



Edgar Emanuel Raimundo Andrade

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica

**Metodologia de implementação e avaliação de sistemas
solar térmico e fotovoltaico: estudo de caso**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Mestrado de Energias Renováveis - Conservação e Utilização Sustentáveis

Orientador: Doutor João Murta Pina, Professor Auxiliar, FCT/UNL

Co-orientador: Doutor João Francisco Alves Martins, Professor Auxiliar,
FCT/UNL

Júri:

Presidente: Doutor Rui Manuel Leitão Santos Tavares, FCT/UNL

Arguente: Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves, FCT/UNL



Edgar Emanuel Raimundo Andrade

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica

**Metodologia de implementação e avaliação de sistemas
solar térmico e fotovoltaico: estudo de caso**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Mestrado de Energias Renováveis - Conservação e Utilização Sustentáveis

Orientador: Doutor João Murta Pina, Professor Auxiliar, FCT/UNL

Co-orientador: Doutor João Francisco Alves Martins, Professor Auxiliar,
FCT/UNL

Júri:

Presidente: Doutor Rui Manuel Leitão Santos Tavares, FCT/UNL

Arguente: Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves, FCT/UNL

Metodologia de implementação e avaliação de sistemas solar térmico e fotovoltaico: estudo de caso

Copyrighted by:

Edgar Emanuel Raimundo Andrade

FCT/UNL

UNL

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Resumo

Uma crescente consciencialização ambiental a nível mundial começou a influenciar as vidas das pessoas bem como os mercados económicos, verificando-se que empresas que adoptam estratégias ambientais, estão a receber reconhecimento público pelos seus esforços. Com o amadurecimento de tecnologias limpas, quer seja a produção de energia de base renovável com maior eficiência ou o design ecológico que visa ao desenvolvimento de produtos, sistemas ou serviços que minimizem o seu impacto ambiental, e os crescentes benefícios económicos associados a estas, o número de empresas a investir nestas tecnológicas continua a aumentar.

O presente documento contém o estudo técnico e económico relativo à implementação de uma mini central fotovoltaica e um sistema solar térmico de aquecimento de águas sanitárias, na cobertura da empresa Mota-Engil.

Foram analisadas diversas soluções para as duas tecnologias, incluindo a conjugação de ambas, de forma a determinar a melhor escolha possível para a empresa, que proporcione os melhores benefícios técnicos, económicos e ambientais.

Palavras chave: tecnologias “verdes”, mini-geração fotovoltaica, solar térmico, energias renováveis.

Abstract

A rising environmental awareness worldwide has begun to influence the lives of individuals as well as the economic markets, where companies going “green” are getting public recognition for their efforts. With the maturing of “green” technologies, either renewable power production of greater efficiency or ecological design which consists in reducing the environmental impact associated with the development of products and systems, and the growing economic benefits associated with them, the number of companies investing in these technologies keeps growing.

The present document contains the technical and economical study on the implementation of a mini photovoltaic power station and solar thermal water heating system in the rooftop of company Mota-Engil.

Several solutions for each technology were analysed, including conjugation of both, in order to ascertain the best possible choice for the company, which provides the best technical, economical and environmental benefits.

Keywords: “Green” technologies, photovoltaic power station, solar thermal heating system, renewable energies.

Índice

Chave de Abreviaturas e Siglas.....	VII
Lista de Figuras	XI
Lista de Tabelas.....	XIII
1. Introdução	1
1.1. Objectivos	2
1.2. Estrutura da dissertação.....	2
2. Metodologia e Ferramentas	3
2.1. Solar Fotovoltaico	3
2.1.1. Análise das condições	5
2.1.2. Módulo fotovoltaico.....	5
2.1.3. Escolha de inversor	8
2.1.4. Determinação da matriz fotovoltaica	8
2.1.5. Cálculo da secção mínima da cablagem.....	9
2.1.6. Dimensionamento das protecções	11
2.2. Solar Térmico.....	11
2.2.1. Determinação do consumo de água quente	15
2.2.2. Requisitos de energia para o aquecimento	15
2.2.3. Área do colector	15
2.2.4. Composição do fluído térmico	16
2.2.5. Diâmetro da tubagem do circuito primário	17
2.2.6. Bombas de circulação.....	17
2.2.7. Vaso de expansão	19
2.3. Avaliação Económica.....	20
3. Estudo de Caso	23
3.1. Dados Preliminares	23
3.1.1. Dados geográficos	23

3.1.2.	Características do edifício	24
3.1.3.	Dados de facturação elétrica.....	25
3.1.4.	Dados de consumo AQS	27
3.2.	Dimensionamento Solar Fotovoltaico.....	27
3.2.1.	Inversores por fileiras.....	28
3.2.2.	Inversores Múltiplos.....	38
3.3.	Solar Térmico.....	44
3.3.1.	Fracção solar de 70%	45
3.3.2.	Fracção solar de 60%	52
3.4.	Sistema Optimizado	57
3.4.1.	Inversores de fileira.....	57
3.4.2.	Inversor trifásico	63
3.5.	Síntese de soluções.....	67
3.5.1.	Solar fotovoltaico - 3 inversores monofásicos	67
3.5.2.	Solar fotovoltaico - 2 inversores trifásicos.....	68
3.5.3.	Solar térmico - fracção solar 70%	68
3.5.4.	Solar térmico - fracção solar 60%	69
3.5.5.	Optimizado - 2 inversores monofásicos	70
3.5.6.	Optimizado - 1 inversor trifásico.....	70
4.	Software de Simulação.....	73
4.1.	Software de simulação fotovoltaico	73
4.2.	Software de simulação solar térmico.....	73
4.3.	Software de renováveis solares	74
4.4.	Desenvolvimento de software	74
5.	Conclusão.....	79
6.	Bibliografia	81

Chave de Abreviaturas e Siglas

a_{1a}	factor de perdas primário do colector
b	comprimento do módulo
b_T	coeficiente cujo valor é 1 para circuitos trifásicos e 2 para monofásicos,
C_{aq}	calor específico da água
\cos	função trigonométrica cosseno
C_p	calor específico da mistura glicol/água
C_{voc}	coeficiente de temperatura referente à tensão de circuito aberto
d	distância entre fileiras
e	coeficiente de expansão da água
FP	factor de perdas na linha
FS	fracção solar
GEE	gases de efeito de estufa
h	altura
h_{sis}	altura do sistema
I	corrente de serviço
I_{cc}	corrente de curto circuito
I_{col}	irradiação no local de instalação
$I_{fileira}$	corrente de fileira
$I_{max\ fil}$	corrente máxima da fileira
$I_{max\ inv}$	corrente máxima de entrada do inversor
I_n	corrente nominal no cabo
I_{nAC}	corrente nominal AC do inversor
L	comprimento do condutor
L_{AC}	comprimento do cabo AC
L_{DC}	comprimento do cabo DC principal
$L_{fileira}$	comprimento do cabo DC de fileira
\dot{m}	caudal volumétrico
MPP	máximo ponto de potência
N	número de painéis a instalar
N_a	número de dias de utilização da instalação
$N_{fileira}$	número de fileiras

N_{\max}	número máximo de módulos em série
N_{\min}	número mínimo de módulos em série admissível
N_p	número de fileiras ligadas ao inversor
P_{ACinv}	potência AC do inversor
<i>Payback</i>	tempo entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro se iguala a este valor
P_{DC}	potência de perdas no cabo DC principal
P_{fin}	pressão do sistema
P_{fv}	potência fotovoltaica a instalar
P_{in}	pressão da rede de distribuição
$P_{inv\ dc}$	potência DC do inversor
P_M	potência de perdas no cabo DC de ligação de fileiras
P_{\max}	potência máxima dos painéis
ppm	partes por milhão
Q_{aq}	energia necessária para o aquecimento
ROI	retorno sobre investimento
S	secção do condutor
S_{AC}	secção mínima do cabo AC
S_{DC}	secção mínima do cabo DC principal
sen	função trigonométrica seno
$S_{fileira}$	secção mínima do cabo DC de fileira
SGCIE	sistema de gestão de consumos intensivos de energia
T_{aa}	temperatura de armazenamento de água
T_{af}	temperatura da água fria
T_{aq}	temperatura da água quente
TIR	taxa interna de retorno
U_0	tensão simples
$U_{\max inv}$	tensão máxima admissível do inversor
$U_{mpp(70^\circ C)}$	tensão no ponto de máxima potência para a temperatura de funcionamento de 70° C
$U_{mpp(cts)}$	tensão no ponto de máxima potência em condições de operação normais
$U_{MPP(inv\ min)}$	valor mínimo da gama MPP do inversor
U_n	tensão nominal da rede
UNEP	United Nations Environmental Programme
$U_{oc(-10^\circ C)}$	tensão em circuito aberto para a temperatura mínima admissível
$U_{oc(cts)}$	tensão de circuito aberto para as condições de temperatura standard
v	velocidade de escoamento
VAL	valor actual líquido

V_{aq}	volume de água a aquecer
V_{col}	volume do campo de colectores
V_{exp}	volume de expansão
V_{MPP}	tensão do ponto de máxima potência
$V_{permutador\ calor}$	volume do permutador de calor
V_R	volume médio a armazenar
V_{res}	volume total dos reservatórios de água potável
$V_{tubagem}$	volume de fluído presente no circuito solar primário
$V_{vaso\ min}$	volume mínimo para qual o vaso de expansão
α	ângulo de inclinação dos módulos
β	ângulo de incidência solar
Λ	reactância do condutor
ρ	resistividade dos condutores ,
ρ_{adm}	pressão inicial do sistema
ρ_{omax}	pressão máxima permissível de operação
σ	condutividade do condutor
p_{circ}	perda de carga na tubagem
p_{col}	perda de carga no campo de colectores
η_{sis}	eficiência do sistema

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Fluxograma da metodologia de dimensionamento FV.	4
Figura 2.2 – Variação da altura solar [2].....	6
Figura 2.3 – Sombreamento de painéis inclinados [2].	7
Figura 2.4 – Esquema de circulação forçada [4].	12
Figura 2.5 – Fluxograma do dimensionamento de sistema ST.	14
Figura 2.6 – Características da tubagem de cobre para fluido térmico de 35% [7].....	18
Figura 3.1 – Sede da empresa da Mota-Engil, via Google Earth.	24
Figura 3.2 – Equipamentos de climatização e ventilação [10].	24
Figura 3.3 – Área disponível nos meses de Inverno [10].	25
Figura 3.4 – Disposição dos módulos fotovoltaicos na cobertura.....	32
Figura 3.5 – Distribuição das fileiras 1 e 2.....	33
Figura 3.6 – Distribuição das fileira 3 a 6.	34
Figura 3.7 – Gráfico da análise económica do sistema FV monofásico.	38
Figura 3.8 – Distribuição da fileira 1 e distribuição parcial da fileira 4.....	40
Figura 3.9 – Distribuição das fileiras 2 e 3 e distribuição parcial da fileira 4.....	41
Figura 3.10 – Gráfica da análise económica do sistema FV trifásico.	44
Figura 3.11 – Perda de carga característica para tubo de 22 mm [7].	47
Figura 3.12 – Gráfico da simulação SOLTERM5 para o sistema de FS anual de 75%.	50
Figura 3.13 – Distribuição de 6 colectores térmicos.	50
Figura 3.14 – Gráfico de avaliação económica do sistema ST de FS 75%.	52
Figura 3.15 – Gráfico da simulação SOLTERM5 para o sistema ST de FS 60%.	53
Figura 3.16 – Distribuição de 4 colectores térmicos.	54
Figura 3.17 - Perda de carga característica para tubo de 18 mm [7].	55
Figura 3.18 – Gráfico da avaliação económica do sistema ST de FS 60%.	57
Figura 3.19 – Distribuição dos módulos fotovoltaicos e colectores solares na cobertura.	58
Figura 3.20 – Fileira 1 do sistema otimizado.	59
Figura 3.21 – Fileiras 2 a 4 do sistema otimizado.....	60
Figura 3.22 – Gráfico da avaliação económica do sistema otimizado monofásico.....	63
Figura 3.23 – Gráfico da avaliação económica do sistema otimizado trifásico.	66
Figura 4.1 – Fluxograma geral do software de simulação.	75
Figura 4.2 – Fluxograma de software FV.	76
Figura 4.3 – Fluxograma de software ST.....	78

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Variação de percentagem de glicol com a temperatura[8].	16
Tabela 2.2 - Variação do coeficiente “e” com a temperatura)[9].	20
Tabela 3.1 – Dados da facturação eléctrica.	26
Tabela 3.2 – Modelos de painéis fotovoltaicos em análise.	28
Tabela 3.3 – Características do módulo selecionado.	29
Tabela 3.4 – Características do inversor selecionado para a tipologia de inversores por fileiras. ...	30
Tabela 3.5 – Orçamento da solução fotovoltaica implementado 3 inversores monofásicos.	36
Tabela 3.6 – (cont.) Orçamento da solução fotovoltaica implementado 3 inversores monofásicos	37
Tabela 3.7 – Característica dos inversores selecionados para tipologia de inversores múltiplos.....	39
Tabela 3.8 - Orçamento da solução FV implementando tipologia de inversores múltiplos.....	43
Tabela 3.9 – Orçamento do sistema solar térmico com 6 colectores.	51
Tabela 3.10 – Orçamento do sistema solar térmico com 4 colectores.	56
Tabela 3.11 – Orçamento da componente fotovoltaica implementando 2 inversores monofásicos.	62
Tabela 3.12 – Características do inversor trifásico.	64
Tabela 3.13 – Orçamento da componente fotovoltaica implementando 1 inversor trifásico.	65
Tabela 3.14 – (cont.) Orçamento da componente fotovoltaica implementando 1 inversor trifásico.	66
Tabela 3.17 – Síntese da cablagem para o sistema de 3 inversores monofásicos.	67
Tabela 3.18 - Síntese da cablagem para o sistema de 2 inversores trifásicos.	68
Tabela 3.19 - Síntese da cablagem para o sistema otimizado de 2 inversores monofásicos.	70
Tabela 3.20 - Síntese da cablagem para o sistema otimizado de 1 inversores trifásicos.....	71
Tabela 5.1 – Resumo das avaliações económicas das soluções obtidas.....	79

1. Introdução

As alterações climáticas, produto da actividade humana do último século, cada vez mais perceptíveis em todo o mundo através de desastres climatéricos de maior intensidade e frequência, desde secas extremas que se encontram na origem de incêndios devastadores a inundações, são considerados por muitos o problema mais significativo da sociedade actual. Actualmente, os custos e riscos associados a catástrofes climáticas apresentam um valor significativamente superior ao custo de tomar medidas que visam à redução das emissões de gases de efeito de estufa (GEE) e à minimização dos efeitos das alterações climáticas.

Estima-se que para evitar os efeitos irreversíveis das alterações climáticas, como o desaparecimento das grandes massas de gelo do planeta e a subida do nível da água do mar, o aumento da temperatura média global não deva ser superior a 2° C quando comparada com os níveis pré-industriais, ou seja a concentração de dióxido de carbono na atmosfera deve manter-se inferior a 400 ppm.

Um estudo realizado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, em inglês UNEP, *United Nations Environment Programme*, permitiu identificar para os diversos sectores económicos um potencial técnico na redução das emissões GEE até 2020 [1]. No âmbito do presente documento destacam-se os sectores de:

- Produção de electricidade – por via de centrais mais eficientes, introdução de energias renováveis, captura e sequestro de carbono e mudanças de combustíveis.
- Indústria – melhoria de eficiência, alteração de combustíveis, recuperação de energia.
- Edifícios – melhoria de eficiência de aquecimento, arrefecimento, iluminação e dos aparelhos eléctricos.

Com o objectivo de realizar as alterações necessárias, são aprovadas legislações que regulam e incentivam as empresas e os cidadãos comuns a tomar as medidas necessárias para que as metas delineadas sejam alcançadas. No caso de Portugal, Decretos-Leis como o número 34/2011, que define o regime jurídico associado à “miniprodução” de energia baseada em tecnologia fotovoltaica, e o número 71/2008 que regula o sistema de gestão de consumos intensivos de energia (SGCIE) com o objectivo de promover a eficiência energética, são exemplificativos das legislações adoptadas de forma a reduzir as emissões.

1.1. Objectivos

A realização desta dissertação visa o estudo de viabilidade técnica e económica da incorporação de sistemas solares térmicos e fotovoltaicos na cobertura da sede da empresa da Mota-Engil na zona metropolitana da Grande Lisboa.

Os objectivos fulcrais deste projecto, consistem no desenvolvimento de uma ou mais soluções técnica e economicamente viáveis referentes a cada uma das tecnologias renováveis em análise, bem como a possibilidade da sua conjugação, de forma a obter a melhor visão geral sobre o problema possível, para que uma escolha lógica e informada possa ser realizada.

1.2. Estrutura da dissertação

O presente documento encontra-se dividido em três partes distintas. A primeira aborda a metodologia adoptada na realização deste projecto, sendo descritas as ferramentas utilizadas no seu desenvolvimento. A segunda parte é referente ao caso de estudo, e enuncia os dados referentes ao projecto, apresentando também as diversas soluções estudadas. A parte final demonstra as conclusões obtidas no decorrer do projecto indicando a solução que mais benefícios apresenta a sua instalação.

2. Metodologia e Ferramentas

O desenvolvimento e implementação de etapas metodológicas são ferramentas de elevada importância, pois permitem ao projectista seguir um percurso lógico, contribuindo para a elaboração de um bom projecto, e do qual resulte uma ou mais soluções que satisfaçam as necessidades indicadas.

O aspecto diferenciador que apresenta uma maior relevância na escolha de uma das soluções obtidas, é frequentemente a componente económica. Assim, uma avaliação económica, sendo uma parte fundamental de qualquer projecto, deve ser realizada para todas as soluções obtidas no decorrer da fase de desenvolvimento.

2.1. Solar Fotovoltaico

Na presente secção é apresentada a metodologia empregue no dimensionamento da componente fotovoltaica. Esta consiste na realização ordenada de seis etapas distintas, sendo estas:

- Análise das condições.
- Módulo fotovoltaico.
- Escolha do inversor.
- Determinação da matriz fotovoltaica.
- Cálculo da secção mínima da cablagem.
- Dimensionamento das protecções.

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado à rede, segue assim um raciocínio lógico demonstrado pelo fluxograma presente na figura 2.1.

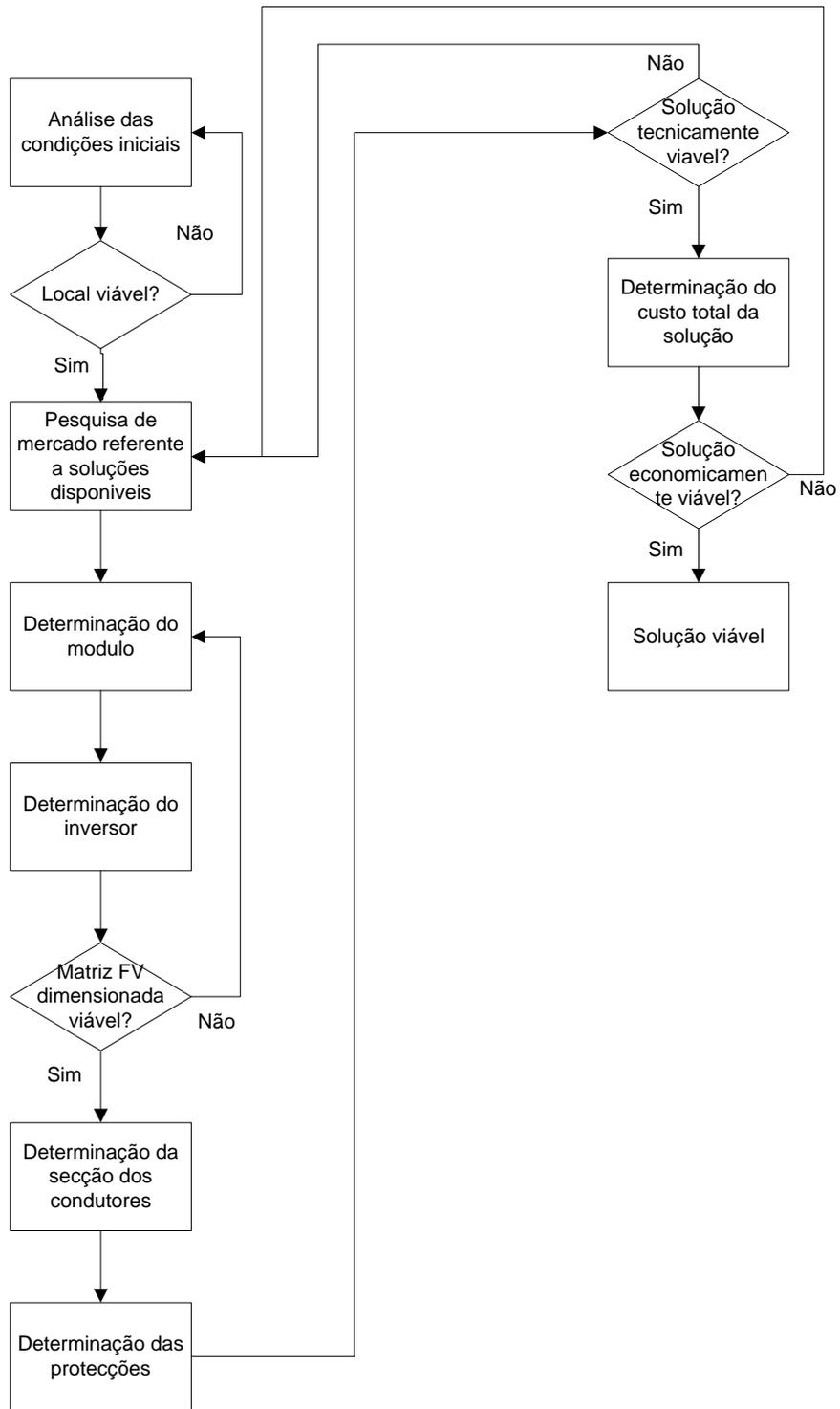


Figura 2.1 – Fluxograma da metodologia de dimensionamento FV.

2.1.1. Análise das condições

Nesta etapa, pretende-se analisar todas as condições do local onde a instalação será realizada, de forma a garantir a realização de um bom projecto.

Devem ser obtidos no início do projecto dados como a localização geográfica e a radiação solar do local da instalação pois são factores que maior influência possuem na determinação da energia produzida e logo na rentabilidade do sistema.

Devem também ser analisados para espaço disponível a existência de obstáculos e sombreamento, com o objectivo de identificar um posicionamento óptimo para a central. A tipologia do terreno ou o edifício em questão deve ser tida em consideração, bem como a forma da cobertura do edifício discutido.

2.1.2. Módulo fotovoltaico

A determinação do módulo a instalar é realizada, maioritariamente, por meio de uma análise de mercado das soluções disponíveis com a potência nominal desejada. Contudo, apesar da vertente económica apresentar um contributo significativo na escolha do módulo, características como qualidade e especificações técnicas desempenham um papel relevante no processo de decisão.

É possível obter uma estimativa do número de painéis a instalar, N , a partir da equação (1), que relaciona a potência a instalar com a potência máxima dos painéis seleccionados, representados por P_{fv} e P_{max} respectivamente.

$$N = \frac{P_{fv}}{P_{max}} \quad (1)$$

Apesar de não indicar um valor definitivo, este parâmetro permite ao projectista obter uma noção, não só do número de painéis e da potência do inversor a instalar, mas também do espaço necessário para a sua instalação.

O posicionamento dos módulos fotovoltaicos deve ter em consideração o deslocamento aparente do Sol no horizonte, indicado pela figura 2.2, sendo assim possível definir a altura solar, entendida como o ângulo entre o raio solar e a projecção da mesma sobre o plano horizontal.

Para uma latitude de 38,42°, correspondente à cidade de Lisboa, a altura solar apresenta a seguinte variação anual:

- Solstício de Verão: posição que apresenta uma altura solar máxima de 75°.
- Solstício de Inverno: posição que apresenta uma altura solar mínima de 28,13°.
- Equinócio de Outono: posição que apresenta uma altura solar de 51,6°.
- Equinócio de Primavera: posição que apresenta uma altura solar de 51,6°.

È contudo necessário indicar que a altura solar possui também uma variação diária, apresentando o seu valor máximo por volta do meio dia.

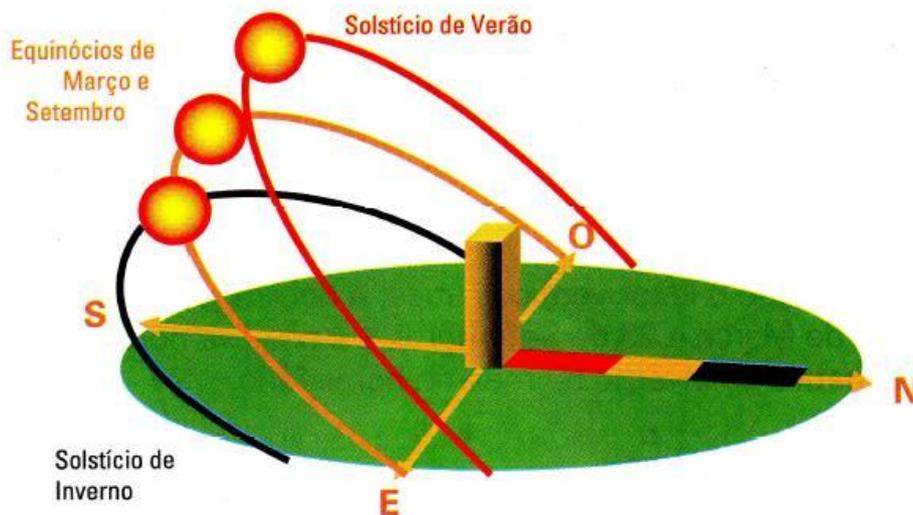


Figura 2.2 – Variação da altura solar [2].

As dimensões e o ângulo de inclinação dos módulos determinam as sombras causadas pelos mesmos durante o decorrer do dia. Com o objectivo de reduzir a ocorrência de sombreamento mútuo, ou seja sombras lançadas por módulos sobre aqueles que se localizam na sua retaguarda, é possível calcular geometricamente a distância entre fileiras, tendo por base a configuração indicada na Figura 2.3, onde β é o ângulo de incidência solar, α é o ângulo de inclinação dos módulos, d é a distância entre fileiras, b é o comprimento do módulo e h é a altura.

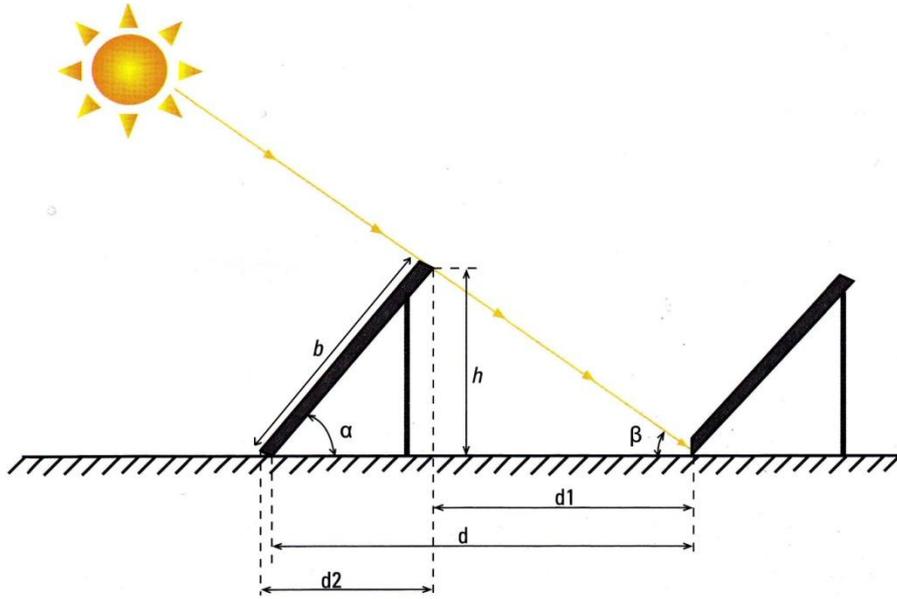


Figura 2.3 – Sombreamento de painéis inclinados [2].

A equação (2) permite calcular a distância mínima necessária entre os módulos garantindo um funcionamento adequado do sistema [2], utilizando-se por norma um valor de β idêntico à altura mínima do Sol na estação de Inverno.

$$d = b \times \left(\cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (2)$$

Contudo, é possível simplificar a obtenção da distância através de dois métodos empiricamente testados [3], o representado na equação (3) permite uma redução das perdas por sombreamento, e o método indicado na equação (4) permite obter uma utilização óptima da área disponível.

$$d = 3,5 \times h + b \cos \alpha \text{ onde } h = b \times \sin \alpha \quad (3)$$

$$d = 2,25 \times b \quad (4)$$

A determinação da distância entre fileiras a partir das equações (3) e (4), é realizada tendo em consideração ângulos de incidência solar de aproximadamente $16,95^\circ$ e $22,35^\circ$ respectivamente. Contudo, enquanto que a equação (3) é aplicável para quaisquer ângulos de inclinação dos módulos fotovoltaicos, a equação (4) é apenas aplicável, com o objectivo de otimizar a utilização da área disponível, para ângulos de inclinação compreendidos entre 30° e 45° .

2.1.3. Escolha de inversor

A matriz fotovoltaica depende fortemente das características de entrada do inversor, devendo este ser seleccionado correctamente. A potência deste aparelho, representada por $P_{inv\ dc}$, deverá estar compreendida entre 70% a 120% da potência fotovoltaica a instalar [2], o que se traduz matematicamente na equação (5).

$$0,7 \times P_{fv} < P_{inv\ dc} < 1,2 \times P_{fv} \quad (5)$$

É contudo, necessário ter em consideração que para elevados níveis de potência a instalar é prática comum optar por instalar múltiplos inversores. Esta prática tem como objectivo elevar o rendimento global do sistema, por meio da redução do número de inversores em operação para níveis de irradiação inferiores.

2.1.4. Determinação da matriz fotovoltaica

A tensão de entrada no inversor, resultante do somatório das tensões individuais dos módulos em série, apresenta variações fortemente relacionadas com a temperatura. Tendo em conta o impacto deste parâmetro, deve-se definir para os extremos de temperatura que o módulo possa atingir na localização em questão, os valores de tensão de cada módulo individual, podendo-se obter assim o número máximo e mínimo de módulos em série.

De forma a calcular o número máximo de módulos em série, o projectista deve primeiro calcular a tensão em circuito aberto para a temperatura mínima admissível, $U_{oc(-10^\circ C)}$, recorrendo à equação (6), onde C_{voc} corresponde ao coeficiente de temperatura referente à tensão de circuito aberto e $U_{oc(cts)}$ corresponde à tensão de circuito aberto para as condições de temperatura standard [2][3][4].

$$U_{oc(-10^\circ C)} = \left(1 - \frac{(25^\circ C - (-10^\circ C)) \times C_{voc}(\%)}{100} \right) \times U_{oc(cts)} \quad (6)$$

Com o $U_{oc(-10^\circ C)}$ calculado, o número máximo de módulos, N_{max} , é obtido através da razão entre a tensão máxima admissível do inversor, $U_{max\ inv}$, com a tensão de circuito aberto para $-10^\circ C$, indicada na equação (7) [2][3].

$$N_{max} = \frac{U_{max\ inv}}{U_{oc(-10^\circ C)}} \quad (7)$$

Analogamente pode-se calcular o número mínimo de módulos que a fileira deve possuir, utilizando as equações (8) e (9), onde $U_{mpp(70^\circ C)}$ representa a tensão no ponto de máxima potência para a

temperatura de funcionamento de 70° C, $U_{mpp(cts)}$ representa a tensão no ponto de máxima potência em condições de operação normais, N_{min} , indica o número mínimo de módulos em série admissível e $U_{MPP (inv min)}$ indica o valor mínimo da gama MPP do inversor [2][3][4].

$$U_{mpp(70^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(25^{\circ}C - (70^{\circ}C)) \times C_{voc}(\%)}{100}\right) \times U_{mpp(cts)} \quad (8)$$

$$N_{min} = \frac{U_{MPP (inv min)}}{U_{mpp(70^{\circ})}} \quad (9)$$

O cálculo do número de fileiras, $N_{fileiras}$, que o inversor selecionado consegue suportar é obtido pelo menor valor da razão entre a corrente máxima de entrada do inversor, $I_{max inv}$, pela corrente máxima da fileira, $I_{max fil}$, sendo matematicamente representada pela equação (10) [2][3].

$$N_{fileiras} \leq \frac{I_{max inv}}{I_{max fil}} \quad (10)$$

2.1.5. Cálculo da secção mínima da cablagem

O dimensionamento de uma central solar fotovoltaica não consiste apenas na determinação da matriz fotovoltaica e na selecção de um inversor apropriado. É também necessário calcular a secção mínima necessária dos condutores a instalar.

O método empregue na determinação da secção mínima dos condutores difere dependendo da sua aplicação, sendo possível distinguir três aplicações distintas:

- Cabo DC de ligação de fileiras.
- Cabo principal de ligação DC.
- Cabo de ligação AC.

O cabo DC de ligação de fileiras é responsável pela interligação dos diferentes módulos constituintes da fileira, bem como a ligação desta à caixa de junção. A secção mínima do cabo, $S_{fileira}$, pode ser calculada recorrendo a diferentes variantes da mesma equação. A variante utilizada no decorrer deste projecto pode ser observada na equação (11), e tem em consideração parâmetros como a comprimento do cabo, $L_{fileira}$, a corrente de fileira, $I_{fileira}$, a tensão do ponto de máxima potência, V_{MPP} , e a condutividade do condutor, σ [2][3].

$$S_{fileira} (mm^2) = \frac{2 \times L_{fileira} \times I_{fileira}}{1\% \times V_{MPP} \times \sigma} \quad (11)$$

O cálculo da potência de perdas no cabo DC de ligação de fileiras, P_M , é realizado recorrendo à equação (12), onde $N_{fileiras}$ representa o número de fileiras que possuem as mesmas características de comprimento e secção [2][3].

$$P_M (W) = \frac{2 \times N_{\text{fileiras}} \times L_{\text{fileira}} \times I_{\text{fileira}}^2}{S_{\text{fileira}} \times \sigma} \quad (12)$$

Após a determinação da secção transversal do cabo de fileira, deve-se verificar que a queda de tensão máxima admissível na linha não excede o valor de 1% [2][3].

O cabo principal de ligação DC, realiza a ligação entre o caixa de junção e o inversor, sendo a secção mínima, S_{DC} , e a potência de perdas, P_{DC} , calculadas recorrendo às equações (13) e (14), onde L_{DC} representa o comprimento do condutor em metros, I_n representa a corrente nominal, FP é o factor de perdas na linha, apresentando um valor de 1% ou 2% para tensões reduzidas [2][3].

$$S_{DC} (\text{mm}^2) = \frac{2 \times L_{DC} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_M) \times \sigma} \quad (13)$$

$$P_{DC} (W) = \frac{2 \times L_{DC} \times I_n^2}{S_{DC} \times \sigma} \quad (14)$$

A determinação da secção mínima e da potência de perdas do cabo de ligação AC, é realizada por meio das equações (15) e (16), sendo essencial ter em conta que para sistemas trifásicos o factor “2” deve ser substituído por “ $\sqrt{3}$ ” [2][3].

$$S_{AC} (\text{mm}^2) = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC} \times \cos \varphi}{3\% \times U_n \times \sigma} \quad (15)$$

$$P_{AC} (W) = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{S_{AC} \times \sigma} \quad (16)$$

Onde S_{AC} é a secção mínima do cabo, L_{AC} é o comprimento do cabo em metros, I_{nAC} é a corrente AC nominal do inversor, U_n é o valor de tensão nominal da rede, apresentando um valor de 230 V em sistemas monofásicos e 400 V em sistemas trifásicos e φ ângulo de fase entre a tensão e a corrente.

A equação (15), permite calcular a secção mínima do condutor AC tendo em consideração a perda de tensão máxima admissível de 3% [2].

A verificação do valor da queda de tensão admissível, para a secção seleccionada dos diversos condutores pode ser realizada aplicando a equação (17), onde U_0 é a tensão simples, b_T é o coeficiente cujo valor é 1 para circuitos trifásicos e 2 para monofásicos, ρ é a resistividade dos condutores, L é o comprimento do condutor, S é a secção, λ é a reactância e I é a corrente de serviço [5].

$$\Delta u(\%) = \frac{100}{U_0} \times b_T \times \left(\left(\rho \times \frac{L}{S} \right) \times \cos \varphi + \lambda \times L \times \sin \varphi \right) \times I \quad (17)$$

2.1.6. Dimensionamento das protecções

As principais protecções a dimensionar são aquelas cuja função é interromper a operação do sistema no caso de um incorrecto funcionamento deste. Num sistema ligado à rede devem existir fusíveis em ambas as extremidades de cada fileira, cujo dimensionamento é realizado por meio da equação (18), onde I_N é a corrente nominal e I_{cc} é corrente de curto circuito

$$1,25 \times I_N < 2 \times I_{cc} \quad (18)$$

O interruptor DC cuja função consiste na segregação de uma ou mais fileiras do sistema é instalado imediatamente antes do inversor, permitindo a redução de ocorrências de contactos directos durante actos de manutenção. Este deve ser dimensionado para funcionar à tensão máxima do gerador solar à temperatura de -10°C e deve possuir uma corrente nominal obtida recorrendo à equação (19), onde N_p corresponde ao número de fileiras ligadas ao inversor.

$$I_N > 1,25 \times N_p \times (1,25 \times I_{cc}) \quad (19)$$

Para um sistema monofásico a obtenção do poder de corte do disjuntor AC, instalado na saída do inversor, é efectuada pela equação (20), onde P_{ACinv} é a potência de saída do inversor. Para sistemas trifásicos é possível aplicar a equação anterior, sendo contudo necessário dividir a expressão da direita por um factor de “3”.

$$I_N > 1,25 \times P_{ACinv}/230 \quad (20)$$

2.2. Solar Térmico

A implementação de um sistema solar térmico, cujo o retorno económico é assegurado pela poupança obtida na redução do consumo de energia, deve ser correctamente dimensionado de forma a assegurar a viabilidade económica do projecto.

Por esta razão a utilização de software de simulação é preferível, pois tem em conta inúmeros factores que seriam difíceis de contabilizar realizando o cálculo manualmente. Contudo é possível obter uma percepção dos componentes a instalar recorrendo à metodologia apresentada.

Os sistemas solares térmicos apresentam duas tipologias de instalação distintas, o termosifão e a circulação forçada. A primeira requer um investimento inicial reduzido e possui uma maior simplicidade técnica facilitando a instalação, contudo possui uma maior sensibilidade a perdas de carga e onde o caudal é regulado pela irradiação solar [4].

A segunda tipologia apresenta uma maior complexidade técnica e de instalação o que se traduz num custo inicial superior, no entanto possui uma maior flexibilidade quanto à dimensão da instalação e possibilita a regulação do caudal [4].

A metodologia apresentada de seguida, é referente a sistemas solar térmicos de circulação forçada, e cuja esquema pode ser observado na figura 2.4.

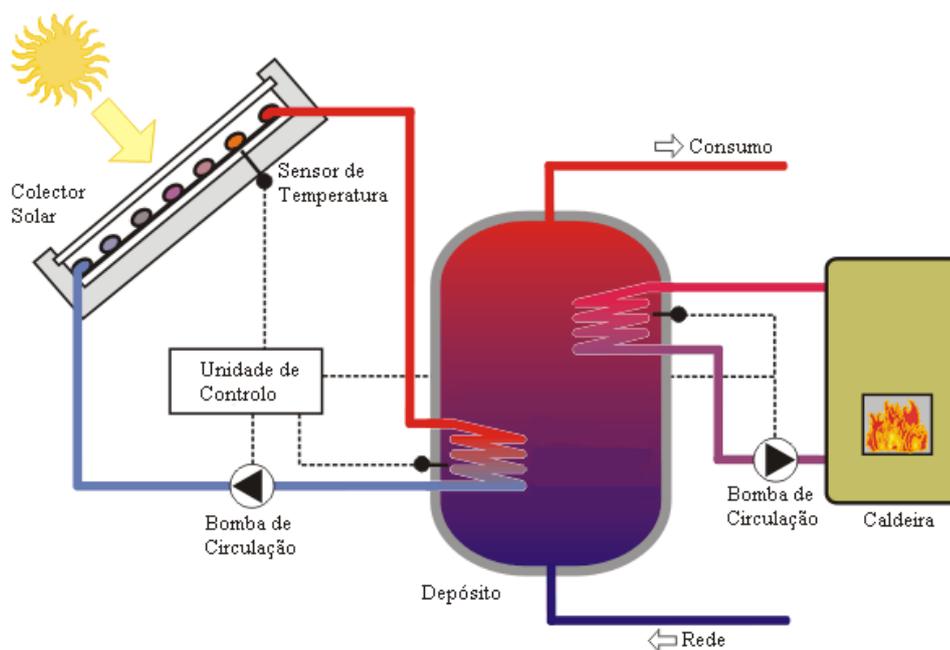


Figura 2.4 – Esquema de circulação forçada [4].

Sistemas solares térmicos de circulação forçada, utilizam uma bomba eléctrica com o objectivo de circular o fluido de transferência solar. Esta tipologia permite instalar de forma independente os colectores solares e o depósito, deixando de ser necessário que este possua uma cota superior aos colectores.

O accionamento da bomba de circulação é realizado pela unidade de controlo solar com base no diferencial de temperatura, por norma entre 5 a 10° C, obtido recorrendo a sensores de temperatura que analisam os valores da água quente e fria.

A unidade de apoio ao aquecimento de água é uma parte integrante do sistema, garantindo a fiabilidade do sistema. O apoio pode ser realizado por caldeiras e esquentadores tradicionais ou recorrendo à instalação de resistências eléctricas no depósito [4].

A metodologia empregue no dimensionamento do sistema solar térmico de circulação forçada consiste na realização de sete etapas distintas, sendo estas:

- Determinação do consumo de água quente.

- Requisitos de energia para o aquecimento.
- Área do colector.
- Composição do fluido térmico.
- Diâmetro da tubagem do circuito primário.
- Bombas de circulação.
- Vaso de expansão.

Sendo o percurso lógico do dimensionamento solar térmico, representado pelo fluxograma da figura 2.5.

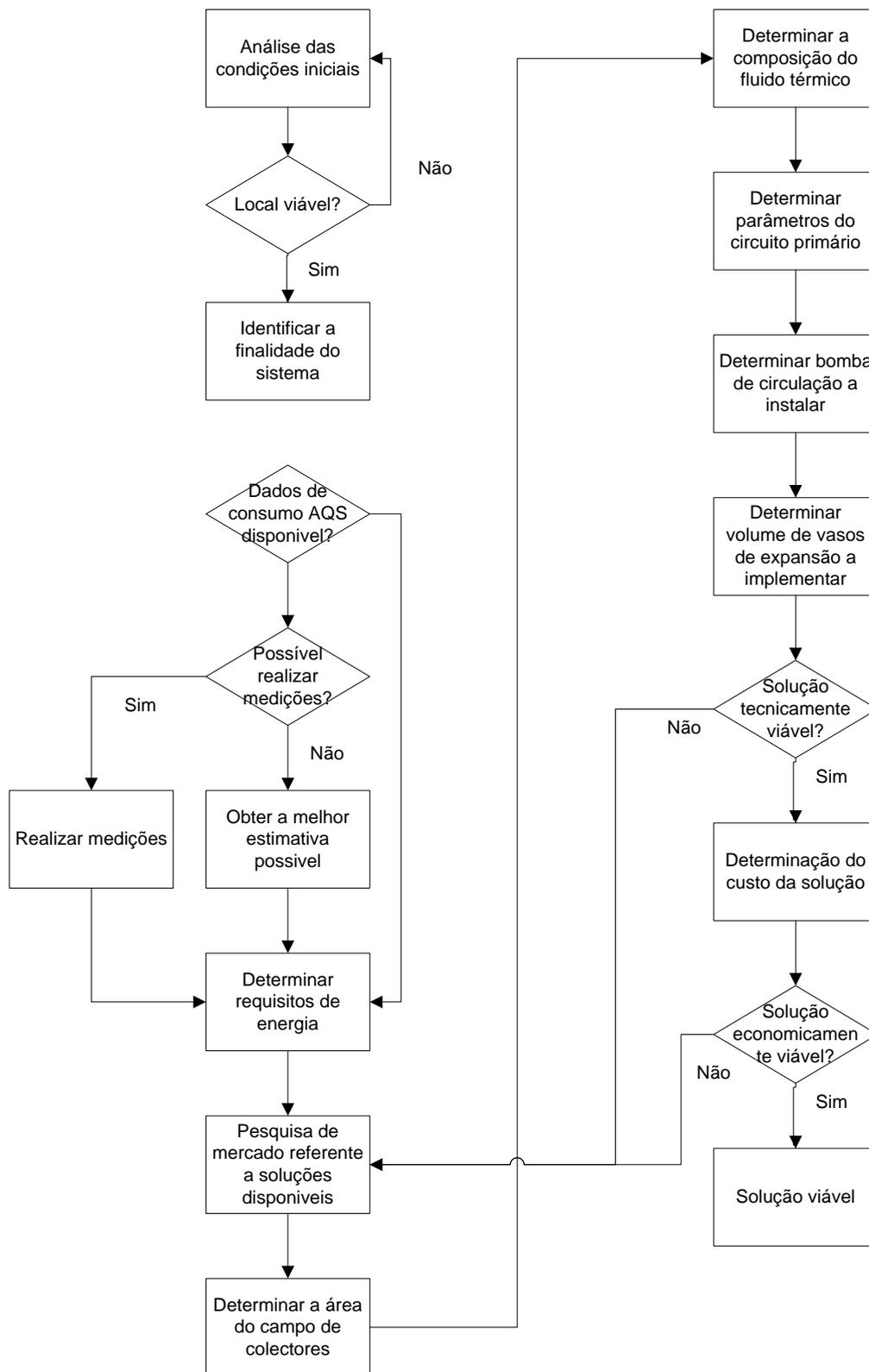


Figura 2.5 – Fluxograma do dimensionamento de sistema ST.

Sendo contudo necessário ter em conta que a utilização de um software de simulação, pode tornar a realização manual de algumas destas etapas desnecessárias.

2.2.1. Determinação do consumo de água quente

A determinação do consumo de água quente na instalação é a variável chave para o dimensionamento de um sistema solar térmico. Se, no entanto não for possível medir o consumo, este deve ser estimado com a maior precisão possível.

2.2.2. Requisitos de energia para o aquecimento

A energia necessária para elevar a água proveniente da rede de distribuição à temperatura de utilização pretendida pode ser calculada através da equação (21), onde Q_{aq} é a energia necessária para o aquecimento, V_{aq} é o volume de água a aquecer, c_{aq} é o calor específico da água, T_{aq} é a temperatura a atingir e T_{af} é a temperatura da água fria [6][7].

$$Q_{aq} = V_{aq} \times c_{aq} \times (T_{aq} - T_{af}) \quad (21)$$

A temperatura de utilização não deve ser um indicador da temperatura desejada para o armazenamento, pois esta depende da legislação do país onde se localiza o projecto e da instalação que este alimentará. Um exemplo disto, são as instalações profissionais de confecção alimentar onde é necessário uma temperatura de armazenamento de 60° C de forma a impedir a formação de microrganismos prejudiciais à saúde humana no interior do reservatório.

O volume médio de água a armazenar, calculado tendo em conta as temperaturas de utilização e de armazenamento, é obtido pela equação (22), onde T_{aa} é a temperatura a que se realiza o armazenamento [6][7].

$$V_R = \frac{T_{aq} - T_{af}}{T_{aa} - T_{af}} \times V_{aq} \quad (22)$$

2.2.3. Área do colector

A área do campo de colectores a instalar pode ser estimada pela equação (23), que tem em consideração dados como o número de dias de utilização da instalação, N_a , as necessidades

energéticas para o aquecimento, a fracção solar pretendida, FS , a irradiação no local de instalação, I_{col} e a eficiência do sistema, η_{sis} , que para colectores selectivos planos ronda os 35-40% [6][7].

$$S_a (m^2) = \frac{N_a \times Q_{aq} \times FS}{I_{col} \times \eta_{sis}} \quad (23)$$

2.2.4. Composição do fluido térmico

O fluido térmico que preenche o circuito solar é responsável pelo transporte de energia dos colectores até ao permutador de calor, sendo a água a plataforma de transporte ideal pois apresenta uma capacidade e condutividade térmica elevada e também uma baixa viscosidade. Contudo, para a gama de temperaturas de $-15^\circ C$ a $350^\circ C$, na qual os colectores térmicos operam, um fluido de térmico composto inteiramente de água apresentaria problemas com evaporação e congelamento [6][7].

De forma a reduzir este efeito é utilizada uma mistura de água com um anticongelante não tóxico, como por exemplo glicol. A percentagem de mistura é seleccionado com base na temperatura histórica mínima atingida no local de instalação, seguindo os valores indicado na tabela 2.1 [8].

% Volume anticongelante	Densidade da solução	Temperatura de congelação
5	1.004	$-1^\circ C$
10	1.008	$-3^\circ C$
15	1.012	$-5^\circ C$
20	1.016	$-8^\circ C$
25	1.021	-11°
30	1.025	-15°
35	1.030	-20°
40	1.034	-25°
50	1.042	-35°

Tabela 2.1 – Variação de percentagem de glicol com a temperatura [8].

Deve-se utilizar apenas o volume necessário de anticongelante, pois a sua adição reduz a capacidade e condutividade térmica do fluido, aumentando também a sua corrosividade e viscosidade [6][7].

2.2.5. Diâmetro da tubagem do circuito primário

A determinação do diâmetro que a tubagem do circuito primário deve possuir tem como objectivo a redução das perdas de carga, factor que possui um forte impacto nas transferências de calor no circuito solar. Tipicamente a velocidade do escoamento deve apresentar um valor inferior aos 0,7 m/s e o caudal volumétrico ideal deve rondar os 40 L/(m².h).

O caudal volumétrico, \dot{m} , pode ser calculado recorrendo à equação (24) [8].

$$\dot{m} \cong \frac{10 \times a_{1a}}{C_p} \quad (24)$$

Onde a_{1a} representa o factor de perdas primário do colector e C_p representa o calor específico da mistura glicol/água, que para 20% é de 4072 J/(kg.° C).

O diâmetro, d , em milímetros, pode então ser calculado aplicando a equação (25) [6][7].

$$d(\text{mm}) = \sqrt{\frac{4 \times \dot{m}}{\pi v}} \quad (25)$$

Onde v a velocidade de escoamento do fluido dentro da tubagem do circuito solar. Os cálculos acima mencionados, não devem no entanto, tomar precedência sobre as recomendações de caudal volumétrico e de diâmetro da tubagem feitas pelos fabricantes dos colectores.

2.2.6. Bombas de circulação

A selecção de uma bomba de circulação é feita com base em dois parâmetros distintos, o caudal necessário e a altura manométrica do sistema.

O caudal que a bomba deve circular pelo circuito primário, é obtido por meio da multiplicação do caudal volumétrico a utilizar pela área absorvedora dos módulos.

A altura manométrica, que consiste no somatório das perdas de carga no campo de colectores, na tubagem do circuito primário e no permutador de calor, estimadas em ‘bar’ e ajustadas pelo factor “10”.

A perda de carga do colector, por norma disponibilizada pelos fabricantes nas especificações técnicas do aparelho, está depende do caudal volumétrico a utilizar. Para um campo de colectores ligados em paralelo, as suas perdas de carga correspondem às de um único colector, no entanto, para uma ligação de colectores em série, as perdas de carga correspondem ao somatório das perdas individuais de cada colector.

A perda de carga na tubagem está depende do caudal volumétrico e do diâmetro da tubagem a utilizar, podendo ser estimada aplicando a equação (26)

$$\Delta p_{\text{circ}} = (p \times d) \times \frac{4}{3} \quad (26)$$

O factor ‘ p ’ é obtido recorrendo ao gráfico da figura 2.6, através da correlação entre o caudal pretendido e o diâmetro de tubagem, e onde ‘ d ’ corresponde ao comprimento da tubagem do circuito primário. A correcção da equação pelo factor “4/3”, permite estimar as perdas de pressão nos diferentes elementos de ligação e curvas existentes ao longo do circuito [6][7].

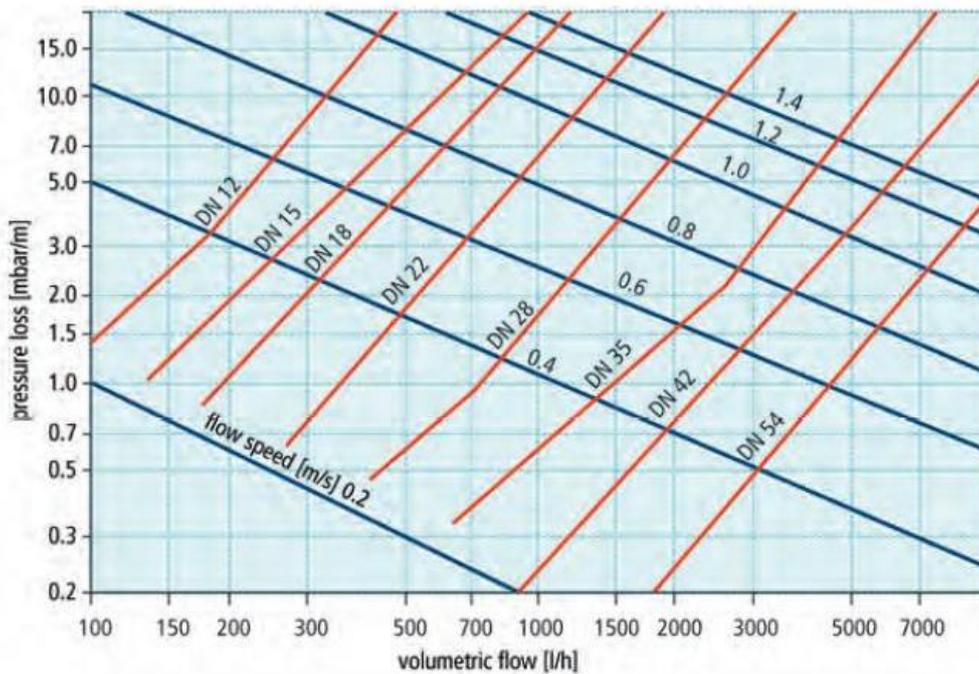


Figura 2.6 – Características da tubagem de cobre para fluido térmico de 35% [7].

As perdas de pressão no permutador de calor dos reservatórios, podem por norma ser encontradas na documentação apresentada pelo fabricante.

2.2.7. Vaso de expansão

O vaso de expansão é um dispositivo de segurança, cuja função consiste em receber a dilatação do fluido de transferência térmica de modo a que a pressão máxima de operação não seja atingida, devendo ser instalados no circuito solar primário e no circuito de água potável.

O volume mínimo, $V_{\text{vaso min}}$, para qual o vaso de expansão do circuito primário deve ser dimensionado, deve ter em conta as mudanças de pressão causadas pela variação de temperatura, mas também o volume de vapor dos campo de colectores. Este pode ser calculado de acordo com a equação (27) [6][7].

$$V_{\text{vaso min}} = V_{\text{exp}} \times \frac{p_{\text{omax}}+1}{p_{\text{omax}}-p_{\text{adm}}} \quad (27)$$

Onde V_{exp} é o volume de expansão em litros, p_{omax} é a pressão máxima permissível de operação em bar e p_{adm} é a pressão inicial do sistema em bar.

A pressão inicial do sistema deve, no seu ponto mais alto, apresentar no mínimo um valor de 0,5 bar, com o objectivo de impedir a entrada de ar no sistema devido a baixa pressão. A pressão inicial pode ser calculada pela equação (28), onde h_{sis} representa a altura do sistema [6][7].

$$p_{\text{adm}} = 0,5 \text{ bar} + h_{\text{sis}}(\text{m}) \times 0,1 \text{ bar/m} \quad (28)$$

A pressão máxima permissível de operação, obtida pela equação (29), deve ser cerca de 0,3 bar inferior à pressão de actuação da válvula de segurança, p_{omaxVS} [6][7].

$$p_{\text{omax}} = p_{\text{omaxVS}} - 0,3 \text{ bar} \quad (29)$$

O volume de expansão do sistema pode ser calculado pela equação (30), onde V_{col} representa o volume do campo de colectores, V_{tubagem} representa o volume de fluido presente no circuito solar primário e $V_{\text{permutador calor}}$ representa o volume total onde se realiza a permuta de calor entre o fluido solar e a água a aquecer. O factor “0,1” permite ter em consideração o valor máximo de expansão causada pela temperatura do fluido térmico [6][7].

$$V_{\text{exp}} = V_{\text{col}} + 0,10 \times (V_{\text{col}} + V_{\text{tubagem}} + V_{\text{permutador calor}}) \quad (30)$$

O volume do vaso de expansão a implementar no circuito de água potável, é possível de calcular implementando a equação (31) [9].

$$V_{\text{exp}} = \frac{e \times V_{\text{res}}}{1 - \frac{P_{\text{in}}}{P_{\text{in}}}} \quad (31)$$

Onde ‘e’ representa o coeficiente de expansão da água, calculado com base na máxima diferença entre a temperatura da água quente e fria recorrendo aos dados da tabela 2.2, V_{res} representa o volume total dos reservatórios de água potável, P_{in} é obtido através da soma da pressão máxima da

rede de distribuição pública com a pressão atmosférica de 1 bar, e P_{fin} é obtido somando a máxima pressão do sistema dado pelo valor da válvula de segurança com a pressão atmosférica.

T (°C)	Coeff. “e”	T (°C)	Coeff. “e”	T (°C)	Coeff. “e”
0	0,00013	40	0,00782	75	0,02575
10	0,00025	45	0,00984	80	0,02898
15	0,00085	50	0,01207	85	0,03236
20	0,00180	55	0,01447	90	0,03590
25	0,00289	60	0,01704	95	0,03958
30	0,00425	65	0,01979	100	0,04342
35	0,00582	70	0,02269		

Tabela 2.2 - Variação do coeficiente “e” com a temperatura [9].

2.3. Avaliação Económica

A escolha de um investimento ou de um projecto a implementar não é realizada com base em apenas na sua viabilidade técnica. Na realidade a escolha de um projecto, em detrimento de outros igualmente viáveis numa perspectiva meramente técnica, é realizada por meio de uma comparação das suas avaliações económicas.

Uma avaliação económica pode ser realizada determinando diversos indicadores económicos, como o *Payback*, o VAL, o ROI e o TIR, sendo estes de seguida brevemente descritos.

O indicador económico *Payback*, representa o período de tempo necessário para reaver o custo de investimento. Este indicador é importante na selecção de que investimentos a realizar, visto que tempos de retorno superiores são tipicamente menos atractivos.

ROI, retorno sobre investimento, é um indicador económico que permite avaliar o desempenho de um investimento ou comparar o desempenho de diversos investimentos. Este indicador é uma métrica de aplicação simples e versátil, da qual se conclui que investimentos que apresentem um ROI superior deverão ser realizados.

O indicador TIR, taxa interna de retorno, é uma taxa de desconto frequentemente utilizada em orçamento de capitais em que o VAL de todos os fluxo de caixa de um projecto é idêntica a zero. De um modo geral, quanto maior o TIR de um projeto, mais desejável se torna a implementação deste.

VAL, valor actual liquido, representa a diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa e do valor presente das saídas de caixa. O presente indicador é utilizado em orçamento de capital para analisar a rentabilidade de um investimento ou projeto.

3. Estudo de Caso

O presente estudo de caso foi realizado para a empresa Mota-Engil, e tem como objectivo o dimensionamento e a realização de uma análise económica de uma mini-geração fotovoltaica e de um sistema solar térmico, que fornecerá AQS à cozinha, de forma independente e conjugando as duas soluções.

3.1. Dados Preliminares

A análise dos dados preliminares foi realizada em quatro partes. A primeira consistiu na análise dos dados referentes ao local, a segundo consistiu na análise das características morfológicas do edifício, e por fim analisou-se os dados referentes ao consumo de energia eléctrica e de águas quentes sanitárias.

3.1.1. Dados geográficos

A sede da empresa Mota-Engil na área metropolitana de Grande Lisboa, ilustrada na figura 3.1, onde se procederá ao desenvolvimento do projecto, encontra-se localizada na rua Mário Dionísio, nº 2, Linda-a-Velha, pertencente ao concelho de Oeiras. A sua localização geográfica possui as coordenadas 38°43'11'' N 9°14'29'' W.



Figura 3.1 – Sede da empresa da Mota-Engil, via Google Earth.

A localização em questão apresenta uma irradiação anual aproximadamente 1869 kWh/m^2 para uma superfície com inclinação óptima de 34° .

3.1.2. Características do edifício

O edifício apresenta uma cobertura plana, parcialmente ocupadas por equipamentos de climatização e ventilação.



Figura 3.2 – Equipamentos de climatização e ventilação [10].

Um estudo realizado, previamente encomendado pelo proponente, determinou a área da cobertura disponível nos meses de Inverno onde existe o mínimo de sombreamento, e na qual é possível a instalação de sistemas renováveis baseados em energia solar.

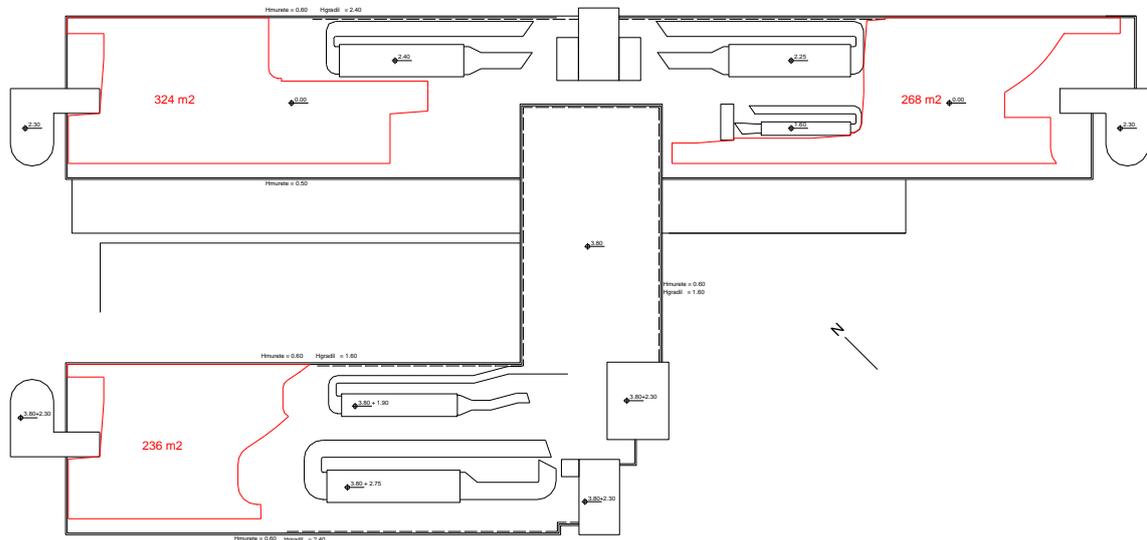


Figura 3.3 – Área disponível nos meses de Inverno [10].

3.1.3. Dados de facturação eléctrica

Uma análise realizada à facturação de energia eléctrica disponibilizada pelo proponente, abrangendo um intervalo de 12 meses desde Dezembro de 2010 até Novembro de 2011 e resumida na tabela 3.1, indica um consumo de 8.5695 kWh com uma potência activa contractada mínima de 50 kW.

Mês	Ano	Potência [kW]	Energia [kWh]
Dezembro	2010	56	7.786
Janeiro	2011	56	7.712
Fevereiro	2011	54	7.328
Março	2011	50	8.040
Abril	2011	50	6.896
Maió	2011	50	7.606
Junho	2011	50	6.476
Julho	2011	50	6.796
Agosto	2011	50	7.114
Setembro	2011	50	6.860
Outubro	2011	52	6.156
Novembro	2011	52	6.925
		Total	85.695

Tabela 3.1 – Dados da facturação eléctrica.

Os níveis de potência indicados na facturação eléctrica, tornam possível a instalação de uma mini-geração fotovoltaica, que se encontra definida no decreto-lei 34/2011. Este documento estabelece que a potência de ligação de uma mini central fotovoltaica não deve exceder 50% da potência contractada pelo titular e que a energia consumida pela instalação deve ser igual ou superior a 50% da energia produzida. O decreto-lei 34/2011 define também três escalões distintos de remuneração, o escalão I, atribuído para potências de ligação não superiores a 20 kW, possui uma remuneração com base numa tarifa de referência, o escalão II atribuído a centrais com gamas de potência entre 20 e 100 kW e o escalão III conferido a centrais com potências de ligação superiores a 100 kW e inferiores a 250 kW possuem uma remuneração com base no maior desconto verificado sobre a tarifa de referência.

Considerando a informação da tabela 3.1 um ano de referência, a central fotovoltaica não deve exceder uma potência de ligação de 25 kW e uma produção eléctrica inferior ao dobro da energia consumida no ano de referência, ou seja, 171.390 kWh.

3.1.4. Dados de consumo AQS

Não se encontrava disponível informação relativa ao consumo de água quente, pelo que se teve de proceder à sua determinação. O método adequado para a determinação do volume de água quente utilizada na instalação recorre ao uso de medidores de caudais durante um período fixo de tempo, sendo este idealmente um ano.

Contudo não foi possível implementar o método mencionado visto que o equipamento necessário não se encontrava disponível.

Procedeu-se assim à medição do consumo eléctrico por parte do sistema de aquecimento de água pré-existente, durante um intervalo de tempo de uma semana útil, obtendo-se um valor de aproximadamente 45 kWh de consumo diário no mês de Junho.

3.2. Dimensionamento Solar Fotovoltaico

Na presente secção são abordados as etapas metodológicas seguidas no dimensionamento da componente fotovoltaica do projecto, bem como a avaliação económica das soluções obtidas.

A selecção de um inversor influencia a composição e o número de fileiras presentes numa central fotovoltaica. Sendo um componente de elevada importância, deve-se proceder à análise das tipologias de inversores aplicadas actualmente, de forma a seleccionar a que melhor se enquadra nos projectos a desenvolver. As diferentes tipologias podem ser definidas como [2][3][11]:

- Inversor central
- Múltiplos Inversores
- Inversores por fileira ou fileiras
- Inversor por módulo

Para o sistema a implementar, com uma potência fotovoltaica máxima de 25 kW e com uma área de instalação segregada entre duas alas, optou-se por analisar a implementação da tipologia de múltiplos inversores e de inversores por fileiras.

3.2.1. Inversores por fileiras

A implementação da tipologia em análise, aplicada por norma em centrais de media dimensão, permite a cada fileira operar no respectivo ponto de potência máxima. Este método permite assim, minimizar a ocorrência de ligações defeituosas entre módulos e inversores e reduzir as perdas originadas por sombreamentos e exposições solares diferentes.

Para a presente solução optou-se por utilizar três inversores monofásicos, sendo cada um ligado a diferentes fases do transformador.

- **Módulo fotovoltaico**

A selecção de um módulo fotovoltaico teve por base a realização de uma análise das soluções disponíveis no mercado, permitindo identificar diversas soluções que se poderiam aplicar no projecto em questão. Sendo o custo um factor significativo na selecção de um dos módulos, apresenta-se na tabela 3.2 uma comparação entre o custo por unidade de potência das diferentes soluções consideradas.

Fabricante	Modelo	Pn [W]	Preço [€/W]
SANYO	N235	235	1,61
	H250	250	1,56
REC	240PE	240	0,94
LG	225P1C-G2	225	0,92
	250S1C	250	1,01
Mprime	240P	240	0,94

Tabela 3.2 – Modelos de painéis fotovoltaicos em análise.

Das soluções apresentadas optou-se por utilizar o painel REC 240PE por apresentar um custo reduzido e uma qualidade reconhecida internacionalmente pela *Photon International* como a melhor solução solar de 2011 [12]. As principais características do módulo podem ser observadas na tabela 3.3.

I_{mpp} [A]	8,04
V_{mpp} [V]	29,9
I_{sc} [A]	8,6
V_{oc} [V]	37
Rendimento [%]	14,5
NOCT	47,9
Cof P_{max} [%/° C]	-0,43
Cof V_{oc} [%/° C]	-0,33
Cof I_{sc} [%/° C]	0,074
Comprimento [m]	1,665
Largura [m]	0,991

Tabela 3.3 – Características do módulo selecionado.

A instalação fotovoltaica tem como objectivo a produção de energia eléctrica, com o intuito de a comercializar. Para isso, a instalação terá uma utilização anual o que se traduz numa inclinação óptima dos módulos fotovoltaicos de 33° e um azimute de 0°, ou seja, orientados a Sul.

Com a informação do ângulo de inclinação pretendido, torna-se possível calcular a distância necessária entre fileiras de forma a obter um bom rendimento do sistema. Recorrendo às equações (2),(3) e (4), tem-se:

- Distância mínima entre fileiras

$$d = 1,665 \times \left(\cos 28,3^\circ + \frac{\sin 33^\circ}{\tan 28,3^\circ} \right) = 3,15 \text{ m}$$

- Distância para minimização de perdas

$$d = 3,5 \times 1,665 \times \sin 33^\circ + 1,665 \times \cos 33^\circ = 4,57 \text{ m}$$

- Distância para optimização de área

$$d = 2,25 \times 1,665 = 3,75 \text{ m}$$

A realização de uma análise ao espaço disponível e á área ocupada pelos módulos fotovoltaicos, tendo em consideração a distância mínima necessária entre estes de forma a reduzir o sombreamento mutuo, é possível concluir que a máxima potência fotovoltaica a instalar é ligeiramente superior a 20 kW. Assim optou-se por utilizar uma distância entre fileiras de 3,9 metros, podendo esta ser superior na ala Este do edifício.

Desta forma, para evitar um nível de remuneração inferior, optou-se por limitar a potência de ligação a 20 kW correspondente ao escalão I, cuja remuneração tem por base a tarifa de referência de 215 €/MWh para o ano de 2012, sendo expectável uma redução de 14% para o ano de 2013 para um valor de 185 €/MWh.

- **Escolha de inversores**

A determinação da potência dos inversores a instalar, tendo em consideração o número de inversores desejados, realiza-se com base na gama de potência em Watt de:

$$\frac{0,7 \times 20000}{3} < P_{inv\ dc} < \frac{1,2 \times 20000}{3} \approx 4666,67 < P_{inv\ dc} < 8000$$

Após um breve estudo de mercado seleccionou-se o inversor Powador7900, fabricado pela empresa KACO, e cujas principais características se encontram descritas na tabela 3.4.

Potência máx DC [W]	7.900
Corrente máx DC [A]	19,7
Tensão máxima DC [V]	800
Tensão máxima MPP [V]	600
Tensão mínima MPP [V]	350
Potência AC [W]	6650
Corrente AC [A]	28,9
Rendimento EU [%]	96,2

Tabela 3.4 – Características do inversor seleccionado para a tipologia de inversores por fileiras.

A escolha do inversor foi feita com base na tensão máxima admissível na componente DC, na gama MPP que apresenta e no seu custo acessível.

- **Determinação da matriz fotovoltaica**

O cálculo das características de tensão que os módulos apresentam para as condições de temperatura características para um clima temperado, são importantes na determinação da matriz fotovoltaica e apresentam os seguintes valores.

$$U_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{(25^{\circ}\text{C} - (-10^{\circ}\text{C})) \times (-0,33)}{100} \right) \times 37 = 41,27 \text{ V}$$

$$U_{mpp}(70^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{(25^{\circ}\text{C} - (70^{\circ}\text{C})) \times (-0,33)}{100} \right) \times 29,9 = 25,46 \text{ V}$$

Com base nos dados acima mencionados e nas características técnicas dos inversores selecionados, torna-se possível calcular os limites da matriz fotovoltaica.

$$N_{\max} = \frac{800}{41,27} = 19,38$$

$$N_{\min} = \frac{350}{25,46} = 13,75$$

$$N_{\text{fileiras}} \leq \frac{19,7}{8,04} \leq 2,45$$

A matriz fotovoltaica por inversor deve possuir entre 14 e 19 módulos em série e no máximo 2 fileira em paralelo por inversor, arriscando a deterioração dos equipamentos caso estas condições não sejam respeitadas.

Com esta informação, e para obter uma potência do gerador fotovoltaico de 20 kW, optou-se por uma matriz composta por 2 fileiras com 14 módulos cada, por inversor monofásico, totalizando assim uma potência fotovoltaica de 20.160 W e uma potência AC de 19.950 W. A disposição da matriz fotovoltaica na cobertura do edifício pode ser observada na figura 3.4.

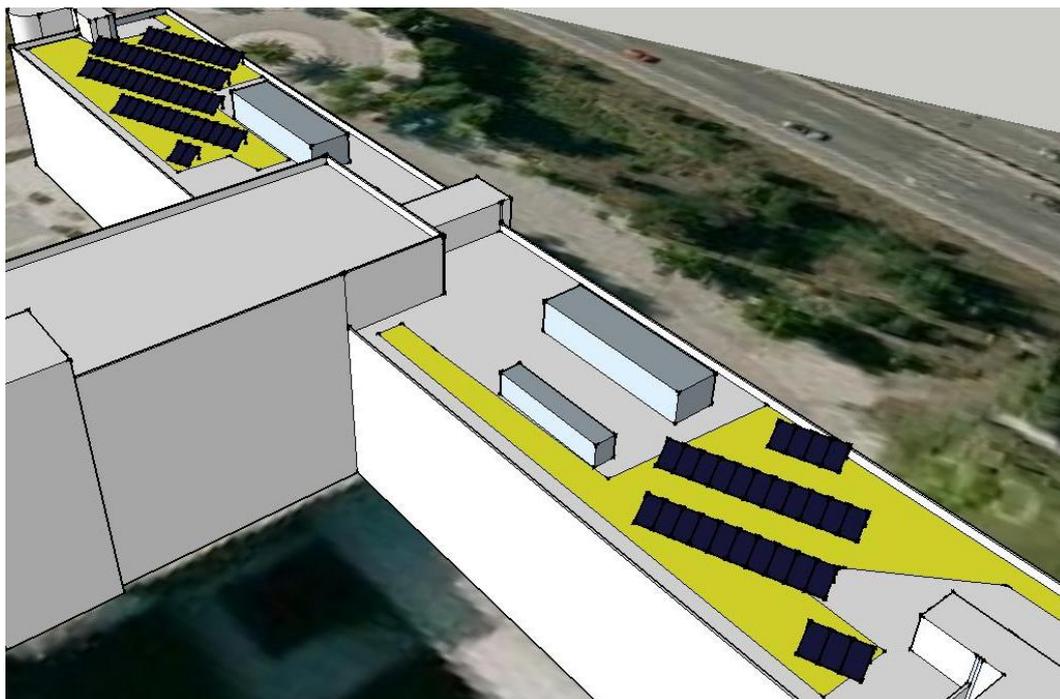


Figura 3.4 – Disposição dos módulos fotovoltaicos na cobertura.

- **Cálculo da secção mínima de cablagem**

A secção mínima dos condutores na componente DC da instalação, está fortemente dependente do comprimento das fileiras, assim com o objectivo de facilitar os cálculos procedeu-se à identificação das fileiras e à sua análise individual.

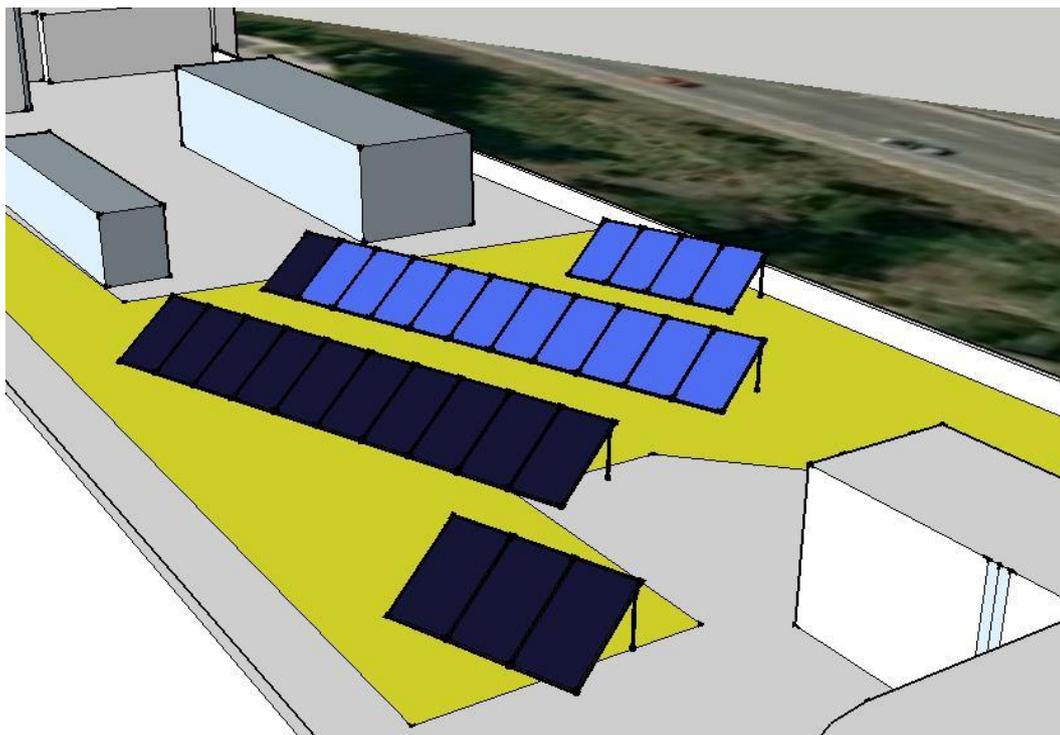


Figura 3.5 – Distribuição das fileiras 1 e 2.

A fileira 1, identificada na figura 3.5 pela cor azul escuro, requer a utilização de um condutor com aproximadamente 120 metros de comprimento, de forma a poder realizar a interligação dos módulos constituintes da fileira e a sua ligação à caixa de junção. Com base no comprimento necessário e nas características técnicas da fileira, é possível obter uma secção mínima de:

$$S_{\text{fileira}} (\text{mm}^2) = \frac{2 \times 120 \times 8,04}{1\% \times (14 \times 29,9) \times 56} = 8,23 \text{ mm}^2$$

Com o valor de secção determinado optou-se por seleccionar uma secção de 10 mm^2 , sendo contudo aconselhável proceder à verificação da sua queda de tensão.

$$\Delta u(\%) = \frac{100}{418,6} \times 2 \times \left(\left(1,25 \times 0,018 \times \frac{120}{10} \right) \times 1 + \frac{0,08}{1000} \times 120 \times 0 \right) \times 8,04 = 1,03\%$$

Observando o valor obtido, é possível concluir que a secção de 10 mm^2 é insuficiente, tornando necessário a selecção de um condutor com 16 mm^2 de secção, o que se traduz numa queda de tensão de 0,64% e perdas de potência de 17,32 W

$$P_M (\text{W}) = \frac{2 \times 1 \times 120 \times 8,04^2}{16 \times 56} = 17,32 \text{ W}$$

A fileira 2, identificada pelo azul claro, requer um condutor com os mesmos requisitos de comprimento apresentando valores idênticos de secção transversal e de perdas de potência.

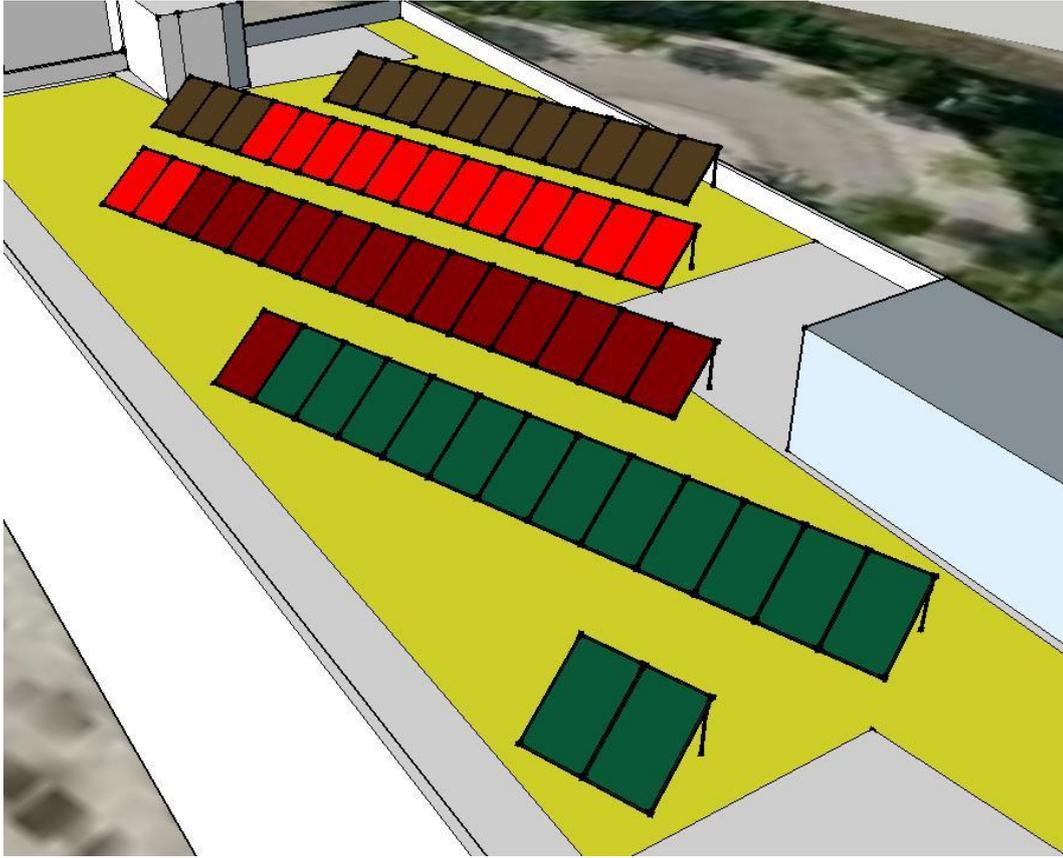


Figura 3.6 – Distribuição das fileira 3 a 6.

A fileira 3, identificada por uma tonalidade verde na figura 3.6, necessita de um condutor DC com um comprimento de aproximadamente 80 metros o que se traduz numa secção transversal mínima de:

$$S_{\text{fileira}} (\text{mm}^2) = \frac{2 \times 80 \times 8,04}{1\% \times (14 \times 29,9) \times 56} = 5,49 \text{ mm}^2$$

A escolha de uma secção de 6 mm² faria com que a queda de tensão no condutor atingisse valores de 1,14%. Assim optou-se por seleccionar um condutor de 10 mm² do qual se obtém perdas de 18,47 W

$$P_M (\text{W}) = \frac{2 \times 1 \times 80 \times 8,04^2}{10 \times 56} = 18,47 \text{ W}$$

A fileira 4, representada por vermelho escuro, apresenta uma extensão de condutor necessária de 110 metros, da qual advém uma secção mínima de 7,55 mm². Sendo selecciona uma secção de 10 mm², verifica-se uma queda de tensão 0,94% e perdas associadas de 25,39 W.

A fileira 5, identificada na figura 3.6 por vermelho claro, necessita de um condutor com 100 metros de comprimento, o que se traduz numa secção mínima de 6,86 mm². Seleccionando-se uma secção de 10 mm², obtém-se um queda de tensão de 0,86%, com perdas de 23,09 W.

A fileira 6, representada a castanho, apresenta uma extensão de condutor necessária de 110 metros, seleccionando-se uma secção de 10 mm² com perdas associadas de 25,39 W.

Os condutores DC principais requerem um comprimento de aproximadamente 1 metro cada, devido à proximidade a que a caixa de junção, por norma, é instalada do inversor. Para o comprimento em questão, é possível obter a secção mínima, de seguida exemplificada para as fileiras 1 e 2, apresentando os restantes condutores DC principais secções mínimas com a mesma ordem de grandeza

$$S_{DC} (\text{mm}^2) = \frac{2 \times 1 \times 16,08^2}{(1\% \times 6720 - 55,4) \times 56} = 0,28 \text{ mm}^2$$

Tendo em consideração a secção mínima obtida, optou-se por seleccionar um condutor com secção transversal de 10 mm², visto ter sido uma secção bastante utilizada no sistema, o que pode originar junto do fornecedor uma ligeira redução de custos fase à aquisição de apenas 6 metros de uma secção inferior. Estes condutores apresentam perdas individuais de aproximadamente 1 W.

$$P_{DC} (\text{W}) = \frac{2 \times 1 \times 16,08^2}{10 \times 56} \cong 1 \text{ W}$$

A ligação AC entre os inversores monofásicos e o posto de transformação é realizada por um cabo de três condutores, sendo necessário um por cada inversor. Os condutores devem possuir um comprimento de aproximadamente 50 metros, de forma a realizar adequadamente o trajecto. A secção mínima necessária para os condutores e as perdas associadas á secção mais próxima são dadas pelas seguintes equações.

$$S_{AC} (\text{mm}^2) = \frac{2 \times 50 \times 28,9 \times 1}{3\% \times 230 \times 56} = 7,48 \text{ mm}^2$$

$$P_{AC} (\text{W}) = \frac{2 \times 50 \times 28,9^2 \times 1}{10 \times 56} \cong 149 \text{ W}$$

O valor de perdas apresentado é referente ao condutor proveniente de um único inversor. De forma a obter o valor total de perdas na instalação é necessário triplicar o valor apresentado totalizando 447 W. Com o intuito de reduzir as perdas em aproximadamente 168 W optou-se por seleccionar um cabo com secção de 16 mm², obtendo-se assim perdas de 280 W.

Realizando uma análise da queda de tensão obtido pelo condutor de 16 mm², na ligação AC entre o inversor e o transformador verifica-se que possui um valor de 1,75%, inferior ao limite imposto de 3%.

$$\Delta u(\%) = \frac{100}{230} \times 1 \times \left(\left(1,25 \times 0,018 \times \frac{50}{16} \right) \times 1 \right) \times 28,9 = 1,75\%$$

- **Dimensionamento das protecções**

As protecções a implementar no sistema, indicadas na secção anterior, são os fusíveis de fileira que apresentam a seguinte gama de corrente, $1,25 \times 8,6 < I_N < 2 \times 8,6 \approx 10,75 A < I_N < 17,2 A$, e devendo possuir um poder de corte de 16 A, o interruptor de matriz deve possuir um poder de corte que respeite a condição, $I_N > 1,25 \times 2 \times (1,25 \times 8,6) > 26,86 A$, sendo 32 A o valor indicado, e um interruptor AC cujo $I_N > 1,25 \times 6650/230 > 36,14 A$ indica a utilização de disjuntores de 40 A por inversor.

- **Avaliação económica**

A avaliação económica, factor decisivo na implementação de um projecto, tem por base ao custo inicial de investimento, estimado a partir da realização de um orçamento, e pela remuneração, que no caso do fotovoltaico tem por base uma estimativa da energia produzida ao longo do tempo de vida do projecto.

O orçamento estimado, obtido tendo em conta os principais componentes do sistema fotovoltaico a instalar, pode ser observado na tabela 3.5 , apresentando um investimento inicial de 35501,39 € com IVA a 23%.

Componente	Referência	Quantidade	Preço unitário [€]	Total [€]
Modulo FV	REC 240 PE	84	225,6	18.950,4
Inversor	KACO Powador 7900	3	1319	3.957
Estrutura		84	40	3.360
Condutor DC	REXEL cabo solar 10 mm ²	410	1,1	451
Condutor DC	REXEL cabo solar 16 mm ²	240	2	480
Quadro DC		2	50	100
Fichas DC		168	1,5	252
Fusivel fileria		12	2	24
Interruptor matriz		3	3	9
Cabo AC	Cabo monofásico 3 polos 16 mm ²	150	2	300

Tabela 3.5 – Orçamento da solução fotovoltaica implementado 3 inversores monofásicos.

Componente	Referência	Quantidade	Preço unitário [€]	Total [€]
Interruptor AC		3	50	150
Contador + Modem		1	350	350
Quadro AC		1	43,52	43,52
Portinhola		1	60	60
Caixa contador		1	25	25
DST		9	39	351
			Sem IVA	28.862,92
			IVA 23%	35.501,39

Tabela 3.6 – (cont.) Orçamento da solução fotovoltaica implementado 3 inversores monofásicos

O cálculo da energia produzida pela minigeração fotovoltaica foi calculada com base na potência AC dos inversores, por meio da equação $E \text{ [kWh/ano]} = P_{AC} \times (\text{horas solares/dia}) \times 365 \times 0,75$, onde o factor ‘0,75’ representa o rendimento do sistema para um cenário depreciativo. Contudo, para o cálculo da energia produzida é necessário ter em conta a taxa de degradação dos painéis, sendo esta aproximadamente 0,7% ao ano.

Na figura 3.7, é possível observar a remuneração obtida para a taxa de referência de 215 €/MWh em vigor para o ano de 2012, aplicável durante 15 anos, e o custo expectável da energia após esse período de tempo, com base na tarifa média de 0,15 €/kWh e um crescimento de 3% ao ano.

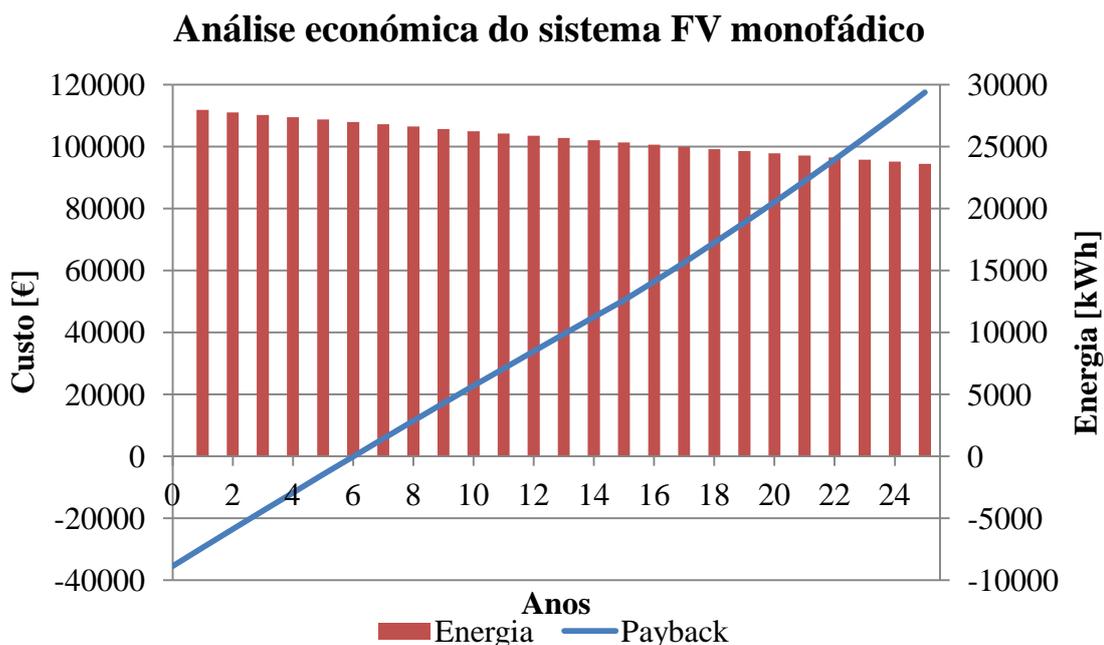


Figura 3.7 – Gráfico da análise económica do sistema FV monofásico.

Da análise económica é possível concluir que a totalidade do investimento é soldada ao fim de 6,01 anos apresentando um ROI e TIR de 2,31 e 16%, respectivamente, para as condições previamente mencionadas, considerando também que instalação e a manutenção do sistema são realizadas pela Mota-Engil, não induzindo a custos adicionais.

Para o ano de 2013 é expectável a redução da tarifa de referência para 185 €/MWh, que retarda o retorno do investimento em um ano.

3.2.2. Inversores Múltiplos

A implementação de inversores múltiplos, por norma aplicada em centrais fotovoltaicas de grande dimensão, apresenta vantagens semelhantes à tipologia abordada na secção anterior desde que as fileiras com exposição solar idênticas se encontrem agrupados. Esta tipologia permite reduzir o número de inversores a instalar o que pode significar um investimento inicial mais reduzido e um custo de manutenção inferior.

Para a corrente solução optou-se por instalar dois inversores trifásicos, que serão ligados em paralelo ao transformador.

- **Módulo fotovoltaico**

O módulo fotovoltaico selecionado para implementação na presente solução é o REC 240PE, sendo este idêntico ao obtido na secção anterior.

- **Escolha de inversores**

Para a tipologia de inversores em questão, a potência de cada inversor individual deve respeitar a condição $7000 < P_{inv\ dc} < 12000$.

Uma análise, tendo em conta as características técnicas, preço e qualidade dos equipamentos disponíveis no mercado, permitiu selecionar o modelo de inversor PVM10 da Siemens. As suas características técnicas encontram-se indicadas na tabela 3.7.

Corrente máx DC [A]	29
Tensão máxima DC [V]	1.000
Tensão máxima MPP [V]	850
Tensão mínima MPP [V]	380
Potência AC [W]	10.000
Corrente AC [A]	18
Rendimento EU [%]	97,4

Tabela 3.7 – Característica dos inversores selecionados para tipologia de inversores múltiplos.

- **Determinação de matriz fotovoltaica**

A composição da matriz fotovoltaica por inversor é limitada por um número mínimo e máximo de módulos em série de 15 e 24 respectivamente, e um número de fileiras não superior a 3.

Optou-se por selecionar uma matriz composta por 2 fileiras com 21 módulos em série por inversor trifásico, totalizando 84 módulos perfazendo uma potência instalada de 20.160 W. Contudo, a potência de ligação à rede de distribuição será de 20 kW.

- **Calculo da secção mínima da cablagem**

A central fotovoltaica encontra-se repartida em quatro fileiras, para as quais é necessário proceder à determinação da secção transversal mínima dos condutores, de forma a obter um bom funcionamento do sistema.

A distribuição das fileiras pela cobertura e a sua identificação pode ser observada nas figuras 3.8 e 3.9, apresentadas de seguida. Das figuras é possível identificar a fileira 1 pela cor azul escura, a fileira 2 pela cor verde, a fileira 3 pelo vermelho escuro e a fileira 4 pela cor azul clara.

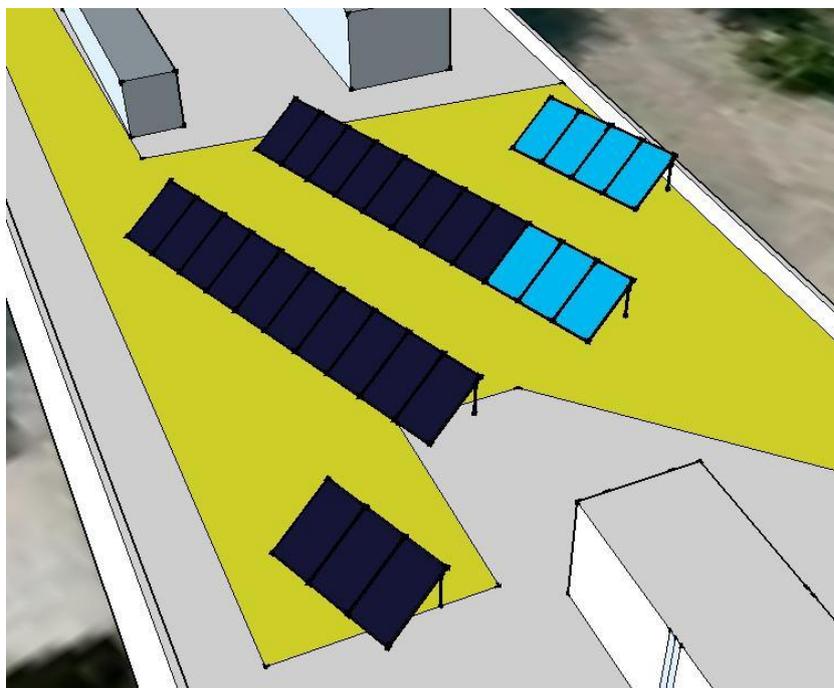


Figura 3.8 – Distribuição da fileira 1 e distribuição parcial da fileira 4.

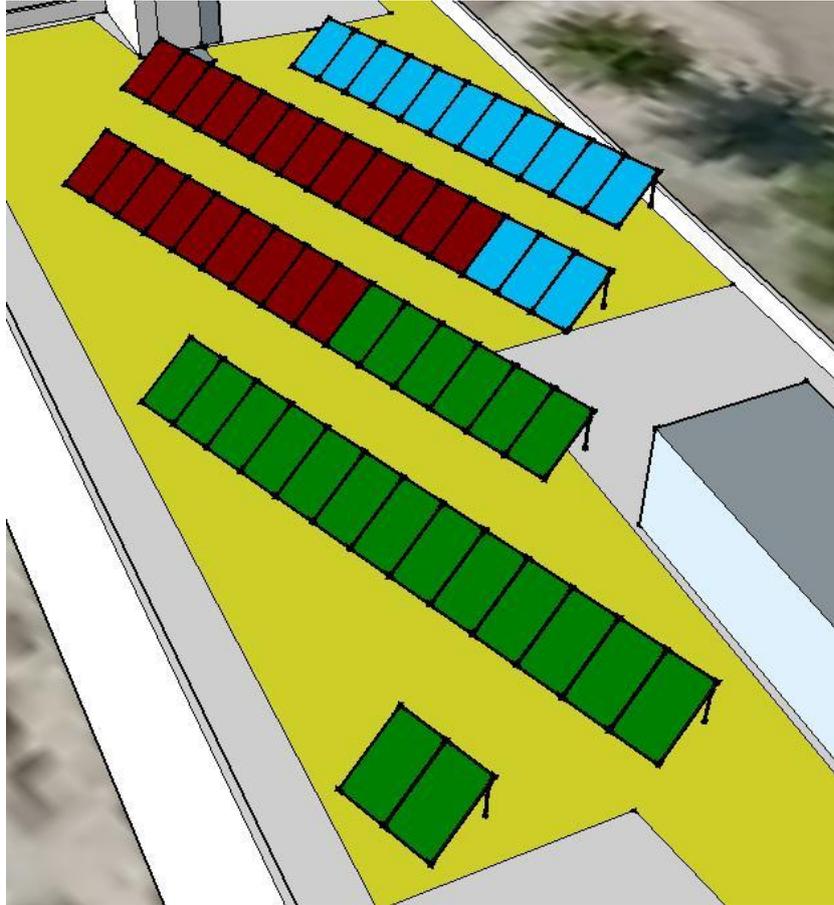


Figura 3.9 – Distribuição das fileiras 2 e 3 e distribuição parcial da fileira 4.

A fileira 1 necessita de um condutor com aproximadamente 145 metros de comprimento, sendo possível obter uma secção mínima de $6,63 \text{ mm}^2$ com base nas características técnicas da fileira.

$$S_{\text{fileira}} (\text{mm}^2) = \frac{2 \times 145 \times 8,04}{1\% \times (21 \times 29,9) \times 56} = 6,63 \text{ mm}^2$$

A secção transversal a aplicar é de 10 mm^2 , o que se traduz numa potência de perdas de 27,7 W.

$$P_M (\text{W}) = \frac{2 \times 1 \times 145 \times 8,04^2}{10 \times 56} = 33,48 \text{ W}$$

De forma a verificar se o condutor selecionado é adequado e apresenta uma queda de tensão inferior ao 1% indicado como máximo, aplica-se a equação (17) de onde se obtém um valor de 0,84%.

$$\Delta u(\%) = \frac{100}{627,9} \times 2 \times \left(\left(1,25 \times 0,018 \times \frac{145}{10} \right) \times 1 \right) \times 8,04 = 0,84\%$$

Ambas as fileira 2 e 3 necessitam de um condutor com aproximadamente 120 metros de comprimento, desta forma, cada fileira possui uma secção mínima no valor de $5,26 \text{ mm}^2$. A secção

transversal de 6 mm² a aplicar em cada fileira é insuficiente pois apresenta uma queda de tensão de 1,1%. Opta-se então por utilizar condutores com secção de 10 mm² com perdas associadas de 26,55 W.

O comprimento do condutor necessário, de forma a realizar a ligação da fileira 4 é de aproximadamente 270 metros, sendo para isso necessário uma secção mínima de 12,35 mm². A menor secção transversal disponível no mercado que cumpre o requisito é a de 16 mm², o que para a fileira em questão se traduz numa queda de tensão de 0,96% e perdas de 38,96 W.

A ligação, realizada por condutores DC principais, possui um comprimento de aproximadamente de 1 metro, sendo necessário a utilização de duas destas ligações devido ao número de fileiras existente na tipologia em estudo.

Os condutores em análise apresentam secções transversais de valores inferiores 1 mm², contudo devido à vasta utilização de condutores de 10 mm² de secção nas fileiras, optou-se por implementar uma secção semelhante totalizando perdas de 1,85 W.

A ligação AC entre os inversores trifásicos e o posto de transformação é realizada por um cabo de cinco condutores. Analogamente ao cenário anterior, o condutor necessita de um comprimento de aproximadamente 50 metros. Para as condições verificadas obtém-se uma secção mínima e perdas de potência de:

$$S_{AC} \text{ (mm}^2\text{)} = \frac{\sqrt{3} \times 50 \times 18 \times 0,9}{3\% \times 400 \times 56} = 2,32 \text{ mm}^2$$

$$P_{AC} \text{ (W)} = \frac{\sqrt{3} \times 50 \times 18^2 \times 0,9}{4 \times 56} \cong 125 \text{ W}$$

O valor de perdas apresentado é referente ao condutor de 4 mm² proveniente de um único inversor, sendo as perdas totais na cablagem AC de 250,53 W. De forma a reduzir as perdas em 83, 51 W optou-se por seleccionar condutores com secções de 6 mm²,apresetando assim uma queda de tensão de 1,47%.

$$\Delta u(\%) = \frac{100}{230} \times 1 \times \left(\left(1,25 \times 0,018 \times \frac{50}{6} \right) \times 1 \right) \times 18 = 1,47\%$$

- **Dimensionamento das protecções**

As protecções a implementar, de forma a garantir um bom funcionamento e a durabilidade do sistema, são os fusíveis de fileira que devem possuir um poder de corte de 16 A, o interruptor de

matriz de 32 A e um interruptor AC de 20 A por inversor , sendo por vezes utilizados disjuntor para esta função.

- **Avaliação económica**

A componente orçamental, essencial para a realização de uma avaliação económica, do sistema que emprega dois inversores trifásicos pode ser observado na subseqüente tabela 3.8.

Componente	Referência	Quantidade	Preço unitário [€]	Total [€]
Modulo FV	REC 240 PE	84	225,6	18.950,4
Inversor	Siemens PVM10	2	3.199	6.398
Estrutura		84	40	3.360
Condutor DC	REXEL cabo solar 10 mm ²	380	1,1	418
Condutor DC	REXEL cabo solar 16 mm ²	275	2	550
Quadro DC		2	50	100
Fichas DC		168	1,5	252
Fusivel fileria		8	2	16
Interruptor matriz		6	3	6
Cabo AC	Cabo monofásico 5 polos 6 mm ²	100	0,89	89
Interruptor AC		2	50	100
Contador + Modem		1	350	350
Quadro AC		1	43,52	43,52
Portinhola		1	60	60
Caixa contador		1	25	25
DST DC		4	64	256
DCT AC		2	79	158
			Sem IVA	31.131,92
			IVA 23%	38.292,26

Tabela 3.8 - Orçamento da solução FV implementando tipologia de inversores múltiplos.

A produção de energia e a remuneração obtida, para a tarifa de referência de 2012, para o sistema com dois inversores trifásicos, estão representadas na figura 3.10, considerando que os processos de instalação e manutenção são realizados pela própria empresa, assumindo assim custos nulos na realização das tarefas em questão.

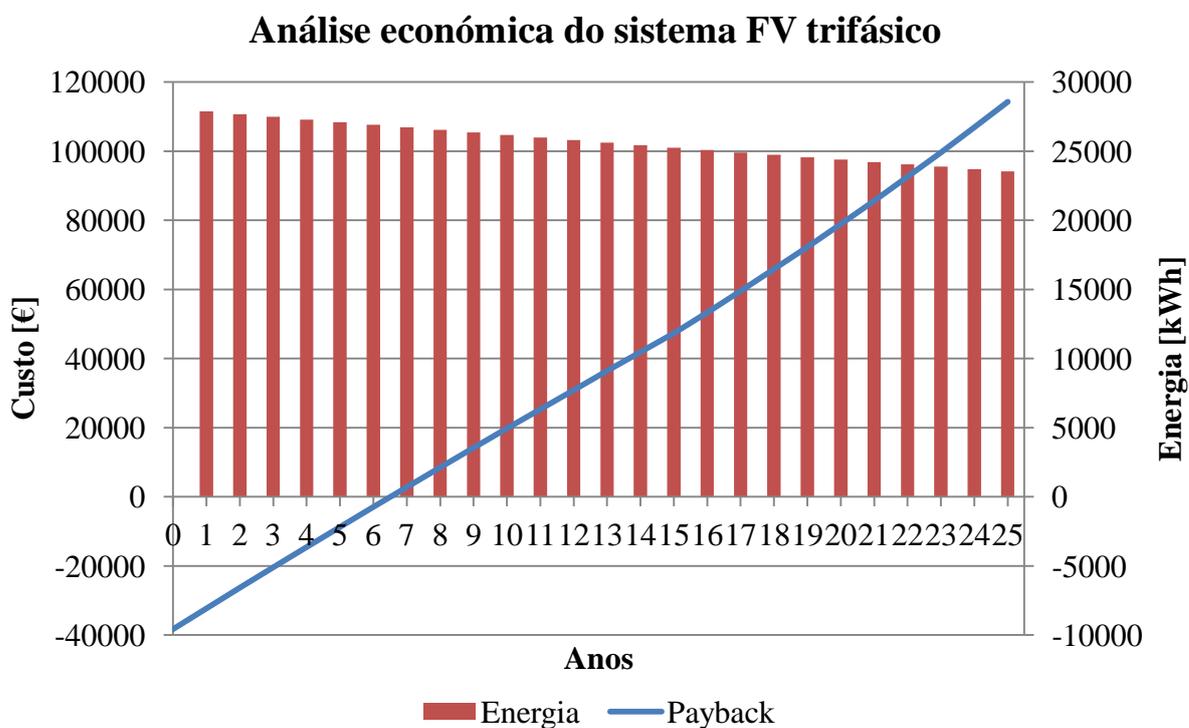


Figura 3.10 – Gráfica da análise económica do sistema FV trifásico.

A avaliação económica do sistema em causa, indica um *Payback* de 6,52 anos, subindo para 7,6 com a tarifa de referência expectável para 2013, um ROI de 1,98 e um TIR de 15%.

3.3. Solar Térmico

No mercado de solar térmico existe uma miríade de fabricantes e soluções disponíveis. Para a realização deste projecto optou-se por utilizar equipamento Sonnenkraft, tendo sido reconhecido com o *Plus X Award* [13].

O dimensionamento do sistema solar térmico foi obtido a partir da utilização de um software de simulação de nome Solterm5, de forma a alcançar um resultado mais próximo da realidade. É

contudo necessário determinar previamente alguns dados fundamentais para o funcionamento do software e elaboração do projecto.

Este projecto tem como objectivo o fornecimento de águas quentes sanitárias às instalações inerentes aos serviços de confecção e distribuição alimentar.

3.3.1. Fracção solar de 70%

Na presente secção é abordado o dimensionamento de um sistema solar térmico com uma fracção solar pretendida de 70%, tendo sido este valor foi seleccionado com o objectivo de tentar cobrir a totalidade dos requisitos de energia nos meses de Verão, maximizando assim o potencial de poupança de energia.

- **Determinação do consumo**

Na ausência de dados concretos relativos ao consumo de água quente nas instalações, realizou-se uma estimativa com base na informação proveniente da análise energética realizada aos termoacumuladores pré-existentes. Com um consumo de 45 kWh diários para o mês de Junho e assumindo uma temperatura da água quente de 50° C, obteve-se um volume estimado de $V_{aq} = (45 \times 1000) / (1,16 \times (50 - 18)) = 1212,28$ L/dia, onde 18° C representa a temperatura média da água proveniente da rede pública para o mês de Junho, na área de Linda-a-Velha

O cálculo do volume médio que o sistema deve conseguir armazenar, é determinado considerando uma a temperatura média anual da água fria no local de instalação de 15° C e uma temperatura de armazenamento de 60° C. Obtém-se assim um volume de armazenamento de:

$$V_{Taa} = \frac{50 - 15,5}{60 - 15,5} \times 1212,28 \cong 940 \text{ L}$$

Com estes dados pode-se observar que o sistema necessita de um reservatório com um volume superior a 900 L de volume. Contudo, considerando que o novo reservatório ocupará o lugar dos termoacumuladores pré-existentes, concluiu-se que as suas grandes dimensões poderão dificultar a circulação na zona em questão, optando-se assim por implementar dois reservatórios de menores dimensões.

Optou-se pela utilização de dois reservatórios de 500 L de volume, modelo ELB500R2E, que apresentam um coeficiente de perdas térmicas estimado de 5,1 W/K.

- **Requisitos de energia para o aquecimento**

A determinação das necessidades energéticas mensais para o aquecimento das AQS é realizada de forma automática pelo software de simulação após a inserção do valor do consumo diário.

- **Área do colector**

Embora não seja necessária a determinação da área do campo de colectores para a utilização do software, é útil possuir uma noção do número de módulos a que correspondem a fracção solar pretendida. Aplicando a equação (23) obtém-se:

$$S_a \text{ (m}^2\text{)} = \frac{260 \times 45 \times 0,7}{1879 \times 0,35} = 12,45 \text{ m}^2$$

Onde 45 kWh/dia representa as necessidades de calor para o aquecimento da água até à temperatura desejada para o mês de Junho, obtido por meio de uma análise energética aos termoacumuladores pré existentes. Para o modelo de colector seleccionado, Sonnenkraft SKR500, cujo área de absorvedor é de 2,3 metros, é possível observar que serão necessários 5,41 colectores para obter a fracção pretendida.

- **Diâmetro da tubagem do circuito primário**

O cálculo do diâmetro da tubagem a utilizar para o circuito solar primário tornou-se dispensável uma vez que o fabricante indica o diâmetro a aplicar para uma área de colector até 20 m² e de comprimentos de circuitos primários superiores a 20 metros. Assim para uma área equivalente a 6 colectores e para um comprimento de tubagem de 81 metros necessários para realizar o circuito, é indicado o uso de um tubo com diâmetro de 22 mm.

A gama de caudal específico recomendado para o colector SKR500 encontra-se dentro da gama 10-35 L/(m².h), tendo-se seleccionado um valor de 25 L/(m².h). O valor apresentado foi indicado por um profissional associado ao fabricante.

- **Composição do fluido térmico**

Devido à incerteza da temperatura mínima histórica atingida na localização do projecto, optou-se por seleccionar um fluido térmico composto por uma mistura de 80% água e 20% glicol, reduzindo a temperatura de congelação do fluido para -8° C.

- **Bombas de circulação**

O dimensionamento de bomba e do vaso de expansão não são abrangidos pelo software, sendo desta forma necessário proceder ao seu dimensionamento manualmente.

A escolha da bomba, como mencionado previamente, é feita com base no caudal volumétrico obtido por $Q(\text{L/h}) = 25 \times 13,8 = 345 \text{ L/h}$, e pelas perdas de carga totais no sistema.

As perdas de carga no campo de colectores, de acordo com a informação disponibilizada pelo fabricante é dada por $p_{\text{col}}(\text{mbar}) = 0,0208939 \times 57,5^2 + 1,0195812 \times 57,5 = 127,7 \text{ bar}$, onde 57,5 L/h representa o caudal num único colector. A equação indicada é correspondente a um fluido com 40% glicol e 60% água, no entanto foi utilizado pois era a única informação fornecida.

As perdas de carga no circuito solar, como previamente mencionado, são calculadas por $p_{\text{circ}}(\text{mbar}) = (0,93 \times 81) \times 1,33 = 100,44$, sendo o factor “0,93” obtido através do gráfico indicado na figura 3.11.

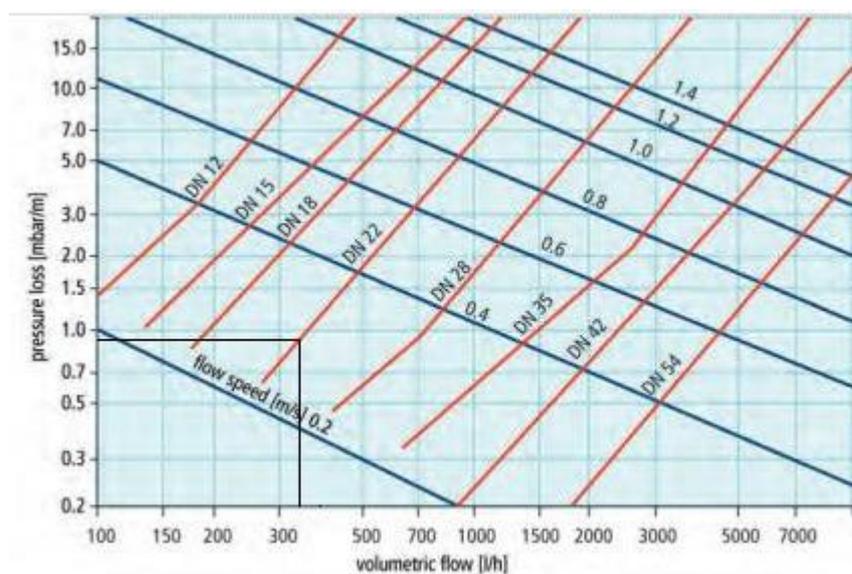


Figura 3.11 – Perda de carga característica para tubo de 22 mm [7].

A documentação dos reservatórios não menciona as perdas de carga no permutador de calor, sendo este valor por norma significativamente inferior aos acima mencionados. Desta forma estimou-se uma perda em ambos os colectores de 50 mbar.

Assim a escolha da bomba de circulação é realizada com base no caudal volumétrico de 345 L/h e na altura manométrica de 2,78 metros, que corresponde as perdas totais obtidas de 0,2785 bar corrigidas pelo factor de “10”.

- **Vasos de expansão**

O dimensionamento do volume mínimo que os vasos de expansão devem apresentar, de forma a assegurar o correcto funcionamento do sistema, requer a realização de cálculos preliminares.

O cálculo da pressão inicial do sistema tem em consideração a altura máxima do sistema, que para o projecto em questão se situa na cobertura de um edifício com 4 andares com cerca de 3,8 metros cada.

$$p_{adm} = 0,5 + (3,8 \times 4) \times 0,1 = 2,02 \text{ bar}$$

A pressão máxima permissível de operação tem por base a pressão de accionamento da válvula de segurança, tendo-se optado pela implementação de uma válvula de 6 bar.

$$p_{omax} = 6 - 0,3 = 5,7 \text{ bar}$$

O volume de expansão do sistema, abaixo apresentado, é obtido com base nos 1,45 L de volume de um colector, 0,314 L/m da tubagem e pelos 14,7 L de volume de um permutador de calor.

$$V_{exp} = (6 \times 1,45) + 0,10 \times ((6 \times 1,45) + (81 \times 0,314) + (2 \times 14,7)) = 15,0534 \text{ L}$$

Com base nos valores obtidos, é possível obter um volume mínimo para o vaso de expansão de 27,41 litros, que implica a utilização de um vaso com 33 L de volume.

$$V_{vaso \text{ min}} = 15,0534 \times \frac{5,7 + 1}{5,7 - 2,02} = 27,41 \text{ L}$$

A determinação do vaso de expansão do circuito de água potável é realizada pela seguinte equação, onde se verifica a diferença entre o coeficiente “e” para 70° C e 15° C e onde se considera uma pressão da rede de distribuição de água potável de 2,5 bar.

$$V_{exp} = \frac{(0,02269 - 0,00085) \times 1000}{1 - \frac{2,5 + 1}{6 + 1}} = 43,68 \text{ L}$$

O volume mínimo obtido é de 43,68 L, sendo assim necessário a utilização de um vaso com 60 litros de volume.

- **Simulação Solterm5**

Os dados introduzidos no software podem ser resumidos em:

- 6 colectores SKR500;
- 2 depósitos de 500 L ELB500R2E com perdas totalizando 10,2 W/K;
- 81 metros de tubagem, 30 dos quais dentro do edifício, com isolamento de 0,042 W/(m.K) com 35 mm de espessura;
- Tubagem de 22 mm de diâmetro;
- Mistura glicol/água de 20%;
- Caudal específico de 25 L/(m².h);
- Apoio elétrico;
- Consumo de 1200 L de água a 50° C por dia de semana útil;

O software utilizado permite realizar optimizações ao sistema inserido de forma a melhor o desempenho deste. Assim, após uma optimização com o intuito de reduzir o desperdício de energia solar, obteve-se um ângulo de inclinação de 45° permitindo retirar um melhor proveito nos meses de Inverno e reduzir o excesso de energia captada nos meses de Verão.

A análise energética pode ser observada na figura 3.12.

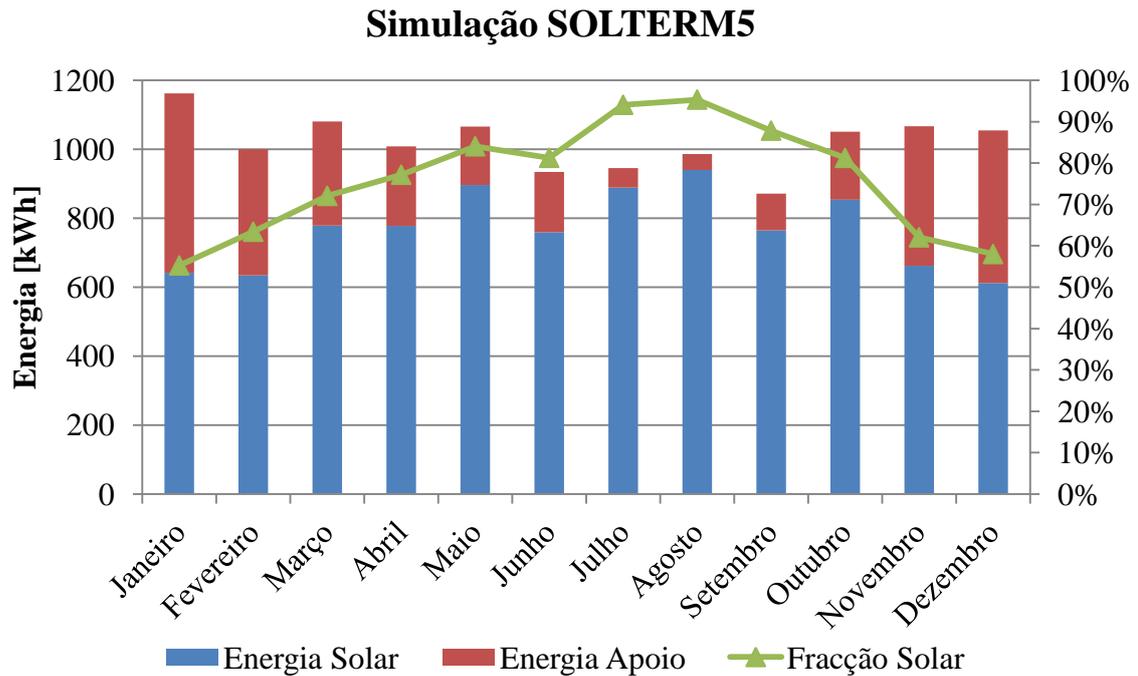


Figura 3.12 – Gráfico da simulação SOLTERM5 para o sistema de FS anual de 75%.

O sistema acima estudado apresenta uma fracção solar de 75,3% e um rendimento global anual de 37%. A localização dos painéis na cobertura do edifício pode ser observada na figura 3.13.

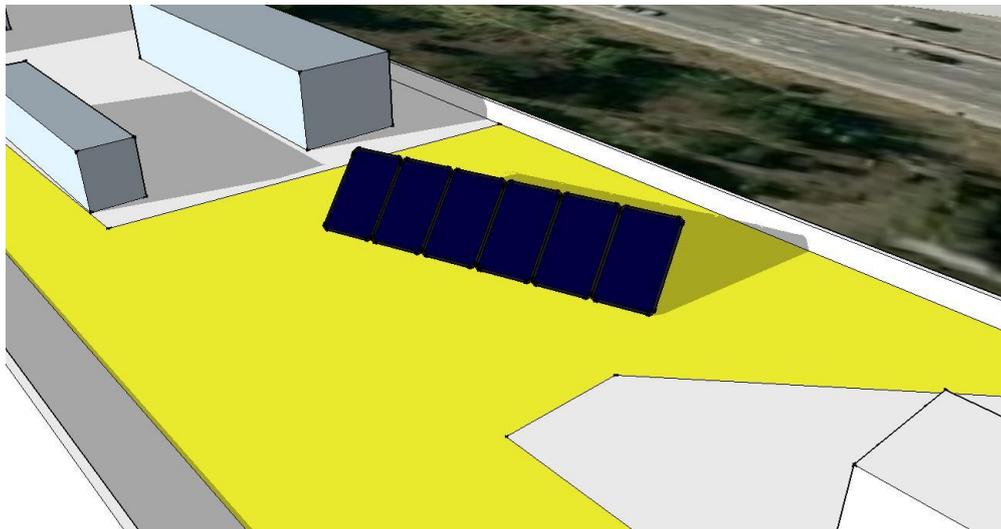


Figura 3.13 – Distribuição de 6 colectores térmicos.

- **Avaliação económica**

O custo estimado do sistema com IVA a 23%, tendo em consideração o custo dos principais componentes constituintes e assumindo que a montagem é realizada pelo proponente, é de 15.227,95 €, estando o montante dos diversos componentes discriminado na tabela 3.9.

Componente	Marca	Modelo	Quantidade	Preço Unitário [€]	Total [€]
Colectores	Sonnenkraft	SKR500	6	772,00	4.632,00
Acumuladores	Sonnenkraft	ELB500R2E	2	2.159,00	4.318,00
Estrutura	Sonnenkraft	SSA45R	6	215,00 ¹	936,00 ²
Grupo Circulador	Sonnenkraft	PSKR	1	699	699,00
Tubagem		Cobre ϕ 22mm	89,1	3,54	315,41
Isolante	Armacell	Armaflex HT - S 35mm	89,1	12,52	1.115,53
Vaso de expansão primário	Sonnenkraft	AG33S	1	92	92,00
Vaso de expansão secundário	Sonnenkraft	VSG60	1	201	201,00
Anticongelante			13	5,5	71,50
				Sem IVA	12.380,45
				Com IVA	15.227,95

Tabela 3.9 – Orçamento do sistema solar térmico com 6 colectores.

O aquecimento de água na instalação requer, de acordo com o software de simulação, o fornecimento de 12.227 kWh por ano. O sistema solar térmico a instalar permitirá reduzir o consumo da instalação em 75,3%, correspondente aos 9.210 kWh previamente indicados.

O retorno do investimentos em sistemas solar térmicos tem por base o valor cumulativo da redução das despesas com o aquecimento, neste caso, de águas quentes sanitárias. Assim realizando uma projecção para o tempo de vida do projecto, é possível ter em consideração o aumento de 3% ao ano do preço de energia na determinação do valor poupado. O sistema em questão apresenta como índices económicos um ROI de 1,40, um TIR de 11% e um *Payback* de 9,44 anos. A progressão da avaliação económica encontra-se indicada no gráfico da figura 3.14.

¹ Preço unitário presente no catalogo do fabricante.

² Preço presente no catalogo do fabricante para estrutura referente a 6 colectores.

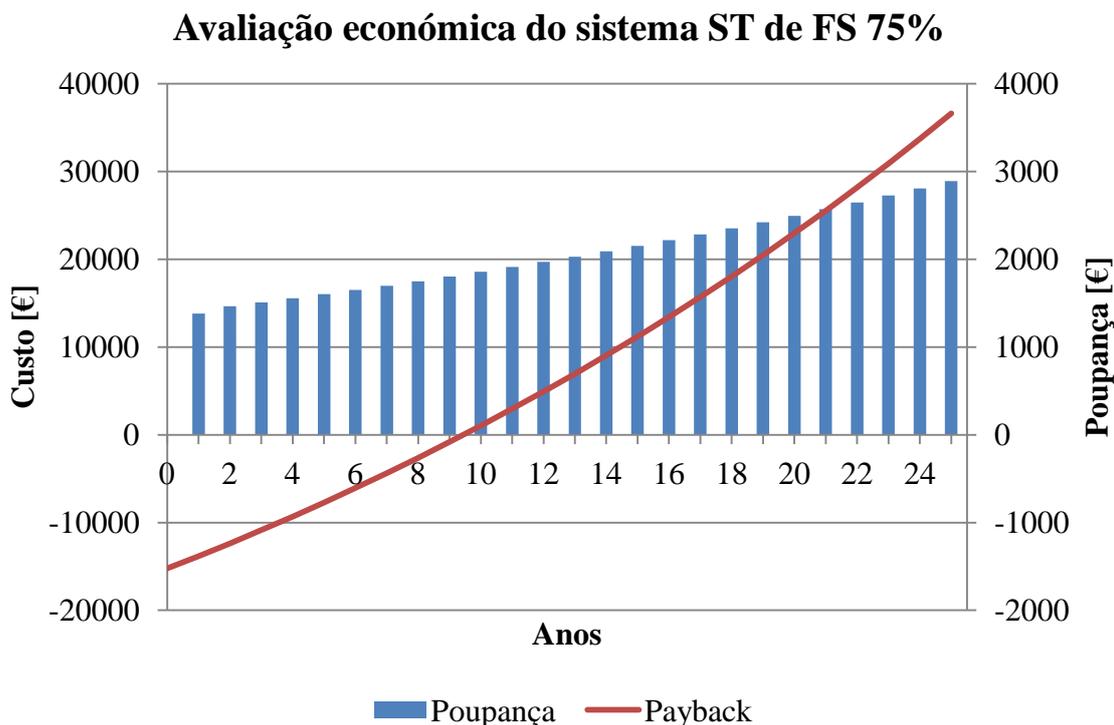


Figura 3.14 – Gráfico de avaliação económica do sistema ST de FS 75%.

Na realização da avaliação económica considerou-se que a conservação do sistema é realizada pela equipa de manutenção da própria empresa, não apresentando assim um custo adicional.

3.3.2. Fracção solar de 60%

A presente secção tem como objectivo estudar a implementação de um sistema solar térmico com uma fracção solar de 60%, de forma a se poder realizar uma comparação técnica e económica com a solução apresenta na secção anterior.

- **Simulação Solterm5**

Os dados a introduzir no software de forma a realizar a simulação de desempenho do sistema são, com a exceção do número de colectores e o diâmetro da tubagem, idênticos aos dados do sistema

analisado na secção anterior. Recorrendo ao interface do software, é possível variar o número de colectores e a sua inclinação de forma a observar o seu desempenho.

Utilizando esta ferramenta, é possível verificar que para obter a fracção solar pretendida de 60%, é necessário instalar 4 colectores. Para a área de colectores obtida e a extensão da tubagem do circuito primário, o fabricante indica a utilização de tubos com 18 mm de diâmetro.

Os dados introduzidos no software podem ser resumidos em:

- 4 colectores SKR500;
- 2 depósitos de 500 L ELB500R2E com perdas totalizando 10,2 W/K;
- 81 metros de tubagem, 30 dos quais dentro do edificio, com isolamento de 0,042 W/(m.K) com 35 mm de espessura;
- Tubagem de 18 mm de diâmetro;
- Mistura glicol/água de 20%;
- Caudal específico de 25 L/(m².h);
- Apoio eléctrico;
- Consumo de 1200 L de água a 50° C por dia de semana útil;

Após a introdução dos dados procedeu-se à optimização do sistema, por meio das ferramentas disponibilizadas pelo software. Este processo determinou que o melhor ângulo de inclinação para os colectores é de 30° orientados a Sul, obtendo-se a avaliação energética indicada na figura 3.15.

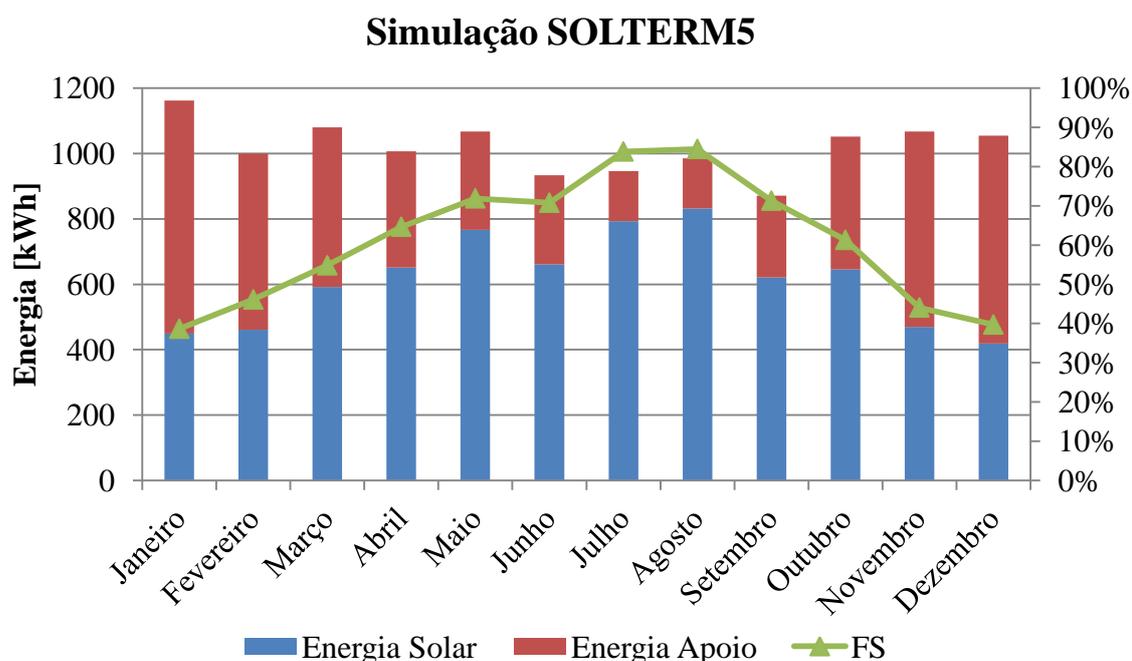


Figura 3.15 – Gráfico da simulação SOLTERM5 para o sistema ST de FS 60%.

O sistema simulado possui uma fracção solar de 60,2% acompanhada por uma eficiência global do sistema de 44%, não apresentando um desperdício energético nos meses de maior irradiação. Na figura 3.16 é possível observar uma simulação dos colectores térmicos na cobertura do edifício.

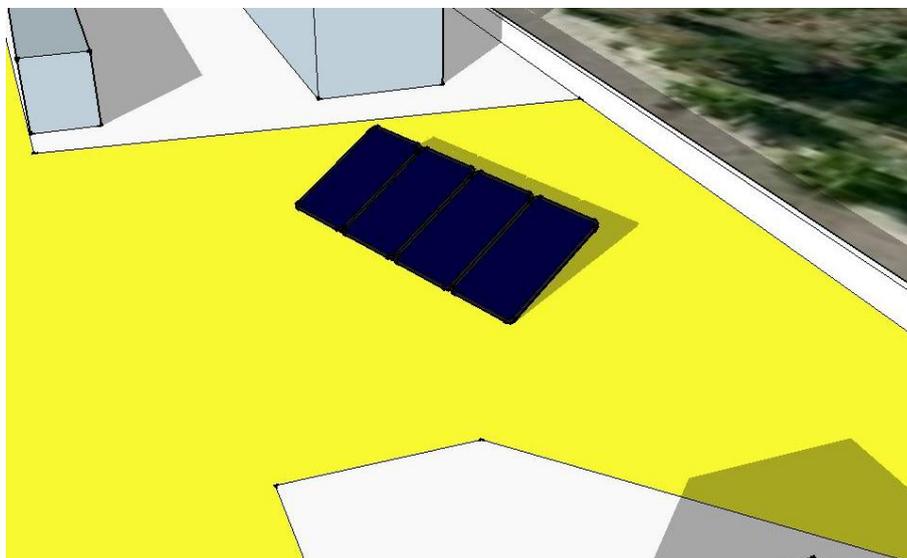


Figura 3.16 – Distribuição de 4 colectores térmicos.

- **Bombas de circulação**

A escolha da bomba de circulação, como mencionado anteriormente, tem por base dois parâmetros, o caudal volumétrico que a bomba necessita de circular e a altura manométrica do sistema.

O caudal volumétrico é de 230 L/h, obtido por meio da área de absorção do campo de colectores com o caudal específico utilizado.

As perdas de carga nos permutadores de calor e no campo de colectores são idênticas ao obtido anteriormente, neste último caso devido ao método de ligação em paralelo utilizado. As perdas de circulação no circuito primário, calculadas do mesmo modo, apresentam o valor de $p_{circ}(\text{mbar}) = (1,35 \times 81) \times 1,33 = 145,8 \text{ mbar}$, sendo o factor “1,35” obtido da mesma forma.

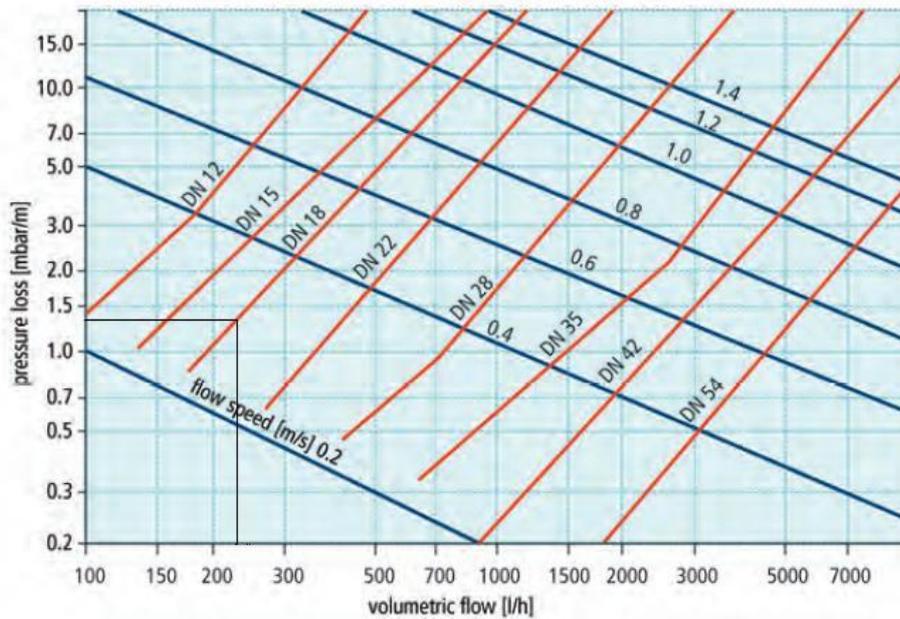


Figura 3.17 - Perda de carga característica para tubo de 18 mm [7].

Assim a bomba a instalar deve possuir um caudal volumétrico de 230 L/h e uma altura manométrica de 3,24 metros.

- **Vasos de expansão**

O volume mínimo que o vaso de expansão a instalar no circuito solar primário difere do anteriormente dimensionado devido à redução do número de colectores e da capacidade de 0,210 L/m da tubagem com 18 mm de diâmetro, apresentando no entanto uma pressão inicial de sistema de 2,02 bar e uma pressão máxima permissível de operação de 5,7 bar.

Assim, obtém-se um volume de expansão do sistema de 10,95 L , como demonstrado pela equação seguinte.

$$V_{\text{exp}} = (4 \times 1,45) + 0,10 \times ((4 \times 1,45) + (81 \times 0,201) + (2 \times 14,7)) = 19,93 \text{ L}$$

Para as condições de funcionamento mencionadas, o vaso de expansão deve possuir um volume mínimo de 19,93 L, que para as soluções disponíveis no mercado indica a necessidade de adquirir um vaso de 25 L.

$$V_{\text{vaso min}} = 10,95 \times \frac{5,7 + 1}{5,7 - 2,02} = 19,93 \text{ L}$$

Uma vez que não se realizou nenhuma alteração no circuito de água potável, os requisitos mínimos para vaso de expansão do circuito em questão mantêm-se idênticas à da secção anterior, sendo necessário instalar um vaso de 60 L de volume

- **Avaliação económica**

O orçamento realizado tendo em conta os componentes mais significativos para o projecto em questão, encontra-se discriminado na tabela 3.11.

Componente	Marca	Modelo	Quantidade	Preço Unitário [€]	Total [€]
Colectores	Sonnenkraft	SKR500	4	772	3088
Acumuladores	Sonnenkraft	ELB500R2E	2	2159	4318
Estrutura	Sonnenkraft	SSA45R	4	215	860
Grupo Circulador	Sonnenkraft	PSKR	1	699	699
Tubagem		Cobre D18mm	89,1	2,9	259,39
Isolante	Armacell	Armaflex HT - S 35mm	89,1	12,27	1093,26
Vaso de expansão primário	Sonnenkraft	AG25S	1	57	57
Vaso de expansão secundário	Sonnenkraft	VSG60	1	201	201
Anticongelante			12	5,5	66
				Sem IVA	10641,65
				Com IVA	13088,00

Tabela 3.10 – Orçamento do sistema solar térmico com 4 colectores.

A avaliação económica do presente sistema, para as condições de manutenção e instalação anteriormente abordadas, apresenta um *Payback* de 10,05 anos e um TIR e ROI de 10% e 1,17, respectivamente. A progressão do valor da poupança e do *Payback* ao longo do tempo de vida do sistema, pode ser observado no gráfico da figura 3.18.

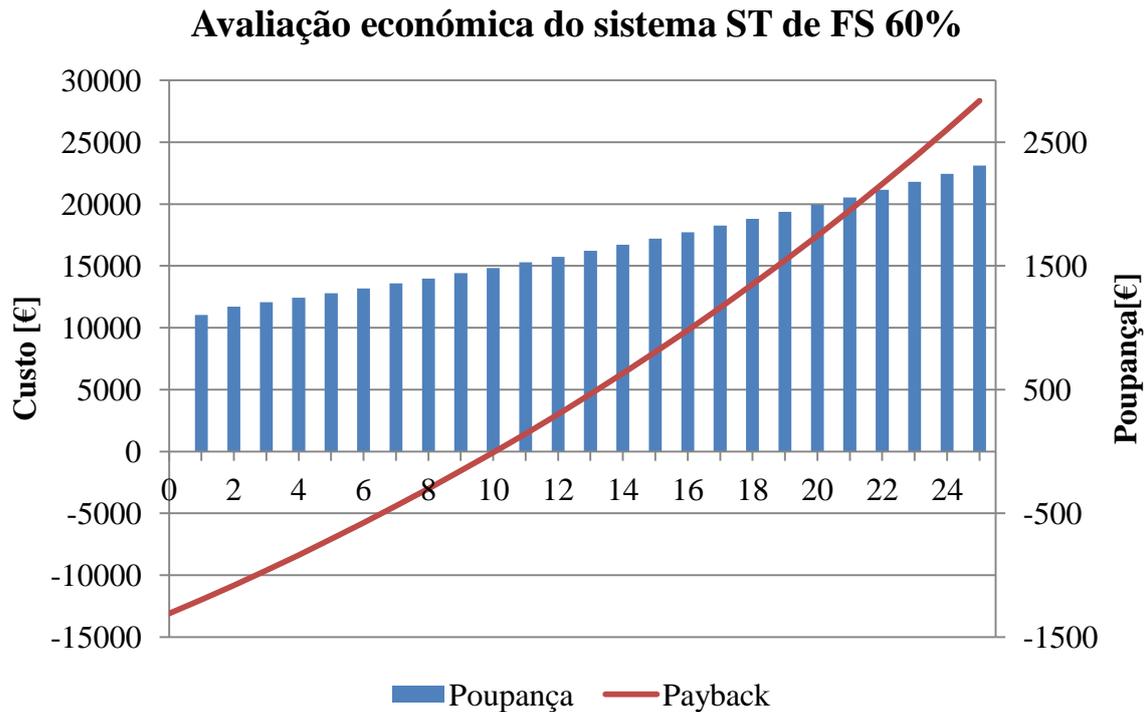


Figura 3.18 – Gráfico da avaliação económica do sistema ST de FS 60%.

3.4. Sistema Optimizado

A optimização do sistema, de acordo com o pedido pelo proponente, aborda a conjugação das componentes fotovoltaicas e térmicas, avaliando a sua viabilidade técnica e económica.

Este processo consiste na implementação do sistema solar térmico com fracção solar de 75%, previamente dimensionado, com um sistema solar fotovoltaico com uma potência, limitada pelo espaço disponível, de aproximadamente 14 kW.

3.4.1. Inversores de fileira

A presente secção estuda a implementação de dois inversores monofásicos no sistema fotovoltaico, apresentando menores reduções de rendimento durante a ocorrência de sombreamento ou níveis de irradiância solar diferentes.

- **Escolha de inversores**

A selecção do modelo de inversor a utilizar, tendo em consideração a potência fotovoltaica pretendida de 14 kW e do número de inversores desejados, baseia-se na gama $4900 W < P_{inv\ dc} < 8400 W$.

Optou-se por utilizar o inversor KACO Powador 7900, anteriormente abordado e cujas características podem ser observadas na tabela 3.4.

- **Determinação da matriz fotovoltaica**

A composição da matriz fotovoltaica por inversor, para as condições de funcionamento dos módulos, deve possuir entre 14 e 19 módulos em série e no máximo 2 fileira, de forma a garantir o correcto funcionamento do sistema.

A central fotovoltaica a instalar deverá possuir uma matriz composta por 2 fileiras com 15 módulos cada, por inversor monofásico, totalizando assim uma potência fotovoltaica de 14400 W e uma potência AC de 13.300 W.

A distribuição dos módulos fotovoltaicos e dos colectores solares pode ser observado na figura 3.19.

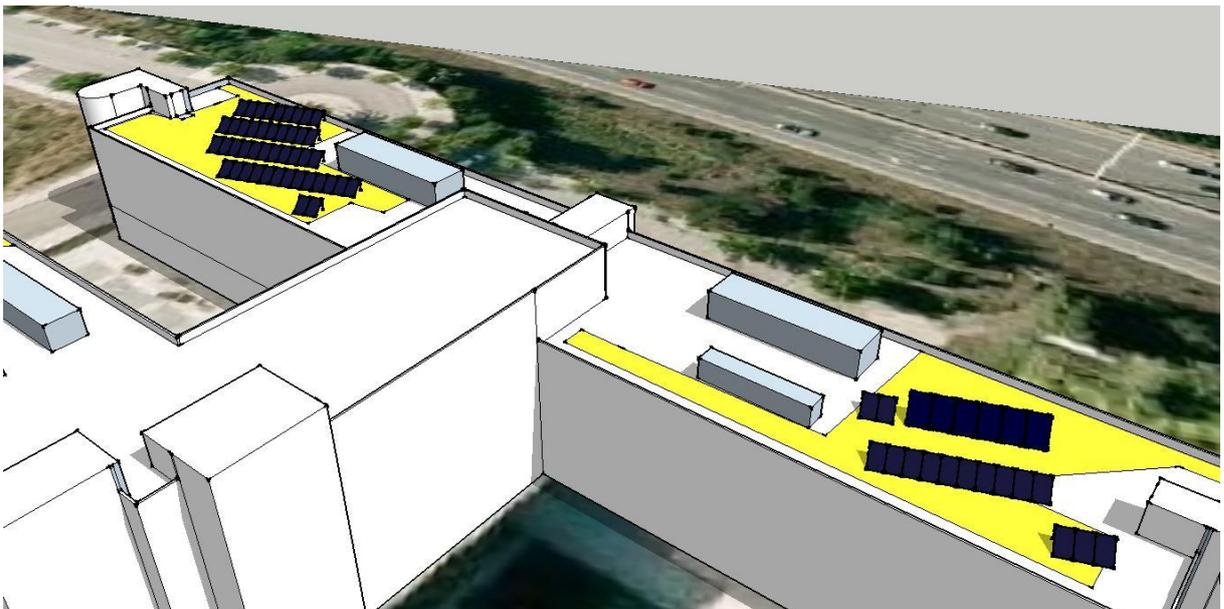


Figura 3.19 – Distribuição dos módulos fotovoltaicos e colectores solares na cobertura.

- **Cálculo da secção mínima da cablagem**

A determinação das secções transversais mínimas que os condutores devem possuir, de forma a obter o melhor desempenho possível. Nas figuras 3.20 e 3.21 é possível identificar as fileiras, onde a fileira 1 se encontra a azul escuro, a fileira 2 a verde, a fileira 3 a vermelho e a fileira 4 a azul claro.

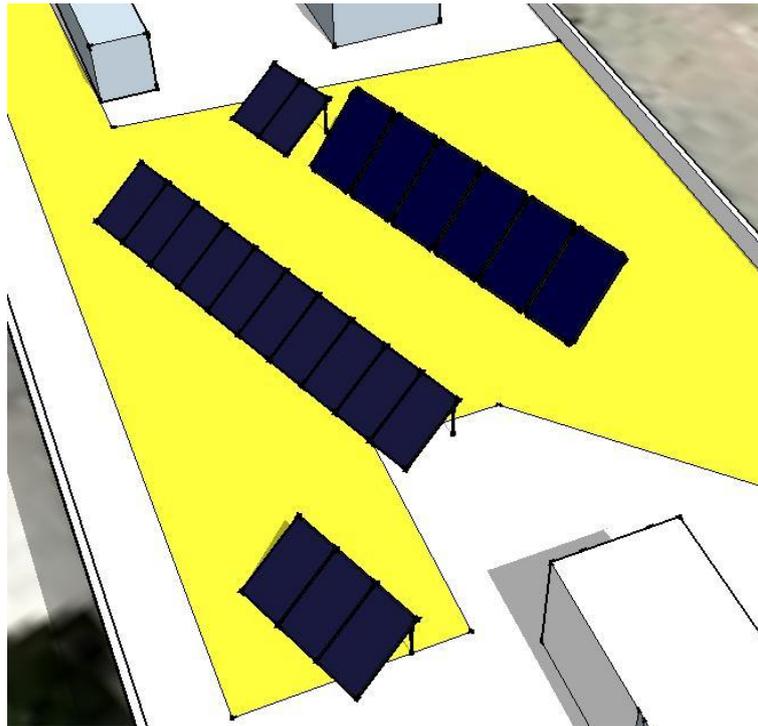


Figura 3.20 – Fileira 1 do sistema otimizado.

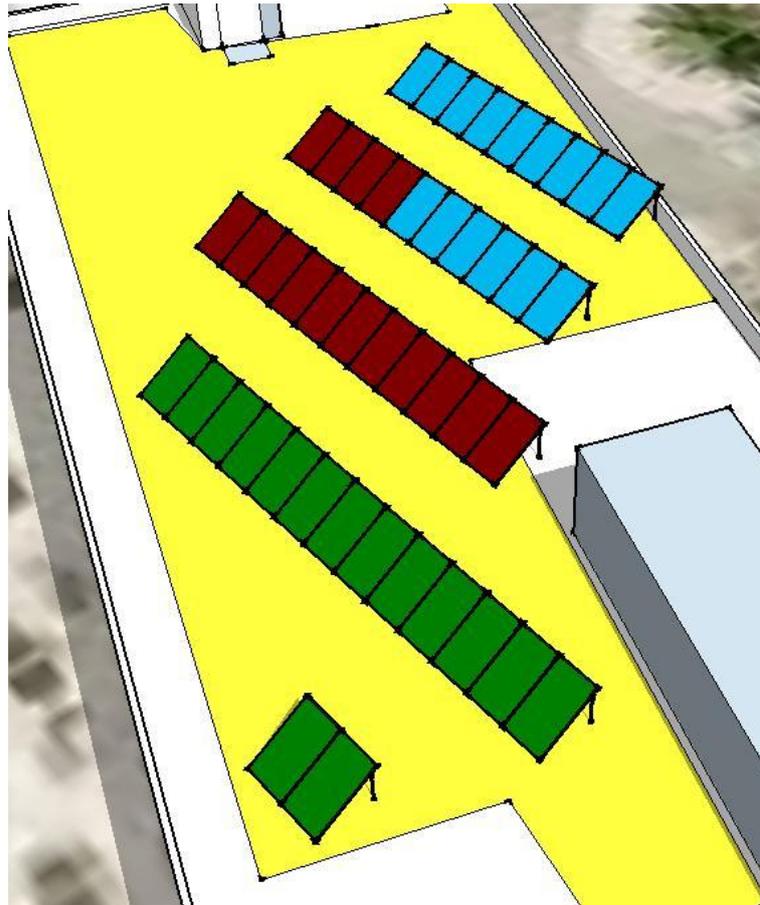


Figura 3.21 – Fileiras 2 a 4 do sistema otimizado.

A fileira 1, possui uma extensão a percorrer com aproximadamente 120 metros de comprimento. Com os dados técnicos e a informação sobre o comprimento obtém-se a seguinte secção mínima.

$$S_{\text{fileira}} (\text{mm}^2) = \frac{2 \times 120 \times 8,04}{1\% \times (15 \times 29,9) \times 56} = 7,68 \text{ mm}^2$$

Aplicando uma secção de 10 mm², o condutor apresenta uma queda de tensão máxima no valor de 0,96%, obtendo-se assim uma potência de perdas de 27,7 W.

O condutor DC da fileira 2 necessita de um comprimento estimado de 85 metros, para os quais se obtém uma secção mínima de 5,44 mm². Aplicando uma secção transversal de 6 mm², o valor de queda de tensão seria de 1,13% excedendo o máximo indicado, assim optou-se por aplicar na secção de 10 mm² de onde se obtém perdas de potência de 19,16 W.

A fileira 3 requer a aplicação de um condutor com 90 metros, apresentando uma secção mínima de 5,76 mm². Encontrando-se numa situação idêntica à da fileira 2, optou-se por seleccionar uma secção transversal de 10 mm² com uma queda de tensão de 0,72% e perdas por efeito de Joule de 20,78 W.

O condutor a instalar na fileira 4 necessita de um comprimento aproximado de 100 metros, do qual se obtém uma secção mínima de 6,4 mm². O resultado obtida implica utilização de um condutor com, no mínimo, uma secção de 10 mm² apresentando um valor de queda de tensão inferior ao máximo indicado, da qual advêm perdas de 23,09 W.

O sistema requer a utilização de dois condutores DC principal, ambos com cerca de 1 metro de extensão, de forma a conectar as fileiras aos inversores. Ambos os condutores apresentam secções transversais mínimas inferiores a 1 mm², tendo-se selecionado uma secção de 10 mm² devido à utilização prévia desta secção no sistema. Assim cada condutor DC principal apresenta perdas de 0,92 W.

O percurso entre os inversores e o posto de transformação possui uma extensão de aproximadamente 50 metros. A ligação AC deve ser realizada por um cabo de três condutores, sendo necessário um por cada inversor. A secção mínima e as perdas associadas a cada condutor podem ser observadas de seguida.

$$S_{AC} \text{ (mm}^2\text{)} = \frac{2 \times 50 \times 28,9 \times 0,9}{3\% \times 230 \times 56} = 7,48 \text{ mm}^2$$

$$P_{AC} \text{ (W)} = \frac{2 \times 50 \times 28,9^2 \times 0,9}{16 \times 56} \cong 93 \text{ W}$$

O valor de perdas apresentado é referente ao condutor proveniente de um único inversor com secção de 16 mm², cuja queda de tensão é de 1,75% . Na sua totalidade, a ligação AC apresenta perdas de potência de aproximadamente 186 W.

- **Dimensionamento das protecções**

As diversas protecções a implementar no sistema, são os fusíveis de fileira com um poder de corte de 16 A, o interruptor de matriz de 32 A e um interruptor AC de 40 A por inversor.

- **Avaliação económica**

O orçamento do presente sistema optimizado, consiste numa contabilização dos principais componentes da componente fotovoltaica considerando um IVA de 23%, com o custo de investimento previamente obtido para a componente solar térmica de fracção solar de 75%.

De forma a implementar este projecto, será necessário um custo de investimento estimado, na tabela 3.11, em cerca de 38.855,41 €.

Componente	Referência	Quantidade	Preço unitário [€]	Total [€]
Modulo FV	REC 240 PE	60	225,6	13.536
Inversor	KACO Powador 7900	2	1.319	2.638
Estrutura		60	40	2.400
Condutor DC	REXEL cabo solar 10 mm ²	400	1,1	440
Quadro DC		1	50	50
Fichas DC		120	1,5	180
Fusivel fileria		8	2	16
Interruptor matriz		2	3	6
Cabo AC	Cabo monofásico 3 polos 16 mm ²	100	2	200
Interruptor AC		2	50	100
Contador + Modem		1	350	350
Quadro AC		1	43,52	43,52
Portinhola		1	60	60
Caixa contador		1	25	25
DST		6	39	234
			Sem IVA	20.278,52
			IVA 23%	24.942,58

Tabela 3.11 – Orçamento da componente fotovoltaica implementando 2 inversores monofásicos.

Na realização da avaliação económica, apresentada na figura 3.22, considerou-se uma depreciação de 0,7% ao ano na produção energética pela componente fotovoltaica e uma tarifa de referência de 215 €/MWh e uma previsão de crescimento do custo da energia de 3% ao ano.

Considera-se também que o investimento é realizado sem recorrer a financiamento bancário e que a instalação e conservação do sistema são realizadas pela própria empresa assumindo assim o custo de manutenção nulo.

Avaliação económica do sistema otimizado monofásico

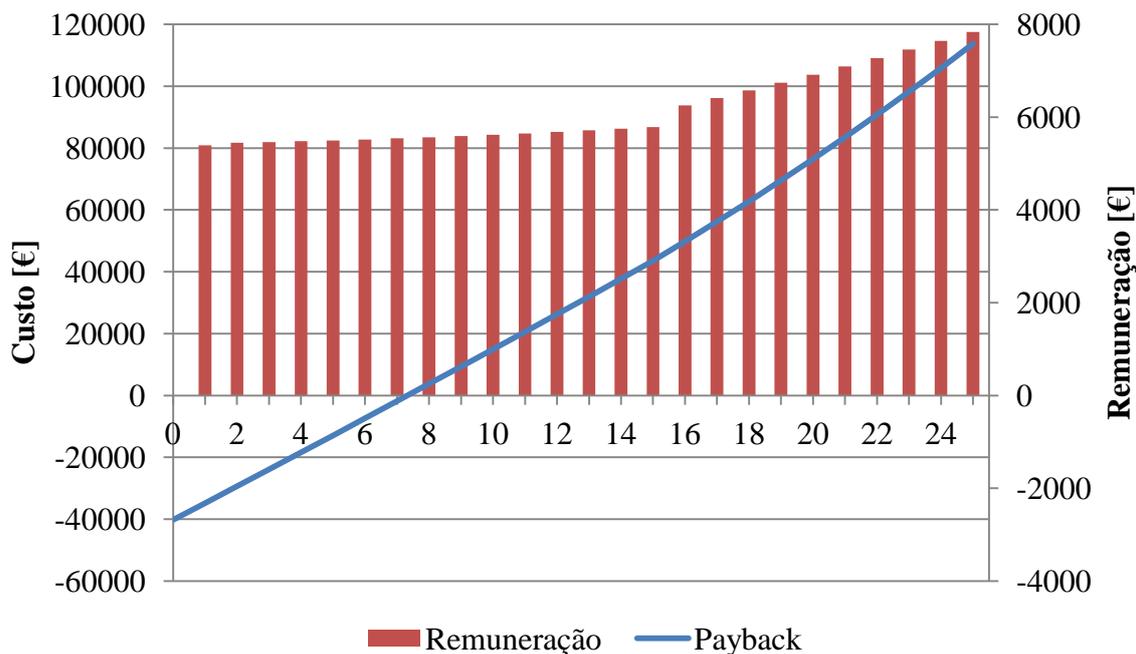


Figura 3.22 – Gráfico da avaliação económica do sistema otimizado monofásico.

A presente solução, para as condições supra mencionadas, possui um *Payback* de 7,33 anos apresentando também um ROI de 1,83 e um TIR de 14%. Contudo, considerando a tarifa de referência de 185 €/MWh, o período de retorno passa a 8,13 anos.

3.4.2. Inversor trifásico

Na presente secção pretende-se estudar, devido à potência a instalar de 14 kW, a implementação da tipologia de um inversor central. Apesar da tipologia abordada apresentar desvantagens na presença de sombreamentos e no caso de avaria do equipamento, permite reduzir o investimento inicial e a duração da manutenção.

- **Escolha de inversores**

A escolha de um inversor trifásico, de forma a suportar a potência fotovoltaica pretendida de 14 kW, deve respeitar a gama dada por $9800 < P_{inv\ dc} < 16800$.

Procurou-se no mercado soluções tecnologicamente capazes de realizar a função pretendida tendo-se optado por um inversor SolarMax 13MT2, cujas características podem ser observadas na tabela 3.14.

Potência máx DC [W]	15.000
Corrente máx DC [A]	2 x 18
Tensão máxima DC [V]	900
Tensão máxima MPP [V]	750
Tensão mínima MPP [V]	250
Potência AC [W]	13.000
Corrente AC [A]	20
Rendimento EU [%]	97,5

Tabela 3.12 – Características do inversor trifásico.

- **Determinação da matriz fotovoltaica**

A composição da matriz fotovoltaica deve-se encontrar entre o limite máximo de 21,81 e o mínimo de 9,82 módulos em série. O inversor selecionado possui duas inputs distintas, possibilitando para cada uma destas um número máximo de fileiras de 2,24.

Optou-se por instalar uma matriz composta por 2 fileiras por input do inversor sendo cada uma constituída por 15 módulos em serie. A matriz a instalar perfaz uma potência fotovoltaica de 14,4 kW com uma potência de ligação de 13 kW.

- **Cálculo da secção mínima da cablagem**

Os condutores pertencentes à componente DC do projecto em estudo é idêntica à abordada na secção anterior, optando-se assim por indicar apenas a secção transversal dos condutores de fileiras a implementar.

- Fileira 1 – secção de 10 mm²,
- Fileira 2 – secção de 10 mm²,
- Fileira 3 – secção de 10 mm²,
- Fileira 4 – secção de 10 mm².

A ligação entre o inversor e o transformador é realizado por um cabo de cinco condutores, que apresente uma secção mínima de 2,32 mm². Selecionando uma secção de 4 mm² obtém-se um valor de perdas por efeito de Joule de aproximadamente 140 W, com uma queda de tensão de 2,53% dentro do limite máximo de 3%.

- **Dimensionamento das protecções**

A protecção da componente DC do sistema é assegurado pela instalação de fusíveis nas extremidades de cada fileira com um poder de corte de 16 A e por interruptores de 32 A capazes de separar o gerador fotovoltaico do sistema. A protecção da componente AC do sistema é realizada por meio de um disjuntor trifásico de 25 A.

- **Avaliação económica**

O orçamento da componente fotovoltaica do sistema estudado, considerando um IVA de 23%, encontra-se descrito na tabela 3.13. A implementação deste projecto necessita de um custo de investimento estimado em cerca de 39.939,87 €.

Componente	Referência	Quantidade	Preço unitário [€]	Total [€]
Modulo FV	REC 240 PE	60	225,6	13.536
Inversor	SolarMAX 13MT2	1	2718,47	2.718,47
Estrutura		60	40	2.400
Condutor DC	REXEL cabo solar 10 mm ²	400	1,1	440
Quadro DC		1	50	50
Fichas DC		120	1,5	180
Fusivel fileria		8	2	16
Interruptor matriz		2	3	6
Cabo AC	Cabo monofásico 5 polos 4 mm ²	50	0,62	21

Tabela 3.13 – Orçamento da componente fotovoltaica implementando 1 inversor trifásico.

Componente	Referência	Quantidade	Preço unitário [€]	Total [€]
Interruptor AC		1	50	50
Contador + Modem		1	350	350
Quadro AC		1	43,52	43,52
Portinhola		1	60	60
Caixa contador		1	25	25
DST		5	39	195
			Sem IVA	20.090,99
			IVA 23%	24.711,92

Tabela 3.14 – (cont.) Orçamento da componente fotovoltaica implementando 1 inversor trifásico.

A avaliação económica presente na figura 3.23, tem em consideração os mesmos critérios abordados nas secções anteriores.

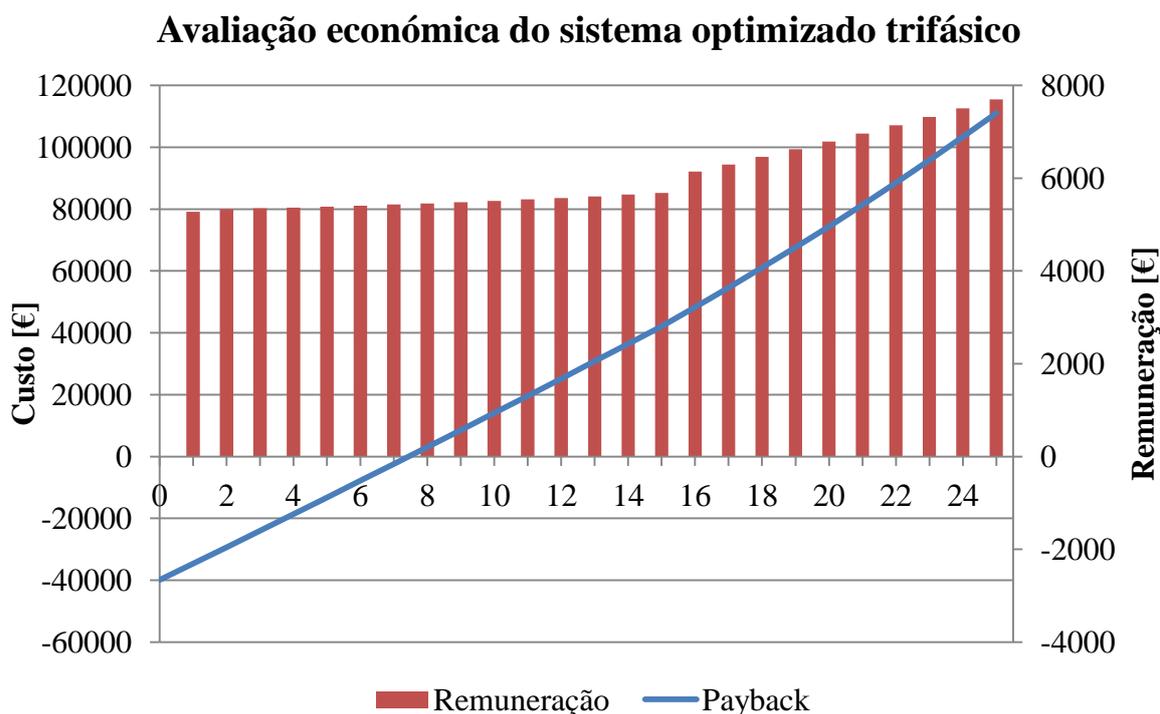


Figura 3.23 – Gráfico da avaliação económica do sistema optimizado trifásico.

A implementação deste projecto apresenta um *Payback* de 7,44, um ROI de 1,78 e um TIR de 13% para o ano de 2012. Contudo, utilizando a tarifa de 185 €/MWh expeável para o ano de 2013, o retorno do investimento passa a realizar-se em 8,23 anos.

3.5. Síntese de soluções

Na presente secção encontram-se sintetizados os resultados obtidos para as diferentes soluções durante o processo de desenvolvimento.

3.5.1. Solar fotovoltaico - 3 inversores monofásicos

A solução em questão emprega 84 módulos fotovoltaicos de 240 W de potência nominal, totalizando uma potência fotovoltaica de 20.160 W. A matriz fotovoltaica possui uma configuração composta por 6 fileiras com 14 módulos cada.

A ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede de distribuição é realizada por meio de três inversores monofásicos, com uma potência de saída de 6.650 W, a cada um dos quais são ligadas duas fileiras. A potência AC totaliza 19,9 kW.

O comprimento, secção e potência de perdas dos diferentes condutores utilizados no sistemas encontram-se resumidos na tabela 3.17

A implementação da presente solução requer um investimento estimado de 35.501,39 €, e apresenta um *Payback* de 6,01 anos e um TIR e ROI de 16% e 2,31, respectivamente.

Conductor	Comprimento [m]	Secção selecionada [mm ²]	Perdas [W]
Fileira 1	120	16	17,32
Fileira 2	120	16	17,32
Fileira 3	80	10	18,47
Fileira 4	110	10	25,39
Fileira 5	100	10	23,09
Fileira 6	110	10	25,39
DC principal ³	1	10	1
AC ligação ³	50	16	93,22

Tabela 3.15 – Síntese da cablagem para o sistema de 3 inversores monofásicos.

³ Correspondente a um inversor.

3.5.2. Solar fotovoltaico - 2 inversores trifásicos

A presente solução emprega 84 módulos fotovoltaicos de 240 W de potência nominal, totalizando uma potência fotovoltaica de 20.160 W. A matriz fotovoltaica possui uma configuração composta por 4 fileiras com 21 módulos cada.

São empregues dois inversores trifásicos, com uma potência de saída de 10.000 W, ligando-se a cada um duas fileiras.

As características dos condutores necessários para o funcionamento do sistemas, podem ser observadas na tabela 3.18.

Condutor	Comprimento [m]	Secção seleccionada [mm ²]	Perdas [W]
Fileira 1	145	10	33,48
Fileira 2	115	10	26,55
Fileira 3	115	10	26,55
Fileira 4	270	16	38,96
DC principal ³	1	10	1
AC ligação	50	6	83,5

Tabela 3.16 - Síntese da cablagem para o sistema de 2 inversores trifásicos.

O investimento estimado necessário para implementar este sistema é de aproximadamente 38.292,26 €, apresentando indicadores económicos como *Payback*, TIR e ROI de 6,52 anos, 15 % e 1,98 respectivamente.

3.5.3. Solar térmico - fracção solar 70%

A solução de AQS apresentada para satisfazer o consumo diário de 1200 L, possui uma fracção solar 75,3% e um rendimento global de 37%, permitindo uma redução anual de energia estimada de 9.200 kWh.

O sistema é composto por:

- 6 colectores SKR500 com uma inclinação a 45°;

- 2 depósitos de 500 L ELB500R2E com perdas totalizando 10,2 W/K;
- 81 metros de tubagem, 30 dos quais dentro do edificio, com isolamento de 0,042 W/(m.K) com 35 mm de espessura;
- Tubagem de 22 mm de diâmetro;
- Mistura glicol/água de 20%;
- Caudal específico de 25 L/(m².h);
- Bomba de circulação com um caudal de 345 L/h e uma altura manométrica de 2,78 metros;
- Vaso de expansão do circuito primário de 33 L;
- Vaso de expansão do circuito de água potável de 60 L;
- Apoio elétrico;

A implementação deste sistema possui um custo inicial estimado em 15.227,95 €, apresentando um *Payback* de 9,44 anos, um TIR de 11% e um ROI de 1,40.

3.5.4. Solar térmico - fracção solar 60%

A presente solução de AQS analisada para satisfazer o consumo diário de 1200 L, possui uma fracção solar 60,2% e um rendimento global de 44%, permitindo uma redução anual de energia estimada de 7.361 kWh.

O sistema é composto por:

- 4 colectores SKR500 com uma inclinação a 30°;
- 2 depósitos de 500 L ELB500R2E com perdas totalizando 10,2 W/K;
- 81 metros de tubagem, 30 dos quais dentro do edificio, com isolamento de 0,042 W/(m.K) com 35 mm de espessura;
- Tubagem de 18 mm de diâmetro;
- Mistura glicol/água de 20%;
- Caudal específico de 25 L/(m².h);
- Bomba de circulação com um caudal de 230 L/h e uma altura manométrica de 3,24 metros;
- Vaso de expansão do circuito primário de 25 L;
- Vaso de expansão do circuito de água potável de 60 L;
- Apoio elétrico;

A implementação deste sistema possui um custo inicial estimado em 13.088€, apresentando um *Payback* de 10,05 anos, um TIR de 10% e um ROI de 1,17.

3.5.5. Optimizado - 2 inversores monofásicos

O sistema otimizado que conjuga o sistema solar térmico com uma fração solar de 75%, e um sistema solar fotovoltaico com dois inversores monofásicos, com uma potência AC de 6.650 W, possui uma matriz fotovoltaica composta por 4 fileiras com 15 módulos de 240 W. Isto perfaz uma potência fotovoltaica de 14.400 W e uma potência de ligação de 13.300W.

As propriedades dos condutores a instalar no sistema em questão encontram-se resumidas na tabela 3.19.

Condutor	Comprimento [m]	Secção selecionada [mm ²]	Perdas [W]
Fileira 1	120	10	27,7
Fileira 2	85	10	19,62
Fileira 3	90	10	20,78
Fileira 4	100	10	23,09
DC principal ³	1	10	1
AC ligação ³	50	16	93,22

Tabela 3.17 - Síntese da cablagem para o sistema otimizado de 2 inversores monofásicos.

Esta solução requer um investimento global estimado em 40.117,53 €, apresentando um *Payback* de 7,33 anos, um TIR de 14% e um ROI de 1,83.

3.5.6. Optimizado - 1 inversor trifásico

O sistema otimizado de um inversor trifásico, conjuga a implementação do sistemas solar térmico com uma fração solar de 75% com uma central fotovoltaica cuja matriz é composta por 4 fileiras com 15 módulos cada. Isto traduz-se numa potência fotovoltaica de 14.400 W e uma potência AC de 13.00 W.

Os condutores a utilizar na instalação da presente solução podem ser analisados na tabela 3.20.

Condutor	Comprimento [m]	Secção seleccionada [mm²]	Perdas [W]
Fileira 1	120	10	27,7
Fileira 2	85	10	19,62
Fileira 3	90	10	20,78
Fileira 4	100	10	23,09
DC principal	1	10	1
AC ligação	50	4	139

Tabela 3.18 - Síntese da cablagem para o sistema optimizado de 1 inversores trifásicos.

A implementação deste sistema acarreta um investimento inicial estimado em 39.939,87 €, apresentando um *Payback* de 7,44, um TIR de 13% e um ROI de 1,78 como índices económicos.

4. Software de Simulação

Existe actualmente no mercado, uma ampla gama de software de simulação, tanto para sistemas fotovoltaicos como para sistemas solares térmicos. A utilização deste tipo de software permite resolver, de uma forma célere e eficaz, problemas de dimensionamento e optimização dos sistemas referidos durante a fase de planeamento de um projecto.

O principal objectivo da utilização deste tipo de programas consiste em auxiliar o utilizador na concepção de sistemas solares térmicos e fotovoltaicos, fornecendo resultados de simulações que permitam obter uma visão sobre os aspectos técnicos dos sistemas, como por exemplo o rendimento e a estimativa de energia, fornecendo assim uma base fiável para a determinação do orçamento.

4.1. Software de simulação fotovoltaico

As soluções disponíveis para o dimensionamento fotovoltaico, como o software PVSYST e o PV*SOL, apresentam um desempenho bastante abrangente permitindo o dimensionamento de diferentes tipologias de sistemas fotovoltaicos. Estes programas operam com uma base de dados meteorológica com informação relativa, por exemplo, à irradiância e temperatura, entre outros, e possuem funcionalidades adicionais como introdução esquemática do local, que permite ao utilizador a optimização do posicionamento da matriz fotovoltaica com o intuito de reduzir a ocorrência de sombreamento, e o dimensionamento dos condutores, de forma a reduzir as perdas por efeito de Joule.

Contudo, devido à complexidade de algumas destas funcionalidades, a aplicação das mesmas requer um conhecimento extensivo dos programas.

4.2. Software de simulação solar térmico

Softwares de simulação como T*SOL e Polysun, desenvolvidos para um âmbito de aplicação profissional, possuem uma extensa base de dados, tanto a nível de informação meteorológica como ao nível de informação de colectores, depósitos e outros equipamentos disponíveis no mercado.

Ambos os programas mencionados dispõem de um editor de sombras permitindo obter simulações com maior precisão.

Contudo, para um campo de colectores com uma área superior a 100 m², os programas anteriores apresentam algumas limitações, sendo para isso necessário utilizar um software como o TRNSYS. A utilização deste programa requer um conhecimento mais especializado, sendo utilizado por gabinetes de planeamento para a construção de edifícios e por universidades em pesquisa e desenvolvimento.

4.3. Software de renováveis solares

Apesar de existirem no mercado diversas soluções para sistemas fotovoltaicos e solar térmicos de forma independente, são poucas as que integram ambos os sistemas num só programa. Exemplo disso é o SOLTERM5, desenvolvido pelo INETI, e utilizado no dimensionamento de sistemas solares térmicos descritos na capítulo 3.

Contudo, apesar da vertente solar térmica do SOLTERM5 fornecer uma valiosa ferramenta de simulação, a vertente fotovoltaica apresenta limitações tanto na base de dados dos equipamentos, como na ausência de funcionalidades de forma a simular com precisão um sistema fotovoltaico.

4.4. Desenvolvimento de software

Com o objectivo de apresentar uma solução capaz de dimensionar ambos os sistemas renováveis solares, sem que apresente lacunas idênticas ao SOLTERM5, considerou-se o desenvolvimento de um software de simulação.

O software em consideração deverá após a sua inicialização, deve pedir ao utilizador para seleccionar o sistema que deseja implementar oferecendo de forma intuitiva duas opções, a componente fotovoltaica e a componente solar térmica.

Após a selecção da componente pretendida e da conclusão da simulação do sistema em questão, o programa deve produzir um relatório com as principais características técnicas do sistema, como por exemplo o rendimento, a produção de energia e as perdas, sendo no entanto possível seleccionar informação adicional ao relatório. A visão global do software pode ser observada no fluxograma da figura 4.1.

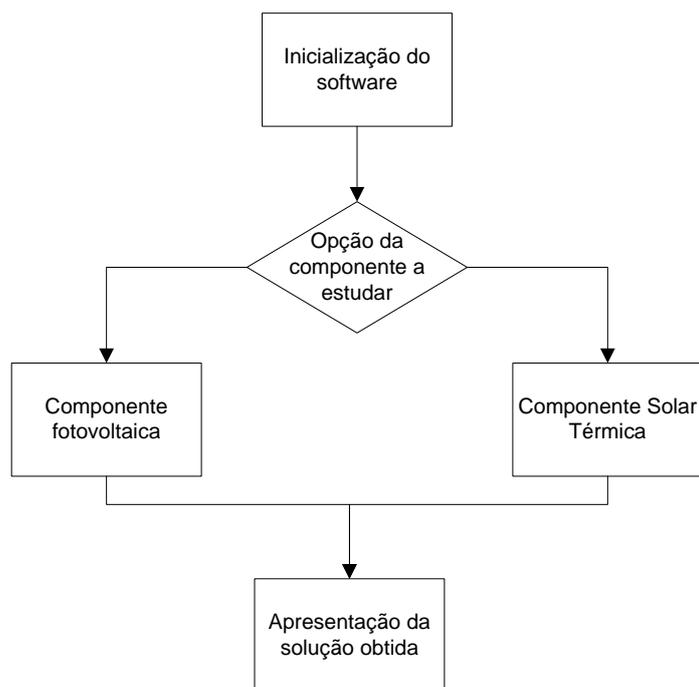


Figura 4.1 – Fluxograma geral do software de simulação.

O percurso lógico para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado à rede encontra-se descrito no fluxograma da figura 4.2, e terá início após a selecção da componente fotovoltaica por parte do utilizador.

O processo descrito tem início com a definição das condições iniciais como a definição do local, determinação dos dados meteorológicos a utilizar, bem como o tipo de estrutura que se pretende para o campo solar.

Com o objectivo de reduzir a ocorrência de sombreamentos, o utilizador deverá ter a possibilidade de definir uma projecção estereográfica, tanto através da manipulação do gráfico em questão, como através da introdução manual de dados. A importação de projecções realizadas por outros equipamentos é uma funcionalidade que deveria ser considerada. Caso o utilizador não possua a informação necessária para realizar uma projecção estereográfica, este deverá poder inserir ou importar um modelo 3D do local, sobre o qual se poderá dispor uma simulação gráfica do sistema fotovoltaico. Esta funcionalidade deverá, numa etapa subsequente, fornecer ao utilizador um indicador sobre a exposição a sombras dos diferentes módulos.

As seguintes etapas do fluxograma seguem uma metodologia semelhante à indicada na figura 2.1, permitindo no entanto a optimização do sistema dimensionado de acordo com os parâmetros seleccionados pelo utilizador, como por exemplo a maximização da produção de energia ou o aumento de rendimento global da instalação.

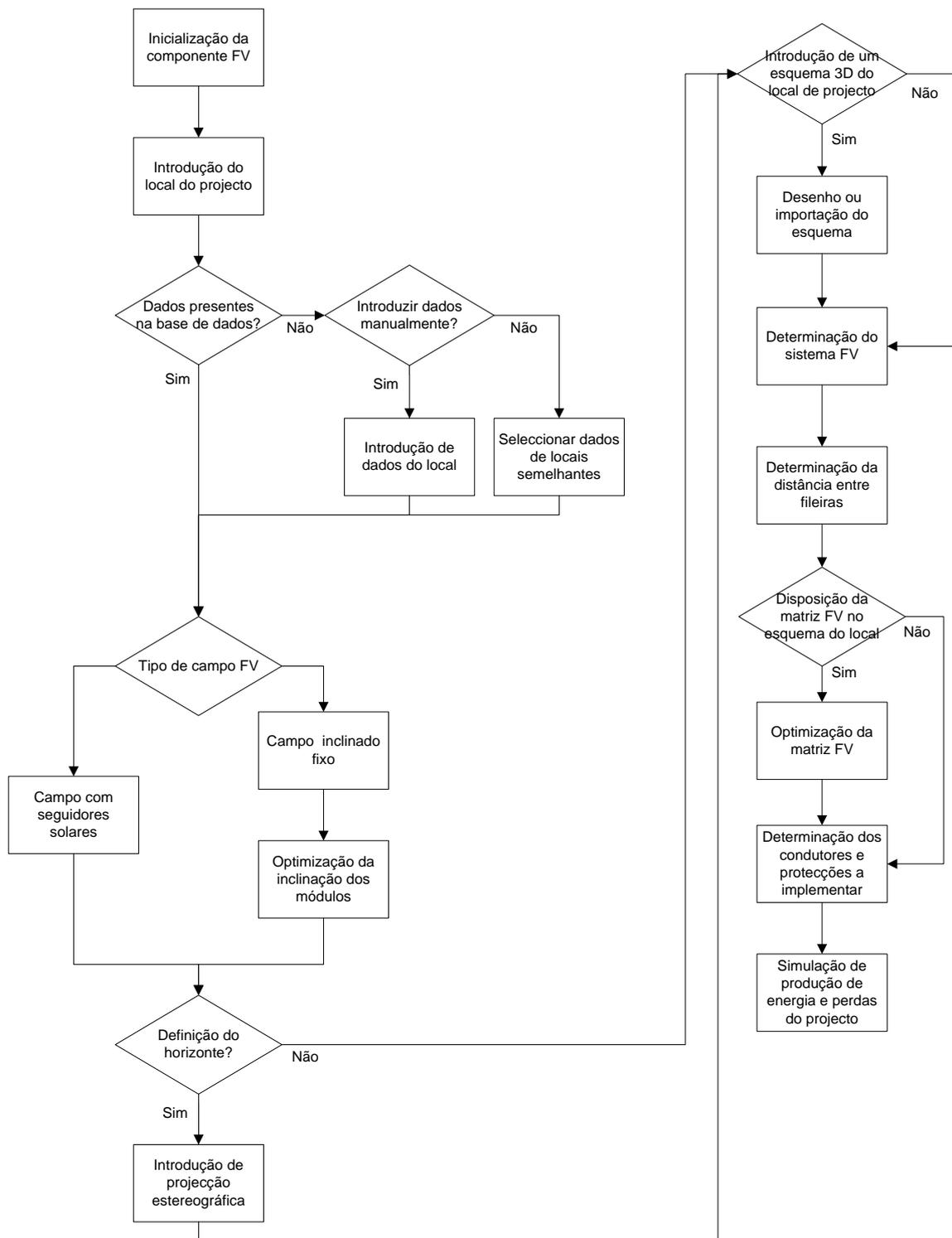


Figura 4.2 – Fluxograma de software FV.

A componente de dimensionamento de sistemas solar térmicos considerada para o desenvolvimento do software em questão, apresenta um raciocínio lógico demonstrado no fluxograma da figura 4.3.

Novamente, numa fase inicial devem ser definidas as condições iniciais do sistema, que através de uma base de dados meteorológica e da temperatura da água dos sistemas de distribuição, pode ser facilmente definida pela introdução do local de projecto. Nesta etapa deve também ser definida o tipo de sistema a instalar, podendo o utilizador seleccionar entre termosifão e circulação forçada.

As funcionalidades que permitem ao utilizador definir o horizonte e criar um esquema tridimensional do local de instalação, devem estar novamente presentes com o objectivo de reduzir o efeito de sombreamento nos colectores.

A determinação do consumo, sendo esta a variável mais significativa para o correcto dimensionamento de um sistema solar térmico, deve permitir ao utilizador a introdução de valores concretos tanto do volume de água como da temperatura a que esta é utilizada. Contudo, caso não estejam disponíveis valores reais, o software deve apresentar uma estimativa de acordo com a finalidade de instalação, por exemplo residencial ou para a restauração, permitindo a manipulação de diversos parâmetros de forma a obter um valor o mais próximo possível da realidade.

Segue-se a determinação dos componentes do sistema solar térmico, como o modelo e números de colectores a instalar, o número e volume dos depósitos, o comprimento e isolamento do circuito primário, a mistura do fluido térmico, entre outros. Após este processo o utilizador deve ter acessível uma funcionalidade de optimização, não só da inclinação e posição dos colectores mas também dos parâmetros dos restantes componentes.

No final deve ser realizada uma simulação económica do sistema com o objectivo de apresentar um relatório completo, composto pela vertente técnica e económica, que auxilie na determinação da viabilidade do projecto.

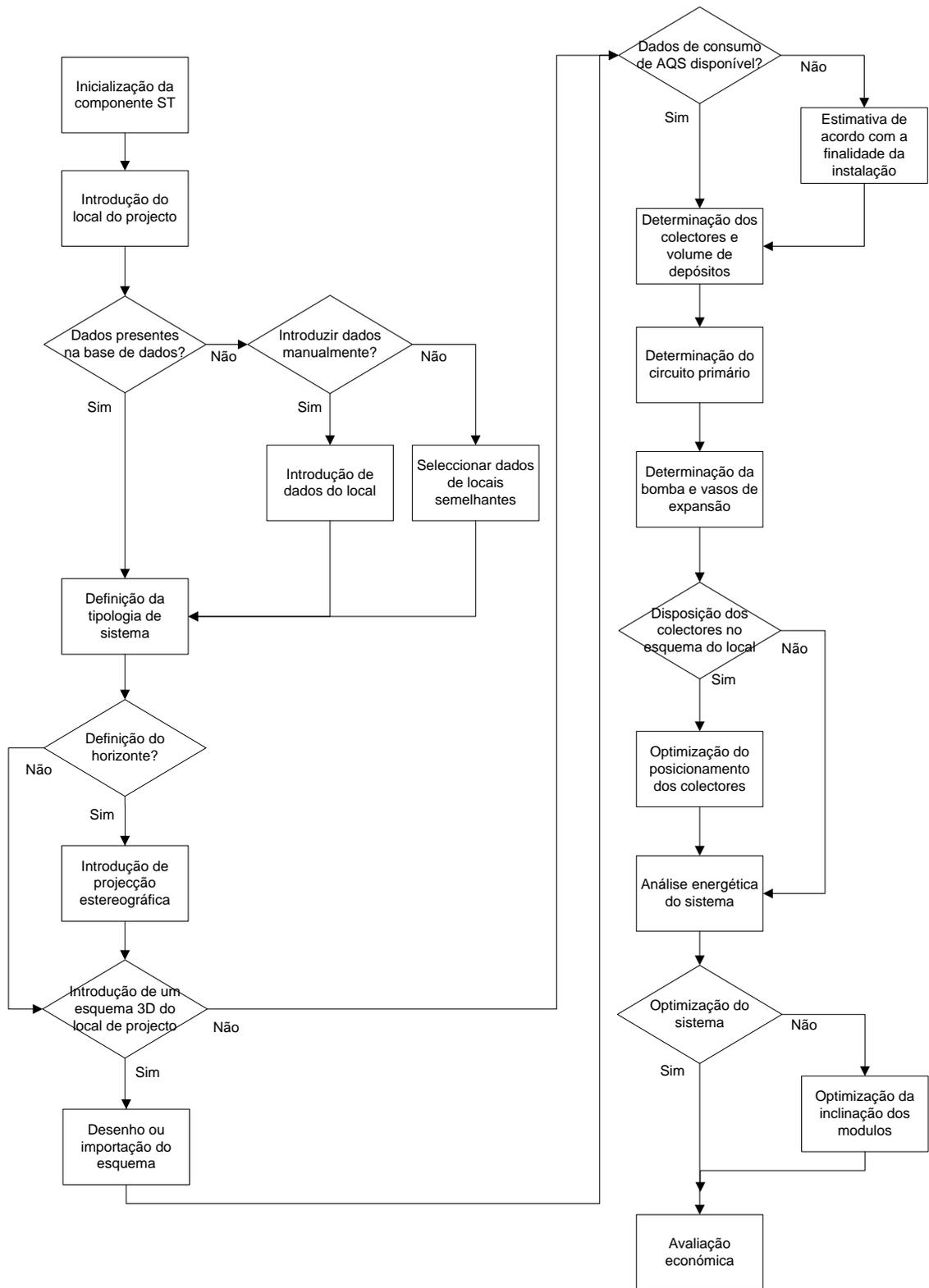


Figura 4.3 – Fluxograma de software ST

5. Conclusão

A presente dissertação apresenta uma metodologia empregue no desenvolvimento de um sistema solar fotovoltaico e solar térmico. Contudo, devido às inúmeras variáveis necessárias para um dimensionamento solar térmico preciso, conclui-se que a utilização de um software de simulação apresentaria melhores resultados.

A realização deste projecto permitiu encontrar soluções técnica e economicamente viáveis que satisfazem os requisitos do proponente, tanto na componente fotovoltaica e solar térmica como na conjugação de ambas.

Sendo a componente económica o factor de maior importância para o proponente para a escolha de um projecto, apresenta-se na tabela seguinte um resumo das avaliações económicas realizadas às diferentes soluções.

	Investimento	VAL	ROI	TIR
Solar FV – 3 Inversores Monofásicos	35501,39	6,01	2,31	16%
Solar FV – 2 Inversores Trifásicos	38292,26	6,52	1,98	15%
Solar Térmico – FS 75%	15227,95	9,44	1,40	11%
Solar Térmico – FS 60%	13088,00	10,05	1,17	10%
Optimizado – 2 Inversores Monofásicos	40170,53	7,33	1,83	14%
Optimizado – 1 Inversor Trifásico	39939,87	7,44	1,78	13%

Tabela 5.1 – Resumo das avaliações económicas das soluções obtidas.

Caso o proponente opte por instalar apenas a componente fotovoltaica, correspondente às componentes economicamente mais favoráveis, e apesar de ambas as soluções apresentarem vantagens na redução do efeito do sombreamento, a tipologia que emprega três inversores monofásicos apresenta vantagens técnicas na distribuição e ligação das fileiras facilitando a sua instalação. A tipologia em questão, apresenta também uma avaliação económica mais favorável pela qual seria a tipologia a recomendar.

No entanto, o sistema mais viável nas vertentes técnica, económica e ambiental, é o sistema optimizado que emprega dois inversores monofásicos, pois apesar de possuir um prazo de retorno superior ao sistema economicamente mais viável por aproximadamente um ano, apresenta o benefício de reduzir a intensidade energética da instalação e por consequente a pegada carbónica.

Num mundo onde cada vez mais se notam os efeitos das alterações climáticas, e cada vez mais ênfase se faz sobre a redução das emissões de GEE, a vantagem ambiental pode ser um factor diferenciador da empresa.

6. Bibliografia

- [1] United Nations Environment Programme (UNEP) - **Bridging the Emissions Gap**. UNEP, 2011. 10 p. ISBN: 978-92-807-3229-0
- [2] SOUSA, Filipe Alexandre de; OLIVEIRA, Manuel Â. S. de - **Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica**. 2ª ed. Porto: PUBLINDUSTRIA, 2011. ISBN: 9789728953782
- [3] GREENPRO - **Energia Fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. 2004
- [4] QUASCHNING, Volker – **Understanding Renewable Energy Systems**. 1ª ed. Londres: Earthscan, 2005. ISBN: 1-84407-136-7
- [5] DGGE - RTIEBT - **Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão**. 1ª ed. Lisboa: Certiel, 2006. ISBN: ISBN: 9789729518041
- [6] GREENPRO - **Energia Solar Térmica, manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. 2004
- [7] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) - **Planning and Installing Solar Thermal System: A guide for installers, architects and engineers**. 2ª ed. Londres: Earthscan, 2010. ISBN: 978-1-84407-760-1
- [8] LEBEÑA, Eduardo Perez; COSTA, Jorge Cruz – **Instalações Solares Térmicas: Curso de Instaladores Solares Térmicos**. Lisboa: INETI, 2006.
- [9] CALEFFI – **Technical Brochures: Expansion vessels 01079/01**. Fontaneto d'Agogna. [Consult. 22 Setembro 2012]. Disponível em WWW:<URL: http://www.caleffi.it/en_IT/Technical_brochures/01079/01079.pdf>.
- [10] LMSA, Engenharia de Edifícios, S.A. – **Mota-Engil: Central de Energia Fotovoltaica**. Lisboa, 2005.
- [11] ABB – **Technical Application Papers No. 10: Photovoltaic plants**. Bergamo, 2010.
- [12] ROSENBERGER, Andreas; WELTER, Philippe – **No two modules alike**. Aachen: Photon International. [Consult. 22 Setembro 2012]. Disponível em WWW:<URL: http://www.recgroup.com/pagefiles/8078/rec_photon_article_eng_2012.pdf>.
- [13] [Consult. 22 Setembro 2012]. **Plus X Award**. Disponível em WWW:<URL: http://plusaward.com/hof/products/hk/sonnenkraft_comforte.php>.