, embora esteja sujeito a elevadas perdas de pressão;

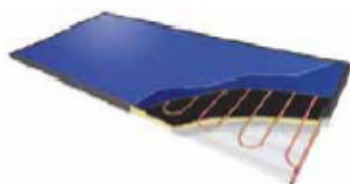


Figura 2.8 Absorvedor de serpentina (superfície-total) Fonte: ALTENER

- Placa absorvedora de superfície total 1: tem baixas perdas de pressão. Em contrapartida tem muitos pontos de soldadura no sistema de tubos, e tem um preço elevado;



Figura 2.9 Absorvedor de superfície-total Fonte: ALTENER

- Placa absorvedora de superfície total 2: tem baixas perdas de pressão. Em contrapartida tem muitos pontos de soldadura no sistema de tubos.



Figura 2.10 Absorvedor de superfície total Fonte: ALTENER

Isolamento

A fim de reduzir as perdas de calor para o ambiente através de condução térmica, o colector tem uma camada de isolamento entre a caixa e a placa absorvedora.

Uma vez que o colector pode atingir temperaturas elevadas, é necessário ter em conta o tipo de isolamento utilizado, uma vez que este não deve sofrer qualquer tipo de deformação, que iria dar origem a uma redução da eficácia dos colectores.

Assim, os materiais mais utilizados são o poliuretano, a lã de vidro e a lã de rocha. Por falta de resistência destes materiais a temperaturas superiores a 130 °C, estes estão revestidos de uma camada de fibra mineral de isolamento.

Para além do isolamento térmico existem colectores que estão equipados com uma placa (normalmente em Teflon) situada entre a placa absorvedora e a cobertura, de forma a limitar as perdas por convecção.

Cobertura

A cobertura de um colector deve possuir características que permitam uma elevada transmissão de luz e, ao mesmo tempo, uma baixa reflexão. Além disso deve resistir à pressão do vento, impacto de objectos, choques térmicos, bem como assegurar a estanquicidade do colector à água e ao ar.

Os materiais utilizados são geralmente o vidro e o plástico, sendo que o vidro, em termos de transmissão, apresenta uma maior estabilidade a longo prazo. Em contrapartida, tem um peso maior, bem como um custo superior.

Podem ainda ser aplicados tratamentos especiais à cobertura, tal como o tratamento anti-reflexo, a fim de garantir perdas menores por reflexão, e um tratamento para que a superfície interior reflecta as radiações de elevado comprimento de onda, não impedindo as de onda curta, a fim de diminuir as perdas por radiação.

Caixa

No que concerne à caixilharia dos colectores, são quatro os materiais de construção: alumínio, plástico, aço e madeira. O alumínio é o material mais usado. Apesar de ter um custo elevado, é um material leve, de fácil construção e reciclável. A madeira tem a vantagem de ser um material ecológico, e é apenas utilizada em instalações integradas em telhados. O aço e o plástico raramente são utilizados.

Curvas características e aplicações

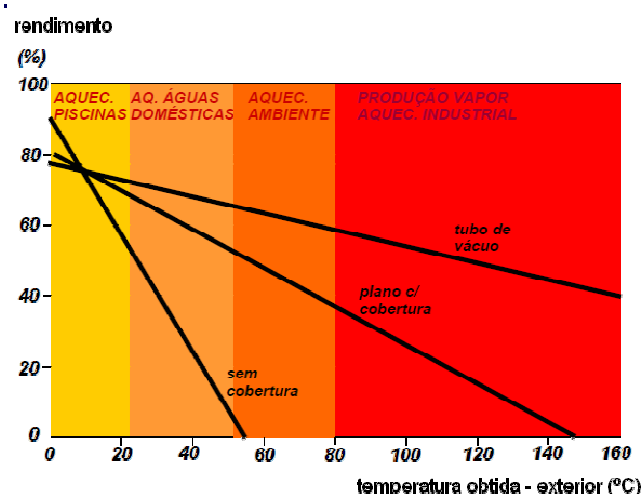


Figura 2.11 Curvas características e aplicação típica dos colectores Fonte: Oliveira

2.3. Colectores fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são constituídos por vários equipamentos importantes que são usados, ou não, consoante o tipo e finalidade de aplicações. Os equipamentos que constituem os sistemas fotovoltaicos são (ALTENER, Energia Fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projecto e instalações, 2004):

- Célula fotovoltaica: filmes, discos ou quadrados finos, constituídos de uma material semiconductor que gera tensão e corrente quando exposto à luz solar;
- Módulo: configuração de várias células PV laminadas entre a cobertura e a parte inferior da caixa;

- Controlador de carga: equipamento que regula a tensão da bateria de armazenamento;
- Bateria de armazenamento: aparelho que armazena directamente corrente eléctrica;
- Inversor: aparelho que inverte corrente directa (DC), para corrente alternada (AC).

Células Fotovoltaicas

As células solares são utilizadas para converter directamente luz solar em energia eléctrica. Neste processo são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenito de gálio, telureto de cádmio (CdTe), ou o disseleniuto de cobre e índio (CIS). A célula de silício é a mais comum, e é utilizada, actualmente, em cerca de 95 % de todas as células solares (ALTENER, Energia Fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projecto e instalações, 2004) .

Células de Silício cristalino

O Silício é o material mais usado para a produção de células fotovoltaicas. Não é um elemento puro, mas sim uma ligação química em forma de dióxido de silício. Para a obtenção de silício com um grau de pureza que justifique a sua utilização nas células fotovoltaicas, torna-se necessário separar o oxigénio, bem como recorrer a operações de purificação a fim de retirar quaisquer impurezas. O silício pode ser processado de diferentes modos, para produzir células monocristalinas ou policristalinas, por exemplo.

- **Monocristalino:** eficiência entre 15 a 18%
- **Policristalino:** eficiência entre 13 a 15%
- **Power¹:** eficiência de 10%
- **Policristalino EFG²:** eficiência de 14%
- **Células de faixa de filamentos de silício policristalino:** eficiência de 12%
- **Células de rede dendrítica de silício monocristalino:** eficiência de 13%
- **Policristalinas Apex³:** eficiência de 9,5%

1 - As células Power são células constituídas por pastilhas policristalinas produzidas por fundição de lingotes.

2 - EFG- Edge-defined Film-Fed Growth- Processo utilizado para o crescimento de células solares.

3 - As células Apex são as primeiras aplicações de um procedimento de película fina com silício cristalino, que está preparado para a produção em série.

Células de película fina

Nas células de película fina, semicondutores fotoactivos são aplicados em finas camadas num substrato (normalmente vidro), através de métodos como vaporização, banhos electrólitos e deposição catódica. Silício amorfo, o disselenieto de cobre e índio e o telureto de cádmio são utilizados como materiais semicondutores. Estes materiais são mais tolerantes à contaminação de átomos estranhos.

Uma característica que diferencia as células de película fina das células cristalinas é o tipo de interligação. Enquanto as células cristalinas estão soldadas de célula para célula, as células de película fina estão interligadas monoliticamente (interligação interna). Estas células têm ainda um melhor aproveitamento para baixos níveis de radiação e para radiações do tipo difusa.

- **Silício amorfo:** eficiência de 5 a 8%
- **Células de Disselenieto de Cobre e Índio (CIS):** eficiência de 7,5 a 9,5%
- **Células de Telureto de Cádmio (CdTe):** eficiência de 6 a 9%

Células híbridas: células solares de HCI

As células solares híbridas HCI (heterojunção com camada fina intrínseca) são células que resultam da combinação da célula solar cristalina com uma célula de película fina. Consiste em silício cristalino e amorfo, associados a uma película fina adicional não contaminada (camada fina intrínseca). Uma pastilha monocristalina forma o núcleo da célula HCI e é revestida em ambos os lados por uma camada fina de silício amorfo (a-Si). Como camada intermédia, uma camada ultrafina i (intrínseca) de silício, sem impurezas, liga a pastilha cristalina com cada uma das camadas de silício amorfo. Uma camada a-Si dopada com impurezas do tipo p é depositada no lado frontal, que forma a junção p-n com a pastilha monocristalina com impurezas do tipo n (ALTENER, Energia Fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projecto e instalações, 2004).

- Eficiência: 17,3%

Comparação entre os diferentes tipos de células

As células solares de silício monocristalino e policristalino são as mais utilizadas. As células monocristalinas apresentam uma óptima eficiência, enquanto que a menor eficiência do silício policristalino é contrabalançada por um preço mais reduzido.

Os módulos de silício amorfo têm sido maioritariamente utilizados em aplicações de lazer. Recentemente, os resultados de longo prazo conseguidos com testes demonstraram que as reservas referentes à sua estabilidade e ao seu comportamento ao longo do tempo eram infundadas, pelo que os módulos amorfos poderão tornar-se cada vez mais comuns nos

grandes sistemas. Em contrapartida, além de terem uma baixa eficiência, esta diminui durante os primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, devido à degradação introduzida pela luz, até nivelar num valor estável.

Os módulos de película fina CIS e CdTe alcançaram a fase de produção em série e têm vindo a ser utilizados em vários locais de referência. As células de CIS, ao contrário das de silício amorfo, não são susceptíveis de se degradarem com a indução da luz. Contudo apresentam problemas de estabilidade em ambientes quentes e húmidos, pelo que deve ser garantida uma boa selagem. As células de CdTe, tal como as células CIS, têm um potencial considerável para a produção em série, reduzindo assim os custos. O CdTe é um composto de elevada estabilidade. No entanto, a toxicidade do Cádmio pode constituir um problema, que pode afectar a aceitação dos módulos e assim a sua capacidade de criar um impacto positivo no mercado.

Os módulos híbridos HCI são os que apresentam maiores valores de eficiência, entre todos os módulos que estão disponíveis no mercado. A par das células de película fina de CIS, as células de HCI também revelam uma degradação da eficiência em resultado do fenómeno de envelhecimento por indução de luz. Comparadas com as células solares cristalinas, a célula HCI distingue-se pela maior produção de energia a temperaturas elevadas.

Módulo

Como referido anteriormente, um módulo fotovoltaico é um conjunto de células fotovoltaicas. Estes podem ser classificados de diversas formas. Assim, os módulos podem ser classificados em função de:

- Material celular:

Módulos monocristalinos

Módulos policristalinos

Módulos de película fina (amorfo, CdTe e módulos CIS)

- Material de encapsulamento:

Módulos Teflon

Módulos de Resina Fundida

- Tecnologia de encapsulamento:

Laminagem (com Eva ou com Teflon)

- Tecnologia do substrato:

Módulos película-película (flexíveis)

Módulos vidro-película (ou módulos de vidro-Tedlar)

Módulos metal-película

Módulos de plástico acrílico

Módulos vidro-vidro

- Estrutura da armação:

Módulos com armação

Módulos sem armação (módulos laminados)

- Funções específicas de construção:

Módulos de vidro de segurança endurecido

Módulos de vidro de segurança laminado

Módulos de vidro isolante

Módulos de vidro isolante para coberturas de vidro

Módulos de vidro laminado

Ligação de módulos

É usual a utilização de vários módulos PV em simultâneo, podendo estes estar ordenados em série, paralelo, ou em série e paralelo.

Módulos em série

A utilização dos módulos em série permite um aumento da tensão de saída do sistema, mantendo a corrente constante.

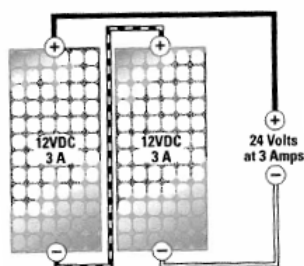


Figura 2.12 Esquema de PV's ligados em série Fonte: International

Módulos em paralelo

A utilização dos módulos em paralelo permite um aumento da corrente de saída do sistema, mantendo a tensão constante.

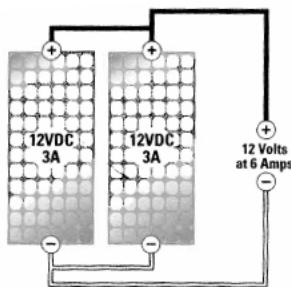


Figura 2.13 Esquema de PV's ligados em paralelo Fonte: International

Módulos em série e em paralelo

A utilização dos módulos em série e em paralelo é uma junção das duas configurações apresentadas anteriormente. Isto é, permite um aumento da corrente e da tensão de saída do sistema. Os valores de corrente e tensão obtidos dependem da configuração utilizada. A figura seguinte apresenta uma configuração em que quatro módulos estão conectados em série, em conjuntos de 2, e em que dois módulos estão conectados em paralelo.

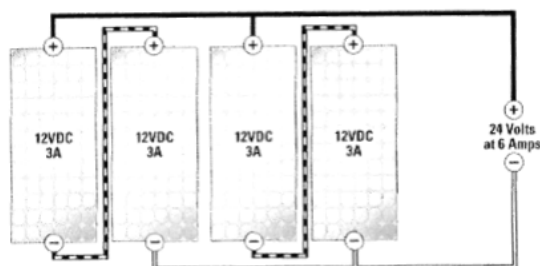


Figura 2.14 Esquema de PV's ligados em série e paralelo Fonte: International

Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser configurados de várias formas, oferecendo assim uma grande versatilidade nas mais variadas aplicações.

Sistemas com bateria e fotovoltaicos integrados

Neste tipo de sistemas está tudo integrado num só dispositivo: células fotovoltaicas, baterias recarregáveis, e o próprio aparelho. São exemplo lanternas solares, relógios, rádios, etc (International, 2004).

Sistemas de uso diurno

Os sistemas de uso diurno são os sistemas fotovoltaicos mais simples e baratos. Estes sistemas consistem em módulos fotovoltaicos directamente ligados aos aparelhos DC, sem baterias. Uma maior insolação implica um aumento da potência de saída. São exemplo sistemas de bombagem de água, algumas calculadoras, etc. (International, 2004).

Sistemas de corrente directa com baterias de armazenamento

Para alimentar aparelhos durante a noite, ou durante o tempo nublado, os sistemas PV devem incluir formas de armazenar a energia eléctrica. As baterias são a forma de armazenamento mais comum. Os aparelhos podem ser alimentados pelas baterias, quer durante o dia, quer durante a noite, quer continuamente, quer intermitentemente, independentemente do tempo. Além disso, as baterias têm a vantagem de fornecer picos de corrente, por breves períodos de tempo, o que é útil para ligar motores, bem como outras tarefas (International, 2004).

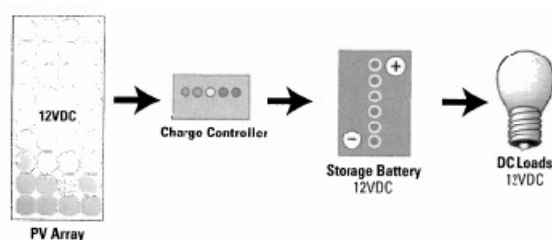


Figura 2.15 Esquematização de um sistema de corrente directa com baterias de armazenamento Fonte: Photovoltaics : Design and installation Manual

Sistemas de corrente directa e alternada

Os módulos fotovoltaicos produzem corrente DC. No entanto, diversos aparelhos operam com correntes AC. Neste tipo de sistemas usa-se um inversor, conferindo assim uma maior versatilidade ao sistema (International, 2004).

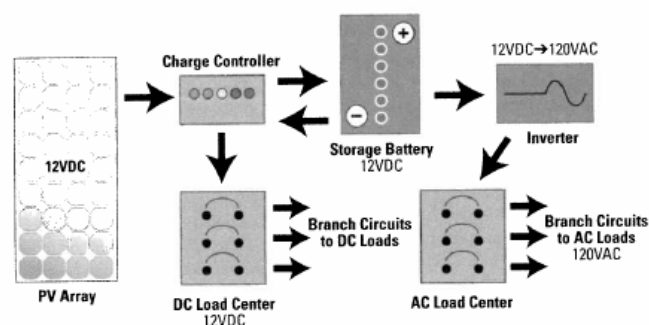


Figura 2.16 Esquematização de um sistema de corrente directa e alternada Fonte: International

Sistemas ligados à rede

Os sistemas fotovoltaicos também podem ser ligados à rede de electricidade. Quando estes sistemas estão ligados à rede não precisam de baterias de armazenamento uma vez que a rede funciona como uma “reserva”. Em vez de se armazenar a energia em excesso durante o dia, esta pode ser vendida, sendo utilizado para o efeito um inversor específico. Quando os utilizadores precisam de mais electricidade do que a que o sistema fotovoltaico está a produzir, podem compra-la à rede (International, 2004).

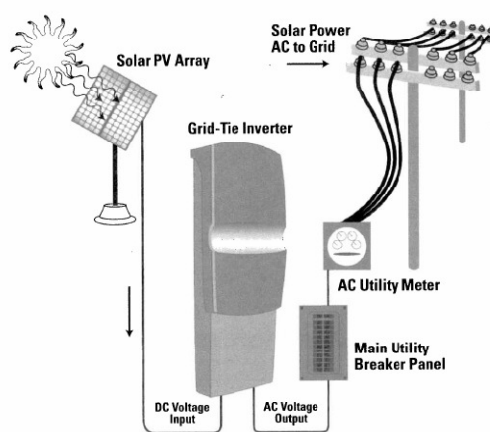


Figura 2.17 Esquematização de um sistema ligado à rede Fonte: Photovoltaics : Design and installation Manual

2.4. Colectores termo-fotovoltaicos (PV-T)

Um colector PV-T consiste, basicamente, num módulo PV ao qual foi acoplado uma placa absorvedora. Os colectores PV-T podem ser caracterizados através de diversos parâmetros, como o tipo de células PV usadas, se o colector tem ou não cobertura, quanto ao tipo de fluido de trabalho que usa, e que tipo de módulo é usado.

2.4.1. Colectores PV-T Água

Os colectores PV-T Água são muito semelhantes aos convencionais colectores térmicos de placa plana: consiste basicamente numa placa absorvedora com uma serpentina, à qual vai ser acoplada um módulo PV.

Estes colectores caracterizam-se pela sua fácil integração em edifícios, tal como os colectores térmicos. No entanto, há que ter cuidado no tipo de absorvedor escolhido, uma vez que a resistência térmica entre o módulo PV e o fluido deve ser suficientemente pequena, especialmente no caso de colectores sem cobertura (Zondag, 2008).

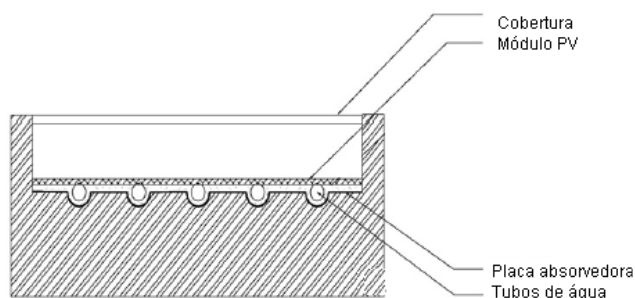


Figura 2.19 Esquema de colector PV-T Água Fonte: Charalambous, 2007



Figura 2.18 Colector PV-T Água Fonte: B. Karlsson

2.4.2. Colectores PV-T Ar

Quando se fala de colectores PV-T Ar importa distinguir dois conceitos diferentes: o do colector em que as células fotovoltaicas estão integradas num colector a ar, e o de colectores fotovoltaicos ventilados, integrados em edifícios, os BIPV (Building Integrated Photovoltaics). No que toca ao colector a ar com células fotovoltaicas integradas, a pesquisa neste campo começou tendo por base a ideia de alimentar o colector sem recorrer à rede eléctrica, tornando assim o colector autónomo. Rapidamente se evoluiu para o conceito de um colector PV-T Ar com as células PV sobre a área absorvedora. Quanto ao colector integrado em edifício a questão inicial prendia-se com a forma de arrefecimento do colector, que acabou por levar a que se questionasse quanto calor era produzido, e de que forma poderia ser aproveitado (Zondag, 2008).

2.4.2.1. Colectores PV-T Ar, com células PV integradas

O colector PV-T Ar consiste num colector a ar convencional, em que o módulo PV funciona como a cobertura superior do canal de ar. Os colectores PV-T Ar, ao contrário dos PV-T Água, podem usar módulos PV convencionais, o que reduz o custo dos módulos.

Um problema dos colectores PV-T Ar reside no campo limitado de aplicação, especialmente durante o Verão, quando a maior parte do calor está disponível. No entanto, ao contrário dos colectores PV-T Água, não há mudança de fase do fluido de trabalho, nem perigo se ocorrerem fugas. Contudo, os colectores PV-T Ar são caracterizados por uma baixa transferência de calor, e grandes perdas de calor devido a fugas (Zondag, 2008).



Figura 2.20 Colector PV-T Ar com cobertura Fonte: Aidt Miljø

2.4.2.2. Colectores PV com recuperação de calor (BIPV)

Em fachadas de edifícios com módulos PV convencionais integrados, existe sempre um canal de ar para possibilitar o arrefecimento das células, através da convecção natural. Se este calor puder ser recuperado do PV e ser utilizado no edifício, então o módulo PV funciona como um colector PV-T. Basicamente, a infra-estrutura completa de um módulo PV-T já está disponível num módulo PV integrado numa fachada de um edifício.

Este tipo de fachadas PV, além de fornecerem calor e electricidade, podem limitar as perdas térmicas do edifício para o ambiente, especialmente as perdas relacionadas com infiltrações. Contudo, e a par dos colectores PV-T Ar, os colectores PV integrados em edifício com recuperação de calor encontram uma aplicação limitada para o ar quente durante o verão, situação em que há mais calor produzido. Esta situação pode ser contrariada, se utilizar esse calor num sistema integrado para arrefecimento. Contudo, a temperatura atingida pelo ar não é suficiente para se utilizar directamente nesses sistemas. Então as fachadas PV-T são combinadas com colectores convencionais integrados em telhados ou fachadas de forma a aumentar a temperatura, até se atingir o nível necessário para esta aplicação (Zondag, 2008).



Figura 2.21 Colectores BIPV Fonte: TFM

2.4.3. Colectores PV-T Ar e Água

Um outro tipo de colectores, são os colectores PV-T Ar e Água, que resultam numa combinação dos dois colectores apresentados anteriormente, mantendo a mesma finalidade. Existem quatro tipos de configurações utilizadas: de placa e tubo, de canal, de escoamento livre, e de duas placas absorvedoras.

Placa e tubo

A configuração placa e tubo é a configuração mais simples. Consiste, mais uma vez, num painel fotovoltaico acoplado a um colector térmico, sem qualquer alteração de maior. A insolação térmica pode ser melhorada através de um aumento do número de coberturas. Contudo, como o aumento do número de coberturas resulta em reflexões adicionais, esta estratégia reduz a eficiência eléctrica do colector (Charalambous, Maidment, Kalogirou, & Yiakoumetti, 2007).

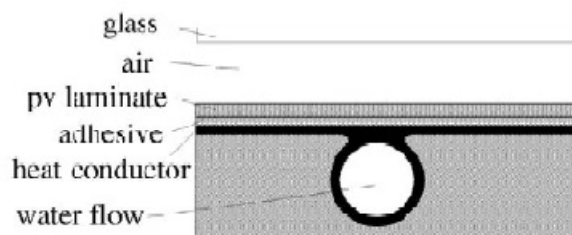


Figura 2.22 Colector PV-T Ar e Água placa e tubo Fonte: Charalambous, 2007

Canal

A configuração em canal impõe restrições na escolha do fluido do colector. Assim, o espectro de absorção do fluido deve ser suficientemente diferente do espectro de absorção do módulo PV, a fim de permitir que o PV absorva a radiação incidente. Uma desvantagem desta configuração é que, se for usado um canal largo, coberto por uma larga placa de vidro, esta necessita de ter espessura suficiente para suportar a pressão da água, resultando assim numa construção pesada, mas frágil. Uma variação do design do canal é obtida se se optar por fazer circular a água por debaixo do painel PV (Charalambous, Maidment, Kalogirou, & Yiakoumetti, 2007).

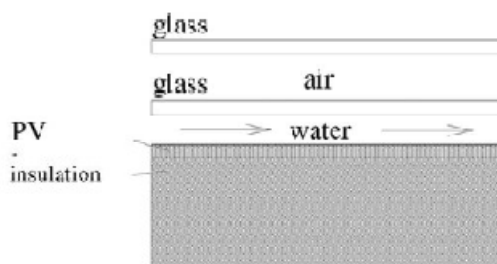


Figura 2.23 Colector PV-T Ar e Água canal Fonte: Charalambous, 2007

Escoamento livre

Neste tipo de colector PV-T o fluido escoar livremente, sem quaisquer restrições. Em comparação com o PV-T de canal, esta configuração elimina uma camada de vidro. Assim, as reflexões e os custos de material são reduzidos, enquanto que o problema mecânico de partir o vidro de cobertura é evitado. Uma desvantagem é o aumento das perdas de calor devido à evaporação. Tal como no PV-T de canal, o fluxo que circula acima do módulo PV terá que ser transparente, devido ao espectro solar (Charalambous, Maidment, Kalogirou, & Yiakoumetti, 2007).

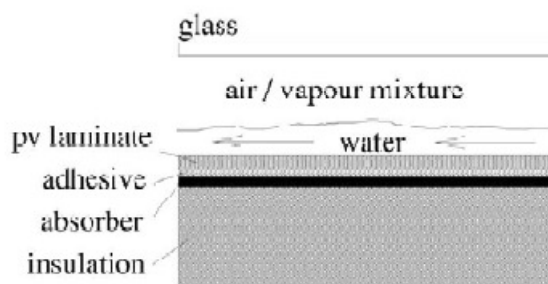


Figura 2.24 Colector PV-T Ar e Água de escoamento livre Fonte: Charalambous, 2007

Duas placas absorvedoras

Esta configuração usa um módulo PV transparente como absorvedor primário, e uma placa de metal preta como absorvedor secundário. Esta configuração contém dois canais de água no topo de cada uma das respectivas placas. A água entra pelo canal superior e retorna pelo canal inferior. Esta configuração tem uma elevada eficiência térmica. A eficiência pode ainda ser melhorada através da utilização de uma camada adicional transparente entre o absorvedor primário e secundário, reduzindo assim as perdas de calor. Contudo, esta opção reduz a robustez do colector. O elevado peso, bem como a fragilidade da estrutura também são factores a ter em conta (Charalambous, Maidment, Kalogirou, & Yiakoumetti, 2007).

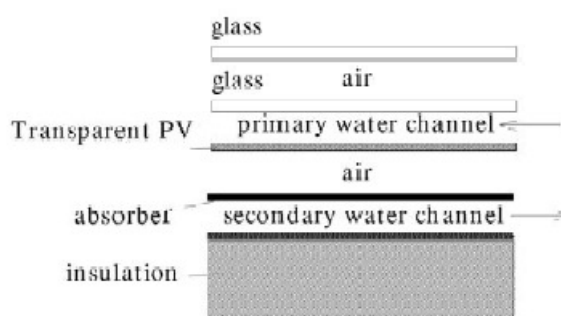


Figura 2.25 Colector PV-T Ar e Água com duas placas absorvedoras Fonte: Charalambous, 2007

2.4.4. Colectores Concentradores

Os colectores concentradores são em tudo idênticos aos colectores térmicos concentradores. Neste tipo de colectores, devido à concentração, uma larga parte da área PV é substituída por área espelhada, tornando assim o colector mais barato, e reduzindo o período de retorno de investimento. Contudo, este facto conduz a uma substancial geração de energia térmica nas células solares, e, se esta não for removida, há um aumento elevado da temperatura de operação, reduzindo desta forma a eficiência das células. Assim, o módulo PV necessita de ser arrefecido.

Apesar do retorno de investimento, devido a uma menor área de PV, este tipo de colectores têm sido, comercialmente, negligenciados, devido à grande área ocupada, tornando-os inapropriados para muitas aplicações.

Como este tipo de colectores necessita de elevados rácios de concentração, a sua integração em edifícios torna-se impossível. Além disso os custos de manutenção aumentam (Charalambous, Maidment, Kalogirou, & Yiakoumetti, 2007); (PV-Catapult, 2005).



Figura 2.26 Colectores PV-T Concentradores Fonte: ANU

2.4.5. Cobertura de colectores PV-T

O facto de ter, ou não, cobertura, é um parâmetro crítico num colector PV-T. Colectores com cobertura têm menores perdas térmicas, especialmente para elevadas temperaturas do fluido do colector. Por outro lado, o rendimento eléctrico das células diminui, uma vez que, como há menores perdas térmicas, a temperatura destas aumenta. Portanto, ter ou não ter cobertura, e, no caso de ter cobertura, o número de coberturas, são parâmetros que devem ser escolhidos cuidadosamente, e que devem estar de acordo às necessidades do utilizador: maior necessidade de energia térmica ou eléctrica. No entanto, se o sistema for projectado no sentido de obter maiores ganhos energéticos globais, quantitativamente, um colector com cobertura acaba por ser a melhor escolha.

Porém o rendimento exergetico de colectores sem cobertura é melhor. Por isso, se o objectivo for maior energia eléctrica, ou obter maiores ganhos energéticos globais qualitativamente, a melhor opção é o colector sem cobertura (Chow, Pei, Fong, Lin, Chan, & Ji, 2009).

2.4.6. Vantagens dos colectores PV-T

Os colectores PV-T oferecem inúmeras vantagens relativamente aos colectores solares térmicos e fotovoltaicos:

- Um novo e maior mercado;
- Um menor tempo e maior eficiência no cumprimento dos objectivos de fontes de energia renovável;
- Novas formas e métodos de integração em edifícios;
- Uma melhor solução estética em termos de integração, uma vez que apenas um colector será instalado e não dois, para cumprir as mesmas funções (solar térmico e fotovoltaico);
- Tempo de amortização mais reduzido, comparativamente à tecnologia solar térmica e fotovoltaica;
- Menor espaço ocupado.

3. TERMoeLECTRICIDADE

À medida que vão aparecendo e se vão desenvolvendo novos materiais, a termoelectricidade tem vindo a suscitar muito interesse, quer na área da investigação científica, quer na área comercial. Das aplicações de arrefecimento às de geração de electricidade, a termoelectricidade tem encontrado interesse nos campos onde não se torna viável recorrer à electricidade. Nos últimos anos, a investigação na área tem sido orientada essencialmente para a descoberta de novos materiais e ligas com desempenhos elevados, e na melhoria de desempenho dos materiais já existentes, através de avançadas técnicas de produção.

3.1. Efeitos intervenientes

Quatro processos físicos participam num módulo termoelétrico: efeito de Seebeck, efeito de Joule, efeito de Peltier e efeito de Thompson.

Efeito de Seebeck

Quando um metal (ou semiconductor) é aquecido numa das extremidades e arrefecido na outra, os electrões da região aquecida tornam-se mais energéticos e deslocam-se para a região fria, onde encontram níveis de energia mais reduzidos. A zona quente fica com excesso de iões positivos e a zona fria com excesso de electrões. O equilíbrio é atingido quando o campo eléctrico obtido pela concentração destas cargas evita o movimento dos electrões. A tensão, ou força electromotriz, obtida devido à diferença finita de temperaturas entre as juntas é o efeito Seebeck. No entanto, esta explicação apenas é válida para materiais com coeficiente Seebeck negativo.

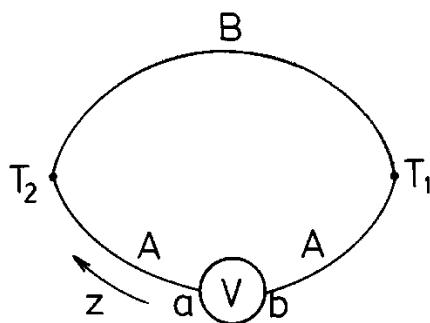


Figura 3.1 Princípio do Efeito de Seebeck

A figura 3.1 ilustra o princípio do efeito de Seebeck. Este é quantificado pelo coeficiente de Seebeck.

Efeito de Peltier

O efeito de Peltier é o efeito contrário ao efeito de Seebeck. Isto é, quando a junção de dois materiais diferentes é percorrida por uma corrente eléctrica, energia eléctrica é libertada ou absorvida nesta junção. Este efeito é quantificado pelo coeficiente de Peltier, π , e pode ser relacionado com o coeficiente de Seebeck, e com a temperatura da junção T .

Efeito de Joule

Os elementos termoeléctricos, ao serem percorridos por uma corrente eléctrica, também produzem calor por efeito de Joule. Este calor depende das dimensões e da resistividade dos elementos, bem como do valor da corrente eléctrica.

Efeito de Thompson

O efeito de Thompson descreve a capacidade generalizada de um material condutor produzir frio, ou calor, quando sujeito, simultaneamente, a uma corrente eléctrica, e a um gradiente de temperaturas. Este efeito é quantificado pelo coeficiente de Thompson Γ . O efeito deste fenómeno é bastante pequeno, e, na maior parte das vezes, desconsiderado na análise (Lineykin & Ben-Yaakov, 2007).

3.2. Figura de Mérito Z

A figura de mérito, Z , é um parâmetro utilizado para caracterizar um material termoeléctrico. Assim, a figura de mérito depende exclusivamente das propriedades termoeléctricas do material: coeficiente de Seebeck, resistividade eléctrica e condutividade térmica. Frequentemente, é substituída pelo parâmetro adimensional ZT , também denominado na literatura como figura de mérito, em que o material é caracterizado para uma dada temperatura T .

Num gerador termoeléctrico a eficiência de conversão de calor em electricidade depende da diferença de temperaturas a que o módulo trabalha, na temperatura média a que trabalha, e das propriedades termoeléctricas dos materiais que o constituem, através da sua figura de mérito. A figura de mérito também determina a maior diferença de temperatura possível e o máximo coeficiente de desempenho (COP) de uma máquina frigorífica. Assim, materiais que possuam valores elevados de Z , dentro da gama de temperatura desejada, são ideais para geração de electricidade, bem como para efeitos de refrigeração.

Termodinamicamente não existe um limite para a figura de mérito adimensional ZT . Contudo, existe um limite empírico de ZT aproximadamente igual a quatro, para materiais que combinem as melhores propriedades electrónicas de qualquer material cristalino conhecido, com uma condutividade típica do vidro. Recentemente foi demonstrado que, utilizando nanoestruturas de superredes, poder-se-á chegar a valores de ZT igual a 20

(Goldsmith, 2005). Actualmente os valores de ZT estão compreendidos entre 0,7 e 1 para ligas de teluretos de bismuto, podendo chegar até 1,5, para ligas de zinco-antimónio.

3.3. Módulo termoelectrico

Um conversor termoelectrico “moderno” consiste, essencialmente, num número de semicondutores termoelectricos alternados do tipo n e do tipo p. Estes elementos estão conectados electricamente em série, e termicamente em paralelo, através de uma serie de contactos metálicos, colocados entre dois pratos cerâmicos, electricamente isolados e termicamente condutores, de forma a constituírem um módulo. Se este módulo for sujeito a um gradiente de temperatura, será gerada uma potência eléctrica e o módulo funcionará como um termogenerador. Inversamente, se o módulo for sujeito a uma corrente eléctrica, o calor vai ser absorvido por um dos lados do modulo, e rejeitado pelo outro, funcionando assim como uma máquina frigorifica.

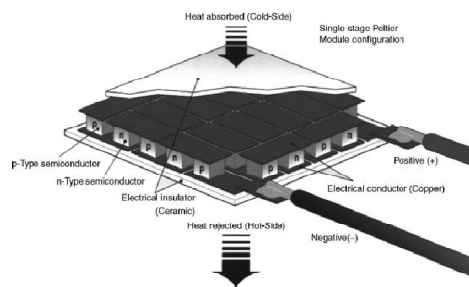


Figura 3.3 Módulo termoelectrico Fonte: IXBT Labs

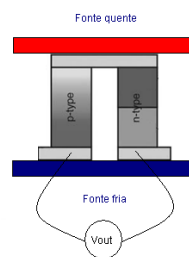


Figura 3.2 Efeito Seebeck numa junta n-p

Construtivamente, o tamanho de um módulo pode variar desde $1,5 \text{ mm}^2$ até mais de 50 mm^2 . A diferença máxima de temperatura que pode ser obtida num módulo com uma fase é dada pela função $0,5 \times Z \times T^2$. Z representa a figura de mérito. Contudo, é possível aumentar esta diferença de temperatura através da utilização de vários módulos em cascata, com o módulo de baixo a actuar como dissipador de calor do módulo superior e por ai adiante. A figura 3.4 apresenta vários módulos (dispositivos Peltier), com uma, duas e cinco fases.

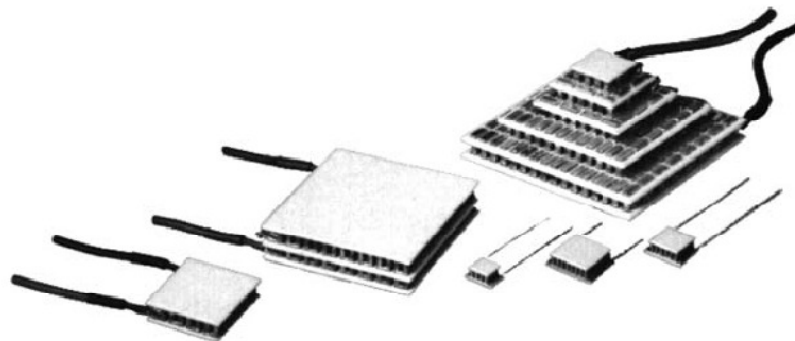


Figura 3.4 Módulos termoelectricos com número de fases distintos

3.4. Materiais

Os materiais termoelectricamente estabelecidos estão definidos em três categorias, dependendo da sua gama de temperatura de funcionamento. Assim, os teluretos de bismuto e as suas ligas, que possuem figuras de mérito elevadas, sendo seguidos dos teluretos de chumbo e das ligas de silício e germânio, são muito usados na refrigeração, e tem uma temperatura de funcionamento máxima de 450 K. Os teluretos de chumbo e as ligas de silício-germânio, são usados em aplicações de geração, com temperaturas de funcionamento à volta dos 1000 e 1300 K, respectivamente.

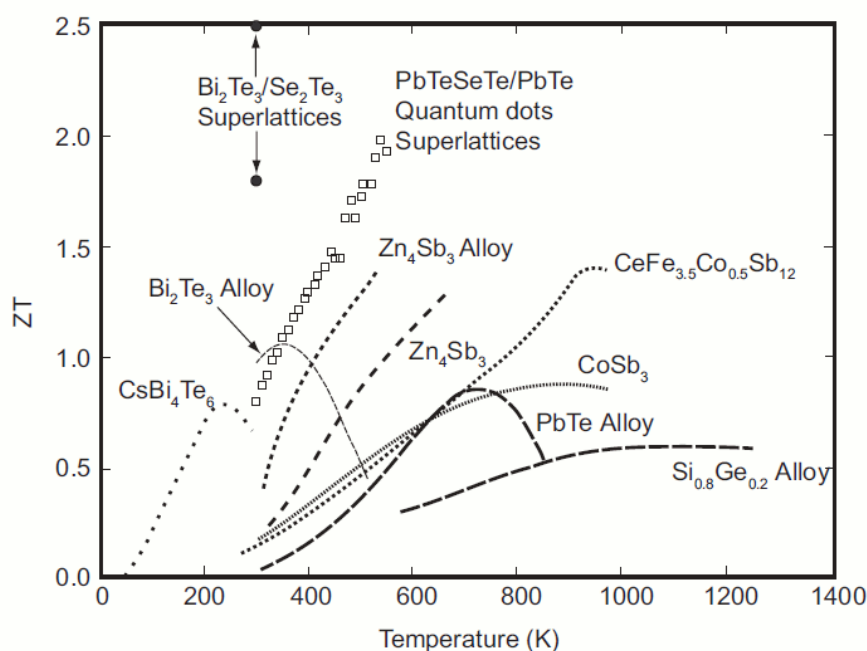


Figura 3.5 Figura de mérito (Z) de diversos materiais, calculada para diferentes temperaturas Fonte: University of Oslo, BATE department

3.5. Vantagens

Os módulos termoelectricos são caracterizados por:

- Ausência de partes móveis;
- Tamanho reduzido e leveza;
- Ausência de manutenção;
- Impacto acústico inexistente;
- Estabilidade eléctrica;
- Grande controlo de temperatura
- Serem não poluentes;
- Grande intervalo de temperaturas de funcionamento.

4. MODELAÇÃO MATEMÁTICA

4.1. Termogerador

O termogerador utilizado para efeitos de modelação é composto por vários módulos Peltier. A fim de obter a potência necessária de saída, os módulos podem ser dispostos numa matriz e conectados electricamente em série e/ou paralelo. As fórmulas para a tensão (V_S), a corrente (I_S) e a potência de saída (P_S), são dadas por (Yodovard, Khedari, & Hirunlabh, 2001):

$$V_S = R_m \left(\frac{N_s \alpha_m (\Delta T)}{\left(\frac{N_s}{N_p} \right) R_i + R_m} \right) \quad (4.1)$$

$$I_S = \left(\frac{N_s \alpha_m (\Delta T)}{\left(\frac{N_s}{N_p} \right) R_i + R_m} \right) \quad (4.2)$$

$$P_S = V_S I_S \quad (4.3)$$

Enquanto que o calor total de entrada no termogerador é dado por

$$Q_S = N_T \frac{\alpha_m T_{hENT} I_S}{N_p} + K_M (\Delta T) - 0.5 \left[\frac{I_S}{N_p} \right]^2 R_i \quad (4.4)$$

E o rendimento por

$$\eta_S = \frac{P_S}{Q_S} \quad (4.5)$$

A situação de potência máxima do termogerador obtém-se quando a resistência eléctrica do módulo iguala a resistência interna (Yodovard, Khedari, & Hirunlabh, 2001).

$$R_m = R_i \quad (4.6)$$

Contudo, e conforme se pode concluir através da análise das equações (4.1)-(4.4), as fórmulas propostas por Yodovard consideram que o termogerador funciona com uma temperatura de fonte quente T_h constante. No entanto, devido à transferência de calor entre o fluido e o módulo, a temperatura da fonte quente vai diminuindo e a temperatura da fonte fria vai aumentando, pelo que os diversos módulos estarão a funcionar com temperaturas extremas diferentes nas juntas, facto que conduzirá a uma potência real diferente da potência que seria obtida usando a equação (4.3).

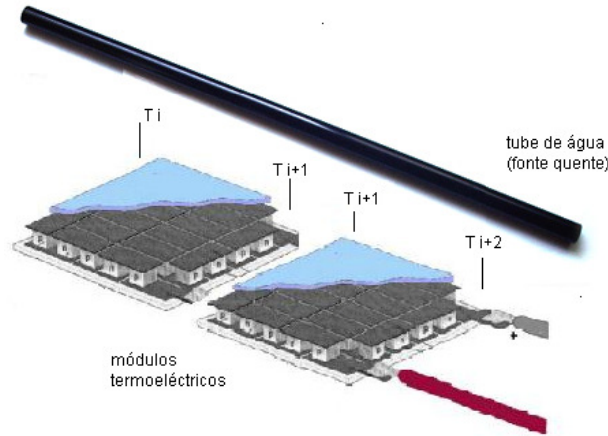


Figura 4.1 Variação da temperatura da fonte quente de módulo a módulo

Assim, considere-se n módulos dispostos em série, e alimentados pela mesma fonte quente: a temperatura de entrada no módulo, T_{i+1} , será igual á temperatura de saída do módulo anterior, T_i .

Portanto, o cálculo potência eléctrica, bem como do calor, dever-se-á fazer módulo a módulo. Assim, define-se $P_{TEGreal}$ como a potência eléctrica real total e $Q_{TEGreal}$ como calor de entrada real total no termogerador através das seguintes equações:

$$P_{TEGreal} = N_p \sum_{i=1}^{N_s} P_{mod_i} \quad (4.7)$$

$$Q_{TEGreal} = N_p \sum_{i=1}^{N_s} Q_{mod_i} \quad (4.8)$$

Em que a potencia eléctrica P_{mod_i} , e o calor de entrada Q_{mod_i} do módulo i , são definidos através das seguintes equações:

$$P_{mod_i} = \frac{\alpha_{m_i}^2 (\Delta T)_i^2}{4R_{m_i}} \quad (4.9)$$

$$Q_{mod_i} = \alpha_{m_i} T_{hENT_i} I_{S_i} + \frac{(\Delta T)_i}{N_T \theta_{m_i}} - 0.5 \left[\frac{I_{S_i}}{N_s} \right]^2 R_{m_i} \quad (4.10)$$

Onde

$$I_{S_i} = \frac{\alpha_{m_i}(\Delta T)_i}{4R_{m_i}} \quad (4.11)$$

Finalmente, aplicando a equação da energia ao módulo termoelectrico, é possível definir as temperaturas de saída T_{hSAI} e T_{cSAI} :

$$T_{hSAI_i} = T_{hENT_i} - \frac{Q_{mod_i}}{\dot{m}_{TEG} \cdot CP_{agua}} \quad (4.12)$$

$$T_{cSAI_i} = T_{cENT_i} + \frac{Q_{mod_i}}{\dot{m}_{TEG} \cdot CP_{agua}} \quad (4.13)$$

Em que

$$\dot{m}_{TEG} = \frac{\dot{m}_{col}}{N_p} \quad (4.14)$$

Para a obtenção das propriedades termoelectricas dos módulos através dos catálogos de fabricantes, isto é, a condutividade térmica, a resistência eléctrica, e o coeficiente de Seebeck, utilizou-se o método descrito por Lineykin e Ben-Yaakov (Lineykin & Ben-Yaakov, 2007).

O calor emitido pelo lado quente do módulo pode-se definir como

$$q_e = \alpha_m T_{hENT} I - K_M(\Delta T) + \frac{I^2 R_m}{2} \quad (4.15)$$

E o calor absorvido pelo lado frio como

$$q_a = \alpha_m T_{cENT} I - K_M(\Delta T) - \frac{I^2 R_m}{2} \quad (4.16)$$

A tensão do módulo é função da corrente, da resistência e da força electromotriz.

$$V = IR_m + \alpha_m \Delta T \quad (4.17)$$

A resistência térmica do módulo pode ser definida como

$$\theta_m = \frac{1}{K_m} \quad (4.18)$$

Aplicando as equações (4.6) e (4.15)-(4.18), igualando q_a a zero (situação de isolamento térmico) e eliminando V , a diferença de temperaturas virá

$$\Delta T = \frac{I \cdot \theta_m (2\alpha_m T_{hENT} - I \cdot R_m)}{2(1 + I \cdot \theta_m \cdot \alpha_m)} \quad (4.19)$$

Derivando a expressão (4.19) em função da corrente, e igualando a zero, obtêm-se o valor de corrente a que irá corresponder um ΔT_{max}

$$I_{max} = \frac{\sqrt{1 + 2T_{hENT}Z} - 1}{\alpha_m \theta_m} \quad (4.20)$$

Onde Z representa a figura de mérito do módulo termoelectrico

$$Z = \frac{\alpha_m^2 \theta_m}{R_m} \quad (4.21)$$

Substituindo a expressão (20) na expressão (19), obtém-se a expressão para ΔT_{max}

$$\Delta T_{max} = T_{hENT} + \frac{1 - \sqrt{1 + 2T_{hENT}Z}}{Z} \quad (4.22)$$

Agora, voltando a aplicar as equações (4.6) e (4.15)-(4.18) e igualando q_a a zero, e eliminado ΔT , obtem-se a expressão para V

$$V = \frac{2IR_m + \alpha_m \theta_m (IR_m + 2\alpha_m T_{hENT})}{2 + 2I\alpha_m \theta_m} \quad (4.23)$$

Substituindo a expressão (4.20) na expressão (4.23), chega-se, após algumas simplificações, à seguinte expressão

$$U_{max} = V|_{I \rightarrow I_{max}} = \alpha_m T_{hENT} \quad (4.24)$$

Aplicando as equações (4.20), (4.22) e (4.24), obtêm-se assim as propriedades termoelectricas dos módulos, α_m , θ_m e R_m , em função de T_{hENT} , e também em função de U_{max} , I_{max} e ΔT_{max} que são parametros que se encontram nos catálogos de módulos termoelectricos de Peltier. Assim as propriedades termoelectricas são dadas por

$$\alpha_m = \frac{U_{max}}{T_{hENT}} \quad (4.25)$$

$$R_m = \frac{U_{max}}{I_{max}} \frac{(T_{hENT} - \Delta T_{max})}{T_{hENT}} \quad (4.26)$$

$$\theta_m = \frac{\Delta T_{max}}{I_{max} U_{max}} \frac{2T_{hENT}}{(T_{hENT} - \Delta T_{max})} \quad (4.27)$$

De seguida, procurou-se definir qual a configuração dos módulos, isto é, o número de módulos em série versus o número de módulos em paralelo que maximizava a potência de saída do termogerador. Assim, aplicando as equações (4.1)-(4.3), (4.6) e (4.25)-(4.27), através do programa Enginnering Equation Solver, variou-se o valor de N_s de 1 até 50, por exemplo, e N_p de 50 até 1, a fim de determinar a configuração óptima. Assim verificou-se que o valor máximo da potência de saída P_s ocorre para a situação em que $N_s = N_p$ conforme se pode verificar na figura 4.2.

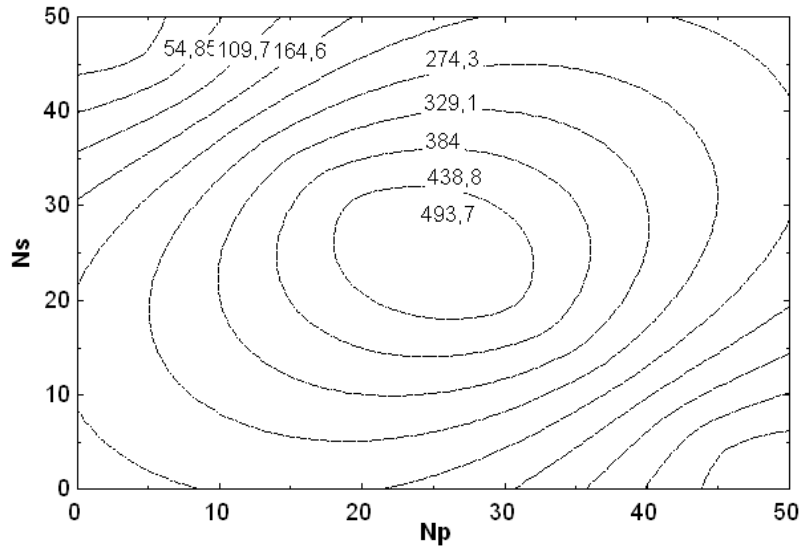


Figura 4.2 Relação óptima entre o número de módulos em série e em paralelo

4.2. Colector PV-T

As equações para a potência eléctrica e o calor produzidos pelo colector PV-T são (Almeida & Oliveira, 2008):

$$P_{col} = \eta_{elec} \times I_{rad} \times A_{col} \quad (4.28)$$

$$Q_{col} = \eta_{term} \times I_{rad} \times A_{col} \quad (4.29)$$

Em que as equações do rendimento térmico η_{term} e do rendimento eléctrico η_{elec} são obtidos considerando uma série de características do colector: cobertura simples, placa plana selectiva, materiais e propriedades térmicas típicas para colectores placa plana e células PV. As curvas de rendimento foram obtidas através da variação de uma série de parâmetros, entre os quais a temperatura ambiente, radiação solar, velocidade do vento, temperatura e caudal do fluido de entrada no colector. Assim, para um colector PV-T usando células de silício monocristalinas, as equações de rendimento virão (Almeida & Oliveira, 2008):

$$\eta_{term} = 0.664 - 2.78 \frac{\Delta T_{col}}{I_{rad}} \quad (4.30)$$

$$\eta_{elec} = 0.149 - 0.296 \frac{\Delta T_{col}}{I_{rad}} \quad (4.31)$$

$$\text{Onde } \Delta T_{col} = \frac{T_{scol} + T_{ecol}}{2} - T_{amb} \quad (4.32)$$

A fim de calcular convenientemente as potências de saída do colector PV-T, torna-se necessário exprimir a temperatura de saída do colector, em função dos vários parâmetros de entrada. Assim defina-se outra expressão para o rendimento de um colector:

$$\eta_{term} = \dot{m}_{col} c_p \frac{T_{scol} - T_{ecol}}{A_{col} \times I_{rad}} \quad (4.33)$$

Substituindo a equação (4.33) na equação (4.30), e resolvendo em ordem a T_{scol} fica:

$$T_{scol} = \frac{2 \times \left((T_{amb} - 0,5 \times (T_{ecol} - 4,48 \times I_{rad})) A_{col} + 3,38 \times c_p \times T_{ecol} \times \dot{m}_{col} \right)}{A_{col} + 6,75 \times c_p \times \dot{m}_{col}} \quad (4.34)$$

5. MODELAÇÃO DO SISTEMA NO AMBIENTE TRNSYS E RESULTADOS

5.1 Introdução

O TRNSYS é um programa de simulação detalhada largamente utilizado em processos térmicos, que foi originalmente desenvolvido para aplicações de energia solar, bem como simulação de edifícios com designs solares activos e passivos. Desenvolvido na Universidade de Wisconsin, o programa utiliza um conjunto de subrotinas que descrevem os mais variados componentes, que, mediante os parâmetros inseridos pelo utilizador, permitem prever o funcionamento desses mesmos componentes em situações reais.

5.2 Componentes utilizados

Colector PV-T: type 50

Este componente é um suplemento ao type 1 do TRNSYS (colector solar), consistindo na adição de um módulo PV ao colector placa plana standard. Na simulação optou-se por utilizar o type 50 admitindo dependência angular da transmitância. Importa referir que, uma vez que o algoritmo que simula o comportamento eléctrico do colector não estava a dar resultados correctos, optou-se por utilizar uma funcionalidade do TRNSYS, o “insert new equation”, onde, inserindo as equações (4.28), (4.31) e (4.34) do capítulo anterior, se definiu a potência eléctrica de saída do colector.

Base de dados climática: type 109

Este componente tem como função efectuar a leitura de dados climáticos em intervalos de tempo regulares a partir duma base de dados, convertendo-os no sistema de unidades desejado e processar a radiação solar de forma a obter a radiação numa superfície com uma determinada inclinação, bem como o ângulo de incidência para um número arbitrário de superfícies. Na simulação optou-se por utilizar o type 109 no formato TMY2 (formato usado pelo National Solar Radiation Data Base nos E.U.A.), que lê os dados climáticos gerados a partir do programa Meteonorm V.

Armazenamento térmico: type 4

Este componente modela um depósito de armazenamento térmico. A fim de melhorar o rendimento do sistema, optou-se por utilizar um depósito estratificado. Este componente oferece a possibilidade de definir o nível de estratificação, o fluido utilizado, o número de serpentinas (duas no máximo), bem como a potência respectiva. Este type utiliza entradas variáveis.

Bomba de água: type 3

Este componente processa o caudal do sistema usando uma função de controlo variável, que deverá ter um valor entre 0 e 1, e um caudal fixo máximo. Este componente oferece igualmente a possibilidade de calcular a energia de consumo da bomba.

Controlador: type 2

Este componente é um controlador On/Off, que gera um sinal que é 1 quando On, e 0 quando Off. É através deste controlador que se vai definir o valor da função de controlo variável da bomba de água (type 3). O valor do sinal é escolhido em função da diferença de temperaturas entre a saída de água do colector, e a temperatura na parte superior do depósito de armazenamento térmico, comparando esta diferença de temperatura com dead-bands definidas pelo utilizador. Por razões de segurança é definido pelo utilizador um valor que, uma vez ultrapassado, tem uma subrotina que desliga o sistema, independentemente do valor das temperaturas extremas. Na simulação optou-se por utilizar um componente com histerese, e com substituições sucessivas.

Perfil de consumo: type 14

Através deste componente é possível definir o perfil de consumo de água, inserindo o utilizador um conjunto de pontos que descrevem as várias horas do dia, e o respectivo caudal de circulação.

Integrador: type 24

Este componente permite a integração das variáveis de entrada, num período de tempo definido pelo utilizador.

Misturador: type 11

Este componente, tal como o nome indica, procede á mistura de dois caudais. Utiliza como dados de entrada o caudal e a temperatura do fluido, sendo possível definir o rácio de cada caudal.

Distribuidor: type 11

Este componente procede divisão do caudal de entrada, em dois caudais distintos. Utiliza como dados de entrada o caudal e a temperatura do fluido, sendo possível definir o rácio de cada caudal de saída.

Caldeira de reaquecimento: type 6

Este componente permite o aumento de temperatura do fluido de trabalho, usando um controlador interno, externo, ou ambos. Neste componente é possível definir a potência máxima de aquecimento, a eficiência do aquecedor auxiliar (caso seja electricidade, gás natural, etc.) bem como definir uma temperatura máxima de funcionamento.

Insert new equation

Este componente, já referido anteriormente, oferece ao utilizador a possibilidade de, basicamente, criar um type que não seja de funcionamento muito complexo. Neste componente, o utilizador pode definir um conjunto de variáveis de entrada, e de variáveis de saída em função das de entrada. Este componente foi essencialmente utilizado para descrever a componente fotovoltaica do colector PV-T, para modelar o termogerador, bem como para conversão de unidades.

5.3 Implementação e resultados

5.3.1 Sistema sem termogerador

A fim de determinar a influência do termogerador no sistema, projectou-se em primeiro lugar o sistema sem o termogerador. Assim, a configuração adoptada foi a seguinte:

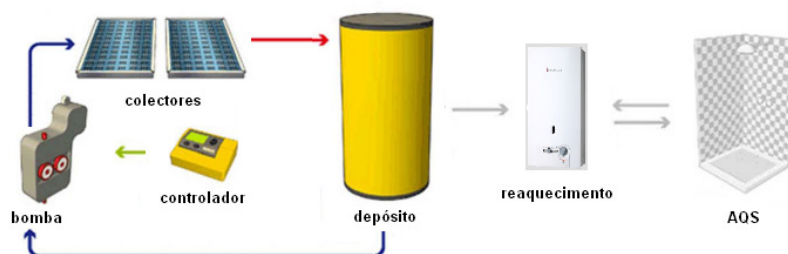


Figura 5.1 Esquema de princípio da configuração sem TEG

A configuração do modelo sem termogerador no ambiente TRNSYS é apresentada na figura 5.2.

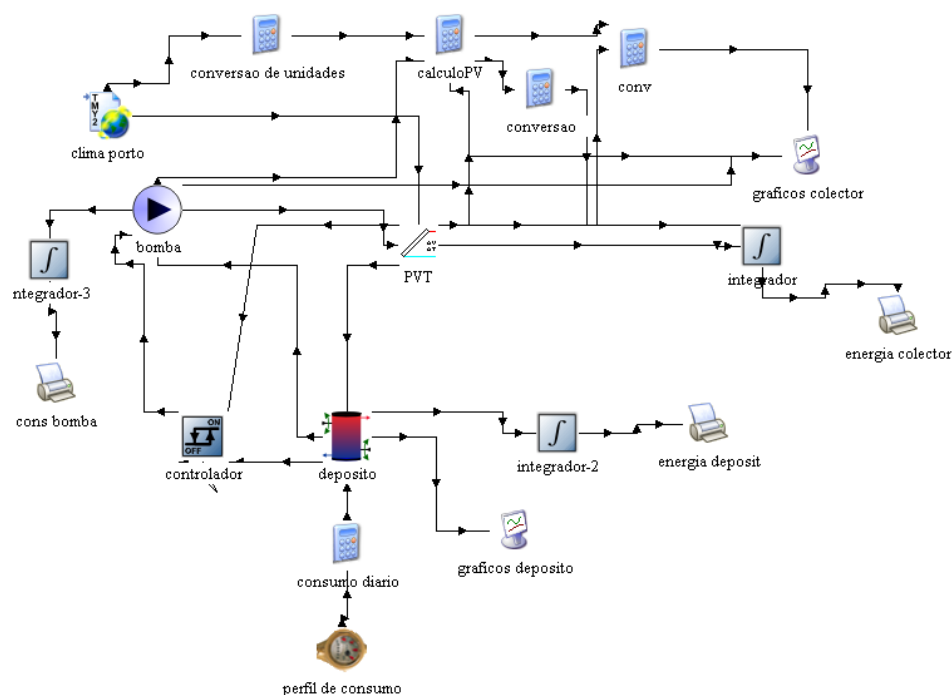


Figura 5.2 Sistema inicial sem termogerador, em ambiente TRNSYS

Onde os parâmetros de entrada são:

Colector:

Tabela 5.1 Parâmetros de entrada do colector

Área	4	[m ²]
Rendimento óptico	0,664	---
Absortância	0,9	
Número de coberturas	1	
Coefficiente de perdas	2,78	[W/m ² .K]
Produto entre coeficiente de extinção e espessura	0,039	---
Coef. de Temperatura da célula	-0,0045	
Temperatura para a eficiência de referência da célula	298,15	[K]
Factor ocupação PV	69	[%]
Eficiência da célula PV	19,8	[%]

Todos os parâmetros considerados, excepto o produto entre o coeficiente de extinção e a espessura, foram obtidos através da formulação descrita por Almeida (Almeida & Oliveira, 2008). O produto entre o coeficiente de extinção e a espessura é um valor típico para coberturas transparentes. O valor da área tem por base a regra prática de utilizar pelo menos 1

m^2 de área de colector por habitante (Oliveira, 2008). Importa ainda referir que o coeficiente de perdas do colector adoptado tem um valor relativamente baixo ($2,78 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$), comparativamente aos valores de referência de outros colectores, pelo que o valor ligeiramente mais baixo do rendimento óptico (0,664) será, de certa forma, compensado.

Depósito:

Tabela 5.2 Parâmetros de entrada do depósito

Volume	0,2	$[m^3]$
Coeficiente de perdas	0,7	$[W/m^2 \cdot K]$
Nível de estratificação	5	
Distância entre pontos de estratificação	0,3	$[m]$
Altura	1,8	$[m]$
Resistência eléctrica das serpentinas	0	$[W]$
Ponto de ebulição	100	$[^\circ C]$

O volume de depósito foi definido usando a regra prática de 50 a 75 litros por cada metro quadrado de colector (Oliveira, 2008). A distância entre os pontos de estratificação foi definida de forma a, com base na altura do depósito (valor típico de mercado), os pontos de estratificação serem equidistantes. A opção de não usar as resistências eléctricas do depósito tem como motivo a poupança de energia e de custos do sistema. Caso seja necessário aquecer a água até à temperatura desejada de consumo, a opção recairá num esquentador, ou numa caldeira, a gás natural para reaquecimento terminal do fluido.

Bomba:

Tabela 5.3 Parâmetros de entrada da bomba

Caudal	0,08	$[Kg/s]$
Potencia	45	$[W]$

O caudal de bombagem do sistema é definido através da regra prática de usar 20 g/s/ por m^2 de área colectora (Oliveira, 2008). Assim para um colector com 4 m^2 de área, o caudal será $0,08 \text{ Kg/s}$.

Perfil de consumo:

Tabela 5.4 Parâmetros de entrada do perfil de consumo

Caudal	16,6	[Kg/h]
Sistema ligado	6-18	[h]
Temperatura da rede	15	[°C]

A fim de obter uma melhor performance do sistema, o perfil de consumo foi definido como constante das 6 da manhã as 6 da tarde, com um caudal de 16,6 Kg/h. Desta forma, a temperatura de entrada da água no colector será mais baixa, pelo que a sua eficiência será maior. As diferenças relativamente a um perfil real de consumo não deverão ser significativas, uma vez que o depósito tem uma capacidade superior a 350 KJ/°C- m^2 (Klein & Beckman, 1979).

Base de dados climática

Tabela 5.5 Parâmetros de entrada da base de dados climática

Localidade	Porto	Bragança	Faro	Lisboa
Inclinação do colector	35°	34°	32°	34°
Orientação do colector	Sul	Sul	Sul	Sul

A orientação ideal dos colectores deverá ser o Sul geográfico, enquanto que a inclinação será igual à latitude do local menos 5 graus, de forma a favorecer a captação durante o ano inteiro (Alexandre, 2008).

Controlador

Tabela 5.6 Parâmetros de entrada do controlador

Dead-band superior	3	[°C]
Dead-band inferior	1	[°C]
Limite de segurança	100	[°C]

O sistema liga quando a diferença entre a temperatura de saída do colector e a temperatura da parte superior do depósito for superior a 3 °C e desliga quando esta for inferior a 1 °C. O sistema desliga igualmente quando a temperatura do sistema ultrapassar os 100 °C.

5.3.1.1 Resultados do sistema

Na análise de um sistema solar, é conveniente expressar a contribuição da energia solar para a carga total do processo, em termos de redução da quantidade de energia que terá que ser comprada. Neste contexto surge a fracção solar. Assim, seja a energia comprada por um sistema convencional sem contribuição solar $Q_{convencional}$, e a energia térmica obtida através do sistema solar $Q_{solarAQS}$, a fracção solar de um sistema será:

$$f_s = \frac{Q_{solarAQS}}{Q_{convencional}} \quad (5.1)$$

A fracção solar vai ser analisada tendo em conta apenas a contribuição térmica do colector, uma vez que toda a energia eléctrica produzida vai ser vendida à rede, e não vai ser usada para consumo.

Tendo em conta que o sistema solar tem um depósito de armazenamento térmico acoplado, a energia obtida pelo sistema $Q_{solarAQS}$ não será a energia obtida pelo colector, mas sim a energia útil obtida através do depósito. Pelo seu lado a energia do sistema convencional será definida através das condições nominais de funcionamento exigidas pelo utilizador. Assim, partindo do pressuposto que a temperatura da água fria da rede é de 15 °C, e a temperatura de consumo desejada é de 60 °C, sabendo que o consumo de água será 200 litros diários, $Q_{convencional}$ anual virá:

$$Q_{convencional} = \dot{m}_{consumo} c_p (T_{consumo} - T_{rede}) \quad (5.2)$$

<<>>

$$Q_{convencional} = \frac{200 \times 365}{3600} \times 4,186 \times (60 - 15) \quad (5.3)$$

<<>>

$$Q_{convencional} = 3819,25 [kWh/ano] \quad (5.4)$$

Os resultados obtidos pelo sistema sem termogerador são apresentados nas tabelas 5.7 a 5.10. As figuras 5.3 a 5.6 apresentam a evolução da temperatura de saída da água do depósito hora a hora, durante um ano inteiro, para as várias regiões. Importa referir que, uma vez que o gráfico representativo da temperatura de saída do colector apresentava picos de temperatura quando o sistema desligava (figura A.46 do anexo A), optou-se por não incluir esse gráfico neste relatório, uma vez que poderia transmitir uma ideia errada do funcionamento do sistema.

Tabela 5.7 Valores obtidos para a configuração sem termogerador, região Porto

Porto	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	120	50	37,70
Fevereiro	138	58	43,18
Março	208	80	65,37
Abril	204	85	64,12
Maio	230	94	72,35
Junho	265	102	83,14
Julho	263	103	82,75
Agosto	257	98	80,73
Setembro	265	96	83,32
Outubro	200	74	62,73
Novembro	145	56	45,50
Dezembro	94	40	29,57
TOTAL	2389	935	62,54

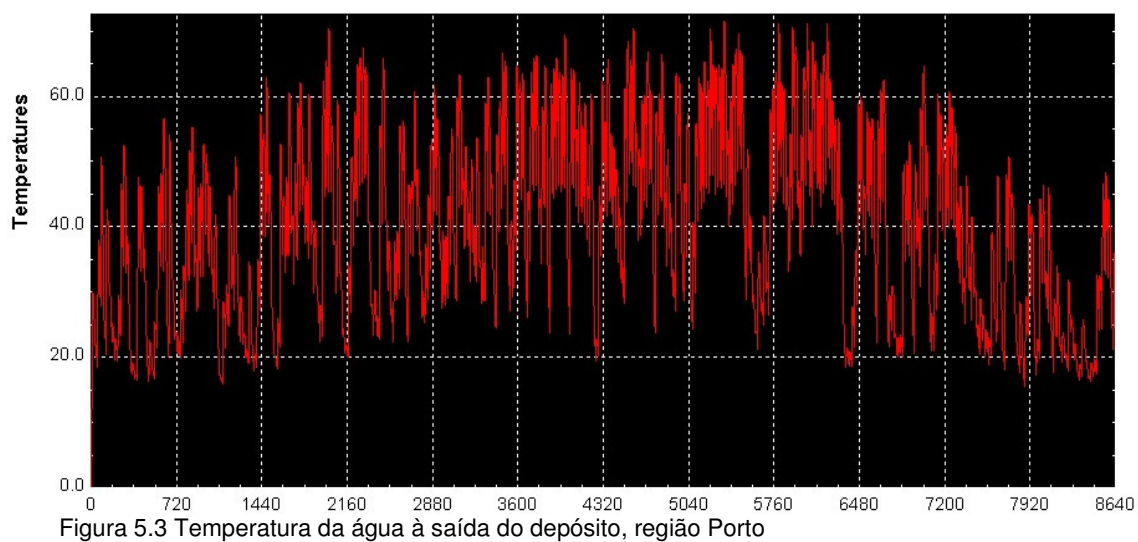


Figura 5.3 Temperatura da água à saída do depósito, região Porto

Tabela 5.8 Valores obtidos para a configuração sem termogerador, região Bragança

Bragança	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	109	48	34,09
Fevereiro	135	58	42,29
Março	214	84	67,18
Abril	198	80	62,09
Maio	217	90	68,32
Junho	261	105	81,91
Julho	309	115	97,08
Agosto	311	113	97,83
Setembro	265	98	83,11
Outubro	212	77	66,50
Novembro	98	42	30,81
Dezembro	82	36	25,71
TOTAL	2410	946	63,08

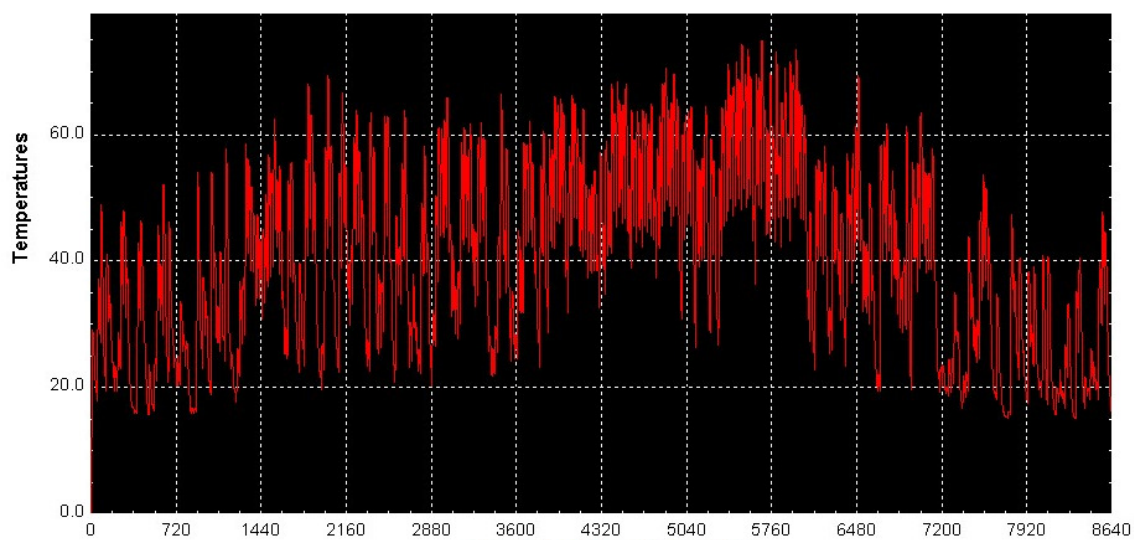


Figura 5.4 Temperatura da água à saída do depósito, região Bragança

Tabela 5.9 Valores obtidos para a configuração sem termogerador, região Lisboa

Lisboa	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	123	52	38,63
Fevereiro	153	61	47,95
Março	253	92	79,62
Abril	221	89	69,44
Maio	252	98	79,08
Junho	273	106	85,62
Julho	288	109	90,49
Agosto	308	112	96,64
Setembro	275	101	86,32
Outubro	235	82	73,71
Novembro	136	55	42,59
Dezembro	105	43	33,08
TOTAL	2620	1001	68,60

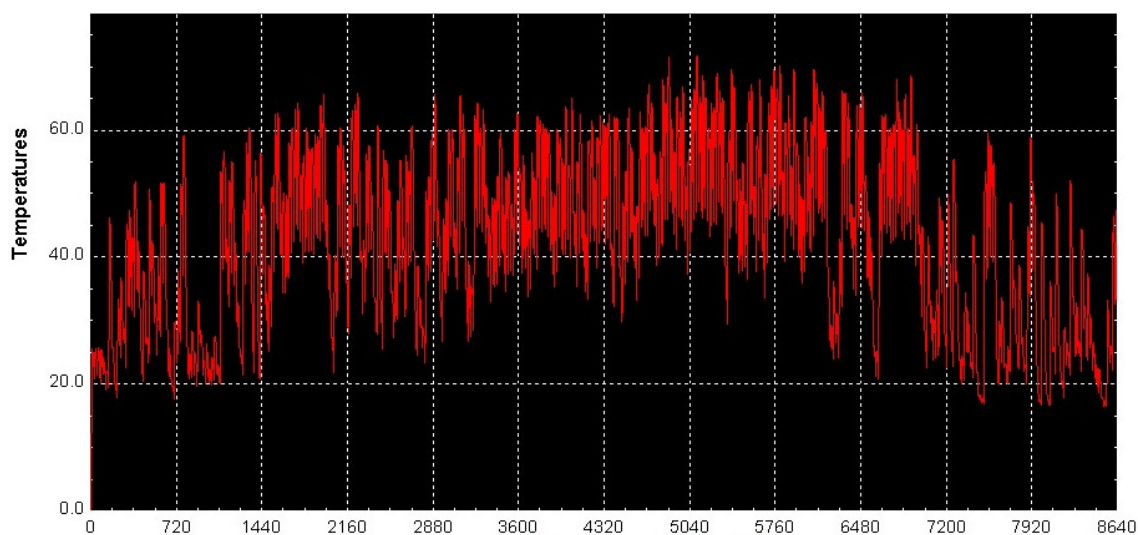


Figura 5.5 Temperatura da água à saída do depósito, região Lisboa

Tabela 5.10 Valores obtidos para a configuração sem termogerador, região Faro

Faro	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	167	68	53,03
Fevereiro	203	77	63,81
Março	283	102	88,86
Abril	258	98	81,08
Maio	30	111	94,35
Junho	316	117	99,40
Julho	335	121	100,00
Agosto	337	120	100,00
Setembro	325	114	100,00
Outubro	268	96	84,22
Novembro	193	72	60,69
Dezembro	150	59	47,04
TOTAL	3137	1156	82,12

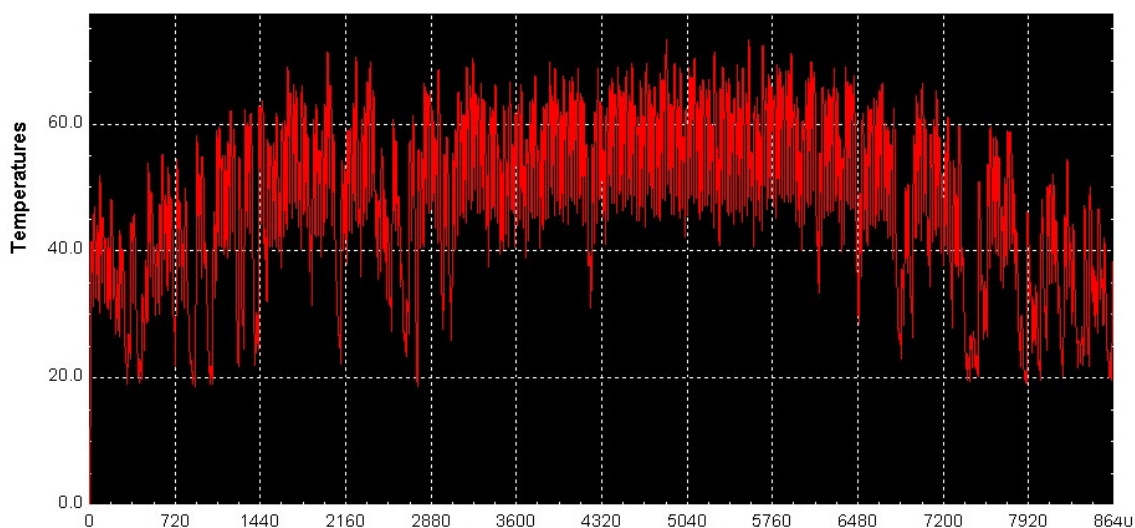


Figura 5.6 Temperatura da água à saída do depósito, região Faro

Os valores óptimos de fracção solar para um sistema solar térmico devem-se situar entre os 60-70% (Oliveira, 2008). Conforme se pode verificar após análise das tabelas 5.7 a 5.10, o valor da fracção solar anual é de 62,54%, 63,08% e 68,60% para Porto, Bragança e Lisboa, respectivamente, pelo que os resultados do sistema estão em conformidade com a teoria. A única excepção é a cidade de Faro que apresenta um valor de fracção solar de 82,12%, chegando, inclusive, durante os meses de Verão, de Junho a Setembro, a satisfazer completamente as necessidades térmicas da habitação. No entanto, Faro apresenta níveis de

radiação superiores aos das restantes cidades, pelo que os resultados não deverão ser considerados anormais.

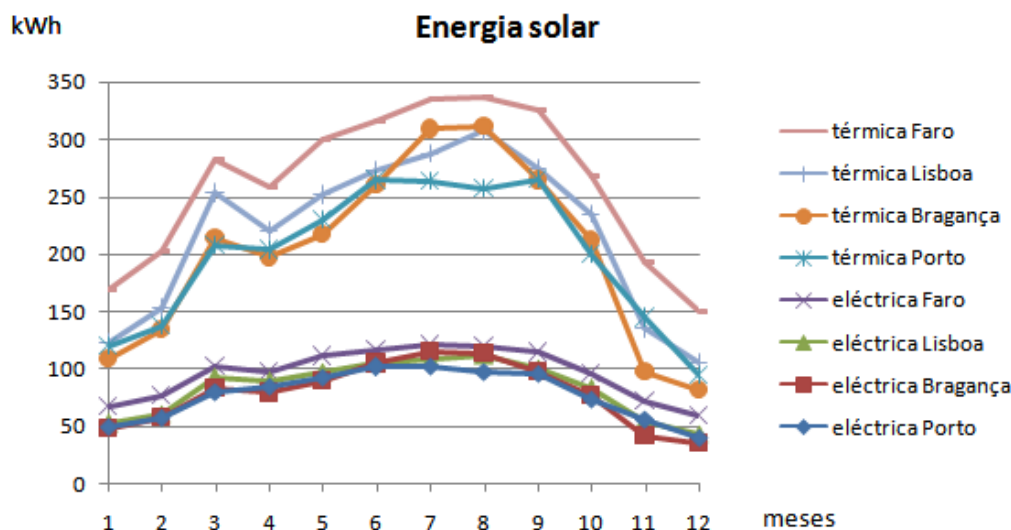


Figura 5.7 Comparação da energia obtida para as várias regiões, para a conf. sem TEG

Relativamente à energia térmica e eléctrica solares, o sistema apresenta resultados realistas. De facto, verifica-se que a região de Bragança apresenta valores mais elevados nos meses de Verão, comparativamente às regiões de Lisboa e Porto (uma vez que as temperaturas exteriores de Verão são mais elevadas, e a radiação é maior) e valores mais baixos de Inverno (temperaturas exteriores mais baixas, e radiação menor). Faro é a região que apresenta valores de energia mais elevados o ano inteiro. A temperatura da água de saída do depósito está em conformidade com o que foi atrás descrito.

5.3.2. Sistema com termogerador

O termogerador foi definido através da funcionalidade “insert new equation”, usando as equações (4.7)-(4.14), e (4.25)-(4.27). Várias configurações, relativamente à colocação do termogerador no sistema, foram consideradas. Na primeira configuração o termogerador foi inserido directamente no sistema inicial apresentado anteriormente, isto é, depois da saída do colector e antes da entrada do depósito. Na segunda configuração o termogerador foi inserido fora do sistema colector-depósito-bomba. Para esse efeito foram utilizados um distribuidor, para dividir o caudal proveniente do colector, parte para o termogerador e parte para o depósito, e um misturador, para juntar os caudais divididos anteriormente. Foi ainda considerada uma terceira configuração, em que o termogerador era colocado seguir à saída para consumo do depósito. No entanto, uma vez que o caudal de consumo é demasiado baixo isso iria causar várias perturbações no sistema: uma queda de temperatura de consumo demasiado elevada, pelo que a água para consumo não teria a temperatura desejada; e potência eléctrica de saída demasiado baixa.

5.3.2.1. Configuração 1: TEG entre colector e depósito

A figura 5.8 representa o esquema de princípio para a solução inicial adoptada do sistema com termogerador, isto é, com o TEG entre o colector e o depósito.

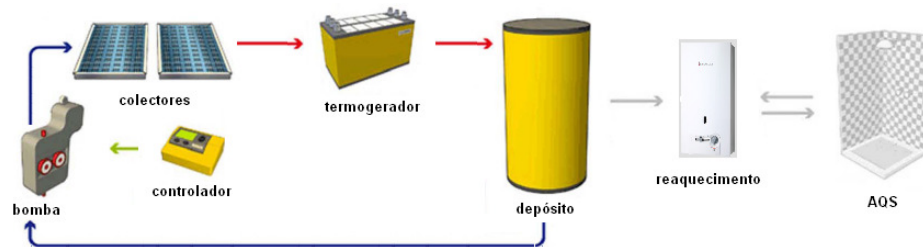


Figura 5.8 Esquema de princípio para a configuração 1

A figura 5.9 representa a modelação da configuração 1 em ambiente TRNSYS.

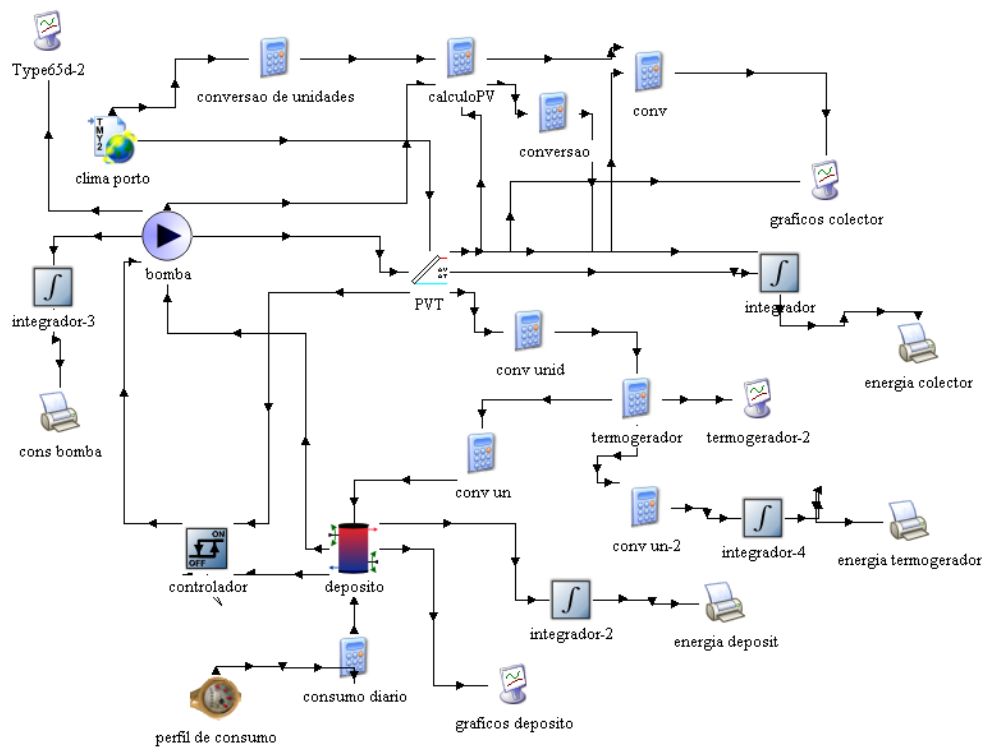


Figura 5.9 Configuração 1: TEG entre colector e depósito, em ambiente TRNSYS

Onde os parâmetros de entrada do termogerador são:

Termogerador

Tabela 5.11 Parâmetros de entrada do termogerador

Número de módulos em série	14	---
Número de módulos em paralelo	14	---
U_{max}	3,5	[V]
I_{max}	80	[A]
ΔT_{max}	61	[°C]
θ_m	0,533	[K.W ⁻¹]
R_m	0,036	[Ω]
α_m	0,010	[V.K ⁻¹]
ZT	0,55	---

Os valores de U_{max} , I_{max} e ΔT_{max} são parâmetros do catálogo de fabricantes. Os valores das propriedades termoelétricas dos módulos, θ_m , R_m e α_m foram obtidos pelo método sugerido por Lineykin & Ben-Yaakov, já descrito no capítulo 4, para uma temperatura de fonte quente de 60 °C. A figura de mérito adimensional ZT foi igualmente calculada para uma temperatura de 60 °C.

Como já foi referido, a configuração do termogerador que maximiza a potência de saída, ocorre quando o número de módulos em série é igual ao número de módulos em paralelo. A fim de definir o número de módulos a usar, consideraram-se as seguintes condições nominais: $T_{hENT} = 333,15$ °K e $Q_S = 300$ W. Utilizando as equações (4.1)-(4.3), (4.6), e (4.25)-(4.27), igualando N_s a N_p e resolvendo em ordem a qualquer uma delas chega-se à conclusão que o número de módulos que satisfaz as condições nominais é 196, ou seja 14 por 14. Para estas condições a eficiência nominal do termogerador é de 6,63%.

Os restantes componentes, sem excepção, presentes nesta configuração, apresentam as mesmas propriedades anteriormente referidas para a configuração sem termogerador. Assim, os resultados obtidos pelo sistema com termogerador, na presente configuração são apresentados nas tabelas 5.12 a 5.15

As figuras 5.10 a 5.13 apresentam a evolução da temperatura de saída da água do depósito hora a hora, durante um ano inteiro, para as várias regiões.

Tabela 5.12 Valores obtidos para a configuração 1, região Porto

Porto	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	1,57	1,30	44	54	13,75
Fevereiro	1,85	1,26	49	63	15,29
Março	3,15	1,50	64	87	19,98
Abril	3,22	1,44	64	93	20,03
Maio	3,74	1,45	69	103	21,68
Junho	4,63	1,62	73	112	23,11
Julho	4,59	1,56	75	114	23,68
Agosto	4,47	1,61	73	108	23,12
Setembro	4,5	1,68	73	104	23,06
Outubro	2,93	1,47	61	80	19,30
Novembro	1,81	1,28	50	60	15,60
Dezembro	1,05	1,11	37	43	11,63
TOTAL	37,54	1,49	733	1026	19,19

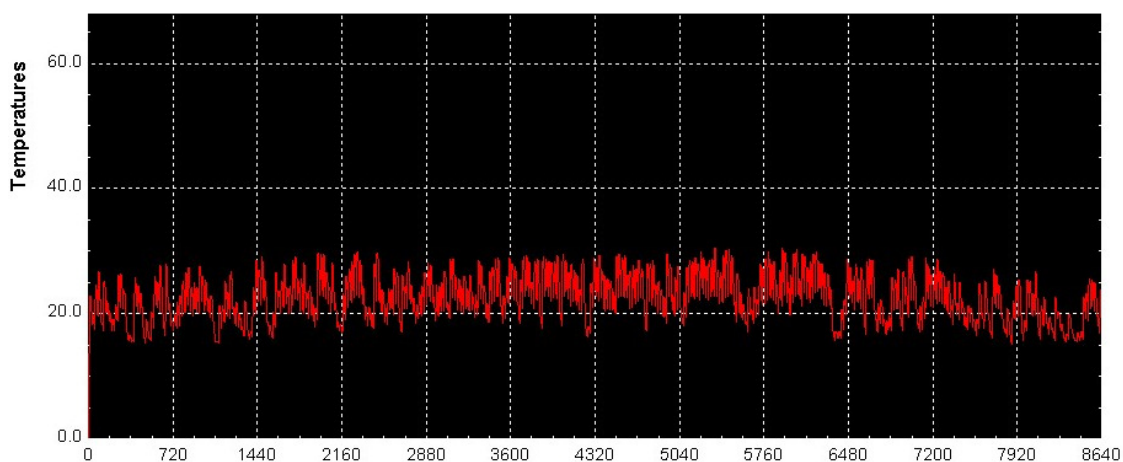


Figura 5.10 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 1, região Porto

Tabela 5.13 Valores obtidos para a configuração 1, região Bragança

BRAGANÇA	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	1,38	1,24	42	52	13,07
Fevereiro	1,88	1,26	48	64	15,12
Março	3,33	1,54	66	91	20,85
Abril	2,95	1,43	62	87	19,40
Maio	3,56	1,44	66	100	20,68
Junho	4,62	1,55	74	117	23,39
Julho	5,61	1,67	83	127	25,98
Agosto	5,83	1,75	85	125	26,85
Setembro	4,54	1,63	75	107	23,62
Outubro	3,06	1,50	65	83	20,34
Novembro	1,19	1,16	38	46	12,03
Dezembro	0,89	1,08	34	39	10,65
TOTAL	38,86	1,51	738	1039	19,33

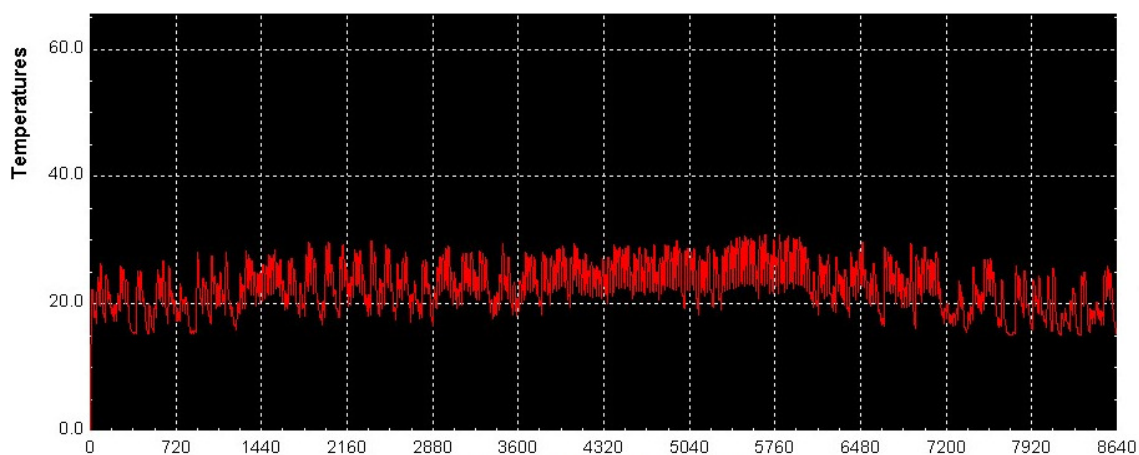


Figura 5.11 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 1, região Bragança

Tabela 5.14 Valores obtidos para a configuração 1, região Lisboa

LISBOA	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	1,58	1,24	46	57	14,56
Fevereiro	2,11	1,37	51	66	16,20
Março	3,87	1,58	73	100	23,11
Abril	3,50	1,46	67	97	21,11
Maio	4,13	1,50	73	109	22,90
Junho	4,64	1,53	76	117	23,81
Julho	5,10	1,58	79	121	24,76
Agosto	5,56	1,67	84	124	26,33
Setembro	4,79	1,61	78	111	24,43
Outubro	3,53	1,56	69	90	21,68
Novembro	1,82	1,28	48	60	14,96
Dezembro	1,21	1,14	41	47	12,77
TOTAL	41,85	1,51	785	1099	20,55

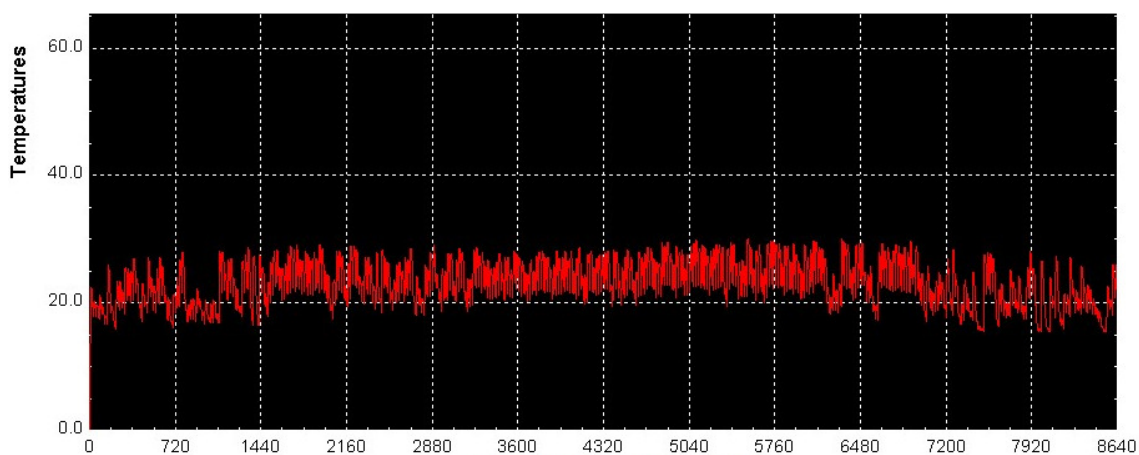


Figura 5.12 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 1, região Lisboa

Tabela 5.15 Valores obtidos para a configuração 1, região Faro

FARO	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	2,45	1,38	59	74	18,48
Fevereiro	3,17	1,56	63	83	19,93
Março	4,78	1,71	81	111	25,49
Abril	4,41	1,63	74	107	23,27
Maio	5,31	1,67	82	122	25,75
Junho	5,71	1,70	84	129	26,39
Julho	6,23	1,74	88	133	27,61
Agosto	6,30	1,75	89	132	28,04
Setembro	5,98	1,77	88	126	27,69
Outubro	4,55	1,66	77	106	24,40
Novembro	2,82	1,47	62	78	19,42
Dezembro	1,94	1,26	53	65	16,74
TOTAL	53,64	1,65	901	1267	23,60

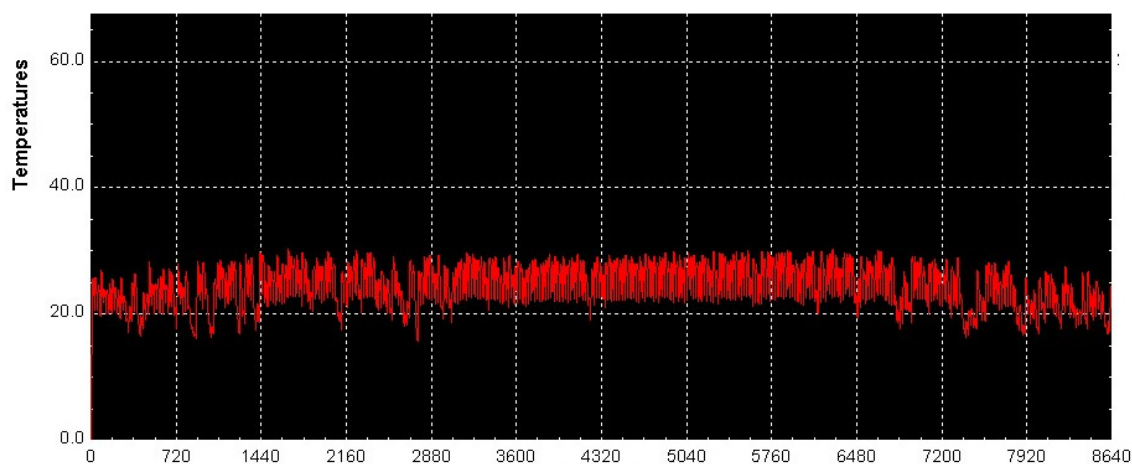


Figura 5.13 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 1, região Faro

Como se pode verificar, através da análise das tabelas 5.12 a 5.15, o termogerador apresenta valores de energia eléctrica e de eficiência muito baixos. Tal facto está relacionado com o baixo caudal circulante, e com uma temperatura de entrada do fluido igualmente baixa.

De forma a poder analisar a sensibilidade do termogerador a caudais e temperaturas de entrada diferentes, estudou-se a variação da eficiência para duas situações: a primeira em que se varia o caudal, para uma temperatura de fonte quente fixa de 40 °C; a segunda onde se varia a temperatura de entrada da fonte quente, mantendo-se um caudal fixo do sistema de 288 Kg/hr (0,08 Kg/s). As figuras 5.14 e 5.15 representam a variação da eficiência global do

termogerador com o caudal do sistema, e com a temperatura de entrada da fonte quente, respectivamente. A figura 5.15 compara igualmente a evolução real da eficiência com a evolução teórica (situação em que se considera uma temperatura de fonte quente constante ao longo do termogerador).

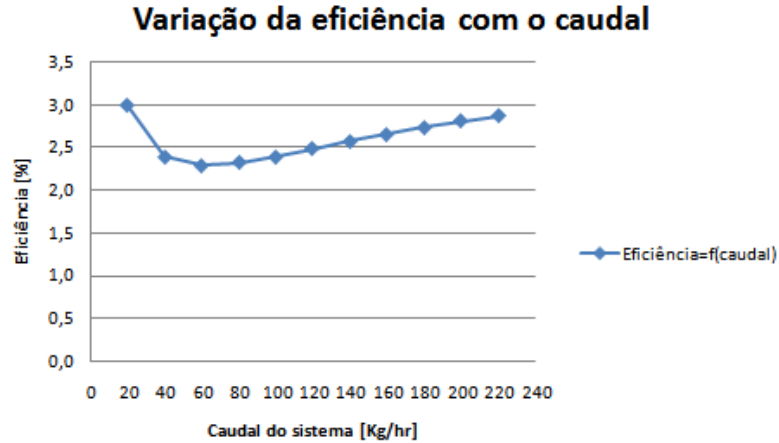


Figura 5.14 Variação da eficiência do TEG com o caudal do sistema

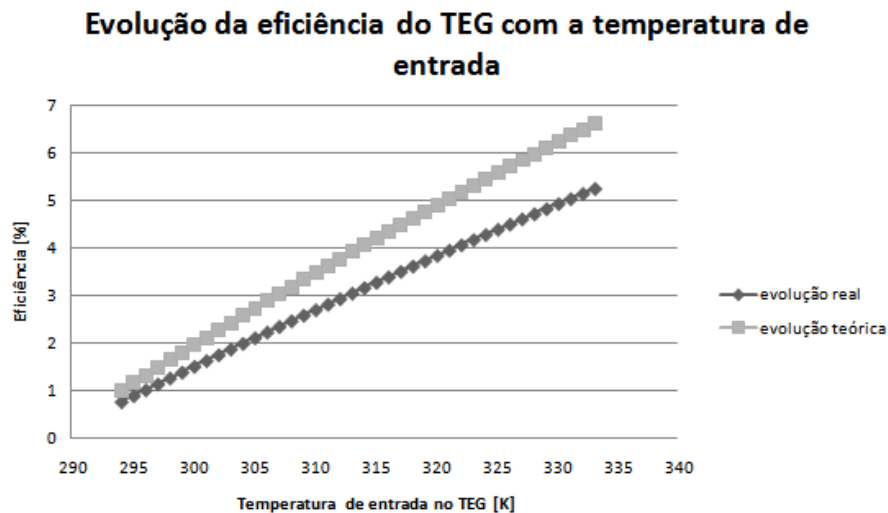


Figura 5.15 Variação da eficiência do TEG com a temperatura de entrada da fonte quente

A figura 5.14 demonstra que a eficiência do termogerador baixa com a diminuição do caudal do sistema. Para uma temperatura de fonte quente de 40 °C, a figura mostra-nos que o ponto de eficiência mínima dá-se para um caudal do sistema de 60 Kg/hr, sensivelmente. Assim, tendo em conta que diminuir o caudal corresponderia a uma maior queda de temperatura da fonte quente no termogerador e a uma menor potência de saída, a solução ideal é aumentar o caudal.

A figura 5.15 demonstra que a eficiência do termogerador também baixa com a diminuição da temperatura da fonte quente. Verifica-se igualmente que, à medida que a temperatura de fonte quente aumenta, a diferença entre a eficiência obtida pela formulação teórica (Yodovard, Khedari, & Hirunlabh, 2001) e a eficiência obtida pela evolução real, isto é, considerando variação da temperatura da fonte quente ao longo do TEG, acentua-se.

A análise conjunta das figuras 5.14 e 5.15 confirma que a eficiência do TEG é superior para caudais e temperaturas de entrada elevados. A análise da figura 5.15 permite igualmente concluir que, apesar de o TEG apresentar valores de eficiência relativamente baixos, estes valores não são estranhos, quando comparados aos valores que seriam obtidos pela evolução teórica (e ideal!).

5.3.2.2. Configuração 2: TEG fora do sistema colector-depósito-bomba

A figura 5.16 representa o esquema de princípio para a solução inicial adoptada do sistema com termogerador na configuração 2, isto é, com o TEG fora do sistema colector-depósito-bomba.

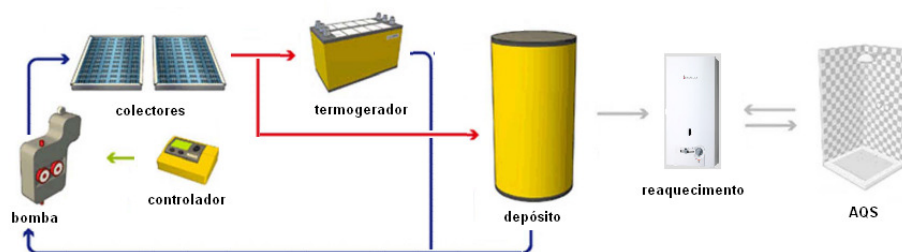


Figura 5.16 Esquema de princípio para a configuração 2

A figura 5.17 representa a modelação da configuração 2 em ambiente TRNSYS.

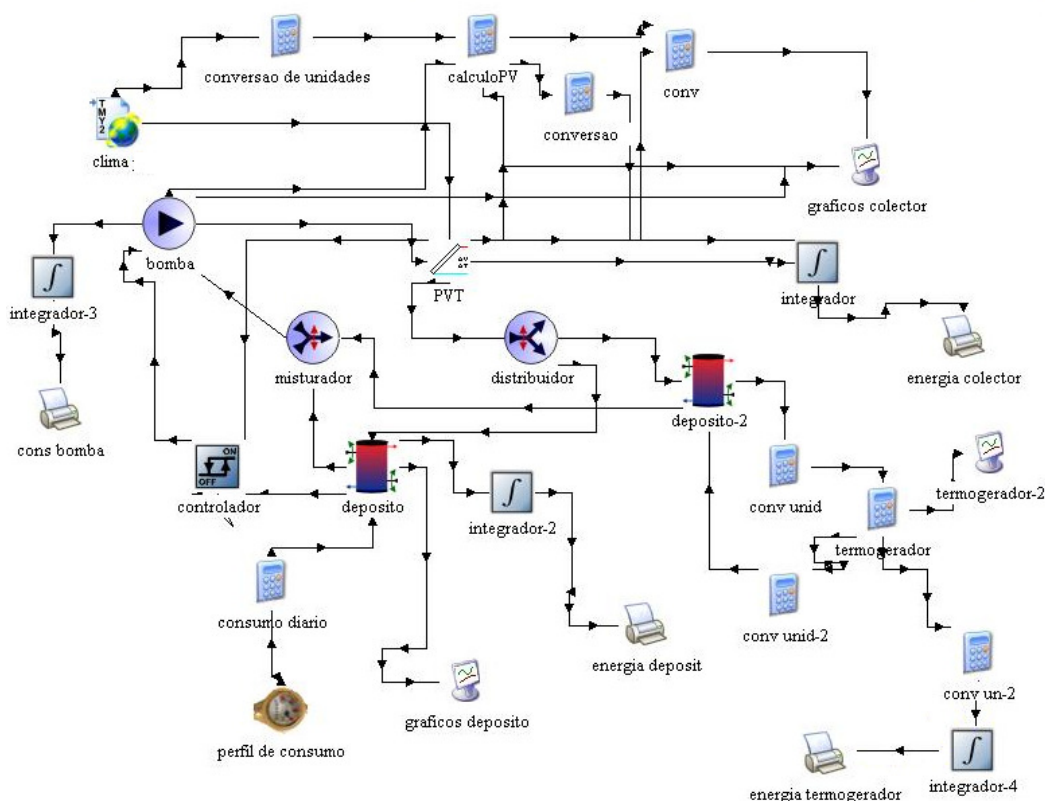


Figura 5.17 Configuração 2: TEG fora do sistema, em ambiente TRNSYS

Nesta configuração, mais uma vez, todos os componentes, sem excepção, apresentam as mesmas propriedades anteriormente referidas para a configuração sem termogerador. Como referido, a diferença nesta configuração relativamente à anterior, reside no facto de o termogerador ter sido colocado fora do sistema colector-depósito-bomba. Assim, para o efeito, foi utilizado uma válvula distribuidora de caudal, e uma válvula misturadora de caudal.

Distribuidor

Tabela 5.16 Parâmetros de entrada do distribuidor

Rácio de distribuição	0,5	---
------------------------------	------------	------------

O rácio de distribuição definido, ou seja, 0.5, significa que vai metade do caudal para o termogerador, sendo que a outra metade vai para o depósito. O valor do rácio foi um valor de compromisso, determinado através de uma série de simulações com o fim de determinar o rácio ideal. Se por um lado, um caudal de circulação maior a passar pelo termogerador favorecia a potência eléctrica de saída, por outro lado, um menor caudal de circulação a entrar no depósito levava a menores valores de energia útil do depósito, e consequentemente a um menor aproveitamento dos colectores. Assim, o valor de 0,5 representa, de certa forma, o melhor equilíbrio possível do sistema global.

Misturador

Tabela 5.17 Parâmetros de entrada do misturador

Rácio de mistura	0,5	---
-------------------------	------------	------------

O rácio de mistura terá que ser, obviamente, igual ao rácio de distribuição, de forma a manter o caudal do sistema constante.

Assim, os resultados obtidos para a configuração com o termogerador fora do sistema colector-depósito-bomba são apresentados nas tabelas 5.18 a 5.21.

As figuras 5.18 a 5.21 apresentam a evolução da temperatura de saída da água do depósito hora a hora, durante um ano inteiro, para as várias regiões.

Tabela 5.18 Valores obtidos para a configuração 2, região Porto

PORTO	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	1,37	1,49	70	53	22,07
Fevereiro	1,73	1,44	81	61	25,56
Março	3,66	1,84	118	84	36,98
Abril	3,67	1,79	116	89	36,46
Maio	4,41	1,87	131	99	41,25
Junho	5,74	2,11	146	107	45,90
Julho	5,67	2,08	149	109	46,85
Agosto	5,53	2,12	143	104	44,85
Setembro	5,57	2,18	142	101	44,77
Outubro	3,21	1,75	111	78	34,88
Novembro	1,78	1,47	85	59	26,66
Dezembro	0,90	1,15	58	42	18,24
TOTAL	43,24	1,89	1351	987	35,37

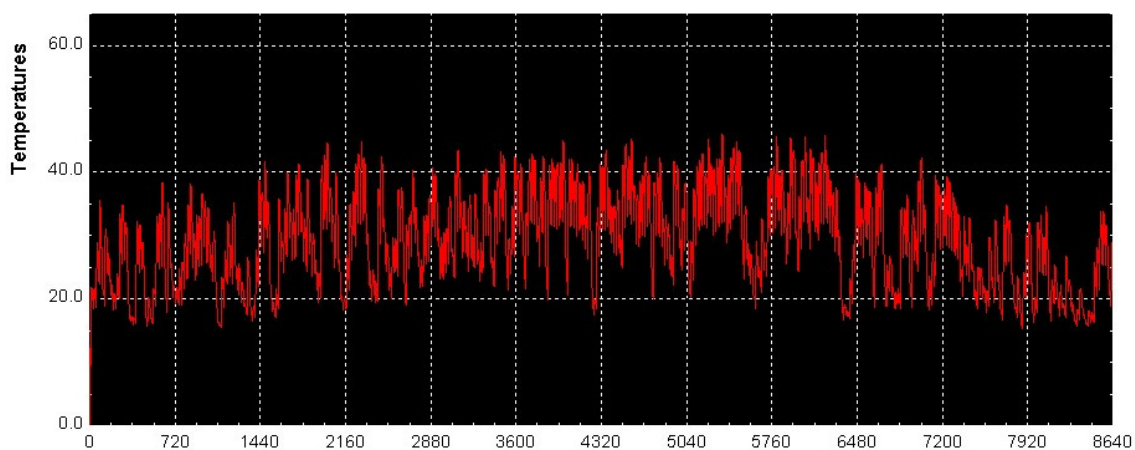


Figura 5.18 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2, região Porto

Tabela 5.19 Valores obtidos para a configuração 2, região Bragança

BRAGANÇA	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	1,16	1,42	64	50	20,25
Fevereiro	1,75	1,41	81	61	25,41
Março	3,66	1,84	118	88	37,06
Abril	3,29	1,74	113	84	35,41
Maio	4,40	1,88	128	96	39,81
Junho	5,92	2,08	149	111	46,75
Julho	7,43	2,31	169	122	53,14
Agosto	7,57	2,38	171	120	53,88
Setembro	5,63	2,16	146	103	45,80
Outubro	3,24	1,76	117	81	36,62
Novembro	1,00	1,24	60	45	18,95
Dezembro	0,64	1,08	50	38	15,80
TOTAL	45,71	1,96	1365	999	35,74

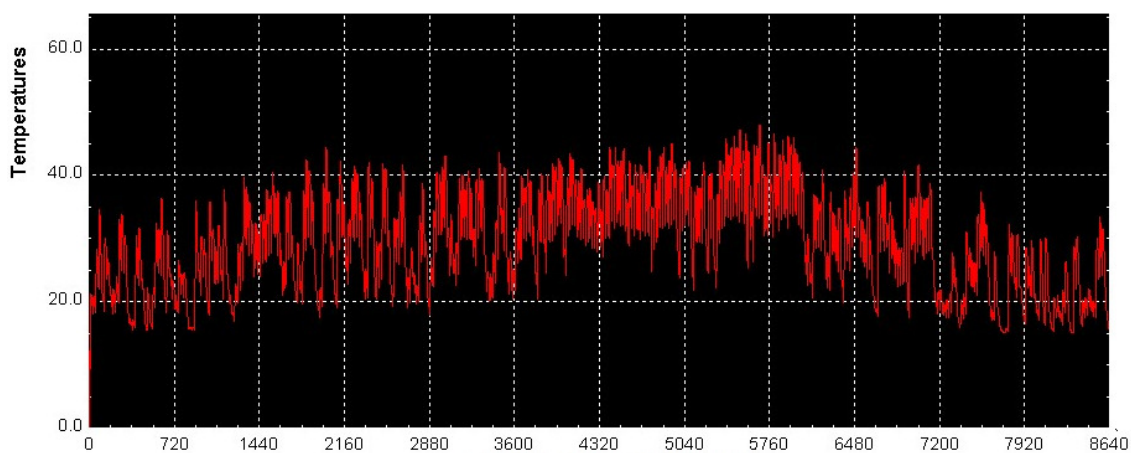


Figura 5.19 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2, região Bragança

Tabela 5.20 Valores obtidos para a configuração 2, região Lisboa

LISBOA	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	1,41	1,43	73	55	22,84
Fevereiro	2,01	1,54	87	64	27,24
Março	4,42	1,97	136	97	42,80
Abril	3,96	1,81	124	94	38,98
Maio	5,06	1,97	141	104	44,36
Junho	5,81	2,07	152	112	47,76
Julho	6,51	2,17	160	116	50,27
Agosto	7,07	2,27	167	118	52,55
Setembro	5,87	2,15	151	106	47,55
Outubro	3,97	1,95	127	87	40,05
Novembro	1,65	1,42	79	58	24,90
Dezembro	0,97	1,18	63	46	19,81
TOTAL	48,71	1,95	1461	1057	38,26

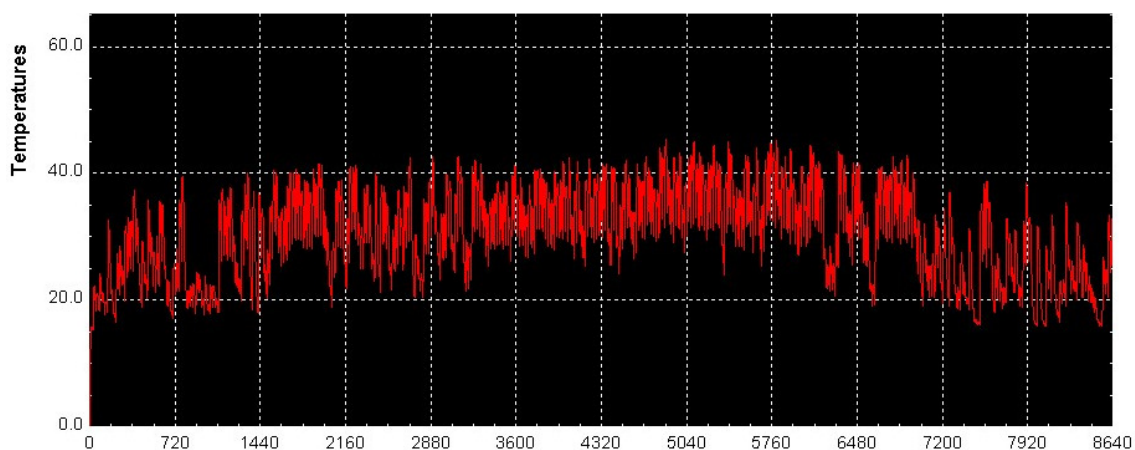


Figura 5.20 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2, região Lisboa

Tabela 5.21 Valores obtidos para a configuração 2, região Faro

FARO	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	2,32	1,63	99	72	31,20
Fevereiro	3,28	1,79	113	81	35,46
Março	5,63	2,14	154	108	48,24
Abril	5,33	2,08	142	103	44,48
Maio	7,00	2,25	165	117	51,79
Junho	7,89	2,32	174	123	54,64
Julho	8,48	2,43	182	128	57,10
Agosto	8,36	2,43	182	126	57,15
Setembro	7,84	2,38	178	121	55,88
Outubro	5,34	2,04	147	102	46,15
Novembro	2,93	1,74	109	76	34,40
Dezembro	1,76	1,42	89	62	27,94
TOTAL	66,15	2,15	1733	1221	45,37

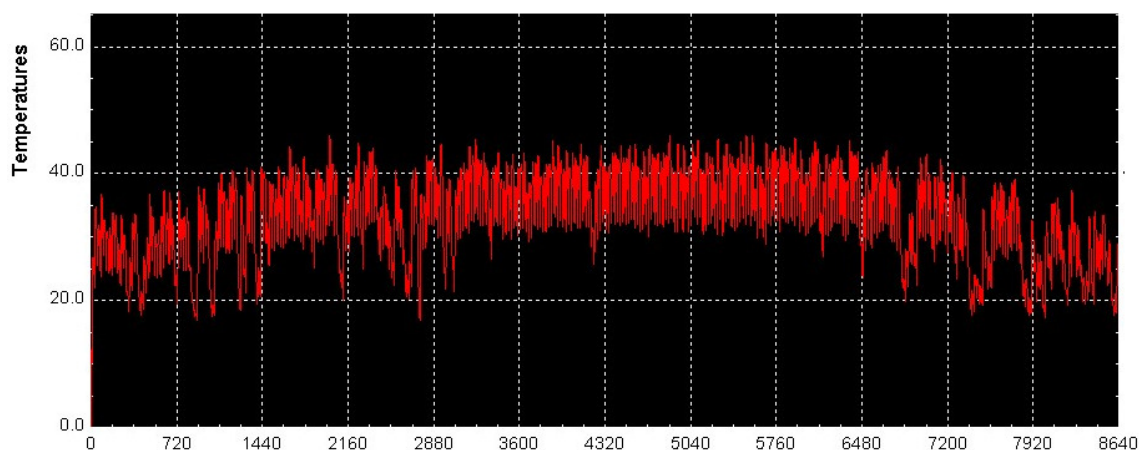


Figura 5.21 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2, região Faro

5.3.3. Comparação das várias configurações

Conforme se pode concluir após a análise das figuras 5.3 a 5.6, 5.10 a 5.13 e 5.18 a 5.21, a introdução do termogerador no sistema solar provoca uma diminuição substancial na temperatura de saída do depósito da água. Após análise mais atenta das figuras 5.10 a 5.13, e 5.18 a 5.21 verifica-se que a maior queda de temperatura dá-se para a configuração 1, em que o termogerador é directamente integrado no sistema colector-depósito-bomba. Como já foi

referido, um baixo caudal circulante no termogerador irá implicar uma diferença de temperaturas entre a entrada e a saída do termogerador, tanto mais elevada, quanto menor for esse caudal. Assim, pela evolução do sistema, pode-se concluir que a queda de temperatura provocada pelo termogerador é superior ao aumento de temperatura observado no colector, estabilizando a temperatura de consumo entre os 20°C e os 30 °C, para a configuração 1, e entre os 20 °C e os 45 °C, para a configuração 2, enquanto que o sistema sem termogerador permite atingir temperaturas, no caso dos meses de Verão, acima dos 60 °C. Na configuração 2, a queda de temperatura provocada pelo termogerador é amenizada pelo facto de apenas metade do caudal passar pelo termogerador, ou seja, apenas metade do caudal vai trocar calor com o termogerador, não introduzindo assim um impacto tão significativo no sistema, pelo que a temperatura de saída do depósito vai ser superior relativamente à da configuração 1.

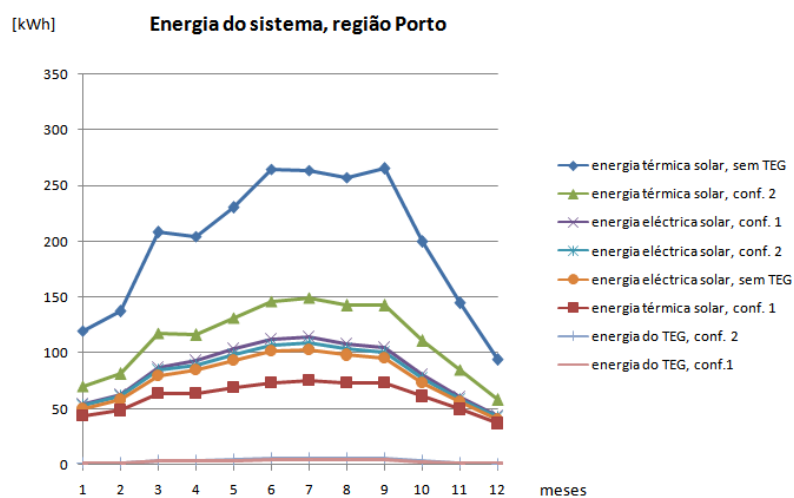


Figura 5.22 Energia do sistema, para as várias configurações, região Porto

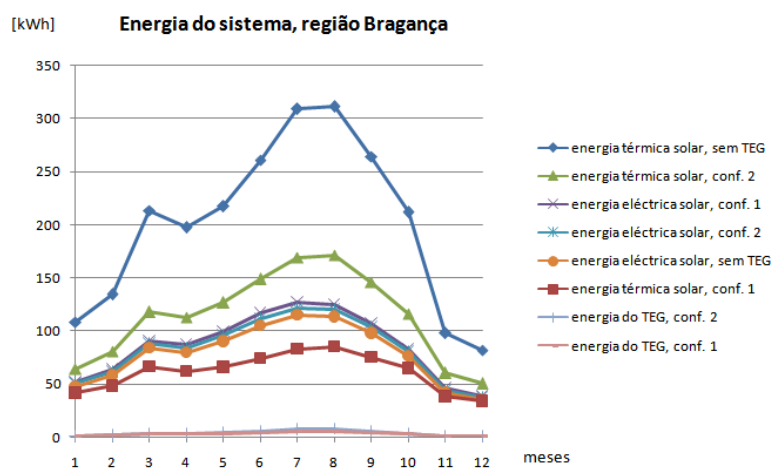


Figura 5.23 Energia do sistema, para as várias configurações, região Bragança

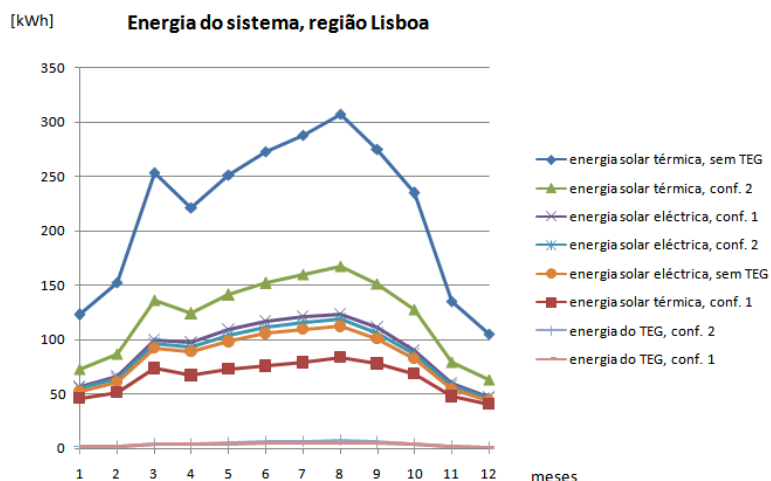


Figura 5.24 Energia do sistema, para as várias configurações, região Lisboa

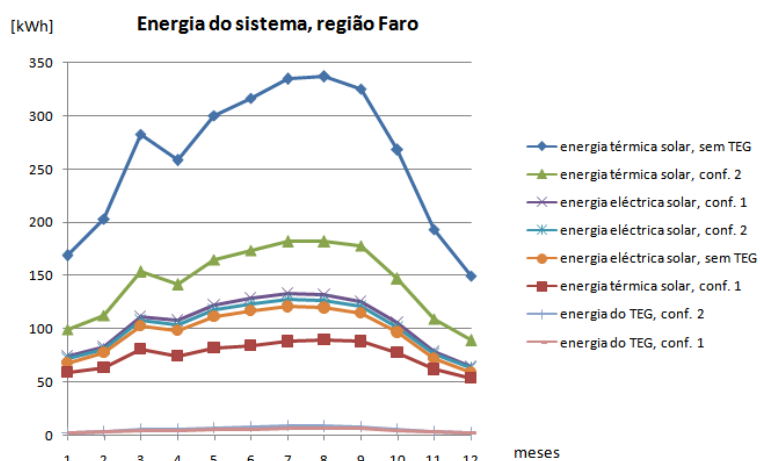


Figura 5.25 Energia do sistema, para as várias configurações, região Faro

As figuras 5.22 a 5.25 demonstram o impacto que o termogerador influi no sistema. De facto verifica-se que, aquando a utilização do termogerador no sistema, a energia térmica solar do sistema apresenta uma queda à volta de 38% a 46% no caso da configuração 2, e de 60% a 74% no caso da configuração 1, o que reforça a ideia expressa no parágrafo anterior.

A configuração 1 apresenta valores de energia térmica solar 36% a 51% mais baixos que os da configuração 2. Tendo em conta que o caudal que passa no depósito na configuração 2 é menor, a energia térmica solar deveria, teoricamente, ser menor também, uma vez que, sendo o caudal de consumo constante, um menor caudal de entrada no depósito implicaria uma temperatura de homogeneização menor, logo uma temperatura de saída do depósito menor. Contudo, e conforme já foi referido, na configuração 1 o termogerador introduz uma maior redução das temperaturas do sistema, uma vez que há maior quantidade de água a trocar calor com o termogerador, e consequentemente, a baixar a sua temperatura. Assim, e recapitulando, na configuração 2 sobrepõem-se dois efeitos: há uma diminuição da temperatura de saída do depósito devida à menor entrada de caudal no depósito; por outro lado, como há uma menor quantidade de caudal a trocar calor com o termogerador, a temperatura do sistema vai ser maior, conduzindo por sua vez a uma temperatura de saída do

depósito maior. As figuras 5.22 a 5.25 permitem concluir que o segundo efeito sobrepõe-se ao primeiro, levando assim a uma maior energia térmica solar na configuração 2.

As figuras 5.22 a 5.25 mostram igualmente que as configurações que incluem o termogerador conduzem a uma energia eléctrica solar maior. De facto, como já foi referido, o uso do termogerador provoca uma diminuição da temperatura do sistema, ou seja, a temperatura à entrada do colector irá ser menor. Uma temperatura de entrada menor no colector provoca o aumento do rendimento do mesmo, que conduz a uma maior energia eléctrica solar de saída. Assim, verifica-se que a configuração 1 corresponde a um aumento de 8-10% da energia eléctrica solar, e que a configuração 2 corresponde a um aumento de 5-6%.

Da configuração 2 para a configuração 1 esse efeito acentua-se, uma vez que na configuração 1 há uma maior diminuição de temperaturas, levando a um rendimento maior, e consequentemente, a uma maior energia eléctrica solar de saída.

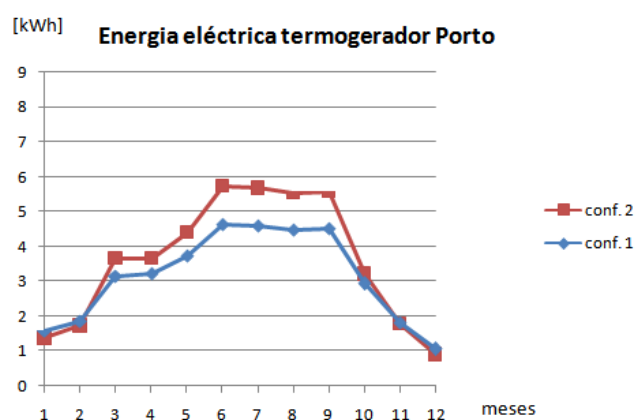


Figura 5.26 Comparação entre a conf. 1 e a conf. 2, relativamente à energia eléctrica do TEG, região Porto

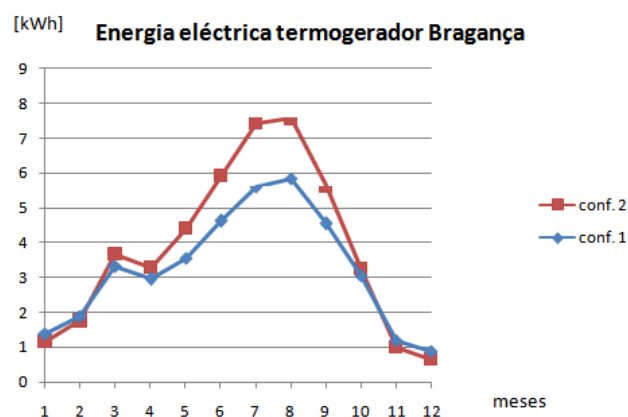


Figura 5.27 Comparação entre a conf. 1 e a conf. 2, relativamente à energia eléctrica do TEG, região Bragança

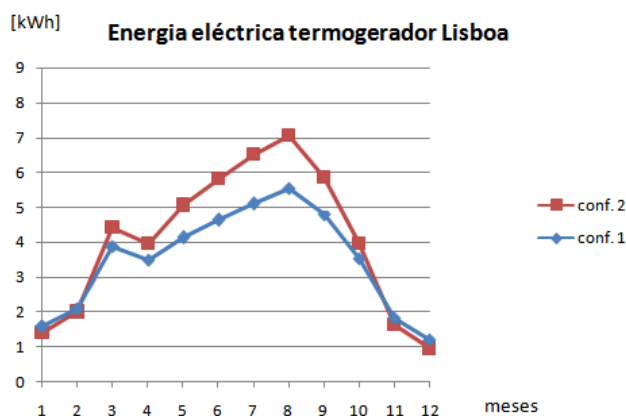


Figura 5.28 Comparação entre a conf. 1 e a conf. 2, relativamente à energia eléctrica do TEG, região Lisboa

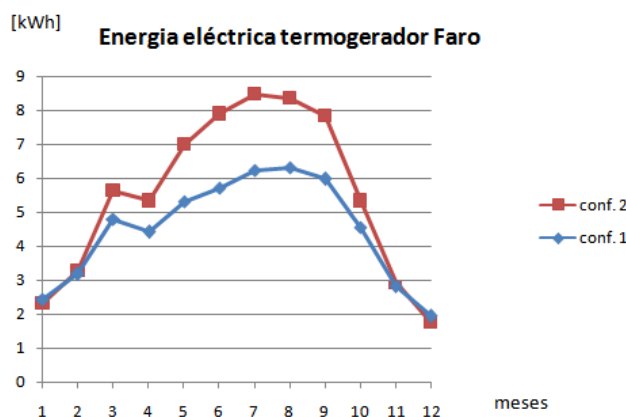


Figura 5.29 Comparação entre a conf. 1 e a conf. 2, relativamente à energia eléctrica do TEG, região Faro

Após análise das figuras 5.26 a 5.29, verifica-se que a configuração 2 tem valores de energia eléctrica do termogerador superiores. Tal facto está relacionado com uma maior temperatura de entrada do fluido. Assim, verificou-se que a configuração 2 conduz a um aumento da eficiência entre 10% a 40% e a um aumento de energia eléctrica do TEG até 38%.

Assim, entre as duas configurações estudadas, a melhor opção é, sem dúvida, a configuração 2, uma vez que, apesar de apresentar valores de energia eléctrica do colector ligeiramente inferiores, apresenta valores de energia eléctrica do termogerador superiores, e sobretudo, valores bastante superiores de energia térmica solar do sistema.

5.3.4. Análise da sensibilidade do TEG ao aumento da área colectora

Tendo em conta os baixos valores de saída do termogerador procurou-se um método para aumentar a potência eléctrica de saída. Desta forma, a solução encontrada foi aumentar a área colectora de 4 m² para 6 m². De facto, esta solução promove um aumento da temperatura do sistema, bem como um maior caudal de circulação (de 0,08 Kg/s para 0,12 Kg/s). Como referido anteriormente, um maior caudal de circulação, e uma temperatura de entrada superior, favorece a potência eléctrica do TEG, bem como o rendimento do termogerador. Importa referir que tomou-se a opção de não aumentar a capacidade do depósito. Tal levaria a que a temperatura do sistema baixasse, e assim prejudicaria a potência de saída do termogerador. Assim, os valores obtidos para a configuração 2, termogerador fora do sistema colector-depósito-bomba, com 6 m² de colector são apresentados nas tabelas 5.22 a 5.25.

As figuras 5.30 a 5.33 apresentam a evolução da temperatura de saída da água do depósito hora a hora, durante um ano inteiro, para as várias regiões.

Tabela 5.22 Valores obtidos para a configuração 2, com 6 m², região Porto

PORTO	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	3,00	2,13	96	77	30,05
Fevereiro	3,73	2,03	110	89	34,54
Março	7,13	2,72	153	122	48,23
Abril	7,62	2,68	153	130	48,24
Maio	8,84	2,77	172	143	53,90
Junho	11,86	3,17	194	155	60,90
Julho	11,71	3,12	196	158	61,45
Agosto	10,99	3,20	187	150	58,80
Setembro	11,80	3,25	192	146	60,27
Outubro	6,65	2,64	148	113	46,46
Novembro	3,61	2,13	111	85	34,75
Dezembro	1,97	1,69	78	62	24,42
TOTAL	88,92	2,82	1789	1432	46,83

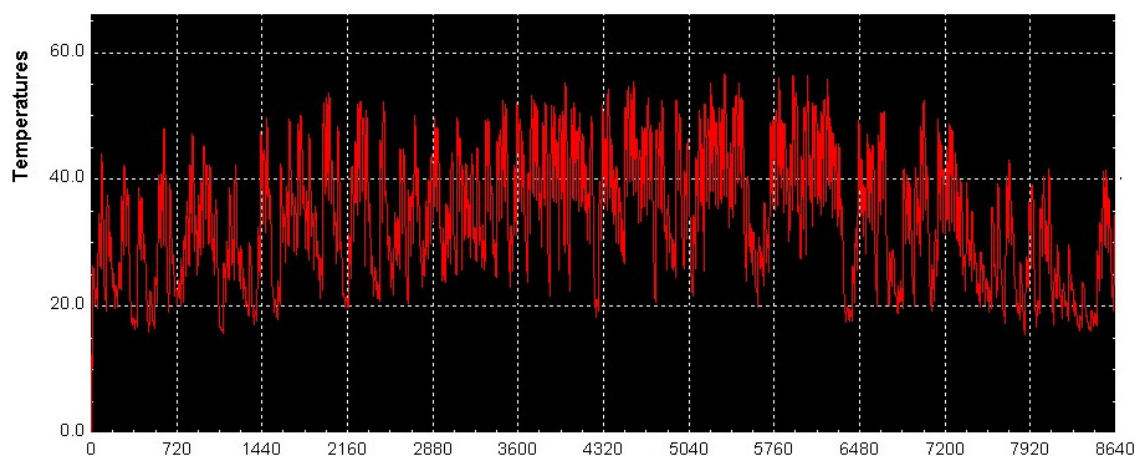


Figura 5.30 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2 com 6 m² de área colectora, região Porto

Tabela 5.23 Valores obtidos para a configuração 2, com 6 m², região Bragança

BRAGANÇA	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	2,58	1,95	89	74	27,93
Fevereiro	3,83	2,05	108	90	34,05
Março	7,78	2,74	160	128	50,21
Abril	6,97	2,55	149	122	46,88
Maió	8,64	2,79	163	138	51,25
Junho	11,83	3,11	193	161	60,76
Julho	14,67	3,42	223	176	70,17
Agosto	15,33	3,50	227	174	71,21
Setembro	11,41	3,15	193	150	60,51
Outubro	6,61	2,63	155	117	48,67
Novembro	2,11	1,71	79	65	25,00
Dezembro	1,50	1,54	70	55	21,92
TOTAL	93,26	2,89	1810	1449	47,38

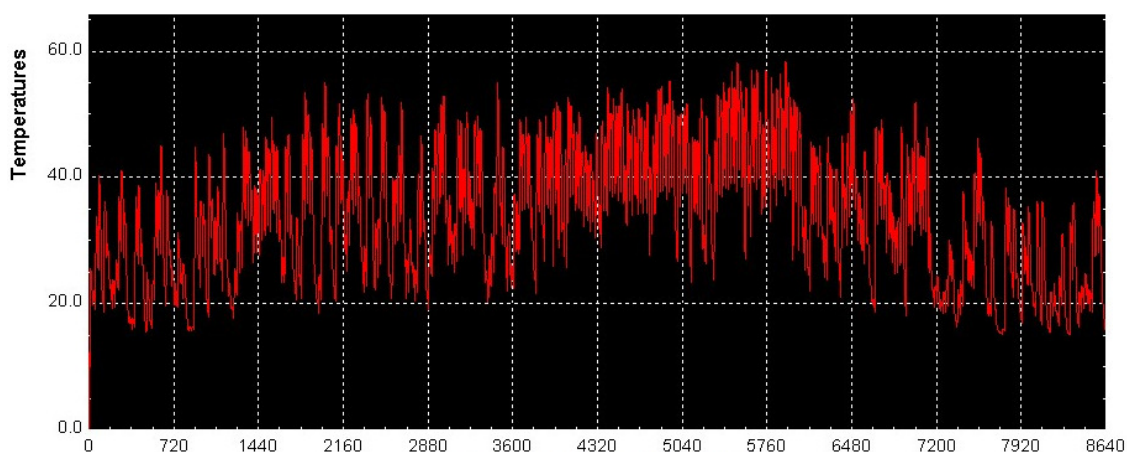
Figura 5.31 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2 com 6 m² de área colectora, região Bragança

Tabela 5.24 Valores obtidos para a configuração 2, com 6 m², região Lisboa

LISBOA	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	2,95	2,04	99	81	31,17
Fevereiro	4,51	2,28	117	94	36,92
Março	9,44	2,87	183	140	57,60
Abril	8,37	2,70	166	136	52,05
Maio	10,24	2,97	186	150	58,40
Junho	11,50	3,11	198	161	62,34
Julho	13,92	3,25	214	168	67,38
Agosto	14,62	3,41	224	172	70,28
Setembro	12,34	3,19	202	154	63,51
Outubro	8,25	2,84	169	126	53,27
Novembro	3,40	2,09	104	84	32,81
Dezembro	2,02	1,73	83	67	26,15
TOTAL	101,54	2,91	1948	1534	50,99

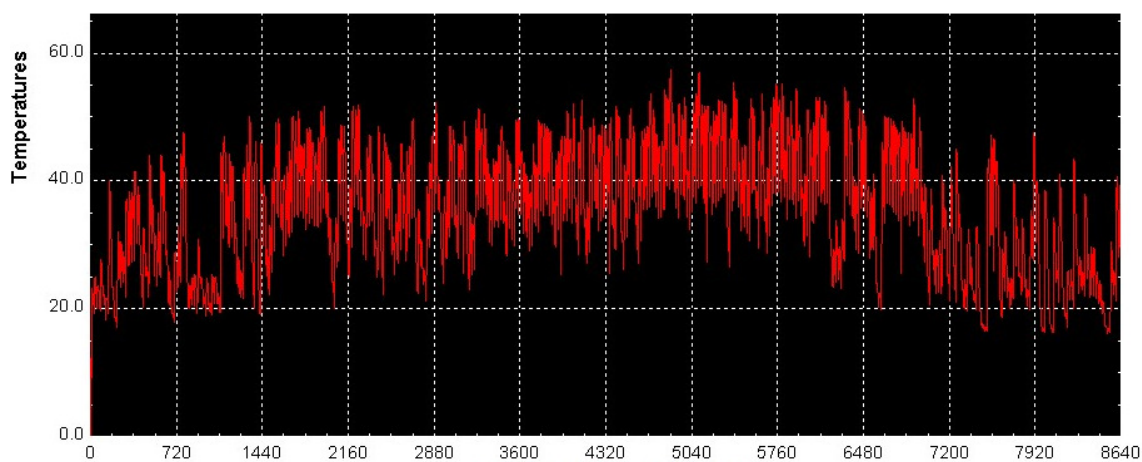
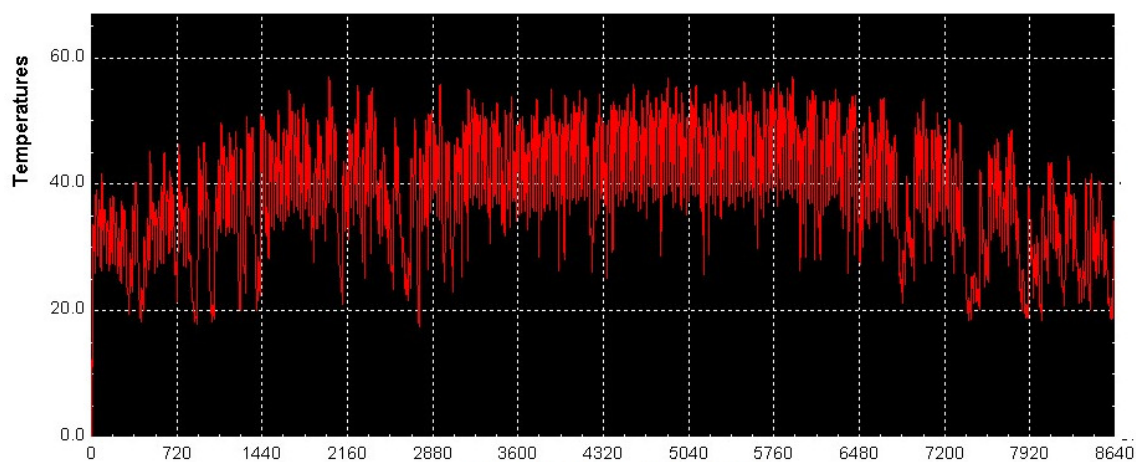
Figura 5.32 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2 com 6 m² de área colectora, região Lisboa

Tabela 5.25 Valores obtidos para a configuração 2, com 6 m², região Faro

FARO	Energia eléctrica TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]
Janeiro	4,47	2,33	129	104	40,65
Fevereiro	7,05	2,63	151	118	47,60
Março	12,20	3,18	207	157	64,95
Abril	10,76	3,10	185	149	58,07
Maió	14,07	3,34	217	170	68,32
Junho	15,73	3,45	229	178	71,83
Julho	17,58	3,60	242	185	76,20
Agosto	17,30	3,62	243	183	76,37
Setembro	16,66	3,49	238	175	74,77
Outubro	11,01	3,05	194	148	61,10
Novembro	6,20	2,59	145	110	45,73
Dezembro	3,67	2,04	118	91	36,95
TOTAL	136,70	3,20	2300	1769	60,21

Figura 5.33 Temperatura da água à saída do depósito para a configuração 2, com 6 m² de área colectora, região Faro

5.3.4.1. Comparação das várias configurações

Através da análise das figuras 5.18 a 5.21, em comparação com as figuras 5.30 a 5.33, verifica-se que o aumento da área colectora conduz, previsivelmente, a um aumento da temperatura de saída do depósito.

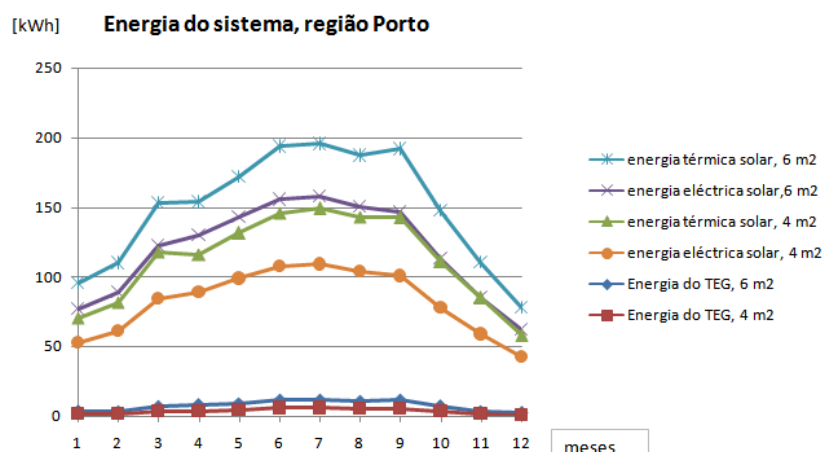


Figura 5.34 Comparação da energia do sistema entre a conf. 2 com 4 m², e 6 m², região Porto

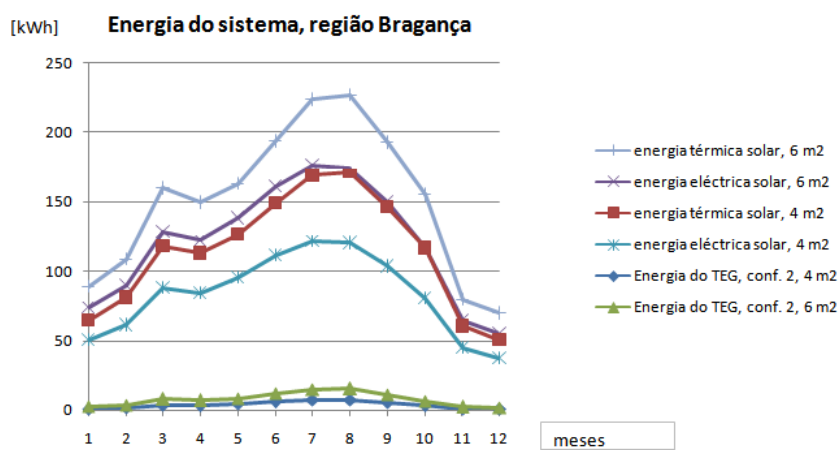


Figura 5.35 Comparação da energia do sistema entre a conf. 2 com 4 m², e 6 m², região Bragança

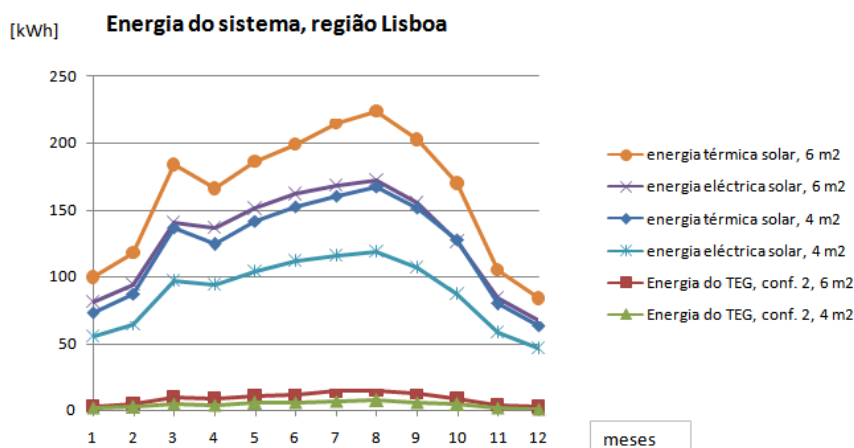


Figura 5.36 Comparação da energia do sistema entre a conf. 2 com 4 m², e 6 m², região Lisboa

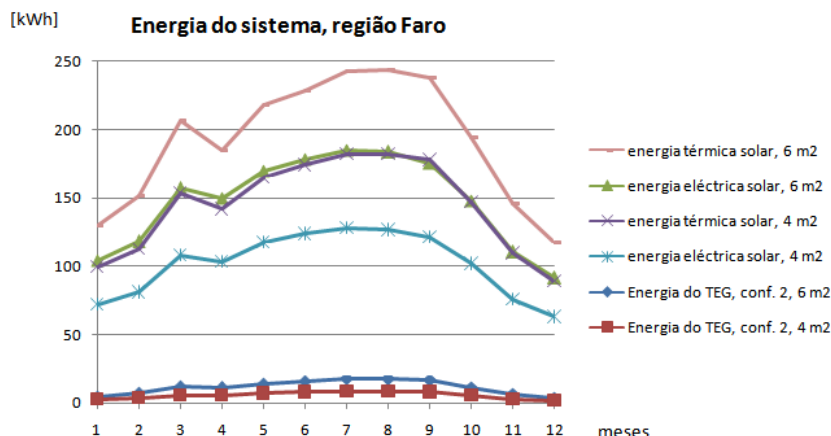


Figura 5.37 Comparação da energia do sistema entre a conf. 2 com 4 m², e 6 m², região Faro

Da análise das figuras 5.34 a 5.37 verifica-se que o aumento da área conduz, previsivelmente, a um aumento da energia térmica solar do sistema, bem como da energia eléctrica solar. De facto, o aumento da área colectora de 4 m² para 6 m², traduz-se num aumento de, sensivelmente, 30 % a 35 % da energia térmica solar, e de 45% da energia eléctrica solar.

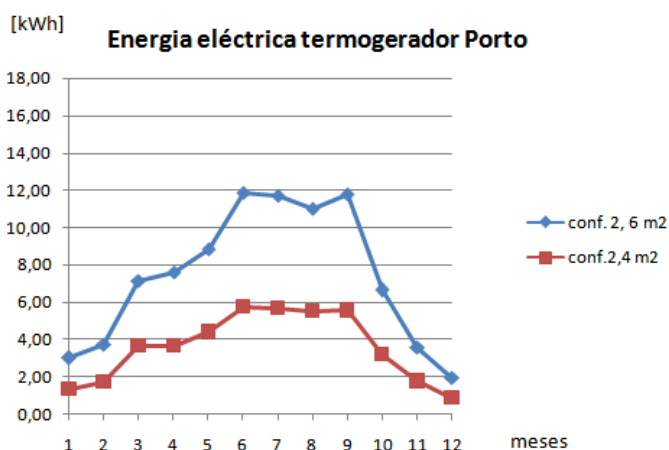


Figura 5.38 Comparação da energia eléctrica do TEG entre a conf. 2 com 4 m², e 6 m², região Porto

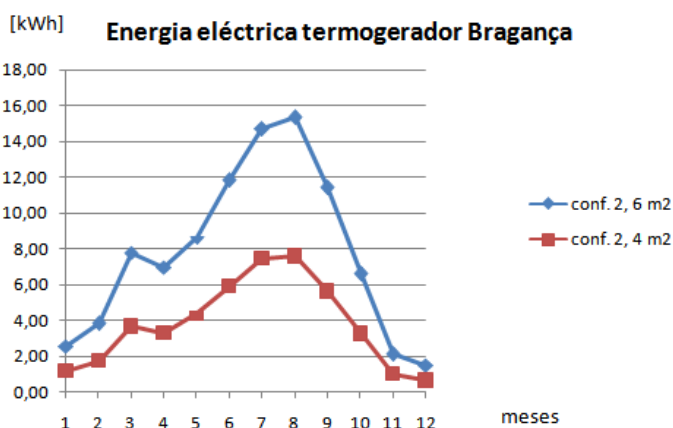


Figura 5.39 Comparação da energia eléctrica do TEG entre a conf. 2 com 4 m², e 6 m², região Bragança

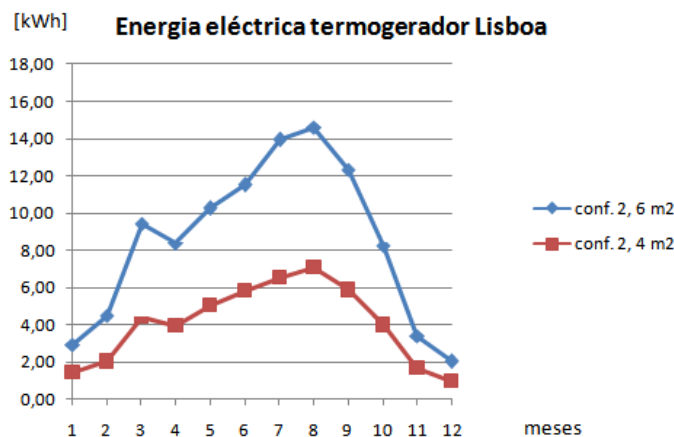


Figura 5.40 Comparação da energia eléctrica do TEG entre a conf. 2 com 4 m², e 6 m², região Lisboa

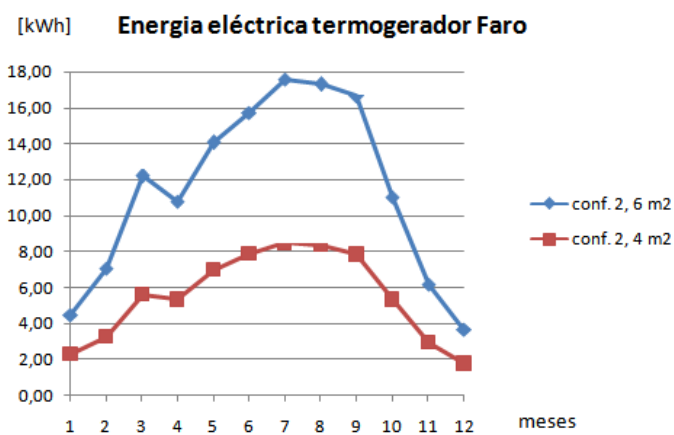


Figura 5.41 Comparação da energia eléctrica do TEG entre a conf. 2 com 4 m², e 6 m², região Faro

As figuras 5.38 a 5.41 mostram, com maior pormenor, a energia eléctrica do termogerador, para a configuração 2, nas duas áreas colectoras consideradas. Verifica-se que, com aumento da área de 4 m² para 6 m², a energia eléctrica do termogerador duplicou. Contudo o aumento da energia eléctrica produzida pelo termogerador (o máximo registado foi de 9,10 kWh para o mês de Julho, na região de Faro), não é suficientemente atractivo, nem compensa o investimento necessário em colectores para este fim. Com o aumento da área colectora (e consequentemente o aumento do caudal e da temperatura do sistema) a eficiência do termogerador aumentou entre 40% a 50%, e a energia eléctrica do TEG entre 93-119%.

5.3.5. Reaquecimento terminal

Conforme foi referido anteriormente, o sistema com termogerador apresenta valores de fracção solar relativamente baixos, pelo que se torna necessário recorrer a uma fonte de energia auxiliar, a fim de suprir as necessidades térmicas da habitação. Para efeitos de modelação, foi utilizado o type 6 com os seguintes dados:

Reaquecedor

Tabela 5.26 Parâmetros de entrada do reaquecedor

Potência	19,2	KW
Eficiência	0,79 ou 1	---
Temperatura máxima de funcionamento	60	[°C]

O valor de potência utilizado tem como base o valor de catálogo do esquentador usado. A eficiência de 0.79 corresponde à eficiência de conversão térmica do reaquecedor utilizando como fluido de trabalho o gás natural (solução mais barata). Alternativamente, também foi calculada a energia auxiliar de apoio usando electricidade (solução mais cara) como fonte convencional de apoio, que tem uma eficiência de conversão de 1 (Pinho, Sebenta de Máquinas Térmicas, 2008).

As tabelas 5.27 a 5.30 apresentam os valores de energia consumida pelo reaquecedor para atingir a temperatura nominal de consumo de 60 °C.

Tabela 5.27 Consumo de energia auxiliar (Gás Natural), configuração 2 para 4 m² de área colectora

GÁS NATURAL [kWh]	Porto	Bragança	Lisboa	Faro
Janeiro	227	232	225	204
Fevereiro	214	219	212	185
Março	185	182	170	145
Abril	180	182	176	146
Maió	167	165	155	117
Junho	142	145	153	101
Julho	142	105	127	81
Agosto	135	102	110	82
Setembro	148	147	133	91
Outubro	187	183	170	143
Novembro	217	238	221	194
Dezembro	241	247	237	216
TOTAL	2186	2149	2088	1706

Tabela 5.28 Consumo de energia auxiliar (Electricidade), configuração 2 para 4 m² de área colectora

ELECTRICIDADE [kWh]	Porto	Bragança	Lisboa	Faro
Janeiro	179	183	178	161
Fevereiro	169	173	168	146
Março	146	144	134	114
Abril	142	144	139	115
Maio	132	130	122	92
Junho	112	114	121	80
Julho	112	83	100	63
Agosto	107	81	86	65
Setembro	117	116	105	72
Outubro	148	145	134	113
Novembro	171	188	174	153
Dezembro	190	196	188	170
TOTAL	177	1698	1650	1347

Tabela 5.29 Consumo de energia auxiliar (Gás Natural), configuração 2 para 6 m² de área colectora

GÁS NATURAL [kWh]	Porto	Bragança	Lisboa	Faro
Janeiro	196	205	195	171
Fevereiro	175	186	166	122
Março	140	115	91	62
Abril	130	140	113	88
Maio	107	119	86	47
Junho	81	74	67	33
Julho	78	40	48	21
Agosto	81	41	42	19
Setembro	82	84	68	29
Outubro	129	123	110	71
Novembro	184	217	184	136
Dezembro	218	228	215	183
TOTAL	1606	1578	1390	988

Tabela 5.30 Consumo de energia auxiliar (Electricidade), configuração 2 para 6 m² de área colectora

ELECTRICIDADE [kWh]	Porto	Bragança	Lisboa	Faro
Janeiro	155	162	154	135
Fevereiro	138	147	131	96
Março	110	91	71	49
Abril	102	111	89	69
Maio	84	94	68	37
Junho	64	59	52	26
Julho	62	31	38	16
Agosto	64	32	33	15
Setembro	65	66	53	23
Outubro	102	97	86	56
Novembro	145	179	144	107
Dezembro	172	180	170	145
TOTAL	1268	1246	1098	780

As tabelas 5.27 a 5.30 mostram que a região que precisa de um maior apoio de energia auxiliar é o Porto, e a região que menos necessita de apoio de energia auxiliar é Faro. Bragança é a região que necessita de uma maior energia auxiliar de apoio no período de aquecimento, uma vez que apresenta temperaturas exteriores de projecto de Inverno mais baixas.

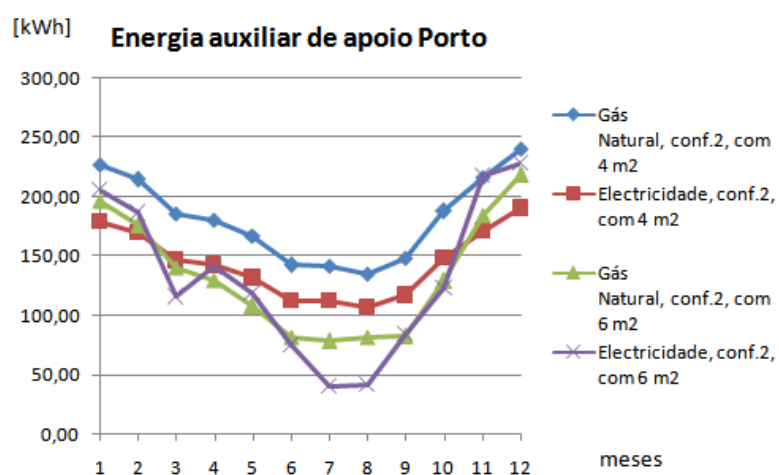


Figura 5.42 Energia auxiliar de apoio consumida, região do Porto

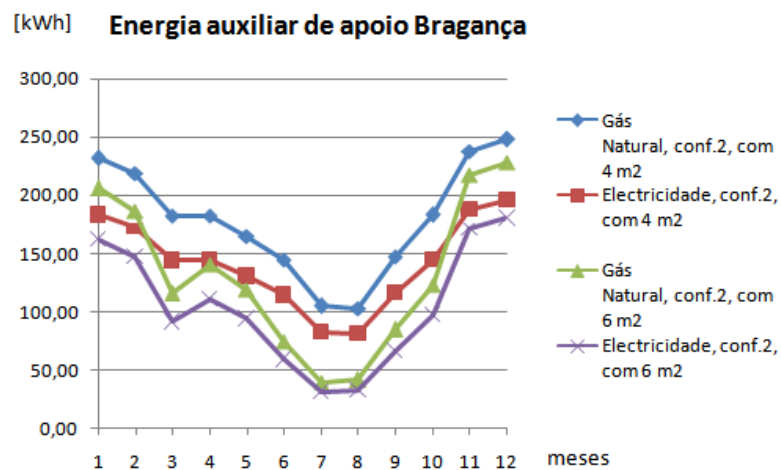


Figura 5.43 Energia auxiliar de apoio consumida, região de Bragança

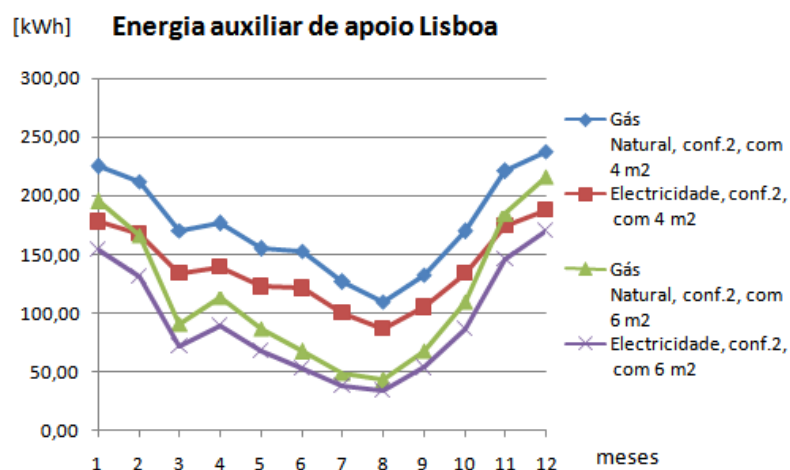


Figura 5.44 Energia auxiliar de apoio consumida, região de Lisboa

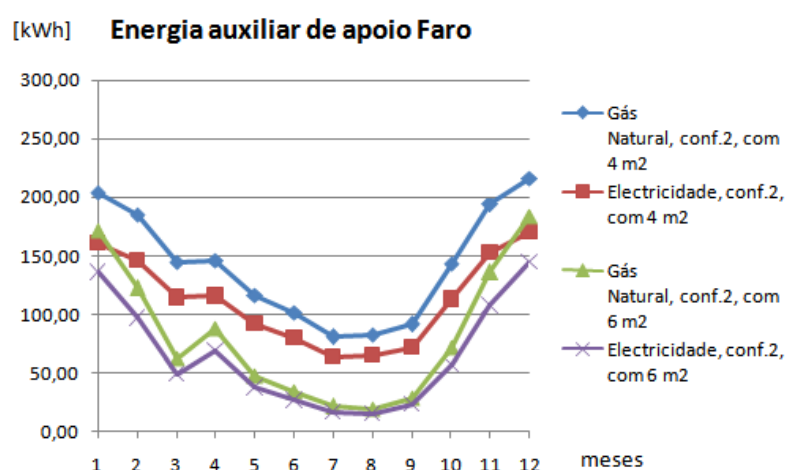


Figura 5.45 Energia auxiliar de apoio consumida, região de Faro

Após análise das figuras 5.42 a 5.45, como seria de prever, o aumento da área colectora conduz a uma menor necessidade de energia auxiliar de apoio, uma vez que as fracções solares são maiores. Verifica-se igualmente que o uso de electricidade como fonte de

energia de apoio traduz-se numa menor energia auxiliar de apoio, uma vez que a eficiência de conversão é superior à do gás natural.

6. ANÁLISE ECONÓMICA E AMBIENTAL

6.1 Análise económica

Os processos solares são geralmente caracterizados por um elevado investimento inicial, e por baixos custos de operação. A maioria dos processos solares requerem uma fonte auxiliar de energia, de forma que o sistema inclui ambos os equipamentos, solar e convencional, e as cargas anuais resultam de uma combinação de energia produzida entre as fontes. Na sua essência, o equipamento solar significa “comprar hoje, para reduzir a conta de combustível amanhã”.

Nesta análise optou-se por vender toda a energia eléctrica produzida à rede.

6.1.1 Custos de equipamento

Os custos de um sistema solar, incluem os custos de todos os equipamentos necessários, e auxiliares ao processo, como depósitos, bombas, etc..

Assim, o custo do sistema solar resulta, essencialmente, da soma de dois termos: um dependente da área de colector usada, e outro independente da área usada (Beckman & Duffie, 1991):

$$C_S = C_A \times A_{col} + C_E \quad (6.1)$$

Onde

C_S representa o custo total da instalação

C_A representa o custo total dependente da área A_{col} do colector

C_E representa o custo total de equipamento independente da área do colector

Colector

O colector considerado é um colector de células de silício monocristalinas. O custo estimado para o mercado português é 688 €/m² (Almeida & Oliveira, 2008).

Termogerador

O termogerador considerado é constituído por 196 módulos termoeléctricos, modelo TEC1-03130T125, do fabricante Beijing Huimao Cooling Equipment. O valor unitário de cada módulo é de 31,55 €, pelo que o custo total do termogerador é estimado em 6183,8 €. Dada a grande quantidade de módulos utilizados poder-se-ia considerar um desconto relativamente ao preço total. Contudo, por falta de especificação do fabricante, não há forma de prever tal valor, pelo que o preço total considerado será o referido.

Depósito

O depósito considerado é um depósito que corresponde às necessidades de consumo. Assim, o depósito escolhido tem 200 litros de capacidade, e não tem serpentinas para reaquecimento do fluido. Optou-se por um depósito do fabricante Luxmagna, modelo TB 09010218, com um custo de 640,98 €.

Reaquecedor

O reaquecedor considerado como fonte auxiliar de energia é um esquentador de exaustão natural do fabricante Vulcano, modelo tic-tic WE, com o preço de 195,1 €.

Inversor

O inversor converte corrente contínua em corrente alternada. Como a corrente de saída do colector é alternada, a fim de a podermos inserir na rede, teremos que a converter em corrente contínua. O inversor considerado é o modelo Conversor de 1100 W do fabricante Powerbright e opera com uma potência contínua de 1100 W, suportando picos de potência de 2200 W. O custo unitário é de 191,88 €. Como a vida útil prevista do colector é de 25 anos, e a vida útil do inversor é de 10 anos, aproximadamente, foi considerado, para o custo total do sistema, o preço de dois inversores, no total de 383,76 €.

Bomba

A bomba considerada é uma bomba do fabricante Grundfos, modelo UPS 15-40 130, com o preço estimado de 100 €.

Custo de instalação

O custo de instalação previsto é de 125 €/m² segundo o site www.troquedeenergia.com.

6.1.2 Incentivos à utilização de fontes renováveis de energia

O programa do governo português de incentivo à utilização fontes renováveis de energia prevê benefícios fiscais de 30% do custo do investimento em sede de IRS com máximo de 796 €. Assim, ao custo inicial do sistema deverá ser deduzida esta quantia.

6.1.3 Venda de energia eléctrica à rede

Segundo o ponto 3 do artigo 4º do Decreto-Lei 363/2007 de 2 de Novembro, os produtores de electricidade não podem injectar na Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP) uma potência superior a 50% da potência contratada para a instalação eléctrica de utilização. A alínea c) do artigo 5º do mesmo decreto-lei estabelece a possibilidade de vender a totalidade da electricidade produzida pela potência permitida nos termos mencionados no artigo 4. O ponto 6 do artigo 10º define igualmente um limite de venda de 2.4 MWh/ano no caso das fontes renováveis de energia de origem solar. Assim, tendo em conta que o sistema em causa verifica os três artigos mencionados, optou-se por vender toda a electricidade à RESP, uma vez que essa é a opção mais rentável.

A alínea b) do ponto 1 do artigo 9º do Decreto-Lei 363/2007 estabelece que os produtores de electricidade têm acesso a dois regimes remuneratórios: regime geral, e regime bonificado, para unidades de potência de ligação até 3,68 kWh. No presente caso, para a instalação beneficiar do regime bonificado, terá que, segundo a subalínea ii) da alínea b) do ponto 1 do artigo 9º, dispor de colectores solares térmicos para aquecimento de água de instalação de consumo, com um mínimo de 2 m² de área de colector. Mais uma vez o sistema proposto verifica o regulamento.

Assim, segundo a alínea b) do ponto 5 do artigo 10º, a percentagem à tarifa de referência no caso de uma fonte solar é de 100%. A tarifa de referência é definida pelo ponto 2, do artigo 10º:

- fixa durante 5 anos e decresce 5% por cada 10 MW de potência, instalados a nível nacional;
- após os primeiros 5 anos e durante os 10 anos seguintes, será aplicado um preço igual ao das instalações que se registem nesse ano e que utilizem a mesma tecnologia;
- após o período de 15 anos é aplicado o preço vigente no regime geral.

Se a potência de ligação máxima for atingida anualmente, a evolução da tarifa será a representada na figura 6.1.

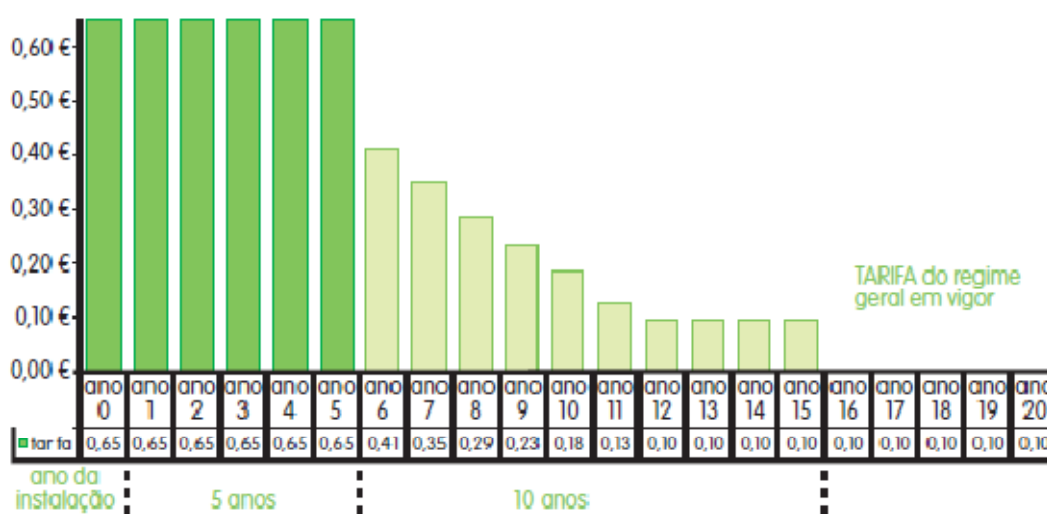


Figura 6.1 Tarifa de referência para regime bonificado Fonte: Guia para a Certificação de uma Unidade de Microprodução

6.1.4 Amortização do sistema (payback time)

A análise económica de um projecto de investimento pode-se fazer de várias formas. Neste trabalho o método escolhido é o período de amortização do sistema, isto é, o tempo necessário para que os ganhos cumulativos (poupança) de combustível igualem o investimento inicial do sistema. Neste caso, como o sistema solar produz energia eléctrica, esta será considerada igualmente para efeitos de amortização, sendo vendida na totalidade à rede segundo a tarifa apresentada na figura 6.1.

Assim a amortização será definida através da equação 6.2:

$$V_{amortização} = Q_{solarAQS} \times C_{fc} + (E_{solar} + E_{TEG}) \times C_{electricidade} \quad (6.2)$$

Os valores de $Q_{solarAQS}$, E_{solar} e E_{TEG} (Energia térmica solar, energia eléctrica solar e energia eléctrica do TEG, respectivamente) são os valores obtidos através da simulação, apresentados no capítulo 5. Os valores obtidos para a energia eléctrica produzida pelo colector E_{solar} , consideram uma performance do colector de 100%. No entanto, a performance dos colectores vai diminuindo progressivamente ao longo dos anos. De facto, segundo valores de referência de fabricantes, a performance do colector será de 90% ao final de 10 anos, e de 80% ao final de 25 anos. Após os 25 anos o rendimento do colector cai bastante, pelo que o sistema deixa de ser viável. A equação 6.3 traduz, aproximadamente, a performance do colector ao longo dos anos.

$$Pf_{colector} = -0,00618 \times \text{ano} + 1,01524 \quad (6.3)$$

O valor de E_{solar} no balanço económico virá multiplicado de $Pf_{colector}$. A variável “ano” representa o ano em que se está a fazer o balanço económico e varia de 1 a 25.

Assim, a amortização será definida através da equação 6.4:

$$V_{amortização} = Q_{solarAQS} \times C_{fc} + (E_{solar} \times Pf_{colector} + E_{TEG}) \times C_{electricidade} \quad (6.4)$$

O preço da electricidade $C_{electricidade}$ é definido, ano a ano, segundo a tarifa apresentada na figura 6.1, enquanto que o custo da energia auxiliar de apoio convencional, C_{fc} , será definido ano a ano, através do custo actual, com uma inflação de 3% ao ano.

6.1.4.1 Análise à configuração 2, com 4 m² de área colectora

Para a configuração 2, com 4 m² de área colectora, os custos do sistema, substituindo na equação 6.1 virão:

$$C_s = (688 + 125) \times 4 + 6183,8 + 640,98 + 195,1 + 383,76 + 100 \quad (6.5)$$

$$C_s = 10755 \text{ €} \quad (6.6)$$

Considerando o incentivo do estado no valor de 796 euros, o custo total do sistema será:

$$C_s = 10755 - 796 \quad (6.7)$$

$$C_s = 9959 \text{ €} \quad (6.8)$$

Relativamente à fonte de energia convencional, consideraram-se duas hipóteses como referência: a primeira utilizando gás natural, com um preço inicial de 0,0622 €/kWh (valor actual de mercado); a segunda utilizando electricidade, com um preço inicial de 0,11 €/kWh (preço para horas cheias). Como já foi referido, ambos os preços estarão sujeitos a uma taxa de inflação de 3% ao ano.

Para a determinação do custo do gás natural referido no parágrafo anterior, foi necessário, em primeiro lugar, determinar o escalão de consumo. Para o efeito, foram usadas as equações 6.9 a 6.10.

$$\dot{Q}_{caldeira} = \dot{V}_{comb} \times PCI \quad (6.9)$$

$$V_{consumo\ anual} = \dot{V}_{comb} \times 3600 \times 12 \times 365 \quad (6.10)$$

O valor de $\dot{Q}_{caldeira}$ é dado pelo quociente entre o $Q_{caldeira}$ máximo (considerou-se o $Q_{caldeira}$ para o Porto para configuração com 4 m² de área colectora, uma vez que é onde as necessidades de energia auxiliar são maiores, e será esse valor que vai definir o consumo máximo de gás natural) e o número de horas funcionamento num ano. O PCI, isto é, o poder calorífico inferior, do gás natural, é 37882,85 kJ/m³. Assim, substituindo na equação 6.10, o consumo anual $V_{consumo\ anual}$, virá:

$$V_{consumo\ anual} = \frac{2186}{\frac{12 \times 365}{37882,85}} \times 3600 \times 12 \times 365 \quad (6.11)$$

$$V_{consumo\ anual} = 207,73 \text{ m}^3 \quad (6.12)$$

Assim, o sistema será abrangido pelo escalão 1, com um preço de 0,0622 €/kWh (Fonte: Galp Energia).

Para efectuar a análise económica da configuração 2, consideraram-se os valores totais de energia apresentados nas tabelas 5.18 a 5.21 do capítulo 5, e calculou-se o valor de amortização através da equação 6.4.

As figuras 6.2 e 6.3 apresentam a evolução do valor da poupança ao longo da vida útil do sistema, utilizando o gás natural e a electricidade, respectivamente, como fonte de energia convencional de referência.

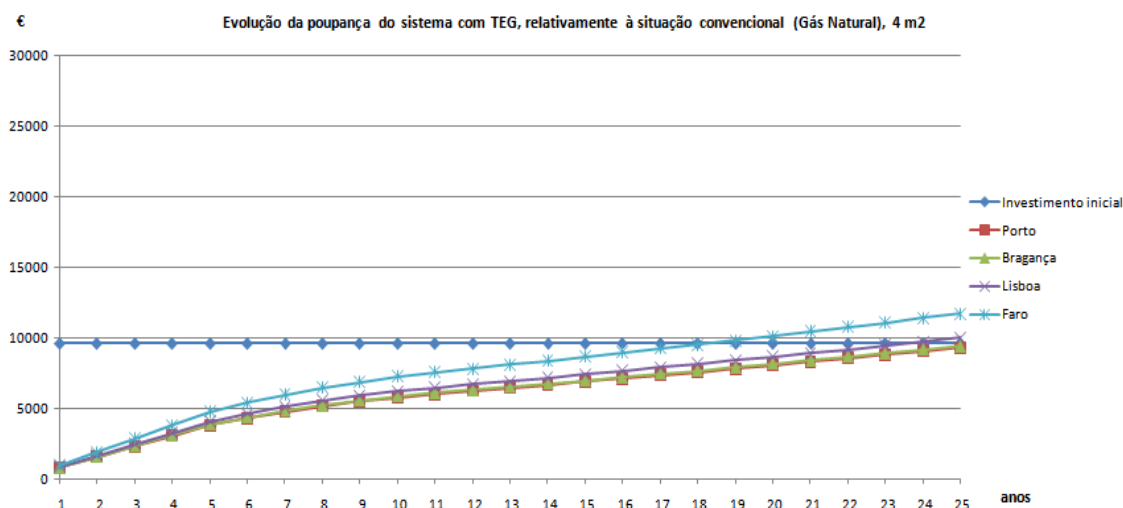


Figura 6.2 Evolução da amortização do sistema com TEG, relativamente à situação convencional (Gás Natural), 4 m²

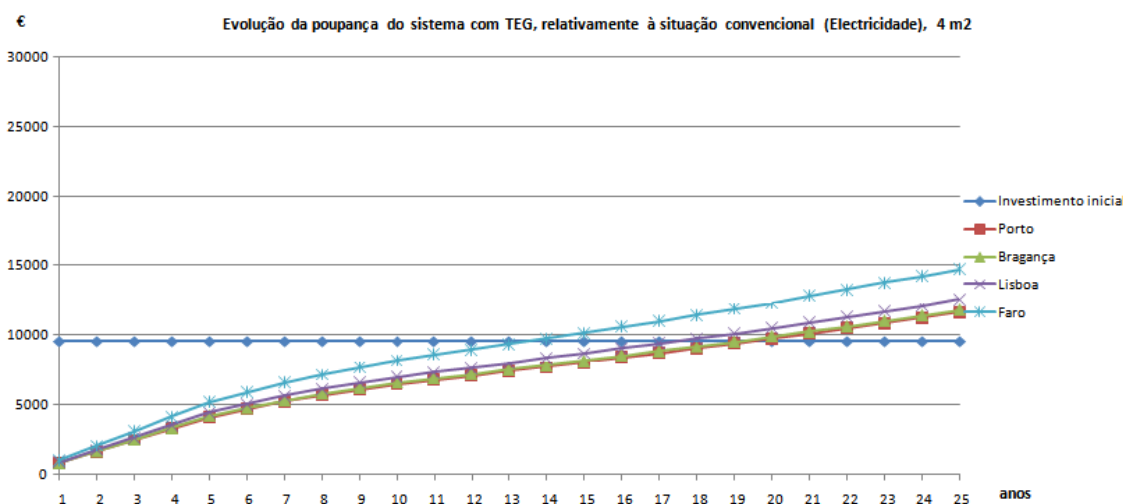


Figura 6.3 Evolução da amortização do sistema com TEG, relativamente à situação convencional (Electricidade), 4 m²

Conforme se pode verificar, após análise da figura 6.2, o sistema com termogerador, na configuração 2, não chega a ser amortizado ao longo do ciclo de vida útil para as regiões do Porto e Bragança. Na região de Faro o sistema é amortizado entre 19-20 anos, enquanto que em Lisboa, o sistema é amortizado entre 24-25 anos, mesmo no fim da vida útil do equipamento. No entanto, figura 6.3 mostra que, usando electricidade como fonte convencional de energia de referência, o sistema é amortizado ao final de 14-15 anos, no caso

de Faro, 18-19 anos, no caso de Lisboa e 20-21 anos para Porto e Bragança. Ou seja, dependentemente do tipo de energia convencional usada como referência, gás natural ou electricidade, o sistema passa de não viável, nas regiões do Porto e Bragança, para viável.

6.1.4.2 Análise à configuração 2, com 6 m² de área colectora

Para a configuração 2, com 6 m² de área colectora, os custos do sistema, substituindo na equação 6.1 virão:

$$C_s = (688 + 125) \times 6 + 6183,8 + 640,98 + 195,1 + 383,76 + 100 \quad (6.13)$$

$$C_s = 12381 \text{ €} \quad (6.14)$$

Considerando o incentivo do estado no valor de 796 euros, o custo total do sistema será:

$$C_s = 12381 - 796 \quad (6.15)$$

$$C_s = 11585 \text{ €} \quad (6.16)$$

As figuras 6.4 e 6.5 apresentam a evolução do valor da poupança ao longo da vida útil do sistema, utilizando o gás natural e a electricidade, respectivamente como fonte de energia convencional de referência.

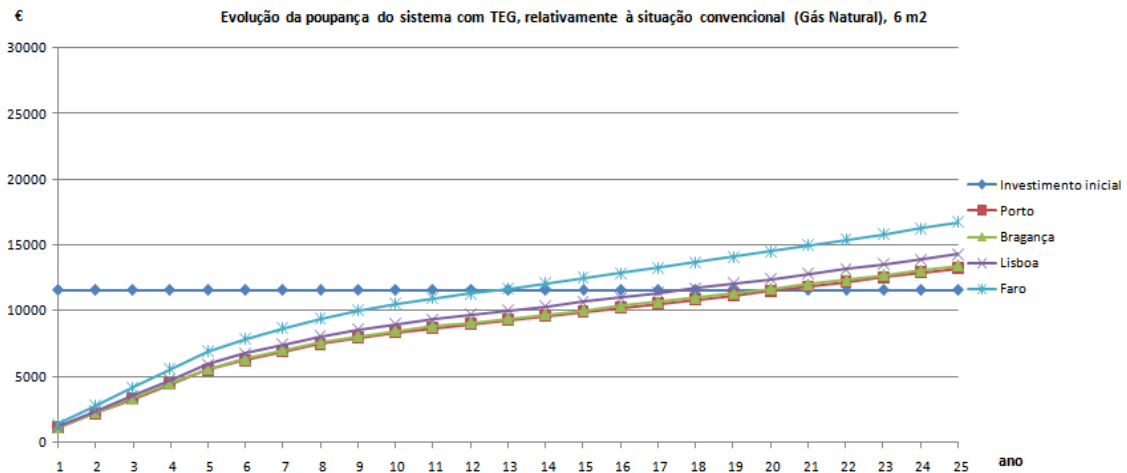


Figura 6.4 Evolução da amortização do sistema com TEG, relativamente à situação convencional (Gás Natural), 6 m²

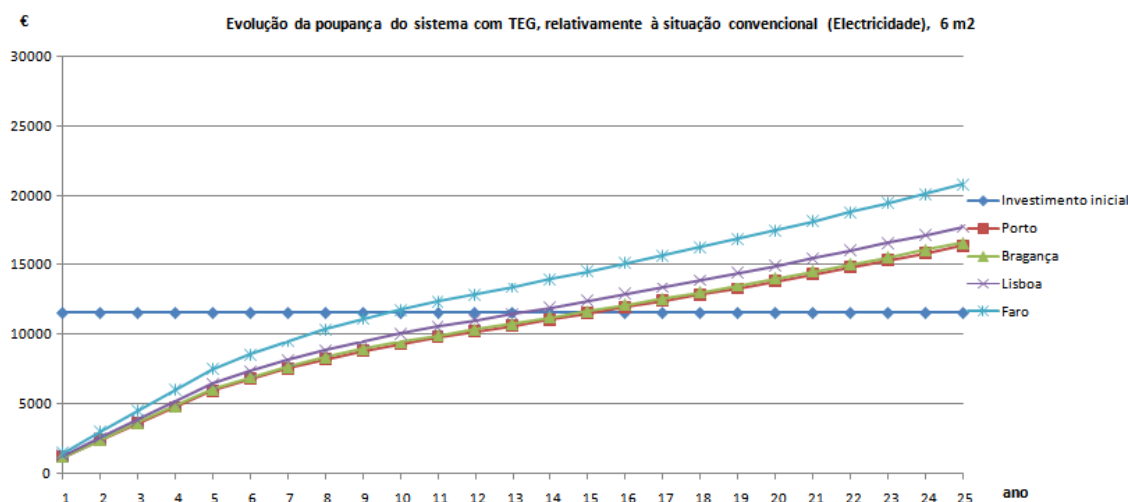


Figura 6.5 Evolução da amortização do sistema com TEG, relativamente à situação convencional (Electricidade), 6 m²

Após análise das figuras 6.4 e 6.5 verifica-se que, apesar do aumento de investimento inicial, o período de amortização diminuiu. De facto, o sistema com 6 m² de área colectora passa a ser amortizado ao fim de 20-21 anos para o Porto, 19-20 anos para Bragança, 17-18 anos para Lisboa, e 12-13 anos na região de Faro, na situação em que a fonte de energia convencional é o gás natural. Já para a situação em que a fonte de energia convencional é a electricidade, o sistema apresenta períodos de amortização de 9-10 anos para Faro, 13-14 anos para Lisboa, 14-15 anos para Bragança e 15-16 anos para o Porto, representando assim uma diminuição de 5 anos no período de amortização, relativamente ao sistema com 4 m² de área colectora.

6.1.4.3 Análise do sistema sem termogerador

De forma a quantificar em termos económicos o impacto que o termogerador introduz no sistema analisou-se o sistema proposto mas sem termogerador, de forma a constituir uma base de comparação.

6.1.4.3.1 Sistema com 4 m² de área colectora

Para a configuração sem termogerador, com 4 m² de área colectora, os custos do sistema, substituindo na equação 6.1 virão:

$$C_s = (688 + 125) \times 4 + 640,98 + 195,1 + 383,76 + 100 \quad (6.17)$$

$$C_s = 4571 \text{ €} \quad (6.18)$$

Considerando o incentivo do estado no valor de 796 euros, o custo total do sistema será:

$$C_s = 4571 - 796 \quad (6.19)$$

$$C_s = 3775 \text{ €} \quad (6.20)$$

As figuras 6.6 e 6.7 apresentam a evolução do valor da poupança ao longo da vida útil do sistema, utilizando o gás natural e a electricidade, respectivamente como fonte de energia convencional de referência.

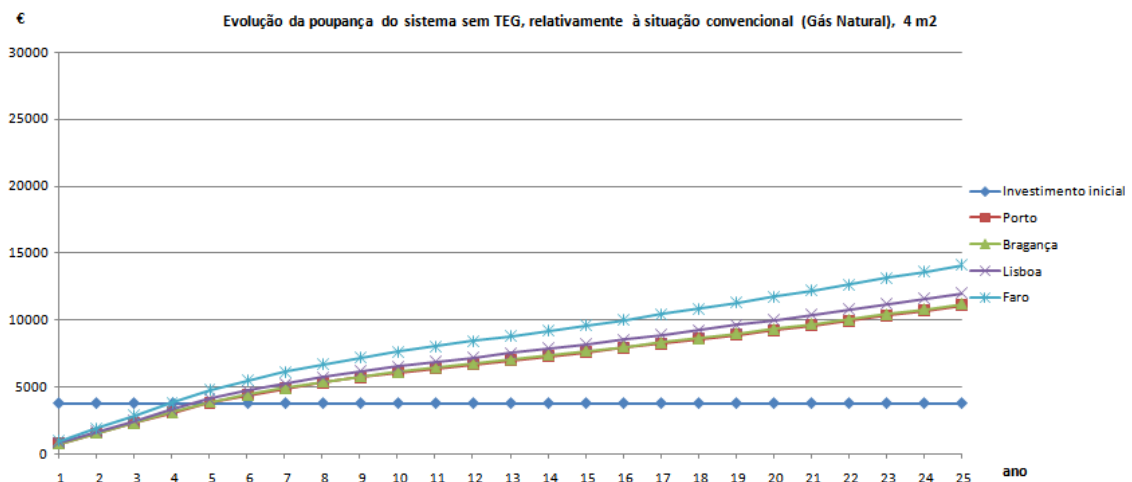


Figura 6.6 Evolução da amortização do sistema sem termogerador, relativamente à situação convencional (Gás Natural), 4 m²

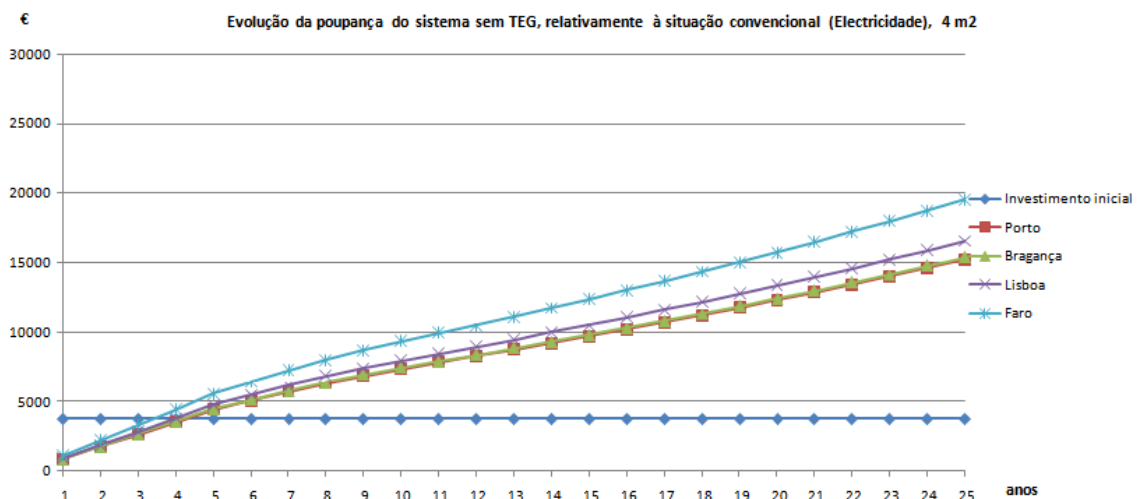


Figura 6.7 Evolução da amortização do sistema sem termogerador, relativamente à situação convencional (Electricidade), 4 m²

Como se pode verificar através da análise das figuras 6.6 e 6.7, o sistema sem termogerador é perfeitamente viável. De facto, para a situação em que o gás natural é usado como fonte de energia convencional de referência o período de amortização do sistema é de 4-5 anos para Lisboa, Porto e Bragança, e 3-4 anos para Faro. Usando electricidade como

referência, o período de amortização é de 3-4 para Lisboa e Faro, e 4-5 anos para Porto e Bragança.

6.1.4.3.2 Sistema com 6 m² de área colectora

Como já foi referido, de forma a melhorar o funcionamento do termogerador, aumentou-se a área colectora de 4 m² para 6 m². Assim, analisou-se igualmente o sistema sem termogerador com 6 m² de área colectora, de forma a constituir uma base de comparação. Para este sistema os custos virão:

$$C_s = (688 + 125) \times 6 + 640,98 + 195,1 + 383,76 + 100 \quad (6.21)$$

$$C_s = 6197\text{€} \quad (6.22)$$

Considerando o incentivo do estado no valor de 796 euros, o custo total do sistema será:

$$C_s = 6197,84 - 796 \quad (6.23)$$

$$C_s = 4605 \text{ €} \quad (6.24)$$

As figuras 6.8 e 6.9 apresentam a evolução do valor da poupança ao longo da vida útil do sistema, utilizando o gás natural e a electricidade, respectivamente como fonte de energia convencional de referência.

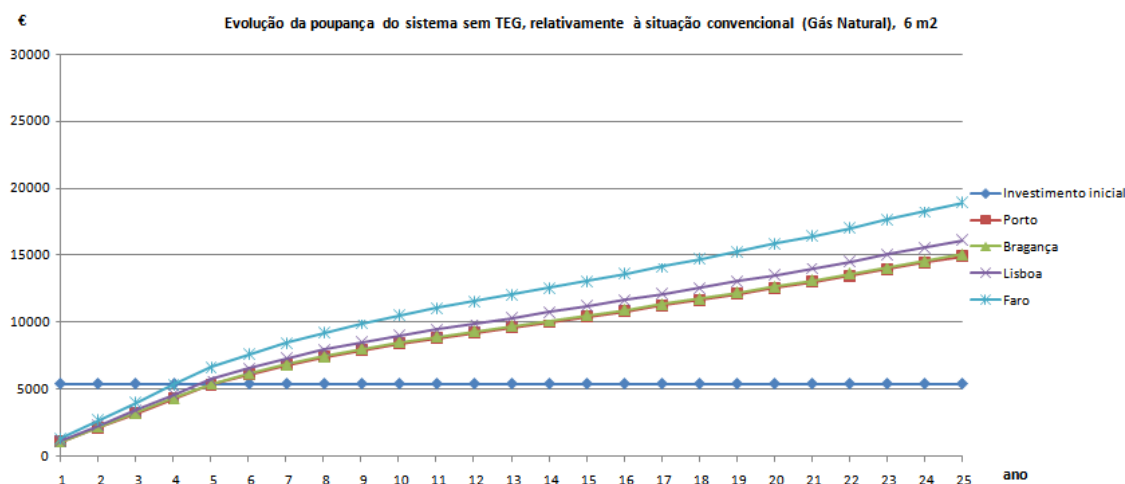


Figura 6.8 Evolução da amortização do sistema sem termogerador, relativamente à situação convencional (Gás Natural), 6 m²

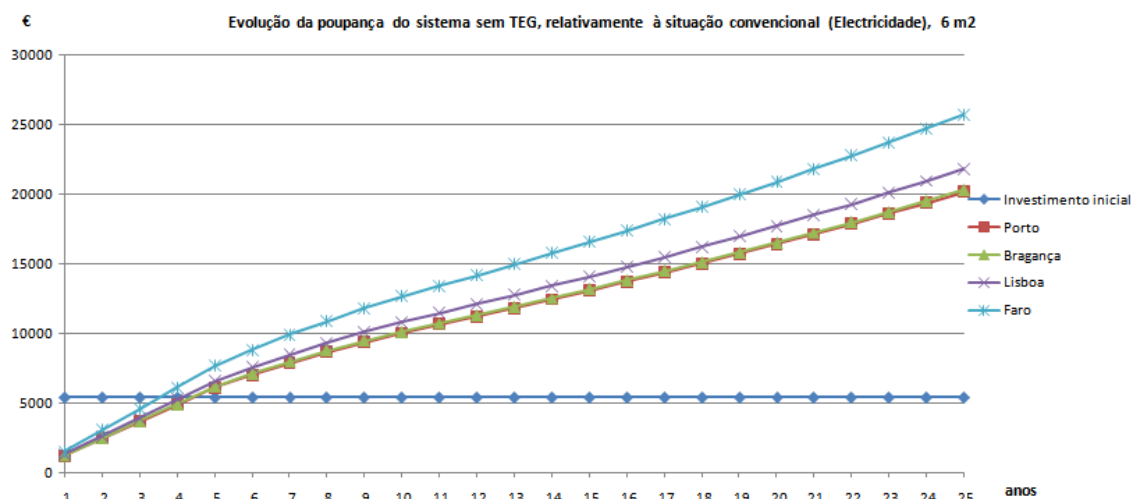


Figura 6.9 Evolução da amortização do sistema sem termogerador, relativamente à situação convencional (Electricidade), 6 m²

Após análise das figuras 6.8 e 6.9, verifica-se que o período de amortização é de 4-5 anos para Faro e Lisboa, e 5-6 anos para o Porto e Bragança, para a situação com gás natural como fonte convencional de energia de referência, e de 3-4 anos para Lisboa e Faro, e 4-5 anos para Porto e Bragança, para a situação com electricidade como fonte convencional de energia de referência.

6.1.4.4 Análise de resultados

Conforme se pode concluir após análise das secções anteriores, o colector híbrido é uma aposta viável, uma vez que apresenta períodos de amortização relativamente curtos relativamente à sua vida útil. Contudo, a inserção do termogerador, apesar de não inviabilizar o investimento para as regiões de Lisboa e Faro, na situação com 4 m² de área colectora, não é uma solução convincente. O facto de o sistema com termogerador apresentar um período de amortização razoável para a configuração com 6 m² de área colectora está mais relacionado com o aumento da energia eléctrica produzida pelo colector, do que com o aumento da energia eléctrica produzida pelo termogerador. De facto, apesar de o acoplamento do termogerador no sistema se traduzir numa maior energia eléctrica do colector (e numa maior energia eléctrica do sistema, uma vez que o TEG produzirá igualmente energia eléctrica), este aumento não é suficiente para compensar o grande investimento que o termogerador representa. Por outro lado, o uso do termogerador no sistema provoca uma diminuição da energia térmica útil do sistema, facto que irá implicar uma menor poupança relativamente às fontes convencionais de energia de referência. As tabelas 6.1 e 6.2 apresentam a receita da venda de electricidade à rede e as poupanças totais para a configuração com e sem termogerador, com 4 m² e 6 m², e com gás natural ou electricidade como fonte convencional de referência.

Tabela 6.1 Valor obtido da venda de electricidade à rede, e poupanças, usando gás natural como fonte convencional de referência

Gás Natural		Porto	Bragança	Lisboa	Faro
Sistema sem TEG, 4 m²	Venda [€]	5646	5712	6047	6979
	Poupança [€]	5417	5463	5942	7113
Sistema sem TEG, 6 m²	Venda [€]	8100	8195	8656	9978
	Poupança [€]	6825	6850	7439	8922
Configuração 2, 4 m²	Venda [€]	6228	6318	6684	7787
	Poupança [€]	3064	3095	3314	3930
Configuração 2, 6 m²	Venda [€]	9199	9332	9894	11536
	Poupança [€]	4056	4104	4416	5215

Tabela 6.2 Valor obtido da venda de electricidade à rede, e poupanças, usando electricidade como fonte convencional de referência

Electricidade		Porto	Bragança	Lisboa	Faro
Sistema sem TEG, 4 m²	Venda [€]	5646	5712	6047	6979
	Poupança [€]	9580	9662	10508	12579
Sistema sem TEG, 6 m²	Venda [€]	8100	8195	8656	9978
	Poupança [€]	12071	12115	13157	15779
Configuração 2, 4 m²	Venda [€]	6228	6318	6684	7787
	Poupança [€]	5418	5475	5861	6950
Configuração 2, 6 m²	Venda [€]	9199	9332	9894	11536
	Poupança [€]	7174	7258	7811	9223

Como se pode verificar, a poupança que o sistema sem termogerador apresenta é superior ao valor proveniente da venda de electricidade apresentado pelo sistema com termogerador. Assim, pode-se concluir que o sistema com termogerador nunca vai ser mais rentável do que um sistema sem termogerador. Portanto, pode-se afirmar que o termogerador, além de atrasar o período de amortização do equipamento, tão pouco traz qualquer benefício económico a uma aplicação solar, uma vez que, num balanço global, o termogerador representa apenas prejuízo no investimento.

6.1.5 Custo do kWh da instalação

Outra forma de analisar economicamente um projecto é analisar o custo do kWh produzido pela instalação, e compara-lo com o custo do kWh da fonte convencional de energia.

Tendo em conta que a instalação produz duas formas de energia, eléctrica e térmica, e que certos componentes contribuem exclusivamente apenas para uma delas, importa separar o custo da instalação em duas parcelas: uma que engloba os custos dos componentes necessários para obter a energia eléctrica; outra que engloba os componentes necessários para a energia térmica.

Assim, o custo previsto da instalação que satisfaz as necessidades de energia térmica terá em conta os seguintes componentes: colector, depósito, reaquecedor, custo de instalação, e bomba.

O custo previsto da instalação que satisfaz as necessidades de energia eléctrica terá em conta os seguintes componentes: colector, termogenerador, inversor, custo de instalação e bomba.

A tabela 6.3 apresenta o custo da instalação utilizando os componentes necessários para satisfazer as necessidades de energia térmica e eléctrica, para o sistema com termogenerador, com 4 m² de área colectora. A tabela 6.4 apresenta a produção total de energia, e o custo por kWh dessa mesma produção.

Tabela 6.3 Custo da instalação com TEG, com 4 m² de área colectora

Sistema com TEG, 4 m ²	Custo [€]
Necessidades de energia térmica	3392
Necessidades de energia eléctrica	9123

Tabela 6.4 Energia produzida e custo por kWh da instalação com termogenerador, com 4 m² de área colectora

Sistema com TEG, 4 m ²	Porto	Bragança	Lisboa	Faro
Energia térmica solar total [kWh]	33777	34129	36535	43325
Energia eléctrica total [kWh]	24150	24500	25918	30203
Custo energia eléctrica [€/kWh]	0,3778	0,3724	0,3520	0,3021
Custo energia térmica [€/kWh]	0,1004	0,0994	0,0928	0,0783

A tabela 6.5 apresenta o custo da instalação utilizando os componentes necessários para satisfazer as necessidades térmicas e eléctricas, para o sistema com termogenerador, com 6 m² de área colectora. A tabela 6.6 apresenta a produção total de energia, e o custo por kWh dessa mesma produção.

Tabela 6.5 Custo da instalação com TEG, 6 m² de área colectora

Sistema com TEG, 6 m ²	Custo [€]
Necessidades de energia térmica	5018
Necessidades de energia eléctrica	10749

Tabela 6.6 Energia produzida e custo por kWh da instalação com termogerador, com 6 m² de área colectora

Sistema com TEG, 6 m ²	Porto	Bragança	Lisboa	Faro
Energia térmica solar total [kWh]	44723	45244	48691	57498
Energia eléctrica total [kWh]	35690	36207	38391	44777
Custo energia eléctrica [€/kWh]	0,3012	0,2969	0,2800	0,2401
Custo energia térmica [€/kWh]	0,1122	0,1109	0,1031	0,0873

Análise das tabelas 6.3 a 6.6 permite concluir que o sistema com termogerador proposto não é viável no que concerne ao custo de energia eléctrica. De facto o custo do kWh de electricidade está compreendido entre 0,3021€ e 0,3778€ para o sistema com 4 m², e entre 0,2401€ e 0,3012€ para o sistema com 6 m² de área colectora. Tendo em conta que o preço de compra à rede é de 0,11 €/kWh para horas cheias, seria mais proveitoso comprá-la à rede. Assim, a decisão mais correcta será vender a energia eléctrica produzida.

Relativamente à energia térmica produzida, se a fonte convencional de energia de referência for o gás natural, torna-se mais compensativo comprar gás uma vez que o preço deste é 0,0622 €/kWh. No entanto se se optar por electricidade, o sistema com 4 m² de área colectora é mais rentável. No caso do sistema com 6 m² de área colectora, o sistema só se torna mais rentável para as regiões de Lisboa e Faro.

Para avaliar mais uma vez o impacto do termogerador no sistema, analisou-se o sistema sem termogerador. Assim, a tabela 6.7 apresenta o custo da instalação utilizando os componentes necessários para satisfazer as necessidades térmicas e as necessidades eléctricas, para o sistema sem termogerador, com 4 m² de área colectora. A tabela 6.8 apresenta a produção total de energia, e o custo por kWh dessa mesma produção.

Tabela 6.7 Custo da instalação sem TEG, com 4 m² de área colectora

Sistema sem TEG, 4 m ²	Custo [€]
Necessidades de energia térmica	3392
Necessidades de energia eléctrica	2939

Tabela 6.8 Energia produzida e custo por kWh da instalação sem termogerador, com 4 m² de área colectora

Sistema sem TEG, 4 m ²	Porto	Bragança	Lisboa	Faro
Energia térmica solar total [kWh]	59720	60232	65505	78418
Energia eléctrica solar total [kWh]	21859	22113	23411	27019
Custo energia eléctrica [€/kWh]	0,1345	0,1329	0,1256	0,1088
Custo energia térmica [€/kWh]	0,0568	0,0563	0,0518	0,0433

Os valores obtidos apresentados na tabela 6.8 atestam, mais uma vez, a não viabilidade do componente termogerador. Relativamente às necessidades de energia eléctrica, observa-se que no Porto, Bragança e Lisboa é mais rentável vender a electricidade à rede, uma vez que esta apresenta um preço superior ao de compra. No caso Faro já há uma poupança, caso de opte por consumir a electricidade produzida. Relativamente ao custo de energia térmica, quer a fonte convencional de energia de referência seja o gás natural, quer seja electricidade, o sistema sem termogerador, ou seja, uma instalação solar térmica com um colector híbrido é mais rentável.

6.2 Análise ambiental

A análise ambiental do sistema é realizada na base das poupanças de emissão de CO₂. Isto é, a poupança do meu sistema em emissões de CO₂ caso a energia produzida por este fosse, alternativamente, produzida por fontes convencionais de energia. Assim as poupanças de CO₂ virão:

$$CO_{2\text{poupança}}/ano = Q_{solarAQS} \times f_{CO_2 \text{ elec}} + (E_{solar} + E_{TEG}) \times f_{CO_2 \text{ gás natural}} \quad (6.25)$$

No caso de se considerar que o apoio auxiliar de aquecimento é a gás natural, ou:

$$CO_{2\text{poupança}}/ano = (Q_{solarAQS} + E_{solar} + E_{TEG}) \times f_{CO_2 \text{ elec}} \quad (6.26)$$

No caso de se considerar o apoio auxiliar de aquecimento a electricidade.

A energia do colector vem corrigida pelo factor apresentado na equação 6.3. $f_{CO_2 \text{ elec}}$ e $f_{CO_2 \text{ gás natural}}$ são as fracções de emissão da electricidade e do gás natural, respectivamente. Os valores das fracções de emissão são apresentados na tabela 6.9 (Agency, 2000).

Tabela 6.9 Fracções de emissão do Gás Natural e Electricidade

	Gás Natural	Electricidade
Fracções de emissão [Kg CO ₂ /kWh]	0,392	0,43

As tabelas 6.10 a 6.13 apresentam as poupanças de emissão de CO₂ de cada sistema. Os resultados apresentados na 4ª coluna representam as poupanças de CO₂ considerando a formulação apresentada pela equação 6.25, ou seja, aquecimento auxiliar com gás natural, enquanto que a 5ª coluna apresenta os resultados segundo a equação 6.26, isto é, aquecimento auxiliar recorrendo a electricidade.

Tabela 6.10 Poupanças de emissão de CO₂, para a configuração 2, com 4 m² de área colectora

Sistema com TEG, 4m ²	Energia eléctrica total [kWh]	Energia térmica total [kWh]	Poupança de CO ₂ , reaq. a gás natural [ton/ano]	Poupança de CO ₂ , reaq. a electricidade [ton/ano]
Porto	24150	33777	0,95	1,00
Bragança	24500	34129	0,96	1,01
Lisboa	25918	36535	1,02	1,07
Faro	30203	43325	1,20	1,26

Tabela 6.11 Poupanças de emissão de CO₂, para a configuração 2, com 6 m² de área colectora

Sistema com TEG, 6m ²	Energia eléctrica total [kWh]	Energia térmica total [kWh]	Poupança de CO ₂ , reaq. a gás natural [ton/ano]	Poupança de CO ₂ , reaq. a electricidade [ton/ano]
Porto	35690	44723	1,32	1,38
Bragança	36207	45244	1,33	1,40
Lisboa	38391	48691	1,42	1,50
Faro	44777	57498	1,67	1,76

Tabela 6.12 Poupanças de emissão de CO₂, para a configuração sem TEG, com 4 m² de área colectora

Sistema sem TEG, 4m ²	Energia eléctrica total [kWh]	Energia térmica total [kWh]	Poupança de CO ₂ , reaq. a gás natural [ton/ano]	Poupança de CO ₂ , reaq. a electricidade [ton/ano]
Porto	21859	59720	1,31	1,40
Bragança	22113	60232	1,32	1,42
Lisboa	23411	65505	1,43	1,53
Faro	27019	78418	1,69	1,81

Tabela 6.13 Poupanças de emissão de CO₂, para a configuração sem TEG, com 6 m² de área colectora

Sistema sem TEG, 6m ²	Energia eléctrica total [kWh]	Energia térmica total [kWh]	Poupança de CO ₂ , reaq. a gás natural [ton/ano]	Poupança de CO ₂ , reaq. a electricidade [ton/ano]
Porto	31359	75248	1,72	1,83
Bragança	31726	75523	1,73	1,84
Lisboa	33512	82017	1,86	1,99
Faro	38630	98365	2,21	2,36

Conforme se pode verificar, o sistema com termogerador representa poupanças de emissões de CO₂ de 1-1,26 toneladas por ano para a configuração com 4 m² de área colectora, até 1,38-1,76 toneladas por ano para a configuração com 6 m² de área colectora. No entanto o sistema sem termogerador prova ser mais amigo do ambiente, com poupanças de 1,40-1,81 toneladas por ano para a configuração de 4 m² de área colectora, até 1,83-2,36 toneladas por ano para a configuração com 6 m² de área colectora. Assim, também numa perspectiva ambiental o sistema sem termogerador prova ser uma melhor solução.

7. ESTUDO DO TERMOGERADOR DA “PRÓXIMA GERAÇÃO”

Como se verificou em secções anteriores, o termogerador apresenta uma baixa eficiência, bem como uma baixa potência de saída para o sistema proposto. Assim, torna-se interessante efectuar uma análise para o comportamento do termogerador no sistema, caso tivesse melhores propriedades termoeléctricas, isto é, um termogerador cujos módulos termoeléctricos combinassem uma boa resistência térmica e uma baixa resistência eléctrica, para um dado coeficiente de Seebeck. Importa referir que os valores apresentados são especulativos, tendo por base o limite empírico para a figura de mérito de 4. Assim a solução encontrada foi duplicar a resistência térmica, reduzir para metade a resistência eléctrica, e manter o coeficiente de Seebeck. A tabela 7.1 apresenta as novas propriedades termoeléctricas consideradas para o termogerador.

Tabela 7.1 Novas propriedades termoeléctricas consideradas para o termogerador da próxima geração

θ_m	1,06	$[K \cdot W^{-1}]$
R_m	0,018	$[\Omega]$
α_m	0,0105	$[V \cdot K^{-1}]$
ZT (para T= 300 K)	1,95	---

A tabela 7.2 apresenta os valores obtidos para a potência de saída e para a eficiência do termogerador usando as fórmulas (4.1)-(4.5), isto é, para as condições nominais de funcionamento. Optou-se por utilizar o mesmo número de módulos, isto é, uma matriz 14x14, num total de 196 módulos.

Tabela 7.2 Valores de eficiência e potência nominais para novas propriedades termoeléctricas

η_s	6,72	$[\%]$
P_s	608,42	$[W]$

Verificou-se que a melhoria nas propriedades termoeléctricas conduziu a um aumento em 100% da potência de saída. Contudo, a eficiência manteve-se praticamente constante. De facto, a configuração proposta (matriz de módulos quadrada) é definida para obter uma potência de saída máxima. Tal configuração, apesar de favorecer a potência de saída, não é a configuração ideal para maximizar a eficiência do TEG. Para tal acontecer, o número de módulos em paralelo teria que ser superior ao número de módulos em série (esta opção, contudo, prejudicaria a potência de saída). Assim, por mais que se optimizasse as propriedades termoeléctricas, a eficiência nunca ultrapassaria os 6%-7%. A título ilustrativo, a tabela 7.3 inclui um conjunto de combinações diferentes para as resistências eléctrica e térmica, e o valor de eficiência obtido, para as condições nominais de funcionamento: $T_{hENT} = 333,15 \text{ K}$. Optou-se por o coeficiente de Seebeck constante ($\alpha_m = 0,0105 \text{ V} \cdot \text{K}^{-1}$).

Tabela 7.3 Valor da eficiência nominal para variações de resistência eléctrica e térmica diferentes

$\theta_m [K \cdot W^{-1}]$	$R_m [\Omega]$	$\eta_s [\%]$
1,06	0,036	6,69
0,53	0,018	6,67
1,06	0,018	6,72

7.1 Resultados da simulação em ambiente TRNSYS

As tabelas 7.4 e 7.5 apresentam os resultados anuais da simulação do sistema com novas propriedades termoelectricas, para a configuração 2 com 4 m² e 6 m² de área colectora, respectivamente.

Tabela 7.4 Resultados anuais para a conf. 2, com 4 m² de área colectora, TEG da próx. geração

Conf.2 com 4 m ² de área colectora	Energia eléctrica do TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]	Energia auxiliar de apoio [kWh]
Porto	42	1,60	1282	982	33,14	2293
Bragança	45	1,64	1296	994	33,50	2266
Lisboa	48	1,63	1389	1052	35,87	2213
Faro	65	1,79	1647	1215	41,98	1876

Tabela 7.5 Resultados anuais para a conf. 2, com 6 m² de área colectora, TEG da próx. geração

Conf. 2, com 6 m ² de área colectora	Energia eléctrica do TEG [kWh]	Eficiência do TEG [%]	Energia térmica solar [kWh]	Energia eléctrica solar [kWh]	Fracção solar [%]	Energia auxiliar de apoio [kWh]
Porto	90	2,14	1632	1425	43,94	1783
Bragança	95	2,20	1659	1444	44,41	1739
Lisboa	103	2,24	1765	1525	40,29	1603
Faro	136	2,40	2110	1762	56,24	1165

As figuras 7.1 a 7.3 apresentam a comparação dos valores anuais de energia obtidos pelo sistema com termogerador, utilizando materiais termoelectricos actuais, e materiais termoelectricos da “próxima geração”.

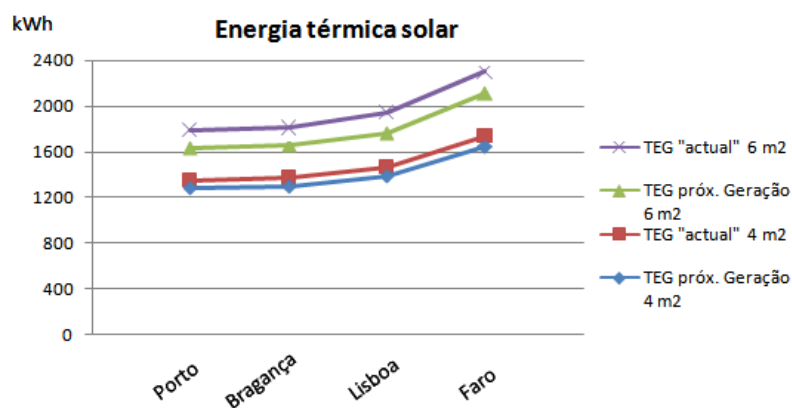


Figura 7.1 Comparação entre a energia térmica solar obtida pelo sistema com TEG's de gerações distintas

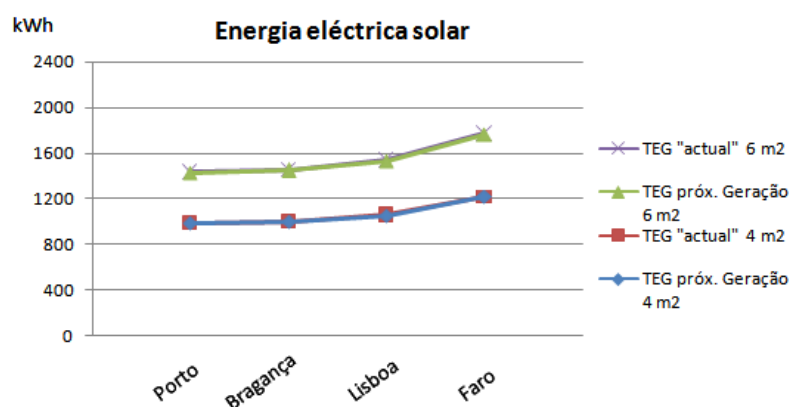


Figura 7.2 Comparação entre a energia eléctrica solar obtida pelo sistema com TEG's de gerações distintas

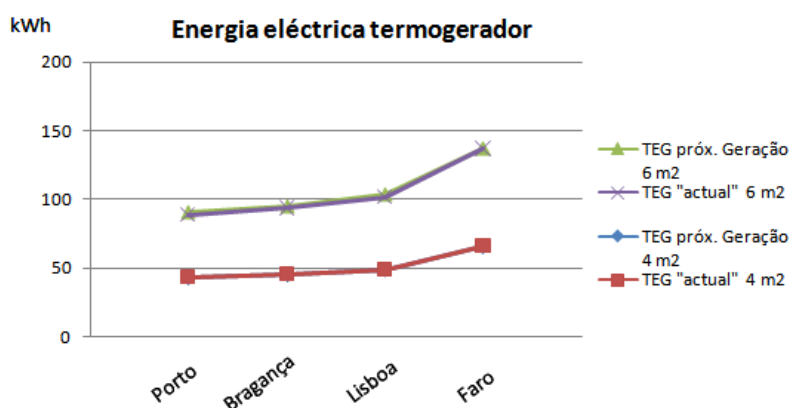


Figura 7.3 Comparação entre a energia eléctrica dos termogeradores

A figura 7.1 mostra que o sistema com o termogerador com propriedades termoeléctricas actuais apresenta valores de energia térmica solar 5%-6% superiores ao sistema com termogerador da “próxima geração”, para a configuração com 4 m² de área colectora, e 9%-10% para a configuração com 6 m² de área colectora. De facto, tendo em conta as propriedades termoeléctricas consideradas, o calor de entrada no termogerador vai ser maior (equação 4.10), logo vai-se verificar uma maior queda de temperatura no

termogerador (equações 4.12-4.13), que vai originar uma maior descida da temperatura do sistema.

As figuras 7.2 e 7.3 mostram-nos que a energia eléctrica solar do sistema e a energia produzida pelo TEG, respectivamente, são praticamente iguais para os dois termogeradores considerados. De facto, apesar de ter melhores propriedades termoeléctricas, o termogerador da “próxima geração” opera com temperaturas mais baixas, o que reduz a sua eficiência, e a sua potência de saída.

Assim, pode-se concluir que a aplicação do termogerador a sistemas solares térmicos, nas condições propostas, não tem grande viabilidade, mesmo considerando melhores propriedades termoeléctricas.

8. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho abordou o estudo de um sistema híbrido com colectores solares PV-T acoplados a um termogerador eléctrico.

O termogerador revelou ser o elemento chave na análise do projecto. De facto, neste momento os colectores híbridos PV-T têm todas as potencialidades para se tornarem numa solução convincente em termos de mercado. Contudo, o termogerador, conforme se verificou, teve um impacto significativo na performance do sistema. A formulação sugerida na literatura considera o funcionamento de uma matriz de módulos termoelectricos sempre a operar com a mesma temperatura de fonte quente. No entanto, uma análise mais cuidada permitiu concluir que há uma variação das temperaturas extremas. Assim, verificou-se que as condições reais de funcionamento, bem como os valores tensão e corrente de saída, são bastantes diferentes dos valores referidos por autores anteriores. Verificou-se igualmente que um baixo caudal de circulação a passar pelo termogerador iria implicar uma grande queda de temperatura do fluido, prejudicando não só a potência de saída do termogerador e a sua eficiência, como o rendimento global do colector. Assim, o posicionamento do termogerador no sistema revelou ser um parâmetro fundamental para uma melhor performance do sistema. Verificou-se que o acoplamento directo do termogerador entre o circuito colector-bomba-depósito, configuração 1, não é uma solução válida, uma vez que provoca uma queda de temperatura que não é superada pelo aumento de temperatura no colector. Assim a melhor opção foi inserir o termogerador fora do sistema, configuração 2, uma vez que o seu impacto no sistema seria menor. Esta solução, relativamente à solução em que o termogerador era inserido entre o colector e o depósito, aumentou a energia solar térmica entre 40% a 50%, sendo que, em termos de energia eléctrica do sistema, as diferenças não são muito significativas. Esta solução aumentou igualmente a eficiência do termogerador entre 10% a 40%. Relativamente a uma solução sem termogerador, a introdução do termogerador corresponde a uma diminuição de 38% a 46% da energia térmica solar para a configuração com o TEG fora do sistema, e entre 60 a 74% para a configuração em que o TEG é inserido após o colector. Quanto à energia eléctrica solar, a configuração 1 representa um aumento de 8%-10%, relativamente ao sistema sem TEG, e a configuração 2 um aumento de 5%-6%.

De forma a tentar melhorar a eficiência do termogerador, aumentou-se a área colectora de 4 m² para 6 m², uma vez que aumenta a temperatura e o caudal de circulação. Assim verificou-se que esta medida promove um aumento entre 30% a 35% da energia térmica solar, e 45% da energia eléctrica solar. A energia eléctrica produzida pelo termogerador duplicou, e a sua eficiência melhorou em 40% a 50%. Contudo, as melhorias verificadas em termos energéticos provaram não ser suficientemente atractivas para o valor investido em área colectora.

Economicamente, o componente termogerador é inviável. De facto, com os preços actuais de mercado, o termogerador revela ser, para a aplicação em questão, um investimento demasiado elevado para os valores de potência de saída que produz, e para a eficiência que apresenta (a eficiência máxima atingida pelo termogerador foi apenas 3,62%!). Contudo, o sistema, na sua globalidade, apresenta viabilidade, excepto para as regiões do Porto e Bragança, para a configuração com 4 m² de área colectora, para a situação em que o gás natural é a fonte convencional de referência. Nessa situação o sistema é amortizado entre 18-19 anos, na região de Faro, e entre 24-25 anos, na região de Lisboa. Os períodos de amortização variam significativamente com o aumento da área colectora, com a localidade, e

fonte convencional de energia de referência. Usando a electricidade como referência, o sistema é viável em qualquer região, apresentado um período de amortização entre 14-21 anos para a configuração com 4 m² de área colectora, e 9-16 anos para a configuração com 6 m² de área colectora. Porém como a electricidade é a forma de energia mais nobre, não fará muito sentido ser a fonte usada para justificar a viabilidade ou inviabilidade de um sistema ao nível do seu período de amortização. Verificou-se também que o período de amortização de um sistema solar com o colector híbrido, sem o termogerador é de 3 a 6 anos, dependendo da fonte convencional de energia de referência utilizada, e da região em que se simula o sistema, o que salienta a inviabilidade económica do termogerador.

Em termos de custo do kWh da instalação, o sistema apresenta um custo de energia eléctrica de 0,30-0,38 €/kWh e 0,24-0,30 €/kWh para as configurações com 4 e 6 m², respectivamente, e um custo de energia térmica de 0,07-0,10 €/kWh e 0,08-0,11 €/kWh para as configurações com 4 e 6 m², respectivamente.

Uma análise ambiental mostrou que todas as configurações apresentam reduções significativas de emissões de CO₂, com reduções compreendidas entre de 1-1,26 toneladas por ano de CO₂ para a configuração com 4 m² de área colectora, até 1,38-1,76 toneladas por ano de CO₂ para a configuração com 6 m² de área colectora.

Finalmente, foi feito um estudo do sistema considerando um termogerador com uma figura de mérito próxima do limite empírico, $ZT=4$. Teoricamente, em condições ideais, tal levaria a que a potência de saída duplicasse. No entanto, o termogerador introduz uma maior queda de temperatura no sistema, pelo que o valor de energia produzida pelo termogerador é sensivelmente igual ao que é obtido pelo sistema com o termogerador com propriedades termoeléctricas actuais.

Como ficou patente da realização deste trabalho, o termogerador é um componente que não tem aplicabilidade a sistemas solares térmicos. A ideia de acoplar um termogerador a um sistema solar não é nova. A Solar Hybrid na Alemanha apresentou uma proposta nesse sentido. Contudo, o projecto vai abandonado pelas mesmas razões apontadas ao longo deste trabalho: um elevado investimento, e uma baixa potência e rendimento. Assim, a ideia passa por projectar um sistema de forma a obter melhores resultados à saída: aumentando a sua temperatura de entrada e o seu caudal de circulação.

Os colectores placa-plana não permitem obter temperaturas muito elevadas, pelo que a aplicação de termogeradores a estes sistemas nunca será muito proveitosa. A ideia será tentar aplicar o termogerador a sistemas com colectores CPC com tubos de vácuo, uma vez que operam com temperaturas 3 a 4 vezes superiores às do colector placa plana.

Contudo esta solução não resolve o parâmetro mais crítico: o caudal. A única solução, num sistema solar térmico, para aumentar o caudal circulante é aumentar a área colectora. Assim, o termogerador poderá ter um funcionamento mais estável para sistemas com grandes áreas colectoras. Reduzir o tamanho da matriz do módulo também é uma opção, se bem que conduz a valores de potência menores.

9. BIBLIOGRAFIA

- Agency, I. E. (2000). *CO2 Emissions per kWh from Electricity and Heat Generation*.
- Alexandre, J. L. (2008). *Apontamentos de Climatização*. Porto: FEUP.
- Almeida, L., & Oliveira, A. (2008). Study of a hybrid PV-Thermal solar system to provide electricity and heat in Portugal. *International Journal of Ambient Energy*, vol 29, nº 3, 153-161.
- ALTENER. (2004). *Energia Fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projecto e instalações*.
- ALTENER. (2004). *Energia Solar Térmica, manual sobre tecnologias, projecto e instalações*.
- ASPO. (2004). web- www.aspo-portugal.net.
- Beckman, W. A., & Duffie, J. A. (1991). *Solar engineering of thermal processes*. New York: John Wiley & Sons, cop.
- Brooks, H., Barbour, I., Lakoff, S., & Opie, J. (1982). *Energy and American Values*. New York: Praeger Publishers.
- Charalambous, P., Maidment, G., Kalogirou, S., & Yiahoumetti, K. (2007). Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: A review. *Applied Thermal Engineering*, nº 27, 275-286.
- Chow, T., Pei, G., Fong, K., Lin, Z., Chan, A., & Ji, J. (2009). Energy and exergy analysis of photovoltaic-thermal collector with and without glass cover. *Applied Energy*, nº 86, 310-316.
- DGGE. (2009). web- www.dgge.pt.
- Diário da República, Decreto-Lei nº 363/2007*.
- Diário da República, Decreto-Lei nº 80/2006*.
- Diário da República, Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003*.
- Goldsmith, H. (2005). *Thermoelectrics Handbook: Macro to Nano, chapter 10- A new Upper Limit to the Thermoelectric Figure of Merit*. New York: Taylor and Francis.
- International, S. E. (2004). *Photovoltaics : design and installation Manual*. Gabriola Island: New Society Publishers.
- Klein, S., & Beckman, W. (1979). A general design method for closed-loop solar energy systems. *Solar Energy*, vol. 22, 269-282.
- Kreith, F., & Kreider, J. (1978). *Principles of solar engineering*. New York: McGraw-Hill.
- Lineykin, S., & Ben-Yaakov, S. (2007). Modelling and Analysis of Thermoelectric Modules. *IEE Transactions on Industry applications*, Vol 43, nº2, 505-512.
- Oliveira, A. (2008). *Apontamentos de Energias Renováveis*. Porto: FEUP.
- Pinho, C. (2008). *Sebenta de Gestão de Energia Térmica*. Porto: FEUP.
- Pinho, C. (2008). *Sebenta de Máquinas Térmicas*. Porto: FEUP.
- PV-Catapult, E.-s. C. (2005). PV-T Roadmap.
- Rodrigues, Á. (2008). *Apontamentos de Energias Renováveis*. Porto: FEUP.

Solar, Á. Q. (2009). *web- www.aguaquentesolar.com*.

University of Oslo, B. *web- <http://www.fys.uio.no>*.

Yodovard, P., Khedari, J., & Hirunlabh, J. (2001). The Potential of Waste Heat Thermoelectric Power Generation From Diesel Cycle and Gas Turbine Cogeneration Plants. *Energy Sources* , n.º 23, 213-224.

Zondag, H. (2008). Flat-plate PV-Thermal collectors and systems:A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , n.º 12, 275-286.

ANEXO A: Gráficos de saída da modelação em ambiente TRNSYS

Nesta secção apresentam-se os gráficos de saída da modelação em ambiente TRNSYS, para as várias configurações nas várias cidades. De notar que os gráficos de saída da potência do termogerador estão numa escala diferente, de forma a poder visualizar-se melhor.

Configuração sem termogerador

Porto

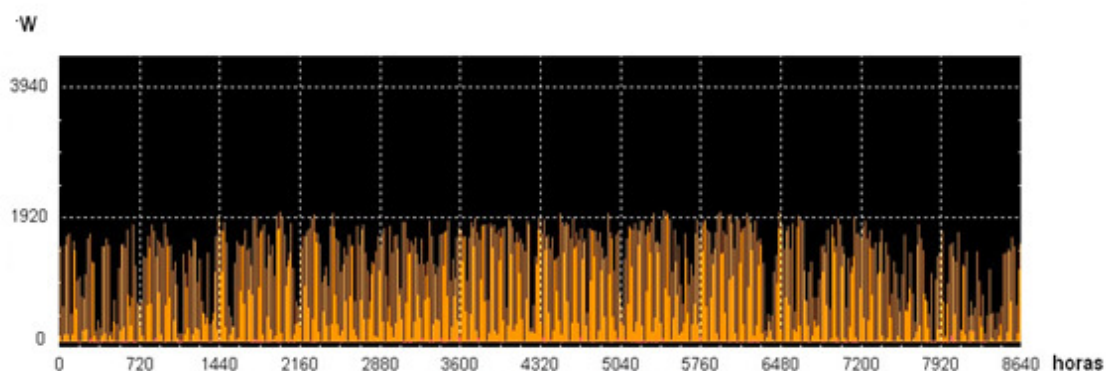


Figura A.1 Potência térmica solar, região Porto, sem TEG

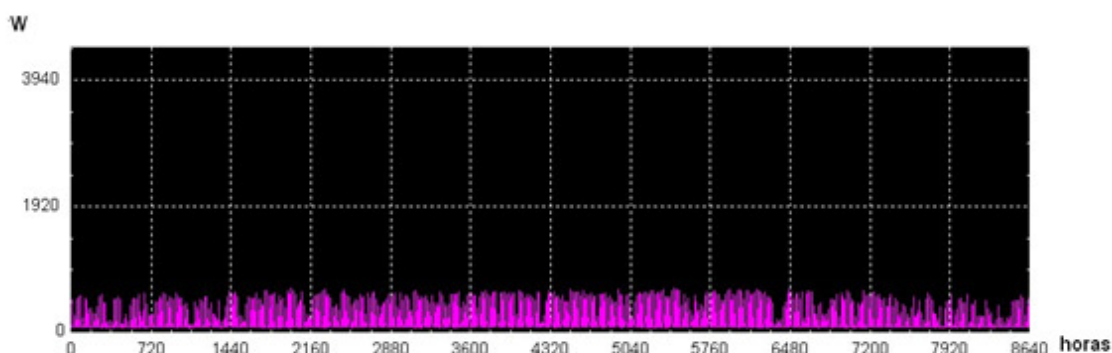


Figura A.2 Potência eléctrica solar, região Porto, sem TEG

Bragança

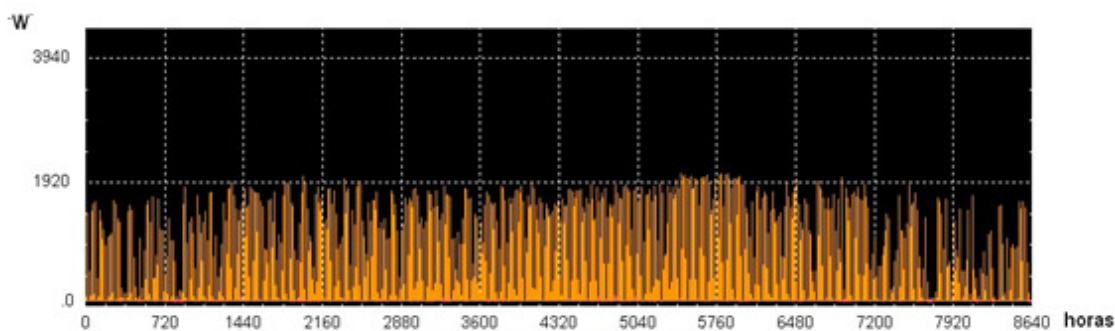


Figura A.3 Potência térmica solar, região Bragança, sem TEG

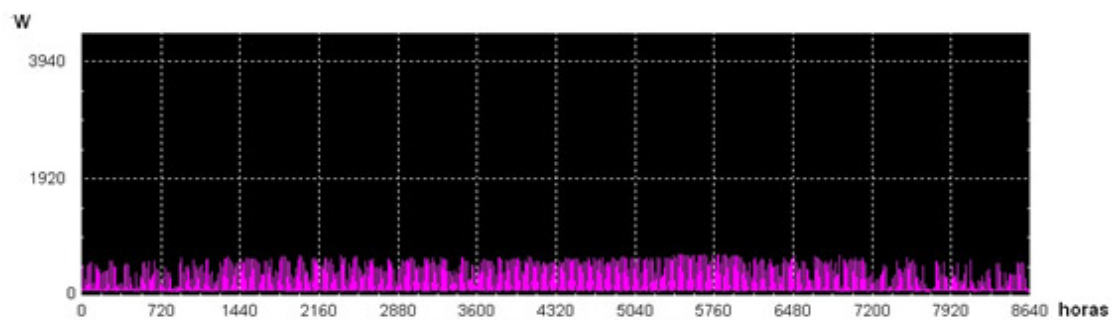


Figura A.4 Potência eléctrica solar, região Bragança, sem TEG

Lisboa

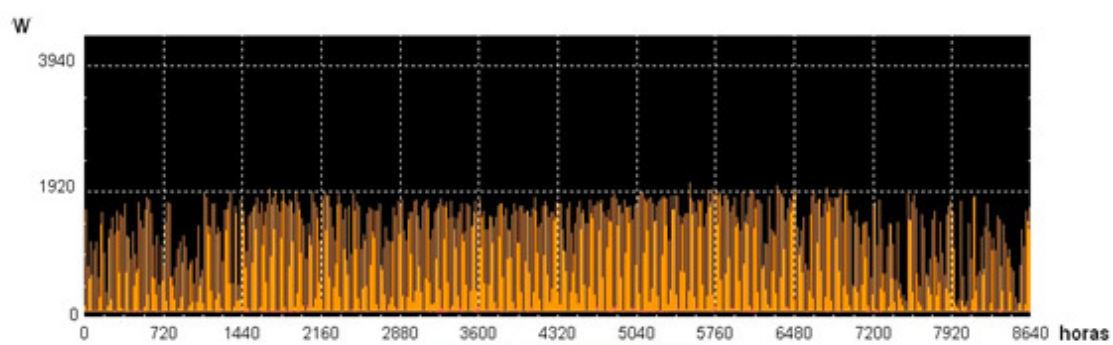


Figura A.5 Potência térmica solar, região Lisboa, sem TEG

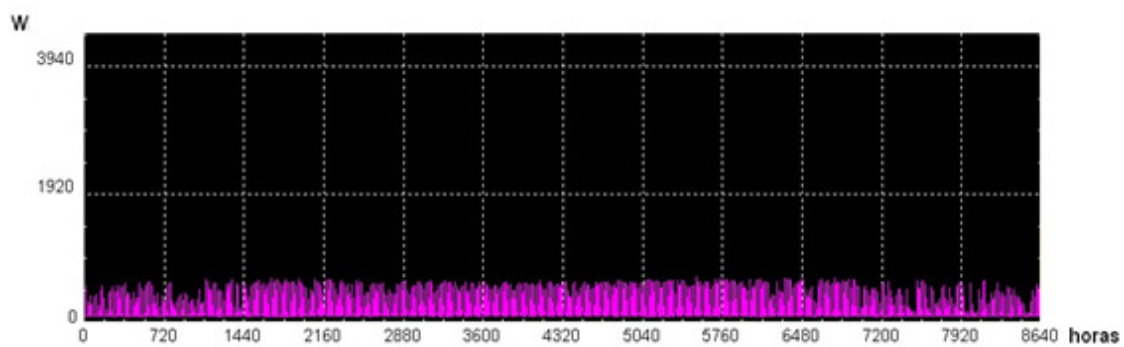


Figura A.6 Potência eléctrica solar, região Lisboa, sem TEG

Faro

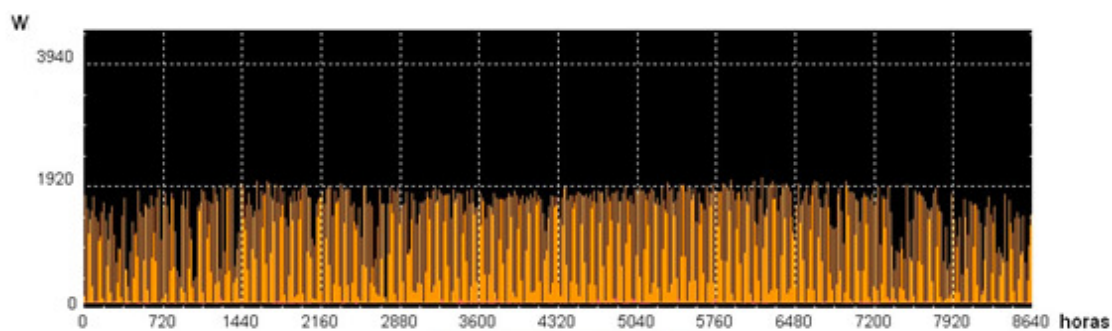


Figura A.7 Potência térmica solar, região Faro, sem TEG

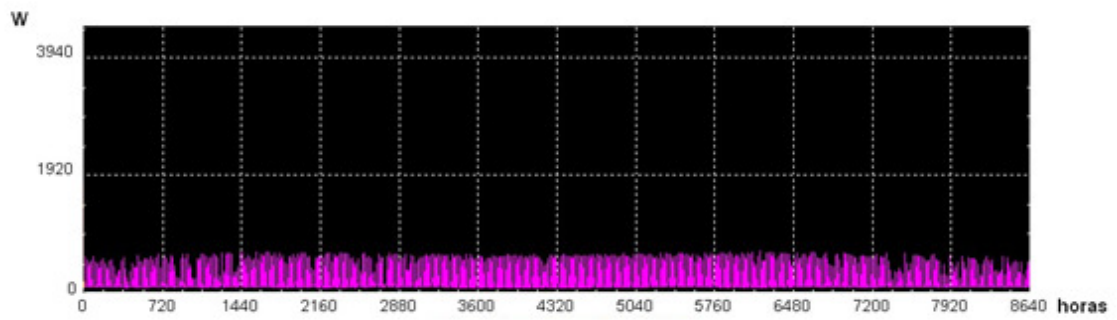


Figura A.8 Potência eléctrica solar, região Faro, sem TEG

Configuração 1

Porto

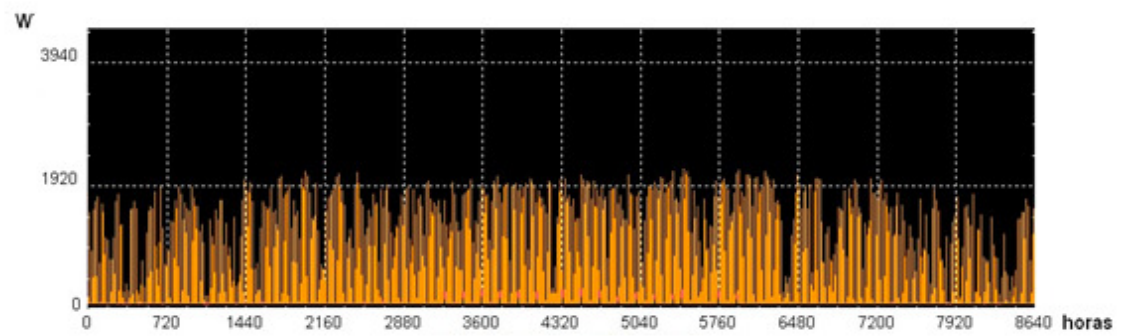


Figura A.9 Potência térmica solar, região Porto, configuração 1

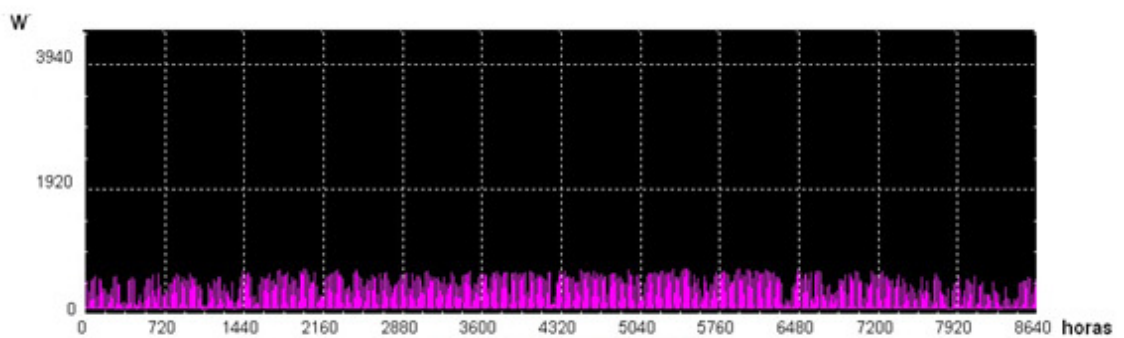


Figura A.10 Potência eléctrica solar, região Porto, configuração 1

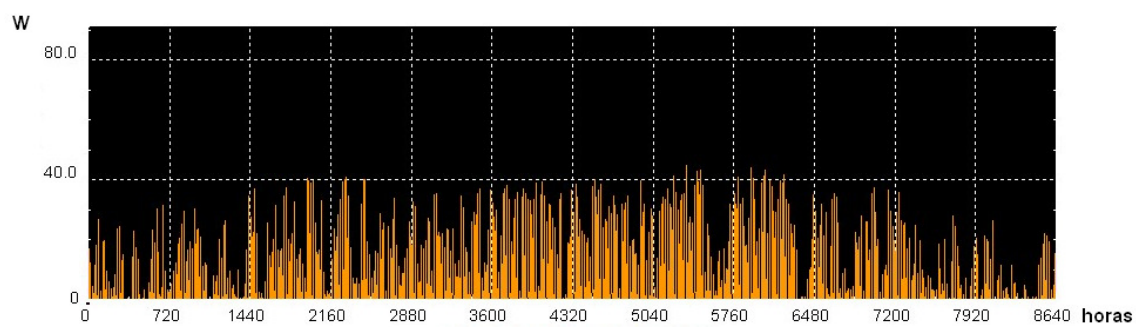


Figura A.11 Potência eléctrica do TEG, região Porto, configuração 1

Bragança

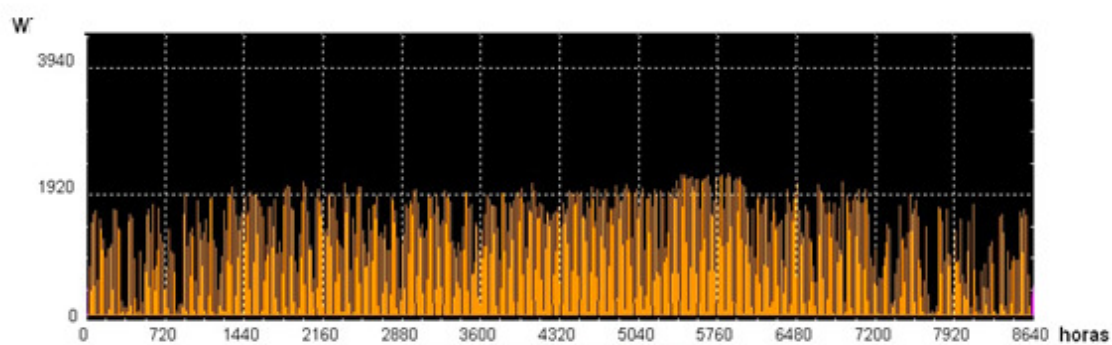


Figura A.13 Potência térmica solar, região Bragança, configuração 1

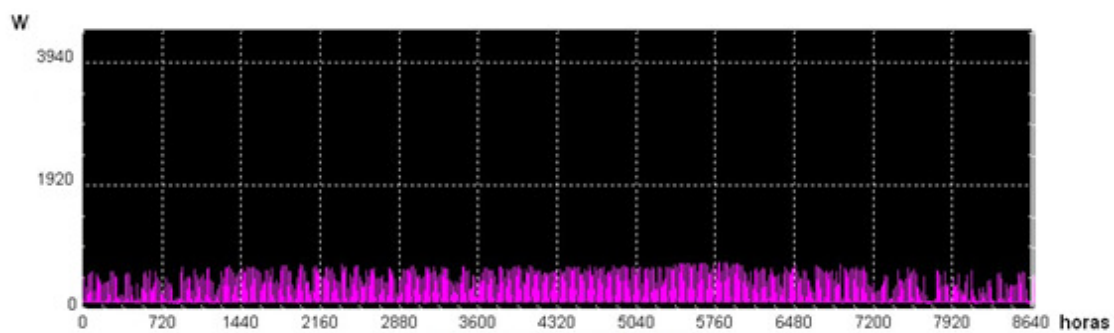


Figura A.14 Potência eléctrica solar, região Bragança, configuração 1

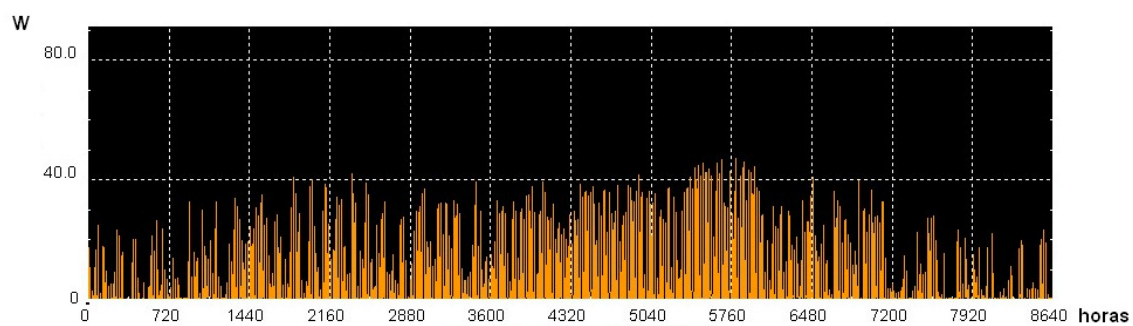


Figura A.15 Potência eléctrica do TEG, região Bragança, configuração 1

Lisboa

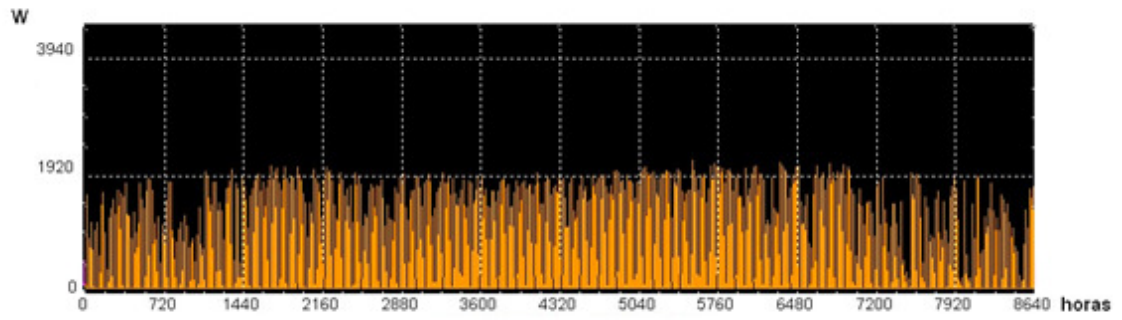


Figura A.16 Potência térmica solar, região Lisboa, configuração 1

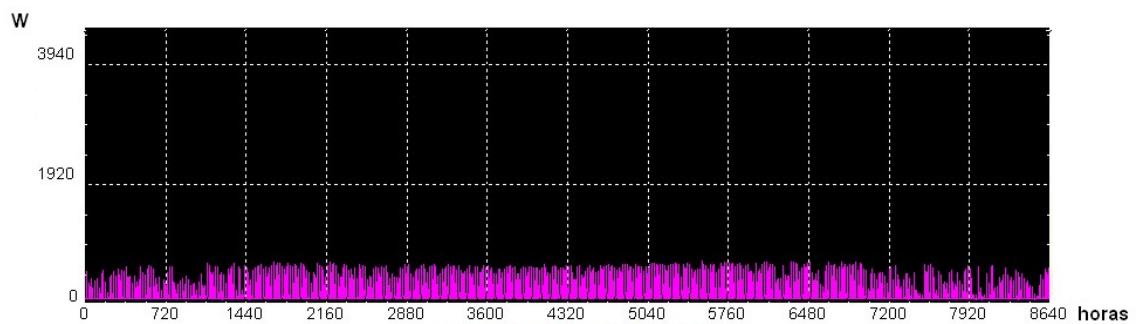


Figura A.17 Potência eléctrica solar, região Lisboa, configuração 1

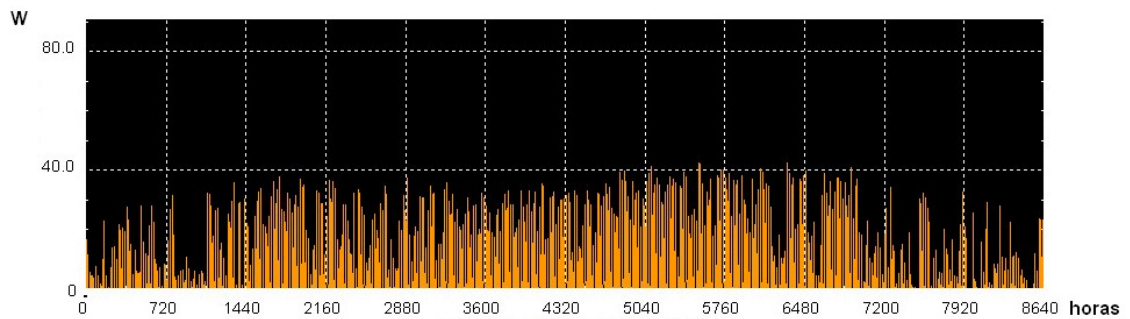


Figura A.18 Potência eléctrica do TEG, região Lisboa, configuração 1

Faro

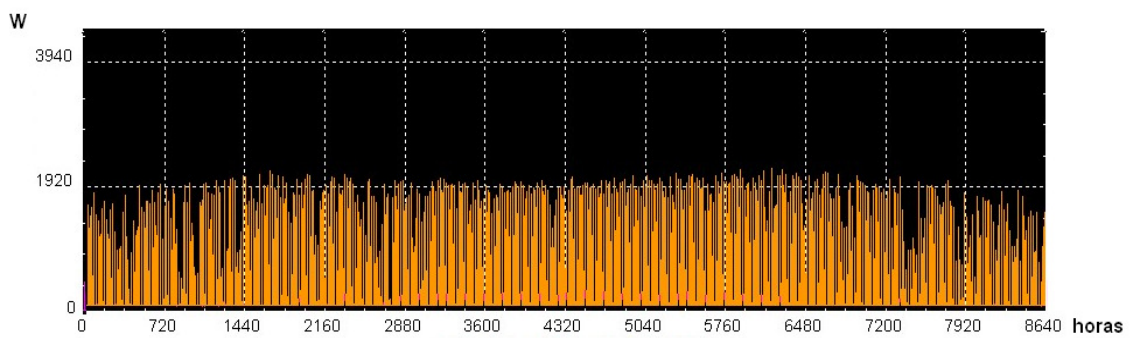


Figura A.19 Potência térmica solar, região Faro, configuração 1

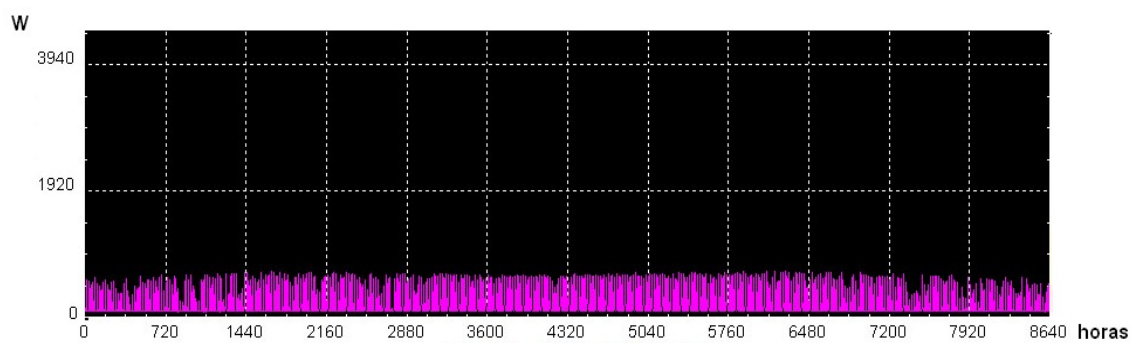


Figura A.20 Potência eléctrica solar, região Faro, configuração 1

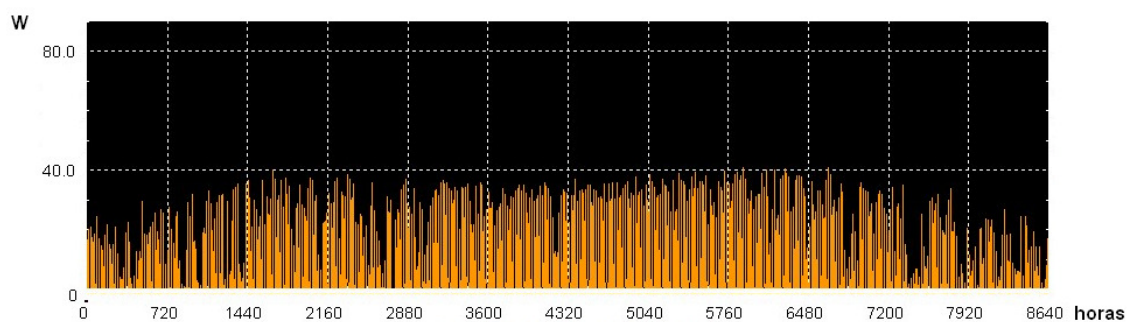


Figura A.21 Potência eléctrica do TEG, região Faro, configuração 2

Configuração 2, com 4 m² de área colectora

Porto

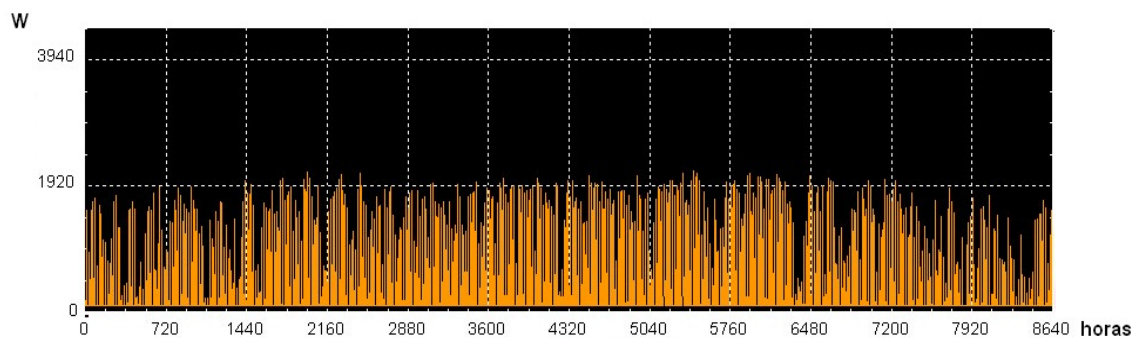


Figura A.22 Potência térmica solar, região Porto, configuração 2, 4 m²

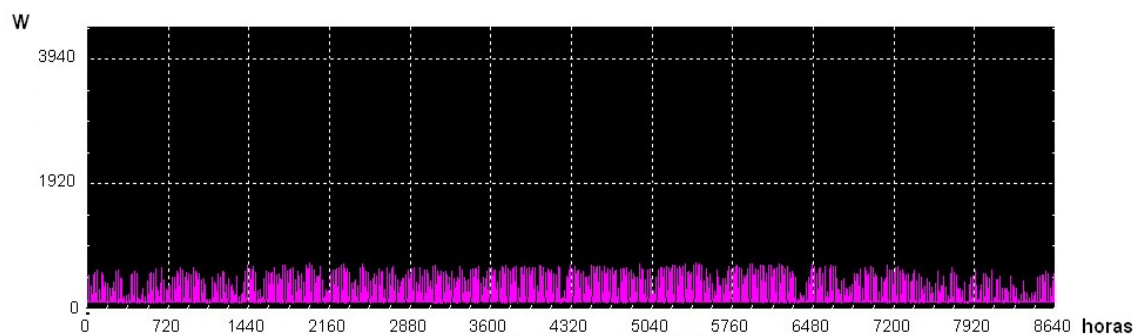
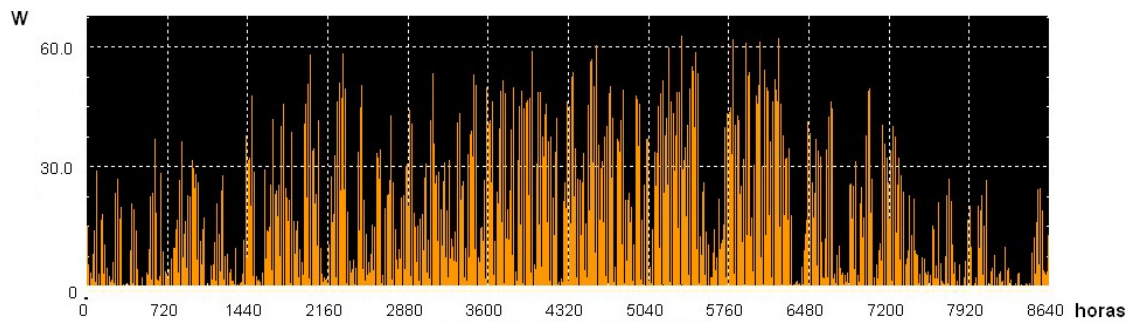
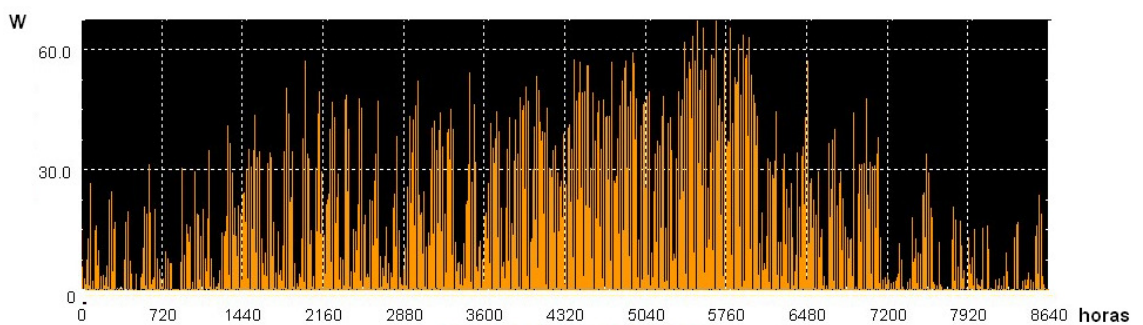
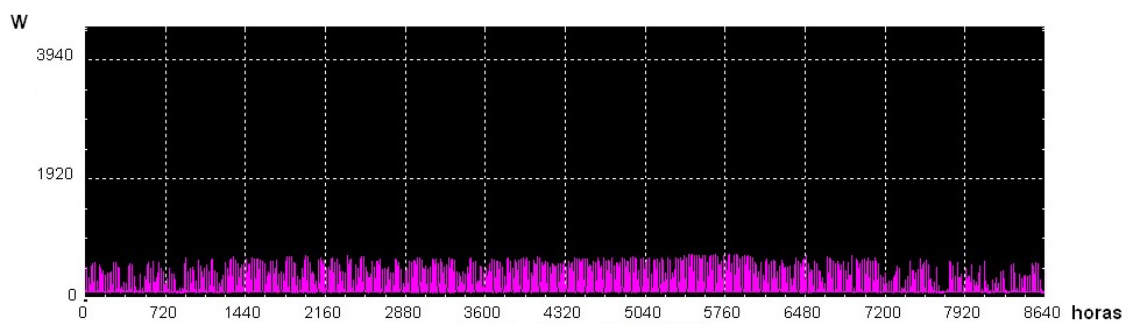
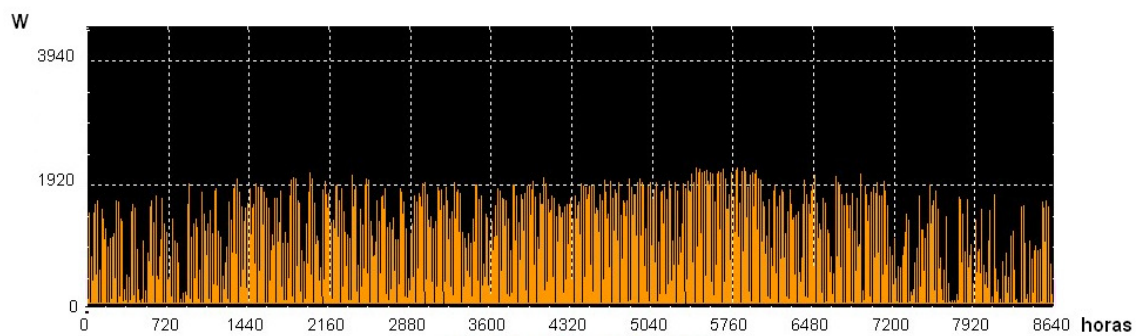


Figura A.23 Potência eléctrica solar, região Porto, configuração 2, 4 m²



Bragança



Lisboa

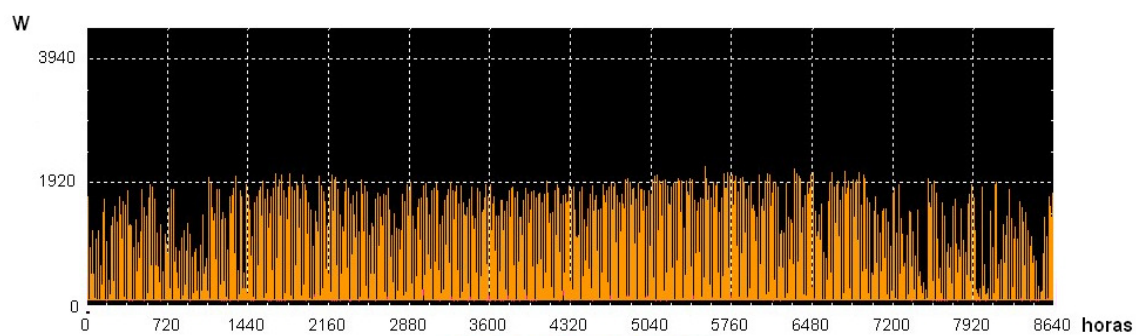


Figura A.28 Potência térmica solar, região Lisboa, configuração 2, 4 m²

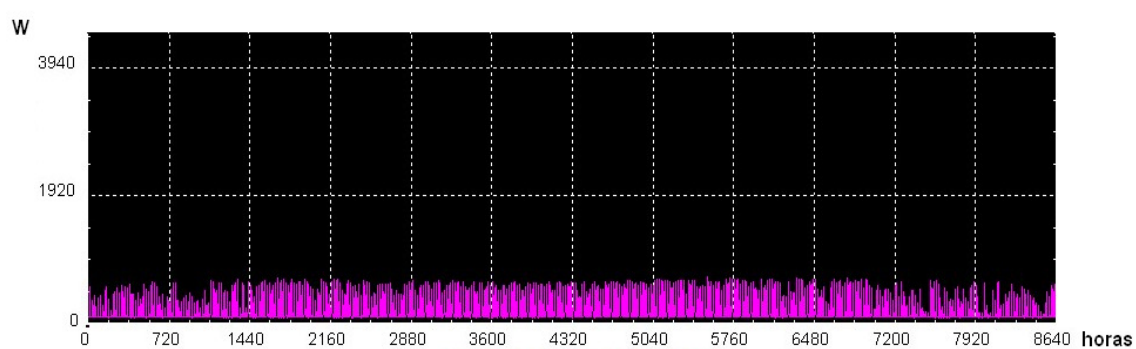


Figura A.29 Potência eléctrica solar, região Lisboa, configuração 2, 4 m²

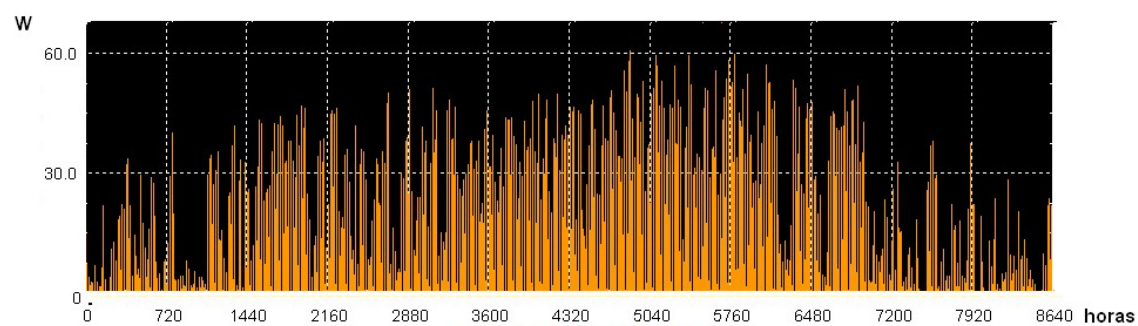


Figura A.30 Potência eléctrica do TEG, região Lisboa, configuração 2, 4 m²

Faro

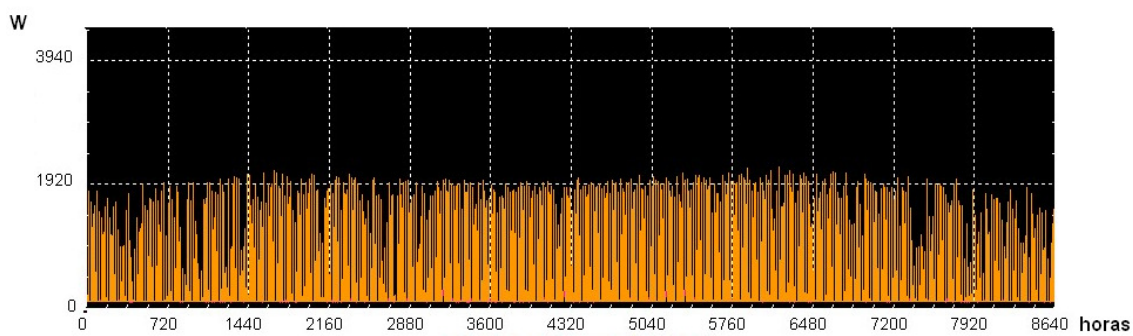


Figura A.31 Potência térmica solar, região Faro, configuração 2, 4 m²

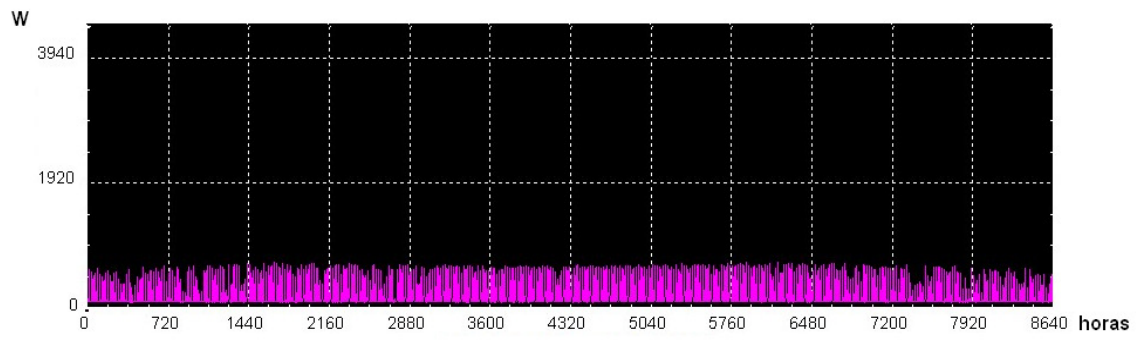


Figura A.32 Potência eléctrica solar, região Faro, configuração 2, 4 m²

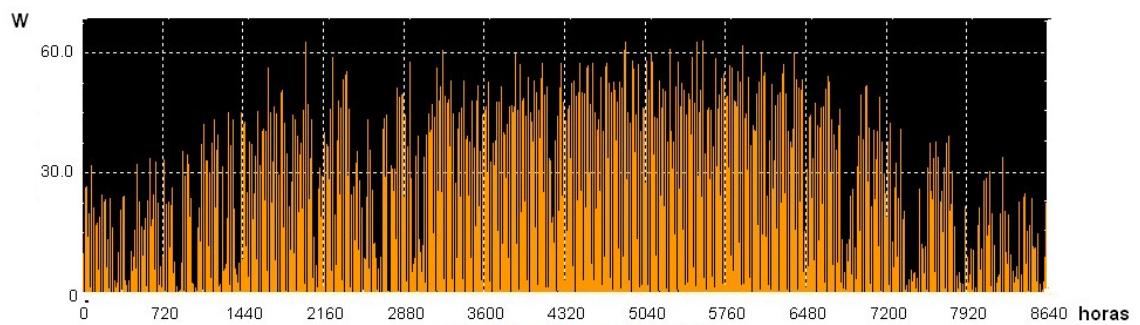


Figura A.33 Potência eléctrica do TEG, região Faro, configuração 2, 4 m²

Configuração 2, com 6 m² de área colectora

Porto

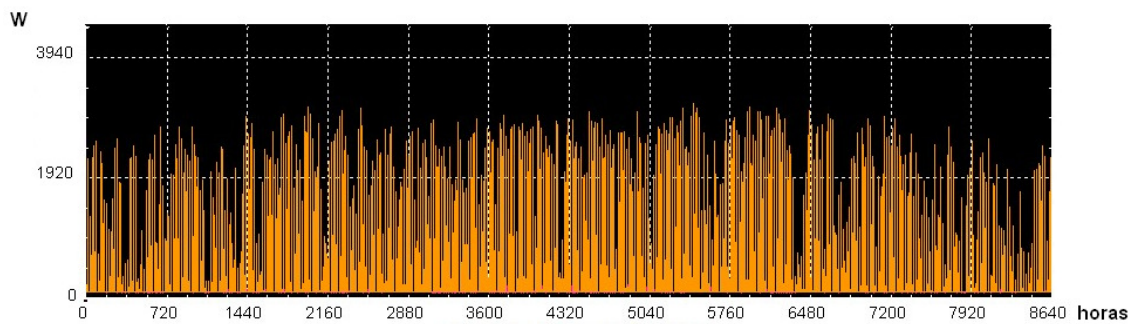


Figura A.34 Potência térmica solar, região Porto, configuração 2, 6 m²

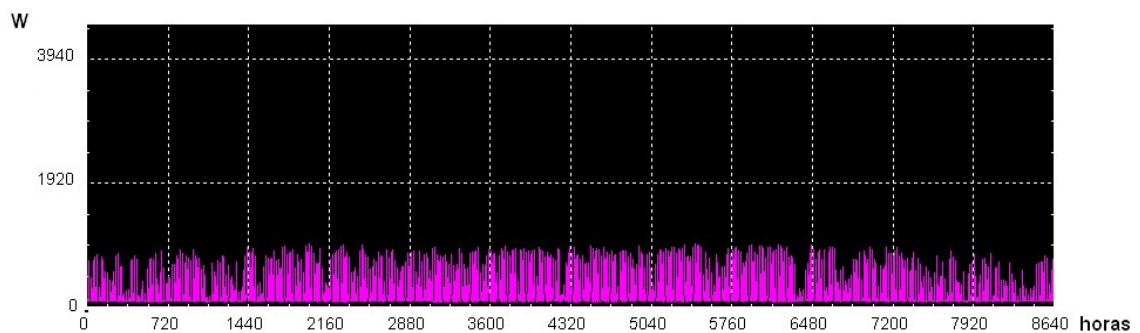


Figura A.35 Potência eléctrica solar, região Porto, configuração 2, 6 m²

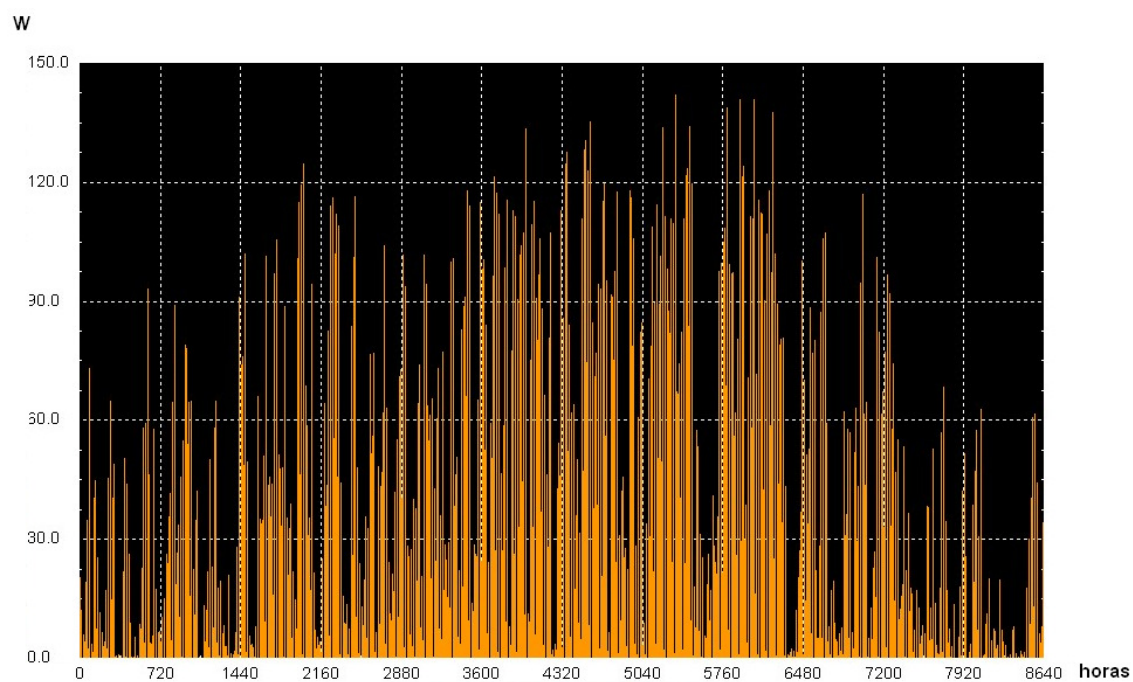


Figura A.36 Potência eléctrica do TEG, região Porto, configuração 2, 6 m²

Bragança

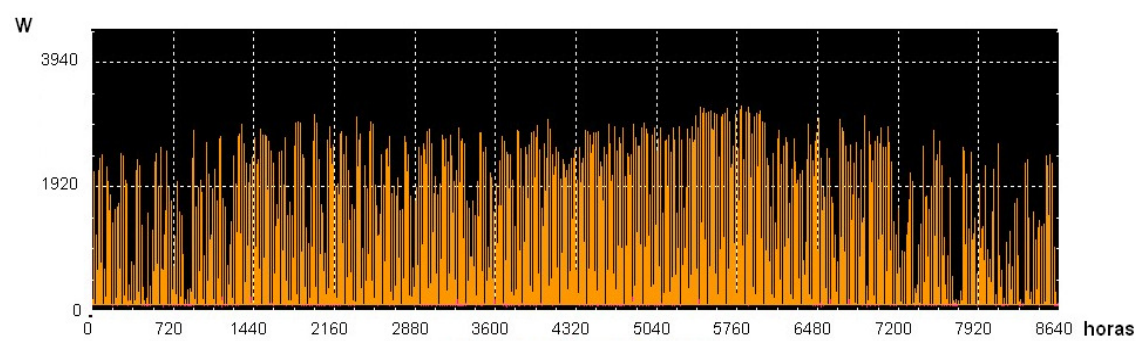


Figura A.37 Potência térmica solar, região Bragança, configuração 2, 6 m²

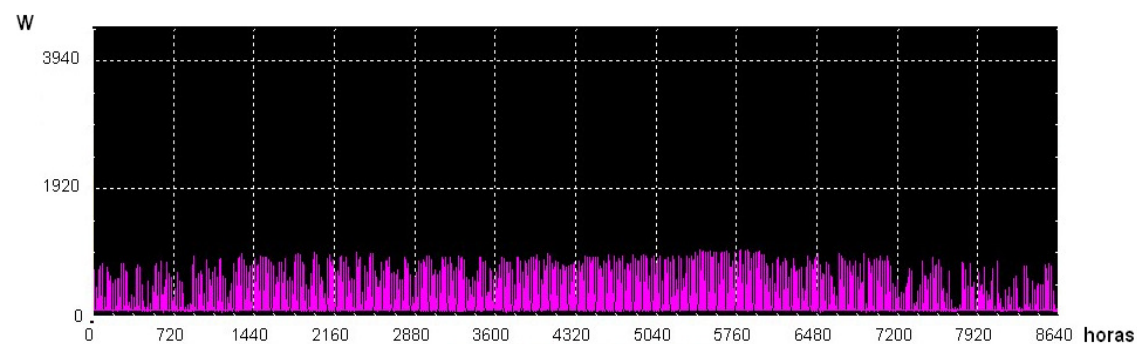


Figura A.38 Potência eléctrica solar, região Bragança, configuração 2, 6 m²

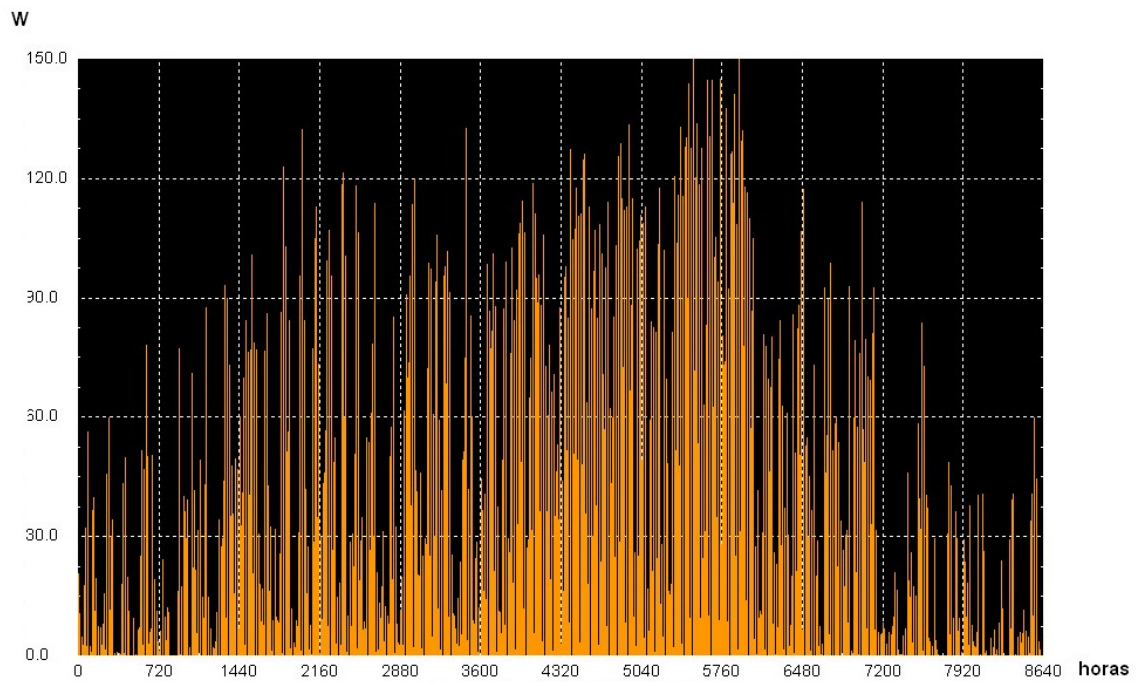


Figura A.39 Potência eléctrica do TEG, região Bragança, configuração 2, 6 m²

Lisboa

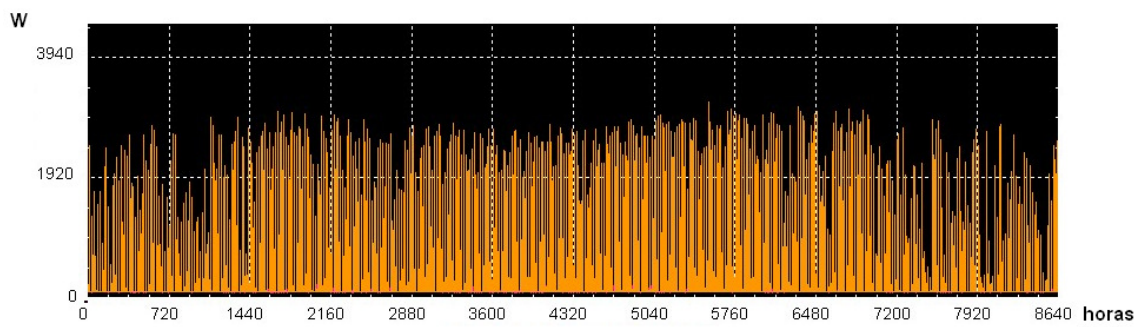


Figura A.40 Potência térmica solar, região Lisboa, configuração 2, 6 m²

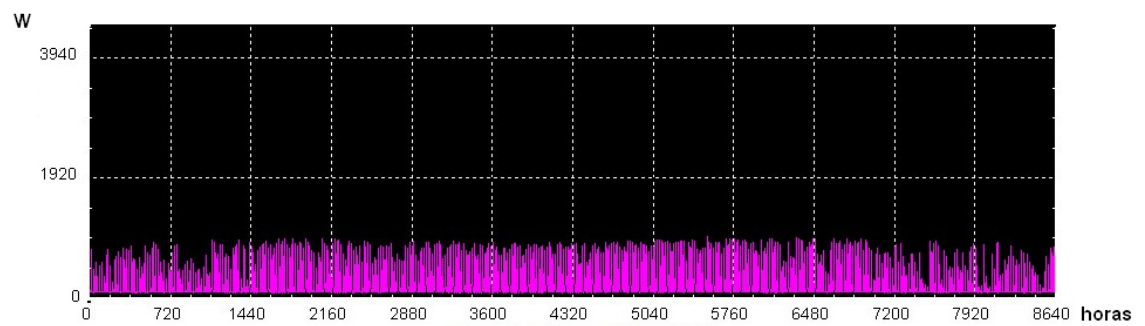


Figura A.41 Potência eléctrica solar, região Lisboa, configuração 2, 6 m²

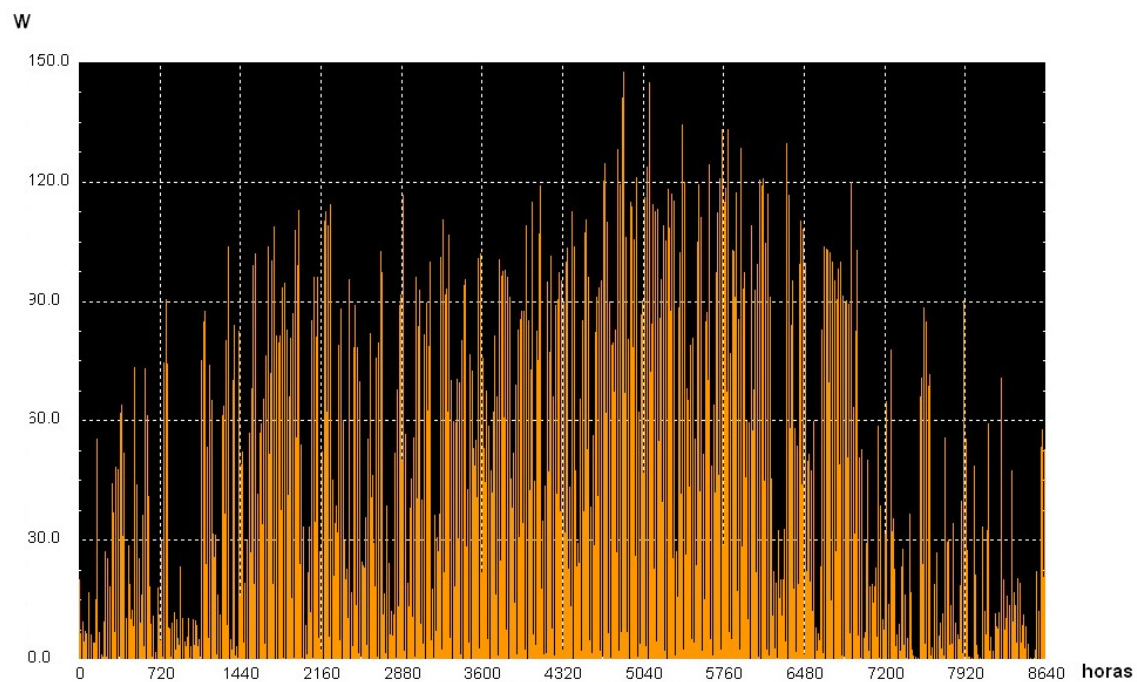


Figura A.42 Potência eléctrica do TEG, região Lisboa, configuração 2, 6 m^2

Faro

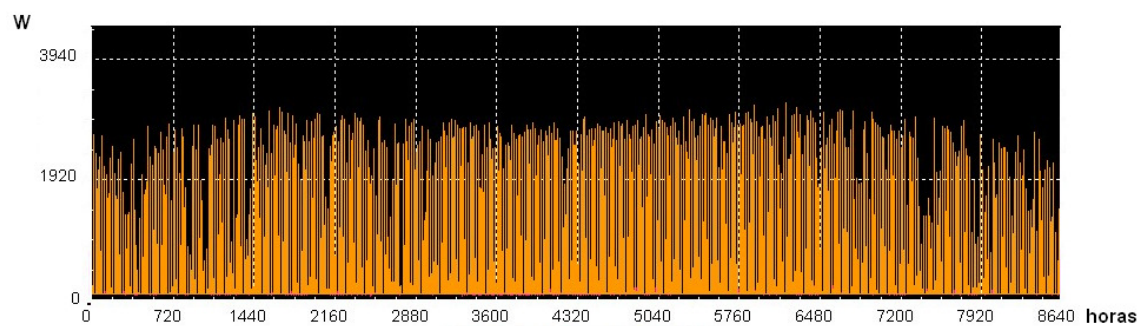


Figura A.43 Potência térmica solar, região Faro, configuração 2, 6 m^2

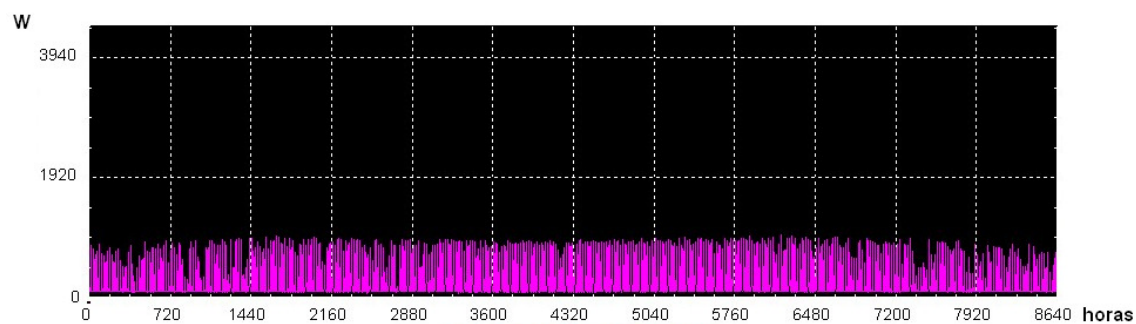


Figura A.44 Potência eléctrica solar, região Faro, configuração 2, 6 m^2

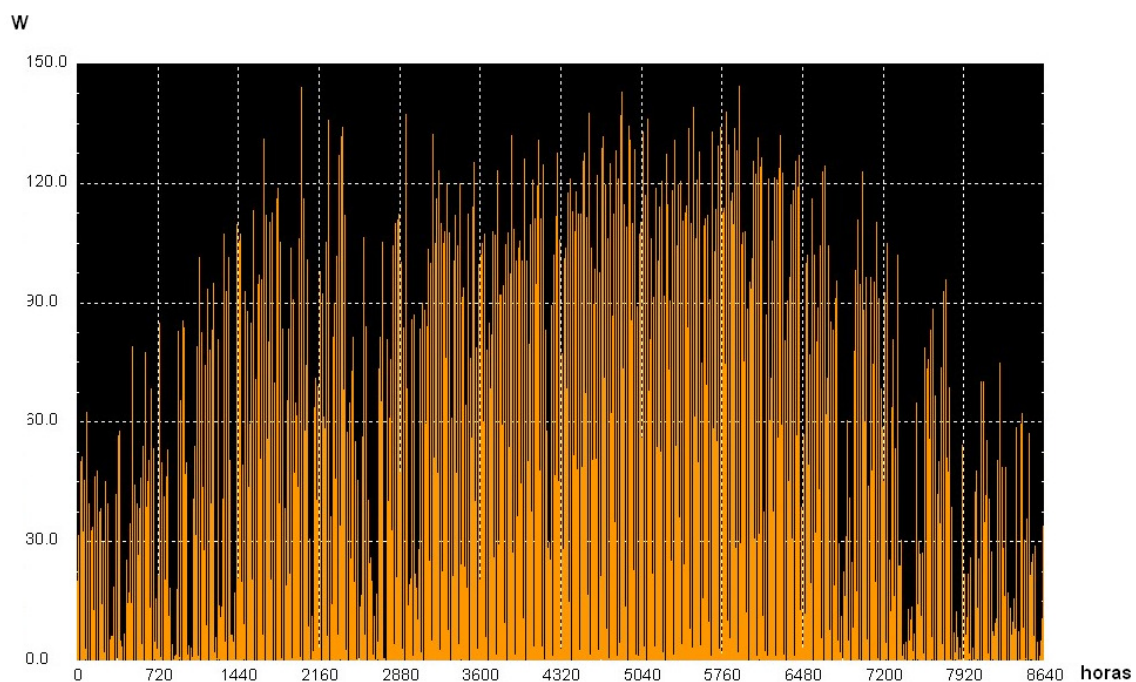


Figura A.45 Potência eléctrica do TEG, região Faro, configuração 2, 6 m²

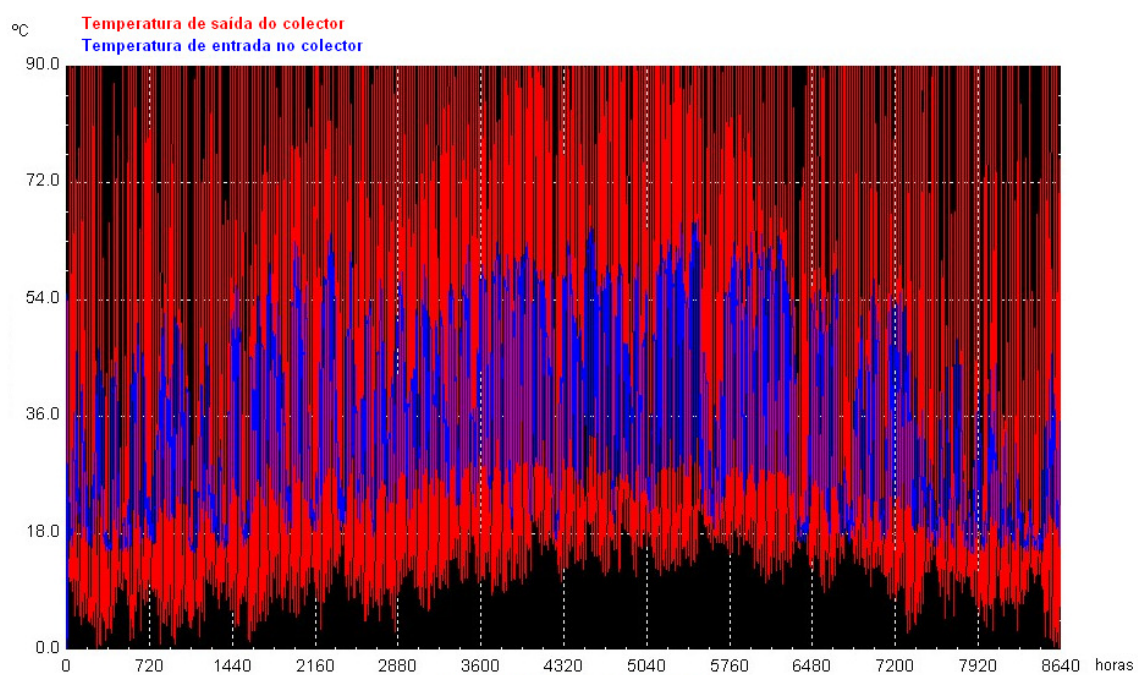


Figura A.46 Temperaturas de entrada e saída do colector, conf. sem TEG, região Porto