

O Embuste Solar Térmico?

Análise da performance de soluções predominantes do mercado

José Maria Paula Pinto Pereira da Cunha

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica
- Opção Energia Térmica –

Orientador: Professor Doutor Eduardo de Oliveira Fernandes

Co-orientador: Professor Doutor Nuno Domingues Mateus Pedroso Soares



FEUP

Porto, Junho de 2013

Resumo

Este trabalho teve como objetivo identificar as razões tecnológicas e técnico-económicas que fundamentam ou infirmam a impressão generalizada de que o solar térmico em Portugal não está a ter o desempenho que justifique a sua promoção, a ponto de se poder temer que se esteja perante um embuste quando, de facto, o solar térmico, em princípio, teria todas as razões para ser um sucesso em Portugal.

O estudo incidiu nas soluções mais correntes em Portugal, nomeadamente sistemas de termossifão e de circulação forçada, dotados de apoio dentro e fora do tanque de armazenamento solar, assegurado por resistência elétrica com armazenamento ou por esquentador a gás a jusante do armazenamento.

Os algoritmos para a análise energética foram desenvolvidos em EES (Engineering Equation Solver) seguido de uma análise económica. Com isto foi possível determinar as diferenças entre os casos de circulação forçada e de termossifão e também devidas ao apoio ser executado no interior ou no exterior do tanque de armazenamento.

Seguiu-se uma análise financeira das soluções mais correntes em Portugal e uma comparação com a situação na Grécia, que tem um mercado melhor estabelecido e com um historial mais extenso.

Este relatório identificou algumas irregularidades técnicas nos sistemas solares por termossifão, nomeadamente o uso de *backup* elétrico atuado no armazenamento, à revelia da boa técnica que dita o armazenamento independente da energia solar. Este erro técnico, agravado pelo uso de depósitos de acumulação expostos ao tempo, leva a que haja períodos do ano para os quais o gasto de energia elétrica com o sistema solar térmico possa superar o que se verificaria com um termoacumulador convencional.

Concluiu-se que o apoio a gás é em todo caso sempre preferível ao apoio elétrico, onde possa existir.

Concluiu-se ainda que o critério regulamentar de 1m^2 de coletor por habitante afigura-se excessivo, quer à luz das frações solares obtidas, quer da análise do proveito financeiro das soluções solares térmicas.

Abstract

This work investigated the technical and economic factors associated with the state-of-the-art of the solar thermal systems for domestic hot water in Portugal. The investigation addressed the general perception that the average performance of solar thermal installations as implemented in this country is unacceptably low and does not reflect the potential and interest of such systems neither does it justify the support given to their dissemination.

The study addressed the types of system most prevalent in the country, namely, flat plate collectors with electric or gas-based backup, having either segregated solar storage or with storage integrated with the backup.

The thermal performance of each system was modeled using algorithms developed in EES (Engineering Equation Solver) and the resulting performances and outputs were graphically compared. There followed an economic analysis based on current market prices for system components and energy forms. Finally, a comparative analysis with Greece, that has similar weather conditions but a more developed market, was conducted.

A significant technical shortcoming in current practice was identified, namely the use of electrical backup in the primary accumulation of thermo siphon systems. This entails energy losses in the winter, especially when added to outdoor storage, implying electrical consumptions that often exceed the consumption of a conventional electric water heating system.

A significant conclusion is that gas-based backup is preferable to electric backup where available, and that forced convection is generally preferable to natural convection (thermosiphon) systems.

The current mandatory requirement of one square meter of solar panel per inhabitant in new dwellings (RCCTE) is found to be excessive both in terms of the solar fraction obtained and in terms of economic optimization.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer especialmente ao professor Eduardo de Oliveira Fernandes pela oportunidade da sua orientação, ao professor Armando Oliveira pelo auxílio técnico e ao professor Nuno Soares pelo aconselhamento de gestão fornecido.

Queria também deixar uma palavra de apreço ao Eng. Hélio Gonçalves, da Servitis, bem como ao Eng. Harry Michalopoulos, da Sammler, pela atenção que me facultaram.

Gostaria também de aproveitar para agradecer ao meu pai e à minha mãe, pela formação que me deram e pela oportunidade de formação nesta academia de prestígio.

Índice de abreviaturas

- \dot{m} [kg/s] – Caudal mássico do fluido;
- \dot{Q} [W] – Potência de uma fonte;
- Pot [W] – Potência da fonte auxiliar;
- Rad [W/m²] - Intensidade de radiação incidente;
- T [°C] – Temperatura;
- H [m] - Altura de queda;
- L [m] - Comprimento;
- A [m²] – Área de superfície;
- V [m³] – Volume do objeto;
- Perdas [W/°C] – Coeficiente que caracteriza as perdas térmicas da acumulação, face à temperatura ambiente;
- K [W/(m².°C)] – Coeficiente de perdas térmicas do coletor;
- ν [m²/s] - Viscosidade cinemática do fluido;
- β [(m³/m³)/K] - Coeficiente de expansão volumétrica;
- ρ [kg /m³] – Massa volúmica do fluido;
- μ [kg/(m.s)] - Viscosidade dinâmica do fluido;
- λ [W/(m.K)] –Condutibilidade térmica
- cp [kJ/(kg.K)] – Calor específico do fluído a pressão constante;
- $\tau\alpha$ [] – Coeficiente de transmissão e absorção do coletor;
- Fr [] - Fator de remoção de calor do coletor
- F' [] - Fator de eficiência do coletor
- K_θ [] - Coeficiente de inclinação do coletor;
- Re [] - Número de Reynolds do escoamento;
- η [] - Rendimento
- Δ [] – Gradiente de uma propriedade escalar (T, H, L),

Índice de figuras

FIGURA 1-1 - PANFLETO DOS PRIMEIROS SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS COMERCIALIZADOS, DE [4].....	2
FIGURA 1-2 - PADRE MANUEL ANTÓNIO GOMES VIEIRA, DE [5].....	2
FIGURA 1-3 - "PIRELIÓFORO" APRESENTADO NA FEIRA DE ST. LOUIS, DE [5].....	3
FIGURA 1-4 - EVOLUÇÃO MUNDIAL DO CONSUMO ENERGÉTICO PRIMÁRIO, DE [6].....	3
FIGURA 1-5 - DIAGRAMA DE SANKEY DO FLUXO ENERGÉTICO DA NOSSA SOCIEDADE.....	4
FIGURA 1-6 - EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS ENERGÉTICOS GLOBAIS PER CAPITA, DE [9].....	5
FIGURA 1-7 - ESTIMATIVA DO BALANÇO ENERGÉTICO GLOBAL, DE [10].....	7
FIGURA 1-8 - EVOLUÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE CO ₂ ATMOSFÉRICA NO OBSERVATÓRIO DE MAUNA LOA, HAVAI, DE [11].....	7
FIGURA 1-9 - EVOLUÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂ DOS 9 PRINCIPAIS GRUPOS ECONÓMICOS, DE [12].....	8
FIGURA 1-10 - EVOLUÇÃO ESPERADA DA REDUÇÃO ANUAL DE CO ₂ EM MILHÕES DE TONELADAS POR ANO, DE [13].....	8
FIGURA 1-11 - EVOLUÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂ DOS PAÍSES DA ZONA EURO E DE PORTUGAL, DE [15].....	9
FIGURA 1-12 - EVOLUÇÃO ANUAL DOS CONSUMOS ENERGÉTICOS DA COMUNIDADE EUROPEIA, EM TERAWATT-HORA, DE [16].....	10
FIGURA 1-13 - PIE CHART DO CONSUMO ENERGÉTICO FINAL DA EU EM 2006, DE [13].....	10
FIGURA 1-14 - EVOLUÇÃO ESPERADA DA CONTRIBUIÇÃO DO SOLAR TÉRMICO NAS NECESSIDADES TÉRMICAS DE BAIXA TEMPERATURA DA EU, DE [13].....	11
FIGURA 1-15 - PIE CHART DO CONSUMO ENERGÉTICO FINAL POR SETORES EM 2009, EM PORTUGAL, DE [19].....	12
FIGURA 1-16 - PIE CHART DO CONSUMO ENERGÉTICO NO SETOR DOMÉSTICO EM PORTUGAL, DE [19].....	12
FIGURA 1-17 – REPRESENTAÇÃO DO NÚMERO DE ALOJAMENTOS QUE CONSOMEM OS DIVERSOS TIPOS DE ENERGIA, BEM COMO SUA PERCENTAGEM DO GLOBAL, DE [19].....	13
FIGURA 1-18 - SHARE DA CAPACIDADE SOLAR TÉRMICA MUNDIAL DE COLETORES JÁ INSTALADA, BEM COMO DA CAPACIDADE ANUAL INSTALADA EM 2011, DE [20].....	13
FIGURA 1-19 - SHARE MUNDIAL DOS COLETORES EM OPERAÇÃO E ANUALMENTE INSTALADOS, POR TIPO DE COLETOR, DE [20].....	14
FIGURA 1-20 - DISTRIBUIÇÃO MUNDIAL E EUROPEIA DE COLETORES EM OPERAÇÃO E INSTALADOS ANUALMENTE DO TIPO DE APLICAÇÃO DOS COLETORES COM COBERTURA, EM 2011, DE [20].....	14
FIGURA 1-21 - EVOLUÇÃO DO MERCADO SOLAR TÉRMICO EUROPEU, EM CAPACIDADE ANUAL INSTALADA [KWH], DE [21].....	15
FIGURA 1-22 - EVOLUÇÃO ANUAL DA CAPACIDADE INSTALADA DE NOVOS COLETORES EM PORTUGAL, [KWH].....	15
FIGURA 2-1 - ESQUEMA REPRESENTATIVO DA DECLINAÇÃO.....	17
FIGURA 2-2 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO EFEITO FOTOELÉTRICO, DE [23].....	18
FIGURA 2-3 - EXEMPLO DE UMA CLIMATIZAÇÃO PASSIVA NUMA HABITAÇÃO, DE [24].....	19
FIGURA 2-4 - REPRESENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE CONCENTRAÇÃO SOLAR DE 1 EIXO, DE [25].....	19
FIGURA 2-5 - REPRESENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE CONCENTRAÇÃO SOLAR DE 2 EIXOS, DE [25].....	20
FIGURA 2-6 - REPRESENTAÇÃO DE UMA TORRE SOLAR COMPOSTA POR HELIOSTATOS PLANOS, DE [25].....	20
FIGURA 2-7 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE UM COLETOR TIPO PLACA PLANA, DE [22].....	21
FIGURA 2-8 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE UM TUBO DE VÁCUO, DE [22].....	21
FIGURA 2-9 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DA SECÇÃO TRANSVERSAL DE UM TUBO DE UM COLETOR PARABÓLICO COMPOSTO, DE [22].....	22

FIGURA 2-10 - COMPARAÇÃO ENTRE UM COLETOR A ÁGUA E UM A AR, DE [22]	22
FIGURA 2-11 - ESQUEMA DE UM SISTEMA DE CIRCULAÇÃO FORÇADA	23
FIGURA 2-12 - ESQUEMA DE UM SISTEMA POR TERMOSSIFÃO	23
FIGURA 2-13 - ESQUEMA DE UMA MONTAGEM EM PARALELO	24
FIGURA 2-14 - ESQUEMA DE UMA MONTAGEM EM SÉRIE	25
FIGURA 2-15 - ESQUEMA DE UMA MONTAGEM EM PARALELO DE SÉRIES	25
FIGURA 2-16 - ESQUEMA DE UM SISTEMA DE AQUECIMENTO AMBIENTE DE UMA CASA, DE [25]	26
FIGURA 2-17 - ESQUEMA DE UM SISTEMA AQS E AQUECIMENTO AMBIENTE POR PISO RADIANTE, DE [25]	26
FIGURA 2-18 - ESQUEMA DE UM CICLO GENÉRICO DE ABSORÇÃO/ADSORÇÃO	27
FIGURA 2-19 - ESQUEMA DE UM CICLO DE REFRIGERAÇÃO POR EJEÇÃO	28
FIGURA 2-20 - CARTA SOLAR CILÍNDRICA, DE [29]	31
FIGURA 2-21 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA NA ESFERA CELESTE DO MOVIMENTO DIURNO DE UM ASTRO NO HEMISFÉRIO NORTE, DE [30]	31
FIGURA 2-22 - EVOLUÇÃO DO COEFICIENTE DE TRANSMISSÃO, COM O ÂNGULO DE INCIDÊNCIA, DE [29]	35
FIGURA 2-23 - ESQUEMA DE UM PERMUTADOR DE CALOR NUM DEPÓSITO	36
FIGURA 2-24 - ESQUEMA SIMPLISTA DOS FENÓMENOS DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR ENTRE A PAREDE DO DEPÓSITO E O EXTERIOR... 37	37
FIGURA 2-25 - ESQUEMA DA DISPOSIÇÃO DOS COMPONENTES DO DEPÓSITO PARA A CIRCULAÇÃO FORÇADA	38
FIGURA 2-26 - ESQUEMA DA DISPOSIÇÃO DOS COMPONENTES DO DEPÓSITO PARA O TERMOSSIFÃO	38
FIGURA 2-27 - ESQUEMA DE UM SISTEMA DE TRANSFERÊNCIA DIRETA DE CALOR NUM DEPÓSITO, DE [36]	38
FIGURA 2-28 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO MODELO ENERGÉTICO 1	39
FIGURA 2-29 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO MODELO ENERGÉTICO 2	40
FIGURA 2-30 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO MODELO ENERGÉTICO 1 DO TERMOSSIFÃO	42
FIGURA 2-31 - REPRESENTAÇÃO EM CORTE DE UM SISTEMA DE TERMOSSIFÃO	42
FIGURA 2-32 - ESQUEMA ENERGÉTICO DOS NÓS DO TOPO	47
FIGURA 2-33 - ESQUEMA ENERGÉTICO DOS NÓS DA PARTE SUPERIOR	47
FIGURA 2-34 - ESQUEMA ENERGÉTICO DOS NÓS DA PARTE INFERIOR	47
FIGURA 2-35 - ESQUEMA ENERGÉTICO DOS NÓS DA BASE	47
FIGURA 3-1 - REPRESENTAÇÃO TABELAR DA VARIAÇÃO DA RADIAÇÃO INCIDENTE NO PORTO [KWH/M ²], DE [41]	52
FIGURA 3-2 - ESQUEMA DE ESTRATIFICAÇÃO DE UM DEPÓSITO VERTICAL	67
FIGURA 3-3 - ESQUEMA DA ESTRATIFICAÇÃO NUM DEPÓSITO HORIZONTAL	67
FIGURA 4-1 - REPRESENTAÇÃO GEOGRÁFICA DOS PAÍSES, DE [42]	69
FIGURA 4-2 - REPRESENTAÇÃO DE UM COLETOR WARM SUN FKC, DE [43]	70
FIGURA 5-1 - REPRESENTAÇÃO GEOGRÁFICA DA GRÉCIA	89
FIGURA 5-2 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DOS DEPÓSITOS FCS E TS, DE [51]	92
FIGURA 5-3 - REPRESENTAÇÃO DO COLETOR ALTER 2004, DE [51]	93

Índice de gráficos

GRÁFICO 2-1 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO CONSUMO DE REFERÊNCIA	33
GRÁFICO 2-2 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO CONSUMO MAJORANTE	33
GRÁFICO 2-3 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO CONSUMO DESPREZANTE	34
GRÁFICO 3-1 - REPRESENTAÇÃO DA ENERGIA OBTIDA COM A VARIAÇÃO DO ÂNGULO DE INCLINAÇÃO	51
GRÁFICO 3-2 - VARIAÇÃO ANUAL DA INTENSIDADE DE RADIAÇÃO COM O ÂNGULO DE INCLINAÇÃO	52
GRÁFICO 3-3 - VARIAÇÃO ANUAL DA INTENSIDADE DE RADIAÇÃO COM A ORIENTAÇÃO DA SUPERFÍCIE	53
GRÁFICO 3-4 - REPRESENTAÇÃO DA VARIAÇÃO DIÁRIA DO ÂNGULO DE INCIDÊNCIA POR ESTAÇÃO DO ANO	53
GRÁFICO 3-5 - EVOLUÇÃO ANUAL DA CONTRIBUIÇÃO SOLAR PARA UM CONSUMO DE REFERÊNCIA	54
GRÁFICO 3-6 - EVOLUÇÃO ANUAL DA CONTRIBUIÇÃO SOLAR PARA UM CONSUMO MAJORANTE	54
GRÁFICO 3-7 - EVOLUÇÃO ANUAL DA CONTRIBUIÇÃO SOLAR PARA UM CONSUMO PESSIMISTA	55
GRÁFICO 3-8 - REPRESENTAÇÃO DA ENERGIA ÚTIL ANUAL OBTIDA PER CAPITA, DA FONTE SOLAR	55
GRÁFICO 3-9 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DA TEMPERATURA NO DEPÓSITO COM AUXÍLIO ELÉTRICO NO VERÃO	57
GRÁFICO 3-10 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DA TEMPERATURA NO DEPÓSITO COM AUXÍLIO ELÉTRICO NO INVERNO	57
GRÁFICO 3-11 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DA TEMPERATURA NO DEPÓSITO SEM AUXÍLIO ELÉTRICO NO VERÃO	58
GRÁFICO 3-12 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DA TEMPERATURA NO DEPÓSITO SEM AUXÍLIO ELÉTRICO NO INVERNO	58
GRÁFICO 3-13 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DO RENDIMENTO TÉRMICO DO COLETOR COM AUXÍLIO ELÉTRICO	59
GRÁFICO 3-14 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DO RENDIMENTO TÉRMICO DO COLETOR SEM AUXÍLIO ELÉTRICO	59
GRÁFICO 3-15 - EVOLUÇÃO ANUAL DA CONTRIBUIÇÃO SOLAR PARA UM CONSUMO DE REFERÊNCIA NO TERMOSSIFÃO	60
GRÁFICO 3-16 - EVOLUÇÃO ANUAL DA CONTRIBUIÇÃO SOLAR PARA UM CONSUMO MAJORANTE NO TERMOSSIFÃO	60
GRÁFICO 3-17 - EVOLUÇÃO ANUAL DA CONTRIBUIÇÃO SOLAR PARA UM CONSUMO PESSIMISTA NO TERMOSSIFÃO	61
GRÁFICO 3-18 - ENERGIA ÚTIL ANUAL OBTIDA PER CAPITA, DA FONTE SOLAR NO TERMOSSIFÃO	61
GRÁFICO 3-19 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DA TEMPERATURA NO DEPÓSITO COM AUXÍLIO ELÉTRICO NO TERMOSSIFÃO NO VERÃO	63
GRÁFICO 3-20 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DA TEMPERATURA NO DEPÓSITO COM AUXÍLIO ELÉTRICO NO TERMOSSIFÃO NO INVERNO	63
GRÁFICO 3-21 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DA TEMPERATURA NO DEPÓSITO SEM AUXÍLIO ELÉTRICO NO TERMOSSIFÃO NO VERÃO	64
GRÁFICO 3-22 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DA TEMPERATURA NO DEPÓSITO SEM AUXÍLIO ELÉTRICO NO TERMOSSIFÃO NO INVERNO	64
GRÁFICO 3-23 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DO RENDIMENTO TÉRMICO DO COLETOR COM AUXÍLIO ELÉTRICO NO TERMOSSIFÃO	65
GRÁFICO 3-24 - EVOLUÇÃO DIÁRIA DO RENDIMENTO TÉRMICO DO COLETOR SEM AUXÍLIO ELÉTRICO NO TERMOSSIFÃO	65
GRÁFICO 4-1 - COMPARAÇÃO DE TERMOACUMULADORES PARA O AGREGADO T2	72
GRÁFICO 4-2 - COMPARAÇÃO DE TERMOACUMULADORES PARA O AGREGADO T3	73
GRÁFICO 4-3 - COMPARAÇÃO DE TERMOACUMULADORES PARA O AGREGADO T5	73
GRÁFICO 4-4 - REPRESENTAÇÃO DO EXCEDENTE, COM A VARIAÇÃO DA ÁREA DE COLETORES, COM O USO DO GÁS DE GARRAFA	75
GRÁFICO 4-5 - REPRESENTAÇÃO DO EXCEDENTE, COM A VARIAÇÃO DA ÁREA DE COLETORES, COM O USO DO GÁS DE REDE	76
GRÁFICO 4-6 - REPRESENTAÇÃO DO EXCEDENTE, COM A VARIAÇÃO DA ÁREA DE COLETORES, COM O USO DO GÁS DE GARRAFA NO TERMOSSIFÃO	77
GRÁFICO 4-7 - REPRESENTAÇÃO DO EXCEDENTE, COM A VARIAÇÃO DA ÁREA DE COLETORES, COM O USO DO GÁS DE REDE NO TERMOSSIFÃO	77

GRÁFICO 4-8 - REPRESENTAÇÃO DO RETORNO FINANCEIRO COM A VARIAÇÃO DA ÁREA COLETORA PARA CADA CASO E AGREGADO, BASEADO NOS PREÇOS DO GÁS DE GARRAFA	81
GRÁFICO 4-9 - REPRESENTAÇÃO DO RETORNO FINANCEIRO COM A VARIAÇÃO DA ÁREA COLETORA PARA CADA CASO E AGREGADO, BASEADO NOS PREÇOS DO GÁS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	82
GRÁFICO 4-10 - REPRESENTAÇÃO DO RETORNO FINANCEIRO COM A VARIAÇÃO DA ÁREA COLETORA PARA CADA CASO E AGREGADO, BASEADO NOS PREÇOS DO GÁS DE GARRAFA, PARA O TERMOSSIFÃO	83
GRÁFICO 4-11 - REPRESENTAÇÃO DO RETORNO MÉDIO ESPERADO, VARIANDO O CUSTO INICIAL DAS SOLUÇÕES FORÇADAS	84
GRÁFICO 4-12 - REPRESENTAÇÃO DO RETORNO MÉDIO ESPERADO, VARIANDO O CUSTO INICIAL DAS SOLUÇÕES EM TERMOSSIFÃO	84
GRÁFICO 4-13 - REPRESENTAÇÃO DO RETORNO MÉDIO ESPERADO NA SOLUÇÃO FORÇADA, VARIANDO AS TARIFAS ENERGÉTICAS	85
GRÁFICO 4-14 - REPRESENTAÇÃO DO RETORNO MÉDIO ESPERADO NA SOLUÇÃO EM TERMOSSIFÃO, VARIANDO AS TARIFAS ENERGÉTICAS	86
GRÁFICO 4-15 - REPRESENTAÇÃO DO RETORNO MÉDIO ESPERADO NA SOLUÇÃO FORÇADA, VARIANDO A TAXA DE JURO	86
GRÁFICO 4-16 - REPRESENTAÇÃO DO RETORNO MÉDIO ESPERADO NA SOLUÇÃO EM TERMOSSIFÃO, VARIANDO A TAXA DE JURO	87
GRÁFICO 4-17 - REPRESENTAÇÃO DO CUSTO POR M^2 COM SISTEMAS FORÇADOS, VARIANDO A ÁREA DE COLETORES, POR AGREGADO	88
GRÁFICO 4-18 - REPRESENTAÇÃO DO CUSTO POR M^2 COM SISTEMAS POR TERMOSSIFÃO, VARIANDO A ÁREA DE COLETORES, POR AGREGADO	88
GRÁFICO 5-1 – REPRESENTAÇÃO DA COMPARAÇÃO DO EXCEDENTE ENERGÉTICO ESPERADO DOS SISTEMAS FORÇADOS AUXILIADOS ELETRICAMENTE	98
GRÁFICO 5-2 - REPRESENTAÇÃO DA COMPARAÇÃO DO EXCEDENTE ENERGÉTICO ESPERADO DOS SISTEMAS FORÇADOS AUXILIADOS A ESQUENTADOR	99
GRÁFICO 5-3 - REPRESENTAÇÃO DA COMPARAÇÃO DO EXCEDENTE ENERGÉTICO ESPERADO DOS SISTEMAS POR TERMOSSIFÃO AUXILIADOS ELETRICAMENTE	99
GRÁFICO 5-4 - REPRESENTAÇÃO DA COMPARAÇÃO DO EXCEDENTE ENERGÉTICO ESPERADO DOS SISTEMAS POR TERMOSSIFÃO AUXILIADOS A ESQUENTADOR	100
GRÁFICO 5-5 – REPRESENTAÇÃO DA COMPARAÇÃO DO RETORNO ESPERADO DOS SISTEMAS FORÇADOS AUXILIADOS ELETRICAMENTE	100
GRÁFICO 5-6 - REPRESENTAÇÃO DA COMPARAÇÃO DO RETORNO ESPERADO DOS SISTEMAS FORÇADOS AUXILIADOS COM ESQUENTADOR	101
GRÁFICO 5-7 - REPRESENTAÇÃO DA COMPARAÇÃO DO RETORNO ESPERADO DOS SISTEMAS POR TERMOSSIFÃO AUXILIADOS COM ESQUENTADOR.....	101
GRÁFICO 5-8 - REPRESENTAÇÃO DA EVOLUÇÃO DA DIFERENÇA DO PREÇO POR M^2 COM Nº DE COLETORES DOS SISTEMAS FORÇADOS.....	102
GRÁFICO 5-9 - REPRESENTAÇÃO DA EVOLUÇÃO DA DIFERENÇA DO PREÇO POR M^2 COM Nº DE COLETORES DOS SISTEMAS POR TERMOSSIFÃO	102

Índice de tabelas

TABELA 2-1 - REPRESENTAÇÃO DO VOLUME DO DEPÓSITO CONSOANTE O AGREGADO	36
TABELA 2-2 - REPRESENTAÇÃO DAS DIMENSÕES DA ACUMULAÇÃO	39
TABELA 2-3 – VALORES UTILIZADOS PARA A POTÊNCIA DA FONTE AUXILIAR	44
TABELA 4-1 - REPRESENTAÇÃO DAS PROPRIEDADES DO COLETOR ESCOLHIDO	70
TABELA 4-2 - ESCOLHA DO DEPÓSITO VULCANO A UTILIZAR NA SOLUÇÃO FORÇADA	71
TABELA 4-3 - ESCOLHA DO DEPÓSITO VULCANO A UTILIZAR NA SOLUÇÃO EM TERMOSSIFÃO	72
TABELA 4-4 - REPRESENTAÇÃO DAS CARATERÍSTICAS DOS TERMOACUMULADORES	73
TABELA 4-5 - REPRESENTAÇÃO DAS CARATERÍSTICAS RELEVANTES DO ESQUENTADOR	74
TABELA 4-6 - REPRESENTAÇÃO DOS PREÇOS ATUALIZADOS DO GPL	74
TABELA 4-7 - REPRESENTAÇÃO DOS VALORES TARIFÁRIOS DAS FONTES DE ENERGIA EM QUESTÃO	75
TABELA 4-8 - REPRESENTAÇÃO DOS CUSTOS [€] REFERENTES À SOLUÇÃO SOLAR TÉRMICA POR AGREGADO	79
TABELA 4-9 - REPRESENTAÇÃO DOS CUSTOS [€] REFERENTES À SOLUÇÃO SOLAR TÉRMICA POR TERMOSSIFÃO, POR AGREGADO	80
TABELA 4-10 – CUSTOS [€] DA INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS CONVENCIONAIS	81
TABELA 5-1 - REPRESENTAÇÃO DA COMPARAÇÃO DOS VALORES DE RADIAÇÃO ENTRE A GRÉCIA E PORTUGAL	90
TABELA 5-2 - REPRESENTAÇÃO DA COMPARAÇÃO DOS VALORES DE TEMPERATURA ENTRE A GRÉCIA E PORTUGAL	90
TABELA 5-3 - REPRESENTAÇÃO DAS PROPRIEDADES DO COLETOR ESCOLHIDO	91
TABELA 5-4 - ESCOLHA DO DEPÓSITO A UTILIZAR	92
TABELA 5-5 - ESCOLHA DO DEPÓSITO A UTILIZAR	93
TABELA 5-6 - REPRESENTAÇÃO DA DIFERENÇA DOS GANHOS SOLARES ANUAIS, POR M ² DE COLETOR, NA SOLUÇÃO FORÇADA	94
TABELA 5-7 - REPRESENTAÇÃO DA DIFERENÇA DOS GANHOS SOLARES ANUAIS, POR M ² DE COLETOR, NA SOLUÇÃO POR TERMOSSIFÃO	94
TABELA 5-8 - REPRESENTAÇÃO DA DIFERENÇA NOS GASTOS ENERGÉTICOS ANUAIS ENTRE OS DOIS PAÍSES NA SOLUÇÃO FORÇADA	95
TABELA 5-9 - REPRESENTAÇÃO DA DIFERENÇA NOS GASTOS ENERGÉTICOS ANUAIS ENTRE OS DOIS PAÍSES NA SOLUÇÃO POR TERMOSSIFÃO	95
TABELA 5-10 - REPRESENTAÇÃO DOS CUSTOS ASSOCIADOS AOS SISTEMAS FORÇADOS DO CASO GREGO	96
TABELA 5-11 - REPRESENTAÇÃO DOS CUSTOS ASSOCIADOS AOS SISTEMAS POR TERMOSSIFÃO DO CASO GREGO	97
TABELA 5-12 - REPRESENTAÇÃO DO PREÇO MÉDIO DO GPL DE GARRAFA GREGO.....	97
TABELA 5-13 - REPRESENTAÇÃO DAS TARIFAS ENERGÉTICAS DE AMBOS OS PAÍSES	98
TABELA 8-1 - DADOS DA RADIAÇÃO DIRETA E DIFUSA EM SUPERFÍCIE HORIZONTAL NO PORTO [W/M ²]	111
TABELA 8-2 - REPRESENTAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DIÁRIA DO ÂNGULO DE INCIDÊNCIA [°].....	112
TABELA 8-3 – REPRESENTAÇÃO DIÁRIA DA RADIAÇÃO INCIDENTE NUMA SUPERFÍCIE COM INCLINAÇÃO IGUAL À LATITUDE [W/M ²]..	112
TABELA 8-4 – REPRESENTAÇÃO DA VARIAÇÃO DIÁRIA DA TEMPERATURA [°C]	113
TABELA 8-5 - DADOS DA RADIAÇÃO DIRETA E DIFUSA EM SUPERFÍCIE HORIZONTAL DE PORTUGAL [W/M ²].....	114
TABELA 8-6 - REPRESENTAÇÃO DA VARIAÇÃO DIÁRIA DA RADIAÇÃO, PARA UM ÂNGULO DE INCLINAÇÃO DE 40º EM PORTUGAL, CONSOANTE A ESTAÇÃO DO ANO [W/M ²]	115
TABELA 8-7 - DADOS DE TEMPERATURA AMBIENTE DE PORTUGAL [°C].....	116

TABELA 8-8 - DADOS DA RADIAÇÃO DIRETA E DIFUSA EM SUPERFÍCIE HORIZONTAL DA GRÉCIA [W/m^2]	117
TABELA 8-9 - REPRESENTAÇÃO DA VARIAÇÃO DIÁRIA DA RADIAÇÃO, PARA UM ÂNGULO DE INCLINAÇÃO DE 40° NA GRÉCIA, CONSOANTE A ESTAÇÃO DO ANO [W/m^2]	118
TABELA 8-10 - DADOS DE TEMPERATURA AMBIENTE NA GRÉCIA [$^{\circ}C$]	119
TABELA 8-11 - REPRESENTAÇÃO DA RAZÃO DE CONCENTRAÇÃO PARA CADA TIPO DE CONCENTRADOR, BEM COMO A TEMPERATURA MÁXIMA OBTIDA, DE [26]	120

Índice de equações

EQUAÇÃO 2-1 - CÁLCULO DA DECLINAÇÃO	30
EQUAÇÃO 2-2 - CONVERSÃO TEMPO EM ARCO	30
EQUAÇÃO 2-3 - CÁLCULO DA ALTURA SOLAR FUNÇÃO DAS COORDENADAS HORÁRIAS	30
EQUAÇÃO 2-4 - CÁLCULO DO AZIMUTE SOLAR FUNÇÃO DAS COORDENADAS HORÁRIAS	30
EQUAÇÃO 2-5 - CÁLCULO DO ÂNGULO DE INCIDÊNCIA PARA UMA DADA INCLINAÇÃO DE SUPERFÍCIE, AZIMUTADA A SUL	31
EQUAÇÃO 2-6 - CÁLCULO DA INTENSIDADE DE RADIAÇÃO NA SUPERFÍCIE INSOLADA, PELAS COMPONENTES DIRETA E DIFUSA	32
EQUAÇÃO 2-7 - CÁLCULO DO RENDIMENTO TÉRMICO DO COLETOR, BASEADO NA TEMPERATURA DE ENTRADA DO FLUIDO ...	35
EQUAÇÃO 2-8 - CÁLCULO DO FATOR DE REMOÇÃO DE CALOR	35
EQUAÇÃO 2-9 - CÁLCULO DA RESISTÊNCIA TÉRMICA ENTRE O FLUIDO NO INTERIOR DO DEPÓSITO E O EXTERIOR, DESPREZANDO A RESISTÊNCIA INTERIOR DO DEPÓSITO	37
EQUAÇÃO 2-10 - BALANÇO ENERGÉTICO DO DEPÓSITO	40
EQUAÇÃO 2-11 - RELAÇÃO DE CAUDAIS, DADA A IGUALDADE DE CALORES ESPECÍFICOS	40
EQUAÇÃO 2-12 - EQUAÇÃO CARACTERÍSTICA DO PROBLEMA	40
EQUAÇÃO 2-13- EXPRESSÃO CARACTERÍSTICA DO PROBLEMA 2, SE $T_{\text{DEPÓSITO}} < T_{\text{CONSUMO}}$	41
EQUAÇÃO 2-14- EXPRESSÃO CARACTERÍSTICA DO PROBLEMA 2, SE $T_{\text{DEPÓSITO}} > T_{\text{CONSUMO}}$	41
EQUAÇÃO 2-15 – EQUILÍBRIO DE PRESSÕES DO TERMOSSIFÃO	42
EQUAÇÃO 2-16 - CÁLCULO DO DIFERENCIAL DE PRESSÕES GERADO PELO GRADIENTE TÉRMICO	42
EQUAÇÃO 2-17 - CÁLCULO DA PERDA DE CARGA TOTAL DO SISTEMA TERMOSSIFÃO	43
EQUAÇÃO 2-18 - CÁLCULO DO GRADIENTE TÉRMICO BASEADO NA RADIAÇÃO E NO CAUDAL	43
EQUAÇÃO 2-19 - CÁLCULO DO CAUDAL CIRCULANTE NO COLETOR	43
EQUAÇÃO 2-20 - CÁLCULO DA TEMPERATURA À SAÍDA DO COLETOR	44
EQUAÇÃO 2-21 - CÁLCULO DA POTÊNCIA SOLAR DO TERMOSSIFÃO	44
EQUAÇÃO 2-22 - EQUAÇÃO CARACTERÍSTICA MODIFICADA	45
EQUAÇÃO 2-23 - MÉTODO DE ITERAÇÃO TEMPORAL DE CRANK-NICHOLSON	45
EQUAÇÃO 2-24 - EQUAÇÃO CARACTERÍSTICA MODIFICADA 2	45
EQUAÇÃO 2-25 - MÉTODO DE ITERAÇÃO TEMPORAL DE CRANK-NICHOLSON 2	46
EQUAÇÃO 2-26 - MÉTODO DE ITERAÇÃO TEMPORAL DE CRANK-NICHOLSON NO TERMOSSIFÃO DO CASO 1	46
EQUAÇÃO 2-27 - MÉTODO DE ITERAÇÃO TEMPORAL DE CRANK-NICHOLSON NO TERMOSSIFÃO DO CASO 2	46
EQUAÇÃO 2-28 - CÁLCULO DA ESTRATIFICAÇÃO DA PARTE SUPERIOR	48
EQUAÇÃO 2-29 - CÁLCULO DA ESTRATIFICAÇÃO DA PARTE INFERIOR	48
EQUAÇÃO 2-30 - CÁLCULO DA ESTRATIFICAÇÃO DA PARTE SUPERIOR NO TERMOSSIFÃO DO CASO 1	49
EQUAÇÃO 2-31 - CÁLCULO DA ESTRATIFICAÇÃO DA PARTE INFERIOR NO TERMOSSIFÃO DO CASO 2	49
EQUAÇÃO 4-1 - CÁLCULO DA ANUIDADE, BASEADA NO MONTANTE DO EMPRÉSTIMO, NA TAXA DE JURO E NO NÚMERO DE PERÍODOS DE CAPITALIZAÇÃO	7
EQUAÇÃO 4-2 - CÁLCULO DO PERÍODO DE RETORNO FINANCEIRO	81

Índice

1	Introdução	1
1.1	Perspetiva Histórica.....	1
1.1.1	Caso português.....	2
1.2	Perspetiva energética	3
1.3	Perspetiva Ambiental.....	5
1.3.1	O desenvolvimento da sociedade	5
1.3.2	O aquecimento global	6
1.4	Perspetiva Política.....	8
1.4.1	Caso europeu.....	9
1.4.2	Caso português.....	11
1.5	Perspetiva Económica.....	13
1.5.1	...Mundial	13
1.5.2	...Europeia	14
1.5.3	Caso português.....	15
2	Estado da arte.....	17
2.1	O recurso Solar	17
2.2	Tipos de aproveitamento	18
2.2.1	Solar fotovoltaico.....	18
2.2.2	Solar térmico	18
2.3	Soluções Dominantes.....	22
2.3.1	Quanto à forma de circulação	22
2.3.2	Quanto à transferência.....	23
2.3.3	Quanto á rede de fluido.....	24
2.3.4	Por setor.....	25
2.4	Considerações tomadas.....	29
2.4.1	Parâmetros naturais	30
2.4.2	Parâmetros do consumo	32
2.4.3	Parâmetros tecnológicos.....	34
2.4.4	Procedimento de cálculo	39
3	O potencial	51
3.1	Dados utilizados	51
3.2	Resultados obtidos	54

3.2.1	Sistema forçado	54
3.2.2	Sistema em termossifão	60
3.3	Conclusões	66
3.3.1	Com esquentador	66
3.3.2	Com auxílio elétrico	66
4	O caso Português	69
4.1	Parâmetros Naturais	69
4.1.1	Radiação Solar	69
4.1.2	Temperatura	70
4.2	Parâmetros tecnológicos	70
4.2.1	O coletor	70
4.2.2	A acumulação	71
4.2.3	A solução convencional	72
4.3	Análise financeira	74
4.3.1	Ao rendimento	74
4.3.2	Ao investimento	78
4.4	Análise de sensibilidade	84
4.4.1	Análise ao custo inicial	84
4.4.2	Análise à tarifa energética	85
4.4.3	Análise à taxa de juro	86
4.5	Conclusões	87
5	Análise Comparativa	89
5.1	Parâmetros naturais	89
5.1.1	Radiação solar	90
5.1.2	Temperatura	90
5.2	Parâmetros tecnológicos	91
5.2.1	O coletor	91
5.2.2	A acumulação	91
5.3	Análise tecnológica	93
5.4	Análise financeira	96
5.4.1	Ao excedente anual	98
5.4.2	Ao retorno esperado	100
5.5	Conclusões	102
6	Conclusões finais	105
7	Bibliografia consultada	107
8	Anexos	111

1 Introdução

A energia solar é apontada como uma das fontes de energia que maior importância terá no paradigma energético futuro. Aliado à causa, está o desenvolvimento tecnológico, com a ambição de encontrar uma forma de melhorar este tipo de aproveitamento renovável.

A génese do problema proposto residiu no facto de, em 2001, com o lançamento do programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas) [1], resultou uma série de iniciativas. Dentro destas havia duas que previam em 2010 a presença de 3,5 GW de capacidade instalada de energia eólica, bem como a presença de 1.000.000 m² de coletores solares térmicos. Quando à componente eólica, esta atingiu os objetivos (com cerca de 3.553 MW de capacidade instalada em 2010). Agora, a componente térmica do sol atingiu um pouco mais que 2/3 da meta proposta (cerca de 673.000, segundo o relatório da ESTIF de 2010 [2]), o que levanta algumas dúvidas quanto à potencialidade deste tipo de aproveitamento térmico.

Nesta pesquisa será descrito todo o processo de obtenção da energia térmica do sol, bem como serão discutidas as várias formas de aproveitamento deste tipo de energia [3]. Com isso será possível determinar o proveito energético das soluções em vigor, assim como a discussão de possíveis tecnologias mal aproveitadas.

Existe uma vertente social importante, portanto será realizada uma análise económica profunda aos diferentes tipos de investimentos domésticos possíveis de se realizarem, com o fim de se averiguar o seu proveito financeiro.

1.1 Perspetiva Histórica

Desde a época medieval que o homem utiliza a energia solar para seu proveito térmico. Inicialmente pintava os tanques exteriores de preto que, depois de algum tempo de insolação, conseguiria aquecer a água contida nele. O problema é que esse armazenamento térmico era fortemente dependente do ambiente exterior, ou seja, não durava uma noite inteira.

Em 1767, o Suíço *Horace de Saussure* [3] descobre que ao deixar o mesmo depósito preto dentro de uma caixilharia de vidro, esta irá aumentar consideravelmente a potência térmica transferida para o depósito, por efeito de estufa. Aproximadamente 130 anos depois são comercializados os primeiros dispositivos no sul da Califórnia (Figura 1-1), tendo sido o seu princípio de funcionamento mantido até à data.

Figura 1-1 - Panfleto dos primeiros sistemas solares térmicos comercializados, de [4]



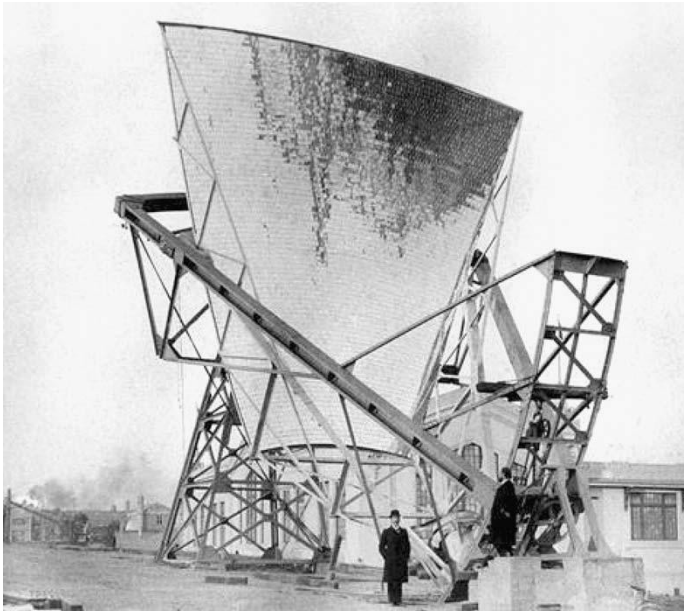
1.1.1 Caso português

Quase um século antes da crise petrolífera de 1973, o cientista português Padre Manuel António Gomes (mais conhecido por “Padre Himalaia” devido à sua estatura elevada, apresentado na Figura 1-2), dedicou parte da sua vida à investigação e desenvolvimento de equipamentos para a conversão térmica da energia solar, tendo inventado diversos equipamentos inovadores de concentração solar [5].

Figura 1-2 - Padre Manuel António Gomes Vieira, de [5]



Figura 1-3 - "Pirelióforo" apresentado na feira de St. Louis, de [5]



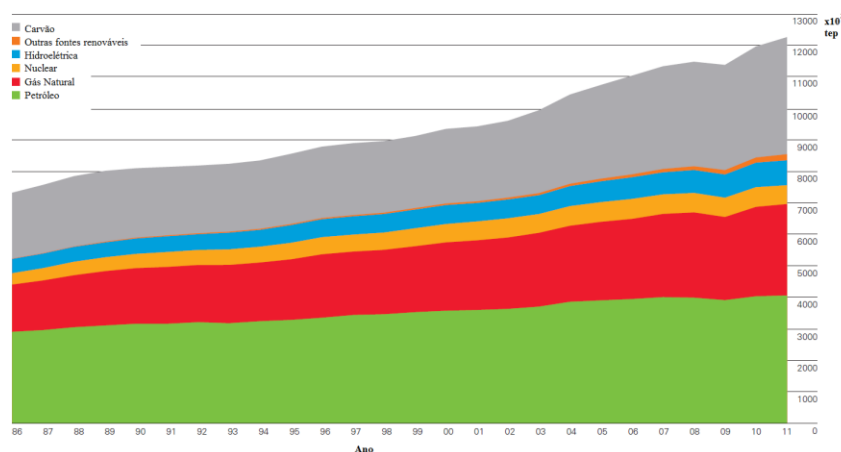
O reconhecimento mundial do seu trabalho surgiu em 1904, quando foi galardoado na exposição universal de St. Louis (EUA) pelo engenheiro denominado Pirelióforo (traduzido significa "eu trago fogo do sol"), um forno solar que atingia temperaturas na ordem dos 3800 °C. Para este invento encontravam-se previstas diversas aplicações, tais como a produção de água potável em locais desérticos, a produção de vapor em processos industriais, a fusão de materiais ou a produção de fertilizantes, demonstrado na Figura 1-3.

1.2 Perspetiva energética

Hoje em dia, associa-se a energia ao bem-estar, à qualidade de vida. Em termos genéricos, o desenvolvimento de uma sociedade traduz-se pela quantidade de energia por ela consumida.

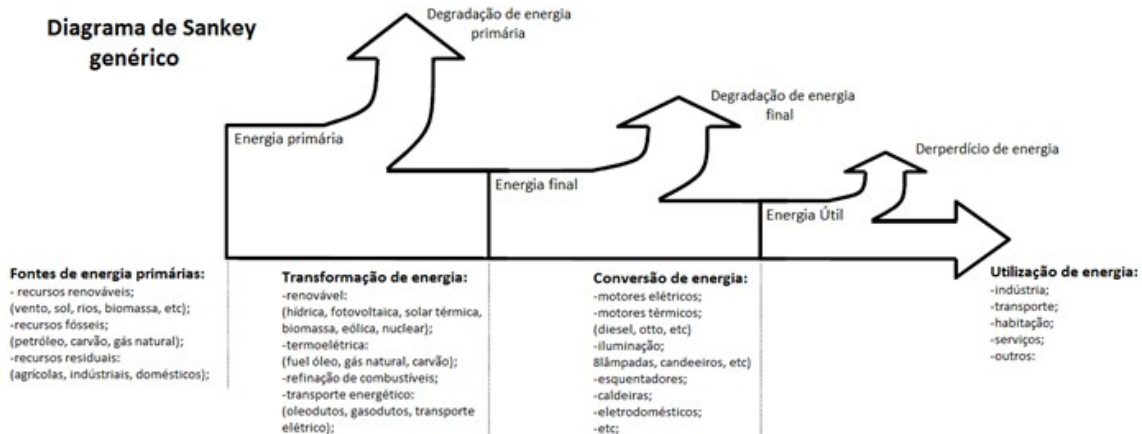
O grande problema é que para manter esses níveis de qualidade do quotidiano é fruto do recurso a fontes não renováveis de energia, os combustíveis fósseis. Isso fez com que a sociedade se tornasse dependente destes (representando aproximadamente 90% do *mix* energético, conforme a (Figura 1-4). Na eminência da ausência do recurso, é sensato o investimento em fontes de aproveitamento renovável.

Figura 1-4 - Evolução mundial do consumo energético primário, de [6]



Na sociedade contemporânea, o processo energético começa pela transformação de recursos (matérias primas, solar, eólica, biomassa) em formas energéticas mais organizadas, procedendo posteriormente a uma conversão desses recursos em formas de energia úteis no dia-a-dia (movimentar o carro, aquecer o forno, ligar a televisão, etc.), havendo em cada processo perdas de energia das mais diversas formas (Figura 1-5).

Figura 1-5 - Diagrama de Sankey do fluxo energético da nossa sociedade



De seguida, essa componente energética mais organizada tem que ser filtrada, transportada e entregue ao cliente final. Por outras palavras, esta tem que ser tratada, contendo também este processo perdas.

Finalmente, a “energia” que chega ao cliente final é utilizada nas mais diversas formas através dos vários componentes do seu quotidiano (frigorífico, televisão, forno, ar condicionado, esquentador, caldeira, etc.), contendo também este processo perdas.

Em suma, se houvesse maneiras de “encurtar” este percurso energético (conforme se demonstra na Figura 1-5) não só seria a cadeia mais eficiente, como melhoraria a resposta face a alterações nos consumos energéticos.

Avaliar um dado processo em termos exergéticos é uma forma de qualificar as energias que o afetam. Por exemplo, quando se converte numa central térmica fuelóleo em energia elétrica, estamos a converter inicialmente a energia proveniente da queima de um combustível fóssil numa forma de energia mais organizada, a energia mecânica da turbina. Com essa energia mais nobre, converte-se com o auxílio de um gerador, em energia elétrica, tendo este segundo processo bastante menos perdas. Isso deve-se ao facto da qualidade da energia mecânica ser bastante superior à térmica, e daí se transferir/transformar com bastante mais facilidade.

Se o fim dessa energia “organizada” for para o aquecimento de água ou ambiente de um agregado doméstico, estará a inverter-se o processo (o que exergéticamente faz pouco sentido).

É neste contexto que soluções solares térmicas são atrativas, fornecendo uma mais-valia em termos energéticos, ao fornecerem diretamente a energia térmica necessária (ou uma parte da necessária) através de um recurso renovável e endógeno. Por outras palavras, seria um método de fornecer um tipo de energia (calor) de uma forma mais direta, valorizando exergéticamente o recurso.

1.3 Perspetiva Ambiental

Na sociedade em que vivemos, existem certas necessidades a que a população não prescinde: água quente, luz, ambientes climatizados, etc. É do conhecimento geral que a população mundial se encontra a crescer.

A este ritmo de crescimento populacional vem aliado uma crescente procura energética, sendo esta distribuída em todas as vertentes sociais: a indústria, os transportes, os serviços, as habitações, etc. A essa procura energética traduz-se num consumo crescente de combustíveis fósseis, dada a nossa dependência a estes.

1.3.1 O desenvolvimento da sociedade

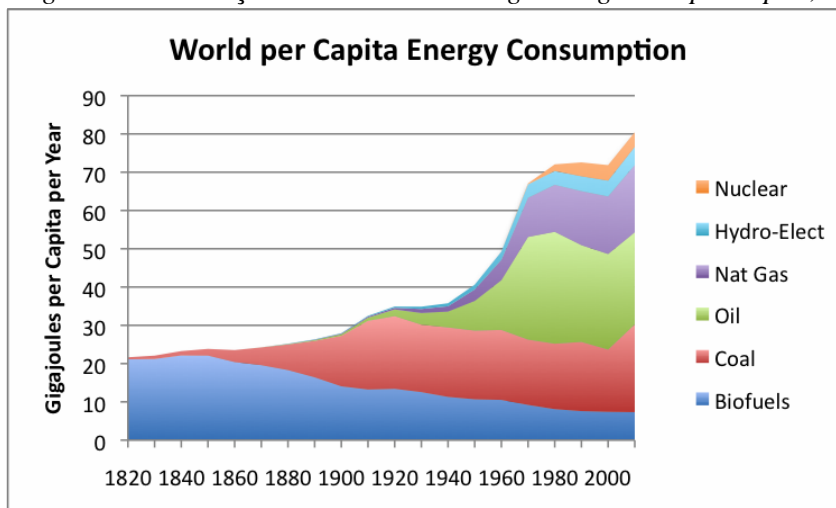
Com o aparecimento da revolução industrial, há um aumento significativo do consumo de lenha. Com isso, surge a necessidade de exploração de um novo recurso energético, que satisfaça esse aumento da intensidade energética, nomeadamente o carvão.

Em 1831, o físico e químico Inglês *Michael Faraday* [7] faz descobertas que o levam ao desenvolvimento do dínamo, conseqüentemente do motor elétrico e do transformador. Essa invenção promove o recurso a mecanismos alimentados a corrente elétrica (com um motor elétrico); contribuindo para o desenvolvimento industrial. Tudo isto faz com que a procura pelo carvão se intensifique cada vez mais.

Em meados do século XX, o francês *Nicholas Carnot* [8] estuda o princípio do motor de combustão interna a dois tempos, engenho patenteado em 1826 pelo americano *Samuel Morey*. Isso aliado a novos processos industriais (a produção em cadeia, por Henry Ford) torna possível o uso do automóvel ao cidadão comum.

Com isso surge a procura pelo “ouro negro”, mercado esse que veio constantemente a aumentar, conforme se demonstra na Figura 1-6.

Figura 1-6 - Evolução dos consumos energéticos globais per capita, de [9]



Como se pode ver pela Figura 1-6, o desenvolvimento da sociedade moderna levou a uma intensificação na procura de recursos energéticos. Como a lenha não era suficiente, apareceu o carvão. Posteriormente, com o surgimento de novas formas de aproveitar o petróleo, este praticamente absorve todo o aumento da demanda energética até meados de 60.

Outro recurso passível de se ver na figura é o Gás Natural que também começou a ser utilizado em meados do século XX. No entanto, dadas as dificuldades no transporte deste tipo de combustível, o aumento do seu consumo foi suave. Depois da 2ª grande guerra, com os desenvolvimentos no trabalho metalomecânico, foi possível construir grandes redes de distribuição e armazenamento, levando a um aumento significativo no consumo até meados de 80.

Nessa altura, dada a conjuntura social vivida nos países produtores deste recurso, há uma elevação do preço do barril (1ª crise do petróleo), que leva a sociedade a repensar a sua dependência energética. No entanto, face ao crescente uso dos combustíveis fósseis, em meados do século XX começam a surgir iniciativas para medir as consequências que estes consumos poderiam levar. É nessa altura que o aproveitamento de fontes renováveis (eólica, solar térmico, solar fotovoltaico, biomassa, hídrico, geotérmico, etc.) começa a ganhar algum peso nas opções de investimento, em prol de reduzir a dependência energética dos combustíveis fósseis.

1.3.2 O aquecimento global

O grande problema é que a produção de energia por via fóssil é feita através da queima dos mesmos (para movimentar o carro, aquecer a casa, produzir energia, etc.). Essa queima emite gases prejudiciais para a nossa atmosfera, sendo o mais preponderante o CO₂.

“O aquecimento global do planeta constitui uma das grandes preocupações da humanidade, pelas consequências nefastas em domínios tais como o aumento da temperatura média à superfície da terra, a subida do nível dos oceanos, a turbulência e cada vez com maior frequência”

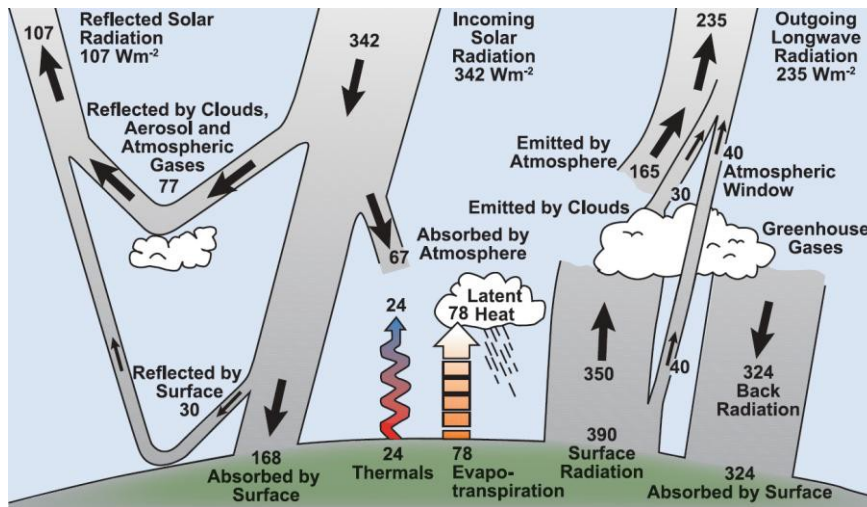
Citação retirada de [1];

Para explicar o fenómeno que ocorre é necessário uma breve introdução ao “efeito de estufa”.

Efeito de Estufa

A radiação solar que chega à estratosfera terrestre vem com uma intensidade média de aproximadamente 1353 W/m². Se considerássemos a terra um corpo negro, sem atmosfera, a temperatura média rondaria os 5°C, o que não se verifica. Em números redondos, cerca de 30% dessa radiação é refletida na atmosfera, sendo outros 30% absorvidos por esta, resultando em apenas 40% a radiação incidente na superfície terrestre, conforme se verifica na Figura 1-7.

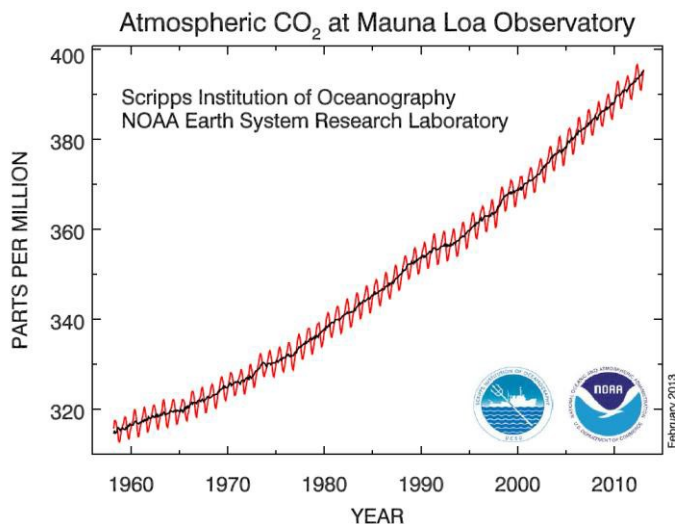
Figura 1-7 - Estimativa do balanço energético global, de [10]



No entanto, a temperatura média da Terra ronda a casa dos 15°C; encontrando-se as temperaturas negativas a cerca de 5 km da superfície terrestre. Isso deve-se ao facto de grande parte da radiação infravermelha emitida pela terra ser refletida de novo para esta através dos gases de estufa (dióxido de carbono, vapor de água, metano, óxido nítrico, ozono).

Com o desenvolvimento da sociedade, os índices globais de CO₂ cresceram a um ritmo bastante acelerado, conforme se vê na Figura 1-8.

Figura 1-8 - Evolução da concentração de CO₂ atmosférica no Observatório de Mauna Loa, Havai, de [11]



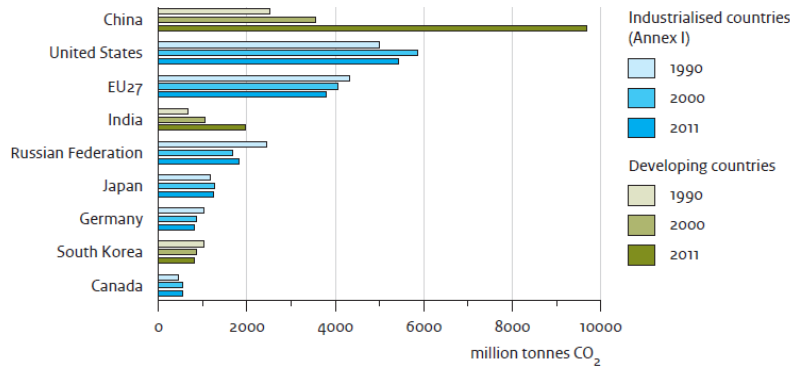
A estufa que naturalmente era feita com estes gases (e necessária para que haja vida na terra), com o aumento da concentração destes provocados pelo desenvolvimento das sociedades; intensificou-se, contribuindo consequentemente para o aquecimento global.

Atualmente a meta que a concentração deste gás na atmosfera está sujeita (na EU) é que seja inferior a 450 ppm, o que corresponde a um acréscimo anual de temperatura de aproximadamente 2°C. No entanto, não deixa de ser alarmante a evolução nas concentrações verificadas nos últimos anos.

Informação interpretada de [10];

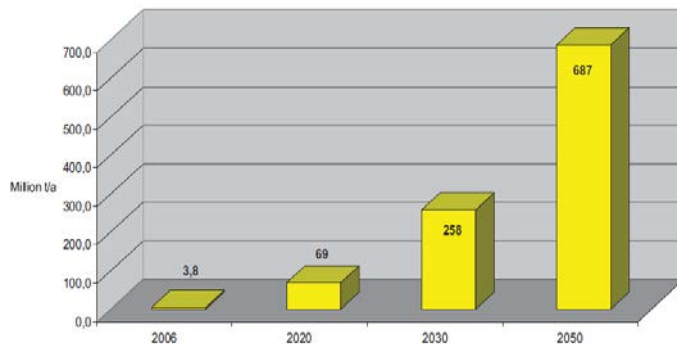
A comunidade europeia emite cerca de 4 mil milhões de toneladas de CO₂ por ano, segundo os estudos de [12], conforme se pode ver na Figura 1-9.

Figura 1-9 - Evolução das emissões de CO₂ dos 9 principais grupos económicos, de [12]



Agora, utilizando o solar térmico como fonte renovável para o aquecimento ambiente, bem como para o aquecimento de águas sanitárias (AQS), traria reduções nas emissões de CO₂ (Figura 1-10), assim como iria reduzir a dependência energética (já seria reduzida a utilização de eletricidade ou combustíveis fósseis para o mesmo propósito).

Figura 1-10 - Evolução esperada da redução anual de CO₂ em milhões de toneladas por ano, de [13]



A redução esperada de acordo com [13] na emissão de CO₂ vem representada na Figura 1-10. Conclui-se que esta tecnologia tem o potencial de reduzir cerca de 2% nas emissões de CO₂ atuais em 2020, sendo que se espera que em 2050 esse valor evolua para os 15%, considerando uma evolução otimista do setor [12, 13]

1.4 Perspetiva Política

Esta preocupação ambiental leva a que as organizações internacionais tomem medidas no sentido de prevenir/suprimir toda esta problemática, sendo a primeira grande iniciativa o protocolo de Quioto, aprovado no âmbito das Nações Unidas, em 1997 [14].

1.4.1 Caso europeu

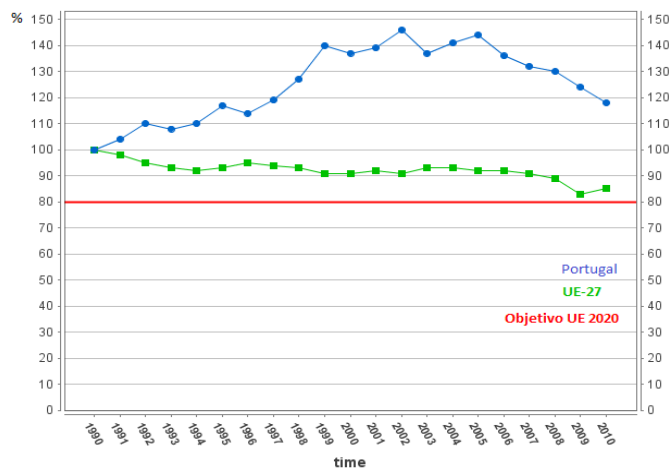
Na comunidade europeia, em paralelo com as preocupações ambientais do protocolo de Quioto, havia ainda uma preocupação acrescida, a forte dependência energética dos combustíveis fósseis e que não eram recursos endógenos.

Com os objetivos descritos acima, em Março de 2007, os líderes europeus lançaram um conjunto de iniciativas para obter, em 2020, 20% de energias renováveis no *mix* energético global, 20% de redução da emissão de Gases Efeito Estufa e 20% de melhorias em eficiência energética.

Para isso lançou-se uma série de campanhas para promover a construção de novas instalações de aproveitamento de energias renováveis, bem como para o investimento na eficiência energética.

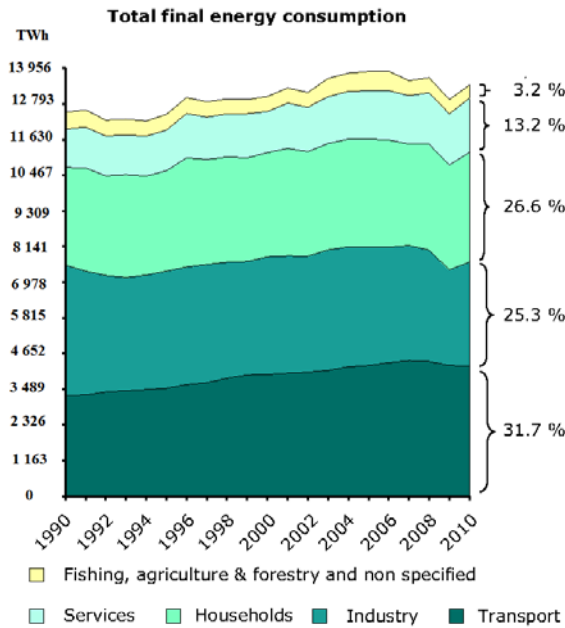
No caso das emissões de CO₂, a UE criou um mercado de compra e venda de quotas de emissões, o que levou a uma evolução conforme demonstra a Figura 1-11.

Figura 1-11 - Evolução das emissões de CO₂ dos países da zona Euro e de Portugal, de [15]



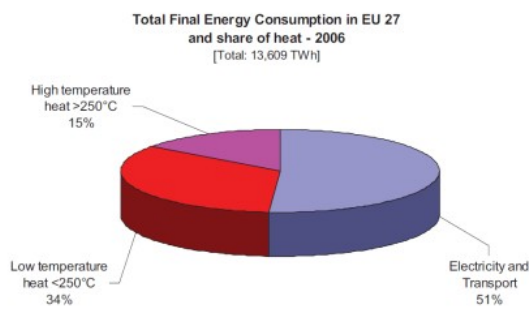
Sabe-se que o consumo energético diverge para os mais diversos fins. Na comunidade europeia, o consumo final de energia encontra-se repartido conforme a Figura 1-12.

Figura 1-12 - Evolução anual dos consumos energéticos da comunidade europeia, em terawatt-hora, de [16]



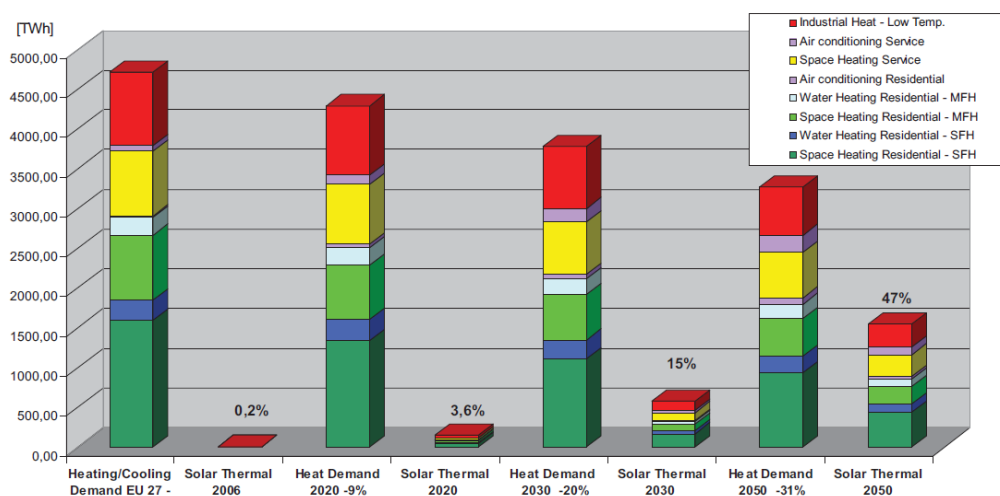
Pode-se verificar que o consumo energético reparte-se basicamente em três setores: a indústria, o doméstico e os transportes. Se dividirmos este consumo em dois grandes grupos, o térmico e o elétrico + transportes (Figura 1-13), nota-se que a componente térmica de baixa entalpia do consumo representa cerca de 34% [13], sendo este consumo maioritariamente do setor doméstico.

Figura 1-13 - Pie chart do consumo energético final da EU em 2006, de [13]



Em 2006, desses 34% possíveis de serem fornecidos pelo solar térmico, apenas uma ínfima fração (0,2%) era realizada (Figura 1-14), segundo [13]. A contínua redução da quantidade de energia térmica consumida, resulta da aplicação dos 9% impostos pela EU para a eficiência energética em 2020 [17], assumindo um cenário de redução constante, aí em diante.

Figura 1-14 - Evolução esperada da contribuição do solar térmico nas necessidades térmicas de baixa temperatura da EU, de [13]



Assumindo uma evolução otimista do mercado, é possível a obtenção em 2020 de uma fração solar de 3,6% do consumo térmico de baixa temperatura, podendo isso representar cerca de 1% da energia final consumida da EU, o que não é muito representativo.

1.4.2 Caso português

Na década de 70, potenciado pela crise petrolífera de 1973 e à semelhança do ocorrido noutros países, foi dada uma maior atenção à energia solar.

Com a mudança do regime político, em 1974, abriram-se as portas para a discussão pública de temas políticos, económicos, sociais, culturais e científicos, sendo a dependência energética do País e a abordagem à política a seguir no domínio da energia um dos temas em discussão. No final dessa década, o debate centra-se na energia nuclear e nas questões ambientais.

Em 1980, fruto de várias iniciativas na vertente solar, é fundada a SPES (Sociedade Portuguesa da Energia Solar). Nessa década foram desenvolvidos diversos trabalhos neste domínio, com um especial destaque do Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação (INETI), através do seu departamento de energias Renováveis criado a partir de LEM (Laboratório de Engenharia Mecânica).

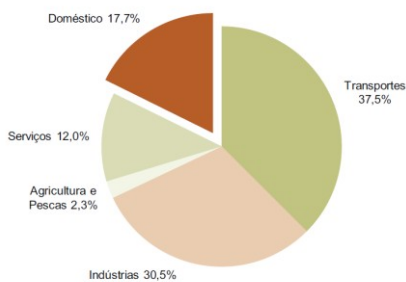
Nessa década, houve uma série de projetos pioneiros, como o da construção da Casa Termicamente Otimizada, no Porto, o arranque da Central Solar de Águas de Moura e a criação de comissões Técnicas de Normalização, produzindo as primeiras normas portuguesas na área dos equipamentos solares térmicos. Houve ainda o desenvolvimento do aproveitamento CPC (discutido no estado da arte) aplicada à construção de coletores solares térmicos, para além de participação em projetos europeus nas áreas do potencial de radiação solar e dos testes de qualificação de coletores solares.

Em 2001 surge o programa E4 – Eficiência Energética e Energias Endógenas [1]. Com essa iniciativa, aparecem os subprogramas deles decorrentes: Água Quente Solar para Portugal e P3E – Programa Nacional para a Eficiência Energética nos Edifícios, atualmente considerados na RCM 63/2003.

Seguindo o exemplo espanhol, em 2006 é remodelado o regulamento das características térmicas dos edifícios (RCCTE) [18], impondo uma fração solar obrigatória nos novos edifícios, bem como fornecendo um método de dimensionamento desse tipo de sistemas solares térmicos.

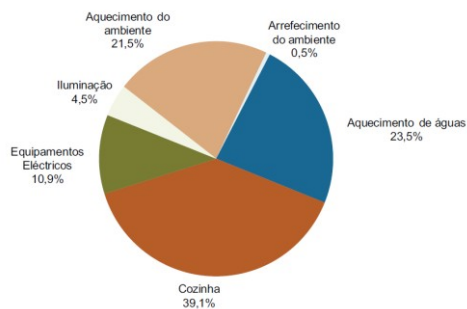
Em 2009, lança-se uma nova iniciativa “Medida Solar Térmico”, imposta pelo Plano Nacional de Alterações Climáticas (PNAC), prevendo inclusive uma antecipação das respetivas metas. O consumo energético da nossa sociedade é bastante dependente dos combustíveis fósseis, seguindo o exemplo da EU.

Figura 1-15 - Pie chart do consumo energético final por setores em 2009, em Portugal, de [19]



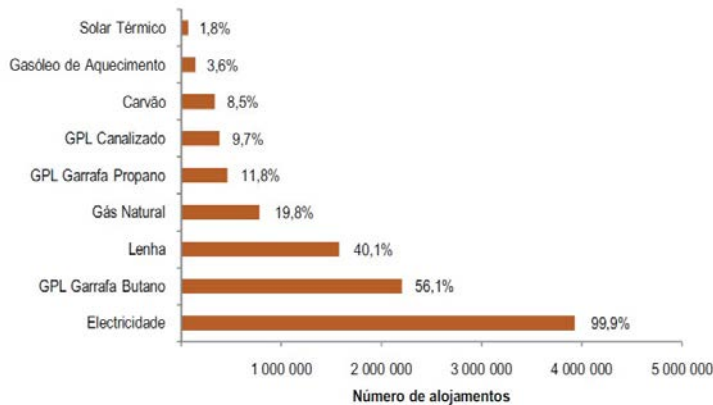
A distribuição do consumo energético final de energia aproxima-se muito da comunidade, conforme mostra a Figura 1-15.

Figura 1-16 - Pie chart do consumo energético no setor doméstico em Portugal, de [19]



Dentro do setor doméstico, podemos verificar pela Figura 1-16, que o aquecimento/arrefecimento ambiente aliado ao AQS (referentes à energia de baixa entalpia) representa cerca de metade da demanda energética do setor.

Figura 1-17 – Representação do número de alojamentos que consomem os diversos tipos de energia, bem como sua percentagem do global, de [19]



Podemos verificar que o consumo final, quanto ao tipo de energia, é bastante dependente da eletricidade, sendo o gás de garrafa propano a segunda maior fonte, conforme demonstra a Figura 1-17. A pequena penetração do solar térmico no panorama global da habitação deve-se muito às iniciativas adotadas pelo governo em prol da redução da dependência energética.

1.5 Perspetiva Económica

1.5.1 ...Mundial

O mercado solar térmico de coletores mundial apareceu, em larga escala, em meados dos anos 80, após a primeira crise petrolífera mundial. Na Figura 1-18, nota-se que a China representa aproximadamente 65% da capacidade em operação, tendo o mercado europeu quase 17%. No entanto, quando observamos a capacidade anual instalada, nota-se que a Europa perdeu uma grande parte do mercado. Isso deve-se ao facto da comunidade se encontrar numa reestruturação financeira, o que leva a um menor investimento em soluções de algum capital, como é o caso do solar térmico.

Figura 1-18 - Share da capacidade solar térmica mundial de coletores já instalada, bem como da capacidade anual instalada em 2011, de [20]

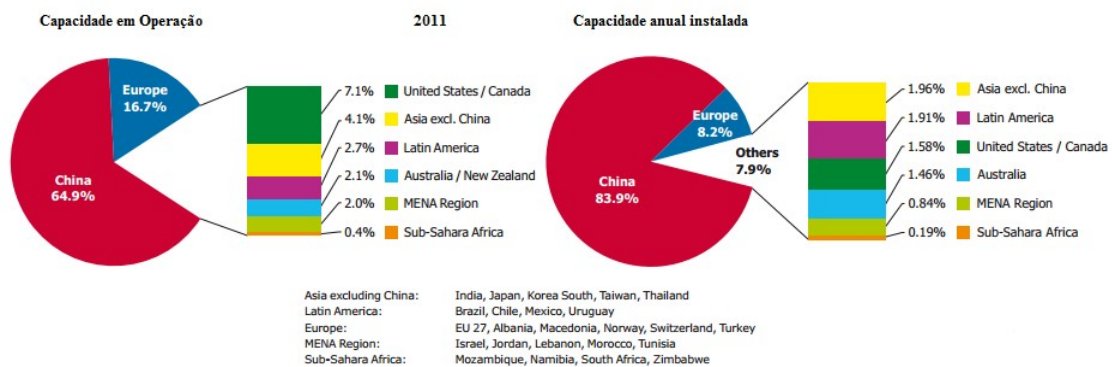
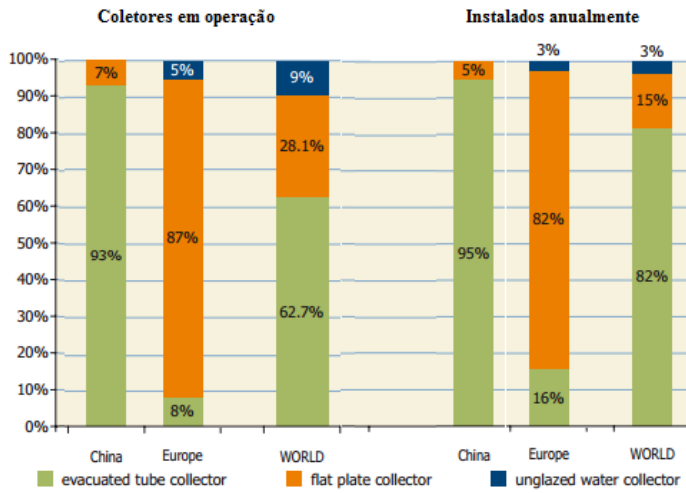
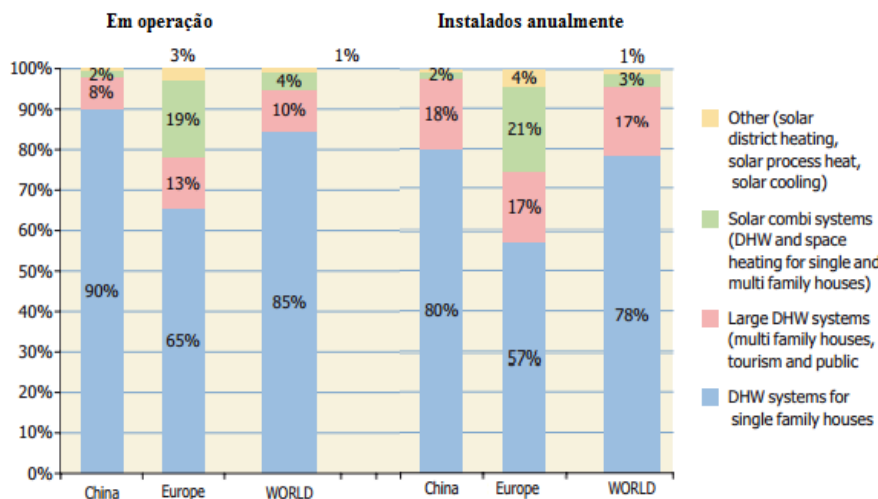


Figura 1-19 - Share mundial dos coletores em operação e anualmente instalados, por tipo de coletor, de [20]



Quanto aos tipos de coletor em operação, os de placa plana aliados aos tubos de vácuo (denominados coletores com cobertura) representam quase a totalidade do mercado mundial (constituindo cerca de 90%, conforme se pode ver pela Figura 1-19). Desse bolo, cerca de 60% são tubos de vácuo e 30% placa plana, sendo o caso inverso na Europa.

Figura 1-20 - Distribuição mundial e europeia de coletores em operação e instalados anualmente do tipo de aplicação dos coletores com cobertura, em 2011, de [20]



Quanto ao tipo de sistema, regem no mercado aplicações de AQS domésticas (cerca de 85% do mercado mundial), segundo a Figura 1-20.

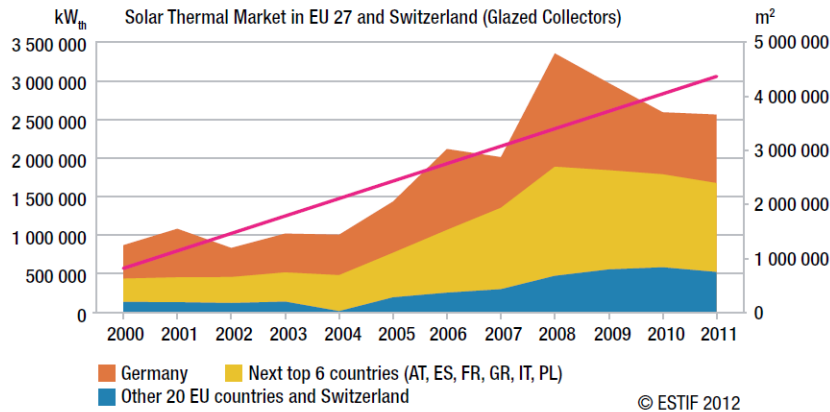
1.5.2 ...Europa

O mercado Europeu, sendo o segundo maior mercado mundial (com um *share* de aproximadamente 8%, conforme a Figura 1-18), tem reduzido sucessivamente a sua capacidade.

A principal causa é a crise económica e financeira instalada na comunidade, tendo a sua contração sido de 1,3% em 2011, segundo o último relatório da ESTIF [21], consumando o terceiro ano consecutivo de contração (Figura 1-21).

No entanto, esta ainda demonstra um crescimento de 9%, nos últimos 10 anos [21].

Figura 1-21 - Evolução do mercado solar térmico europeu, em capacidade anual instalada [kWh], de [21]



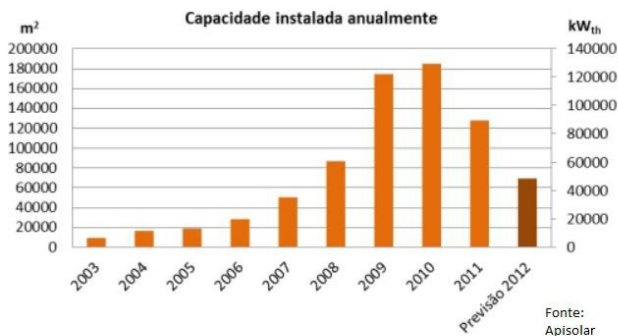
Ainda no mercado europeu, pode-se dizer que a grande aposta agora centra-se no aquecimento comunitário, que já mostrou ser um caso de sucesso na Dinamarca [20], no aquecimento múltiplo (multi-casas, banhos públicos, etc.) e no aquecimento combinado (AQS + aquecimento ambiente), que já se começa a assumir nos países mais desenvolvidos (a Alemanha apenas financia sistemas combinados no setor doméstico).

No entanto isso não chega para inverter a tendência negativa gerada pela quebra no setor AQS doméstico, que continua a ser o grande motor do solar térmico [21].

1.5.3 Caso português

O mercado solar térmico português tem vindo a contrair desde 2010 (Figura 1-22). Isso deve-se ao facto da legislação que apoia os sistemas se basear nas novas construções. Como neste momento o setor da construção civil se encontra estagnado, este negócio vem um pouco anexado.

Figura 1-22 - Evolução anual da capacidade instalada de novos coletores em Portugal, [kWh]



Contudo, será então feita uma análise mais detalhada quanto às soluções vigentes no nosso mercado, com o fim de determinar outras razões para a sua estagnação.

2 Estado da arte

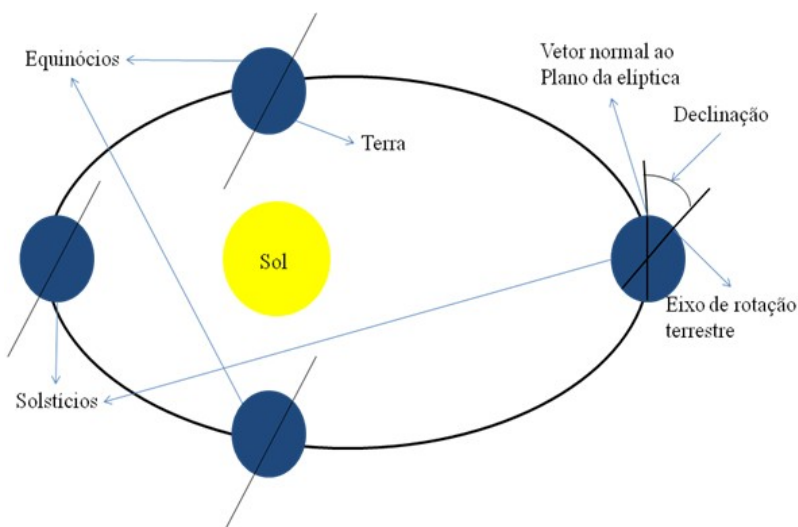
2.1 O recurso Solar

O sol é considerado uma esfera concentrada de gases quentes, com um diâmetro de aproximadamente 1.390.000 quilómetros. Esta esfera, com uma temperatura na casa dos 5762K, está constantemente a emitir energia para o nosso planeta, sendo responsável pela vida existente nele [22].

Existem dias com mais exposição solar e dias com menos, havendo normalmente uma maior irradiação nos meses de março a outubro que no resto do ano. Isso deve-se à declinação.

A declinação é a variação anual da altura do sol em relação ao horizonte terrestre (Figura 2-1). Isso é devido ao facto do eixo de rotação da terra não se encontrar perpendicular ao plano percorrido por esta anualmente (o plano da elíptica).

Figura 2-1 - Esquema representativo da declinação



A declinação é a variação anual da altura do sol em relação ao horizonte terrestre (Figura 2-1). Isso tem a ver com o facto do eixo de rotação da terra não se encontrar perpendicular ao plano percorrido por esta anualmente (o plano da elíptica).

A radiação incidente na superfície terrestre divide-se em três categorias: a radiação direta, a difusa e a refletida.

A radiação direta corresponde àquela proveniente diretamente do sol, sem reflexões ou refrações intermediárias.

A radiação difusa representa aquela que é difundida pela atmosfera ou refletida pelas nuvens.

A radiação refletida corresponde àquela que é refletida pela superfície terrestre (pelos edifícios, pelos rios, pelo mar, etc.), sendo que normalmente não é considerada, dada o seu baixo conteúdo energético.

2.2 Tipos de aproveitamento

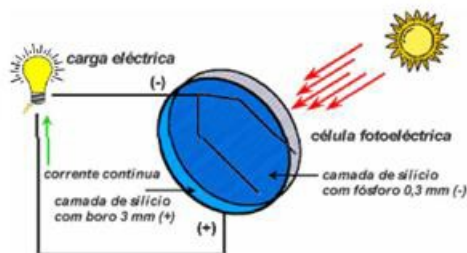
A radiação solar pode ser aproveitada basicamente por duas formas: convertendo termicamente essa energia ou eletricamente. Sendo assim, os sistemas de aproveitamento energético dividem-se em dois grupos: o solar térmico e o fotovoltaico.

2.2.1 Solar fotovoltaico

O fotovoltaico converte diretamente a radiação solar em energia elétrica, baseando-se no efeito fotoelétrico. Este fenómeno físico consiste na geração de um fluxo contínuo de eletrões, ao incidir a radiação solar sobre um elemento fotoelétrico (Figura 2-2).

Uma das grandes características destes sistemas é o facto de serem moduláveis e de fácil instalação, sem a necessidade de componentes móveis (bombas centrífugas, motores, atuadores, etc.).

Figura 2-2 - Representação esquemática do efeito fotoelétrico, de [23]

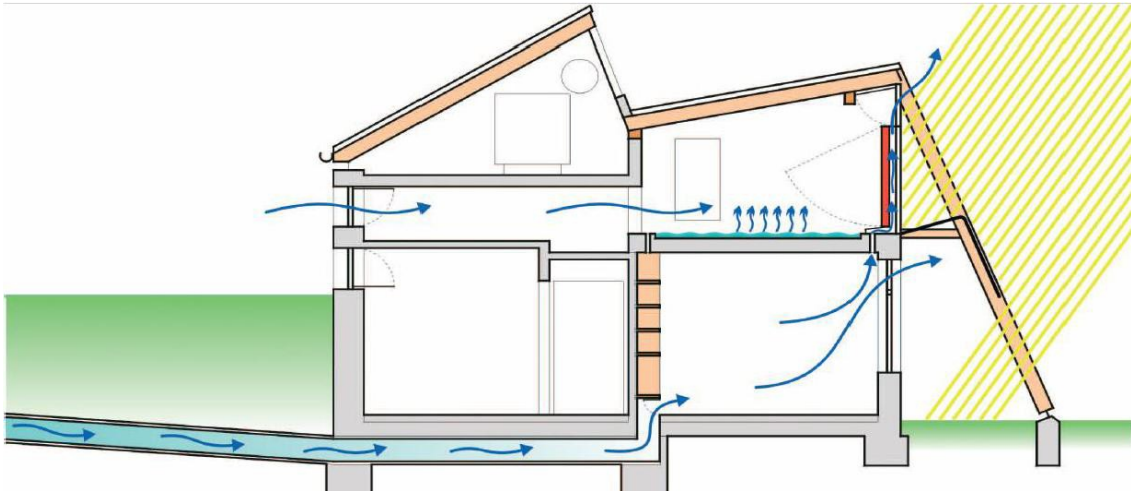


2.2.2 Solar térmico

Dentro dos aproveitamentos térmicos, estes podem ser ativos ou passivos. Um exemplo de um sistema passivo é a utilização correta do *layout* de uma habitação, aproveitando a radiação solar para o aumento da convecção natural do ar de uma habitação, utilizando o calor do subsolo para arrefecimento (Figura 2-3).

Deste modo, desempenham um papel relevante no seu comportamento térmico, tanto a envolvente opaca, como a transparente, assim como a iluminação e ventilação naturais [24].

Figura 2-3 - Exemplo de uma climatização passiva numa habitação, de [24]



Depois existe o solar térmico ativo, que consiste no aproveitamento térmico da radiação solar, incidindo-a sobre uma superfície que a absorva. Dento deste tipo de aproveitamento, divide-se o de alta entalpia e o de baixa entalpia.

...de alta entalpia

Os mecanismos de aproveitamento de alta entalpia maximizam a potência fornecida pelo sol que aumente significativamente, provocando mudança de fase do fluido em questão (exemplo: a geração de vapor). Esse fluido pode ser então utilizado por um consumidor térmico ou turbinado para produção de eletricidade.

O funcionamento destes consiste no aproveitamento solar com auxílio de espelhos refletivos convexos ou lentes de *fresnel*. Esses espelhos têm o fim de concentrar a radiação solar numa superfície absorvedora reduzida.

A grande diferença entre estes reside nos graus de liberdade e na razão de concentração. Existem seguidores solares de 1 eixo (Figura 2-4) e de 2 eixos (Figura 2-5). Nas torres centrais os seguidores são de 2 eixos, conhecidos por heliostatos (Figura 2-6).

Figura 2-4 - Representação de um sistema de concentração solar de 1 eixo, de [25]



Figura 2-5 - Representação de um sistema de concentração solar de 2 eixos, de [25]



Figura 2-6 - Representação de uma torre solar composta por heliostatos planos, de [25]



Nestes mecanismos de concentração solar, a temperatura máxima atingida é em função da razão de concentração imposta, conforme demonstrado na Tabela 8-11. A razão de concentração corresponde ao quociente entre a área que recebe a energia solar (com espelhos) e a área que a absorve.

É de salientar que o rendimento térmico deste tipo de coletores solares é proporcional à sua razão de concentração. Isto deve-se ao facto de haver uma supressão das perdas térmicas ocorridas no sistema, dado que a concentração torna a transferência mais eficaz.

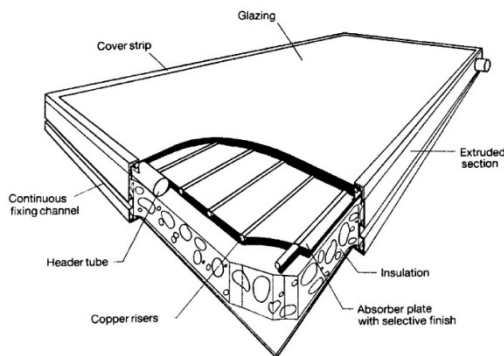
...de baixa entalpia

Os aproveitamentos solares de baixa entalpia consistem na utilização apenas da superfície absorvedora. Dentro deste tipo existem dois tipos de sistemas: os que utilizam ou não uma cobertura transparente.

Os sem cobertura apenas fazem uso da absorção da radiação pela superfície absorvedora, obtendo um rendimento térmico muito afetado pela temperatura do fluido, dado as elevadas perdas térmicas. Este tipo de sistema é muito utilizado em locais onde a temperatura do fluido não deverá ser muito alta, como no aquecimento de piscinas.

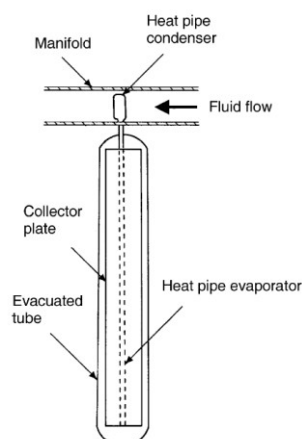
Depois existem aqueles com uma cobertura de vidro, de forma a criar uma estufa que melhorará bastante o rendimento térmico do sistema. Para suprimir as perdas térmicas, ainda existem soluções que utilizam o vácuo.

Figura 2-7 - Representação esquemática de um coletor tipo placa plana, de [22]



Com o simples efeito da estufa, existem os coletores de placa plana (Figura 2-7), muito utilizados para o AQS doméstico. O rendimento térmico destes coletores também é afetado pelo aumento de temperatura do fluido, dadas as perdas térmicas (mas não tanto como os sem cobertura).

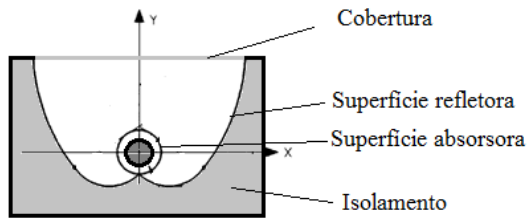
Figura 2-8 - Representação esquemática de um tubo de vácuo, de [22]



Existem depois então os coletores de tubos de vácuo. A transferência de calor neste tipo pode ser por tubos de calor, como é o caso da Figura 2-8, em que existe um fluido especial que mudará de fase ao receber energia solar, trocando posteriormente calor com o fluido a aquecer no tubo principal.

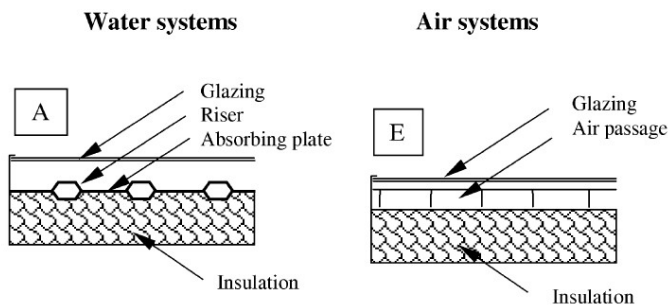
Este tipo de coletores já apresenta um bom rendimento térmico, dada a ausência de ar dentro do tubo, dificultando a perda de calor por convecção e condução.

Figura 2-9 - Representação esquemática da secção transversal de um tubo de um coletor parabólico composto, de [22]



Ainda dentro dos de baixa entalpia, existem os coletores parabólicos compostos (Figura 2-9), que utilizam a concentração dos raios solares, mas com baixas razões de concentração.

Figura 2-10 - Comparação entre um coletor a água e um a ar, de [22]



Outra tecnologia emergente são os coletores a ar (Figura 2-10) que, no uso industrial, conseguem climatizações de grandes massas de ar.

Posteriormente, será então feita uma análise mais detalhada às soluções que utilizam coletores com cobertura, nos aproveitamentos de baixa entalpia. Isso deve-se ao facto de serem o foco principal de estudo deste relatório (o bom uso da energia térmica proveniente do sol).

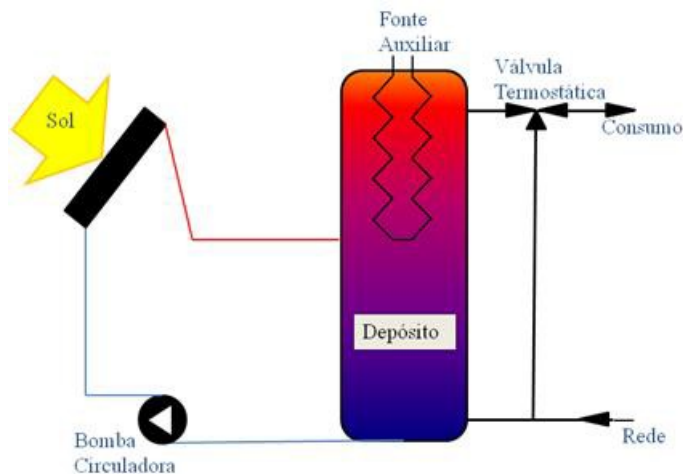
2.3 Soluções Dominantes

Qualquer solução solar térmica, de baixa entalpia, como é o caso do aquecimento doméstico de AQS, converte a energia proveniente do sol em calor, sendo esta posteriormente armazenada ou utilizada, conforme a necessidade o impor. É de salientar que necessitam sempre de uma forma auxiliar de energia (na ausência do recurso solar).

2.3.1 Quanto à forma de circulação

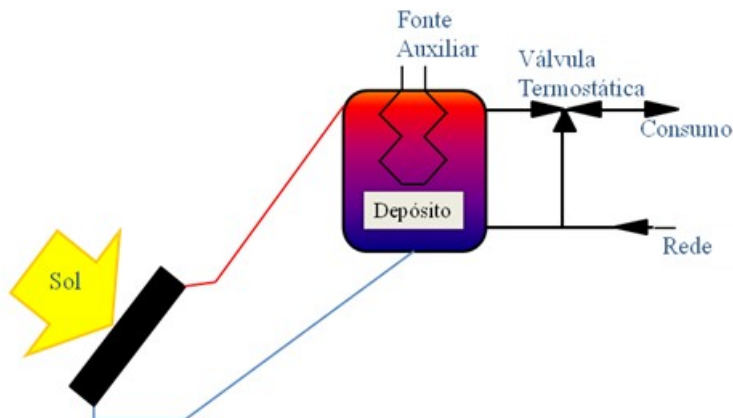
Genericamente, em qualquer sistema solar térmico, a grande diferença reside na forma de movimentar o fluido térmico, ou seja, aquele que circula nos coletores.

Figura 2-11 - Esquema de um sistema de circulação forçada



Existe a circulação forçada (Figura 2-11), que necessita do auxílio de uma bomba. Salienta-se o facto deste tipo de sistemas necessitarem de um controlo mais complexo.

Figura 2-12 - Esquema de um sistema por termossifão



A outra forma de circulação é por termossifão (Figura 2-12), no qual a força motora consiste na variação de pressão provocada pela diferença de densidade do fluido térmico (diferença essa causada pela diferença de temperatura gerada pela radiação solar).

2.3.2 Quanto à transferência

Dentro dos sistemas forçados, ainda há duas maneiras de transferir o calor do coletor para a acumulação: a transferência direta ou indireta.

Na transferência direta, o fluido que passa no coletor é o mesmo que será acumulado (Figura 2-11 ou Figura 2-12), sendo que pode ocorrer o congelamento do mesmo, se a temperatura exterior for negativa. Este tipo de sistemas é mais usual em países mais quentes, onde não haja esse risco de congelamento.

Os sistemas de transferência indireta (Figura 2-23), onde a energia solar absorvida é transferida por meio de uma serpentina inserida na acumulação, pela facto da utilização de um fluido diferente do acumulado, tornam o sistema mais robusto a eventuais incrustações ou possíveis situações de congelamento.

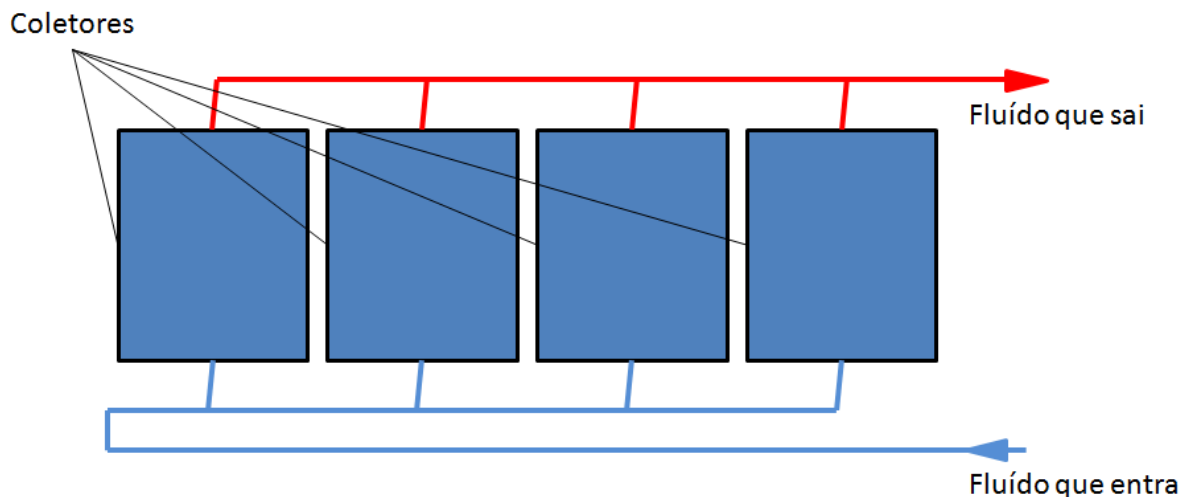
2.3.3 Quanto á rede de fluido

Aquando a instalação de grandes áreas de insolação e conforme o tipo de aplicação, as temperaturas necessárias serão diferentes. Para isso, existem diferentes combinações da rede de fluido que passa nos coletores: em paralelo, série ou paralelo de séries (um combinado).

Montagem em paralelo

Neste tipo de montagens (Figura 2-13), o fluido térmico apenas passa por um coletor, sendo por isso a solução que menor temperatura à saída dos coletores obterá. No entanto, o caudal obtido será maior, dado que a perda de carga provocada pelo coletor no sistema apenas ocorrerá uma vez. Outra vantagem é que o rendimento térmico será igual em todos os coletores.

Figura 2-13 - Esquema de uma montagem em paralelo

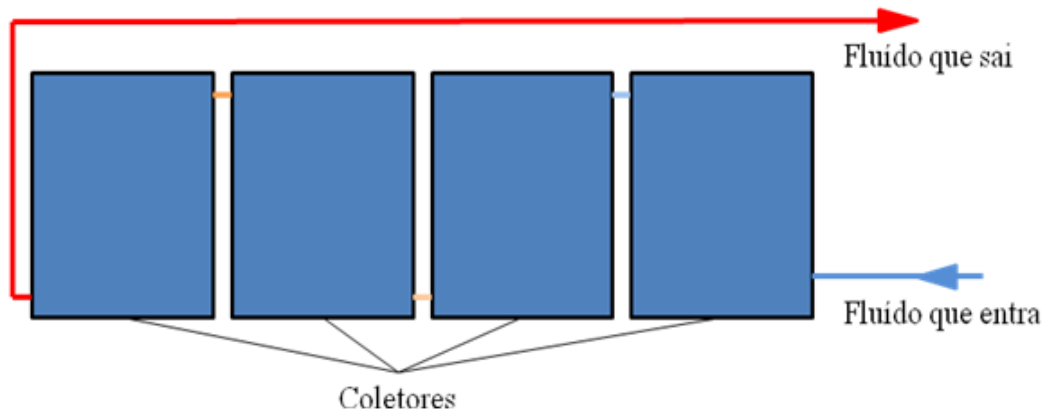


Montagem em série

Esta solução de circulação, esquematizada na Figura 2-14, utiliza-se na necessidade de maiores gradientes térmicos. Isso faz com que a perda de carga provocada pelo coletor seja proporcional ao número de coletores ligados em série, fazendo com que o caudal debitado seja menor.

Outra desvantagem deste tipo de solução é que, como o rendimento térmico do coletor decresce com a temperatura do fluido térmico, o rendimento térmico do sistema será inferior, piorando sucessivamente por cada coletor adicional.

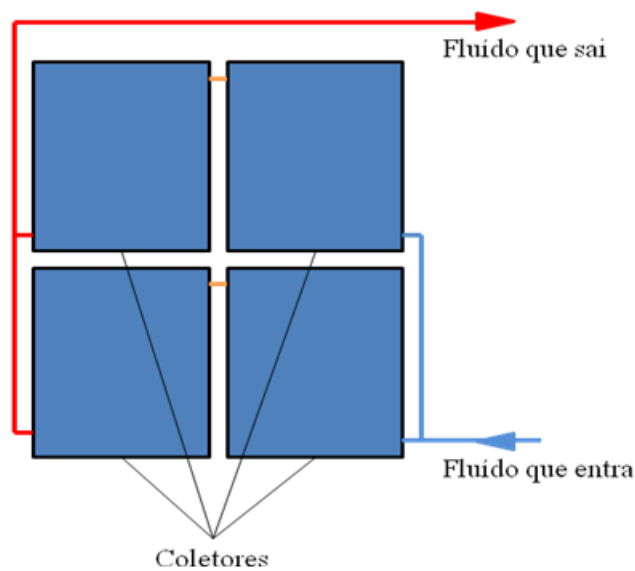
Figura 2-14 - Esquema de uma montagem em série



Montagem em paralelo de séries

Agora, o mais sensato, quando se pretende instalar uma grande área de insolação solar, é aliar séries em paralelo umas às outras, conforme a Figura 2-15. Com isso alia-se altos gradientes térmicos e reduz-se a perda de carga provocada pelos coletores no sistema.

Figura 2-15 - Esquema de uma montagem em paralelo de séries



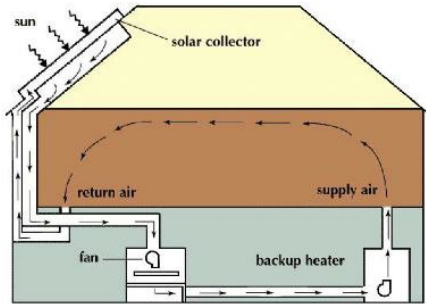
2.3.4 Por setor

O sistema a adotar depende muito do fim que se pretende. Estas soluções podem tanto servir para aquecimento ambiente, arrefecimento ambiente, AQS ou combinado.

Aquecimento ambiente

Para o aquecimento ambiente, é comum utilizar-se sistemas solares térmicos com coletores a ar que, auxiliados com um sistema de ventilação, aquecem diretamente o ar interior (Figura 2-16).

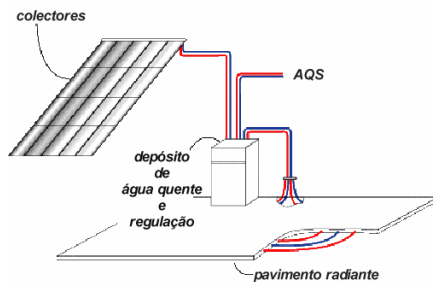
Figura 2-16 - Esquema de um sistema de aquecimento ambiente de uma casa, de [25]



São sistemas relativamente simples e fiáveis, sendo muito competitivos na climatização de grandes áreas (hotéis, pavilhões, etc.).

Utilizando coletores a água, uma solução comum é utilizar pisos radiantes (Figura 2-17) em que as temperaturas são relativamente baixas e com isso consegue-se obter um bom aproveitamento com coletores tipo placa plana.

Figura 2-17 - Esquema de um sistema AQS e aquecimento ambiente por piso radiante, de [25]



Uma das grandes desvantagens destes sistemas é sua complexidade, dada a necessidade de haver uma serpentina por debaixo do chão, tornando-os também um pouco dispendiosos.

Arrefecimento ambiente

O arrefecimento solar, no fundo, consiste na utilização da radiação solar para fornecer calor a um sistema de refrigeração por adsorção, absorção ou ejeção (que são os três sistemas mais desenvolvidos), sendo que neste tipo de sistemas a transferência entre o coletor e a acumulação será sempre indireta.

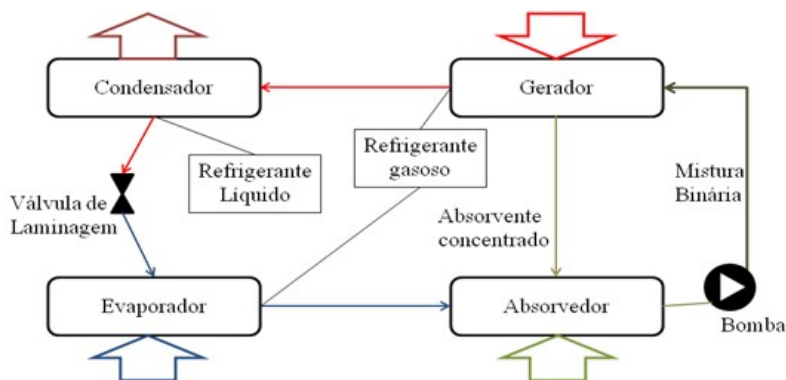
Um sistema de absorção consiste na circulação simultânea de dois fluidos (o absorvente e o refrigerante) no qual apenas um é utilizado para o arrefecimento; servindo o outro para absorver o refrigerante.

Essa absorção ocorre na sua fase gasosa, formando uma mistura binária líquida que será bombeada para uma dada pressão e separada, com o fornecimento de calor, pelo gerador (Figura 2-18). É no gerador que a contribuição solar é aproveitada, fornecendo calor a este.

De seguida, o fluido refrigerante condensa e é laminado para evaporar numa dada pressão, refrigerando o espaço em questão [27].

Para estes sistemas funcionarem, o gerador deverá fornecer calor a uma temperatura na ordem dos 90°C, o que favorece o uso dos coletores de tubo de vácuo [27], por serem os que apresentam rendimentos térmicos aceitáveis a essas temperaturas. No entanto, utilizando uma combinação em série de coletores placa plana, consegue-se obter o gradiente desejado.

Figura 2-18 - Esquema de um ciclo genérico de absorção/adsorção



Nos sistemas de adsorção, com um ciclo termodinâmico bastante semelhante aos de absorção (Figura 2-18), o absorvente é um sólido que absorverá o vapor do evaporador, para que este liquidifique. Um grande inconveniente é que o funcionamento destes ciclos é intermitente, dado o absorvente necessitar de regeneração por cada absorção de fluido refrigerante.

Como o funcionamento do ciclo requer temperaturas no gerador por volta dos 60-70°C [28], consegue-se obter melhores frações solares, dada a temperatura requerida ser um pouco menos elevada que os por absorção.

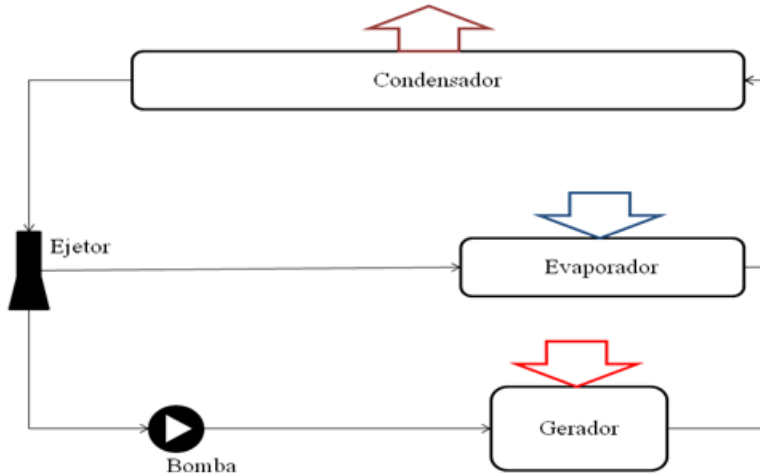
Os ciclos de ejeção consistem na utilização de um fluido refrigerante que, com a sua mudança de fase, passa num ejetor e arrasta o fluido que estava no evaporador, por efeito de Venturi. O fluido que passa o ejetor é então condensado, sendo posteriormente parte dele laminada para entrar no evaporador e outra parte bombeada para a caldeira/gerador, para mudar de fase (Figura 2-19).

Estes sistemas são bastante interessantes na medida em que a temperatura mínima de funcionamento da caldeira/gerador é relativamente baixa (cerca de 28°C), fazendo com que a fração solar possa ser bastante elevada e que haja algum interesse em empregar coletores placa plana.

Dentro deste ramo, têm-se investido muito em investigação e desenvolvimento, visto serem bastante versáteis com a temperatura do gerador para funcionamento do ciclo. E como

normalmente obtêm-se COP's na ordem dos 0,4, pode ocorrer o caso de nunca se desperdiçar energia solar.

Figura 2-19 - Esquema de um ciclo de refrigeração por ejeção



AQS e combinado

As soluções solares térmicas para o aquecimento de águas sanitárias, representam a maioria, nos mercados solares térmicos em quase todo o mundo. Isso deve-se ao facto de serem soluções relativamente baratas.

Dentro deste ramo, destaca-se a aplicação doméstica, constituída normalmente por 1 ou 2 coletores. A temperatura necessária costuma ser por volta dos 60°C no AQS, sendo que o tipo placa plana seja o mais utilizado. Nos sistemas combinados é usual temperaturas na ordem dos 70°C, por haver aquecimento central.

Normalmente os coletores transferem calor para um termoacumulador que, auxiliado por uma outra fonte de energia, fornece ao consumo o caudal à temperatura necessária. A transferência pode ser direta ou indireta.

A fonte auxiliar de energia pode estar atuada no termoacumulador (serpentina elétrica ou bicos de gás), ou exteriormente a este (esquentador a gás). Nas soluções combinadas é comum a utilização de caldeiras de condensação (utilizando *pellets* de madeira, ou o gasóleo), que irão auxiliar o AQS, bem como fornecer calor para o aquecimento ambiente.

2.4 Considerações tomadas

Para se proceder ao estudo do potencial destas soluções, foi necessária alguma recolha bibliográfica para o conhecimento dos processos físicos envolvidos neste tipo de sistemas.

Salienta-se mais uma vez que o estudo incidirá em soluções para aquecimento de águas sanitárias (AQS). A análise incidirá inicialmente no caso português, avaliando os diferentes tipos de consumo e sua implicação.

De seguida será feita uma análise comparada com a Grécia, país relativamente homólogo com a nossa latitude, mas com um mercado neste tipo de soluções bastante mais desenvolvido.

A análise incidirá tanto em sistemas forçados, como sistemas em termossifão. Para isso será feito um desenvolvimento de dois casos de estudo, para cada sistema de circulação.

Caso 1

- Este vai consistir num sistema de captação solar que irá aquecer a água de um depósito com o auxílio de uma resistência elétrica que, conforme a ausência do recurso solar, assistirá termicamente o consumidor.

Caso 2

- Neste 2º caso, o sistema transferirá na mesma calor com o depósito, no entanto, conforme o consumo, haverá um esquentador que fornecerá a energia em falta para o consumidor.

Os sistemas forçados diferirão dos de termossifão no depósito e a transferência de calor dos forçados será indireta.

Aquando o estudo, serão demonstradas todas as considerações feitas, bem como o processo de cálculo para a obtenção da contribuição solar no sistema.

Deste modo, convém dividir as considerações em três grupos: aquele com índole natural (o estudo solar), aquele com índole social (relativo ao consumo) e aquele com índole tecnológica (relacionado com as características da captação solar).

2.4.1 Parâmetros naturais

Dentro destas considerações, encontra-se o processo de parametrização da geometria solar, bem como o da obtenção dos valores da radiação solar.

Geometria Solar

Sabe-se que a altura máxima diária do sol varia anualmente devido à declinação, sendo que essa variação pode ser calculada da seguinte forma:

Equação 2-1 - Cálculo da declinação

$$\delta = 23,45 * \text{sen}(0,986 * d - 80) [^\circ];$$

Em que o dia começa a 1 de janeiro. Agora, para se proceder à parametrização solar, é necessário converter o tempo em graus. Sabe-se que uma rotação terrestre demora 24 horas (correspondendo a 360°) a ser completada. Logo, fazendo as conversões resulta que, numa hora, o ângulo percorrido num ponto à superfície é 15°:

Equação 2-2 - Conversão tempo em arco

$$ah = 15 * (TSV - 12) [^\circ];$$

O tempo solar verdadeiro (em horas) corresponde à hora verdadeira solar, diferindo do nosso tempo legal, daí haver correções nos fusos quando se passa de estação. É daí que vem a explicação de haver, em cada 4 anos, um ano bissexto, porque o ano solar não corresponde exatamente ao nosso ano legal. No entanto, é um assunto que não vou aprofundar.

As duas equações acima representadas servem para obtermos as coordenadas horárias que, como o nome indica, são função do tempo.

Com essas coordenadas e a latitude estimada, obteve-se a variação temporal, o azimute e a altura solar, as coordenadas horizontais. A obtenção dessas coordenadas é fundamental na medida em que nos indica o movimento solar no nosso horizonte visível (Figura 2-20).

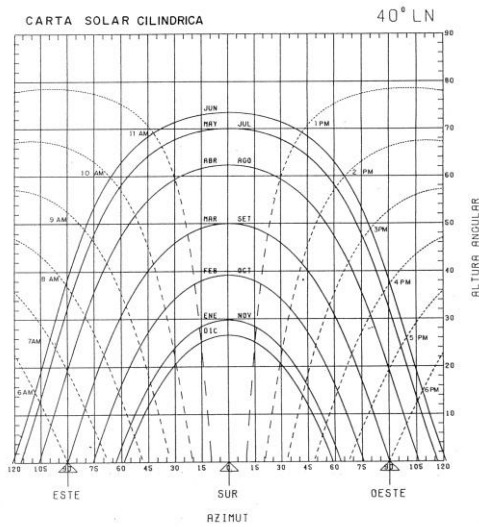
Equação 2-3 - Cálculo da altura solar função das coordenadas horárias

$$h = \text{arcsen}(\text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\varphi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(ah)) [^\circ];$$

Equação 2-4 - Cálculo do azimute solar função das coordenadas horárias

$$a = \text{arcsen} \left(\frac{\cos(\delta) \cdot \text{sen}(ah)}{\cos(h)} \right) [^\circ];$$

Figura 2-20 - Carta solar cilíndrica, de [29]



Com a obtenção das coordenadas horizontais, foi então possível calcular o ângulo de incidência com a superfície insolada.

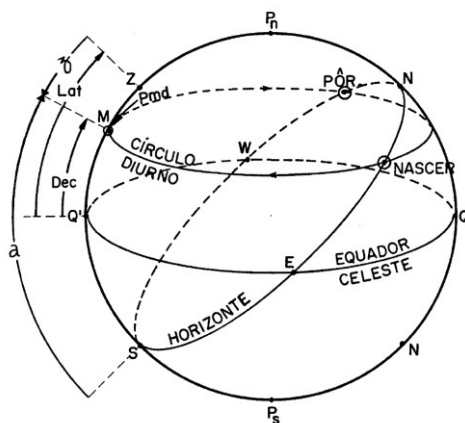
Equação 2-5 - Cálculo do ângulo de incidência para uma dada inclinação de superfície, azimutada a sul

$$i = \arccos(\cos(h) \cdot \cos(a) \cdot \text{sen}(\beta) + \text{sen}(h) \cdot \cos(\beta)) [^\circ];$$

Toda a informação relativa à geometria solar foi retirada de [29];

De seguida fez-se um estudo para saber qual seria a melhor direção para azimutar a superfície, obtendo-se as seguintes conclusões:

Figura 2-21 - Representação esquemática na esfera celeste do movimento diurno de um astro no hemisfério norte, de [30]



Pela Figura 2-21 pode se ver que o movimento solar é o círculo diurno, sendo a altura máxima diária do sol representada pelo ponto M. A latitude é então o complemento da altura ao meio dia solar, somada à declinação. Como se pode verificar, nos dias dos equinócios (supondo-se a declinação nula) o sol nasce exatamente a Este (azimutado a 090) e põe-se a Oeste (azimutado a 270).

Concluiu-se então que a direção mais energética é azimutar a superfície a Sul. Isso deve-se ao facto de, para latitudes no hemisfério norte, o sol apresentar a sua altura máxima sempre azimutado a sul; sendo essa altura o complemento da latitude, segundo a Figura 2-21.

Radiação Solar

Quanto à radiação, existe muita complexidade na sua parametrização. Da radiação que chega ao limite da atmosfera (função apenas do dia do ano), parte é refratada incidindo diretamente no solo (radiação direta). Outra parte é absorvida e transmitida pelos diversos mecanismos naturais existentes no nosso ecossistema (nuvens, atmosfera, florestação, mar, rios, gases, edifícios, etc.), radiação difusa e refletida.

Existe um parâmetro que caracteriza a percentagem de radiação global que incide na superfície terrestre face à radiação incidente fora da atmosfera (conhecido como índice de claridade) cuja parametrização é ainda um pouco ambígua.

No entanto, existe um método menos expedito que consiste na utilização de dados de radiação direta e difusa horizontal incidente na superfície terrestre, obtidos com base nos registos meteorológicos. Para a obtenção desses dados, utilizou-se uma base de dados do departamento de energia americano [31], de onde se obtiveram valores da radiação direta e difusa em superfície horizontal.

Com esses valores e utilizando a Equação 2-6, retiraram-se valores da radiação incidente na superfície inclinada, não considerando a radiação refletida (por não conter grande conteúdo energético, relativamente à direta e à difusa).

Equação 2-6 - Cálculo da intensidade de radiação na superfície insolada, pelas componentes direta e difusa

$$\dot{I}_{glob\beta} = \bar{I}_{Direta_{Hor.}} * \frac{\cos(i)}{\sin(h)} + \bar{I}_{Difusa_{Hor.}} * \frac{1 + \cos(\beta)}{2};$$

Toda a informação referente à radiação solar foi interpretada de [29];

2.4.2 Parâmetros do consumo

Neste ponto era necessário conhecer as cargas térmicas em causa. Foi então realizada uma pesquisa para saber os consumos típicos padrão e a respetiva temperatura de consumo.

O estudo incidirá sobre três tipos de agregado: T2 (3 pessoas), T3 (4 pessoas) e T5 (6 pessoas).

Para o cálculo da capacidade térmica necessária, pelo decreto-lei nº80/2006 [18], considerou-se que o consumo seria de 40 litros por habitante a 60°C.

É importante referir que existe um problema de manter o depósito a temperaturas na ordem dos 40°C. Isso deve-se ao facto de, quando não existe consumo, em águas paradas, essa temperatura é propícia ao desenvolvimento de uma bactéria denominada “*Legionella*” [32], sendo por isso importante que a acumulação seja superior a essa temperatura.

Quanto ao consumo, ainda era necessário definir a evolução diária deste, já que é um fator preponderante no aproveitamento solar, dada a intermitência do recurso.

Considerou-se então 3 tipos de consumo: um que majora o aproveitamento solar (Gráfico 2-2); um que despreze (Gráfico 2-3) e um de referência (Gráfico 2-1).

Pelo senso comum é passível de se pensar que uma pessoa gasta água quente de manhã e ao fim da tarde. Logo considerou-se para o consumo de referência, o representado no Gráfico 2-1:

Gráfico 2-1 - Representação gráfica do consumo de referência

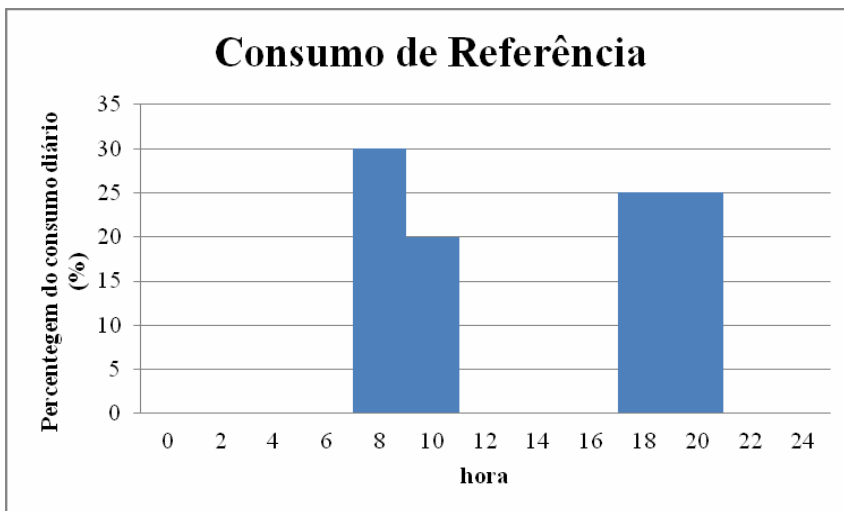


Gráfico 2-2 - Representação gráfica do consumo majorante

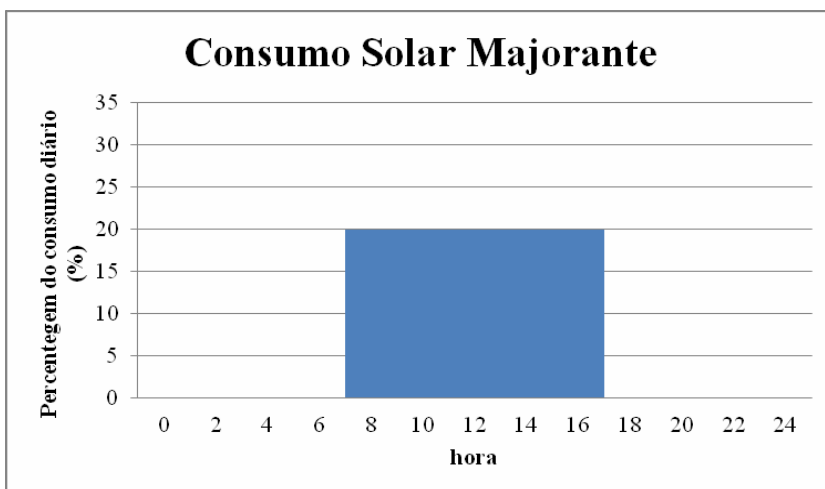
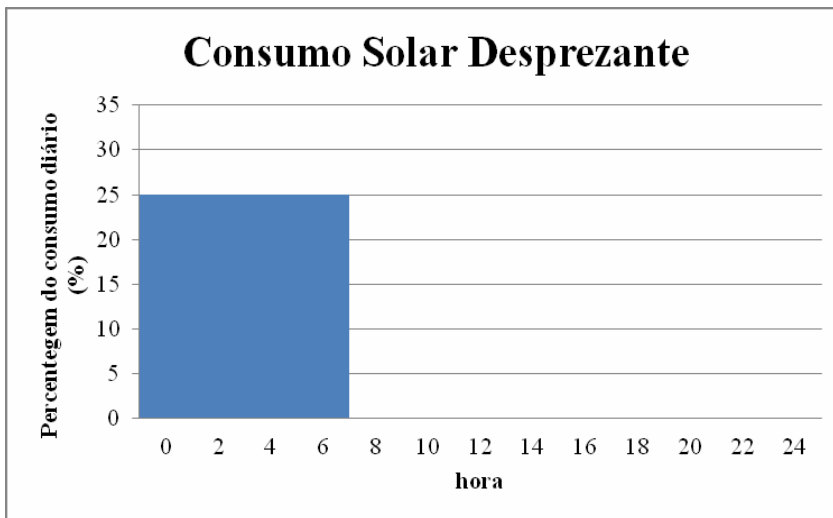


Gráfico 2-3 - Representação gráfica do consumo desprezante



Por outras palavras; o consumo majorante procura manter a temperatura da acumulação o mais baixa possível, o que despreza o oposto e o de referência corresponde a um consumo comum numa habitação.

2.4.3 Parâmetros tecnológicos

Quanto aos parâmetros tecnológicos, seriam estes que ditariam o desempenho do sistema. Por isso, era preciso definir o coletor, a transferência e a acumulação.

O coletor

Quanto ao coletor, era necessário caracterizar tanto o rendimento ótico, como as perdas térmicas. O rendimento ótico consiste na caracterização da quantidade de radiação transmitida pelo vidro e absorvida pela placa absorvedora do coletor. As perdas térmicas correspondem a um coeficiente de transferência de calor que caracteriza o calor perdido pelo coletor por radiação, convecção e condução.

Como o estudo incidirá nos coletores placa plana (pela temperatura de uso), pela norma EN12975 [33], seria necessário o cálculo de dois coeficientes para performance térmica. No entanto, como a curva de rendimento é praticamente linear nas temperaturas de utilização do AQS, optou-se por não se considerar o parâmetro quadrático, sendo então calculado segundo a Equação 2-7. Quanto ao parâmetro linear, este está relacionado com as perdas térmicas do coletor, considerando-se o valor de $5,4 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, por ser um valor intermediário de [34] e [35].

Quanto ao rendimento ótico, seguindo o mesmo pensamento acima referido; escolheu-se o valor de 0,72 ([34] e [35]).

Equação 2-7 - Cálculo do rendimento térmico do coletor, baseado na temperatura de entrada do fluido

$$\eta = Fr * \tau\alpha_0 * K_{\theta} - Fr * K * \frac{T_{ent} - T_{amb}}{\dot{I}_{\beta}} \quad [\%];$$

Sendo $\tau\alpha_0$ o rendimento ótico e K o coeficiente de perdas.

Equação 2-8 - Cálculo do fator de remoção de calor

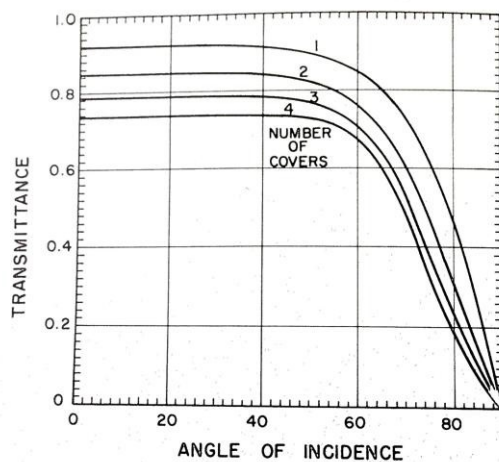
$$Fr = \frac{\dot{m} \cdot cp}{A_c \cdot K} * \left(1 - \exp \left[\frac{K \cdot F' \cdot A_c}{\dot{m} \cdot cp} \right] \right) \quad [\%];$$

O coeficiente Fr corresponde ao fator de remoção de calor e representa a energia realmente retirada do coletor, face àquela que se retiraria se a temperatura da superfície do coletor estivesse toda à temperatura de entrada do fluido [29].

O coeficiente F' corresponde ao fator de eficiência do coletor e será o rácio da resistência térmica do fluido dentro do coletor e o ambiente com a resistência térmica, entre a placa absorvedora e o ambiente [29].

É de salientar que este valor de rendimento ótico refere-se a quando os raios solares se encontram ortogonais à superfície insolada. Daí haver uma degradação do fator relacionada com o ângulo de incidência.

Figura 2-22 - Evolução do coeficiente de transmissão, com o ângulo de incidência, de [29]

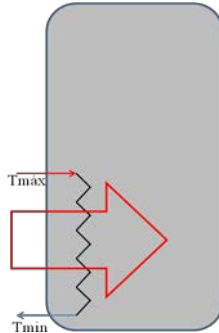


O K_{θ} corresponde à influência do ângulo de incidência da radiação na superfície insolada, relacionado com a transmissividade do vidro, conforme demonstra a Figura 2-22. A transmissividade corresponde à fração de energia solar incidente que uma superfície não opaca permite atravessar por ela.

A transferência

Em relação à transferência, considerou-se então que esta seria indireta nos sistemas forçados e direta nos em termossifão (não recomendada), para se estudar ambas as formas de circulação.

Figura 2-23 - Esquema de um permutador de calor num depósito



Quanto à indireta, esta consistia num permutador de calor a interagir com um depósito (Figura 2-23). Como tal, era necessário estimar-se um gradiente térmico mínimo, para garantir a troca de calor entre o coletor e a acumulação.

Neste caso considerou-se que o fluido térmico iria para o coletor pelo menos 10°C acima da temperatura da base da acumulação, garantindo assim que este trocava sempre calor quando houvesse radiação. Arbitrou-se ainda que haveria 10% de perdas com a transferência, relacionadas com as perdas térmicas nas tubagens.

Para os sistemas em termossifão, a transferência terá que ser direta, visto este tipo necessitar de um gradiente térmico para o seu funcionamento.

A acumulação

Quanto à acumulação, que no fundo não era mais do que o depósito de água, foi necessário caracterizá-lo quanto às perdas e quanto à capacidade térmica acumulada.

Para se estimar um volume de acumulação, assumiu-se que este teria que ser no mínimo 1,5 vezes superior ao volume de água consumido diariamente [36]. Isso deve-se ao facto do uso doméstico de água se considerar constante o ano todo.

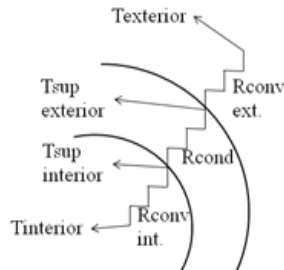
Tabela 2-1 - Representação do volume do depósito consoante o agregado

Agregado	Consumo [litros/dia]	Acumulação [litros]
T2	120	180
T3	160	240
T5	240	360

Baseado em [36].

No que se refere ao isolamento dos depósitos, este costuma ser normalmente feito por espuma de poliuretano, com cerca de 5 cm [37]. Considerando condução puramente radial unidimensional a resistência térmica é calculada da seguinte forma, baseando-se em [38]:

Figura 2-24 - Esquema simplista dos fenómenos de transferência de calor entre a parede do depósito e o exterior



Equação 2-9 - Cálculo da resistência térmica entre o fluido no interior do depósito e o exterior, desprezando a resistência interior do depósito

$$R = \frac{1}{\frac{\ln\left(\frac{r_{ext}}{r_{int}}\right)}{2\pi \cdot l \cdot k_{isol}} + \frac{1}{\alpha_{convecção} \cdot 2\pi \cdot l \cdot r_{ext}}} \quad [W/K];$$

Considerou-se então o coeficiente global de convecção de 5 (W/m².°C), o coeficiente de condutividade térmica do poliuretano de 0,037 (W/m.°C)

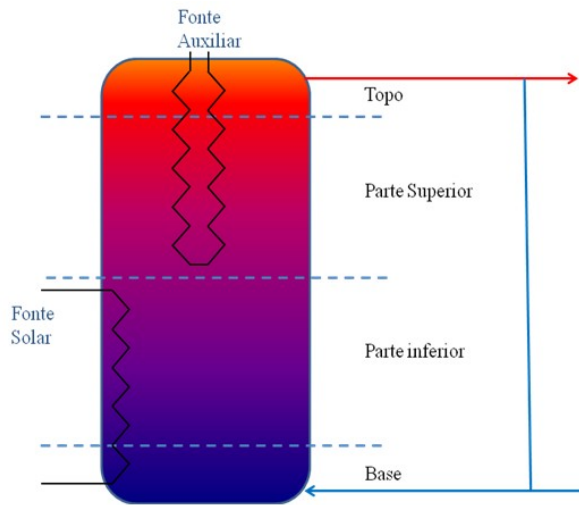
Ainda há que considerar a estratificação térmica do depósito, visto este não conter uma condutibilidade térmica infinita. Aliás, este fenómeno é bastante benéfico para o solar térmico, visto baixar a temperatura do fluido à entrada do coletor, daí o uso comum de defletores (Figura 2-27).

A complexidade deste fenómeno rege-se por haver não só transferência de calor por condução entre os “estratos” do depósito, mas por também haver transferência de massa.

Quando se trata de uma situação forçada (nas alturas de consumo) a situação é fácil de modelação. Isso deve-se ao facto do consumo forçar a transferência de massa entre os vários estratos do depósito. No entanto, quando se trata de alturas de vazio, o calor proveniente da fonte solar provoca convecção natural dentro do depósito, de muito difícil parametrização. Para isso, dividiu-se o depósito em pequenos “estratos”, que trocariam entre si calor por condução. Como seriam de reduzida dimensão, isso traz mais peso às transferências por condução, suprimindo a convecção natural. Logo, está-se a assumir uma estratificação ideal, sendo o depósito composto por defletores que previnem que as massas de água se misturem.

Para efeitos de cálculo, estimou-se um coeficiente que iria majorar os fenómenos de condução ocorridos nos estratos (multiplicando pelo coeficiente de condução térmica). Para isso, realizou-se uma pesquisa relacionada com o tema [36], que calculava a estratificação num depósito semelhante baseada nas equações de Navier-Stokes e da quantidade de movimento, e procedeu-se à mesma modelação com o algoritmo utilizado (Diagrama 8-7 sem a potência útil) e o valor obtido foi de 20.

Figura 2-25 - Esquema da disposição dos componentes do depósito para a circulação forçada



Quanto à disposição dos elementos do depósito, seguiu-se a Figura 2-25 e a Figura 2-26. No caso em que a energia auxiliar é o esquentador, não se considera a fonte auxiliar do esquema, sendo essa energia imposta posteriormente.

Figura 2-26 - Esquema da disposição dos componentes do depósito para o termossifão

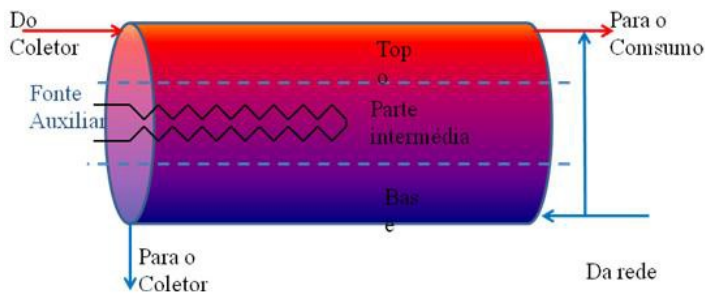
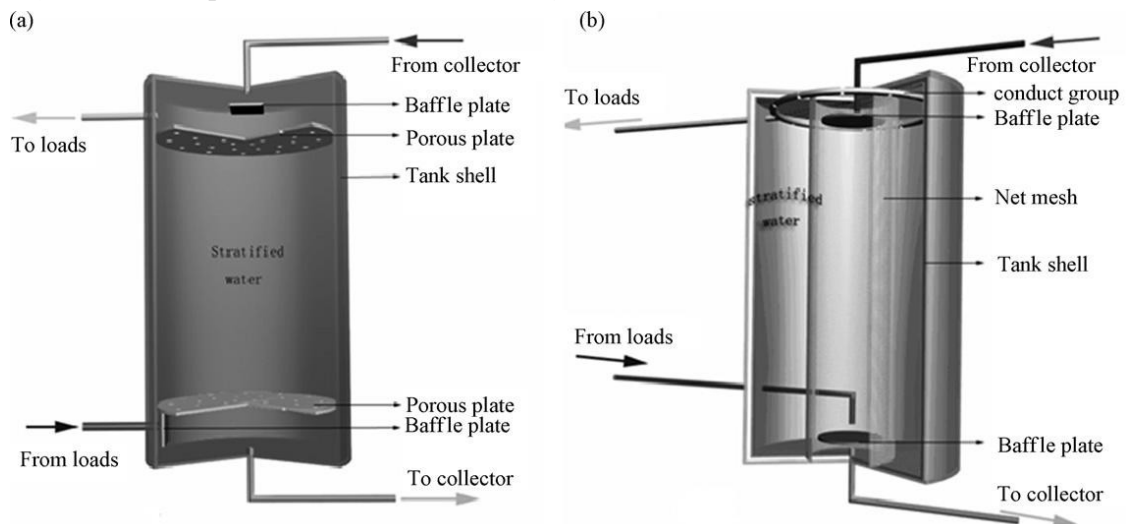


Figura 2-27 - Esquema de um sistema de transferência direta de calor num depósito, de [36]



Foi ainda necessário definir como seriam as dimensões da acumulação, visto serem preponderantes para caracterizar o depósito. Abaixo vão representados as informações importantes acerca da acumulação, seguindo a razão altura/diâmetro de 2, por promover maior estratificação [36]:

Tabela 2-2 - Representação das dimensões da acumulação

Agregado	Volume [litros]	Depósito Diâmetro x Altura [mm x mm], [36]		Espessura Isolante [mm]	Perdas [W/°C], [38]	
		Forçada	Por Termossifão		Forçada	Por Termossifão
T2	180	485 x 970	780 x 377	100	2,0	1,3
T3	240	535 x 1070	900 x 377		2,3	1,5
T5	360	612 x 1224	1000 x 458		3,1	2,0

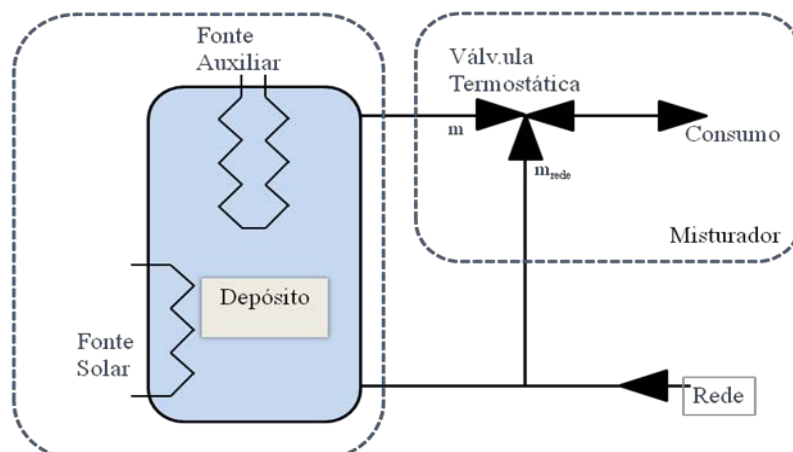
2.4.4 Procedimento de cálculo

Depois do estudo das considerações técnicas, desenvolveu-se então a modelação dos nossos sistemas. Inicialmente esquematizou-se cada um dos casos, obtendo-se uma equação característica e, posteriormente, estudou-se como seria feita a sua discretização temporal, fundamental para o estudo dinâmico dos sistemas.

Esquematização dos modelos

Para os sistemas forçados, seguiu-se o procedimento abaixo descrito. Aquando a modelação, fez-se uma análise termodinâmica ao problema, conforme demonstra a Figura 2-28. Para isso, dividiu-se o sistema em duas componentes: o depósito e o misturador.

Figura 2-28 - Representação esquemática do modelo energético 1



Baseado na Figura 2-28, realizou-se um balanço energético ao depósito:

Equação 2-10 - Balanço energético do depósito

$$\frac{dEnergia_{depósito}}{dt} = \rho * V_{depósito} * cp * \frac{dT_{depósito}}{dt} = \dot{Q}_{aux} + \dot{Q}_{sol} + \sum_{entra} \dot{m} * cp * T - \sum_{sai} \dot{m} * cp * T - \dot{Q}_{perdas} [W]; \quad \sim$$

Aplicando a conservação da massa ao depósito, ao misturador e analisando a este um balanço energético, com alguma manipulação matemática (e considerando iguais os calores específicos) chega-se à seguinte expressão:

Equação 2-11 - Relação de caudais, dada a igualdade de calores específicos

$$\dot{m} = \dot{m}_{consumo} * \frac{T_{consumo} - T_{rede}}{T_{depósito} - T_{rede}} \left[kg/s \right];$$

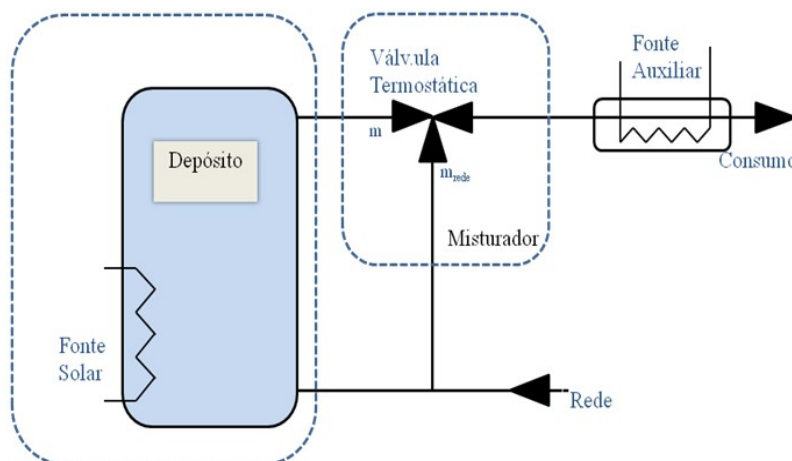
Finalmente, substituindo a Equação 2-11 na Equação 2-10, e com alguma manipulação matemática; chega-se à Equação 2-12, a equação característica do problema:

Equação 2-12 - Equação característica do problema

$$\rho * V * cp * \frac{dT_{depósito}}{dt} = \dot{Q}_{aux} + \dot{Q}_{sol} - \dot{m}_{consumo} * cp * (T_{consumo} - T_{rede}) - \dot{Q}_{perdas} [W];$$

No caso do sistema utilizando o esquentador, a sua análise termodinâmica seria um pouco diferente, conforme se demonstra na Figura 2-29.

Figura 2-29 - Representação esquemática do modelo energético 2



Observando a Figura 2-29, constata-se que a fonte auxiliar será aplicada fora da acumulação, ficando o recurso solar a ditar a temperatura da acumulação.

Logo, a diferença será apenas na mistura, dado haver a hipótese da temperatura ser inferior a 60 °C (situação essa impossível no caso 1); resultando nas seguintes equações características:

Equação 2-13- Expressão característica do problema 2, se $T_{depósito} < T_{consumo}$

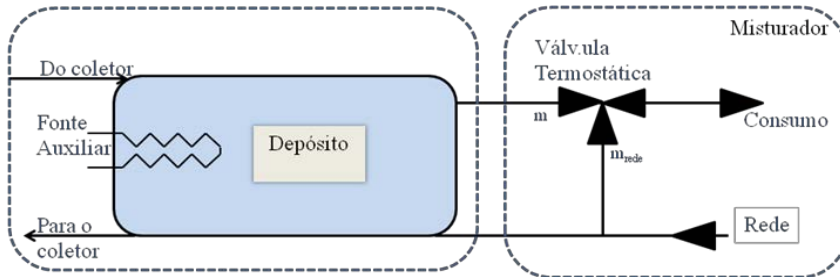
$$\rho * V * cp * \frac{dT_{depósito}}{dt} = \dot{Q}_{sol} - \dot{m}_{consumo} * cp * (T_{depósito} - T_{rede}) - \dot{Q}_{perdas}[W];$$

Equação 2-14- Expressão característica do problema 2, se $T_{depósito} > T_{consumo}$

$$\rho * V * cp * \frac{dT_{depósito}}{dt} = \dot{Q}_{sol} - \dot{m}_{consumo} * cp * (T_{consumo} - T_{rede}) - \dot{Q}_{perdas}[W];$$

Para os sistemas em termossifão, o modelo diferiria um pouco dada a transferência ocorrer diretamente. Realizou-se então uma análise termodinâmica ao problema, conforme demonstra a Figura 2-30 para o caso 1. Baseando-se no mesmo processo dos sistemas forçados, dividiu-se o sistema em duas componentes, o depósito e o misturador.

Figura 2-30 - Representação esquemática do modelo energético 1 do termossifão



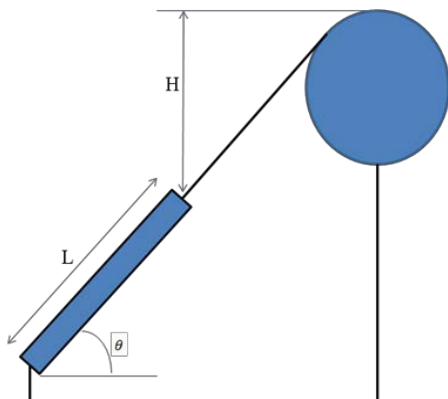
Realizando-se o mesmo balanço energético e procedimento de cálculo do sistema forçado; chega-se à mesma equação característica do problema (Equação 2-12).

Agora, quanto à fonte solar, esta trocará diretamente calor com o depósito (conforme a Figura 2-30), o caudal que passará pelo coletor estará relacionado com o equilíbrio de pressões seguinte:

Equação 2-15 – Equilíbrio de pressões do termossifão

$$\Delta P_{\text{fluido}} = \Delta P_{\text{coletor}} + \Delta P_{\text{distribuição}}$$

Figura 2-31 - Representação em corte de um sistema de termossifão



Sabe-se que a pressão gerada pelo fluido está relacionada com o gradiente térmico residente [39], sendo caracterizado pela seguinte expressão:

Equação 2-16 - Cálculo do diferencial de pressões gerado pelo gradiente térmico

$$\Delta P_{\text{fluido}} = \rho_0 \cdot g \cdot \beta \cdot \Delta T \left(\frac{L \cdot \sin(\theta)}{2} + H \right)$$

Em que ρ_0 é a massa volúmica da água a 15°C e β o coeficiente de expansão volumétrica da água.

Quanto às perdas de carga em linha e localizadas, recorreu-se a [39], utilizando as expressões de um escoamento laminar e seus parâmetros (Re , μ , ρ , v), e considerando apenas perda de carga em linha na distribuição (por ser um escoamento laminar), obtém-se as seguintes expressões:

$$\Delta P_{coletor} = 32 \cdot V_{coletor} \cdot L_{coletor} \cdot \frac{\mu}{d_{coletor}^2}$$

$$\Delta P_{distribuição} = 32 \cdot V_{distribuição} \cdot L_{distribuição} \cdot \frac{\mu}{d_{distribuição}^2}$$

Utilizando um coeficiente que caracteriza a repartição de pressões:

Equação 2-17 - Cálculo da perda de carga total do sistema termossifão

$$\Delta P_{coletor} + \Delta P_{distribuição} = \Delta P_{coletor} (1 + \varphi)$$

Esse coeficiente, utilizando as expressões acima descritas e com alguma manipulação matemática, é calculado da seguinte forma:

$$\varphi = N \cdot \frac{L_{coletor}}{L_{distribuição}} \cdot \left(\frac{d_{coletor}}{d_{distribuição}} \right)^4$$

Agora, a igualdade de pressões será então:

$$128 \cdot \frac{\vartheta \cdot L_{coletor} \cdot \dot{m}}{\pi \cdot N \cdot d_{coletor}^4} (1 + \varphi) = \rho_0 \cdot g \cdot \beta \cdot \Delta T \left(\frac{L \cdot \sin(\theta)}{2} + H \right)$$

Modificando a *Equação 2-7*, o gradiente térmico baseado nos dados naturais será então:

Equação 2-18 - Cálculo do gradiente térmico baseado na radiação e no caudal

$$\Delta T = \frac{A_{coletor} \cdot F'}{\dot{m} \cdot c_p} (\dot{i} * \eta_0 - K(T - T_{amb}))$$

Finalmente a expressão final do caudal virá dada por:

Equação 2-19 - Cálculo do caudal circulante no coletor

$$\dot{m} = \left(\frac{g \cdot N \cdot \pi \cdot A_{coletor} \cdot d_{coletor}^4 \left(\frac{L_{coletor} \cdot \sin(\theta)}{2} + H \right)}{128 \cdot L_{coletor} (1 + \varphi)} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot \left(\frac{\rho_0 \cdot \beta \cdot F'}{\vartheta \cdot c_p} [\dot{i} * \eta_0 - K(T - T_{amb})] \right)^{\frac{1}{2}}$$

Sendo a temperatura à saída do coletor calculada da seguinte forma:

Equação 2-20 - Cálculo da temperatura à saída do coletor

$$T_{saída} = T_{entrada} + \frac{(I * \eta_0 - K(T - T_{amb}))}{\dot{m} \cdot cp}$$

A potência solar foi calculada da seguinte forma, havendo assim a tal transferência de massa que se demonstrará posteriormente na estratificação:

Equação 2-21 - Cálculo da potência solar do termossifão

$$\dot{Q}_{solar} = \dot{m} \cdot cp \cdot (T_{saída} - T_{entrada})$$

Agora, a grande diferença para o caso 2 é que neste a fonte auxiliar não atua na acumulação, conforme foi demonstrado na solução forçada.

Discretização temporal

Para se modelar temporalmente o sistema, utilizou-se o programa EES (*Engineering Equation Solver*); visto trazer vantagens no processo de integração temporal, bem como ser um programa que não sobrecarrega o computador. Assim, era necessário saber como iniciar o processo de integração, atribuindo as condições iniciais.

A fonte auxiliar tem uma potência relacionada com a forma de energia empregue, conforme se pode visualizar na Tabela 2-3.

Tabela 2-3 – Valores utilizados para a potência da fonte auxiliar

Auxílio elétrico [kW]	Esquentador
2	O necessário

A atuação da fonte seria diferente nos dois casos, logo era necessário considerar como seria atuada a fonte, bem como seriam as temperaturas iniciais:

Caso 1

Como temperatura inicial, considerou-se ser 50°C. A fonte auxiliar de energia ligava-se até se atingir os 65 °C e apenas voltava a ser atuada quando se atingisse os 60°C, temperatura de referência [18];

Caso 2

A temperatura inicial seria a temperatura da rede e, quando fosse necessário a utilização da fonte, ligava-se o esquentador para cobrir as necessidades do consumidor.

O método de Crank Nicholson

Para se proceder ao cálculo da resposta temporal do sistema, utilizou-se o método de Crank-Nicholson.

Para isso, vou explicar sucintamente em que consiste um método de integração. Quando não se conhece a variação temporal de um dado sistema, o método de se revolver consiste em conhecer como variará a variável dependente (a temperatura no nosso caso) a um dado incremento da variável temporal (o tempo).

Existem métodos de 1ª, 2ª e 3ª ordem que, consoante a complexidade do método, melhor rigor obterão. O método de Crank-Nicholson corresponde a um método de 1ª ordem mas com precisão de 2ª, dado proceder ao incremento se basear num valor intermédio da interpolação anterior e da seguinte [40].

Sistema forçado

No 1º caso que continha um termoacumulador com a fonte a ser atuada no depósito, foi necessário modificar um pouco a equação característica:

Equação 2-22 - Equação característica modificada

$$\frac{dT_{\text{depósito}}}{dt} = \frac{\dot{Q}_{\text{aux}} + \dot{Q}_{\text{sol}} - \dot{m}_{\text{consumo}} * cp * (T_{\text{consumo}} - T_{\text{rede}}) - \dot{Q}_{\text{perdas}}}{\rho * V * cp} \text{ [}^{\circ}\text{C/s]};$$

Resultando, pelo método de Crank-Nicholson, na Equação 2-23:

Equação 2-23 - Método de iteração temporal de Crank-Nicholson

$$T_{\text{depósito}_{\text{seguinte}}} = T_{\text{depósito}_{\text{ant}}} + dt * \frac{\dot{Q}_{\text{aux}} + \dot{Q}_{\text{sol}} - \dot{m}_{\text{consumo}} * cp * (T_{\text{consumo}} - T_{\text{rede}}) - \dot{Q}_{\text{perdas}}}{\rho * V * cp} \text{ [}^{\circ}\text{C]};$$

No 2º caso que continha um acumulador de inércia com a fonte a ser atuada depois da válvula misturadora a equação característica modificada ficou com a seguinte expressão:

Equação 2-24 - Equação característica modificada 2

$$\frac{dT_{\text{depósito}}}{dt} = \frac{\dot{Q}_{\text{sol}} - \dot{m}_{\text{consumo}} * cp * (T_{\text{depósito}} - T_{\text{rede}}) - \dot{Q}_{\text{perdas}}}{\rho * V * cp} \text{ [}^{\circ}\text{C/s]};$$

Resultando, pelo método de Crank-Nicholson, na Equação 2-25:

Equação 2-25 - Método de iteração temporal de Crank-Nicholson 2

$$T_{depósito_seguinte} = T_{depósito_ant} + dt * \frac{\dot{Q}_{sol} - \dot{m}_{consumo} * cp * \left(\frac{T_{depósito_ant} + T_{depósito_seguinte}}{2} - T_{rede} \right) - \dot{Q}_{perdas}}{\rho * V * cp} [^{\circ}C];$$

Sistema por termossifão

A grande diferença nos sistemas em termossifão residia no facto da fonte solar atuar diretamente na acumulação, provocando transferência de massa. Logo, os métodos de iteração seriam os seguintes:

Equação 2-26 - Método de iteração temporal de Crank-Nicholson no termossifão do caso 1

$$T_{depósito_seguinte} = T_{depósito_ant} + dt * \frac{\dot{Q}_{aux} + \dot{m}_{solar} * Cp * (T_{saída} - T_{entrada}) - \dot{m}_{consumo} * Cp * (T_{consumo} - T_{rede}) - \dot{Q}_{perdas}}{\rho * V * Cp} [^{\circ}C];$$

Equação 2-27 - Método de iteração temporal de Crank-Nicholson no termossifão do caso 2

$$T_{depósito_seguinte} = T_{depósito_ant} + dt * \frac{\dot{m}_{solar} * Cp * (T_{saída} - T_{entrada}) - \dot{m}_{consumo} * Cp * \left(\frac{T_{depósito_ant} + T_{depósito_seguinte}}{2} - T_{rede} \right) - \dot{Q}_{perdas}}{\rho * V * Cp} [^{\circ}C];$$

Sendo a temperatura de saída do coletor calculada segundo a Equação 2-20.

Com estratificação

Havia no entanto a necessidade de se considerar a variação da temperatura na acumulação, dadas as vantagens deste fenómeno no aproveitamento solar.

O método de Crank-Nicholson serve para discretizar temporalmente o sistema, facilitando a sua modelação; consistindo o seu procedimento de cálculo na determinação da variação temporal da temperatura, baseada no balanço energético do volume de controlo.

Com estratificação térmica, considera-se que a acumulação é composta por vários volumes de controlo que trocarão energia entre si por condução, nas horas de vazio. Nas horas de consumo, haverá transferência de calor e de massa entre eles, forçado pelo caudal necessário ao consumidor, conforme se esquematiza da Figura 2-32 à Figura 2-35.

Figura 2-32 - Esquema energético dos nós do topo

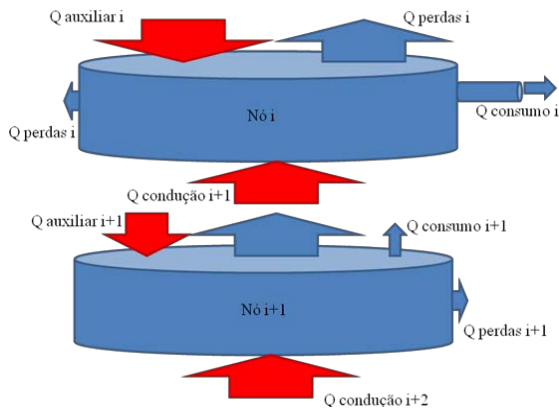


Figura 2-33 - Esquema energético dos nós da parte superior

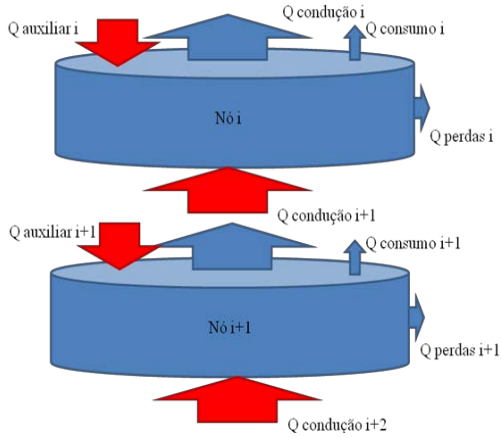


Figura 2-34 - Esquema energético dos nós da parte inferior

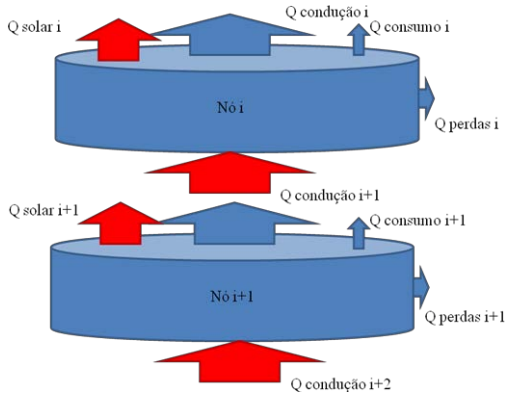
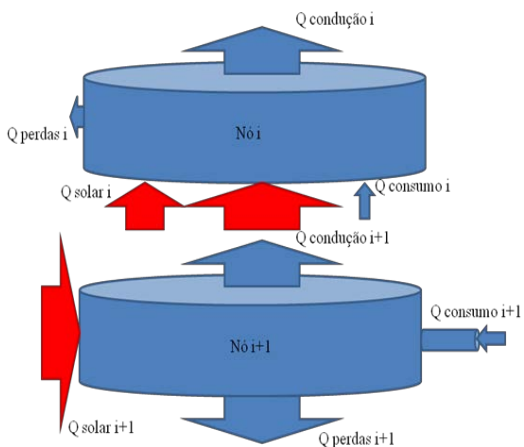


Figura 2-35 - Esquema energético dos nós da base



Sistema forçado

A energia auxiliar era, no caso 1, fornecida aos nós do topo. No caso 2, essa fonte não existia na acumulação.

A energia solar era distribuída nos nós intermediários e nos nós da base, aproveitando assim a água da rede para diminuir a temperatura à entrada dos coletores, melhorando desta forma o rendimento térmico do coletor (conforme já foi dito anteriormente).

Equação 2-28 - Cálculo da estratificação da parte superior

$$\rho * V * cp * \frac{dT_{depósito_i}}{dt} = K_i * \dot{Q}_{aux} + K_j * \dot{Q}_{sol} - \dot{m}_{consumo} * cp * (T_{depósito_i} - T_{depósito_{i+1}}) - \frac{\lambda_{água}}{\Delta x} * A_{seção} * K * (2 * T_{depósito_i} - T_{depósito_{i+1}} - T_{depósito_{i-1}}) - \dot{Q}_{perdas} [W];$$

A Equação 2-29 representa o método aplicado na parte inferior, sendo que apenas varia a fonte auxiliar, passando a ser representada pela fonte solar.

Equação 2-29 - Cálculo da estratificação da parte inferior

$$\rho * V * cp * \frac{dT_{depósito_i}}{dt} = K_j * \dot{Q}_{sol} - \dot{m}_{consumo} * cp * (T_{depósito_i} - T_{depósito_{i+1}}) - \frac{\lambda_{água}}{\Delta x} * A_{seção} * K * (2 * T_{depósito_i} - T_{depósito_{i+1}} - T_{depósito_{i-1}}) - \dot{Q}_{perdas} [W]$$

Irei então explicar sucintamente o que representam as variáveis acima expostas.

A Equação 2-28 representa o método de Crank Nicholson da parte superior. Do lado direito da equação, o 1º termo corresponde à fonte auxiliar, o 2º relacionado com as trocas de massa (o consumo), o 3º termo corresponde às trocas por condução entre os estratos e o último está relacionado com as perdas térmicas. No termo da condução constata-se o tal coeficiente (K) que majora este fenómeno, conforme explicado anteriormente.

Sistema em termossifão

Quando se analisa o sistema em termossifão, nota-se *à priori* que este contém a acumulação na horizontal, o que afeta consideravelmente a estratificação (aumentando a área da secção e diminuindo o Δx). Depois, como a fonte solar troca calor diretamente com a acumulação, também não contribui para a estratificação, dada a transferência de massa.

A fonte auxiliar no caso 1 é atuada nos nós intermediários, sendo o caso 2 homólogo ao forçado.

Equação 2-30 - Cálculo da estratificação da parte superior no termossifão do caso 1

$$\rho * V * cp * \frac{dT_{depósito_i}}{dt} = K_i * \dot{Q}_{aux} + \dot{m}_{solar} * Cp * (T_{depósito_i} - T_{depósito_{i+1}}) -$$

$$- \dot{m}_{consumo} * cp * (T_{depósito_i} - T_{depósito_{i+1}}) -$$

$$- \frac{\lambda_{água}}{\Delta x} * A_{seção} * K * (2 * T_{depósito_i} - T_{depósito_{i+1}} - T_{depósito_{i-1}}) - \dot{Q}_{perdas} [W];$$

Equação 2-31 - Cálculo da estratificação da parte inferior no termossifão do caso 2

$$\rho * V * cp * \frac{dT_{depósito_i}}{dt} = \dot{m}_{solar} * Cp * (T_{depósito_i} - T_{depósito_{i+1}})$$

$$- \dot{m}_{consumo} * cp * (T_{depósito_i} - T_{depósito_{i+1}}) -$$

$$- \frac{\lambda_{água}}{\Delta x} * A_{seção} * K * (2 * T_{depósito_i} - T_{depósito_{i+1}} - T_{depósito_{i-1}}) - \dot{Q}_{perdas} [W]$$

3 O potencial

Depois de definido o procedimento de cálculo, realizou-se então uma análise genérica a ambos os sistemas em causa, incidindo esta numa perspetiva semanal e mensal, baseada na recolha bibliográfica realizada anteriormente.

Esta análise consiste no estudo tecnológico de ambas as soluções, com o fim de se poder realizar uma avaliação fundamentada do seu proveito energético.

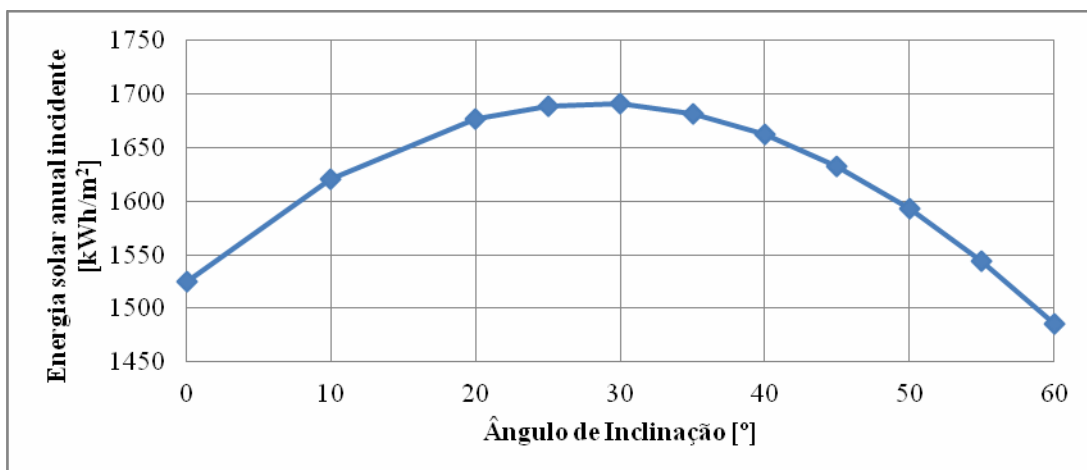
3.1 Dados utilizados

A inclinação da superfície considerou-se igual à latitude, explicado já anteriormente.

Utilizando a base de dados da agência nacional de energia estadunidense [31], retirou-se informação relativamente à temperatura ambiente e radiação solar da cidade do Porto ($\approx 41^\circ\text{N}$). Os dados foram interpretados e representados na *Tabela 8-1*.

Com estes valores de radiação, foi então possível modelar no EES para vários ângulos de inclinação da superfície insolada, conforme se demonstra no Gráfico 3-1. Com isso foi possível determinar que, na nossa latitude, é com 30° de inclinação que mais energia se obtém da radiação solar. No entanto, a variação entre os 20° e os 40° é relativamente reduzida (menos de 3%).

Gráfico 3-1 - Representação da energia obtida com a variação do ângulo de inclinação



Quando comparados os resultados com os dados obtidos pelo INETI para a mesma localização, repara-se que o erro é menor que 3% (Figura 3-1), sendo a diferença por excesso.

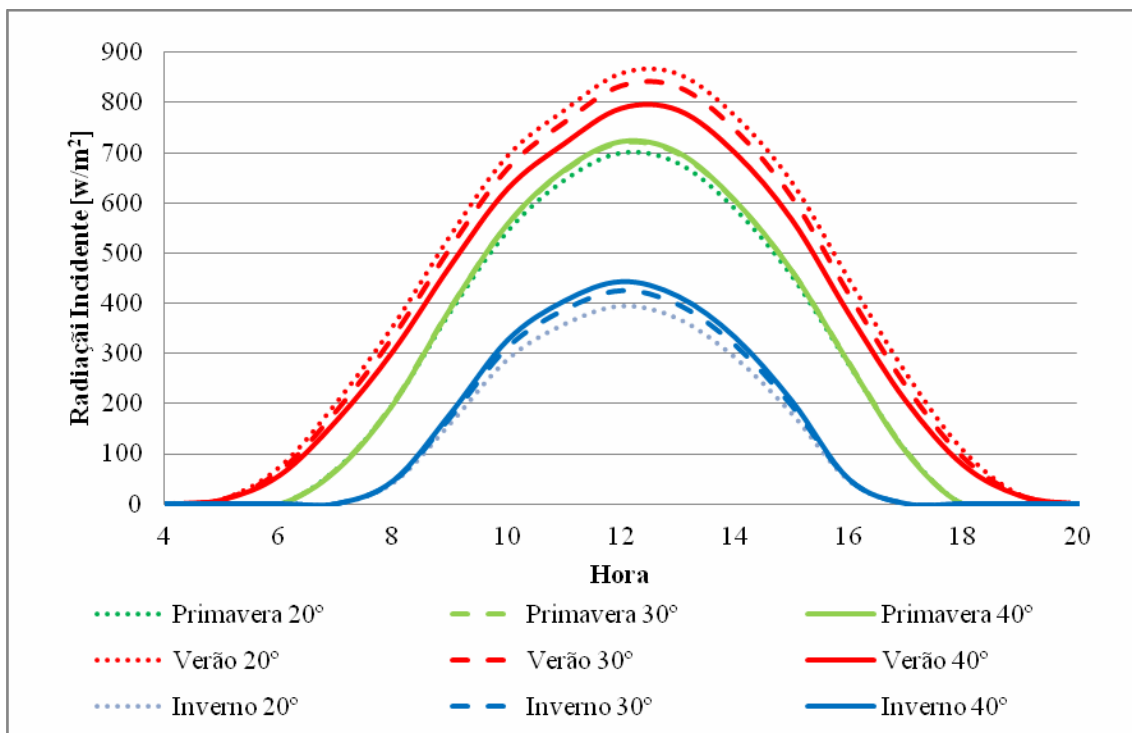
Figura 3-1 - Representação tabelar da variação da radiação incidente no Porto [kWh/m²], de [41]

80°	1203	1249	1275	1282	1274	1247	1199
70°	1330	1383	1416	1425	1415	1382	1327
60°	1433	1491	1526	1537	1525	1489	1431
50°	1510	1567	1603	1614	1601	1565	1507
40°	1557	1609	1643	1653	1642	1608	1554
30°	1573	1618	1646	1655	1645	1616	1571
20°	1559	1592	1613	1620	1612	1591	1558
	-45°	-30°	-15°	0°	15°	30°	45°
	azimute						

De seguida analisou-se por estação (Gráfico 3-2) concluindo-se que a variação entre estações pode ainda ser considerável. Contudo, dentro de cada estação, os valores não diferem muito entre os 20 e os 40° de inclinação, conforme dito anteriormente.

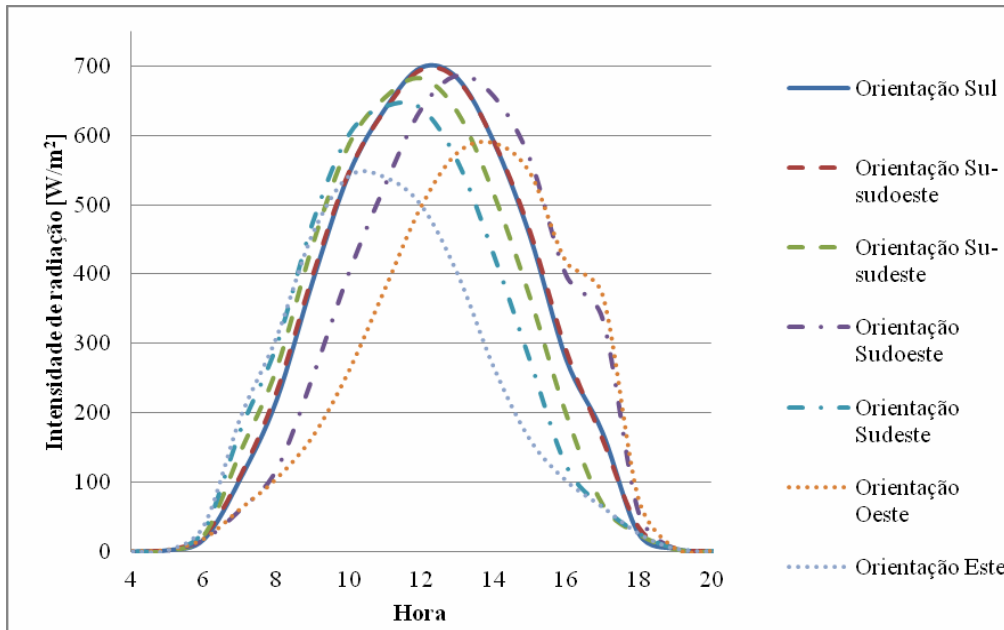
Relativamente à estação de Verão, usualmente conhecida por ser uma estação de excesso de energia solar para as necessidades AQS, é que a radiação incidente é inferior com a inclinação de 40°. Logo, para efeitos de cálculo, escolheu-se esse valor para a modelação.

Gráfico 3-2 – Variação anual da intensidade de radiação com o ângulo de inclinação



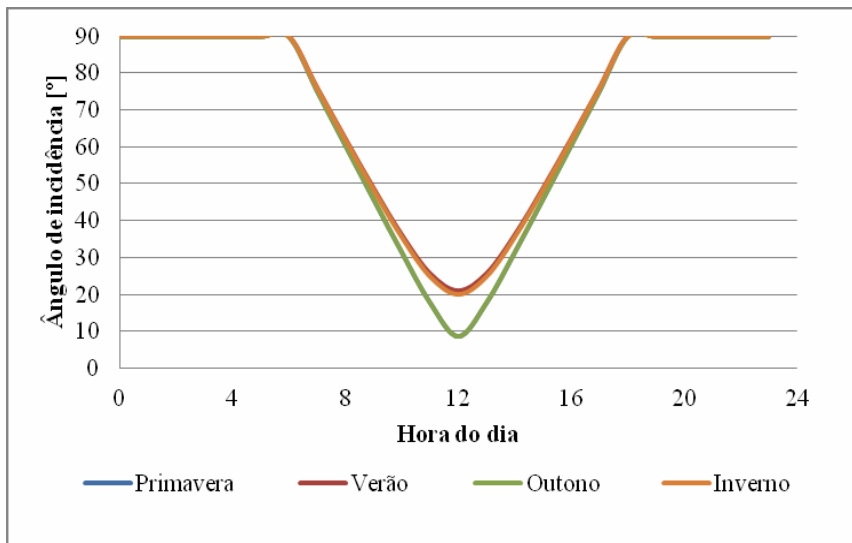
De seguida, utilizando a inclinação selecionada anteriormente, simulou-se um ano no EES e variou-se a orientação da superfície, conforme se demonstra no Gráfico 3-3. Com isso concluiu-se que, para orientações na gama sudeste-sudoeste, a variação é pouca, sendo Sul no entanto a orientação mais energética.

Gráfico 3-3 – Variação anual da intensidade de radiação com a orientação da superfície



De seguida, conhecida a parametrização geométrica do movimento solar e adotado o ângulo de inclinação; foi feita uma simulação no EES para saber como variaria o ângulo de incidência da superfície inclinada durante um ano.

Gráfico 3-4 - Representação da variação diária do ângulo de incidência por estação do ano



Pelo Gráfico 3-4, pode-se verificar que na realidade quase não existe variação entre as estações dos equinócios, bem como a dos solstícios logo, para efeitos de cálculo, considerou-se a distribuição representada na Tabela 8-2.

Os dados foram interpretados, representando-se na Tabela 8-3 e Tabela 8-4.

3.2 Resultados obtidos

3.2.1 Sistema forçado

Utilizando o método de Crank-Nicholson, calculou-se a variação temporal da temperatura semanal e mensalmente, considerando valores-tipo da radiação solar para cada estação. Com isso foi possível estimar a energia solar obtida anualmente pelo sistema.

Quanto à área de coletores instalada, seguiu-se também o RCCTE [18], aplicando 1m² por pessoa. Assim se poderá analisar o critério de dimensionamento utilizado.

Obteve-se então a evolução anual da fração solar (realizada a simulação mensal para cada estação do ano), representada do Gráfico 3-5 ao Gráfico 3-7.

Gráfico 3-5 - Evolução anual da contribuição solar para um consumo de referência

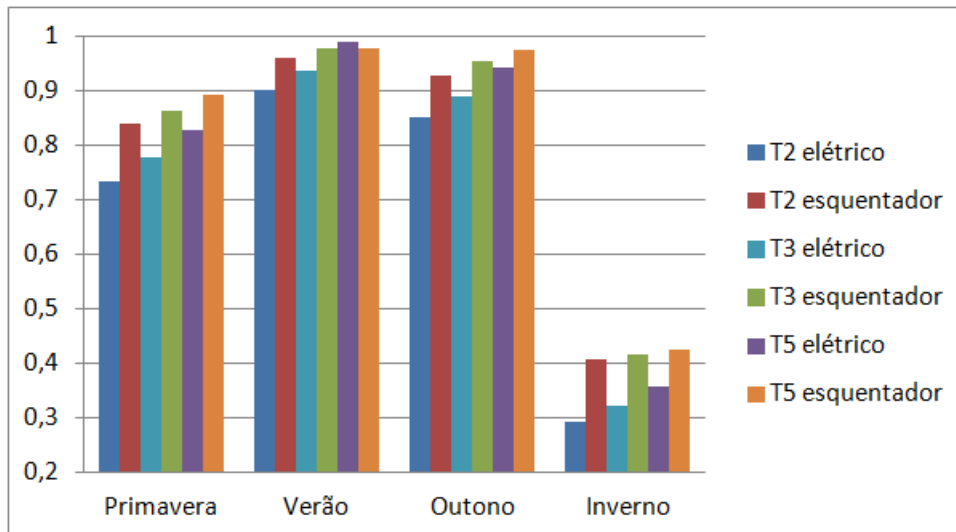


Gráfico 3-6 - Evolução anual da contribuição solar para um consumo majorante

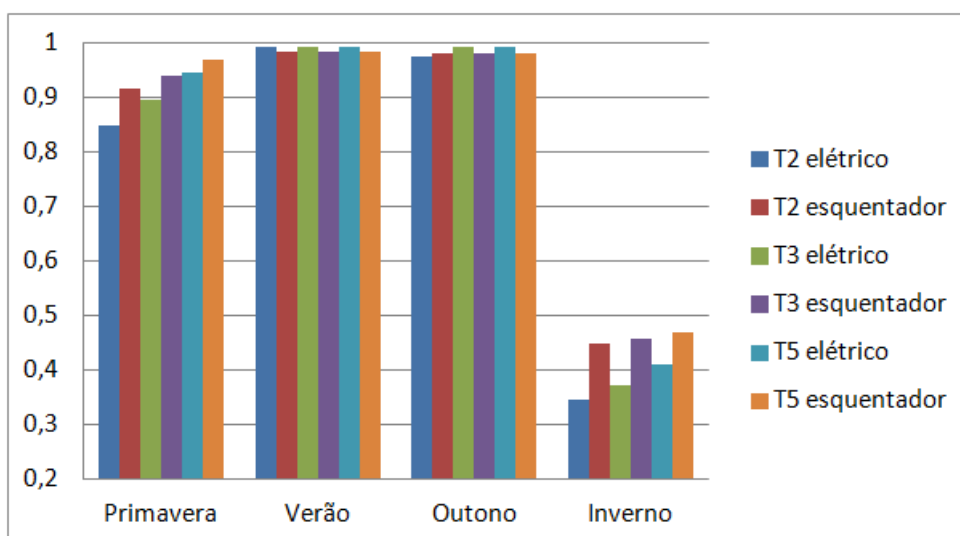
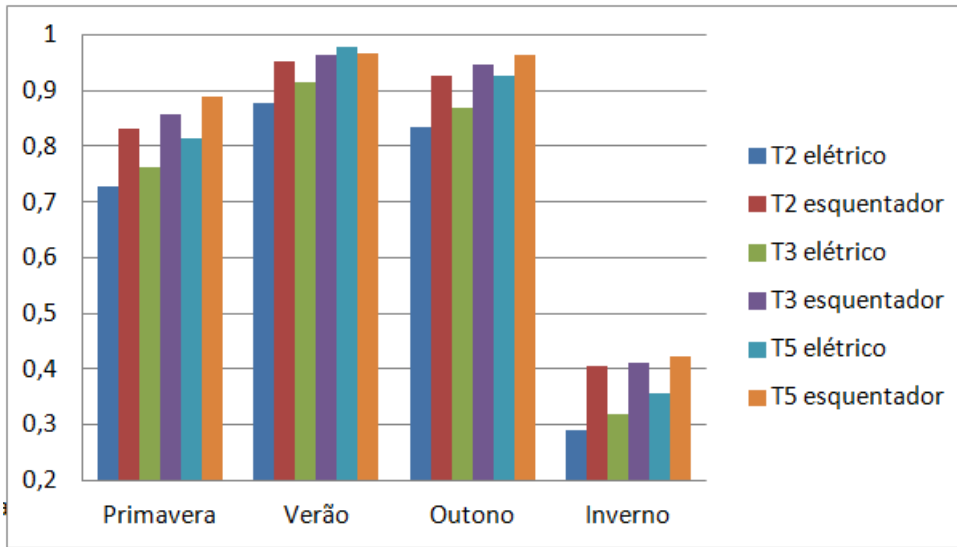


Gráfico 3-7 - Evolução anual da contribuição solar para um consumo pessimista



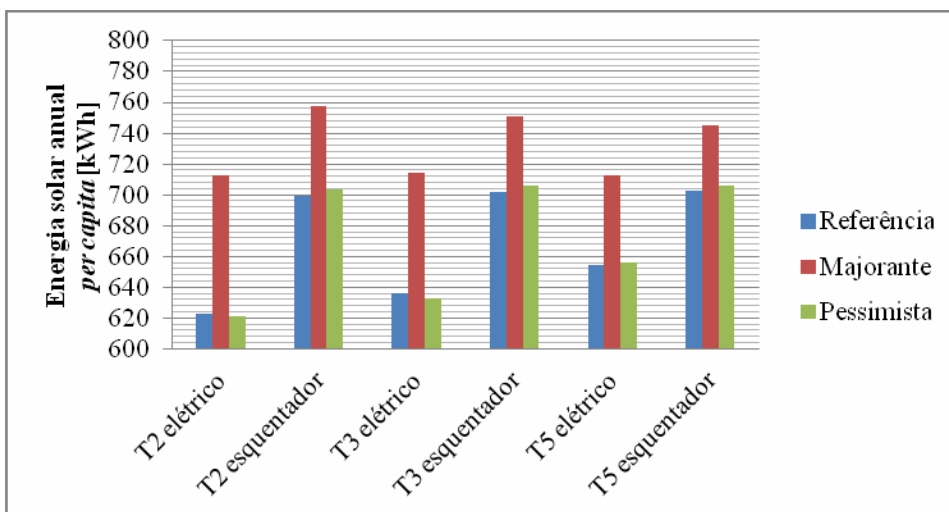
Como era de se esperar, nas estações mais quentes, a fração é bastante mais representativa; devido ao facto das perdas térmicas no coletor serem também mais reduzidas. Também se nota que o consumo majorante é o mais beneficiado na fração solar (mesmo que a variação seja pequena), por conseguir manter a temperatura do coletor mais baixa.

Nota-se já que as frações são mais elevadas com esquentador, dada a temperatura de acumulação ser imposta pela fonte solar, sendo o resto complementado pelo esquentador.

Também é de salientar que as discrepâncias entre os consumos são bastante mais reduzidas, para maiores contribuições solares, indicando possivelmente excesso de energia solar.

De seguida analisou-se a energia solar que cada uma das soluções fornecia *per capita*, representando os resultados no Gráfico 3-8.

Gráfico 3-8 – Representação da energia útil anual obtida per capita, da fonte solar



Nesta análise verifica-se que, em ambas as soluções, existe uma grande diferença no ganho solar anual com a variação do tipo de consumo (sendo esta mais demarcada nas soluções elétricas). É claro pela análise do Gráfico 3-8 que o consumo majorante é o mais vantajoso, visto trazer um maior ganho solar anual, dado conseguir manter a temperatura de acumulação mais baixa.

Nas soluções elétricas, á medida que o agregado aumenta, este consegue obter mais energia solar *per capita*, isso deve-se ao aumento do armazenamento e conseqüentemente uma maior estratificação.

Nas soluções com esquentador, não se verifica esse aumento dado o possível sobredimensionamento de $1\text{m}^2/\text{pessoa}$ do RCCTE [18], realizando temperaturas na acumulação mais elevadas com áreas de insolação superiores, havendo maiores perdas térmicas no coletor. No entanto, este critério de dimensionamento será aprofundado na análise financeira.

Posteriormente realizou-se uma análise semanal de cada sistema, variando o tipo de consumo. Esta incidiu em duas estações adversas (Verão e Inverno), para verificar claramente as diferenças do excesso/ausência do recurso solar na temperatura de armazenamento de cada caso. Essa análise apenas incidiu no agregado T3.

Realizadas as simulações para a solução auxiliada eletricamente, obteve-se os seguintes resultados:

Gráfico 3-9 - Evolução diária da temperatura no depósito com auxílio elétrico no Verão

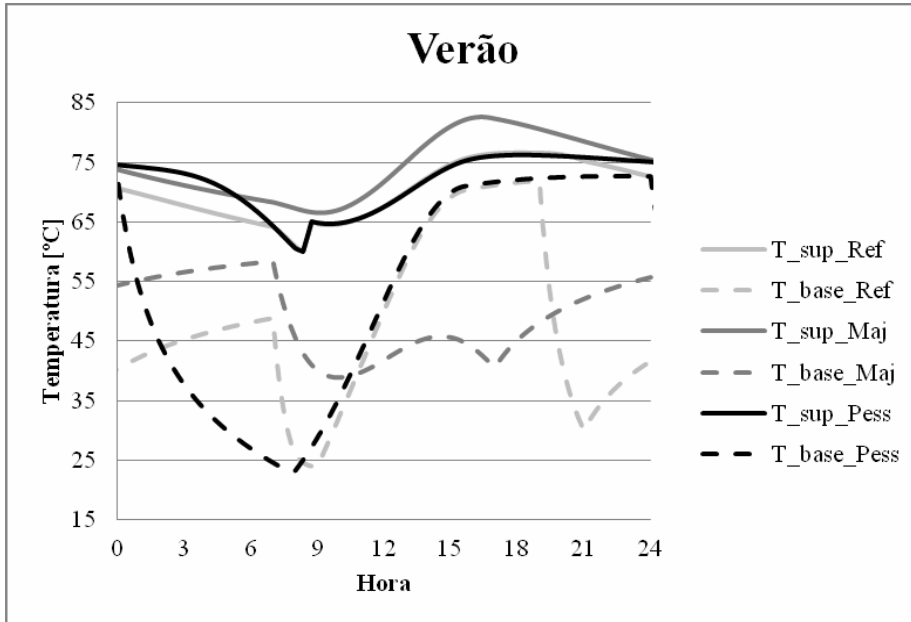
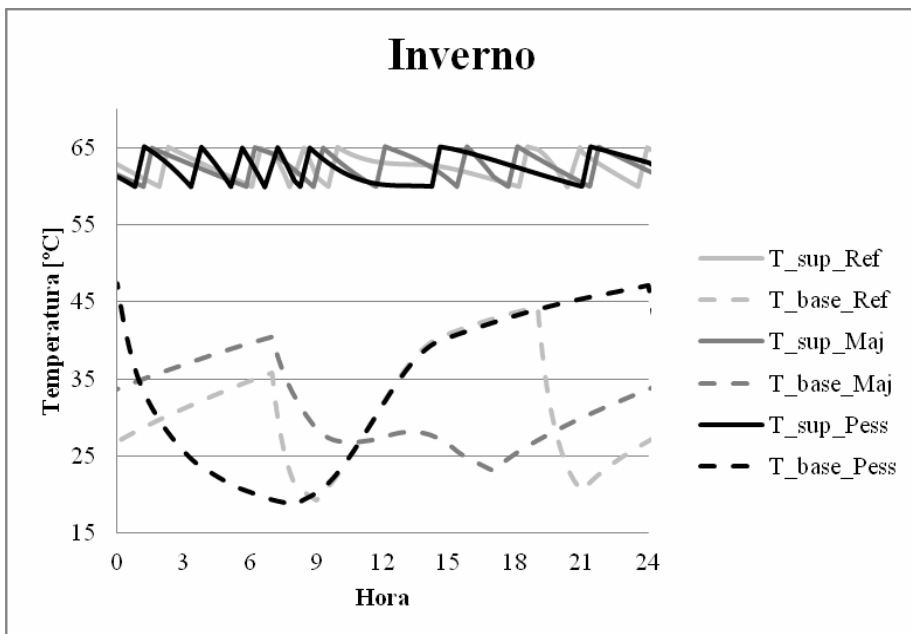


Gráfico 3-10 - Evolução diária da temperatura no depósito com auxílio elétrico no Inverno



Pela análise do Gráfico 3-9 e do Gráfico 3-10, é evidente que a deterioração da fração solar nas estações mais, se deve á continua atuação da serpentina, aliado á redução do recurso.

Realizando agora a mesma análise para as soluções auxiliadas com esquentador:

Gráfico 3-11 - Evolução diária da temperatura no depósito sem auxílio elétrico no Verão

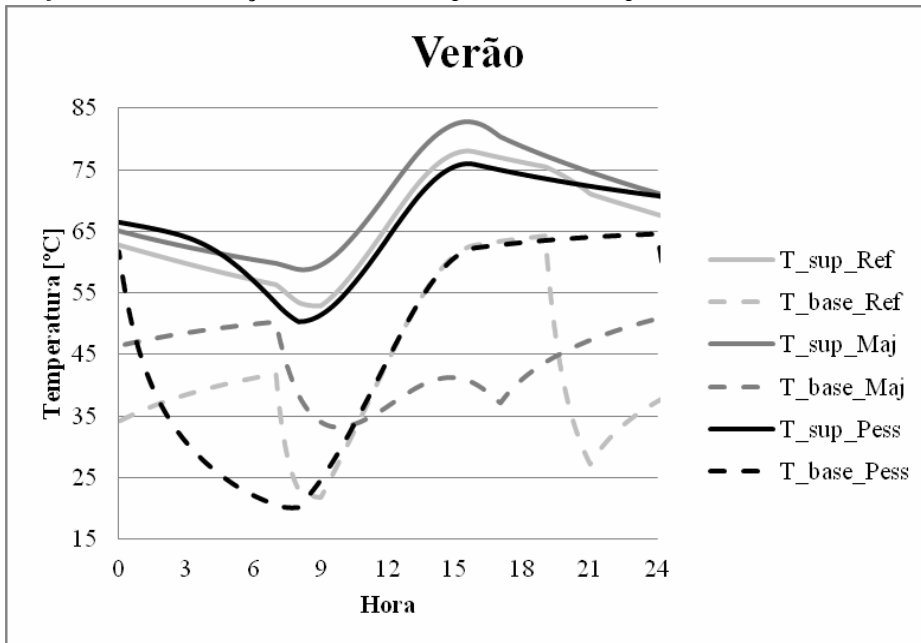
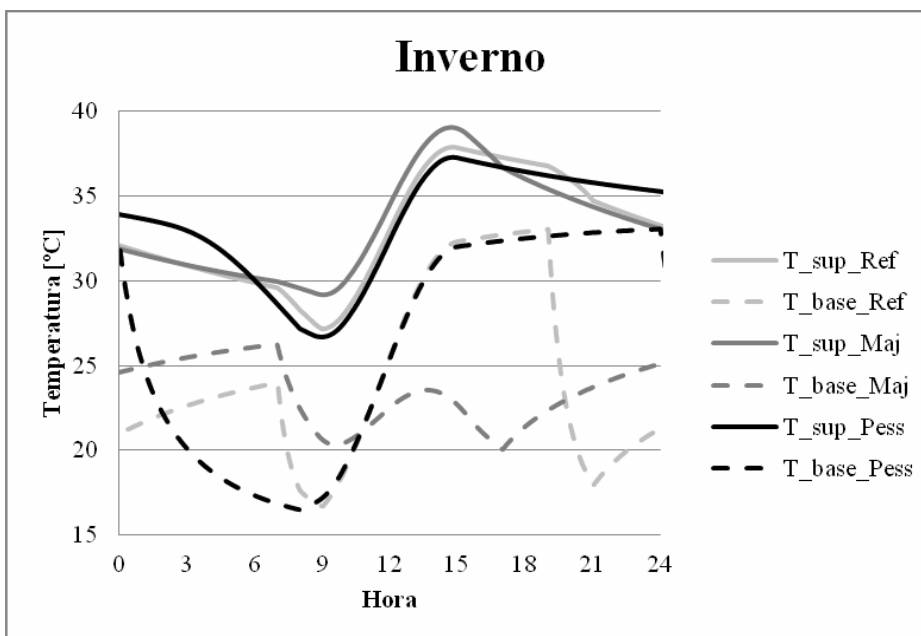


Gráfico 3-12 - Evolução diária da temperatura no depósito sem auxílio elétrico no Inverno



Observando o Gráfico 3-11 e o Gráfico 3-12, nota-se que as variações de temperatura na acumulação são bastante mais suaves. Isso deve-se ao facto do *input* energético no depósito ser unicamente pela fonte solar.

Nota-se ainda que no inverno, no depósito sem auxílio elétrico, as temperaturas de acumulação conseguidas são relativamente mais baixas.

Analisando então o rendimento térmico de ambos os sistemas:

Gráfico 3-13 - Evolução diária do rendimento térmico do coletor com auxílio elétrico

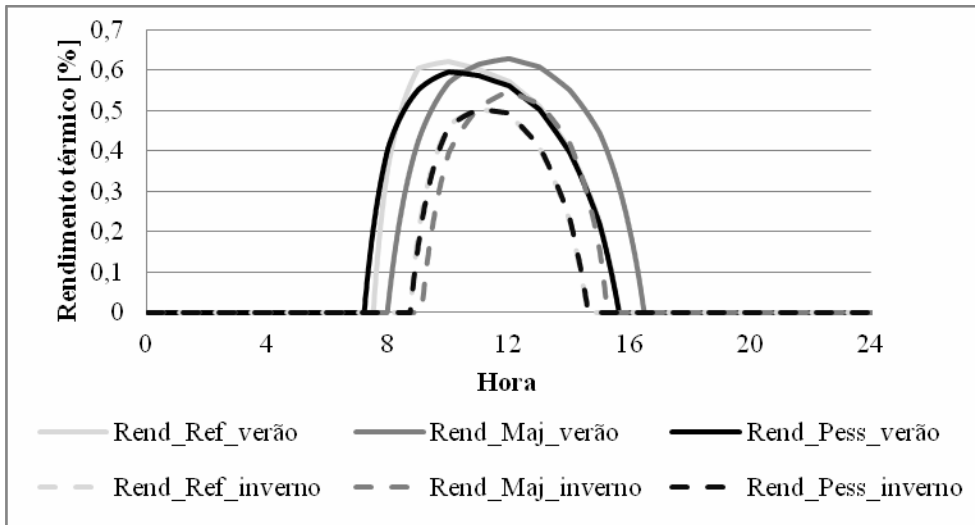
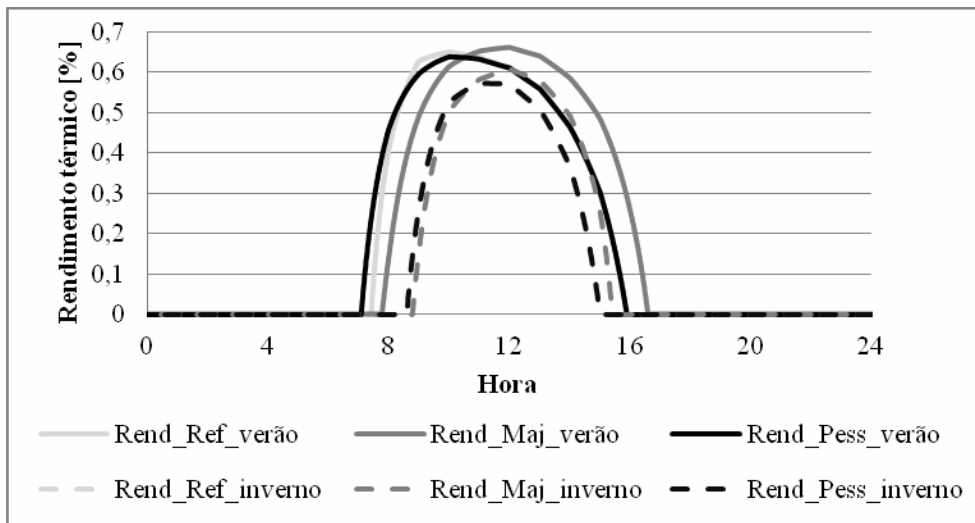


Gráfico 3-14 - Evolução diária do rendimento térmico do coletor sem auxílio elétrico



Pela análise do Gráfico 3-13 e Gráfico 3-14, nota-se que o rendimento térmico obtido nos sistemas auxiliados eletricamente é um pouco mais reduzido, sendo essa diferença mais demarcada no Inverno. No entanto, a diferença entre estações é bastante semelhante nas duas soluções. Isso deve-se à ocorrência de uma estratificação considerada quase perfeita, suprimindo a mistura de massas de água, levando a que a temperatura na base de ambos os sistemas se assemelhe.

3.2.2 Sistema em termossifão

Para os sistemas em termossifão, seguiu-se o mesmo procedimento descrito anteriormente; e obteve-se então a evolução anual da fração solar (realizada a simulação mensal para cada estação do ano), representada do Gráfico 3-15 ao Gráfico 3-17.

Gráfico 3-15 - Evolução anual da contribuição solar para um consumo de referência no termossifão

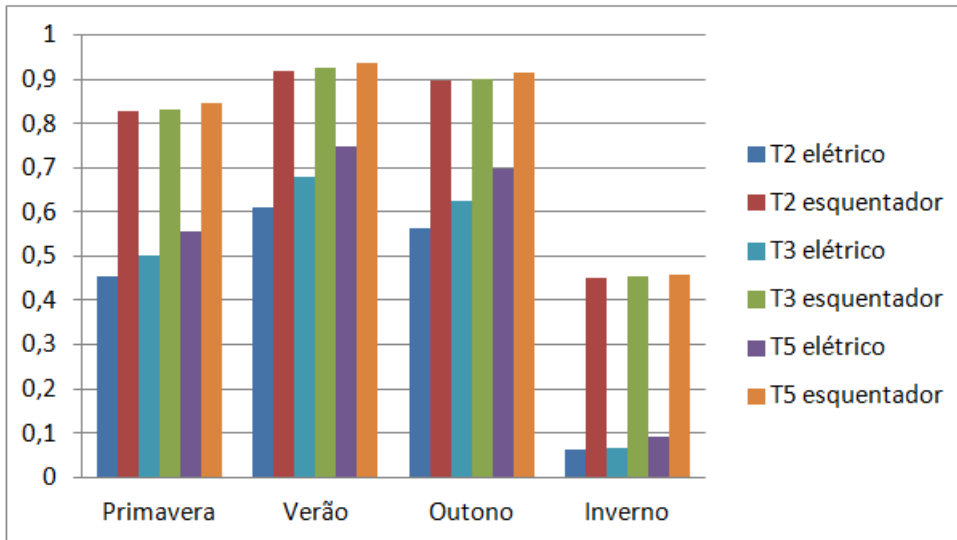


Gráfico 3-16 - Evolução anual da contribuição solar para um consumo majorante no termossifão

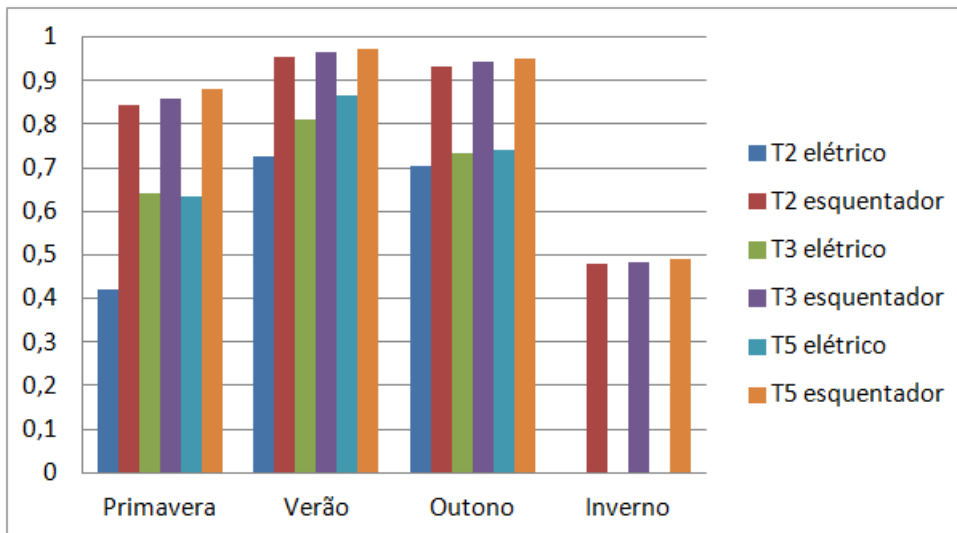
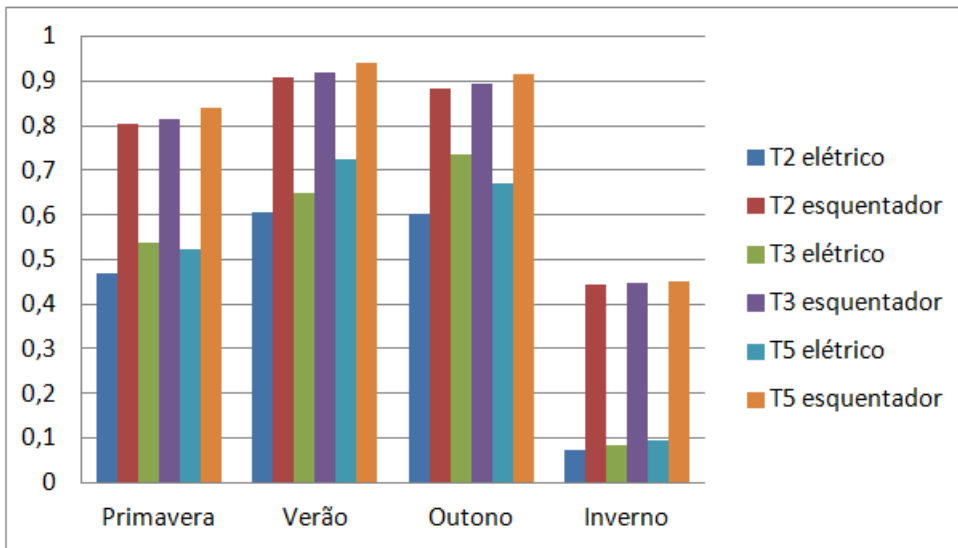


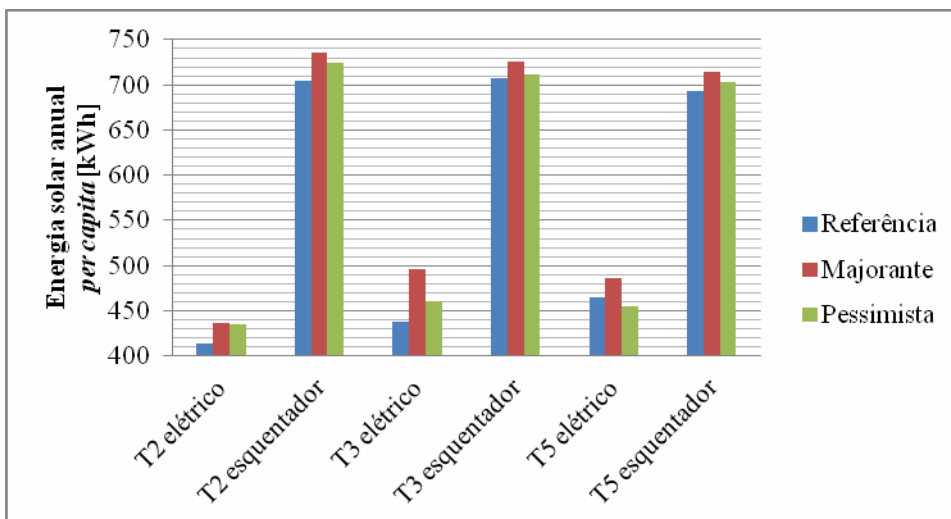
Gráfico 3-17 - Evolução anual da contribuição solar para um consumo pessimista no termossifão



Pela análise do Gráfico 3-15 ao Gráfico 3-17, nota-se que existe uma grande divergência entre as soluções auxiliadas eletricamente e as com esquentador. A fração solar pouco varia com o tipo de consumo nas soluções com esquentador. Nas soluções com auxílio elétrico existem frações solares nulas nos meses de inverno. Isso será explicado na análise diária da temperatura.

De seguida analisou-se então a energia solar que cada uma das soluções fornecia *per capita*:

Gráfico 3-18 – Energia útil anual obtida per capita, da fonte solar no termossifão



Ao analisarmos o Gráfico 3-18, nota-se claramente a grande diferença entre o auxílio elétrico e o com esquentador. Mais uma vez, para a solução com esquentador, a energia obtida anualmente varia muito pouco com o consumo, sendo que o valor rondará os 700 kWh *per capita*.

Na solução auxiliada eletricamente nota-se uma maior variação com o consumo; sendo que o valor anual rondará os 450 kWh *per capita*. Com se pode comprovar, a diferença no ganho anual é bastante mais demarcada que a homóloga forçada.

Posteriormente realizou-se então a análise semanal de cada solução, para verificar como evoluiriam as temperaturas de armazenamento de cada caso.

Gráfico 3-19 - Evolução diária da temperatura no depósito com auxílio elétrico no termossifão no Verão

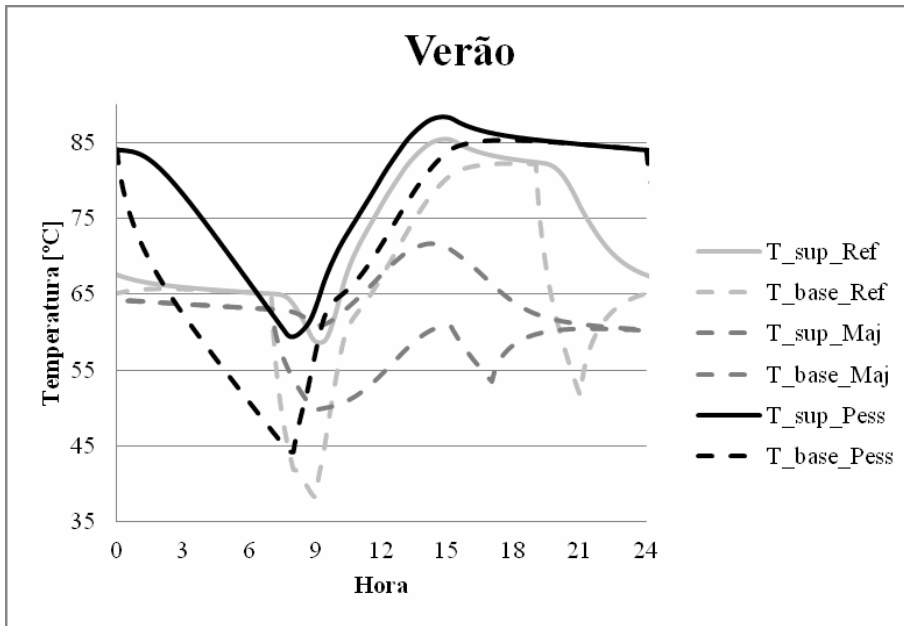
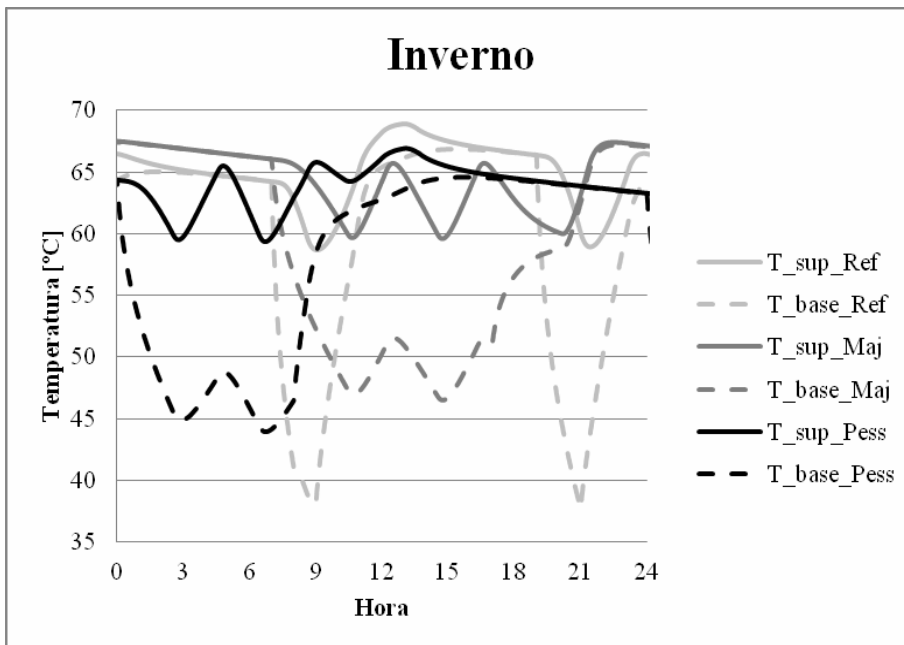


Gráfico 3-20 - Evolução diária da temperatura no depósito com auxílio elétrico no termossifão no Inverno



Observando o Gráfico 3-20 nota-se que, para o consumo majorante, como este é diurno, provoca um gradiente térmico no qual o solar nunca conseguirá fornecer, causando um contributo solar nulo (Gráfico 3-16).

Gráfico 3-21 - Evolução diária da temperatura no depósito sem auxílio elétrico no termossifão no Verão

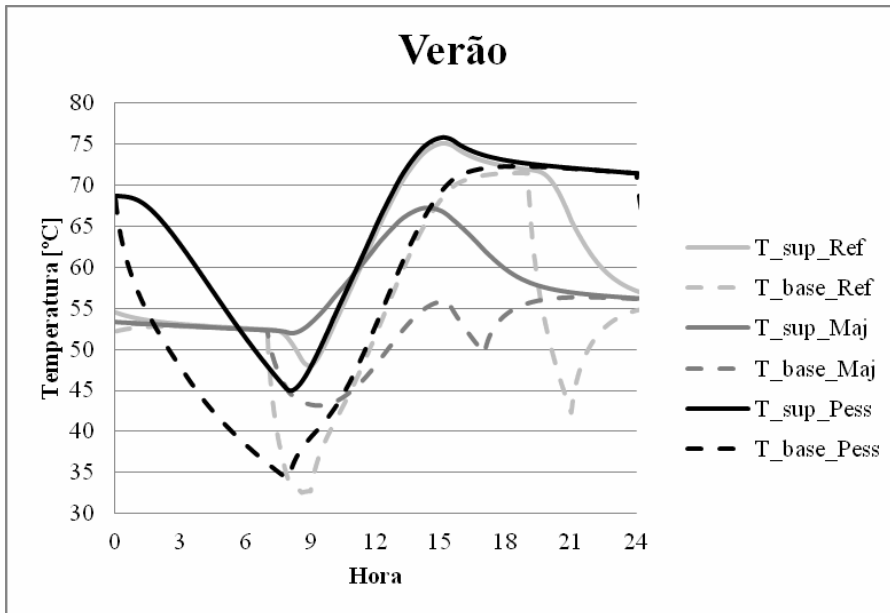
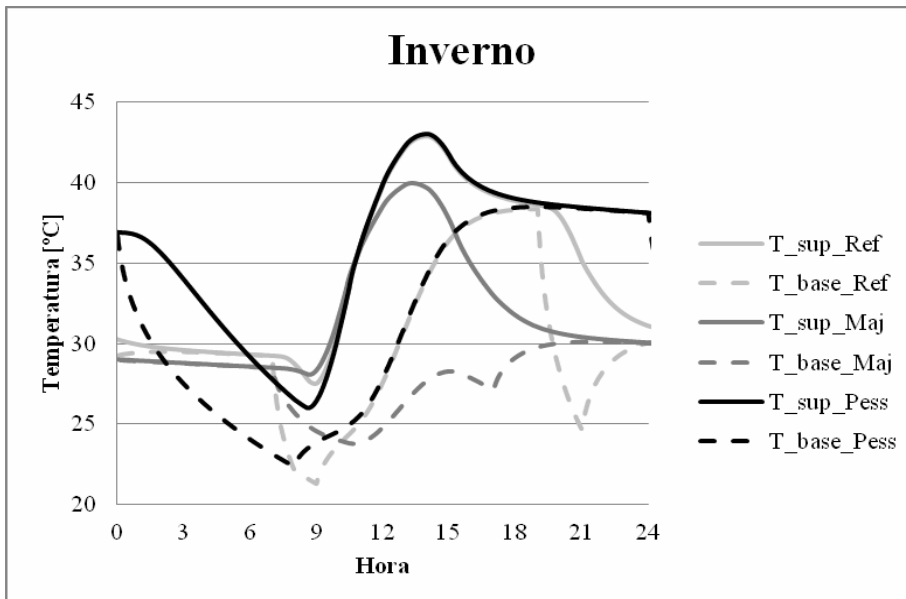


Gráfico 3-22 - Evolução diária da temperatura no depósito sem auxílio elétrico no termossifão no Inverno



Analisando então os gráficos acima representados para o termossifão, nota-se que a estratificação apenas acontece quando existe consumo, demonstrando claramente a diferença com os depósitos da solução forçada.

Ao variar o tipo de consumo, existirá uma temperatura de acumulação distinta, sendo que esta apenas converge nos casos auxiliados eletricamente, no caso de ausência do recurso (Inverno).

Realizando agora uma análise diária ao rendimento térmico do coletor:

Gráfico 3-23 - Evolução diária do rendimento térmico do coletor com auxílio elétrico no termossifão

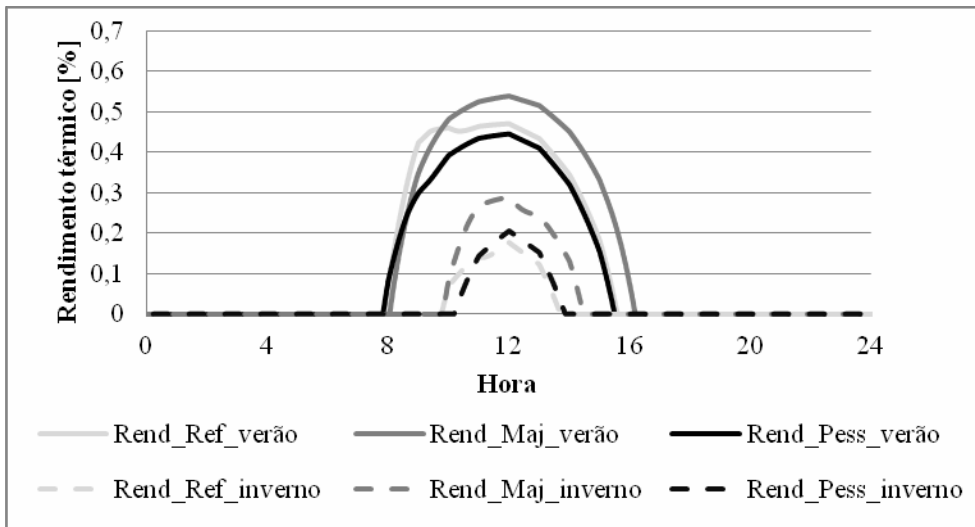
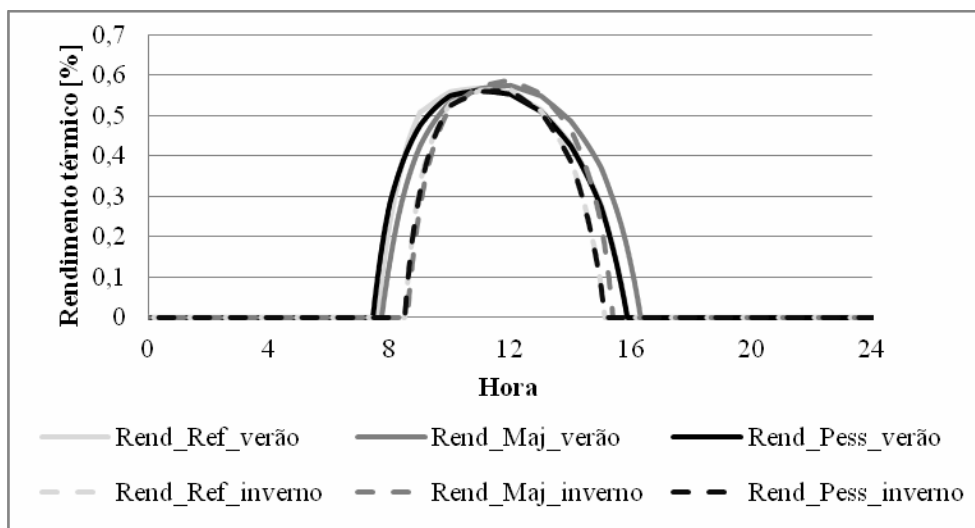


Gráfico 3-24 - Evolução diária do rendimento térmico do coletor sem auxílio elétrico no termossifão



Pela análise do Gráfico 3-24 é claro que o rendimento térmico do coletor não varia muito conforme a estação do ano. Isso deve-se ao facto da temperatura da acumulação estar mais em sintonia com o ambiente, dado o depósito se encontrar no exterior.

A grande desvantagem desse fator é demonstrada no Gráfico 3-23, em que a resistência elétrica é insensível à estação do ano, havendo por isso um grande contraste no rendimento térmico entre estações.

3.3 Conclusões

3.3.1 Com esquentador

Pela análise mensal, é possível de se dizer que nas soluções com esquentador, o termossifão apresenta uma variação com o consumo bastante mais reduzida (Gráfico 3-8 e Gráfico 3-18). Isso deve-se ao facto da transferência de energia ocorrer diretamente, e do depósito se situar na horizontal, fatores que combinados não desenvolvem estratificação na acumulação, perdendo no contributo solar anual (pelo aumento da temperatura à entrada do coletor, Gráfico 3-14 e Gráfico 3-24). No entanto, ao homogenizar a temperatura de acumulação, flexibiliza o sistema face ao tipo de consumo.

Pela análise diária (Gráfico 3-11, Gráfico 3-12, Gráfico 3-21 e Gráfico 3-22), nota-se que as variações de temperatura na acumulação são suaves, comprovando o facto da fonte solar reger a temperatura de acumulação. Isso trará uma menor variação do rendimento térmico com a estação por conseguir de certa forma uma sensibilização do sistema face às condições naturais.

3.3.2 Com auxílio elétrico

Dentro deste tipo de soluções, existe claramente uma grande divergência de resultados. Os sistemas forçados, embora obtenham menos contribuição solar do que os com esquentador (excetuando o consumo majorante, por obter temperaturas à entrada do coletor mais baixas), obtêm rendimentos térmicos bastante semelhantes a estes, fruto da estratificação.

Nos sistemas em termossifão nota-se claramente que existem muitos aspetos no qual estas falham. Existe uma grande diferença na fração solar para os três tipos de consumo (havendo no consumo majorante para a estação de inverno, uma fração nula); o que demonstra muito pouca flexibilidade com o consumo.

Isso deve-se ao facto deste tipo de sistemas funcionar para um dado aumento de temperatura. Agora, se esse aumento conseguido pelo coletor não for o suficiente para o gradiente em vigor no momento (devido à falta de radiação e ao baixo rendimento térmico), este não terá energia útil a fornecer.

Se olharmos para as análises diárias de Inverno, observando o Gráfico 3-20 e comparando-o com o Gráfico 3-10, nota-se que no termossifão a variação temporal da temperatura é bastante mais suave (não contém aquela “serrilha” característica). Isso não acontece dada a resistência elétrica ser montada como o depósito estivesse na vertical, gastando-se por isso mais energia por aquecer um maior volume.

Estas soluções, que aparentemente suscitam algum interesse, tanto do ponto de vista económico, como tecnológico; são uma realidade que não se adapta à sociedade. Isso deve-se ao facto do depósito se encontrar na horizontal, não contribuindo para qualquer tipo

estratificação (Figura 3-2 e Figura 3-3); o que leva a que a uma maior homogeneização da temperatura.

Finalmente, pelo facto destes sistemas necessitarem de estar no exterior, isso leva a que as perdas térmicas na acumulação sejam superiores, levando a um gasto energético extra. Isso faz com que este tipo de sistemas gaste no seu todo muito mais energia para o devido efeito.

Figura 3-2 - Esquema de estratificação de um depósito vertical

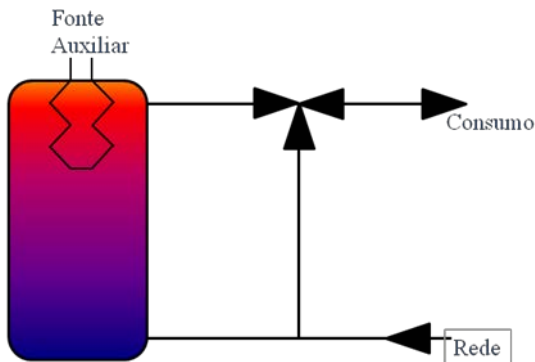
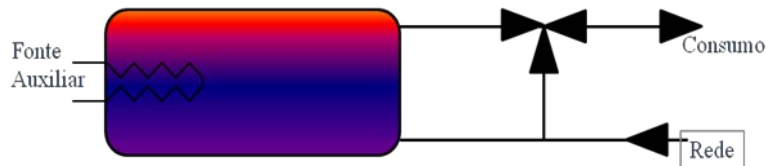


Figura 3-3 - Esquema da estratificação num depósito horizontal



Todos estes fatores contribuem para que a discrepância na energia solar obtida anualmente entre a solução auxiliada eletricamente e a com esquentador seja bastante mais demarcada que a comparação homóloga forçada. Daí poder-se afirmar que a solução elétrica no termosifão não é interessante do ponto de vista energético.

4 O caso Português

De seguida foi então realizada uma análise com mais afinco ao caso português, utilizando dados retirados de uma empresa do mercado, a Vulcano. Esta análise tinha o fim de se produzir uma pesquisa de carácter financeiro quanto às soluções estudadas anteriormente.

4.1 Parâmetros Naturais

4.1.1 Radiação Solar

É conhecido que a altura solar varia com a latitude, havendo depois características influenciadas por esse parâmetro (nomeadamente o ângulo de incidência com a superfície insolada).

Figura 4-1 - Representação geográfica dos países, de [42]



Portugal situa-se aproximadamente entre as latitudes 42°N e 37°N, conforme a Figura 4-1. Para o estudo será estudada a média de três climas distintos: Porto; Lisboa e Faro.

Procedeu-se então, com o auxílio da base de dados da agência da energia norte americana [31], à obtenção dos valores da radiação horizontal incidente no país. Esses dados foram tratados e obteve-se os seguintes valores, interpretados na Tabela 8-5. Conforme se pode verificar, dividiu-se a radiação em quatro grupos, representando as estações do ano.

Utilizando as equações já discutidas anteriormente, modelou-se com auxílio ao software EES, a radiação solar direta de difusa obtida com recurso a [31], e obteve-se os dados da radiação incidente em superfície inclinada, representados na Tabela 8-6.

4.1.2 Temperatura

Para a obtenção da temperatura, utilizou-se também os valores da agência de energia norte-americana [31], sendo esses dados tratados e representados na Tabela 8-7.

4.2 Parâmetros tecnológicos

4.2.1 O coletor

Para a análise financeira do caso português, recorreu-se ao catálogo de preços atualizado da Vulcano [43], para retirar informações técnicas sobre o coletor solar.

Escolheu-se o coletor *WarmSun* (Figura 4-2), com as seguintes características:

Tabela 4-1 - Representação das propriedades do coletor escolhido

Coletor WarmSun FKC	
η_0	0,770
K1 [W/m ² K]	3,871
Área coletável [m ²]	2,25

Figura 4-2 - Representação de um coletor WarmSun FKC, de [43]



É de se salientar que estes valores técnicos fornecidos pelo fabricante têm já em conta o fator de remoção de calor (Fr), sendo por isso o rendimento térmico calculado diretamente com eles.

4.2.2 A acumulação

Quanto à capacidade térmica, seguiu-se o critério de dimensionamento do RCCTE [18], variando apenas a área de coletores.

Solução forçada

Utilizando o mesmo critério de dimensionamento mencionado no estado da arte, a capacidade mínima de acumulação, foi-se ao catálogo da Vulcano [44] e escolheu-se os depósitos que melhor satisfaziam as necessidades:

Tabela 4-2 - Escolha do depósito Vulcano a utilizar na solução forçada

	T2	T3	T5
Nº pessoas	3	4	6
Consumo ref. [l/dia]	120	160	240
Depósito	S 200 ZB	S 300 ZB	S 400 ZB
Capacidade [l]	192	294	377
Dimensões [mm] (altura x diâmetro)	1200x450	1500x500	1300x600
Perdas [W/°C]	2,2	2,7	2,8
Potência serpentina [kW]	2		

Solução em termossifão

Como estes seriam depósitos que estariam no exterior e a fixação destes um pouco dispendiosa, o critério de dimensionamento teve que ser um pouco diferente. Recorrendo-se ao catálogo de preços do solar térmico da Vulcano [43], e escolheu-se os seguintes depósitos:

Tabela 4-3 - Escolha do depósito Vulcano a utilizar na solução em termossifão

	T2	T3	T5
Nº pessoas	3	4	6
Consumo ref. [l/dia]	120	160	240
Depósito	TS 150	TS 200	TS 300
Capacidade [l]	145	195	280
Dimensões [mm] (altura x diâmetro)	510x600	510x700	1300x840
Perdas [W/°C]	1,8	2,4	3,0
Potência serpentina [kW]	1,5	2	3

4.2.3 A solução convencional

Para o dimensionamento das soluções convencionais, no caso do termoacumulador foi necessário determinar qual seria o mínimo de capacidade para suportar o consumo respeitando as temperaturas e os caudais necessários.

Para isso realizou-se uma análise diária no EES utilizando as características fornecidas pelo catálogo de esquentadores e termoacumuladores da Vulcano da gama NaturaAqua [45], obtendo-se os seguintes dados:

Gráfico 4-1 - Comparação de termoacumuladores para o agregado T2

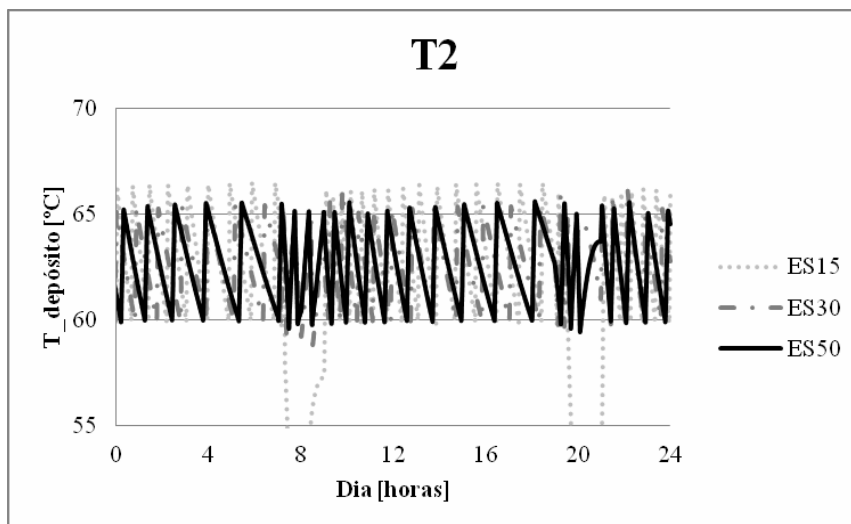


Gráfico 4-2 - Comparação de termoacumuladores para o agregado T3

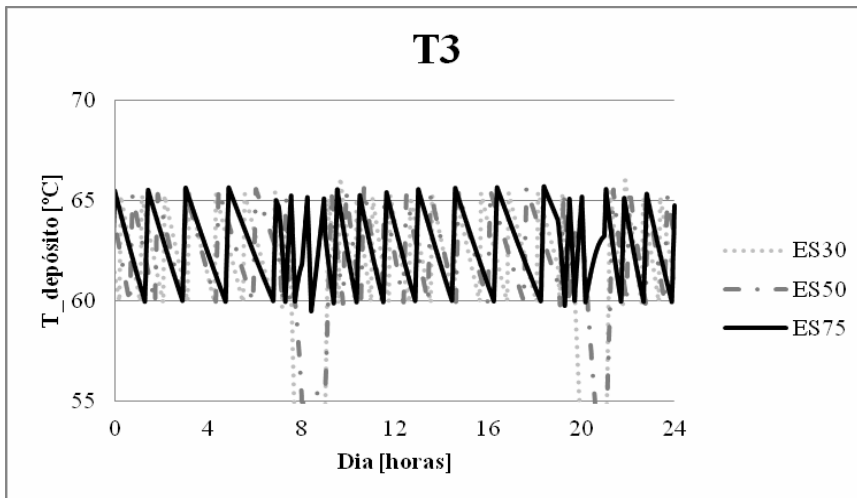
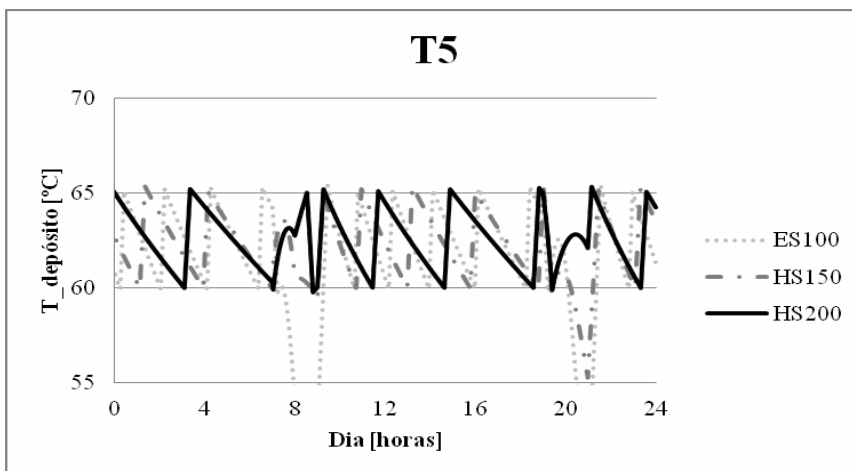


Gráfico 4-3 - Comparação de termoacumuladores para o agregado T5



Pela análise do Gráfico 4-1 ao Gráfico 4-3, é possível concluir que para o agregado T2 se utilizará como solução convencional o termoacumulador ES50, para o T3 o ES75 e para o T5 o HS200; dados estes respeitarem os requisitos impostos pelo consumo. Abaixo vem representado os parâmetros mais relevantes dos termoacumuladores:

Tabela 4-4 - Representação das características dos termoacumuladores

Designação Vulcano	Capacidade [l]	Potência [kW]	Altura [mm]	Diâmetro int. [mm]*
ES 50	50	1,5	453	374
ES 75	75	2	658	380
HS 200	200	2,6	1435	421

No caso do esquentador, recorreu-se na mesma ao catálogo de termoacumuladores e esquentadores da Vulcano [45] e escolheu-se o modelo WKDTG11, com as seguintes características:

Tabela 4-5 - Representação das características relevantes do esquentador

Esquentador WKDTG 11	
Eficiência a plena carga	88,1%
Eficiência a 30% da carga nominal	81,0%
Carga nominal	19,2 kW

4.3 Análise financeira

4.3.1 Ao rendimento

Depois do estudo do sistema, foi então possível modelá-lo com auxílio ao EES, variando a sua área coletora, análise baseada nos catálogos da Vulcano.

Realizaram-se simulações mensais para cada estação, para saber a energia auxiliar poupada pelo uso do solar térmico. A poupança energética era posteriormente traduzida num excedente monetário baseado na tarifa energética.

Para a conversão energética do gás de garrafa (GPL), recorreu-se a [46] para obter o PCI (Poder Calorífico Inferior) do GPL, convertendo de seguida para kWh em função da eficiência retirada de [45].

Com a liberalização dos mercados, o preço das garrafas de gás varia consoante o vendedor. No entanto, utilizando a Equação 4-1, calculou-se o preço médio com base nos seguintes valores:

Tabela 4-6 - Representação dos preços atualizados do GPL

Distribuidor	Preço [€/kg]	PCI [kWh/kg]	Tarifa [€/kWh]
BP	2,15	12,87	0,197
Galp	2,13		0,195

Para a obtenção das tarifas de GN e eletricidade, fez-se uma pesquisa no portal da ERSE (Entidade reguladora dos serviços energéticos), obtendo-se em suma a Tabela 4-6.

Tabela 4-7- Representação dos valores tarifários das fontes de energia em questão

Tipo de energia		Preço [€/kWh]
Eletricidade		0,15
Gás	De rede	0,07
	De garrafa	0,196

Informação retirada de [47] e [48].

Solução forçada

De seguida, houve a necessidade de se estimar um valor (por coletor instalado) anual para operação (da bomba e do sistema de controlo) e manutenção do sistema solar térmico; estimando-se esse valor por 50€/coletor. Com esta informação calculou-se então o excedente monetário anual.

Gráfico 4-4 - Representação do excedente, com a variação da área de coletores, com o uso do gás de garrafa

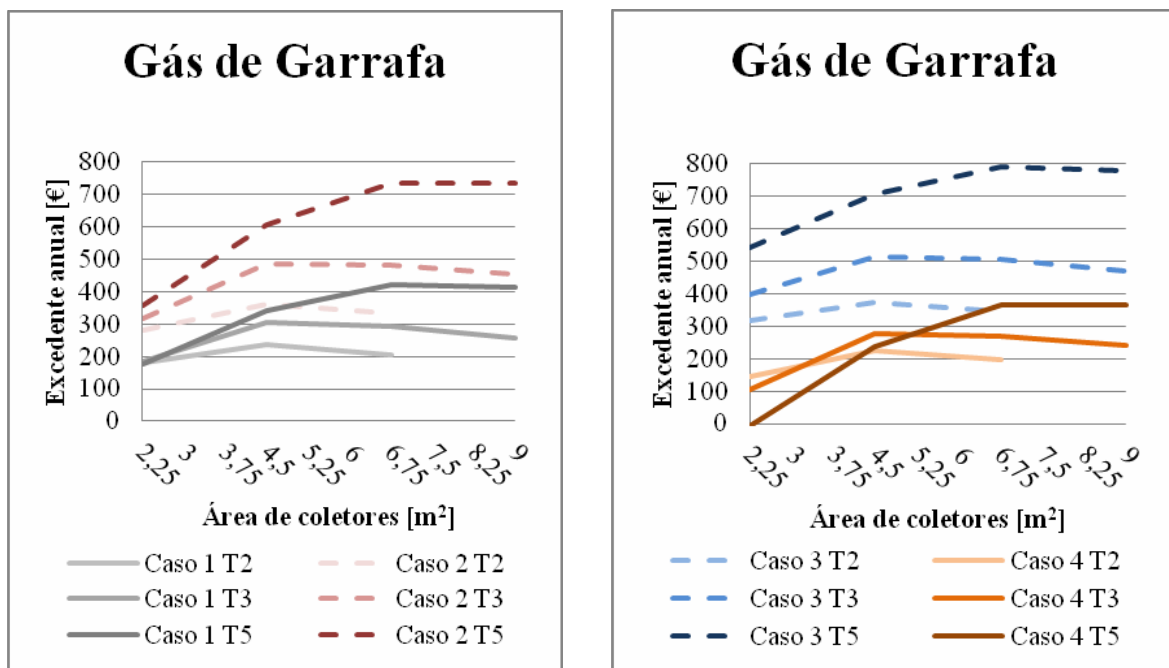
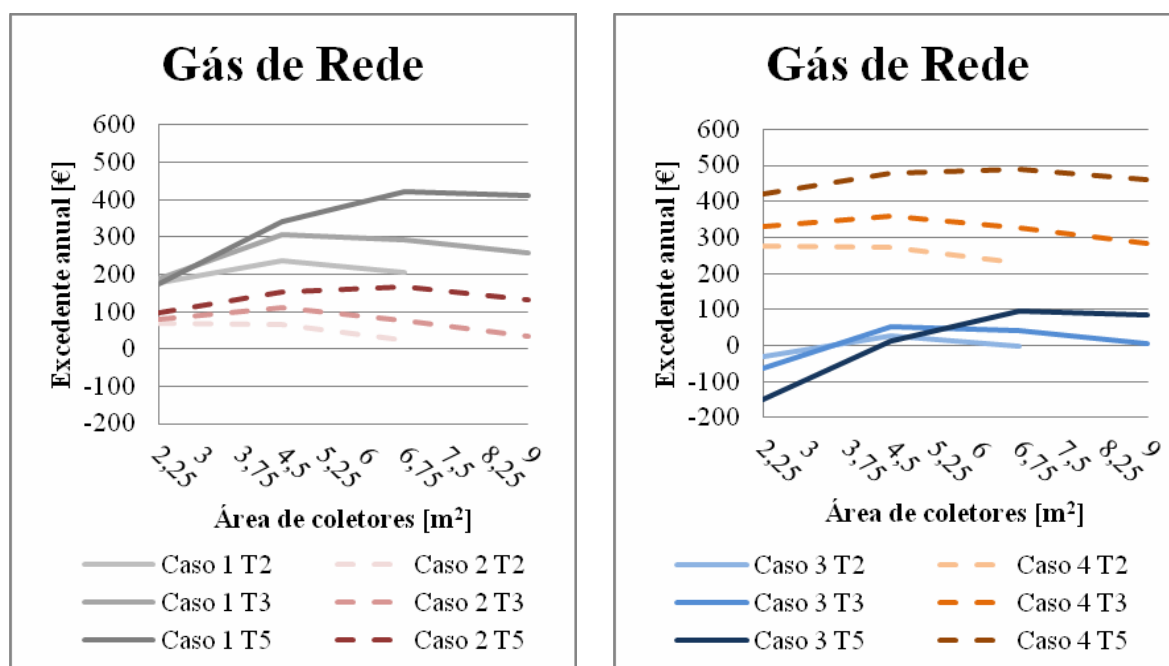


Gráfico 4-5 - Representação do excedente, com a variação da área de coletores, com o uso do gás de rede



Como se pode ver nos gráficos acima representados, foram criados 4 casos de comparação distintos, dada a necessidade de saber o impacto do uso ou não do gás da rede:

- Caso 1 – Sistema solar térmico com auxílio elétrico Vs. Termoacumulador;
- Caso 2 – Sistema solar térmico com auxílio de esquentador Vs. Esquentador;
- Caso 3 – Sistema solar térmico com auxílio elétrico Vs. Esquentador;
- Caso 4 – Sistema solar térmico com auxílio de esquentador Vs. Termoacumulador;

Pela análise do Gráfico 4-4 e Gráfico 4-5 observa-se que, na presença de gás GPL de garrafa as soluções com esquentador geram mais excedente. Com o gás natural de rede, qualquer solução que não utilize o gás não é rentável face às que utilizam. Tudo isso deve á grande diferença tarifária.

Isso comprova-se no caso 4, quando se compara o solar térmico + esquentador com o termoacumulador, é bastante óbvio que o excedente é majorado com o uso do gás da rede, obtendo-se excedentes bastante interessantes.

Solução em termossifão

Na solução em termossifão, não existiria o consumo elétrico da bomba, dado este tipo não possuir esse componente; sendo então o montante anual para o controle e manutenção do sistema solar térmico estimado por metade da solução forçada; 25€/coletor.

Gráfico 4-6 - Representação do excedente, com a variação da área de coletores, com o uso do gás de garrafa no termossifão

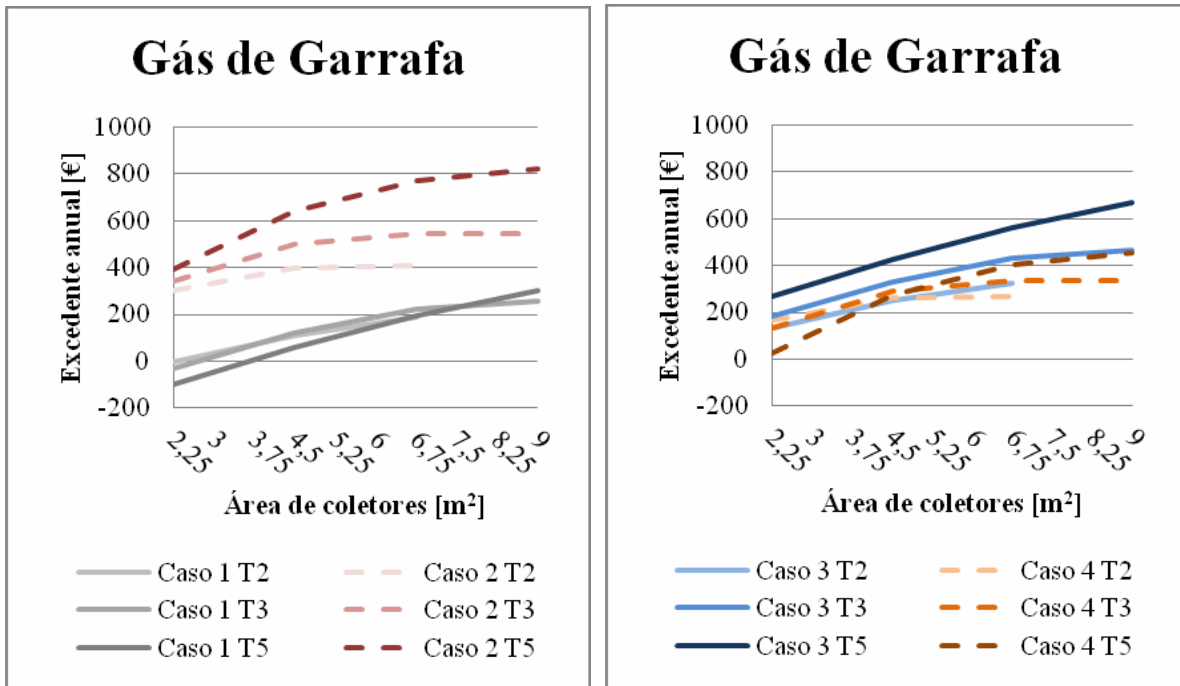
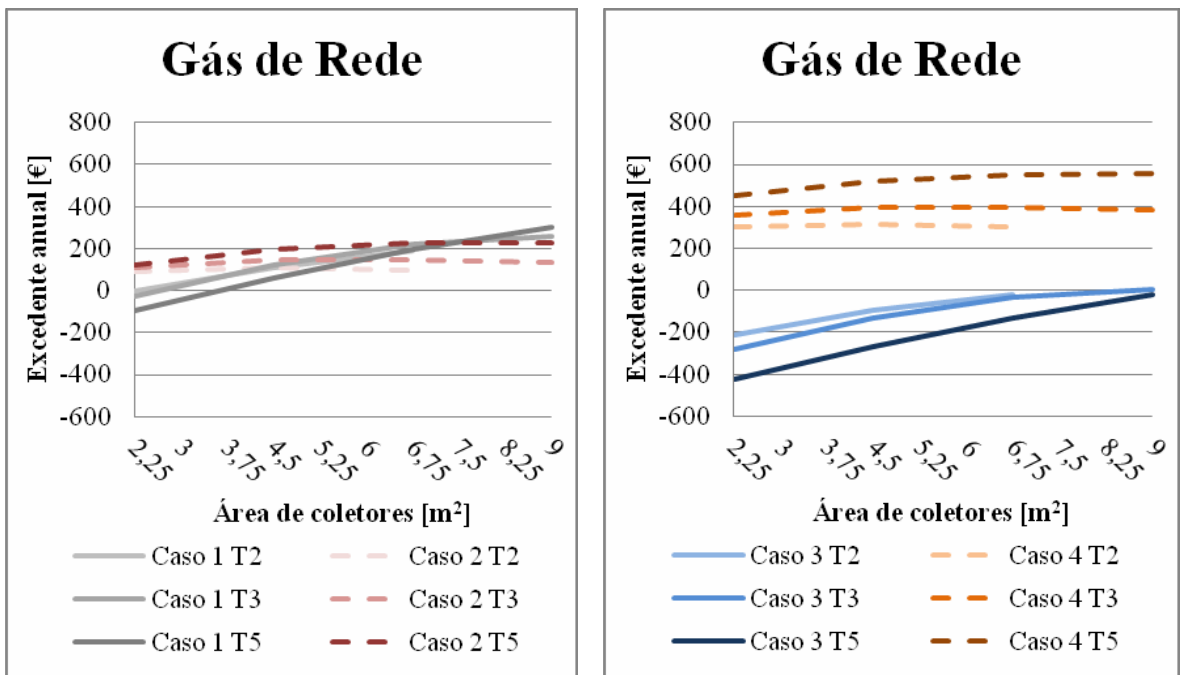


Gráfico 4-7 - Representação do excedente, com a variação da área de coletores, com o uso do gás de rede no termossifão



Como se pode ver nos gráficos acima representados, em semelhança aos sistemas forçados, foram criados 4 casos de comparação distintos, dada a necessidade de saber o impacto do uso ou não do gás da rede:

-Caso 1 – Sistema solar térmico por termossifão com auxílio elétrico Vs. Termoacumulador;

-Caso 2 – Sistema solar térmico por termossifão com auxílio de esquentador Vs. Esquentador;

-Caso 3 – Sistema solar térmico por termossifão com auxílio elétrico Vs. Esquentador;

-Caso 4 – Sistema solar térmico por termossifão com auxílio de esquentador Vs. Termoacumulador;

Pela análise do Gráfico 4-6 e Gráfico 4-7, comprova-se mais uma vez que o uso do gás natural é bastante mais competitivo que qualquer outra solução.

Podemos ainda afirmar que as soluções auxiliadas com o esquentador geram sempre excedente positivo nos dois casos, provando que de facto estas reduzem a nossa fatura energética.

O caso das soluções auxiliadas eletricamente, quando comparadas com a sua convencional elétrica, geram um montante anual negativo, para pequenas áreas de insolação. Isso leva-nos a assumir que de facto este tipo de aproveitamento não é nem energeticamente viável, nem economicamente rentável (conforme se verá posteriormente).

4.3.2 Ao investimento

Quando se faz um investimento, este necessita de ser financiado. Esse financiamento pode vir de capitais próprios, bem como de empréstimos.

Numa sociedade capitalista, o valor temporal do dinheiro encontra-se em constante variação, caracterizado pela inflação, a subida generalizada do nível de preços. Logo, quando se requer um financiamento, a entidade que fornece esse montante aplica uma taxa sobre esse investimento (o juro), que rentabilizará esse montante para a entidade.

As considerações tomadas para o cálculo do financiamento foram as seguintes, retirado de [49]:

Equação 4-1 - Cálculo da anuidade, baseada no montante do empréstimo, na taxa de juro e no número de períodos de capitalização

$$\text{Valor Atual} = \text{Anuidade} * \left[\frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} \right] \text{ [€];}$$

Conhecidos o montante passível de se poupar anualmente e custo adicional da solução solar térmica relativamente, utilizando a expressão descrita anteriormente; é possível calcular o retorno financeiro do investimento.

Custos da solução forçada

Inicialmente estimou-se o custo do investimento no sistema AQS completo, bem como o custo da solução convencional, baseado nos catálogos de preços da Vulcano [45] e [43], conforme se pode ver resumido na Tabela 4-8.

Tabela 4-8 - Representação dos custos [€] referentes à solução solar térmica por agregado

Solução Forçada - Utilizando Coletores WarmSun FKC				
Custos Variáveis	Artigo			Custo
	Coletor			640
	Fixação ao telhado + ligação hidráulica			115
Custos Fixos	T2			
	Auxílio Elétrico		Esquentador	
	Artigo	Custo	Artigo	Custo
	Depósito S200 ZB	625	Depósito S200 ZB	625
	Resistência Eléc.	105	Esq. WTDKG11	272
	T3			
	Auxílio Elétrico		Esquentador	
	Artigo	Custo	Artigo	Custo
	Depósito S300 ZB	1000	Depósito S300 ZB	1000
	Resistência Eléc.	105	Esq. WTDKG11	272
T5				
Auxílio Elétrico		Esquentador		

Custos da solução em termossifão

Para o caso do termossifão, pesquisou-se os catálogos da Vulcano referentes aos componentes do sistema em termossifão [43], chegando-se aos seguintes valores:

Tabela 4-9 - Representação dos custos [€] referentes à solução solar térmica por termossifão, por agregado

Solução por Termossifão - Utilizando Coletores WarmSun FKC				
Custos Variáveis	Artigo		Custo	
	Coletor		625	
	Fixação ao telhado + ligação hidráulica		130	
Custos Fixos	T2			
	Auxílio Elétrico		Esquentador	
	Artigo	Custo	Artigo	Custo
	Depósito TS 150-1	620	Depósito S200 ZB	620
	Resistência Eléc.	45	Esq. WTDKG11	272
	T3			
	Auxílio Elétrico		Esquentador	
	Artigo	Custo	Artigo	Custo
	Depósito TS 200-1	720	Depósito S300 ZB	720
	Resistência Eléc.	54	Esq. WTDKG11	272
	T5			
	Auxílio Elétrico		Esquentador	
	Artigo	Custo	Artigo	Custo
	Depósito TS 300-1	930	Depósito S400 ZB	930
	Resistência Eléc.	58	Esq. WTDKG11	272

É de salientar que todos os valores das soluções solares térmicas acima descritos carecem do valor do IVA (imposto sobre valor acrescentado).

Solução convencional

Para o caso convencional com termoacumulador, realizou-se individualmente as modelações, sem o solar térmico, e retirou-se o valor energético gasto.

Para o caso do esquentador, apenas estimou-se um valor para a eficiência baseado no catálogo [45] do equipamento. Com essa eficiência e os valores dos consumos domésticos, retirou-se um gasto energético.

Tabela 4-10 – Custos [€] da instalação dos sistemas convencionais

Termoacumulador	Custo
NaturaAqua ES 50	140
NaturaAqua ES 75	175
NaturaAqua HS 200	375
Esquentador	Custo
WKDTG11	272

Com esta informação, já foi possível obter o investimento extra associado à solução solar térmica, sendo esse valor o que será amortizado com o excedente anual.

Para isso, manipulou-se matematicamente a Equação 4-1, que nos fornecia o montante das prestações, bem como o período de retorno, para um dado montante inicial necessário a uma dada taxa de juro, resultando na Equação 4-2.

Equação 4-2 - Cálculo do período de retorno financeiro

$$n = (-1) * \frac{\ln\left(1 - \frac{\text{Valor Atual}}{\text{Anuidade}} * r\right)}{\ln(1 + r)}$$

Este retorno calculado supõe como base o pagamento de uma prestação anual constante (correspondente ao excedente anual, considerado constante).

O valor atual corresponderá à diferença entre o investimento solar térmico em questão e um dos dois investimentos convencionais.

O excedente anual, que corresponderá à anuidade, terá em conta a poupança energética (diferença de gastos energéticos entre as soluções); bem como as operações de manutenção e manuseamento do solar térmico. O termo r corresponde à taxa de juro anual nominal.

Amortização da solução forçada

Os resultados obtidos foram os seguintes; para uma taxa de juro de 5%:

Gráfico 4-8 - Representação do retorno financeiro com a variação da área coletora para cada caso e agregado, baseado nos preços do gás de garrafa

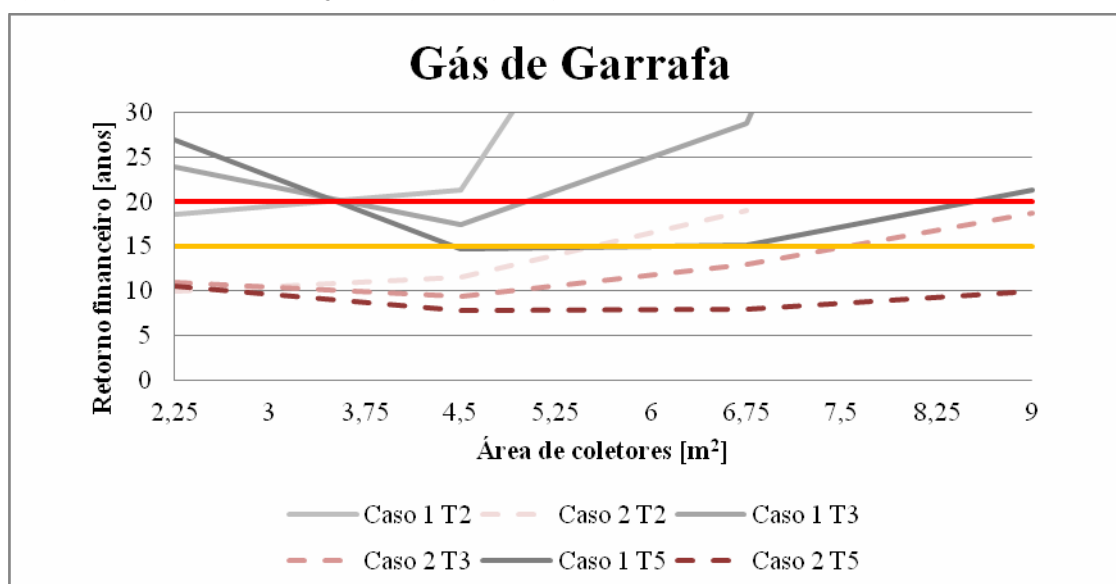
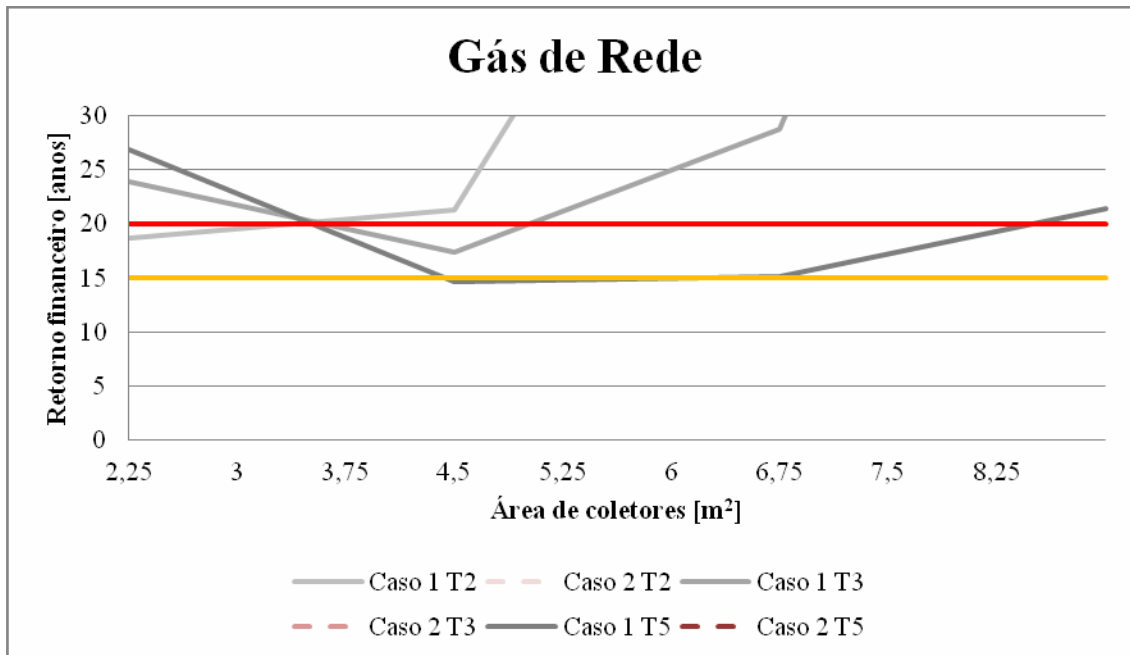


Gráfico 4-9 - Representação do retorno financeiro com a variação da área coletora para cada caso e agregado, baseado nos preços do gás da rede de distribuição



Considerou-se o limite de 20 anos por este tipo de sistemas lidar com temperaturas relativamente baixas, exigindo no entanto a certificação “*Solar Keymark*” a qualquer sistema solar térmico [33, 50].

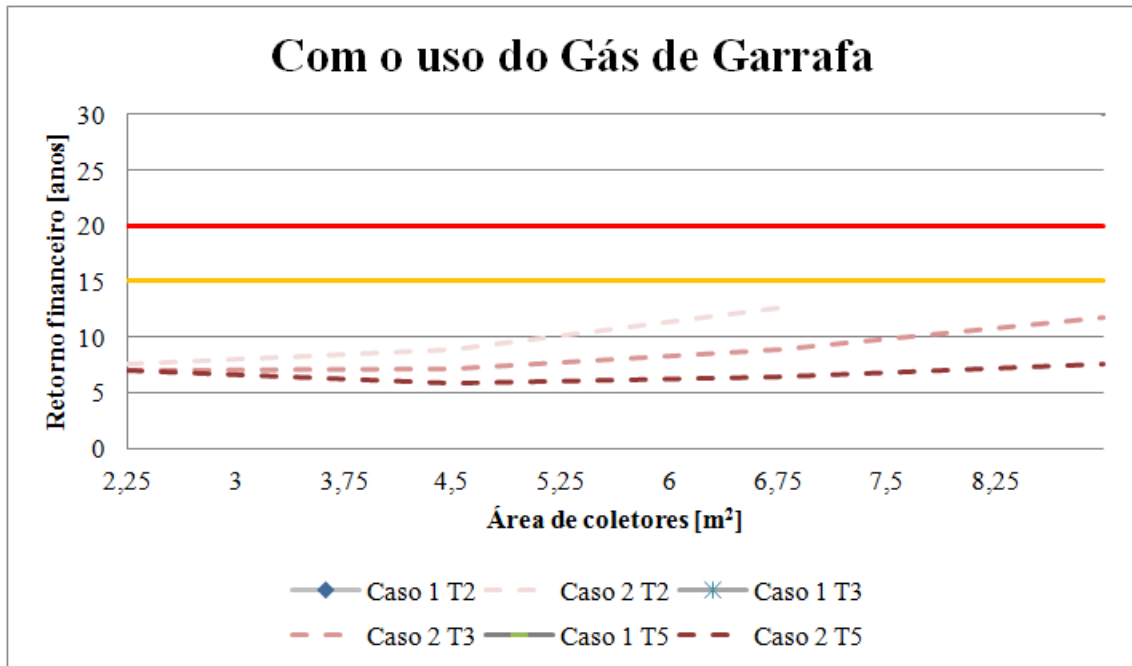
Como se pode ver comparando o Gráfico 4-8 e o Gráfico 4-9, que quando se utiliza gás da rede de distribuição, a solução solar térmica não é rentável, aos preços que se rege o mercado.

Pode-se ainda dizer que, utilizando o gás de garrafa, as soluções auxiliadas a esquentador obtém retornos mais interessantes que as auxiliadas eletricamente.

Amortização das soluções em termossifão

Para o caso do termossifão, a taxa de juro aplicada foi a mesma; tendo-se obtido os seguintes resultados:

Gráfico 4-10 - Representação do retorno financeiro com a variação da área coletora para cada caso e agregado, baseado nos preços do gás de garrafa, para o termossifão



Pela análise do Gráfico 4-10 nota-se que os sistemas auxiliados eletricamente não aparecem, isso comprova mais uma vez o pouco interesse económico deste tipo de sistemas. Nas soluções com esquentador, os sistemas com termossifão conseguem obter retornos mais interessantes. Isso deve-se do custo inicial nestes ser mais reduzido.

4.4 Análise de sensibilidade

Depois do estudo pormenorizado de cada solução, procedeu-se então a uma análise dos casos mais importantes de cada solução (caso 1 e 2, por serem homólogas quanto ao combustível a comparar com o convencional, conforme dito anteriormente).

Essa análise incidirá em três fatores: o custo inicial da solução, a taxa de juro aplicável e a tarifa energética.

4.4.1 Análise ao custo inicial

Procedeu-se então à análise sobre o custo inicial. Esta consistiu na redução até 50% do custo, verificando como variaria o retorno médio esperado. Os resultados obtidos foram os seguintes:

Gráfico 4-11 - Representação do retorno médio esperado, variando o custo inicial das soluções forçadas

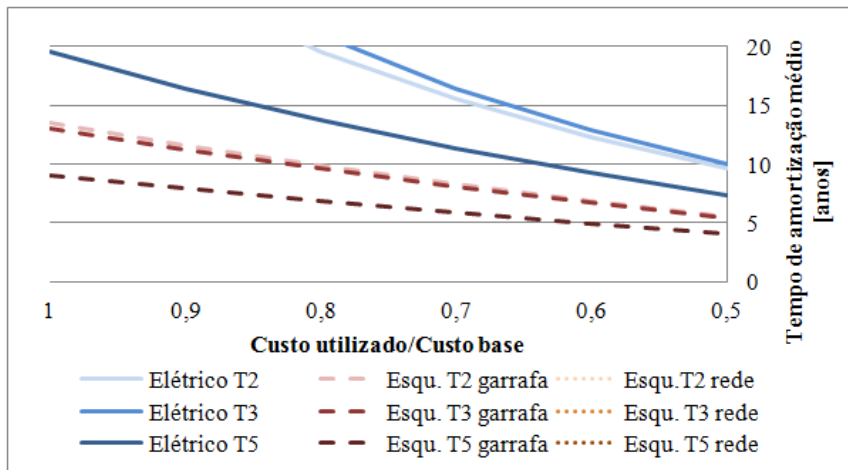
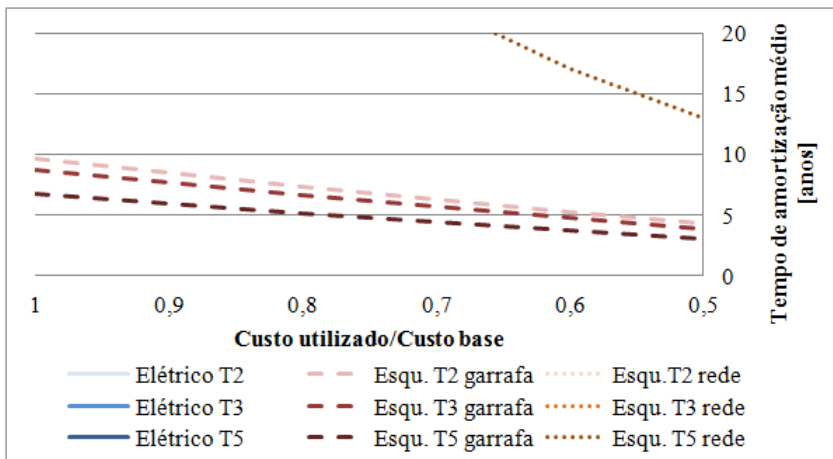


Gráfico 4-12 - Representação do retorno médio esperado, variando o custo inicial das soluções em termossifão



Pela análise do Gráfico 4-11 nota-se que tanto as soluções elétricas como as utilizando o gás de garrafa, o seu retorno médio financeiro acaba por convergir, à medida que os custos iniciais se reduzem, mas de uma forma muito suave. É também claro a hegemonia dos sistemas com esquentador, face aos auxiliados eletricamente.

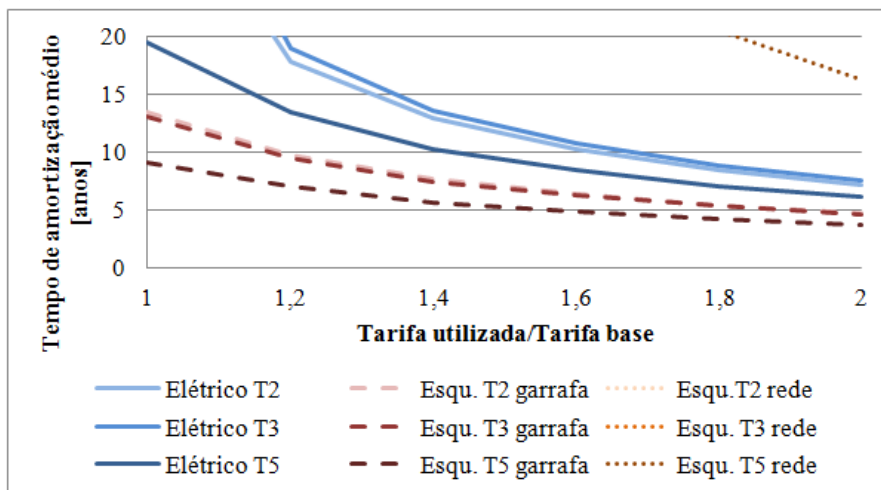
Analisando agora o Gráfico 4-12, é claro a grande divergência entre as soluções com esquentador e as auxiliadas eletricamente; visto que as auxiliadas eletricamente nem apresentaram retornos médios esperados abaixo dos vinte anos. Nota-se também que os sistemas solares térmicos com esquentador obtêm resultados mais otimistas que a mesma solução forçada.

Se analisarmos ambos os gráficos sem o IVA (correspondendo a cerca de 80% do custo base), nota-se que em ambas as soluções, apenas as com esquentador conseguem um retorno médio abaixo dos 20 anos.

4.4.2 Análise à tarifa energética

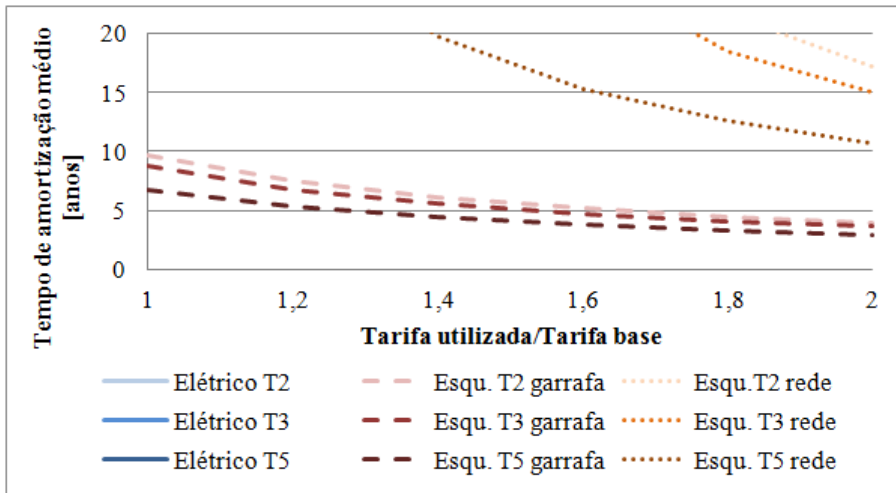
Esta análise consistiu no aumento de ambas as tarifas, até a um máximo onde estas aumentavam até 3,5 vezes o seu valor atual. Os resultados obtidos foram os seguintes:

Gráfico 4-13 - Representação do retorno médio esperado na solução forçada, variando as tarifas energéticas



Ao analisarmos o Gráfico 4-13 nota-se que para um aumento das tarifas de 50%, todas as soluções excetuando as que utilizam o gás de rede (e o caso do agregado T2 com esquentador), obtêm um retorno médio esperado abaixo dos 20 anos.

Gráfico 4-14 - Representação do retorno médio esperado na solução em termosifão, variando as tarifas energéticas



Pela análise do Gráfico 4-14 e para um cenário equivalente ao acima descrito, nota-se que apenas as soluções utilizando gás de garrafa, obtêm um retorno médio esperado abaixo dos 20 anos. Nota-se também que as auxiliadas eletricamente nunca obtêm esse valor.

4.4.3 Análise à taxa de juro

De seguida, analisou-se então a taxa de juro anual nominal do investimento. Essa análise variou a taxa entre os 3 e os 7%. Os resultados obtidos foram os seguintes:

Gráfico 4-15 - Representação do retorno médio esperado na solução forçada, variando a taxa de juro

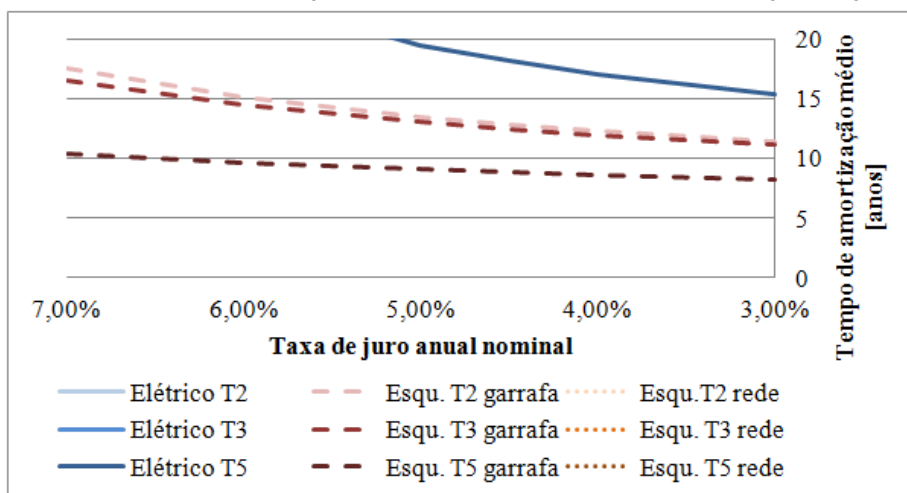
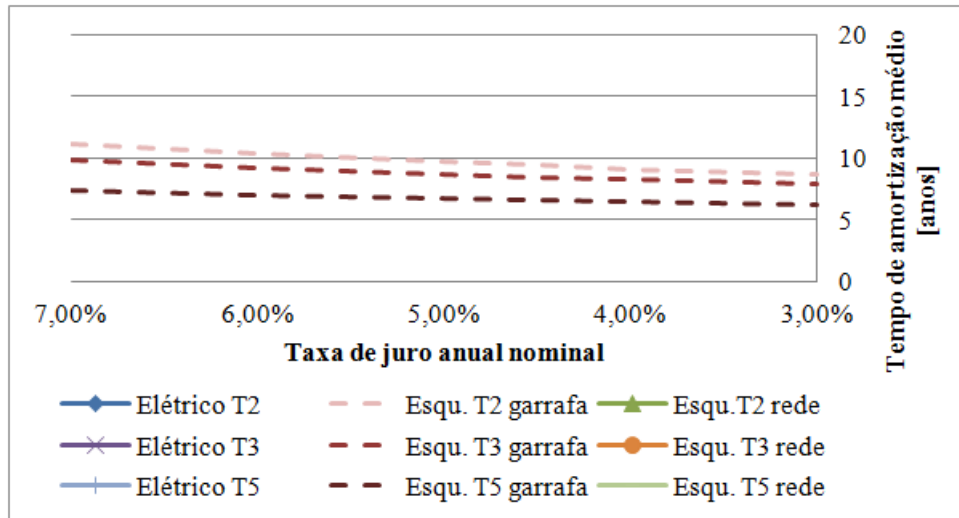


Gráfico 4-16 - Representação do retorno médio esperado na solução em termosifão, variando a taxa de juro



Analisando então o Gráfico 4-15 e o Gráfico 4-16, é claro que este fator pouca influência tem no retorno médio esperado.

4.5 Conclusões

Da análise ao excedente financeiro e ao retorno esperado, variando a área de coletores, é possível afirmar-se que à medida que o consumo aumenta, as soluções tornam-se mais rentáveis.

Comparando ambos os sistemas nota-se que o auxílio elétrico não faz sentido para o termosifão, dado neste nunca apresentar um retorno financeiro aceitável. Nos sistemas forçados, ambas as fontes auxiliares podem ser rentáveis; no entanto isto apenas se verifica para os maiores consumos (agregados T3 e T5) e utilizando o gás de garrafa.

Outra conclusão é que se houver gás de rede de distribuição, as soluções solares térmicas não são financeiramente atrativas, ao preço da tarifa em vigor (já que o caso 4 corresponde a uma comparação com o convencional elétrico e a amortização é crescente; ou seja, a favor da não utilização do sistema).

Analisando o custo por m^2 de ambos os sistemas (Gráfico 4-17 e Gráfico 4-18), nota-se que este favorece grandes áreas (já que reduz o custo unitário); sendo os sistemas em termosifão um pouco menos dispendiosos. No entanto, essa diferença tende a atenuar à medida que se aumenta a área de coletores instalada.

Gráfico 4-17 - Representação do custo por m² com sistemas forçados, variando a área de coletores, por agregado

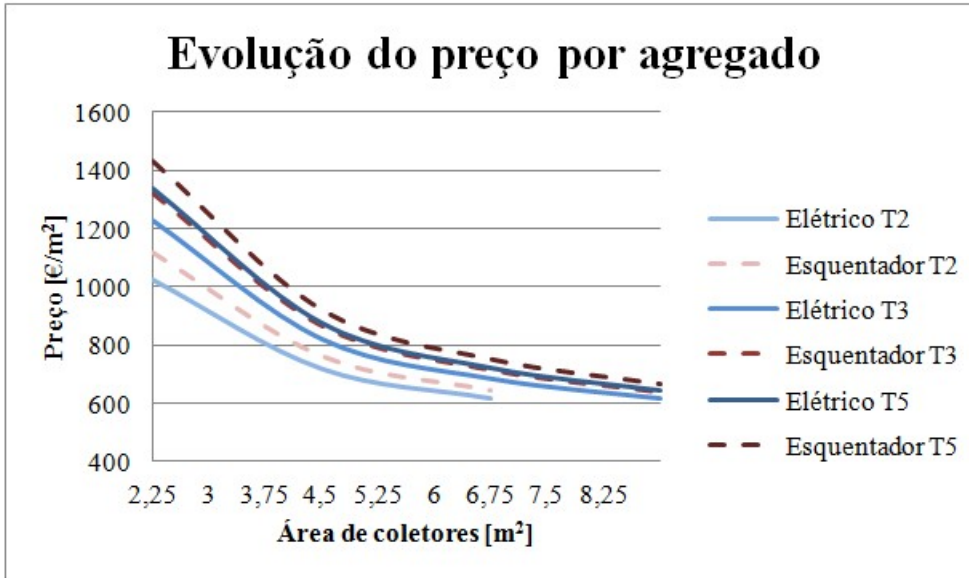
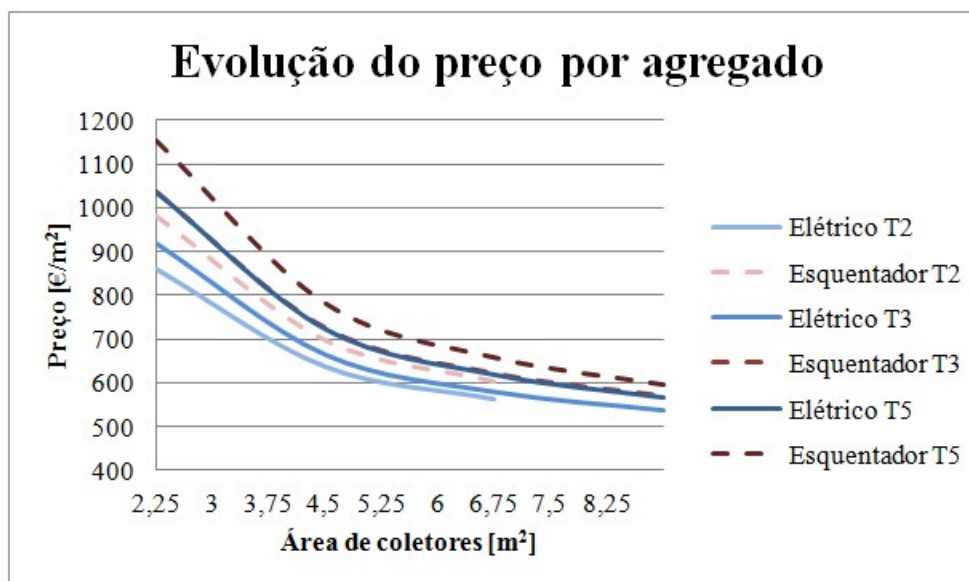


Gráfico 4-18 - Representação do custo por m² com sistemas por termossifão, variando a área de coletores, por agregado



Da análise de sensibilidade, pode-se concluir que os fatores com mais influência no retorno financeiro médio serão o custo inicial e a tarifa energética; sendo o segundo mais preponderante.

Pode-se também afirmar que as soluções que utilizam um esquentador como fonte auxiliar são vantajosas em ambos os sistemas; havendo uma clara distinção para o caso do termossifão.

5 Análise Comparativa

Depois de estudado o caso português com algum detalhe, seguiu-se a comparação com um país homólogo de latitudes com o Português; no entanto com um clima relativamente diferente.

Figura 5-1 - Representação geográfica da Grécia



A Grécia situa-se mais ou menos nas mesmas latitudes que Portugal (entre 42°N e 36°N, segundo a Figura 5-1. Logo, foi considerada uma latitude média igual à considerada no caso português de 40°, para efeitos de cálculo. O estudo incidiu sobre três cidades distintas: Atenas, Adravida e Tessalônica.

5.1 Parâmetros naturais

Foi então feita uma análise semelhante à do caso português, sendo escolhidas aleatoriamente três cidades e feito uma média ponderada dos valores obtidos. A base de dados utilizada foi a mesma [31]; obtendo-se os seguintes valores.

5.1.1 Radiação solar

Obteve-se então, partindo dos dados da *Tabela 8-8* e das equações já descritas anteriormente, a variação diária da radiação solar, para cada estação do ano (*Tabela 8-9*).

Com estes valores, foi possível a comparação entre os países, obtendo-se os seguintes resultados:

Tabela 5-1 - Representação da comparação dos valores de radiação entre a Grécia e Portugal

[kWh]	Rad _{Primavera}	Rad _{Verão}	Rad _{Outono}	Rad _{Inverno}	Anual
Grécia	4656,718	6339,78	6042,787	2931,937	19971,22
Portugal	5142,427	6289,525	5878,537	3177,84	20488,33
Diferença	-485,708	50,255	164,25	-245,903	-517,107

Analisando a *Tabela 5-1*, nota-se que este país obtém um pouco menos energia proveniente do sol para a mesma inclinação de superfície; no entanto, nas estações mais quentes, o caso é o inverso.

5.1.2 Temperatura

Seguido o método homólogo ao Português, obteve-se a distribuição diária da temperatura (*Tabela 8-10*).

Utilizando as temperaturas médias de cada estação, comparou-se então os valores de ambos os países, obtendo-se os seguintes resultados:

Tabela 5-2 - Representação da comparação dos valores de temperatura entre a Grécia e Portugal

[°C]	Primavera	Verão	Outono	Inverno	Anual
Portugal	13,04	19,41	20,02	11,96	16,11
Grécia	11,13	22,73	21,99	10,62	16,62
Diferença	1,91	-3,32	-1,97	1,34	-0,51

Pela análise da *Tabela 5-2* é claro que o gradiente térmico entre estações é mais demarcado na Grécia que em Portugal, tendo o caso grego valores mais quentes no verão e outono e mais frios nas outras estações.

5.2 Parâmetros tecnológicos

Para a comparação ser mais precisa, escolheu-se apenas empresas gregas com as certificações europeias necessárias: a EN12795 e EN12976 para os coletores e a EN 12897 para os depósitos.

5.2.1 O coletor

Para a análise financeira do caso grego, recorreu-se ao catálogo de preços atualizado da *Sammler* [51], e fez-se uma tabela ilustrativa das características do coletor escolhido (Alter 2004, com o valor médio relativamente ao universo de coletores disponível).

Tabela 5-3 - Representação das propriedades do coletor escolhido

Coletor ALTER 2004	
η_0	0,802
K1 [W/m ² K]	3,820
Área absorsora [m ²]	1,88

Nota-se *à priori* que o coletor apresenta uma melhor performance que o coletor escolhido no caso português.

5.2.2 A acumulação

Para o dimensionamento do depósito, considerou-se que o critério de armazenamento seria o mesmo do caso português.

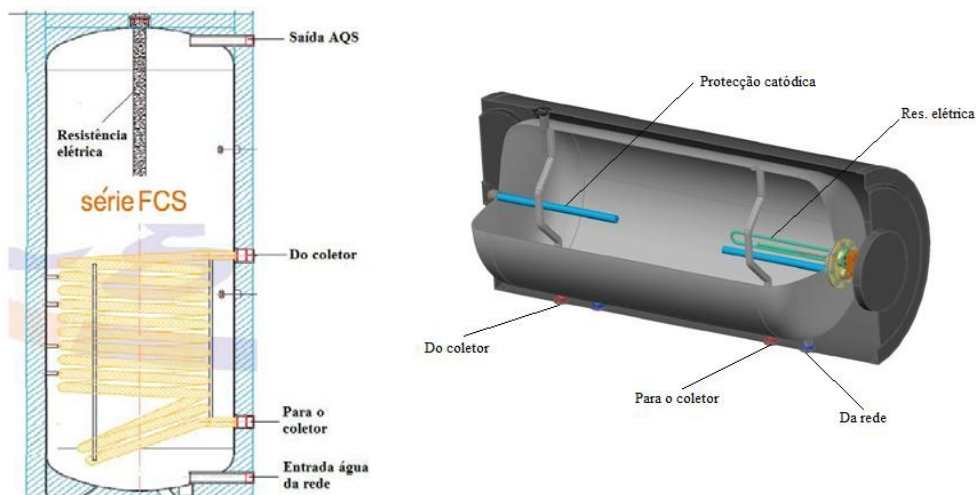
Com essa referência mínima de acumulação, foi-se também ao catálogo da *Sammler* [51] e escolheu-se os depósitos que melhor satisfaziam as necessidades:

Tabela 5-4 - Escolha do depósito a utilizar

	T2	T3	T5
Nº pessoas	3	4	6
Consumo ref. [l/dia]	120	160	240
Depósito	FCS 200	FCS 300	FCS 500
Capacidade [l]	196	275	460
Dimensões [mm] (altura x diâmetro)	1375x430	1520x480	1580x600
Perdas [W/°C]	2,0	2,9	3,5
Potência serpentina [kW]	2		

Considerando as especificações técnicas fornecidas pelos fabricantes, ajustou-se o nosso modelo (nomeadamente as perdas térmicas) aos depósitos a modelar, conforme no caso português.

Figura 5-2 - Representação esquemática dos depósitos FCS e TS, de [51]



Para o caso do termossifão, utilizou-se também os coletores e depósitos da Sammler [51], tendo-se escolhido os seguintes depósitos:

Tabela 5-5 - Escolha do depósito a utilizar

	T2	T3	T5
Nº pessoas	3	4	6
Consumo ref. [l/dia]	120	160	240
Depósito	TS 200	TS 300	S 500
Capacidade [l]	145	192	282
Dimensões [mm] (altura x diâmetro)	510x600	510x700	510x830
Perdas [W/°C]	1,7	2,2	2,9
Potência serpentina [kW]	1,5	2	3

Figura 5-3 - Representação do coletor ALTER 2004, de [51]



5.3 Análise tecnológica

À semelhança com o caso português, realizou-se uma análise mensal em cada estação, variando a área de coletores instalada, bem como o agregado. Os resultados obtidos para a solução forçada foram os seguintes:

Tabela 5-6 - Representação da diferença dos ganhos solares anuais, por m² de coletor, na solução forçada

Diferença de ganhos solares anuais [kWh/m ²]						
Nº coletores	T2		T3		T5	
	Elétrico	Esquentador	Elétrico	Esquentador	Elétrico	Esquentador
1	127,5	134,1	116,5	126,4	142,9	163,3
2	95,2	100,0	101,5	104,8	149,5	172,6
3	82,0	84,1	88,9	93,7	138,9	157,0
4	-	-	78,0	79,9	133,8	153,0
Média	101,6	106,1	96,2	101,2	141,3	161,5

Realizou-se a mesma análise para os sistemas por termossifão, obtendo-se os seguintes resultados:

Tabela 5-7 - Representação da diferença dos ganhos solares anuais, por m² de coletor, na solução por termossifão

Diferença de ganhos solares anuais [kWh/m ²]						
Nº coletores	T2		T3		T5	
	Elétrico	Esquentador	Elétrico	Esquentador	Elétrico	Esquentador
1	72,4	97,9	40,3	96,8	40,0	97,5
2	74,9	92,9	49,0	97,0	69,1	99,3
3	63,9	74,7	79,1	86,7	76,2	98,4
4	-	-	66,4	78,6	99,7	91,0
Média	70,4	88,5	58,7	89,8	71,3	96,6

Pela análise da Tabela 5-6 e Tabela 5-7, é possível afirmar que na Grécia os coletores conseguem absorver mais energia por m² que o caso português; sendo essa diferença mais demarcada nas soluções auxiliadas eletricamente.

Isso é justificado pela melhor performance dos coletores gregos (Tabela 5-1).

Porém, se analisarmos as diferenças nos gastos energéticos anuais:

Tabela 5-8 - Representação da diferença nos gastos energéticos anuais entre os dois países na solução forçada

Diferença de gastos energéticos AQS anuais [kWh]						
Nº coletores	T2		T3		T5	
	Elétrico	Esquentador	Elétrico	Esquentador	Elétrico	Esquentador
1	-69,5	-17,6	9,6	27,5	97,2	46,5
2	-9,3	-2,0	55,9	69,9	71,1	3,7
3	-86,0	-62,7	-19,4	-44,0	86,4	69,9
4	-	-	-84,1	-67,1	-13,4	-53,7
Média	-54,9	-27,4	-9,5	-3,4	60,3	16,6

Tabela 5-9 - Representação da diferença nos gastos energéticos anuais entre os dois países na solução por termossifão

Diferença de gastos energéticos AQS anuais [kWh]						
Nº coletores	T2		T3		T5	
	Elétrico	Esquentador	Elétrico	Esquentador	Elétrico	Esquentador
1	-25,5	84,1	36,0	108,2	24,0	134,1
2	30,3	50,1	137,7	96,5	69,0	170,6
3	84,9	37,2	39,4	73,7	160,8	136,2
4	-	-	89,3	35,2	-73,1	112,8
Média	29,9	57,1	75,6	78,4	45,2	138,4

Analisando a Tabela 5-8, é claro que os sistemas forçados do caso grego gastam menos energia de fonte não renovável para satisfazer as necessidades dos agregados domésticos.

No entanto, à medida que o agregado aumenta, essa diferença tende a inverter-se, sendo que apenas nos agregados T5 se gasta mais energia não renovável na Grécia.

Isso deve-se ao facto das perdas térmicas serem menores que o caso português nas pequenas acumulações, e o contrário nas maiores.

Pela Tabela 5-9, nota-se que nos sistemas por termossifão se gasta sempre mais energia não renovável no caso grego. No entanto, essa ineficiência é compensada pela redução do custo do componente, conforme se verá posteriormente.

5.4 Análise financeira

Realizou-se então uma pesquisa ao mercado de coletores Grego, com o fim de se obter preços padrão para as soluções solares térmicas. Essa pesquisa resumiu-se à empresa Sammler [51], que vende todos os componentes necessários para os sistemas. Os valores obtidos encontram-se representados na Tabela 5-10 e na Tabela 5-11:

Tabela 5-10 - Representação dos custos associados aos sistemas forçados do caso grego

Solução Forçada - Utilizando Coletores ALTER 2004				
Custos Variáveis	Artigo		Custo	
	Coletor		340	
	Fixação ao telhado + ligação hidráulica		115	
Custos Fixos	T2			
	Auxílio Elétrico		Esquentador	
	Artigo	Custo	Artigo	Custo
	Depósito FCS 200	600	Depósito FCS 200	600
	Resistência Eléc.	105	Esq. WTDKG11	272
	T3			
	Auxílio Elétrico		Esquentador	
	Artigo	Custo	Artigo	Custo
	Depósito FCS 300	750	Depósito FCS 300	750
	Resistência Eléc.	105	Esq. WTDKG11	272
T5				
Auxílio Elétrico		Esquentador		

Tabela 5-11 - Representação dos custos associados aos sistemas por termossifão do caso grego

Solução por termossifão - Utilizando Coletores ALTER 2004				
Custos Variáveis	Artigo		Custo	
	Coletor		340	
	Fixação ao telhado + ligação hidráulica		115	
Custos Fixos	T2			
	Auxílio Elétrico		Esquentador	
	Artigo	Custo	Artigo	Custo
	Depósito TS 160	258	Depósito TS 160	258
	Resistência Eléc.	105	Esq. WTDKG11	272
	T3			
	Auxílio Elétrico		Esquentador	
	Artigo	Custo	Artigo	Custo
	Depósito TS 200	294	Depósito TS 200	294
	Resistência Eléc.	105	Esq. WTDKG11	272
	T5			
	Auxílio Elétrico		Esquentador	
	Artigo	Custo	Artigo	Custo
	Depósito TS 300	384	Depósito TS 300	384
	Resistência Eléc.	105	Esq. WTDKG11	272

Conforme se pode verificar pela Tabela 5-10 e Tabela 5-11, apenas se pesquisou valores para os sistemas solares térmicos, sendo que os componentes das soluções convencionais foram considerados iguais ao caso português.

De seguida, tendo em conta os custos iniciais de cada solução, bem como os tarifários energéticos, procedeu-se à análise do retorno financeiro, análogo ao caso português. Para a obtenção da tarifa elétrica, escolheu-se utilizar as tarifas energéticas em vigor no portal de energia da comunidade europeia [52]. Para a obtenção da tarifa do gás GPL, recorreu-se a um distribuidor da *CORAL GAS* [53], obtendo-se:

Tabela 5-12 - Representação do preço médio do GPL de garrafa Grego

Marca GPL	Preço médio [€/kg]	Tarifa GPL [€/kWh]
CORAL GAS	2,01	0,184

Com isso foi então possível ilustrar as várias tarifas energéticas em questão, representado pela Tabela 5-13.

Tabela 5-13 - Representação das tarifas energéticas de ambos os países

País	Portugal	Grécia
Tarifa Gás de garrafa [€/kWh]	0,196	,184
Tarifa Elétrica [€/kWh]	0,15	,13

Observando a Tabela 5-13 nota-se que no caso grego ambas as tarifas energéticas são mais reduzidas, sendo a redução mais demarcada na tarifa elétrica.

5.4.1 Ao excedente anual

De seguida comparou-se então o excedente anual esperado de ambos os países, para ambos os sistemas:

Gráfico 5-1 – Representação da comparação do excedente energético esperado dos sistemas forçados auxiliados eletricamente

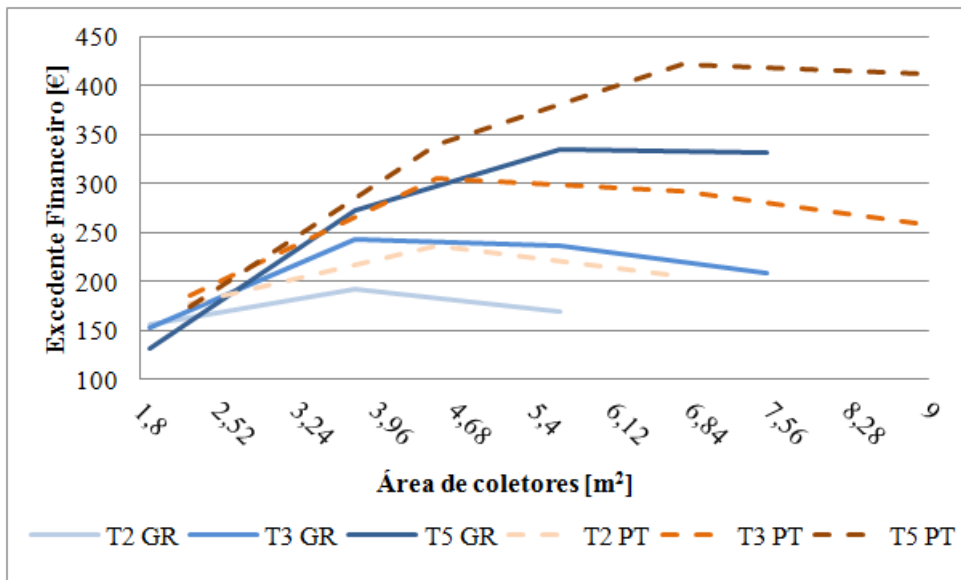
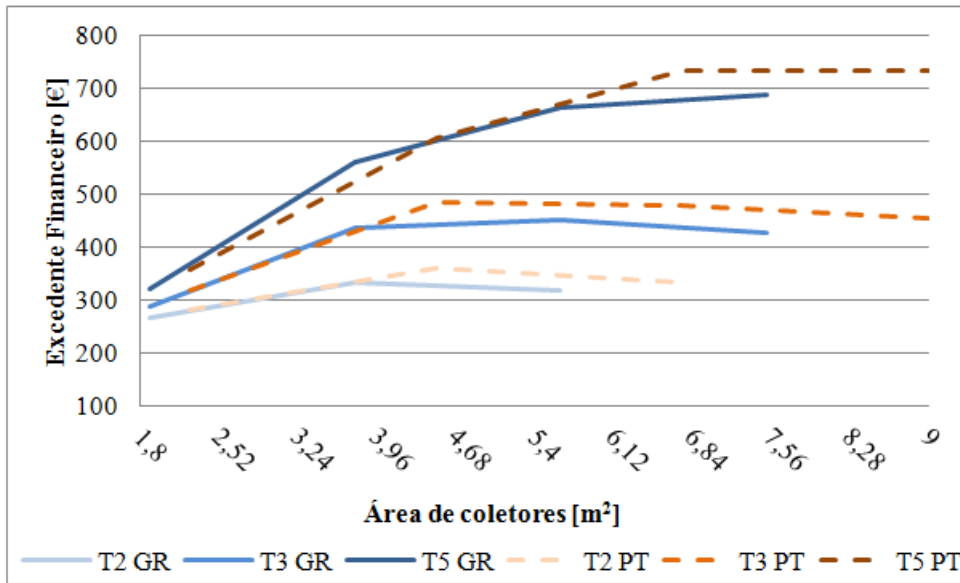


Gráfico 5-2 - Representação da comparação do excedente energético esperado dos sistemas forçados auxiliados a esquentador



Analisando o Gráfico 5-1 é claro que o caso português gera um maior excedente financeiro, dada a tarifa elétrica ser superior à grega. Pela análise do Gráfico 5-2 nota-se que a diferença dos excedentes gerados não é tão acentuada, porque as tarifas também não divergem tanto assim.

Analisando agora aos sistemas por termosifão:

Gráfico 5-3 - Representação da comparação do excedente energético esperado dos sistemas por termosifão auxiliados eletricamente

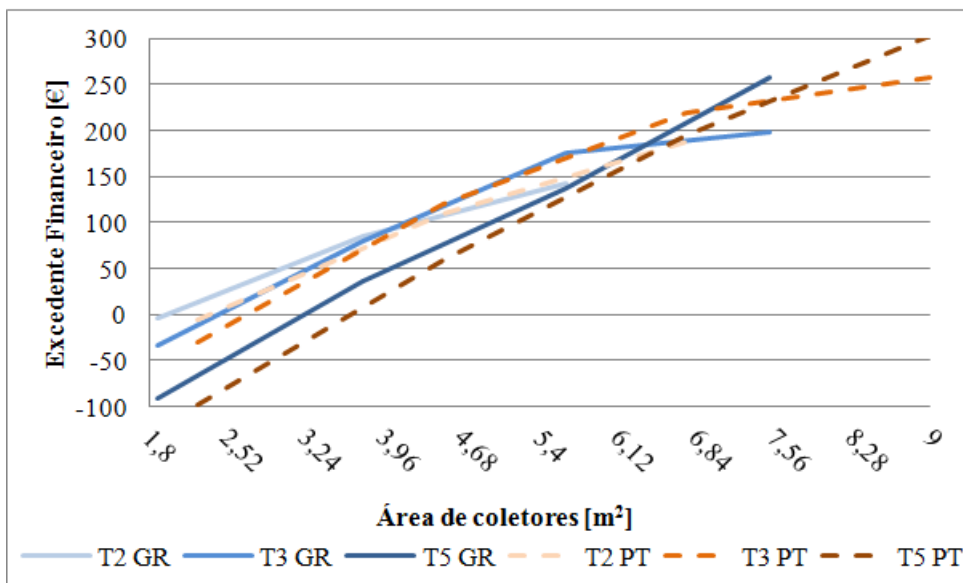
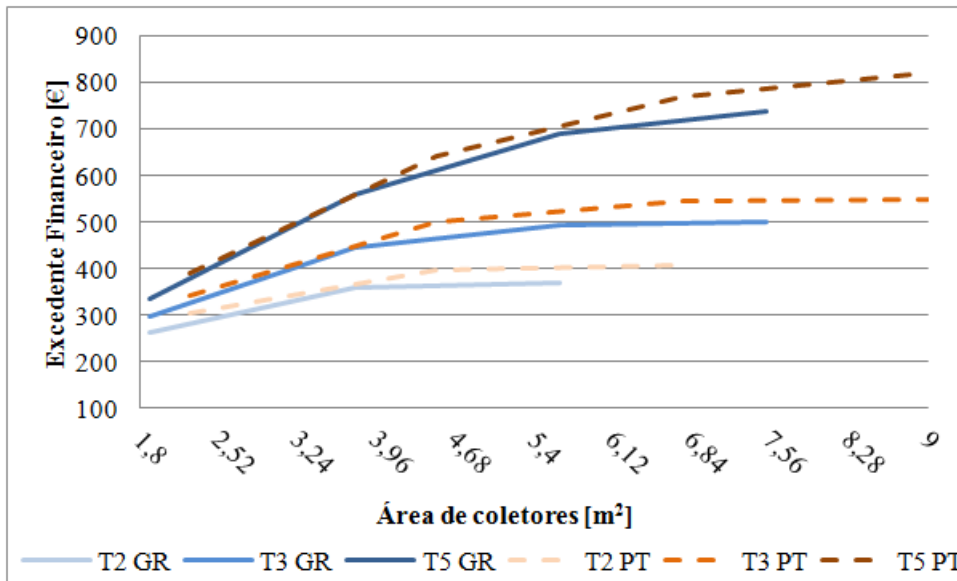


Gráfico 5-4 - Representação da comparação do excedente energético esperado dos sistemas por termossifão auxiliados a esquentador



Observando o Gráfico 5-3 verifica-se que o excedente é continuamente crescente para qualquer agregado, sendo esses valores relativamente mais reduzidos em comparação com a forçada homogênea. Isso comprova mais uma vez o pouco interesse deste tipo de soluções.

Analisando o Gráfico 5-4 nota-se mais uma vez que ambas as soluções apresentam excedentes anuais bastante semelhantes, pela mesma razão tarifária.

5.4.2 Ao retorno esperado

Posteriormente realizou-se então a análise ao retorno financeiro e comparou-se os resultados com o caso português. Os resultados obtidos foram os seguintes:

Gráfico 5-5 – Representação da comparação do retorno esperado dos sistemas forçados auxiliados eletricamente

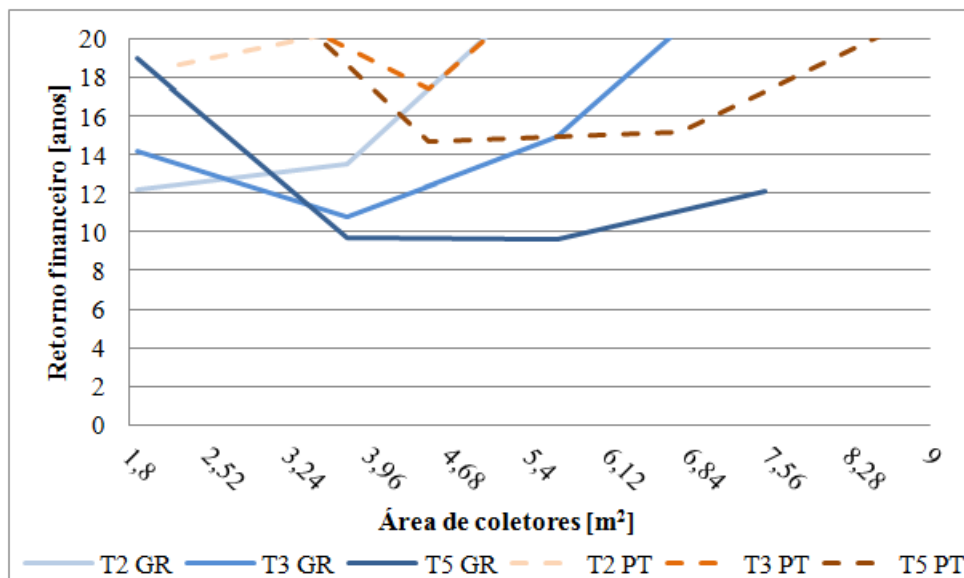
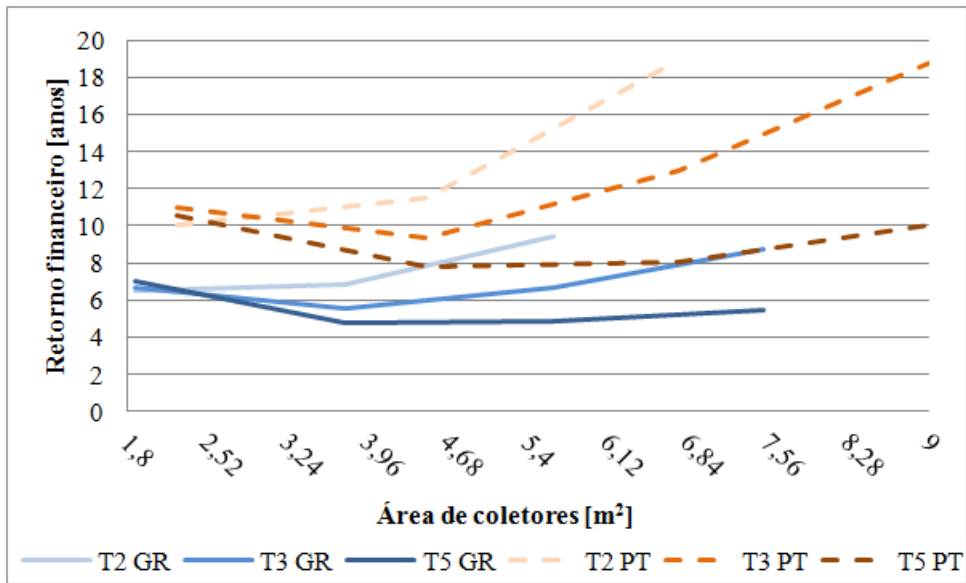


Gráfico 5-6 - Representação da comparação do retorno esperado dos sistemas forçados auxiliados com esquentador

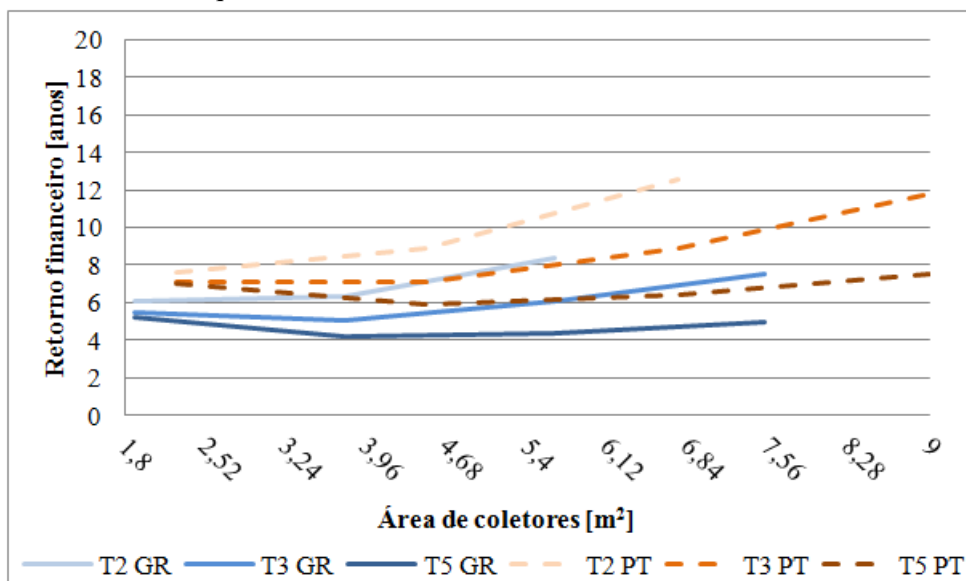


Pela análise dos sistemas forçados correspondentes ao Gráfico 5-5 e Gráfico 5-6, é claro que nas auxiliadas eletricamente, a Grécia consegue obter retornos bastante mais interessantes em comparação com o caso português.

Nas soluções auxiliadas com esquentador, essa diferença não é tão evidente; no entanto o caso grego continua a obter melhores retornos financeiros.

A análise nos sistemas por termossifão restringe-se apenas às soluções auxiliadas com esquentador, dado outras não apresentarem nenhum valor dentro do limite dos vinte anos.

Gráfico 5-7 - Representação da comparação do retorno esperado dos sistemas por termossifão auxiliados com esquentador



Quanto aos sistemas por termossifão, pela análise do Gráfico 5-7 conclui-se que as divergências neste tipo de sistemas são bastante mais reduzidas que na homóloga forçada.

5.5 Conclusões

Pela análise tecnológica constata-se que se consegue obter mais energia proveniente do sol no caso grego, sendo essa diferença mais demarcada nos sistemas forçados. Isso deve-se ao facto do coletor apresentar melhores características técnicas.

Pela análise ao excedente anual verifica-se que Portugal consegue obter maiores excedentes que o caso grego; diferença essa resultante da melhor situação tarifária. No entanto, quando analisamos ao retorno esperado, a Grécia obtém sempre retornos mais interessantes. Isso deve-se ao preço do coletor e do depósito serem bastante mais reduzidos, conforme se pode verificar pelo Gráfico 5-8 e Gráfico 5-9.

Gráfico 5-8 - Representação da evolução da diferença do preço por m^2 com nº de coletores dos sistemas forçados

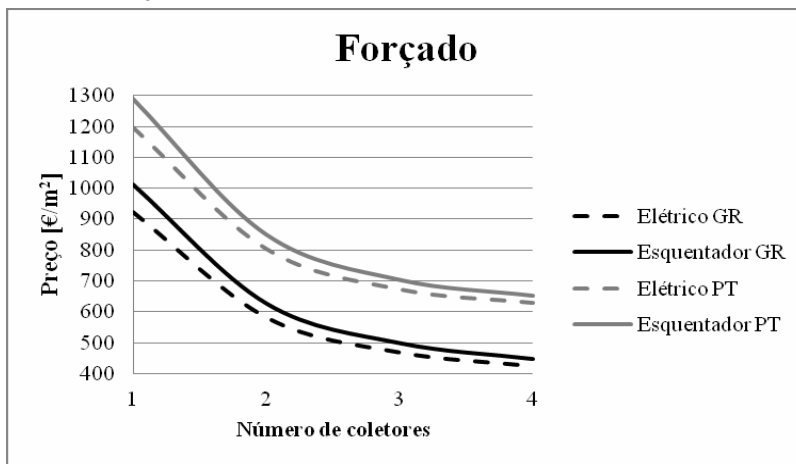
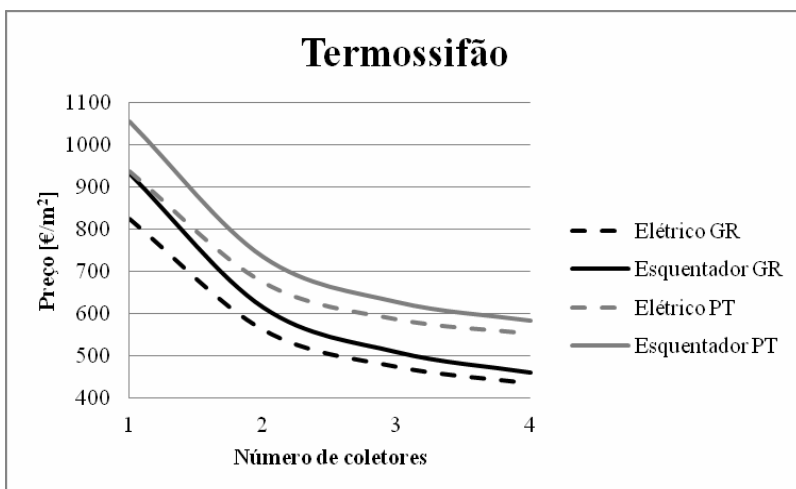


Gráfico 5-9 - Representação da evolução da diferença do preço por m^2 com nº de coletores dos sistemas por termossifão



Em suma, nos sistemas forçados, o retorno financeiro do investimento nas soluções elétricas no caso grego ronda os 10-12 anos, melhorando com o aumento do consumo. No caso português, o retorno ronda os 16-18 anos.

Se compararmos as soluções com esquentador (utilizando GPL de garrafa), os valores são bastante mais próximos, tendo o investimento no caso grego um retorno na ordem dos 5-7 anos e o caso português na ordem dos 8-10 anos.

Quando analisamos os sistemas em termosifão, as soluções com esquentador apresentam valores de retorno financeiro ainda mais próximos (o caso grego 4-6 anos e o caso português 5-7 anos) e mais reduzidos que a homóloga forçada. Isso demonstra de facto que este tipo de solução é o mais rentável, nestas condições.

6 Conclusões finais

O estudo realizado permite responder afirmativamente à questão de investigação: de facto existe um “embuste” na medida em que os sistemas por termossifão mais correntes no nosso mercado implementam de forma incorreta o apoio elétrico na acumulação.

Esse erro técnico, agravado por depósitos de acumulação expostos ao tempo, leva a que haja períodos do ano para os quais o gasto de energia elétrica com o sistema solar térmico possa superar o que se verificaria com um termoacumulador convencional.

Em suma, o recomendável para este tipo de instalação é a utilização de uma acumulação na qual a fonte solar seja o único *input* energético, sendo que a fonte auxiliar apenas necessitará de fornecer o diferencial térmico necessário. A acumulação primária exclusivamente solar mantém apenas a temperatura de acumulação possível a cada momento face às condições do recurso natural, conduzindo a melhores rendimentos no coletor e a menores perdas na acumulação.

Em termos de energia auxiliar, pode-se dizer que a acumulação solar independente tende a favorecer o uso de dispositivos externos complementares de aquecimento instantâneo (como os esquentadores a gás) por estes eliminarem perdas térmicas na acumulação secundária.

As soluções com esquentador a gás são também preferíveis pelo menor custo do gás em termos de energia primária quando comparado à eletricidade, independentemente dos preços efectivos de cada forma de energia no mercado.

A associação de acumulação primária exclusivamente solar com acumulação externa (e.g. termoacumuladores) requereria um estudo mais aprofundado. O volume de acumulação total e a sua repartição entre acumulação interna e externa não são questões triviais, e.g. o proveito energético é condicionado pela troca de energia entre acumulações apenas se realizar em períodos de consumo (por transferência de massa), podendo indicar um eventual desperdício de energia solar na ausência deste.

A ausência de consumo traz também o risco de desenvolvimento da bactéria *Legionella* suscitado pelas temperaturas comuns de acumulação deste tipo de sistemas rondar os 40°C [32]. A inclusão de apoio energético que eleva a temperatura até os 60°C suprime esse risco.

Outras conclusões importantes da análise técnica:

- os sistemas com circulação forçada demonstram sempre melhor desempenho técnico face aos sistemas em termossifão;

- o critério regulamentar de 1m² de coletor por habitante parece excessivo, quer à luz das frações solares obtidas, quer da análise do proveito financeiro das soluções solares térmicas. Esta constatação está naturalmente ligada também à evolução do rendimento dos

equipamentos solares disponíveis no mercado;

- a transferência direta leva a temperaturas de acumulação mais homogêneas mas aumenta as perdas no coletor ao aumentar a temperatura do fluido no primário. Assim a opção por transferência direta ou indireta será função do tipo de consumo e da flexibilidade desejada.

A análise financeira realizada para averiguar se este tipo de investimentos era passível de amortização face a uma solução convencional no nosso país levou às seguintes conclusões:

- a área recomendada de coletor será de aproximadamente 0,75 m² por habitante (*Gráfico 4-8 a Gráfico 4-10*), confirmando a hipótese de sobredimensionamento desse requisito no RCCTE;

- qualquer sistema solar térmico torna-se mais interessante quanto maior for o consumo (fator de utilização), quer pelo aumento do excedente anual esperado, quer pela redução do custo unitário;

- os sistemas forçados apresentam retornos que no caso de sistemas auxiliados eletricamente são da ordem dos 16-18 anos, face à termoacumulação elétrica convencional (*Gráficos 4-8*);;

- qualquer sistema auxiliado com esquentador apresenta-se sempre mais competitivo do que o auxílio elétrico (com retornos na casa dos 8-10 anos, segundo o *Gráfico 4-8*);

- os sistemas solares térmicos auxiliados a esquentador mostram no entanto sensibilidade ao preço do gás, dado que para preços muito baixos do gás o investimento no sistema solar térmico pode ter um período de retorno prolongado.

Da análise comparada com a Grécia conclui-se que a razão da melhor performance do mercado solar térmico desta última deve-se à diferença no custo inicial dos sistemas (*Gráfico 5-8 e Gráfico 5-9*). Demonstra-se que a despeito de preços das formas comerciais de energia serem mais reduzidos no caso grego (gerando excedentes inferiores segundo *Gráficos 5-1 a 5-4*), obtêm-se retornos mais interessantes que para o caso português (*Gráficos 5-5 a 5-7*).

7 Bibliografia consultada

1. Energia, D.G.d., *Energia de Portugal 2001*. Vol. 1. 2002: Ministério da Economia. 91.
2. Welling, R.M., *Solar Thermal Markets in Europe - Trends and Market Statistics 2010*, 2011, European Solar Thermal Industry Federation. p. 16.
3. Ken Butti, J.P., *Horace De Saussure and His Hot Boxes of the 1700's*, in *The Solar Cooking Archive*, Solar Cookers World Network.
4. Ken Butti, J.P., *Golden Thread - 2500 years of solar architecture and technology*1989.
5. Collares-Pereira, M., *Solar energy research trough the years*. Solar Energy, 2005. **80**(2006): p. 3.
6. *BP Statistical Review of World Energy June 2012*, in *bp.com/statisticalreview2012*, British Petroleum. p. 46.
7. Wilson, G., *Os Grandes Homens da Ciência, suas vidas e descobertas*1958: Companhia Editora Nacional.
8. Kelvin), S.W.T.L., *Relfections on the Motive Power of Heat*. Vol. 2. 1897, New York: John Wiley & Sons.
9. Gagnon, L., *Civilisation and energy payback*. Energy Policy, 2008. **36**(2008): p. 6.
10. Hervé Le Treut, R.S., *Climate Change 2007, The Physical Science Basis, Chapter 1 - Historical Overview of Climate Change Science*. Cambridge University Press, 2007. 1().
11. C. Keeling, K.T., *Trends in Atmosferic Carbon Dioxide, Mauna Loa reports*, 2010, Earth Sistem Researh Laboratory - Global Monitoring Division.
12. Jos G. J. Olivier, G.J.-M., Jeroen A. H. Peters, *Trends in Global CO2 emissions*, in *Trends in Global CO2 emissions - 2012 Report*2012, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency: Holanda.
13. Werner Weiss, P.B., *Potential of Solar Thermal Markets in Europe*, 2008, European Solar Thermal Industry Federation: Bruxelas, Bélgica.
14. Unidas, O.d.N., *Kyoto Protocol to the United Nations Framework*. Convention on Climate Change, 1998: p. 20.
15. Eurostat. *Site Europeu de Estatísticas*. 2013; Available from: epp.eurostat.eu.
16. Barbu, A.-D., *Final energy consumption by sector*. European Environmental Agency, 2013(2013).
17. Europeu, C., *Eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos*, in *Diretiva 2006/32/CE*, P. Europeu, Editor 2006, Jornal Oficial da União Europeia. p. 22.
18. Parlamento, *Alterações no RCCTE*, in *Decreto_Lei nº80/2006*, A.d. Republica, Editor 2006, Dirário da República.

19. Perdigoto, J.M., *Inquérito ao Consumo de Energia no Sector Doméstico 2010*, I.N.d. Estatística, Editor 2011: Av. António José de Almeida, 1000-043, Lisboa, Portugal. p. 115.
20. Werner Weiss, F.M., *Solar Heat Worldwide - Markets and Contribution to the energy Supply 2011*, 2013, International Energy Agency. p. 64.
21. Welling, R.M., *Solar Thermal Markets in Europe - Trends and Market Statistics 2011*, 2012, European Solar Thermal Industry Federation.
22. Kalogirou, S.A., *Solar thermal collectors and applications*. Progress in Energy and Combustion Science, 2003. **30**(2004): p. 65.
23. Oliveira, A.C., *Radiação Solar*. Acetatos de Energias Renováveis, 2012(2012): p. 21.
24. J. Farinha Mendes, A.S., João Cardoso, Ricardo Encarnação Coelho, *Portugal 2020 e a integração de energias renováveis nos edifícios*. Laboratório Nacional de Energia e Geologia, 2012(2012).
25. Oliveira, A.C., *Sistemas Solares Térmicos*. Acetatos de Energias Renováveis.
26. Oliveira, A.C., *Colectores Solares Fotovoltaicos*. Acetatos de Energias Renováveis, 2012(2012): p. 19.
27. Ahmed Hamza Ali, P.N., Clemens Pollerberg, *Performance assessment of an integrated free cooling and solar powered single-effect lithium bromide-water absorption chiller*. Solar Energy, 2008. **82**(2008): p. 10.
28. H. L. Luo, Y.J.D., R. Z. Wang, J. Y. Wu, Y. X. Xu, J. M. Shen, *Experimental investigation of a solar adsorption chiller used for grain depot cooling*. Applied Thermal Engineering, 2005. **26**(8): p. 1218.
29. John A. Duffie, W.A.B., *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons, Inc. Vol. 2. 1980.
30. Cunliffe, T., *Celestial Navigation*, ed. W. Nautical 2010: John Wiley & Sons Ltd.
31. Energy, U.S.D.o. *Base de Dados do Departamento de Energia Americano*. 2013; Available from: http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data2.cfm/region=6_europe_wmo_region_6.
32. Werner Mathys, J.S., Margarita Harmuth, Elizabeth Junge-Mathys, *Occurrence of Legionella in hot water systems of single-family residences in suburbs of two German cities with special reference to solar and district heating*. Hygiene and Environmental Health, 2006. **211**(2008): p. 7.
33. Lampe, D.-I.-C., *Report of a Performance Test according to EN 12975-2 for a Glazed Solar Collector*, in *Collector test according to EN 12975:2006*, Institut für Solarenergieforschung: Emmerthal, Alemanha. p. 19.
34. Niccolò Aste, C.D.P., Fabrizio Leonforte, *Optimization of solar thermal fraction in PVT systems*. Energy Procedia, 2012. **30**(2012): p. 11.
35. D. Rojas, J.B., S. A. Klein, D. T. Reindl, *Thermal Performance testing of flat-plate collectors*. Solar Energy, 2008. **82**(12): p. 746.
36. Y. M. Han, R.Z.W., Y. J. Dai, *Thermal stratification within the water tank*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009. **13**(2009): p. 13.
37. Jianhua Fan, S.F., *Thermal stratification in a hot water tank established by heat loss from the tank*. Solar Energy, 2012. **86**(2012): p. 10.
38. Frank P. Incropera, D.P.D., Theodore L. Bergman, Adriene S. Lavine, *Fundamentos de Transferência de Calor e Massa*, ed. J.W. Sons. Vol. 1. 2007.
39. Bruce R. Munson, D.F.Y., Theodore H. Okiishi, *Fundamentals of Fluid Mechanics*, 1997, Wiley & Coopers: New York. p. 912.
40. Schanze, T., *Approximation of the Crank-Nicholson method by the iterated dynamic-theta method*. Computer Physics Communications, 2005. **165**(2005): p. 3.

41. José Patrício Martins, J.d.C., *Reabilitação de Edifícios do Centro Histórico do Porto - Guia de Termos de Referência para o Desempenho Energético-Ambiental*, 2010, AdePorto, Porto Vivo - SRU. p. 64.
42. *Map of the World*. Maps of World; Available from: www.mapsofworld.com.
43. *Tabela de Preços Solar Térmico*. 2012 [2012]; 42]. Available from: <http://tabelas.tubo.pt/Produtos/Paineis%20Solares/Paineis%20Solares-Vulcano/Tabela/Tabela%20pre%20E7os%20solar%2004-2012.pdf>.
44. *Catálogo de Depósitos da Vulcano*. 2010; Available from: http://vulcano-pt.resource.bosch.com/media/vulcano/documenta_o/catalogo_de_produtos/aquecimento_central_e_aqs/vu_cat_depositos_2010.pdf.
45. *Tabela de Preços de Esquentadores, Caldeiras e Termoacumuladores*. 2012; Available from: http://abo-sanitarios.com/Tabelas/Vulcano_precos_produtos.pdf.
46. Pinho, C.T.d., *Gestão de Energia Térmica*, in *Departamento de Engenharia Mecânica - FEUP2011*: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. p. 2.
47. *Tarifas Transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental*, 2013, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
48. *Tarifas e preços do Gás Natural para o ano 2012-2013*, 2013, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
49. Lopes, M.D.S., *Elaboração e Análise de Projectos de Investimento*, ed. F. Edições. Vol. 1. 2011, Rua Dr. Roberto Frias; 4200-465 Porto: Feup Edições. 48.
50. *Summary of EN12976 Test Results*, 2010, Franuhofer - Institut Solare Energiesysteme: Estugarda, Alemanha. p. 2.
51. Michalopoulos, H. *Site da Empresa Sammler*. 2013; Available from: www.sammler.gr.
52. Union, E. *Europe's Energy Portal*. 2013; Available from: <http://www.energy.eu/>.
53. *GPL YGRAERIO*. 2013; Available from: www.ygraerio24.gr.

8 Anexos

Tabela 8-1 - Dados da radiação direta e difusa em superfície horizontal no Porto [W/m^2]

Hora	Primavera		Verão		Outono		Inverno	
	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	9,33	0,00	0,33	0,00	0,00
7	0,00	9,67	20,33	64,67	0,67	15,33	0,00	0,00
8	14,67	52,00	88,33	134,00	28,33	77,67	0,00	2,00
9	74,00	109,67	199,67	175,00	108,67	140,33	4,00	32,00
10	184,33	156,67	332,67	212,33	224,33	185,00	38,33	90,33
11	292,33	183,00	461,67	228,67	334,33	199,00	96,67	127,33
12	366,33	193,67	543,00	228,33	397,33	209,33	134,33	144,33
13	403,00	202,67	609,00	230,67	447,33	211,33	149,67	159,00
14	387,67	200,67	622,00	218,33	451,33	190,00	133,00	157,67
15	323,67	188,33	569,67	197,00	384,00	170,67	100,33	124,33
16	232,00	166,67	466,00	184,00	286,00	149,33	47,33	91,00
17	117,33	132,33	314,00	158,67	162,67	116,33	3,67	36,33
18	27,67	71,67	159,33	133,67	53,00	71,33	0,00	2,00
19	0,33	15,67	40,33	88,33	5,33	25,67	0,00	0,00
20	0,00	0,33	0,00	18,33	0,00	2,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-----------	------	------	------	------	------	------	------	------

Tabela 8-2 - Representação da distribuição diária do ângulo de incidência [°]

Hora	Equinócios	Solstícios	Hora	Equinócios	Solstícios
0	90	90	12	8,3	21,00
1	90	90	13	17,58	25,63
2	90	90	14	31,31	36,08
3	90	90	15	45,77	48,71
4	90	90	16	60,45	62,19
5	90	90	17	75,21	76,03
6	90	90	18	90	90
7	75,21	76,02	19	90	90
8	60,45	62,19	20	90	90
9	45,77	48,71	21	90	90
10	31,31	36,07	22	90	90
11	17,58	25,63	23	90	90

Tabela 8-3 – Representação diária da radiação incidente numa superfície com inclinação igual à latitude [W/m^2]

Hora	RadPrimavera	RadVerão	RadOutono	RadInverno
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	8,18	0,00	0,00
6	2,83	56,69	8,96	0,00
7	85,85	168,63	115,47	0,00
8	211,27	312,13	270,50	44,67
9	404,47	485,73	459,47	176,47
10	573,93	642,27	615,10	321,53
11	682,90	735,23	706,37	400,13
12	740,53	807,57	773,83	438,77
13	718,67	804,27	760,77	409,10
14	622,40	717,80	656,30	326,87

15	481,53	580,93	510,80	199,93
16	297,70	388,63	323,70	47,12
17	136,56	209,37	152,67	0,00
18	4,58	77,43	15,00	0,00
19	0,00	16,07	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 8-4 – Representação da variação diária da Temperatura [°C]

Hora	Primavera	Verão	Outono	Inverno
1	9,80	14,57	15,57	9,23
2	9,57	14,47	15,37	8,93
3	9,70	14,13	15,40	9,30
4	9,17	13,83	15,17	8,63
5	9,03	13,63	15,03	8,43
6	9,27	14,03	15,10	8,80
7	9,10	15,17	15,53	8,40
8	9,83	16,53	16,47	8,27
9	10,87	17,80	17,70	9,27
10	12,60	19,10	19,17	10,70
11	13,73	19,80	20,10	12,00
12	14,47	20,10	20,90	12,80
13	15,00	20,40	21,23	13,77
14	15,17	20,57	21,20	14,17
15	15,20	20,63	21,03	14,00
16	15,03	20,40	20,57	13,50
17	14,53	19,73	19,80	12,57
18	13,83	19,20	18,90	11,87
19	12,63	18,27	17,73	10,63
20	11,83	16,87	16,97	10,17

21	11,53	16,03	16,57	10,47
22	10,83	15,50	16,10	9,63
23	10,50	15,23	15,93	9,50
24	10,33	14,93	15,87	9,73

Tabela 8-5 - Dados da radiação direta e difusa em superfície horizontal de Portugal [W/m^2]

Hora	Primavera		Verão		Outono		Inverno	
	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,56	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,11	1,22	3,89	26,67	0,22	3,89	0,00	0,00
7	4,67	19,56	45,33	90,67	10,56	32,33	0,00	0,00
8	37,56	68,22	145,33	151,78	64,89	96,33	4,33	10,22
9	113,00	126,56	277,44	180,89	174,67	146,56	24,11	54,89
10	222,56	166,67	419,89	203,33	305,56	173,67	81,67	108,00
11	319,67	189,11	541,56	210,44	418,11	181,44	154,78	136,00
12	387,89	199,11	611,89	211,00	481,11	189,89	200,89	147,22
13	408,44	203,22	649,78	212,33	513,44	190,22	216,56	154,89
14	386,00	197,67	634,33	204,33	488,00	180,67	193,67	148,44
15	320,78	184,89	560,11	192,11	397,44	171,33	135,56	125,22
16	228,11	159,00	448,67	178,56	288,56	149,89	68,44	91,56
17	116,56	119,44	299,67	157,00	161,00	115,44	11,11	38,89
18	27,89	61,89	142,67	130,44	48,89	68,44	0,00	2,11
19	0,56	11,56	29,56	77,22	4,00	20,11	0,00	0,00
20	0,00	0,11	0,00	10,56	0,00	1,11	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 8-6 - Representação da variação diária da radiação, para um ângulo de inclinação de 40° em Portugal, consoante a estação do ano [W/m²]

Hora	Rad_{Primavera}	Rad_{Verão}	Rad_{Outono}	Rad_{Inverno}
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	23,55	0	0
7	5,76	80,06	19,03	0
8	153,15	218,67	188,90	0,00
9	282,77	380,07	361,57	139,10
10	462,60	556,13	551,00	292,07
11	610,00	701,03	701,67	442,47
12	708,43	785,23	789,93	524,00
13	738,77	828,90	831,93	554,37
14	704,30	801,23	790,97	510,97
15	607,30	702,43	666,50	392,97
16	462,93	559,97	508,63	245,77
17	281,03	376,53	316,73	76,14
18	121,98	198,20	139,83	0
19	3,403333	68,19	11,84	0
20	0	9,325	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0

Tabela 8-7 - Dados de temperatura ambiente de Portugal [°C]

Hora	T_{Março}	T_{Junho}	T_{Setembro}	T_{Dezembro}
1	10,96	16,57	17,66	10,53
2	10,73	16,20	17,34	10,31
3	10,72	15,67	17,11	10,33
4	10,32	15,30	16,81	9,94
5	10,16	15,18	16,58	9,73
6	10,23	15,24	16,48	9,73
7	10,24	16,58	16,94	9,58
8	11,07	18,18	18,16	9,62
9	12,28	19,62	19,69	10,46
10	13,72	20,90	21,16	11,83
11	14,82	21,90	22,34	13,20
12	15,72	22,77	23,37	14,14
13	16,26	23,30	23,98	14,91
14	16,57	23,76	24,32	15,39
15	16,72	23,94	24,30	15,41
16	16,40	23,63	23,93	15,02
17	15,83	22,99	23,17	14,23
18	15,18	22,19	22,08	13,38
19	13,98	21,03	20,91	12,43
20	13,19	19,70	20,01	11,92
21	12,79	18,67	19,30	11,78
22	12,08	18,08	18,71	11,21
23	11,67	17,52	18,28	10,97
24	11,44	16,93	17,94	10,89

Tabela 8-8 - Dados da radiação direta e difusa em superfície horizontal da Grécia [W/m^2]

Hora	Primavera		Verão		Outono		Inverno	
	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}	Rad _{Direta}	Rad _{Difusa}
1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6,00	0,00	0,33	0,00	12,00	0,00	0,67	0,00	0,00
7,00	2,33	15,00	31,67	81,67	1,67	24,00	0,00	0,00
8,00	36,00	62,33	136,67	152,33	51,00	96,67	0,33	8,00
9,00	113,00	124,33	302,33	179,33	173,67	158,33	22,00	59,00
10,00	195,67	178,33	445,00	205,67	327,00	180,33	79,33	110,67
11,00	255,00	219,33	547,67	226,00	441,67	197,33	131,33	148,00
12,00	283,33	262,00	613,67	241,00	508,33	209,67	156,00	178,33
13,00	284,67	279,33	620,00	253,00	514,33	217,00	163,00	183,00
14,00	268,00	260,67	578,00	249,33	468,67	211,00	147,67	165,67
15,00	233,67	230,67	524,00	231,00	387,00	196,33	108,33	140,67
16,00	178,67	180,00	417,33	207,33	269,00	167,67	56,67	97,00
17,00	99,33	125,33	279,00	172,00	135,33	127,00	11,67	37,67
18,00	29,33	63,00	126,33	139,67	35,67	71,00	0,00	2,33
19,00	0,33	10,33	19,67	74,00	1,67	17,33	0,00	0,00
20,00	0,00	0,00	0,00	8,67	0,00	0,67	0,00	0,00
21,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 8-9 - Representação da variação diária da radiação, para um ângulo de inclinação de 40° na Grécia, consoante a estação do ano [W/m^2]

Hora	Rad_{Primavera}	Rad_{Verão}	Rad_{Outono}	Rad_{Inverno}
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	10,52	0	0
7	4,38	71,59	14,03	0
8	153,41	212,67	170,10	0,00
9	284,80	397,53	374,47	143,13
10	439,87	581,07	591,47	298,37
11	553,00	722,23	755,10	414,90
12	626,57	815,97	852,77	474,03
13	642,47	838,10	866,97	486,43
14	603,70	788,10	802,03	446,00
15	532,37	703,90	682,77	358,60
16	416,10	557,53	504,30	228,90
17	263,67	372,53	295,77	81,57
18	133,3767	195,57	122,9	0
19	3,018333	64,87	10,12667	0
20	0	7,6	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0

Tabela 8-10 - Dados de temperatura ambiente na Grécia [°C]

Hora	T_{Março}	T_{Junho}	T_{Setembro}	T_{Dezembro}
1,00	8,98	19,97	19,44	9,23
2,00	8,74	19,33	19,01	9,16
3,00	8,41	18,96	18,68	8,83
4,00	8,12	18,57	18,40	8,67
5,00	8,04	18,02	18,18	8,67
6,00	8,08	18,61	18,56	8,47
7,00	8,31	19,71	19,01	8,47
8,00	8,74	21,41	19,76	8,63
9,00	10,00	22,56	21,37	9,43
10,00	11,39	23,76	22,94	10,60
11,00	13,03	24,96	24,44	12,03
12,00	13,40	25,46	25,07	12,51
13,00	14,03	26,19	25,71	13,08
14,00	14,88	26,89	26,33	13,72
15,00	14,62	26,86	26,13	13,40
16,00	14,54	26,84	25,89	13,23
17,00	14,67	26,64	25,67	13,07
18,00	13,57	25,82	24,54	12,10
19,00	12,63	24,84	23,43	11,38
20,00	11,87	23,67	22,41	10,83
21,00	11,09	22,81	21,67	10,31
22,00	10,48	22,04	20,96	9,93
23,00	10,02	21,09	20,33	9,72
24,00	9,50	20,59	19,80	9,39

Tabela 8-11 - Representação da razão de concentração para cada tipo de concentrador, bem como a temperatura máxima obtida, de [26]

Coletor	Razão de concentração	T _{máxima} (°C)
CPC fixo	1,5 – 2	100 (140 °C vácuo)
CPC 2 inclinações/ano	3	120 (180 °C vácuo)
CPC ajuste mensal/diário	3 – 10	100 – 150 (150 – 250 °C vácuo)
Lente fresnel	6 – 30	100 – 200
Parabólico c/ lente fresnel	15 – 50	200 – 300
Esférico	50 – 150	300 – 500
Esférico c/ lente fresnel	100 – 1000	300 – 1000
Torre central	1000 - 3000	500 – 2000

Método de obtenção das coordenadas horizontais solares, recorrendo ao EES:

Diagrama 8-1 - Procedimento para a obtenção das coordenadas horizontais do sol

Procedimento de extrapolação do azimute de madrugada e ao fim da tarde

Procedure **Azimute** (ah0; ah_{corr}; φ; δ : C₁; C₂; C₃)

If [|ah_{corr} | < ah0] Then If (ah_{corr} > 0) Then

 C₁ := 1 C₃ := 1

Else Else

 C₁ := -1 C₃ := -1

Endif Endif

If [φ · (φ - δ) > 0] Then

 C₂ := 1

Else

 C₂ := -1

Endif

End **Azimute**

Call **Incidencia** [β ; δ ; φ ; ah_{corr} ; gama : i]

Call **Azimute** [ah0 ; ah_{corr} ; φ ; δ : C₁; C₂; C₃]

Variáveis Indexadas

$$ah_{corr} = ah - \text{Trunc} \left[\left| \frac{ah}{180} \right| \right] \cdot 360$$

$$t_{corr} = t - \text{Trunc} \left[\frac{t}{24} \right] \cdot 24$$

$$d = \frac{t}{24} \quad ah = 15 \cdot (t_{corr} - 12)$$

Orientação da superfície Latitude Inclinação Superfície virada a sul
β = 40 φ = 40 gama = 0

Cálculo da Declinação

$$\delta = 23,45 \cdot \sin(0,986 \cdot d - 80)$$

Azimute nascer do sol

$$ah0 = \arccos \left[\frac{\tan(\delta)}{\tan(\phi)} \right]$$

Cálculo do ângulo do Zênith ao Sol - Distância Zenital

$$\text{teta}_z = \arccos [\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(ah_{corr}) + \sin(\phi) \cdot \sin(\delta)]$$

Azimute fictício

$$\text{azim} = \arcsin \left[\sin(ah_{corr}) \cdot \frac{\cos(\delta)}{\sin(\text{teta}_z)} \right]$$

Coordenadas Horizontais

$$a = C_1 \cdot C_2 \cdot \text{azim} + C_3 \cdot 0,5 \cdot (1 - C_1 \cdot C_2) \cdot 180$$

$$h = \arcsin [\sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(ah_{corr})]$$

Informação retirada de [25]

Depois, para a obtenção da radiação solar, utilizou-se as expressões descritas anteriormente recorrendo às coordenadas horizontais solares.

Diagrama 8-2 - Procedimento de obtenção dos valores naturais e correção do rendimento térmico

Sub-Rotina para corrigir o rendimento

```

Procedure rendimento (rendt : rend)
  If (rendt > 0) Then
    rend := rendt
  Else
    rend := 0
  Endif
End rendimento

```

Sub-Rotina para o cálculo da incidência

```

Procedure estacao (tempo; horacorr; est : i; rad; Temp)
  If (est = 1) Then
    i := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'ieq'; 'hora' = horacorr)
    rad := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'mar'; 'hora' = horacorr)
    Temp := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'tmar'; 'hora' = horacorr)
  Else
    If (est = 2) Then
      i := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'isol'; 'hora' = horacorr)
      rad := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'jun'; 'hora' = horacorr)
      Temp := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'tjun'; 'hora' = horacorr)
    Else
      If (est = 3) Then
        i := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'ieq'; 'hora' = horacorr)
        rad := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'set'; 'hora' = horacorr)
        Temp := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'tset'; 'hora' = horacorr)
      Else
        i := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'isol'; 'hora' = horacorr)
        rad := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'dez'; 'hora' = horacorr)
        Temp := Interpolate1 ('Lookup 1'; 'hora'; 'tdez'; 'hora' = horacorr)
      Endif
    Endif
  Endif
End estacao

```

Diagrama 8-3 - Representação dos dados iniciais e do cálculo dos parâmetros da acumulação

Dados iniciais

nos = 8

ro = 1000

Cp = 4186 **Calor específico da água**

k_{agua} = 0,63 **Condutividade térmica da água**

k_{isol} = 0,034 **Condutividade térmica do poliuretano**

k_{maj} = $\frac{1}{20}$ **fator majorante da condução**

T_{rede} = 15

T_{consumo} = 60

Acumulação

V = $\frac{0,36}{nos}$ **Volume de água de cada nó**

diametro = 0,712

diametro_{int} = 0,612

Area = $\frac{3,142 \cdot \text{diametro}^2}{4}$

x = $\frac{V}{\text{Area}^2} \cdot k_{maj}$

perda_{dep} = $2 \cdot 3,142 \cdot \frac{\frac{V}{\text{Area}}}{\ln \left[\frac{\text{diametro}}{\text{diametro}_{int}} \right]}$

perda = $\frac{\text{perda}_{dep}}{nos}$

Diagrama 8-4 - Correções temporais e cálculo dos parâmetros do coletor

Correções Temporais

$$\text{run} = \frac{\text{tempo}}{\delta t} + 1$$

$$\text{hora} = \frac{\text{tempo}}{3600}$$

$$\text{hora}_{\text{corr}} = \text{hora} - \text{Trunc}(\text{dia}) \cdot 24$$

$$\text{dia} = \frac{\text{hora}}{24}$$

$$\text{est} = 3 \text{ estação do ano}$$

Cálculo da Potência Solar

Características do coletor

$$A = 6 \text{ Área do coletor}$$

$$K = 5,4 \text{ Coef. perdas do coletor}$$

$$\text{rend}_t = R_{\tau} - K \cdot \left[\frac{T_7 + 10 - \text{Temp}}{\text{rad} + 0,00005} \right]$$

Características da transferência de calor

$$\varepsilon = 0,9 \text{ eficiência do permutador de calor}$$

Caraterísticas de transmissão

$$b_0 = 0,3 \text{ 0,1 para vidros simples e 0,17 para vidros duplos}$$

$$R_{\tau, \text{dir}} = 1 - b_0 \cdot \left[\frac{1}{\cos(i)} - 1 \right]$$

$$R_{\tau, \text{dif}} = 1 - b_0 \text{ porque o ângulo de incidência difuso considera-se } 60^\circ$$

$$R_{\tau} = 0,5 \cdot R_{\tau, \text{dir}} + 0,5 \cdot R_{\tau, \text{dif}}$$

Potência fornecida

$$Q_{\text{sol}} = \text{rend} \cdot \text{rad} \cdot A$$

$$Q_{\text{util}} = Q_{\text{sol}} \cdot \varepsilon$$

Expressão para determinar o valor do consumo

$$\dot{m}_{\text{consumo}} = \frac{\text{Lookup}('Lookup 1'; \text{Trunc}(\text{hora}_{\text{corr}}) + 1; 'consumo3')}{3600}$$

Diagrama 8-5 - Procedimento de atuação da energia auxiliar nas soluções auxiliadas eletricamente e com esquentador, respetivamente

Sub-Rotina para cálculo da Potência

```

Procedure Resist (T_ant; Pot_ant : Pot)
  Pot_max := 2000
  If (T_ant >= 65) Then
    Pot := 0
  Else
    If (Pot_ant = Pot_max) Then
      Pot := Pot_max
    Else
      If (T_ant <= 60) Then
        Pot := Pot_max
      Else
        Pot := 0
      Endif
    Endif
  Endif
End Resist
    
```

Sub-Rotina para cálculo da Potência

```

Procedure Resist (T_ant; m_consumo; Cp; T_saida : Pot)
  If (T_ant >= 60) Then
    Pot := 0
  Else
    Pot := m_consumo * Cp * (T_saida - T_ant)
  Endif
End Resist
    
```

Diagrama 8-6 - Processo de obtenção dos valores da iteração anterior, bem como do cálculo da energia solar e auxiliar acumulada

Expressões para buscar os valores da iteração anterior

$$T_{ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'T')$$

$$T_{1;ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'T_1')$$

$$T_{2;ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'T_2')$$

$$T_{3;ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'T_3')$$

$$T_{4;ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'T_4')$$

$$T_{5;ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'T_5')$$

$$T_{6;ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'T_6')$$

$$T_{7;ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'T_7')$$

$$\text{Pot}_{ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'Pot')$$

$$\text{Energia}_{ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'Energia')$$

$$E_{util;ant} = \text{TableValue} ('Table 1'; \text{run} - 1; 'E_{util}')$$

Expressão para o cálculo da energia

$$\text{Energia} = \text{Energia}_{ant} + \text{Pot} \cdot \delta t$$

$$E_{util} = E_{util;ant} + Q_{util} \cdot \delta t$$

$$\text{kWh} = \frac{\text{Energia}}{3,6 \times 10^6}$$

$$\text{kWh}_{util} = \frac{E_{util}}{3,6 \times 10^6}$$

Diagrama 8-7 - Cálculo da variação temporal da temperatura nos diferentes estratos do depósito com circulação forçada e com auxílio na acumulação

Método de CN com estratificação

nó 0

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T - T_{ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (T - T_1) - \text{perda} \cdot (T - 20) + 0,25 \cdot \text{Pot} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_1 - T)$$

nó 1

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_1 - T_{1;ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_1 - T - T_2) - \text{perda} \cdot (T_1 - 20) + 0,25 \cdot \text{Pot} + 0,125 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_2 - T_1)$$

nó 2

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_2 - T_{2;ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_2 - T_1 - T_3) - \text{perda} \cdot (T_2 - 20) + 0,25 \cdot \text{Pot} + 0,125 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_3 - T_2)$$

nó 3

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_3 - T_{3;ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_3 - T_2 - T_4) - \text{perda} \cdot (T_3 - 20) + 0,25 \cdot \text{Pot} + 0,15 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_4 - T_3)$$

nó 4

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_4 - T_{4;ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_4 - T_3 - T_5) - \text{perda} \cdot (T_4 - 20) + 0,15 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_5 - T_4)$$

nó 5

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_5 - T_{5;ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_5 - T_4 - T_6) - \text{perda} \cdot (T_5 - 20) + 0,15 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_6 - T_5)$$

nó 6

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_6 - T_{6;ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_6 - T_5 - T_7) - \text{perda} \cdot (T_6 - 20) + 0,15 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_7 - T_6)$$

nó 7

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_7 - T_{7;ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (T_7 - T_6) - \text{perda} \cdot (T_7 - 20) + 0,15 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_{rede} - T_7)$$

Diagrama 8-8 - Cálculo da variação temporal da temperatura nos diferentes estratos do depósito com circulação forçada e sem auxílio na acumulação

Método de CN com estratificação

nó 0

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T - T_{ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (T - T_1) - perda \cdot (T - 20) + 0,125 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_1 - T)$$

nó 1

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_1 - T_{1,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_1 - T - T_2) - perda \cdot (T_1 - 20) + 0,125 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_2 - T_1)$$

nó 2

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_2 - T_{2,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_2 - T_1 - T_3) - perda \cdot (T_2 - 20) + 0,125 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_3 - T_2)$$

nó 3

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_3 - T_{3,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_3 - T_2 - T_4) - perda \cdot (T_3 - 20) + 0,125 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_4 - T_3)$$

nó 4

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_4 - T_{4,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_4 - T_3 - T_5) - perda \cdot (T_4 - 20) + 0,125 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_5 - T_4)$$

nó 5

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_5 - T_{5,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_5 - T_4 - T_6) - perda \cdot (T_5 - 20) + 0,125 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_6 - T_5)$$

nó 6

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_6 - T_{6,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_6 - T_5 - T_7) - perda \cdot (T_6 - 20) + 0,125 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_7 - T_6)$$

nó 7

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_7 - T_{7,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (T_7 - T_6) - perda \cdot (T_7 - 20) + 0,125 \cdot Q_{util} + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_{rede} - T_7)$$

Diagrama 8-9 - Processo de determinação do caudal circulante nos sistemas em termosifão

Características do coletor

A = 4 Área do coletor

num = 12 nº de tubos do coletor

L_{col} = 2 comprimento do coletor

d_{col} = 0,012 diâmetro dos tubos do coletor

L_{distr} = 5 comprimento das linhas de distribuição

d_{distr} = 0,016 diâmetro das linhas de distribuição

H = 0,5 desnível entre o topo do coletor e o topo do depósito

$$\phi = \frac{L_{col}}{L_{distr}} \cdot \left[\frac{d_{col}}{d_{distr}} \right]^4$$

Características da transferência de calor

K = 5,4 Coef. perdas do coletor

Fin = 0,95 Fator de eficiência

Caraterísticas de transmissão

b0 = 0,3 0,1 para vidros simples e 0,17 para vidros duplos

$$R_{\tau,dir} = 1 - b0 \cdot \left[\frac{1}{\cos(i)} - 1 \right]$$

$R_{\tau,dif} = 1 - b0$ porque o ângulo de incidência difuso considera-se 60°

$$R_{\tau} = 0,5 \cdot R_{\tau,dir} + 0,5 \cdot R_{\tau,dif}$$

Expressões para determinar os caudais de consumo e do coletor

$$m_{consumo} = \frac{\text{Lookup}('Lookup 1'; \text{Trunc}(\text{hora}_{corr}) + 1; 'consumo2')}{3600}$$

$$m_{col} = \left[\left[\frac{9,81 \cdot num \cdot A \cdot 3,142 \cdot d_{col}^4 \cdot \left(\frac{L_{col} \cdot \sin(40)}{2} + H \right)}{128 \cdot L_{col} \cdot (1 + \phi)} \right] \right]^{0,5} \cdot \left[\left[\frac{ro \cdot \beta \cdot Fin}{\psi \cdot Cp} \cdot (R_{\tau} \cdot rad - K \cdot (0,5 \cdot (T_{ant} + T_{7,ant}) - Temp)) \right] \right]^{0,5}$$

Cálculo da Potência Solar

$$Q_{util} = m_{coletor} \cdot Cp \cdot (T_{solar} - T_{7,ant})$$

$$T_{sol} = T_{7,ant} + A \cdot Fin \cdot \left[\frac{R_{\tau} \cdot rad - K \cdot (0,5 \cdot (T_{ant} + T_{7,ant}) - Temp)}{m_{col} \cdot Cp + 0,0001} \right]$$

$$rend = Fin \cdot \left[R_{\tau} - K \cdot \left(\frac{0,5 \cdot (T_{ant} + T_{7,ant}) - Temp}{rad + 0,005} \right) \right]$$

Diagrama 8-10 - Procedimento para determinar o caudal circulante no coletor e temperatura á saída deste

Procedimento para determinar o caudal e a temperatura à saída do coletor

Procedure **Coletor** (rad; T_{7,ant}; T_{ant}; T_{sol}; Temp; R_{tau}; K; m_{col}; m_{coletor}; T_{solar})

If (rad · R_{tau} - K · (0,5 · (T_{ant} + T_{7,ant}) - Temp) < 0) Then

 m_{coletor} := 0

 T_{solar} := T_{ant}

Else

 If (T_{sol} < T_{ant}) Then

 m_{coletor} := 0

 T_{solar} := T_{ant}

 Else

 T_{solar} := T_{sol}

 m_{coletor} := m_{col}

 Endif

Endif

End **Coletor**

Diagrama 8-11 - Cálculo da variação temporal da temperatura nos diferentes estratos do depósito com circulação por termossifão e sem auxílio na acumulação

Método de CN com estratificação

nó 0

$$\rho \cdot V \cdot C_p \cdot \left[\frac{T - T_{ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (T - T_1) - perda \cdot (T - Temp) + m_{saida} \cdot C_p \cdot (T_1 - T) + m_{coletor} \cdot C_p \cdot (T_{solar} - T)$$

nó 1

$$\rho \cdot V \cdot C_p \cdot \left[\frac{T_1 - T_{1,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_1 - T - T_2) - perda \cdot (T_1 - Temp) + m_{saida} \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1) + m_{coletor} \cdot C_p \cdot (T - T_1)$$

nó 2

$$\rho \cdot V \cdot C_p \cdot \left[\frac{T_2 - T_{2,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_2 - T_1 - T_3) - perda \cdot (T_2 - Temp) + m_{saida} \cdot C_p \cdot (T_3 - T_2) + m_{coletor} \cdot C_p \cdot (T_1 - T_2)$$

nó 3

$$\rho \cdot V \cdot C_p \cdot \left[\frac{T_3 - T_{3,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_3 - T_2 - T_4) - perda \cdot (T_3 - Temp) + m_{saida} \cdot C_p \cdot (T_4 - T_3) + m_{coletor} \cdot C_p \cdot (T_2 - T_3)$$

nó 4

$$\rho \cdot V \cdot C_p \cdot \left[\frac{T_4 - T_{4,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_4 - T_3 - T_5) - perda \cdot (T_4 - Temp) + m_{saida} \cdot C_p \cdot (T_5 - T_4) + m_{coletor} \cdot C_p \cdot (T_3 - T_4)$$

nó 5

$$\rho \cdot V \cdot C_p \cdot \left[\frac{T_5 - T_{5,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_5 - T_4 - T_6) - perda \cdot (T_5 - Temp) + m_{saida} \cdot C_p \cdot (T_6 - T_5) + m_{coletor} \cdot C_p \cdot (T_4 - T_5)$$

nó 6

$$\rho \cdot V \cdot C_p \cdot \left[\frac{T_6 - T_{6,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_6 - T_5 - T_7) - perda \cdot (T_6 - Temp) + m_{saida} \cdot C_p \cdot (T_7 - T_6) + m_{coletor} \cdot C_p \cdot (T_5 - T_6)$$

nó 7

$$\rho \cdot V \cdot C_p \cdot \left[\frac{T_7 - T_{7,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (T_7 - T_6) - perda \cdot (T_7 - Temp) + m_{saida} \cdot C_p \cdot (T_{rede} - T_7) + m_{coletor} \cdot C_p \cdot (T_6 - T_7)$$

Diagrama 8-12 - Cálculo da variação temporal da temperatura nos diferentes estratos do depósito com circulação por termosifão e com auxílio na acumulação

Método de CN com estratificação

nó 0

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T - T_{ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (T - T_1) - perda \cdot (T - Temp) + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_1 - T) + m_{coletor} \cdot Cp \cdot (T_{solar} - T)$$

nó 1

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_1 - T_{1,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_1 - T - T_2) - perda \cdot (T_1 - Temp) + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_2 - T_1) + m_{coletor} \cdot Cp \cdot (T - T_1)$$

nó 2

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_2 - T_{2,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_2 - T_1 - T_3) - perda \cdot (T_2 - Temp) + 0,25 \cdot Pot + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_3 - T_2) + m_{coletor} \cdot Cp \cdot (T_1 - T_2)$$

nó 3

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_3 - T_{3,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_3 - T_2 - T_4) - perda \cdot (T_3 - Temp) + 0,25 \cdot Pot + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_4 - T_3) + m_{coletor} \cdot Cp \cdot (T_2 - T_3)$$

nó 4

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_4 - T_{4,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_4 - T_3 - T_5) - perda \cdot (T_4 - Temp) + 0,25 \cdot Pot + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_5 - T_4) + m_{coletor} \cdot Cp \cdot (T_3 - T_4)$$

nó 5

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_5 - T_{5,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_5 - T_4 - T_6) - perda \cdot (T_5 - Temp) + 0,25 \cdot Pot + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_6 - T_5) + m_{coletor} \cdot Cp \cdot (T_4 - T_5)$$

nó 6

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_6 - T_{6,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (2 \cdot T_6 - T_5 - T_7) - perda \cdot (T_6 - Temp) + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_7 - T_6) + m_{coletor} \cdot Cp \cdot (T_5 - T_6)$$

nó 7

$$ro \cdot V \cdot Cp \cdot \left[\frac{T_7 - T_{7,ant}}{\delta t} \right] = \frac{-k_{agua}}{x} \cdot (T_7 - T_6) - perda \cdot (T_7 - Temp) + m_{saida} \cdot Cp \cdot (T_{rede} - T_7) + m_{coletor} \cdot Cp \cdot (T_6 - T_7)$$