



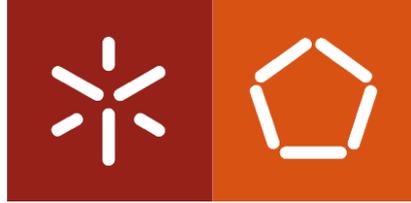
Universidade do Minho

Escola de Engenharia

Juseny Helena Borges Moura

**Projeto e Análise do Funcionamento de um
Sistema de Rega Fotovoltaico**

Novembro de 2021



Universidade do Minho

Escola de Engenharia

Juseny Helena Borges Moura

Projeto e Análise do Funcionamento de um Sistema de Rega Fotovoltaico

Dissertação de Mestrado

Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica

Trabalho efetuado sob a orientação do

**Professor Doutor Luís António Sousa Barreiros Martins e
Professora Doutora Ana Cristina Ferreira Magalhães**

Novembro de 2021

DIREITOS DE AUTOR E CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO TRABALHO POR TERCEIROS

Este é um trabalho académico que pode ser utilizado por terceiros desde que respeitadas as regras e boas práticas internacionalmente aceites, no que concerne aos direitos de autor e direitos conexos.

Assim, o presente trabalho pode ser utilizado nos termos previstos na licença abaixo indicada.

Caso o utilizador necessite de permissão para poder fazer um uso do trabalho em condições não previstas no licenciamento indicado, deverá contactar o autor, através do RepositóriUM da Universidade do Minho.

Licença concedida aos utilizadores deste trabalho



Atribuição

CC BY

<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais a quem dedico esta dissertação, pois foram eles que me proporcionaram a possibilidade de realizar esta minha etapa. Agradeço a educação que me proporcionaram e todo o carinho que me deram durante toda a minha vida;

Agradeço ao Professor Doutor Luís António de Sousa Barreiros Martins pela confiança, disponibilidade, ajuda e de todo o conhecimento que partilhou ao longo deste percurso tornando possível a realização deste trabalho;

Agradeço à Professora Doutora Ana Cristina Ferreira Magalhães pela dedicação, ajuda, orientação, e palavras de conforto nos momentos menos felizes;

Agradeço ao Engenheiro Carlos Costa pela ajuda, e por disponibilizar o *software* PVsyst que foi a peça chave da realização desta dissertação;

Agradeço ao meu irmão Carlos Júnior e os meus sobrinhos por todo o amor, carinho e apoio incondicional;

Agradeço à minha família pelo apoio;

Agradeço às minhas amigas Evelise Barbosa e Silviane Correia pelo companheirismo e amizade durante todos estes anos, espero um dia poder retribuir;

Agradeço ao meu colega Óscar Borges a quem estive presente desde o meu primeiro ano compartilhando momentos difíceis e momentos felizes;

Agradeço ao Engenheiro Héder Sanches por toda ajuda e disponibilidade;

Agradeço ao Engenheiro Ailton Lopes pela disponibilidade, ajuda e força nos momentos de desespero;

Agradeço ao Daniel Monteiro, Neryvaldo Galvão, Gabriela Fernandes, Miriam Veiga, Marybel Almeida, Telma Monteiro, Melissa Almada, Lya Domingos pela amizade, carinho e palavras de conforto.

A todos, muito obrigada!

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter atuado com integridade na elaboração do presente trabalho académico e confirmo que não recorri à prática de plágio nem a qualquer forma de utilização indevida ou falsificação de informações ou resultados em nenhuma das etapas conducente à sua elaboração.

Mais declaro que conheço e que respeitei o Código de Conduta Ética da Universidade do Minho.

RESUMO

O crescimento significativo da procura mundial de energia, introduziu uma pressão no consumo de energia de fontes fósseis, o que resultou nas consequências ambientais conhecidas. Nesse contexto, energias renováveis, como a solar, térmica, fotovoltaica, eólica e hidráulica surgiram como alternativas energéticas inevitáveis. O objetivo fundamental desta dissertação foi a análise de um sistema de produção de energia renovável para uma aplicação de rega. Para o efeito, dimensionou-se uma instalação fotovoltaica para suprimir as necessidades de rega, tentando atingir o melhor compromisso entre a produção da unidade fotovoltaica e o perfil de consumo de energia.

O Decreto-de-Lei n. °153/2014 veio regulamentar e potenciar o autoconsumo energético, permitindo a qualquer empresa ou particular produzir a sua própria eletricidade e reduzir os encargos financeiros com esta despesa mensal. Deste modo, o autoconsumo veio possibilitar aos consumidores/empresas reduzirem a sua dependência das variações de preço de mercado da eletricidade.

Iniciou-se pelo estudo de um sistema de rega já existente e do seu perfil de consumo energético em função das necessidades de rega de uma plantação de mirtilos. Em 2017, foi instalada uma unidade de produção para autoconsumo, utilizando tecnologia fotovoltaica e com uma potência instalada de 3 kWp em Baião, região de Vilamoura. Todos os componentes do sistema foram caracterizados e foi estimado o consumo de energia elétrica com vista ao estudo do funcionamento ótimo do sistema de rega, otimizando-o para as horas de maior exposição e produção solar. Foi utilizado o *software* PVsyst para a modelação do caso de estudo através da seleção e dimensionamento dos componentes da instalação, considerando a localização e os dados meteorológicos obtidos pelo programa comercial *Meteonorm*. A simulação com o PVsyst permitiu estimar a energia disponível à saída do inversor, a energia injetada na rede e a energia requerida da rede para suprimir as necessidades de consumo nos períodos sem produção. Por fim foi avaliada a viabilidade económica do projeto, analisando três principais cenários de funcionamento.

Em termos de resultados, estimou-se um consumo de 3582 kWh/ano, sendo que o sistema tem uma produção anual de 4514 kWh à saída do inversor. A energia excedente e que potencialmente poderia ser injetada na rede, corresponde a 1973 kWh/ano. Do ponto de vista económico, a viabilidade do sistema está condicionada pelos elevados custos de investimento.

PALAVRAS-CHAVES: Sistemas solares fotovoltaico, Irrigação, PVsyst, UPAC, Análise económica.

ABSTRACT

The significant growth in world energy demand has introduced pressure on the consumption of energy from fossil fuels, which has resulted in the well-known environmental consequences. In this context, renewable energies such as solar, thermal, photovoltaic, wind and hydroelectric have emerged as unavoidable energy alternatives. The main objective of this dissertation is the analysis of a renewable energy production system for an irrigation application. For this purpose, a photovoltaic installation was designed to suppress the irrigation needs, trying to reach the best balance between the electricity produced by the photovoltaic and the energy consumption profile.

The Decree-of-Law n. °153/2014 came to regulate and boost energy self-consumption, allowing any company or final consumer to produce their own electricity and, thus, reduce the financial burden of this monthly expense. In this way, self-consumption made it possible for consumers/companies to reduce their dependence on electricity market price variations.

The study began with the analysis of an existing irrigation system and its energy consumption profile, depending on the irrigation needs of a blueberry plantation. In 2017, a production unit for self-consumption was installed, using photovoltaic technology and with an installed capacity of 3 kWp in Baião, Vilamoura region.

All system components were characterized and the electricity energy consumption was estimated with a regarding the optimal functioning of the irrigation system, aiming its optimization for the periods of greater solar exposure and energy production. The PVSyst software was used to model the case study through the selection and dimensioning of the installation's components, considering the location and meteorological data obtained by the commercial program, Meteonorm. The simulation with PVSyst allowed estimating the energy available at the inverter exit, the energy injected into the grid and the energy required from the grid to suppress consumption needs in periods without production. Finally, the economic feasibility of the project was evaluated, where three main operating scenarios were evaluated. It was estimated a consumption of 3582 kWh/year and the system has an annual production of 4514 kWh at the inverter outlet. The excess energy that can potentially be injected into the grid corresponds to 1973 kWh/year. From the economic point-of-view, it was concluded that the PV system viability is conditioned by the high investment costs.

KEYWORDS: Photovoltaic solar systems, Irrigation, PVSyst, UPAC, Economic analysis.

ÍNDICE

Agradecimentos.....	iv
Resumo.....	vi
Abstract.....	vii
Índice.....	viii
Índice de Figuras.....	x
Índice de Tabelas.....	xiii
Lista de Abreviaturas.....	xiv
Lista de símbolos.....	xv
1. Introdução.....	16
1.1 Enquadramento da dissertação.....	16
1.2 Objetivos.....	17
1.3 Metodologia da investigação.....	18
1.4 Estrutura da dissertação.....	19
2. Revisão bibliográfica.....	20
2.1 Radiação solar.....	20
2.1.1 Movimento relativo da Terra.....	21
2.1.2 Declinação solar.....	21
2.1.3 Ângulo de incidência da radiação solar.....	23
2.1.4 Altura do sol.....	24
2.1.5 Ângulo de azimute.....	24
2.1.6 Orientação dos módulos solares.....	25
2.2 O potencial fotovoltaico em Portugal.....	26
2.3 Tecnologia fotovoltaica.....	27
2.3.1 Tipos de células fotovoltaicas.....	28
2.3.3 Influência da irradiância.....	31
2.3.4 Influência da temperatura.....	32
2.4 Tipologias de sistemas fotovoltaicos.....	33
2.4.1 Sistemas isolados.....	33
2.4.2 Sistemas híbridos.....	34
2.4.3 Sistemas ligado à rede.....	35
2.5 Legislação aplicável em Portugal.....	36

2.6	Sistemas fotovoltaicos em aplicações de rega	41
2.7	Caracterização do <i>software</i> PVsyst.....	43
3.	Caracterização e definição do caso de estudo.....	45
3.1	Localização e clima	45
3.2	Componentes do sistema de rega fotovoltaica.....	46
3.2.1	Bomba do poço (bomba 1)	47
3.2.2	Bomba de rega (bomba 2).....	47
3.2.4	Ventilador-insuflador	48
3.2.6	Inversor.....	49
3.3	Perfil de consumo anual do sistema em estudo	50
3.4	Configuração e modelação do caso de estudo no PVsyst.....	53
3.4.1	Definição dos parâmetros geográficos e meteorológicos	53
3.4.2	Seleção do módulo fotovoltaico e inversor	56
3.4.3	Configuração e simulação do sistema	57
4.	Análise e discussão de resultados	60
4.1	Análise do desempenho energético do sistema FV	60
4.2	Análise de sensibilidade	67
4.2.1	Avaliação da inclinação dos painéis fotovoltaicos.....	67
4.2.2	Avaliação da geração de energia elétrica com diferentes sistemas de orientação.....	69
4.2.3	Avaliação da instalação com diferentes modelos de painéis FV	75
4.2.4	Avaliação da instalação com diferentes modelos dos inversores	77
5.	Avaliação económica.....	80
5.1	Definição do modelo económico	81
5.2	Resultados da análise económica	83
6.	Conclusões e perspetivas de trabalho futuro.....	87
6.1	Principais conclusões	87
6.2	Trabalho futuro	89
	Referências Bibliográficas	90
	Anexo1 – Características dos equipamentos	95
	Anexo 2 – Relatórios PVsyst.....	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Representação esquemática das componentes constituintes da radiação global incidente numa superfície [5].	20
Figura 2 - Campo magnético da Terra e os seus polos geográficos [6].	21
Figura 3 - Declinação solar relativamente ao eixo do Equador [7].	22
Figura 4 - Fórmulas para calcular o ângulo de inclinação [8].	22
Figura 5 - Ângulos característicos da geometria da radiação solar [4].	23
Figura 6 - Variação da altura do Sol [7].	24
Figura 7 - Ângulo de azimute: representação geométrica e expressão de cálculo [10].	25
Figura 8 - Potencial da energia solar fotovoltaica na Europa [13].	26
Figura 9 - Evolução da potência instalada de sistema FV em Portugal, em MW, entre 2012 e 2021 [15].	27
Figura 10 - Célula de silício monocristalino [18].	28
Figura 11 - Célula de silício policristalino [18].	29
Figura 12 - Silício amorfo [20].	30
Figura 13 - Influência da variação da irradiação solar na curva I-V (temperatura: 45°). Base de dados do software PVsyst.	31
Figura 14 - Influência da variação da irradiação solar na curva P-V (temperatura: 45°). Base de dados do software PVsyst.	32
Figura 15 - Curva I-V para diferentes temperaturas à irradiância de 1000 W/m ² . Base de dados do software PVsyst.	32
Figura 16 - Configuração de um sistema FV [21].	33
Figura 17 - Sistema isolado típico [22].	34
Figura 18 - Sistema solar híbrido [7].	34
Figura 19 - Sistema fotovoltaico ligado à rede.	36
Figura 20 - Exemplo de uma UPAC.	37
Figura 21 - Representação de um diagrama de produção diária/consumo [29].	38
Figura 22 - Requisitos de uma UPAC [28].	39
Figura 23 - Esquema de sistema de bombagem Solar [38].	42
Figura 24 - Fluxograma das etapas de simulações no software PVsyst.	44
Figura 25 - Localização do caso de estudo em Portugal.	45

Figura 26 - Esquema da instalação rega da plantação de mirtilos.	46
Figura 27 – Charca de armazenamento.	47
Figura 28 - Bomba da rega da marca ALANOL, modelo monofásico EH 9/4.	47
Figura 29 - Bomba de Fertirrigação da marca GAMAR (inferior) e ventilador-insuflador (superior).	48
Figura 30 - Ventilador Insuflador da marca GAER.	49
Figura 31 – Potência média hora-a-hora para o mês de março, abril, maio e setembro.	50
Figura 32 – Potência média hora-a-hora para o mês de junho.	51
Figura 33 - Potência média hora-a-hora para o julho e agosto.	52
Figura 34 - Perfil de consumo de consumos mensais.	53
Figura 35 - Georreferenciação do local instalado. Software PVsyst.	54
Figura 36 - Parâmetros de localização geográfica, meteorologia mensal PVsyst.	55
Figura 37 - Definição da inclinação da instalação.	56
Figura 38 - Escolha dos componentes do sistema fotovoltaico no software PVsyst.	57
Figura 39 - Definição de perdas do sistema fotovoltaico.	58
Figura 40 - Definição das perdas do sistema fotovoltaico por sujidade dos módulos.	58
Figura 41 - Diagrama de Grassman do sistema FV.	62
Figura 42 - Comparação entre a energia elétrica injetada na rede, necessidades de energia elétrica do consumidor e energia elétrica consumida da rede.	63
Figura 43 - Comparação entre a energia elétrica injetada na rede, necessidades de energia elétrica do consumidor e energia elétrica consumida da rede para um dia de céu limpo julho.	64
Figura 44 - Comparação entre a energia elétrica injetada na rede, necessidades de energia elétrica do consumidor e energia elétrica consumida da rede para um dia de céu limpo junho.	65
Figura 45 - Comparação entre a energia injetado na rede, necessidade energética do consumidor e energia da rede para início de equinócios de setembro (Outono).	65
Figura 46 - Otimização para o ano todo para inclinação 35° e azimute 0°.	66
Figura 47 - Otimização para verão com inclinação de 25° e azimute 10°.	67
Figura 48 - Variações verificadas consoante alteração da inclinação do painel fotovoltaico, considerando o ano total.	69
Figura 49 - Seguidor de eixo horizontal [41].	70
Figura 50 - Configuração do sistema seguidor de eixo horizontal no PVsyst.	70
Figura 51 - Seguidor de eixo polar [41].	71
Figura 52 - Configuração do sistema de eixo polar imposto pelo PVsyst.	71

Figura 53 - Seguidor de 2 eixos [41].	72
Figura 54 - Configuração do sistema seguidor de dois eixos imposto pelo PVsyst.	72
Figura 55 - Alterações verificadas consoante a variação do sistema.	74
Figura 56 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante alteração tipo de painel fotovoltaico.	77
Figura 57 - Energia injetada na rede e PR do sistema conforme alteração tipo de inversor.	79
Figura 58 - Análise do VAL e do PRI considerando uma redução do investimento de 50% e 75% considerando os cenários economicamente menos agravados, cenário 1 e cenário 2 (mantendo todas as restantes condições do estudo inalteradas).....	85

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Orientação do painel face ao tipo de necessidade na instalação [11].	25
Tabela 2 - Metas nacionais de Portugal para o horizonte 2030 [14].	27
Tabela 3 - Vantagens e desvantagens de um sistema híbrido [24].	35
Tabela 4 - Diferença entre UPAC e UPP.	38
Tabela 5 - Propriedades elétricas dos módulos.	49
Tabela 6 - Propriedades elétricas do Inversor.	49
Tabela 7 - Cargas diárias para mês de março.	50
Tabela 8 - Potência média hora-a-hora [kW], para março, abril, maio e setembro de segunda a sábado e domingo.	51
Tabela 9 - Potência média hora-a-hora [kW] para mês de junho de segunda a sábado e domingo.	51
Tabela 10 - Potência média hora-a-hora [kW] para mês de julho e agosto de segunda a sábado e domingo.	52
Tabela 11 - Consumos mensais.	53
Tabela 12 - Resultados da simulação do sistema fotovoltaico.	60
Tabela 13 - Valores de energias para cada dia analisada.	66
Tabela 14 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para as diferentes inclinações propostas.	68
Tabela 15 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para os diferentes tipos de configurações de sistemas fotovoltaicos, incluindo a configuração real.	73
Tabela 16 - Tabela representativa dos tipos de painéis escolhidos e as suas características.	75
Tabela 17 - Comparação de cada simulação realizada para os diferentes modelos de painéis propostos.	76
Tabela 18 - Tabela representativa dos tipos de inversores escolhidos e a sua composição.	77
Tabela 19 - Simulação realizada para os diferentes modelos dos inversores propostos no PVsyst.	78
Tabela 20 - Preços dos produtos instalados.	82
Tabela 21 - Tarifas aplicadas para os três cenários considerados na análise económica.	83
Tabela 22 - Resultados dos cash-flows envolvidos nos 3 cenários em estudo.	84
Tabela 23 - Resultados da análise económica considerando o cálculo dos indicadores económicos para os 3 cenários.	85

LISTA DE ABREVIATURAS

Abreviação	Descrição	Unidades
BT	Baixa tensão	
CA	Corrente Alternado	
CdTe	Telureto de Cádmio	
CIGS	Índio e Gálio	
CER	Comunidades de Energia Renovável	
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio	
CSV	Valores Separados por Vírgula	
DC	Corrente contínua	
DGEG	Direção Geral de Geologia e Energia	
FT	Fator de transposição	[%]
FV	Fotovoltaico	
<i>Grid-connected</i>	Conectado à rede	
IAM	<i>Incidence Angle Modifier</i>	
ISC	Corrente de curto-circuito	
I-V	Corrente - Tensão	
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>	[€]
<i>LID</i>	<i>Light Induced Degredation</i>	
MPP	<i>Maximum Powerpoint Tracker</i>	
MT	Media Tensão	
Off-grid	Sistema isolado	
P-V	Potencia - Tensão	
PVsyst	<i>Photovoltaic System</i>	
PR	<i>Performance Ratio</i> (Rácio de desempenho)	[%]
PRI	Período de Retorno do Investimento	
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público	
RP	Resistência em paralelo	
RS	Resistência em serie	
<i>Solling loss</i>	Perdas por sujidade	
STC	<i>Standard Test Conditions</i>	

TIR	Taxa Interna de Rentabilidade	[%]
Tamb	Temperatura ambiente	°C
UPP	Unidade de Pequena Produção	
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo	
VAL	Valor Atual Líquido	[€]

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos	Descrição	Unidades
d	Número de dias a contar desde 1 de janeiro	
hs	Ângulo horário solar	[°]
Hmáx	Altura máxima	
Q	Caudal	[m ³ /h]
PMPP	Potência Pico	[Wp]
Vmpp	Tensão de máxima potência	[V]
Voc	Tensão de circuito aberto	[V]
Wp	Watt pico	[W]
Símbolos grego		
α	Altura do sol	
ε	Excentricidade	
β	Inclinação do painel	[°]
φ	Latitude	
γ	Ângulo azimute da superfície	[°]
δ	Ângulo de declinação	[°]
θ_z	Ângulo de zénite solar	[°]
θ	Ângulo de incidência	[°]
γ_s	Ângulo azimute do sol	[°]

1. INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento da dissertação

A agricultura modernizada fez um grande esforço para reduzir o consumo de água, resultando na aplicação de sistemas que implicam o aumento do consumo de eletricidade. Como consequência, a sua competitividade está em risco devido ao aumento dramático do preço da eletricidade proveniente das fontes de energia convencionais na última década.

Agricultores, cooperativas, comunidades de irrigação e agroindústrias estão à procura de soluções no domínio das energias renováveis e, especialmente, da energia fotovoltaica devido à sua diminuição de preço e elevada fiabilidade [1].

O impacto ambiental da irrigação de culturas tem sido estudado por vários autores que constataram que a obtenção de uma produção alimentar sustentável incluiu melhorias na utilização da água de irrigação e na eficiência da bombagem [2]. Foram exploradas diferentes abordagens com o objetivo de melhorar eficiência energética da irrigação na agricultura. Vários estudos propuseram alternativas no setor da irrigação, como é o caso dos sistemas de rega gota-a-gota ou aproveitamento de desníveis para aplicação do princípio de rega por gravidade, para reduzir as necessidades energéticas das explorações agrícolas [2].

Um dos maiores desafios do futuro próximo é obter a quantidade de energia limpa necessária para tentar conter os efeitos do aquecimento global, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e aliviar o impacto económico da subida dos preços da energia. Durante as últimas três décadas, as Nações Unidas têm reunido quase todos os países do mundo em cimeiras globais acerca do clima, às quais se deram o nome de COP (*Conference Of the Parties*). A COP26 representa o momento em que os países apresentarão os seus planos atualizados de redução de emissões com o reconhecimento de que os compromissos do Acordo de Paris não serão suficientes para limitar o aquecimento global médio a 1.5°C. A COP26 tem quatro objetivos fundamentais: (1) o primeiro é assegurar a neutralidade carbónica global até meados do século XXI e manter o aumento da temperatura média abaixo dos 1.5°C; (2) o segundo é assegurar a adaptação ajustada à proteção das comunidades e habitats naturais; (3) o terceiro é assegurar a mobilização do financiamento; e (4) a cooperação para enfrentar os desafios da crise climática [3].

O aumento de interesse na energia solar fotovoltaica deve-se às contínuas melhorias no desenvolvimento da tecnologia (a nível de manufatura, redução de custos dos sistemas e dos módulos FV (Fotovoltaicos))

e estima-se que o custo de utilização e operação dos sistemas FV baixe 57% até 2025, comparativamente a 2015.

O DL n°153/2014 veio introduzir alterações significativas ao funcionamento dos sistemas de produção de energia elétrica de origem renovável, ao deixar de incentivar a venda total da eletricidade produzida, a um preço constante e bonificado, à rede elétrica (*Feed In Tariff* – FIT).

A filosofia da nova regulamentação é dirigida para o autoconsumo, levando a que a viabilidade do investimento numa nova unidade dependa da concordância entre o perfil diário de consumo e o perfil da produção de eletricidade renovável. Esta concordância é mais fácil de atingir ao aplicar numa unidade solar fotovoltaica a funcionar em regime de autoconsumo com a instalação de armazenamento de água em altura e posterior rega por gravidade e/ou bombagem, como é o caso de muitas instalações de rega gota a gota existentes no País.

1.2 Objetivos

Com esta dissertação pretende-se analisar um sistema de rega já existente e dimensionar uma instalação fotovoltaica para suprimir as necessidades de rega, tentando atingir o melhor compromisso entre a produção e o perfil de consumo. Assim sendo, para o desenvolvimento deste projeto de dissertação pretende-se atingir os seguintes objetivos específicos:

- Efetuar uma análise bibliográfica sobre a tecnologia fotovoltaica, a evolução das soluções usadas no aproveitamento da energia fotovoltaica e sobre energia fotovoltaica em Portugal. Adicionalmente pretende-se analisar a implementação dos sistemas FV em aplicações de rega;
- Pesquisar sobre diferentes regimes de funcionamento dos sistemas fotovoltaicos: a abordagem sobre UPAC (Unidades de Produção para Autoconsumo), UPAC enquanto sistema isolado, UPAC com ligação à rede elétrica pública;
- Efetuar a análise dos consumos energéticos da instalação de rega, tendo como objetivo e definição de um perfil de consumos horário adequado às necessidades reais de rega;
- Efetuar o dimensionamento da instalação fotovoltaica através do *software* PVsyst, analisando previamente as condições de instalação do local de instalação do sistema fotovoltaico e tendo em conta algumas condições, nomeadamente: a área disponível para a unidade fotovoltaica, a existência de obstáculos e sombreamentos, as condições de irradiação solar e a localização da instalação;

- Estudar o funcionamento do sistema de rega de forma a otimizá-lo para as horas de maior exposição e produção solar, utilizando um sistema de monitorização e gestão de energia adequado, permitindo assim o projeto de uma UPAC solar fotovoltaica, com base no perfil de produção e consumo de eletricidade;
- Estudar a viabilidade económica do projeto através do *software* PVsyst e folha de cálculo Excel, tendo em consideração o dimensionamento do sistema e os diferentes cenários de rentabilização da energia produzida pelo FV e requerida da rede.

1.3 Metodologia da investigação

O projeto de dissertação foi desenvolvido recorrendo a duas principais metodologias de investigação. A primeira correspondeu ao estudo da teoria fundamentada sobre o aproveitamento da energia solar e os fundamentos e tecnologias aplicadas para o seu uso a partir da instalação de sistemas fotovoltaicos. Esta revisão incluiu adicionalmente uma verificação da legislação em vigor em Portugal, nomeadamente sobre os regimes de utilização dos sistemas, analisando as implicações do autoconsumo e da venda de energia à rede.

Após a conclusão da revisão, deve proceder-se com a definição do caso de estudo. Esta metodologia permite analisar um tópico dentro do seu contexto real, especialmente quando os limites entre o contexto necessitam de ser especificamente definidos. Assim, considerando o uso de sistemas fotovoltaicos para aplicações de rega, foram definidas as condições de fronteira do estudo, como a localização e as considerações de exposição solar que condicionam o potencial de produção de energia. Estes dados permitem quantificar o potencial de produção do sistema FV. De seguida foram analisados os consumos energéticos para definição do perfil de consumo da instalação e dimensionamento da instalação fotovoltaica. O conjunto das especificações foram assim definidas no *software* PVsyst de forma a simular e prever o comportamento do sistema, de acordo com os perfis de produção e de consumo. O uso do PVsyst permite assim analisar a quantidade de energia produzida pelo sistema, a energia que é consumida e a que é injetada na rede. O recurso à análise de sensibilidade de parâmetros através do uso destas metodologias de simulação permite melhorar a configuração do sistema com vista ao melhor *trade-off* entre os ganhos de eficiência e os requisitos de instalação.

1.4 Estrutura da dissertação

A presente dissertação está dividida em 6 capítulos organizados na seguinte configuração:

- No capítulo 1 é feito um enquadramento do tema e são estabelecidos os objetivos para a dissertação;
- No capítulo 2 é feita a revisão bibliográfica relativamente à radiação solar e a tecnologia fotovoltaica, tendo sido efetuada uma breve revisão das considerações tecnológicas de funcionamento dos sistemas FV. É explorada a legislação em vigor em Portugal relativamente à energia fotovoltaica, nomeadamente as Unidade de Pequena Produção (UPP) e as UPAC. Ainda nesse capítulo é efetuada uma caracterização do *software* usado, o PVsyst;
- No capítulo 3 é definido o caso de estudo, identificando todos os parâmetros geométricos e de dimensionamento do sistema fotovoltaico para a simulação no PVsyst;
- No capítulo 4 são apresentados os resultados da simulação, a análise de sensibilidade aos parâmetros;
- No capítulo 5 é realizado a análise de viabilidade económica do sistema;
- No capítulo 6 são tecidas conclusões e sugestões de trabalho futuro.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Como foi citado no capítulo 1, esta dissertação foca-se no projeto e análise do funcionamento de um sistema de rega FV. Para esse efeito, é essencial perceber os conceitos relacionados com a energia solar e os fundamentos associados aos sistemas de produção fotovoltaica. Sendo o sol a fonte de energia estudada nesta dissertação, torna-se essencial compreender as propriedades da radiação solar e o movimento da Terra em torno do Sol, de forma a garantir o maior proveito desta energia disponibilizada pelo mesmo.

2.1 Radiação solar

O Sol é a principal fonte de energia do nosso planeta, sem o qual a vida na terra não seria possível. A energia procedente do sol chega à terra na forma de radiação solar e estima-se que corresponde a uma quantidade anual de energia de $(1.5 \times 10)^8$ kWh[4]. Para ter uma pequena ideia de valores, a quantidade de energia solar que atinge a superfície da Terra corresponde, aproximadamente, a 10 000 vezes o consumo global de energia, ou seja, apenas 0.01% seria necessário utilizar desta energia para satisfazer a procura energética total da humanidade. A radiação solar divide-se em três partes (Figura 1), com características diferentes [5]:

Radiação direta: composta por todos os raios que são recebidos pelo recetor em linha reta com o sol;

Radiação difusa: é a luz solar recebida indiretamente, proveniente da ação da difração das nuvens, nevoeiro, poeiras em suspensão e outros obstáculos presentes na atmosfera;

Radiação refletida: é a radiação solar recebida sobre a superfície terrestre que é reenviada para o espaço sob a forma de energia refletida.

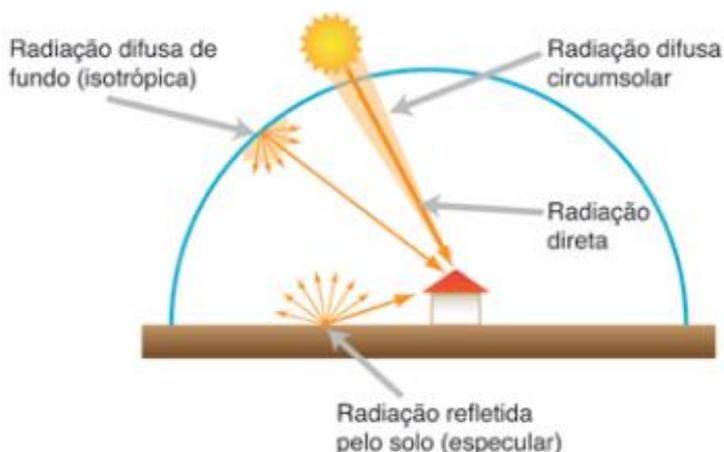


Figura 1 - Representação esquemática das componentes constituintes da radiação global incidente numa superfície [5].

2.1.1 Movimento relativo da Terra

A terra ao realizar o seu movimento de translação anual em torno do sol (Figura 2) descreve uma trajetória elíptica com uma pequena excentricidade ($\epsilon \approx 0.017$). Em relação ao plano normal à elipse, o seu eixo apresenta uma inclinação de aproximadamente 23.5° . Essa inclinação, juntamente com o seu movimento de translação, dá origem às estações do ano [4].

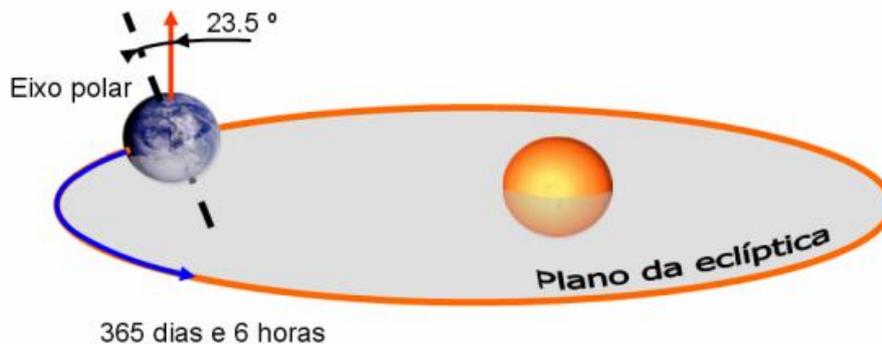


Figura 2 - Campo magnético da Terra e os seus polos geográficos [6].

2.1.2 Declinação solar

Sendo o movimento de translação da terra em torno do sol não perfeitamente circular, mas sim elíptico, este movimento de translação é responsável por quatro posições características, os quais são importantes para a análise da geometria solar: dois equinócios e dois solstícios, que representam a passagem para uma nova estação do ano.

Analisando o movimento aparente do Sol, ao meio-dia solar, ao longo do ano, verifica-se que o ângulo entre os seus raios e o plano do Equador varia entre $+23.5^\circ$ em torno do dia 21 de junho (solstício de verão no hemisfério norte), e -23.5° em 21 de dezembro (solstício de inverno no hemisfério norte). Este ângulo, denominado de declinação solar (δ), é positivo a Norte e negativo a Sul do Equador. Nos dias 21 de setembro (equinócio de outono) e 21 de março (equinócio de primavera), os raios solares alinham-se com o plano do Equador ($\delta = 0$). A Figura 3 ilustra a declinação solar nas quatro posições da terra ao longo do ano [4].

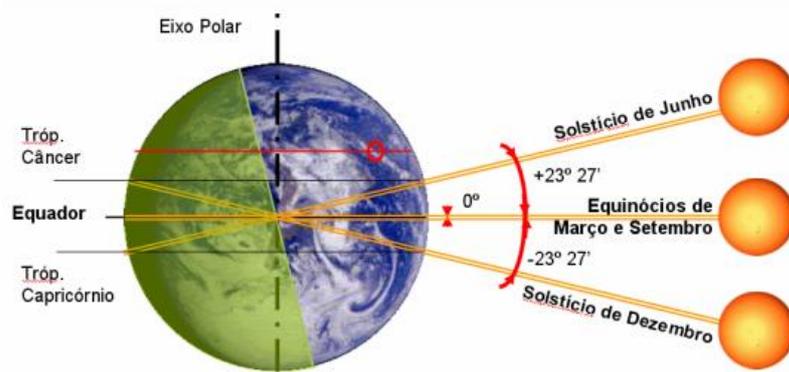


Figura 3 - Declinação solar relativamente ao eixo do Equador [7].

Desta forma, verifica-se que o ângulo de declinação (δ), varia sazonalmente com a inclinação da Terra em relação ao seu eixo de rotação e o seu posicionamento relativamente ao Sol. Este pode ser determinado com grande rigor através da equação (1), descrita em [8]:

$$\delta = -23.5^\circ \times \cos\left(\frac{360}{365} \times (d + 10)\right) \quad (1)$$

onde d é o dia do ano com 1 de janeiro como $d = 1$.

Existem muitos algoritmos para determinações mais precisas do ângulo de declinação, sobretudo para explicar o movimento elíptico da órbita da Terra. Eles são necessários apenas para concentradores que requerem um rastreamento mais preciso do sol. As várias formas de calcular o ângulo de declinação são representadas graficamente na Figura 4 [8].

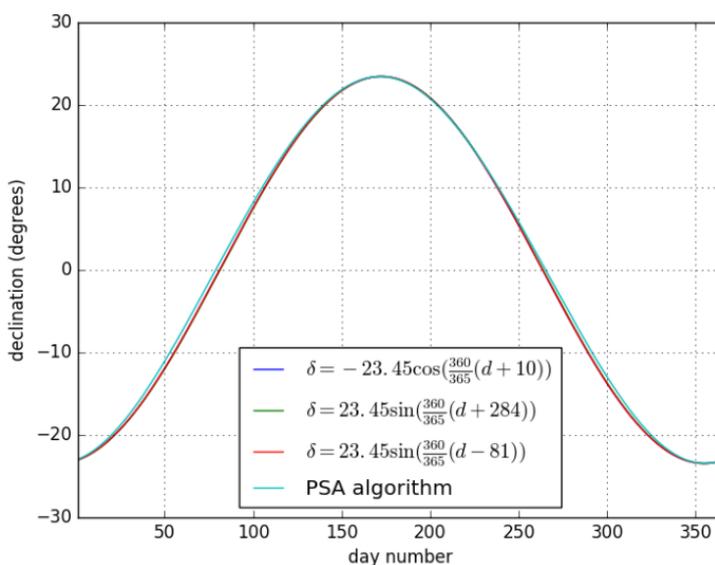


Figura 4 - Fórmulas para calcular o ângulo de inclinação [8].

2.1.3 Ângulo de incidência da radiação solar

O ângulo de incidência da radiação solar é o ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície do painel fotovoltaico. O ângulo de incidência pode ser calculado recorrendo à equação (2):

$$\cos \theta = \cos \beta \cdot \sin \delta \cdot \sin \varphi \quad (2)$$

onde,

β - inclinação do painel;

δ - declinação solar;

φ - latitude geográfica;

θ - ângulo de incidência.

A partir da Figura 5, pode-se observar os ângulos característicos tipicamente usados para análise da radiação solar ao longo do ano. Destacam-se:

- Latitude (φ) – ângulo entre a zênite e a linha do equador terrestre;
- Altura solar (α) – ângulo entre o raio solar e a sua projeção num plano horizontal;
- Ângulo de incidência (θ) – ângulo entre a radiação solar e a superfície captadora;
- Ângulo zenital (θ_z) – ângulo formado entre a radiação solar e a zênite;
- Ângulo azimutal da superfície (γ) – ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul;
- Ângulo azimutal do sol (γ_s) – ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul;
- Inclinação da superfície de captação (β) – ângulo entre o plano da superfície e o plano horizontal.

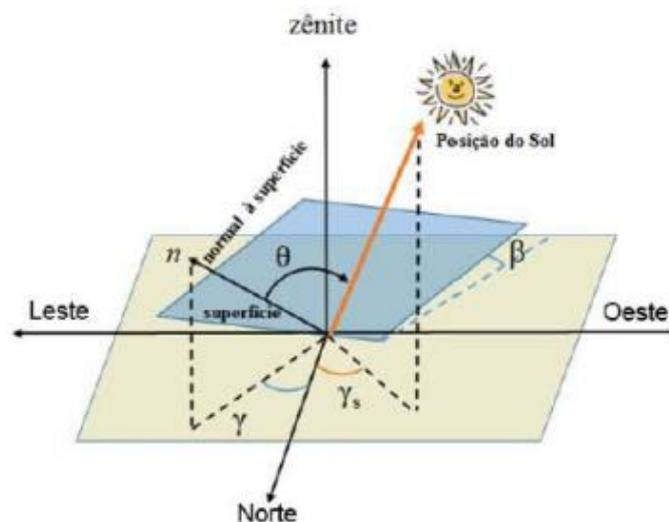


Figura 5 - Ângulos característicos da geometria da radiação solar [4].

2.1.4 Altura do sol

A altura do sol (α), referido anteriormente, é o ângulo entre o raio solar e a sua projeção num plano horizontal. Pode ser determinado conhecendo os valores do ângulo de declinação e o valor da latitude do local. A equação (3) permite calcular o valor da altura solar no hemisfério norte e sul, respetivamente:

$$\begin{aligned}\alpha &= 90 + \varphi - \delta s \\ \alpha &= 90 - \varphi + \delta s\end{aligned}\quad (3)$$

onde α representa a altura solar, φ a latitude do lugar e δs o ângulo de declinação solar. Por sua vez, a equação (4) permite o cálculo da altura solar com maior precisão:

$$\sin \gamma = \sin \varphi \cdot \sin \delta s + \cos \varphi \cdot \cos \delta s \cdot \cos h_s \quad (4)$$

onde h_s é o ângulo horário solar local ($^\circ$). Através da Figura 6 pode-se ver a variação da altura solar ao longo do ano.

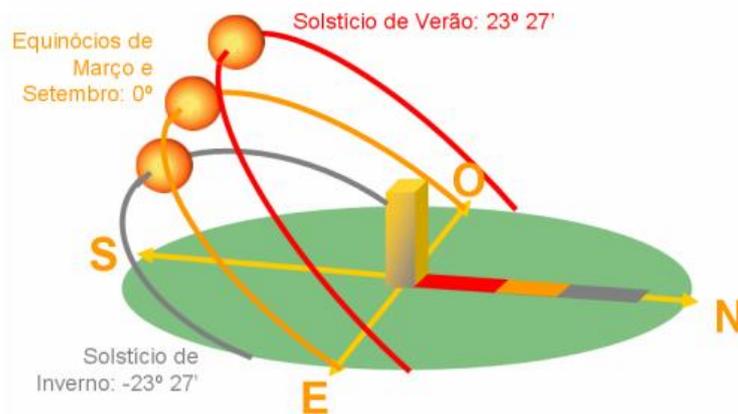


Figura 6 - Variação da altura do Sol [7].

2.1.5 Ângulo de azimute

O ângulo de azimute define a direção do movimento do Sol. Ao meio-dia, o Sol está virado a sul no hemisfério norte. O ângulo de azimute indica quantos graus as superfícies do painel fotovoltaico se desviam da direção sul exata [9]. A equação (5) permite obter o valor deste ângulo:

$$\sin a_s = \frac{\cos \delta s \cdot \sin h_s}{\cos \gamma_s} \quad (5)$$

onde a_s é o ângulo de azimute. A Figura 7 representa esquematicamente a consideração de cálculo do ângulo de azimute.

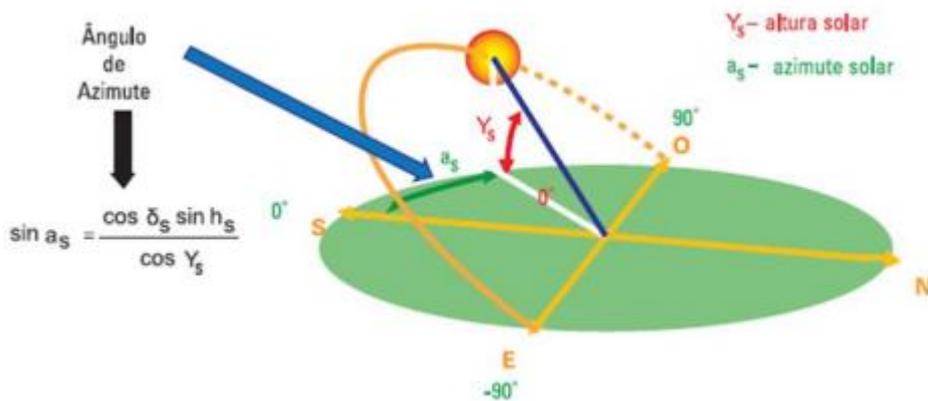


Figura 7 - Ângulo de azimute: representação geométrica e expressão de cálculo [10].

2.1.6 Orientação dos módulos solares

A radiação solar recebida numa superfície, depende da radiação incidente e da época do ano bem como do ângulo de inclinação do painel. Com a inclinação do painel na horizontal obtêm-se melhores resultados que com a colocação vertical. A inclinação dos painéis FV depende da latitude do local da instalação, da época do ano em que ele será usado e do facto de ter ou não seu próprio grupo gerador. Existe uma inclinação intermédia que maximiza a eficiência do painel e denomina-se ângulo ótimo de inclinação [9][10]. Este ângulo pode ser calculado de acordo com a equação (6):

$$\alpha = 3.7 + 0.69\varphi \tag{6}$$

onde, φ , representa a latitude do local. Caso não seja possível determinar este ângulo, a sua inclinação, fixa, é determinada pelo tipo de utilização como ilustra a Tabela 1.

Tabela 1 - Orientação do painel face ao tipo de necessidade na instalação [11].

Utilização	Inclinação
Verão (hotéis de temporada)	Latitude -15°
Inverno (aquecimento)	Latitude +15°
Anual (doméstico, outra não sazonal)	Latitude -5°

2.2 O potencial fotovoltaico em Portugal

Portugal, é um país localizado no sudoeste da Europa, cujo território situa-se no extremo da Península Ibérica [12]. É uma localização privilegiada, que faz de Portugal um dos países da Europa com maior disponibilidade de radiação solar, contabilizando um potencial de 2300 a 3000 horas de sol por ano. Por exemplo, no sul do país, podem-se atingir valores de irradiação superiores a 2200 kWh/m², como se pode observar na Figura 8 [13].

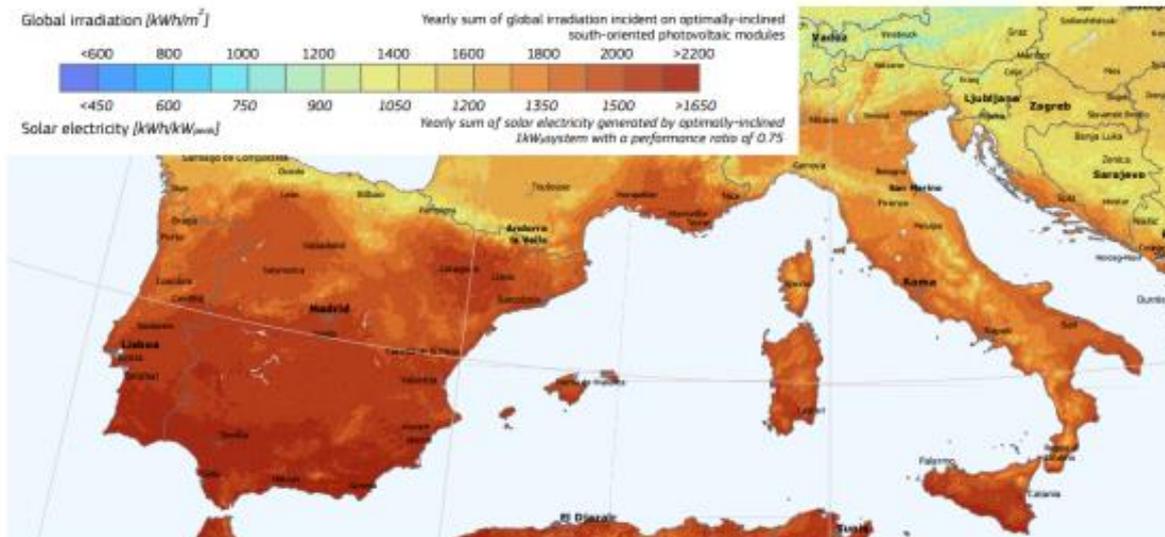


Figura 8 - Potencial da energia solar fotovoltaica na Europa [13].

Embora, o aproveitamento e estudo da energia solar tenha crescido significativamente nos últimos anos, este ainda não atingiu os valores desejados. Portugal tem caminhado no sentido de alcançar níveis cada vez mais elevados de incorporação de fontes renováveis nos vários setores, tendo alcançado uma quota total de incorporação bastante acima da média europeia e numa trajetória crescente nos últimos anos [14].

Segundo a DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, até maio de 2021, Portugal tinha uma potência instalada, proveniente de aplicações fotovoltaicas, de 1293 MW [15].

Pela Figura 9, verifica-se que desde 2012 a instalação de sistemas de energia fotovoltaica, em Portugal, tem vindo a crescer de forma gradual, motivado pela estratégia europeia, PNEC 2030, que surge no âmbito das obrigações estabelecidas pelo Regulamento da Governação da União da Energia e da Ação Climática, o qual prevê que todos os estados-membros elaborem e apresentem à Comissão Europeia os seus planos integrados em matéria de energia e de clima, com base em metas ambiciosas, mas exequíveis.

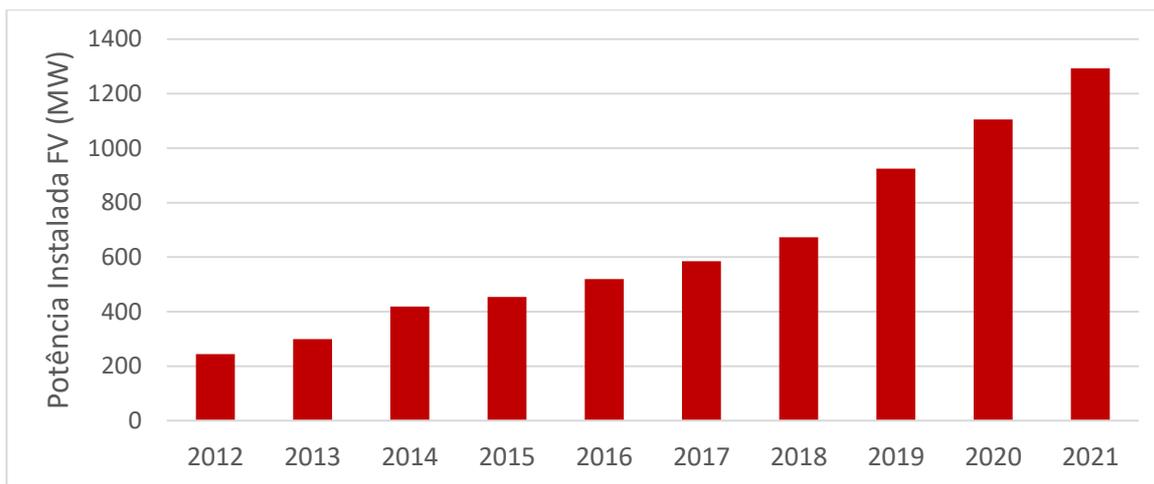


Figura 9 - Evolução da potência instalada de sistema FV em Portugal, em MW, entre 2012 e 2021 [15].

Portugal apresenta fortes argumentos para continuar a estar na vanguarda da transição energética e ter como objetivo uma economia neutra em carbono, razão pela qual têm defendido, quer a nível nacional quer a nível europeu, mais ambição para o horizonte 2030 na redução de emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE), na incorporação de fontes de energia renovável nos vários setores, na eficiência energética e na promoção das interligações, que se materializam nas seguintes metas [14], conforme apresentado na tabela 2.

Tabela 2 - Metas nacionais de Portugal para o horizonte 2030 [14].

Emissões (sem LULUCF¹ em relação a 2005)	Eficiência energética	Uso de Renováveis	Renováveis nos transportes	Interligações elétricas
-45% a -55%	35%	47%	20%	15%

2.3 Tecnologia fotovoltaica

A tecnologia do sistema FV permite a conversão da radiação solar em energia elétrica, através da tecnologia de células fotovoltaicas (efeito fotovoltaico). Trata-se de um tipo de energia renovável, inesgotável e não poluente, que pode ser gerado em instalações que incluem desde os pequenos geradores para autoconsumo até as grandes centrais fotovoltaicas. Esse efeito, segundo Edmond Becquerel, foi notado pela primeira vez em 1839 [16]. Becquerel expôs uma célula eletrolítica (composta por cloreto de prata em uma solução ácida conectada com eletrodos de platina) à luz solar, produzindo uma determinada voltagem e corrente elétrica.

¹Regulamento LULUCF diz respeito às emissões resultantes das atividades relacionadas com o uso do solo, com a alteração do uso do solo e com as florestas no quadro relativo ao clima e à energia.

A descoberta de que materiais destes tipos reagem à luz solar foi uma base fundamental para a tecnologia solar moderna [17]. Para esse efeito, utiliza-se um dispositivo semiconductor designado de célula solar ou célula fotovoltaica, e que pode conter silício monocristalino, policristalino ou amorfo, ou outros materiais semicondutores de camada fina.

2.3.1 Tipos de células fotovoltaicas

As células solares aplicadas em tecnologia fotovoltaica pode ser dividida em 3 subcategorias distinguindo as células existentes segundo o seu tipo:

- 1º geração: Célula de silício monocristalino e policristalino;
- 2º geração: Células de película fina;
- 3º geração Células multijunções, células orgânicas, polímeros.

Células de silício monocristalino

As células de silício monocristalino (Figura 10), denominadas células de 1º geração, são obtidas a partir de um único cristal de silício puro e alcançam a máxima eficiência, entre 18% e 20% em média [5]. As células feitas com silício são historicamente as mais utilizadas, cerca de 60% do mercado, e comercializadas como conversor direto de energia solar em eletricidade. O processo de fabricação da célula de silício começa com a extração do cristal de dióxido de silício e seguidamente é desoxidado em grandes fornos, purificado e solidificado. Este processo atinge um grau de pureza entre 98 e 99%, o que é eficiente sob o ponto de vista energético e custo. O silício para funcionar como componente integrante das células fotovoltaicas precisa de outros semicondutores e de um grau de pureza maior, devendo chegar ao valor de 99,9999% [16].



Figura 10 - Célula de silício monocristalino [18].

Células de silício policristalino

As células de silício policristalinos (Figura 11), denominadas células de 1º geração, são constituídas por elevados números de pequenos cristais da espessura de um cabelo humano. Este tipo células tem uma quota de mercado de 30%. As células de silício policristalino são mais baratas em comparação com as de silício monocristalino por exigirem um processo de preparação das células menos rigoroso. A eficiência, no entanto, cai um pouco em comparação as células de silício monocristalino [7].

O processo de pureza do silício utilizado na produção das células de silício policristalino é semelhante ao processo do silício monocristalino, o que permite obtenção de níveis de eficiência compatíveis. As técnicas de fabricação de células policristalinas, basicamente, são as mesmas usadas na fabricação das células monocristalinas, mas com menor rigor de controlo [16].

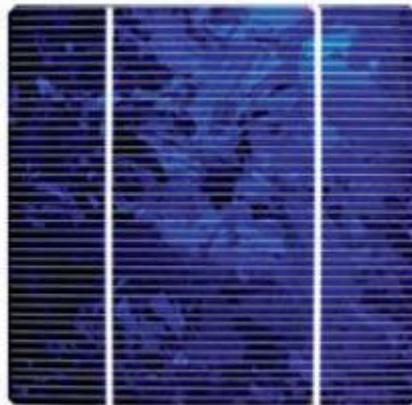


Figura 11 - Célula de silício policristalino [18].

Células de películas finas

As células solares de películas finas, denominadas células de 2º geração, são fabricados com diferentes métodos de deposição de vários substratos. Nas células de película fina os semicondutores, como o silício amorfo (Figura 12), seleneto de cobre e índio (CIS) e o telureto de cádmio (CdTe), são aplicados em camadas finas num substrato de vidro.

A célula de silício amorfo diferencia-se das demais células de silício por ser mais barato, mas menos eficiente que a tecnologia c-Si convencional. No entanto, melhorou significativamente ao longo dos anos. A eficiência da célula de laboratório para CdTe e CIGS (Índio e Gálio) ultrapassa atualmente os 21%, superando o silício multicristalino, o material predominantemente usado na maioria dos sistemas solares fotovoltaicos. A película fina tem como vantagem ser mais leve quando comparada com os produtos da 1º geração, permitindo aplicações em fachadas de edifícios [19].

Por apresentar uma absorção da radiação solar na faixa do visível e, podendo ser fabricado mediante deposição de diferentes tipos de substratos, o silício amorfo tem-se mostrando uma forte alternativa para sistemas fotovoltaicos de baixo custo. Mesmo apresentando um custo reduzido na produção, o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens: a baixa eficiência de conversão comparada às células monocristalinas e policristalinas de silício; e o facto das células serem afetadas por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação, reduzindo a eficiência ao longo da vida útil [16].



Figura 12 - Silício amorfo [20].

Células multijunção

As células multijunções, a denominada terceira geração, ainda não implementada no mercado, uma vez que se encontram ainda em fase de desenvolvimento e, portanto, a sua produção industrial ainda não se iniciou. As tecnologias em desenvolvimento neste domínio passam pelo fabrico de: células multijunção recorrendo a diferentes materiais semicondutores com gaps de energia sucessivamente mais baixos, possibilitando um melhor aproveitamento do espectro de radiação solar. A eficiência deste tipo de células para o caso de tripla junção atingiu já os 40%.

2.3.2 Parâmetros externos que afetam as características elétricas

O desempenho das células fotovoltaicas é influenciado pela radiação incidente e sua distribuição espectral, bem como pela temperatura de operação da célula, inclusive em condições de irradiância correspondentes a $1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$. Em condições de concentração da radiação solar, o que implica na utilização de dispositivos óticos (lentes ou espelhos) para obtenção de níveis de irradiância superiores aos naturais, a eficiência das células pode aumentar, se a temperatura for controlada.

Nos casos de irradiância alta, a resistência em série (R_s) torna-se um fator que pode reduzir a eficiência, se a célula fotovoltaica não for projetada para essas condições. Por outro lado, quando a incidência for baixa, a resistência em paralelo (R_p) pode reduzir ainda mais a potência elétrica gerada [4].

2.3.3 Influência da irradiância

Sob condições de temperatura constante, a corrente de curto-circuito (I_{SC}) varia proporcionalmente à variação da intensidade de radiação solar. A tensão de circuito aberto (V_{OC}) sofre pouca influência para irradiações entre 700 e 1000 Wm^{-2} , mas para pequenos valores de irradiância, esta decresce de forma logarítmica até chegar a zero ($G=0 Wm^{-2}$). As curvas I-V do painel solar da Axitec modelo AC-250/156-60S, estão representadas na Figura 13 bem como as curvas P-V representada na Figura 14. Ressalva-se que foram selecionadas as curvas correspondentes ao modelo de painel solar que será usado nas simulações do caso de estudo.

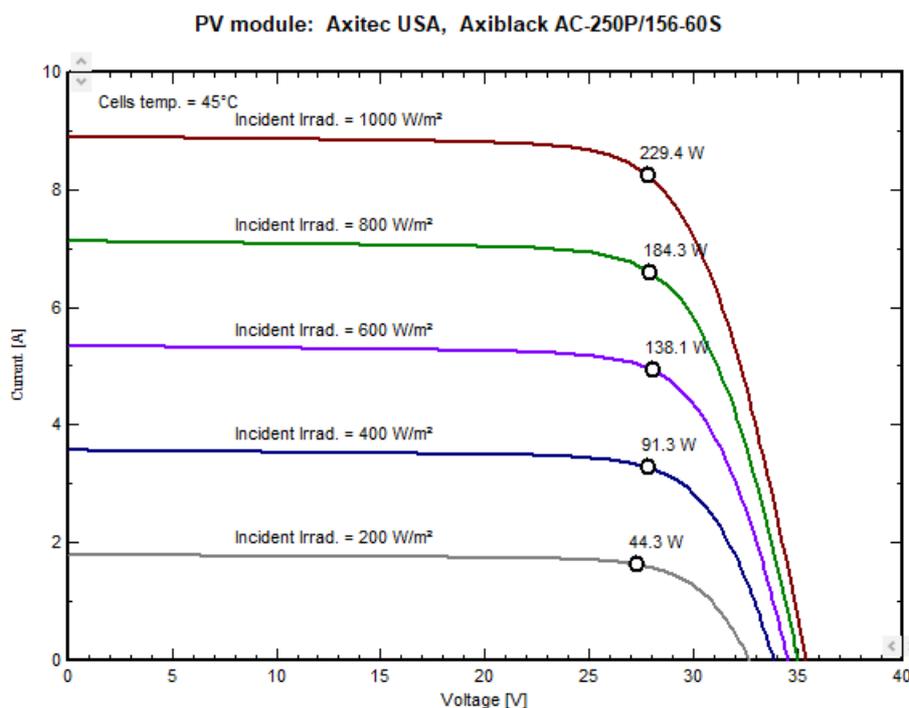


Figura 13 - Influência da variação da irradiação solar na curva I-V (temperatura: 45°). Base de dados do *software* PVsyst.

Sendo o valor da corrente dependente da irradiância incidente, por consequência também o valor da potência varia do mesmo modo (Figura 14).

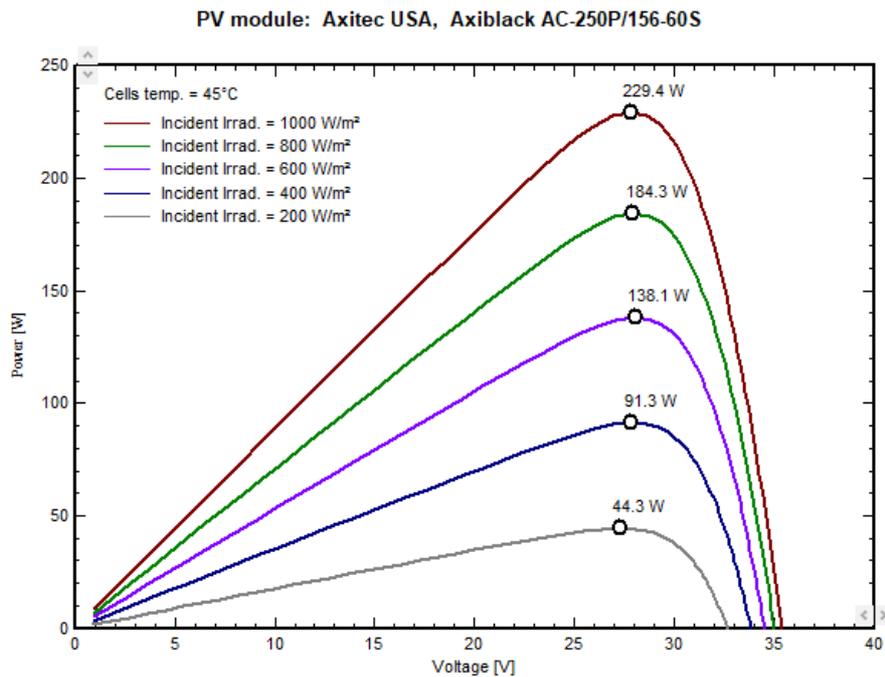


Figura 14 – Influência da variação da irradiação solar na curva P-V (temperatura: 45°). Base de dados do *software* PVsyst.

2.3.4 Influência da temperatura

Com o aumento da irradiação incidente e/ou da temperatura ambiente, verifica-se um aumento da temperatura da célula e, conseqüentemente, tende a diminuir a sua eficiência. Isto deve-se ao facto de que a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto a sua corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezável [4]. As curvas I-V decorrentes na variação da temperatura do painel da instalação estão representadas na Figura 15.

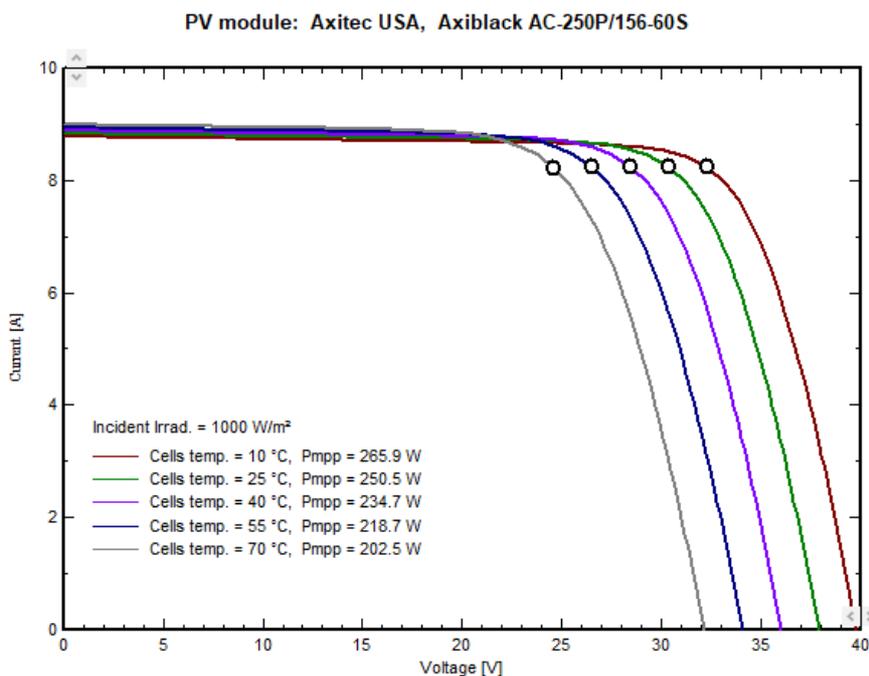


Figura 15 - Curva I-V para diferentes temperaturas à irradiação de 1000 W/m². Base de dados do *software* PVsyst.

2.4 Tipologias de sistemas fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico pode ser classificado em três categorias diferentes: sistemas isolados, híbridos e ligado à rede. Os sistemas obedecem a uma configuração básica onde o sistema deve ter uma unidade de controlo de potência e também uma unidade de armazenamento. A Figura 16 ilustra uma configuração básica de um sistema FV.

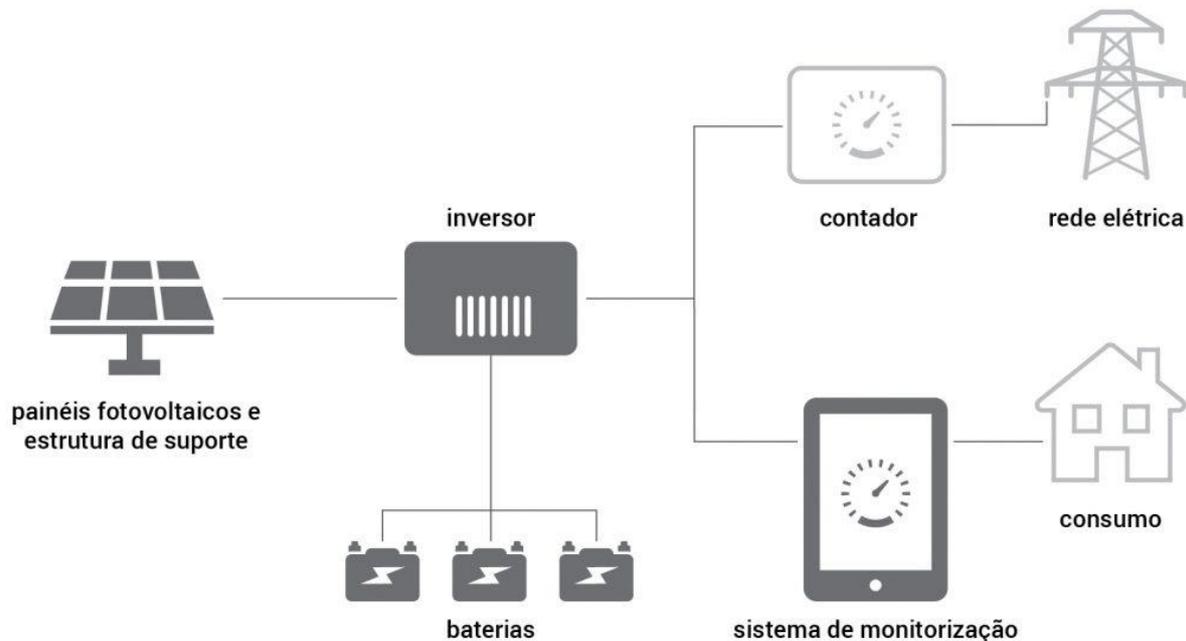


Figura 16 - Configuração de um sistema FV [21].

2.4.1 Sistemas isolados

Geralmente os sistemas isolados implicam a utilização de alguma forma de armazenamento de energia. O processo de armazenamento pode ser feito através de bateria, quando se deseja utilizar aparelhos elétricos ou armazena-se na forma de energia potencial em sistemas de abastecimento através da bombagem da água para tanques. Alguns sistemas isolados não requerem armazenamento, o que é o caso da rega onde toda a água bombeada é diretamente consumida ou armazenado em reservatórios. Para os sistemas que necessitam de armazenamento de energia em baterias, utiliza-se um dispositivo para controlar a carga e a descarga na bateria. Este controlador tem como objetivo controlar a tensão e a corrente de um painel solar, garantindo que os processos de carga e descarga do acumulador sejam executados para que estejam sempre dentro das condições operacionais. De um modo geral, um controlador de carga evita sobrecarga e protege contra sobretensão [16]. A Figura 17 ilustra um sistema isolado típico onde as proteções (DC e AC) não estão representadas.

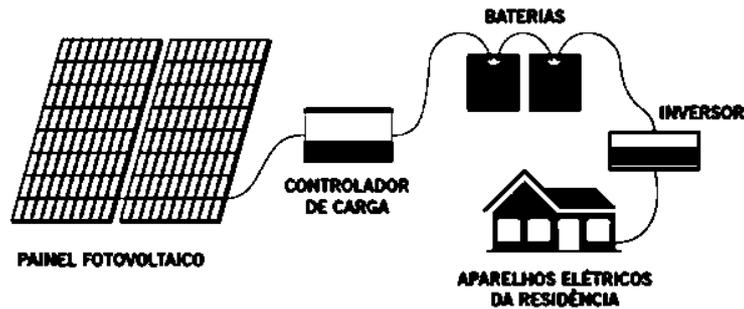


Figura 17 - Sistema isolado típico [22].

2.4.2 Sistemas híbridos

Sistemas Híbridos de produção de energia elétrica são sistemas que combinam duas ou mais fontes de energia. As fontes de energia poderão ser de origem renovável, tais como energia eólica, energia solar, energia da biomassa, energia hídrica, etc., podendo ser integrada ou complementada com fontes de produção ditas convencionais, que consomem combustíveis fósseis, tais como os geradores a diesel [23]. É importante salientar que existem diferentes modelos, alguns usam a energia solar e eólica em conjunto (modelos mais antigos) e os sistemas solares híbridos que se caracterizam principalmente pela capacidade de gerar a energia elétrica a partir da energia solar, armazenando toda a energia produzida em excesso, em baterias (modelos mais recentes). Por outras palavras, é o sistema de geração solar conectado à rede elétrica (*on-grid*) integrado com um sistema de armazenamento de energia (*off-grid*). Na Figura 18 esquematiza um sistema híbrido.

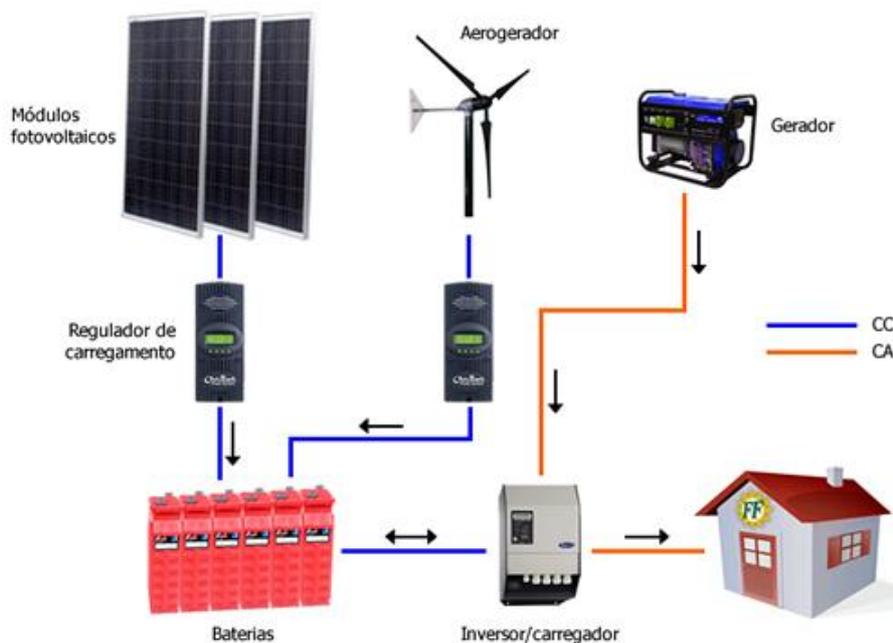


Figura 18 - Sistema solar híbrido [7].

Os sistemas híbridos são projetados para locais com problemas de rede elétrica, falta de energia ou interrupções regulares da rede. Os inversores híbridos são, ao mesmo tempo, *on-grid* (inversores *grid-tied*) e *off-grid* (inversores autônomos). O funcionamento é alterado automaticamente quando ocorre o corte de energia. Este sistema pode ser implementado em diferentes situações como por exemplo: aplicações industriais, eletrificação residencial isolada ou rural e uso para infraestruturas bem como aplicações pecuárias com alto consumo contínuo de energia. Recorrer a um sistema solar de autoconsumo híbrido traz enormes vantagens e, conseqüentemente, desvantagens como as que são apresentadas na Tabela 3 [7].

Tabela 3 - Vantagens e desvantagens de um sistema híbrido [24].

Vantagens	Desvantagens
Armazenamento de energia para uso durante a noite	Requer um maior custo de investimento inicial devido ao elevado custo das baterias
Está sempre disponível caso haja ocasião especial por exemplo a falta de energia na rede elétrica	Instalação mais complexas, necessitando mais espaço devido a inclusão das baterias
Permite que tenha uma independência energética.	Dependendo do tipo de inversor e respetiva capacidade, pode limitar o número de equipamentos a usar ao mesmo tempo.
Redução da fatura de energia elétrica para empresas e não só, pois consomem a energia das baterias nos horários de ponta	As baterias têm um prazo de vida curto, entre 7 a 15 anos, por esse motivo pode não compensar investir neste tipo de sistema de produção de energia.

2.4.3 Sistemas ligado à rede

Os sistemas ligados à rede (*grid-connected*) são sistemas de produção em que parte ou a totalidade da energia elétrica gerada é injetada na rede elétrica pública. Os sistemas ligados à rede de distribuição, em baixa tensão (BT) ou média tensão (MT), são mais simples e mais baratos para potências idênticas aos sistemas isolados pelo facto de dispensarem as baterias de acumuladores. Os sistemas FV ligados à rede são constituídos basicamente por:

- **Módulo fotovoltaico:** Conversor direto da energia solar em energia elétrica em corrente contínua, ou seja, gerador elétrico;
- **Inversor:** Equipamento que converte a corrente contínua gerada pelo módulo fotovoltaico em corrente alternada.

Os inversores para ligação à rede têm características específicas de segurança que atuam para desligar automaticamente os sistemas FV caso haja falha de tensão da rede, evitando desse modo a injeção de energia na rede nessas circunstâncias [9].



Figura 19 - Sistema fotovoltaico ligado à rede.

2.5 Legislação aplicável em Portugal

A produção fotovoltaica em Portugal é regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, que foi publicado no dia 20 de outubro, e pelas Portaria n.º 14/2015 e Portaria n.º 15/2015 respetivamente, ambas de 23 de janeiro. Este Decreto-Lei cria os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e a venda da energia à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de pequena produção. Anteriormente a energia produzida pelos sistemas FV tinha que ser injetada e vendida à rede a preços subsidiados obrigatoriamente, ou seja, não podia ser utilizada para benefício próprio. Na atualidade a venda à rede a preços superiores aos de mercado terminou, porém, os consumidores podem optar por consumir a energia produzida. Por esta razão a legislação estabelece 2 modelos de produção diferentes das quais UPAC e UPP [25].

A UPAC permite produzir localmente a sua própria energia e contribuir diretamente para a redução da fatura de eletricidade. As unidades de autoconsumo produzem eletricidade preferencialmente para satisfazer as necessidades de consumo. A energia produzida é consumida, reduzindo assim a compra de energia da rede. O aproveitamento da energia produzida pelo sistema FV na instalação elétrica ocorre apenas quando existe consumo. A energia excedente é injetada na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Além disso, a ligação à rede permite completar as necessidades do consumidor em momentos

de fraca ou nula intensidade solar (noite, dias de nebulosidade, etc.). É importante mencionar que a injeção de energia neste regime em grandes quantidades na rede é bastante negativa para a viabilidade económica dos projetos, porque o valor que é pago por esta energia é bastante baixo, comparando com o valor evitado pela energia produzida. Desta forma, é essencial realizar um estudo do perfil de consumos da instalação de modo a efetuar um correto dimensionamento do gerador fotovoltaico, uma vez que qualquer sub dimensionamento ou sobredimensionamento pode levar a uma quebra na rentabilidade dos sistemas.



Figura 20 - Exemplo de uma UPAC.

Para melhor perceber o conceito de autoconsumo, é importante identificar graficamente os perfis de potência de produção através de FV e de consumo num determinado local. Para esse efeito, a Figura 21 ilustra um esboço esquemático dos perfis de geração fotovoltaica e consumo de energia. As áreas A e B correspondem à geração e a procura líquida total de eletricidade, respetivamente. A área sobreposta na área C é a energia fotovoltaica que é utilizada diretamente no edifício/aplicação. Esta fração é muitas vezes designada de autoconsumo absoluto [26]. Por sua vez, a área C é denominada como o autoconsumo absoluto.

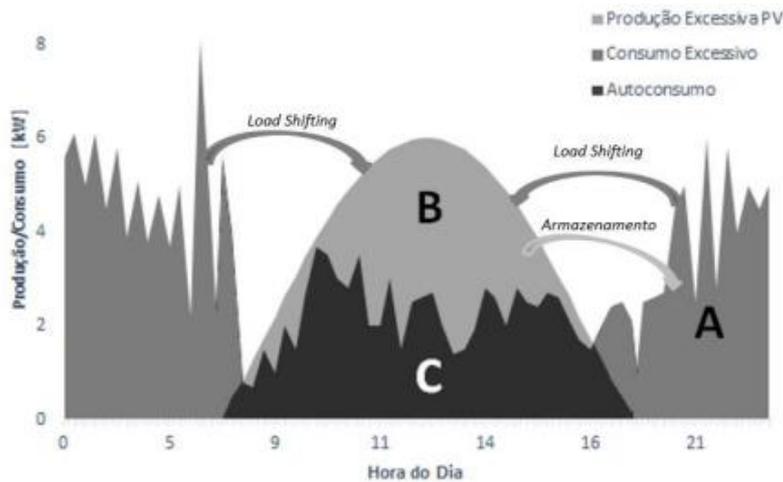


Figura 21 - Representação de um diagrama de produção diária/consumo [26].

No entanto, o autoconsumo diz respeito à fração de energia autoconsumida em relação ao total de produção. Assim, pode-se exprimir a fração da produção que é autoconsumida através da equação (7).

$$\text{Fração de Autoconsumo} = \frac{C}{B + C} \quad (7)$$

As UPP sucedem à mini/microprodução deixando de existir uma distinção entre as duas modalidades, passando ambas a funcionar da mesma forma. Neste regime, toda a produção de eletricidade é vendida obrigatoriamente à rede. As tarifas de remuneração da eletricidade vendida passam a ser atribuídas com base num modelo de licitação e é válida por 15 anos, desde a data de início de fornecimento da energia produzida pelo sistema à rede pública [27]. Existem majorações à tarifa de referência: se for instalada uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos ou se for instalado um sistema solar térmico ou caldeira a biomassa [27]. A Tabela 4 apresenta as diferenças entre uma UPAC e UPP.

Tabela 4 - Diferença entre UPAC e UPP.

UPAC	UPP
A energia produzida é utilizada preferencialmente na instalação de consumo.	Energia produzida é totalmente injetada na RESP.
Eventuais excedentes de produção instantânea, podem ser injetados na RESP a um preço baixo	Mantém o modelo de atribuição de tarifa via leilão, simplificando e agregando o atual regime da micro e mini-produção.
O modelo proposto pressupõe a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, minimizando a injeção de energia na RESP.	Mantém requisitos de produção indexados ao consumo de eletricidade existente, na instalação de consumo associada.

Relativamente aos requisitos da UPAC, dependendo da potência a instalar em cada unidade de produção, é necessário fazer um registo de acordo com a potência [28]. Assim:

- Instalação de autoconsumo igual ou inferior a 200 W, não precisa de qualquer comunicação;
- Instalação de Autoconsumo superior a 200 W até 1.5 kW (inclusive), precisa comunicação prévia de exploração, através do sistema eletrónico de registo das unidades de produção;
- Instalação de Autoconsumo entre os 1.5 kW e os 1 MW, precisa de registo prévio e obtenção de certificado de exploração;
- Instalação de unidade de produção (UP), superiores a 1 MW, precisa de obtenção de licenças de produção e de exploração.

Na Figura 22 são ilustrados os principais requisitos de uma UPAC de acordo com a potência da mesma.

	<200w	200-1500 W	1,5k W – 1MW	> 1MW	"em ilha"
Registo	-	Mera comunicação prévia	Controlo Prévio / Cert. Exploração	Licença de Exploração	Mera comunicação prévia
Taxas Registo	-	isento	✓	✓ aplicável ao respectivo regime	Isento
Equipamento de Contagem	-	-	Sim. Com Telecontagem	Sim. Com Telecontagem	-
Remuneração excedente ("Pool")	- (apenas se existir registo)	- (apenas se existir registo)	✓	- (Terá de ser definida com contraparte)	-
PPA	- (CUR caso exista registo)	- (CUR caso exista registo)	CUR	Outro	-
Compensação	isento	isento	✓	✓	-
Seguro. Resp. Civil	-	-	✓	✓	-

Figura 22 - Requisitos de uma UPAC [29].

Novo Decreto-Lei 162/2019

Foi publicado em Diário da República o novo regime jurídico de produção de energia renovável para autoconsumo, com um Decreto-Lei que enquadra todos os direitos e deveres dos cidadãos e entidades que queiram investir em pequenas instalações. O novo regime previsto no Decreto-Lei 162/2019, de 25 de outubro, também transpõe parcialmente a Diretiva Europeia nº 2018/2001 e tem como objetivo principal simplificar e facilitar a vida aos novos produtores [30],[31].

O novo decreto em vigor desde o dia 1 de janeiro de 2020, estabelece o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, a nível individual, coletivo e por comunidades de energia renovável (CER), ou seja, quem produzir energia solar pode partilhá-la com os vizinhos. Até agora, apenas era permitido o autoconsumo individual, o que significa que qualquer pessoa podia instalar painéis solares FV e consumirem a sua própria energia.

Entretanto, a aprovação do novo regime jurídico permite que os consumidores se agrupem (autoconsumo coletivo), podendo partilhar a mesma unidade de produção de energia. Também permite que os consumidores e outros participantes de projetos de energia renovável constituam entidades jurídicas (as Comunidades de Energia) para produção, consumo, partilha armazenamento e venda de energia renovável [32]. Com o novo regime há vários níveis de controlo:

- Para a instalação de painéis até aos 350 W o consumidor-produtor não precisa de registo algum, basta comprar os equipamentos e instalá-los (as regras anteriores obrigavam todos os produtores (mesmo os que tenham menos de 350 W) a comunicação prévia à DGEG);
- Instalações entre 350 W e 30 kW estão sujeitas a uma comunicação prévia à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), num portal que será criado para o efeito;
- Projetos de 30 kW até 1 megawatt (MW) precisarão de um registo na DGEG e da obtenção de um certificado de exploração;
- Unidades com potência acima de 1 MW precisam de licença de produção e exploração;
- Não há limite para o número de painéis a instalar. As famílias e empresas são livres de instalar o número de painéis que pretendam;
- Cada UPAC tem de estar ligada a um ponto de consumo e a um contador;
- O novo regime jurídico permite às famílias com UPAC vender à rede a energia excedentária que não consumam, mas o preço de venda será livremente fixado entre os pequenos produtores e os comercializadores que contratem a compra da energia.

Desde o 1 de janeiro de 2020, os projetos de autoconsumo individual e projetos de autoconsumo coletivo ou CER são permitidos desde, que cumulativamente, disponham de um sistema de contagem inteligente e sejam instalados no mesmo nível de tensão.

O objetivo desta legislação tem por finalidade a concretização das metas definidas no âmbito do Plano Nacional de Energia-Clima para 2021-2030, nomeadamente alcançar uma quota de 47% de energia

vinda de fontes renováveis no consumo final bruto em 2030, bem como reduzir o preço do consumo de eletricidade para quem adira ao autoconsumo [32].

2.6 Sistemas fotovoltaicos em aplicações de rega

A utilização de energia fotovoltaica na irrigação está a aumentar a sua relevância como fonte de energia viável para este tipo de aplicações. A principal razão está associada aos benefícios económicos e ambientais, em comparação com as opções tradicionais. Para reduzir os requisitos económicos, materiais e as necessidades energéticas dos sistemas de irrigação fotovoltaica, a sua conceção e dimensionamento devem ser ótimos [33].

Segundo o Garcia-Cascales, autor do artigo científico “Análise multidimensional do bombeamento de água subterrânea para irrigação Finalidades: Caracterização económica, energética e ambiental para integração de centrais fotovoltaica” [34], durante as últimas décadas, as técnicas de irrigação aumentaram as necessidades energéticas. Por exemplo, a energia exigida por este sector em Espanha aumentou em 1800% de 1950 a 2007, cobrindo 20% do total da área de cultivo e representando 60% da produção agrícola final. A área de cultivo irrigada com poços apresenta atualmente uma grande percentagem, também em Espanha, onde a maioria das necessidades energéticas deve-se a necessidades de extração por bombagem. Esta situação é semelhante à de outros países desenvolvidos, onde a procura de energia de bombagem de águas subterrâneas era principalmente abrangida recorrendo a equipamento que usava o diesel como combustível, e subseqüentemente com uma percentagem semelhante recorrendo a soluções baseadas em eletricidade. Na agricultura, a energia solar fotovoltaica para fins de irrigação foi proposta na literatura como uma tentativa de reduzir tanto o consumo de energia como as emissões de CO_2 [34]. Comunidades rurais de países subdesenvolvidos com instalações de bombagem solar inferiores a 2 kW foram também discutidas noutras obras [33][35]. As soluções de bombagem solar fotovoltaica para fins agrícolas foram analisadas do ponto de vista da viabilidade técnica e económica. Segundo Kelley [36] os sistemas fotovoltaicos são economicamente viáveis para sistemas pequenos (menos de 4000 m³), enquanto que áreas maiores requerem um estudo mais detalhado.

Os sistemas de irrigação fotovoltaicos utilizam painéis FV para produzir eletricidade a partir da energia solar, que é então usada em conjunto com um motor elétrico para acionar uma bomba. Este sistema pode ser ainda mais aperfeiçoado com o uso de baterias para armazenamento de energia elétrica, ou incorporando um reservatório de armazenamento de água. O tipo de bomba (seja CA /CC) também pode ser considerado, o que por sua vez, determina o tipo de motor a ser usado. Por exemplo, no caso de

bombas alimentadas por CA, é necessário um motor CA, portanto, precisa ser adicionado um inversor ao sistema para converter a energia CC do painel solar em CA para o motor utilizar. Com a redução do custo da tecnologia de painel FV, a facilidade de integração com a tecnologia disponível, a redução no preço das baterias de íões de lítio e a rápida comercialização destes componentes nos últimos tempos, verifica-se que os sistemas de irrigação FV tornaram-se mais acessíveis. Esta conclusão é válida para diversas aplicações do ponto de vista do desempenho e viabilidade económica em meios rurais.

O uso de bateria está sujeito à localização e tipo de necessidade de irrigação. Os custos dos sistemas também variam da mesma forma. Enquanto um reservatório superior pode ser suficiente em certos cenários, outros exigem o uso de bateria para uso sob procura de eletricidade e um fornecimento de eletricidade mais consistente [37]. A Figura 23 descreve o sistema de bombagem FV para irrigação que geralmente consiste em [38]:

- Área de módulos FV montados em uma estrutura com o arranjo fixo ou rastreamento manual/automático;
- Sistema de bombeamento (motobomba), que pode ser montado na superfície, submersível ou flutuante;
- Sistema de condicionamento de energia, que geralmente consiste em conversor CC-CC, inversor CC-CA e controlador de carregador;
- Sistema de armazenamento de água e energia elétrica que pode ser opcional.

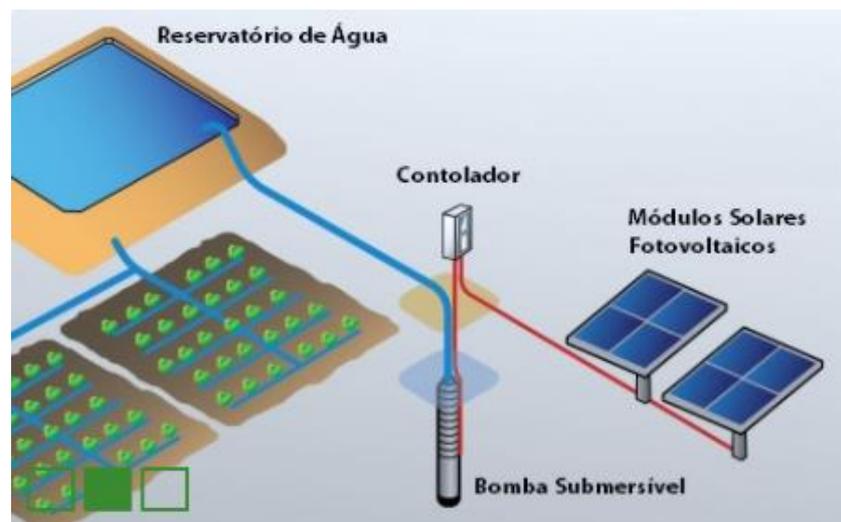


Figura 23 - Esquema de sistema de bombagem Solar [39].

2.7 Caracterização do *software* PVsyst

O PVsyst é um *software* de simulação complexo para analisar sistemas FV, sendo possível configurá-lo completamente. O desenvolvimento de uma simulação com este *software* implica a definição de um vasto conjunto de parâmetros que são definidos numa determinada sequência de funcionamento. Depois de corridas as simulações, o *software* gera um relatório da simulação. Numa primeira fase é necessário indicar a localização da central. Caso a localização pretendida não exista na base de dados atual é possível criar uma nova localização, em que os valores de irradiação podem ser carregados a partir de servidores meteorológicos ou introduzidos manualmente.

O PVsyst disponibiliza três níveis de estudo de sistemas FV, correspondendo a três fases distintas no desenvolvimento de um projeto real, nomeadamente [40]:

- Conceção preliminar, com vista ao pré-dimensionamento de um projeto;
- Conceção de projeto, que tem como objetivo desenhar um sistema de forma exaustiva utilizando simulações horárias detalhadas;
- Análise de dados medidos, que permite a monitorização de um sistema em funcionamento a partir da importação de dados medidos.

É possível simular diferentes tipos de projetos com este *software*, principalmente sistemas ligados à rede, isolados, dedicados à bombagem de água e ligados a uma rede de distribuição em corrente contínua [40]. O PVsyst abrange uma base de dados com informação meteorológica horária e permite especificar determinadas condições particulares, nomeadamente a orientação dos módulos e a existência de sombreamentos. Quanto aos equipamentos, o *software* inclui uma base de dados de painéis FV, baterias, inversores e reguladores, sendo possível alterar as características destes, caso se considere necessário [40].

O *software* PVsyst é uma ferramenta que se justifica no dimensionamento de sistemas FV, por possuir uma boa interação com o utilizador e uma base de dados extremamente completa, tanto a nível de dados meteorológicos como de componentes que constituem o sistema FV.

Na Figura 24 são ilustradas as etapas envolvidas no projeto de simulação na forma do fluxograma. O fluxograma descreve o procedimento que deve ser seguido, simulando um projeto ligado à rede utilizando o *software* PVsyst.

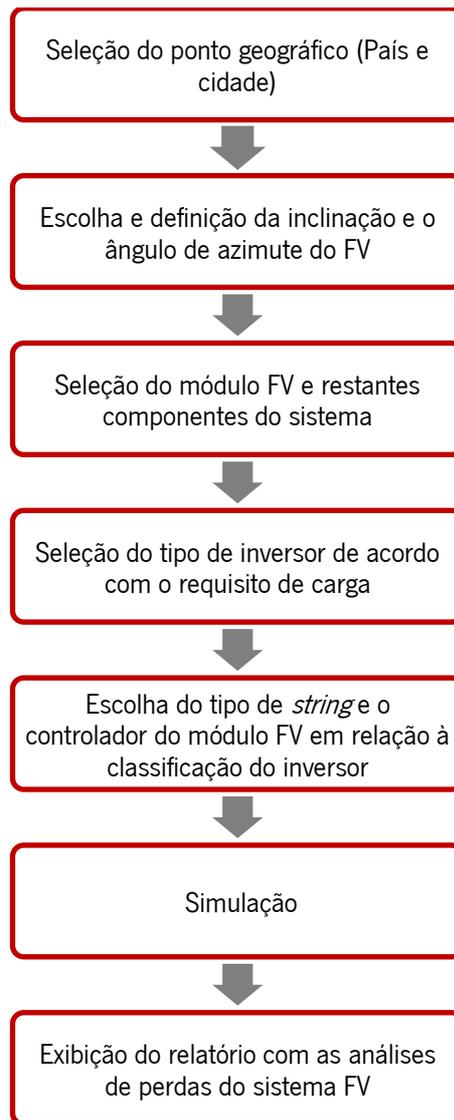


Figura 24 - Fluxograma das etapas de simulações no *software* PVsyst.

3. CARACTERIZAÇÃO E DEFINIÇÃO DO CASO DE ESTUDO

O tema desta dissertação surgiu com o intuito de analisar um sistema real de rega de uma plantação de mirtilos, o qual passou a ser alimentado por uma instalação fotovoltaica. O objetivo principal será verificar o dimensionamento e otimizar a operação do sistema em conjunto. Realizou-se uma análise do sistema de rega presente no local, identificaram-se as bombas intervenientes no processo de rega e as curvas de carga previstas para cada mês e respetiva variação ao longo do ano. Uma vez analisada a instalação do sistema, determinaram-se quais as melhores opções de configuração no *software* PVsyst para a realização da simulação do sistema FV.

3.1 Localização e clima

O terreno no qual foi instalado o sistema de rega fotovoltaica está localizado em Portugal, concelho de Baião, Freguesia de Grilo, lugar de Vila Moura, com as coordenadas da unidade de exploração são $41^{\circ}08'45.3''N$ $8^{\circ}03'49.2''W$ e sua localização está evidenciada a vermelho na Figura 25.

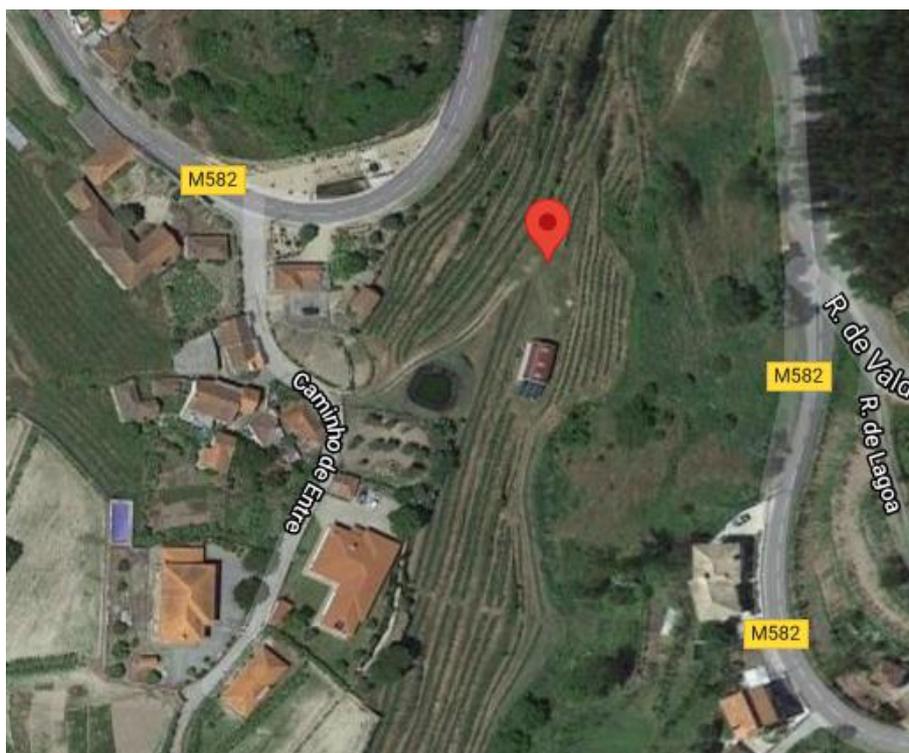


Figura 25 - Localização do caso de estudo em Portugal.

Esta zona, Vila Moura, insere-se na região Norte e sub-região do Tâmega e o seu clima é do tipo mediterrâneo caracterizado por verões quentes e secos e no inverno a temperatura é fria. A temperatura média anual em Baião é de $21^{\circ}C$ e a precipitação média anual é de 336 mm [41].

3.2 Componentes do sistema de rega fotovoltaica

Nesta secção procede-se à análise dos principais equipamentos usados para a irrigação. O sistema de rega desta unidade de exploração está ligado à rede elétrica, mas é alimentado em paralelo por uma instalação fotovoltaica constituída por 12 módulos de células FV e um inversor trifásico. Os componentes consumidores de energia elétrica são 3 bombas e um ventilador-insuflador. Este conjunto de componentes são usados para promover a fertirrigação de uma plantação agrícola com necessidades de consumo específicas. Para uma fácil identificação das 3 bombas da instalação, daqui em diante estas serão denominadas de bomba 1, bomba 2 e bomba 3.

A vermelho na Figura 26 ilustra o esquema da instalação bem como a localização dos equipamentos. A água do poço provém de uma nascente e chega até este por gravidade através de uma conduta. Dentro do poço existe a bomba 1, submersa, que trabalha de 30 em 30 minutos durante 12 horas por dia, fazendo o bombeamento da água até à charca que serve de armazenamento. O comprimento da conduta é de cerca de 50 m e o desnível máximo entre o nível da água no poço e a descarga na charca é de 15 m. No interior do pavilhão encontram-se os restantes equipamentos, com 2 tanques onde é feita a mistura dos fertilizantes e em que na parte inferior existe um insuflador de ar que tem como objetivo agitar a água com os fertilizantes. Posteriormente essa mistura é injetada na conduta principal de rega através da bomba da fertirrega (bomba 3).

O circuito de distribuição de água para a rega é alimentado pela charca e inclui a bomba da rega (bomba 2) e a ligação em paralelo a 12 circuitos individuais de rega, sendo cada um deles controlado por uma eletroválvula. Como 3 destes 12 circuitos não necessitam de bombagem, funcionando apenas por gravidade, existe um *by-pass* à bomba 2. Há ainda um filtro colocado na conduta principal após a bomba 2 e respetivo *by-pass*.

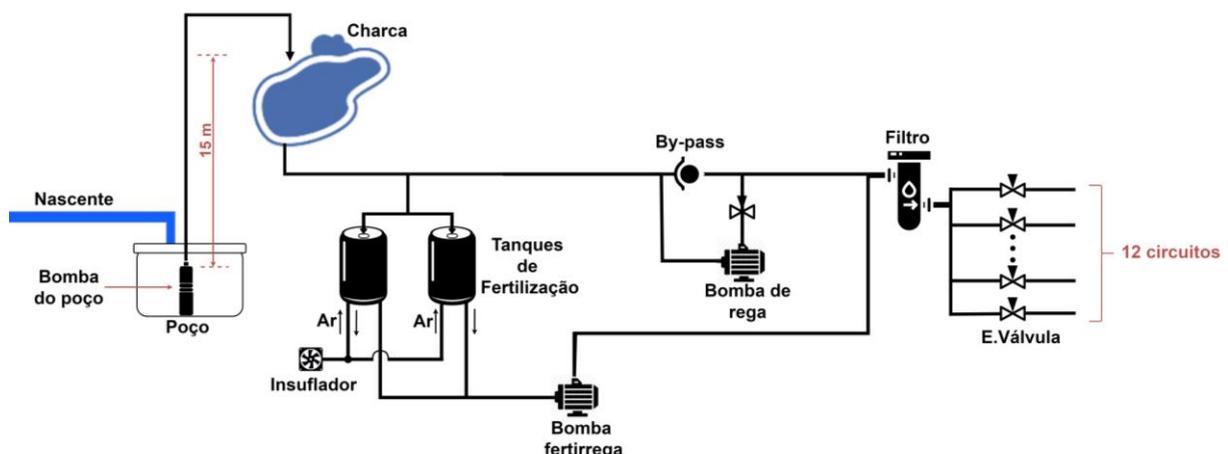


Figura 26 - Esquema da instalação rega da plantação de mirtilos.

3.2.1 Bomba do poço (bomba 1)

A bomba 1, transporta a água desde o poço de captação até à charca de armazenamento (Figura 27), tendo uma contribuição significativa para o consumo elétrico da unidade de exploração. Trata-se de uma bomba com a potência de 1300 W e caudal máximo de $5 \text{ m}^3/\text{h}$. A folha de especificações encontra-se no anexo 1.



Figura 27 – Charca de armazenamento.

3.2.2 Bomba de rega (bomba 2)

A bomba 2, Figura 28 é a bomba responsável pela rega e um dos maiores consumidores da energia elétrica do sistema, trata-se de uma ALANOL EH 9/4 de 1.5 kW, projetada para funcionar com um caudal máximo Q_{max} de $14.5 \text{ m}^3/\text{h}$ e com uma altura manométrica máxima, H_{max} , de 48 m.c.a. A folha de especificações encontra-se no Anexo 1.



Figura 28 - Bomba da rega da marca ALANOL, modelo monofásico EH 9/4.

3.2.3 Bomba de fertirrigação (bomba 3)

A bomba 3 corresponde à bomba da fertirrigação e é responsável pela aplicação de fertilizantes através da água da rega, ou seja, consiste na aplicação conjunta de água e dos elementos nutritivos, de acordo com as exigências das plantas. Esta técnica implica a recolha de elementos auxiliares tais como análises ao solo, à água e às plantas, de forma a melhor estabelecer um sistema integrado de nutrição vegetal. A bomba 3, Figura 29, é acionada por um motor trifásico da marca GAMAR tipo XS-71-A4. A folha de especificações encontra-se no Anexo 1.



Figura 29 - Bomba de Fertirrigação da marca GAMAR (inferior) e ventilador-insuflador (superior).

3.2.4 Ventilador-insuflador

Para além destas bombas, ainda faz parte deste sistema de rega o ventilador insuflador trifásico, Figura 30, da marca GAER 2RB 210-7Ah16. Trata-se de um ventilador regenerativo cuja função é remover o ar do espaço. A folha de especificações encontra-se no Anexo 1.



Figura 30 - Ventilador Insuflador da marca GAER.

3.2.5 Painéis FV

Os módulos da instalação são módulos de silício policristalino da marca Axitec de 250 W de potência do modelo AC-250P/156-60S. As características principais deste módulo são mostradas na Tabela 5 e no anexo 1 apresenta-se o *datasheet* dos mesmos painéis.

Tabela 5 - Propriedades elétricas dos módulos.

Características	
Potência nominal (Wp)	250
Tipo de Células	Policristalino
Tensão em circuito aberto (Voc) (V)	37.9
Variação da tensão por %/°C	-0.42
Tensão máxima (Vmpp) (V)	30.33
Intensidade nominal	8.18
Intensidade de curto-circuito (Isc) (A)	8.84
Eficiência (%)	15.37

3.2.6 Inversor

O inversor corresponde ao modelo Kostal 4.2 kW trifásico. As características principais deste inversor são apresentadas na Tabela 6 e no Anexo 1 apresenta-se o respetivo *datasheet*.

Tabela 6 - Propriedades elétricas do Inversor.

Características	
Potência Nominal AC (kW)	4.20
Corrente Nominal AC (A)	6.06
Frequência (Hz)	51.5/47.5
Rendimento (%)	97.5

3.3 Perfil de consumo anual do sistema em estudo

O perfil de consumo depende dos consumos dos vários equipamentos, anteriormente mencionados e em funcionamento. Para se calcular a potência total dos equipamentos, é necessário fazer a soma de todos, dando um total de 3450 W. A Tabela 7 apresenta os equipamentos de consumo energético da instalação, bem como a potência e as horas durante as quais os equipamentos estão ligados para o início da época da rega, ou seja, valores típicos do mês de março visto que para meses de junho, julho e agosto onde foi duplicado a rega a duração diária é maior.

Tabela 7 - Cargas diárias para mês de março.

Aparelho	Quantidade	Potência (W)	Duração diária	Carga diária (Wh)
Bomba de rega	1	1 500	6h	9 000
Bomba de fertirrega	1	250	1.8h	450
Bomba do poço	1	1 300	4h	5 200
Ventilador-insuflador	1	400	0.6h (36min)	240
Total		3 450		14 890

A Figura 31 ilustra a variação da potência média hora-a-hora para março, abril, maio e setembro. Como se pode verificar, de segunda a sábado os consumos são superiores em relação aos domingos porque a bomba de fertirrega não funciona aos domingos. O consumo energético centra-se num período compreendido entre as 9h e as 18h, com um pico de consumo pelas 14h. A Tabela 8 permite efetuar a análise dos consumos hora-a-hora, para os mesmos períodos evidenciando as diferenças de consumo, cerca de 0.45 kW entre o período entre segunda e sábado e o consumo registado ao domingo.

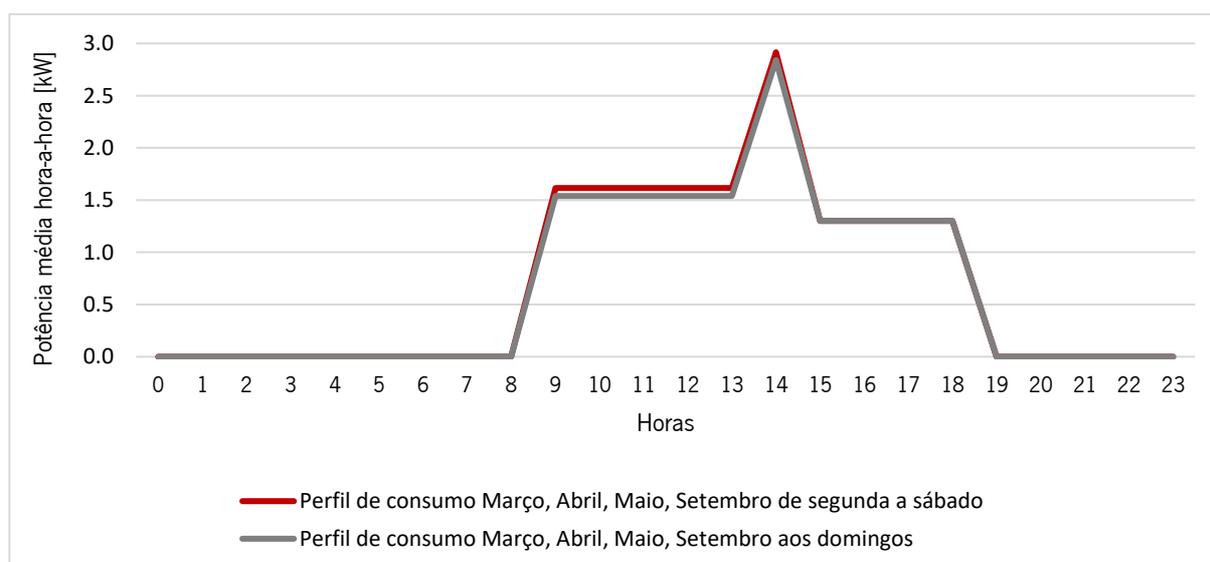


Figura 31 – Potência média hora-a-hora para o mês de março, abril, maio e setembro.

Tabela 8 - Potência média hora-a-hora [kW], para março, abril, maio e setembro de segunda a sábado e domingo.

Horas	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Consumo (Seg-sáb)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	2.9	1.3	1.3	1.3	1.3	0	0	0	0	0
Consumo (domingo)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	2.8	1.3	1.3	1.3	1.3	0	0	0	0	0

Para o mês de junho foi necessário duplicar a rega 1 vez por semana porque no mês de junho é a época onde inicia o solstício de verão (início da estação de verão), a estação em que se recebe mais incidência de luz solar daí a necessidade de duplicar a rega e de acordo com a Figura 32 é possível verificar as variações da potência média para os dias da semana de segunda a sábado e aos domingos. Esta informação pode ser analisada de forma quantitativa pela Tabela 9.

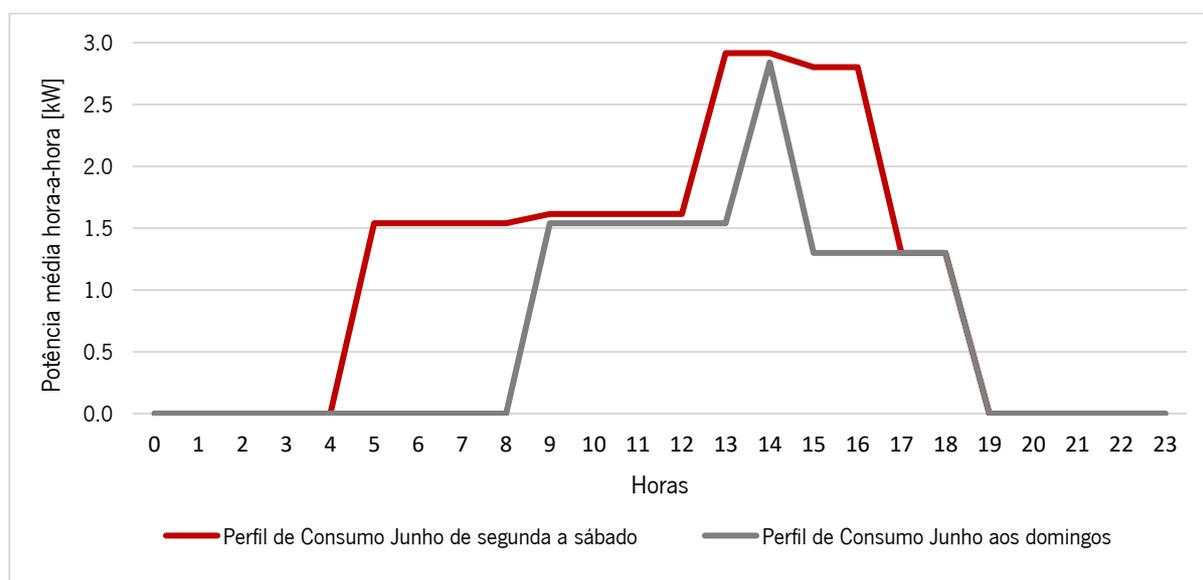


Figura 32 – Potência média hora-a-hora para o mês de junho.

Tabela 9 - Potência média hora-a-hora [kW] para mês de junho de segunda a sábado e domingo.

Horas	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Consumo (Seg-sáb)	0	0	0	0	0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	2.9	2.9	2.8	2.8	1.3	1.3	0	0	0	0	0
Consumo (domingo)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	2.8	1.3	1.3	1.3	1.3	0	0	0	0	0

Nos meses de julho e agosto, o perfil (Figura 33) varia por ser verão e há necessidade de regar várias vezes ao dia, então nos meses de julho e agosto foi necessário duplicar a rega 2 vezes por semana. Como se pode verificar na Figura 33, o consumo energético centra-se entre as 06h e as 18h com um pico de consumo entre as 14h e as 17h. Esta informação pode ser analisada de forma quantitativa pela Tabela 10.

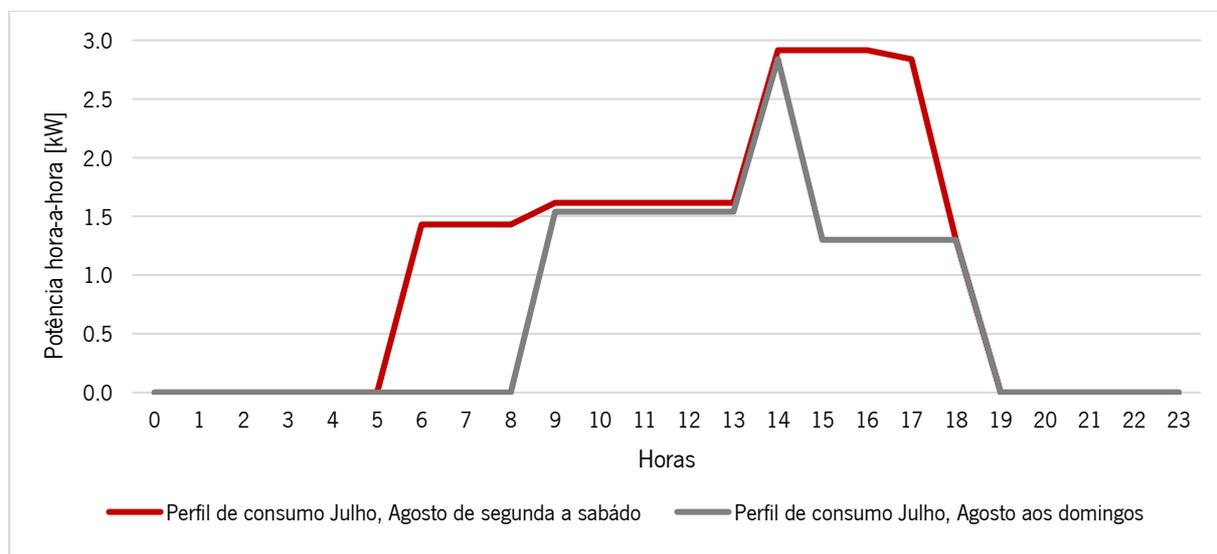


Figura 33 - Potência média hora-a-hora para o julho e agosto.

Tabela 10 – Potência média hora-a-hora [kW] para mês de julho e agosto de segunda a sábado e domingo.

Horas	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Consumo (Seg-sáb)	0	0	0	0	0	0	1.4	1.4	1.4	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	2.9	2.9	2.9	2.8	1.3	0	0	0	0	0
Consumo (domingo)	0	0	0	0	0	0	0	0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	2.8	1.3	1.3	1.3	1.3	0	0	0	0	0

Uma vez determinados os consumos elétricos das bombas do sistema de rega, é possível realizar uma previsão mensal do consumo da unidade de exploração para cada mês, baseado nos períodos de rega estipulados pelo proprietário do local do caso de estudo.

A época do ano para plantação de mirtilos depende das condições do local onde está localizada. Nas regiões de clima temperado, como é o caso do local de estudo, o início do Inverno é o período ideal para a plantação, sendo que as chuvas do inverno, que eventualmente poderão cair neste período, ajudarão a uma melhor adaptação. Com estas condições o sistema nesse período (inverno) encontra-se desligado até o início de março.

O consumo mês-a-mês, Figura 34, apresenta variações entre épocas muito notáveis, isto porque nos meses de inverno (novembro a fevereiro) não há necessidade de regar, não se considera o consumo

elétrico dos componentes do sistema de rega. Sendo as raízes dos mirtilos superficiais durante toda a vida da planta, é fundamental manter a humidade estável à superfície o que faz com que no verão seja, por vezes, necessário regar várias vezes ao dia, existindo assim inconformidade no consumo nos diferentes meses do ano. De acordo com o gráfico da Figura 34 e da Tabela 11, a energia anual consumida é de 3582 kWh.

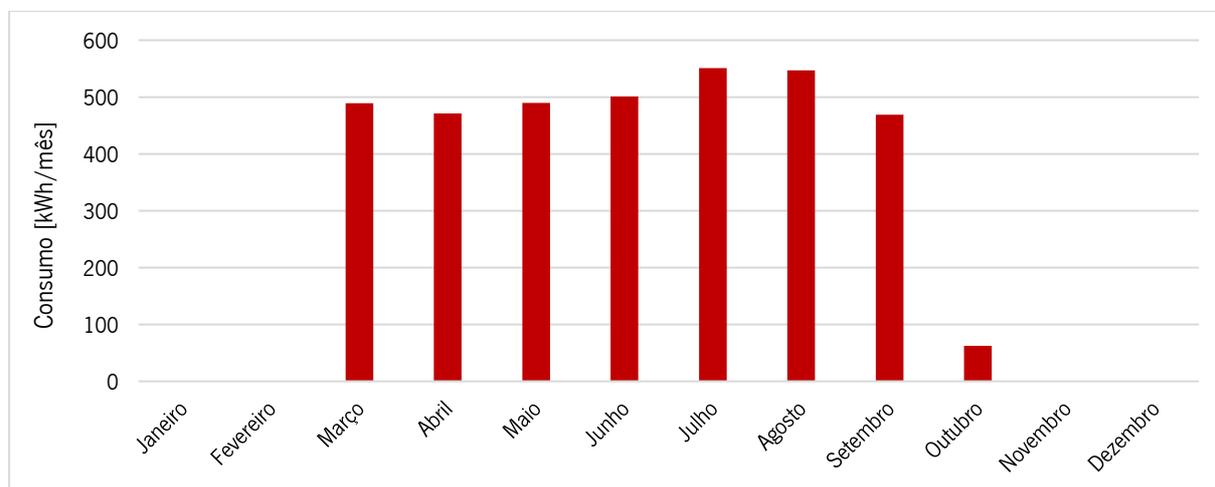


Figura 34 - Perfil de consumo de consumos mensais.

Tabela 11 - Consumos mensais.

Meses	Jan.	Fev.	Mar.	Abr	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Total
Consumo (kWh)	0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582

3.4 Configuração e modelação do caso de estudo no PVsyst

A configuração da simulação do caso de estudo no âmbito da dissertação é a do sistema totalmente ligado à rede elétrica. Para tal tarefa, considera-se a instalação de um sistema composto pelos painéis FV e sem baterias para produção e armazenamento da energia. Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico utilizou-se o *software* PVsyst. O dimensionamento de um sistema ligado à rede através do *software* PVsyst divide-se nas seguintes fases:

- Características do local do projeto;
- Seleção do módulo fotovoltaico;
- Seleção do inversor;
- Configuração e simulação do sistema.

3.4.1 Definição dos parâmetros geográficos e meteorológicos

Como já referido, o PVsyst possui uma base de dados (*Meteonorm 8.0* ou *NASA-SSE*) geográficos e meteorológicos, fornecendo as características mais específicas do local e importar dados meteorológicos, através da utilização de um mapa interativo com a localização exata do local de implementação do sistema. O primeiro passo passou pela georreferenciação com as coordenadas do local, como se pode verificar na Figura 35.

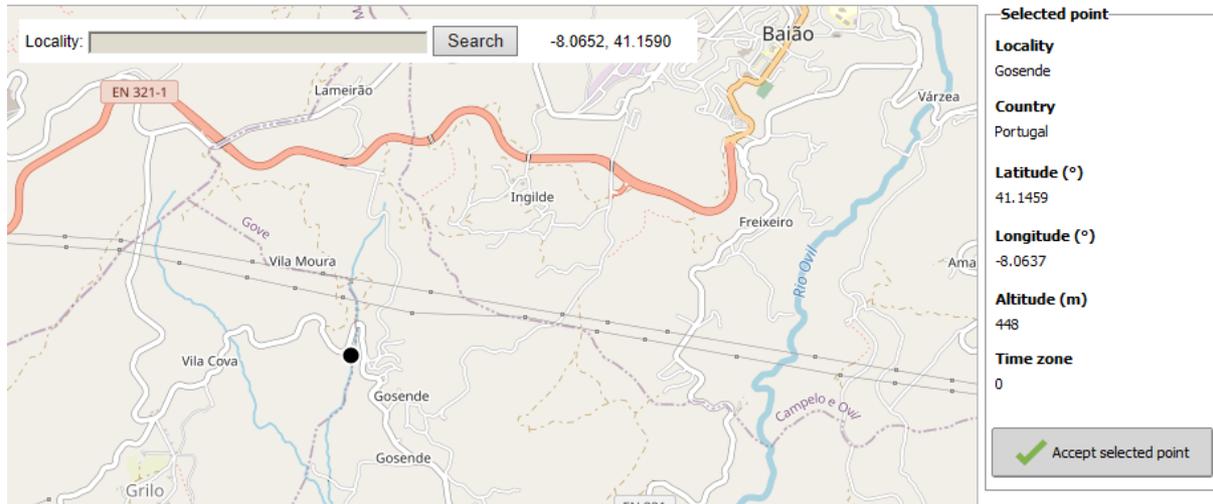


Figura 35 - Georreferenciação do local instalado. *Software* PVsyst.

Através dos dados fornecidos é possível obter os valores médios mensais e anuais da irradiação global, irradiação difusa, temperatura ambiente e velocidade do vento. A Figura 36 apresenta os valores que são assumidos pelo *software*, considerando o local de implementação do sistema em estudo.

	Global horizontal irradiation kWh/m ² /mth	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² /mth	Temperature °C	Wind Velocity m/s
January	57.2	23.5	6.1	1.90
February	79.2	33.9	7.1	2.20
March	124.9	55.2	9.9	2.30
April	154.7	55.7	11.6	2.19
May	199.2	75.8	15.4	2.10
June	209.8	74.9	18.9	2.20
July	226.4	64.1	21.4	2.20
August	199.2	58.5	21.8	2.09
September	147.5	54.1	19.0	1.80
October	99.7	37.6	14.7	1.79
November	63.4	26.8	8.9	2.01
December	50.6	22.8	6.6	1.79
Year 	1611.8	582.9	13.4	2.0
	Paste	Paste	Paste	Paste

Global horizontal irradiation year-to-year variability 4.7%

Figura 36 - Parâmetros de localização geográfica, meteorologia mensal PVsyst.

Analisando a Figura 36 pode-se observar que a irradiação global é superior nos meses de verão, sendo que o mês que apresenta o maior valor é o mês de julho com 226.4 kWh/m^2 , e é inferior nos meses de inverno. O mês que apresenta o menor valor é dezembro com 50.6 kWh/m^2 , apresentando uma média anual de 1611.8 kWh/m^2 . A irradiação difusa média anual é de 582.9 kWh/m^2 e a temperatura média anual é de 13.4°C .

Relativamente à inclinação dos módulos FV, azimute bem como o tipo de montagem, assumiram-se as condições do caso de estudo, ou seja, um sistema com uma inclinação de 25° , azimute 10° oeste em relação ao sul para uma montagem que será fixa, ou seja, sem seguimento solar. Na Figura 37 ilustra otimização de orientação onde o objetivo é mostrar a orientação mais adequada para um sistema FV, ou o que se perde quando não está orientado de forma otimizada. O Fator de Transposição (FT) é a razão entre a irradiação incidente no plano e a irradiação horizontal, ou seja, o que se ganha (ou perde) ao inclinar o plano coletor.

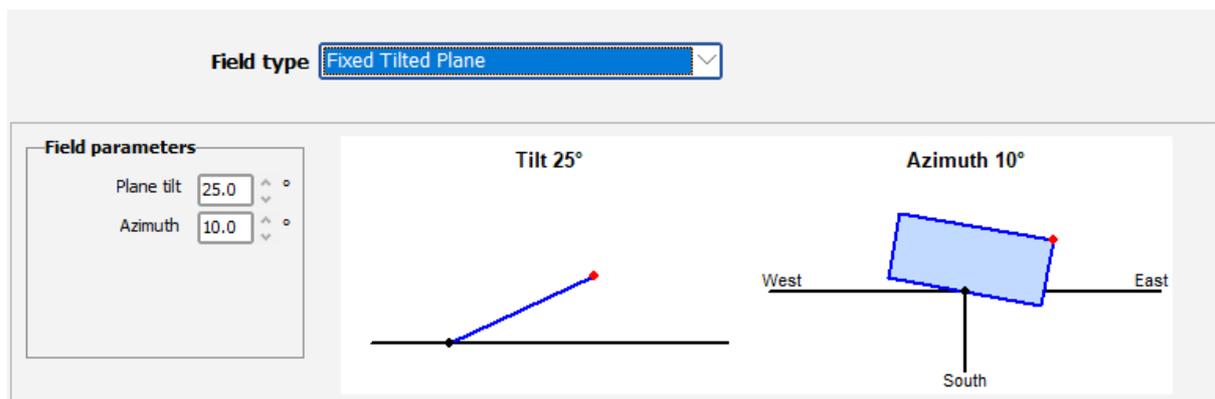


Figura 37 - Definição da inclinação da instalação.

3.4.2 Seleção do módulo fotovoltaico e inversor

Nesta etapa selecionou-se no *software* o modelo dos módulos fotovoltaicos já existe na instalação do sistema, Axitec de 250 W de potência do modelo AC-250P/156-60S, cujas características já foram descritas nas Tabela 5 e Tabela 6. A base de dados do *software* permitiu, de igual forma, selecionar o modelo de inversor do sistema físico em estudo, modelo Kostal 4.2 kW trifásico.

3.4.3 Configuração e simulação do sistema

Após a definição do tipo de módulo, do inversor e a configuração do gerador fotovoltaico, ficam definidos os elementos necessários para efetuar a simulação no *software*. A Figura 38 ilustra os módulos fotovoltaicos e os inversores selecionados no *software* para realização da simulação.

Figura 38 - Escolha dos componentes do sistema fotovoltaico no *software* PVsyst.

A Figura 38 apresenta os principais parâmetros do sistema FV a ser simulado, tendo sido definida a configuração de 1 *strings*² e 12 módulos em série, perfazendo um total de 12 módulos e ocupando uma área aproximada de 20 *m*².

De seguida, definiram-se algumas perdas de modo a obter-se uma simulação o mais precisa possível. Definiram-se as perdas de potência dos módulos fotovoltaicos, definiu-se o valor padrão de 0.5%. Definiu-se também uma perda de 1.5% (valor padrão para os módulos selecionados) devido à degradação pela indução da luz. Estas perdas estão representadas na Figura 39.

² strings é um conjunto de painéis solares fotovoltaicos conectados em série. Têm como objetivo aumentar o nível de tensão do sistema fotovoltaico para valores que o sistema de rastreamento MPP do inversor seja capaz de gerir a potência produzida.

Module quality default ?

Module efficiency loss %

Deviation of the average effective module efficiency with respect to manufacturer specifications.

(negative value indicates over-performance)

LID - Light Induced Degradation default ?

LID loss factor %

Degradation of crystalline silicon modules in the first operating hours with respect to the manufacturing flash test STC values

Figura 39 - Definição de perdas do sistema fotovoltaico.

O *soiling loss* corresponde às perdas por sujidades, tendo sido atribuído um valor de 1%, como está representado na Figura 40.

Yearly soiling loss factor Default ?

Yearly loss factor %

Define monthly values

Figura 40 - Definição das perdas do sistema fotovoltaico por sujidade dos módulos.

Nos projetos ligados à rede com a opção de autoconsumo FV é possível fazer o *upload* de um ficheiro CSV com o perfil de consumos do local em questão. Este ficheiro obedece a um conjunto de normas de organização dos dados, sendo que a energia deverá ser definida em Wh ou kWh. Este apenas é lido e validado se contemplar exatamente as 8760 linhas, que correspondem ao consumo em todas as horas do ano. Sendo assim, foi gerado um ficheiro Excel com 8760 linhas, referentes aos consumos de hora-a-hora de todo o ano, o qual é necessário para definir o caso de simulação no *software* PVsyst.

Depois de dimensionar o sistema FV foi importado o ficheiro Excel guardado previamente no formato CSV para o *software* escolhem-se os outputs que se deseja que o *software* forneça.

Neste caso selecionaram-se as seguintes variáveis de modo a efetuar-se a análise:

- Energia disponível a saída do inversor;
- Energia injetada à rede;
- Energia da rede;
- Necessidade energética do consumidor.

Corrida a simulação, o *software* gera um relatório com todas as variáveis definidas para o dimensionamento do projeto efetuado.

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Este capítulo apresenta os principais resultados da simulação efetuada com o *software* PVsyst para o desempenho energético do sistema de rega fotovoltaico em estudo e considerando os perfis de consumo definidos. Adicionalmente, é apresentada uma extensa análise de sensibilidade a diversos parâmetros de funcionamento do sistema que afetam a produção e o aproveitamento energético do sistema.

4.1 Análise do desempenho energético do sistema FV

Na Tabela 12 encontram-se os valores gerados pelo PVsyst com as previsões de energia disponível no inversor, energia injetada na rede e a energia da rede. O relatório detalhado desta simulação é apresentado no Anexo 2.

Tabela 12 - Resultados da simulação do sistema fotovoltaico.

	GlobHor Wh/m ²	DiffHor Wh/m ²	T_{amb} °C	GlobEff Wh/m ²	E_{s,Inv} kWh	E_{NEC} kWh	E_{AutoC} kWh	E_{i,Rede} kWh	E_{d,Rede} kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	86.7	234.4	0.0	0.0	234.4	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	104.6	280.2	0.0	0.0	280.2	0.0
Março	124.9	55.24	9.90	145.2	381.3	489.0	316.9	64.4	172.1
Abril	154.7	55.71	11.64	162.3	417.6	471.0	313.5	104.1	157.5
Mai	199.2	75.83	15.35	193.1	487.9	490.4	372.7	115.2	117.8
Junho	209.8	74.92	18.87	196.6	487.9	501.4	373.7	114.2	127.7
Julho	226.4	64.12	21.40	214.3	520.8	551.0	403.2	117.6	147.9
Agosto	199.2	58.45	21.82	206.1	499.7	547.2	393.9	105.8	153.3
Setembro	147.5	54.10	18.95	168.6	420.0	468.9	336.5	83.5	132.5
Outubro	99.7	37.65	14.68	126.6	323.7	62.6	30.3	293.4	32.3
Novembro	63.4	26.79	8.93	93.0	248.0	0.0	0.0	248.0	0.0
Dezembro	20.6	22.77	6.58	78.5	212.2	0.0	0.0	212.2	0.0
Anual	1612	583	13.5	1776	4514	3582	2541	1973	1041

Legenda:

GlobHor – Irradiação global no plano horizontal;

DiffHor – Irradiação difusa horizontal;

T_{amb} – Temperatura ambiente;

GlobEff – Irradiação global efetiva sobre o modulo;

E_{s,Inv} – Energia elétrica disponível no inversor;

E_{NEC} – Necessidades de en. elétrica do consumidor;

E_{AutoC} – Energia elétrica para autoconsumo;

E_{i,Rede} – Energia elétrica injetada na rede;

E_{d,Rede} – Energia elétrica consumida da rede.

Como em todos os sistemas reais, existem diversas perdas que devem ser consideradas na simulação, com o objetivo de se atingirem resultados mais precisos. O diagrama de *Grassman*, Figura 41, descreve qual é a irradiação que é recebida do sol, como é convertida nos módulos em eletricidade DC, otimizada em termos de corrente e tensão no circuito MPP (*Maximum Powerpoint Tracker*), antes de ser transformada em eletricidade útil CA à saída do inversor. Parte dela é autoconsumida, sendo a quantidade excedente injetada na rede.

A primeira análise identifica a irradiação anual global horizontal que toma o valor de 1612 kWh/m² mas, como está a ser utilizada uma estrutura fixa inclinada a 25° em relação ao solo (com um azimute de 10° para oeste em relação ao sul), verifica-se um ganho no plano do painel de +14.4%, um valor considerável e que resulta da soma de gráfico de perdas.

O fator de IAM, *Incidende Angle Modifier*, corresponde à diminuição da irradiância que realmente atinge a superfície das células FV, em relação à irradiância sob incidência normal. Essa diminuição deve-se principalmente aos reflexos na cobertura de vidro, que aumentam com o ângulo de incidência.

Para as perdas por sujidades foi atribuído o valor de 1%. Em climas em que é frequente ocorrer precipitação, as perdas por sujidade são geralmente baixas e podem ser desprezadas (inferior a 1%). No *datasheet* do módulo do painel FV, o rendimento é sempre o do STC (1000 W/m²), o que faz com que a irradiação real seja quase sempre mais baixa por causa da perda na conversão. Verificou-se assim que a célula não tem a mesma eficiência, o que equivale a uma perda, neste caso de - 0.51%.

Em relação às perdas devido a temperaturas elevadas, as condições de teste-padrão são especificadas para uma temperatura de célula de 25°C. Todavia, os módulos geralmente funcionam a temperaturas muito mais altas, 45°C normalmente. No presente caso, as perdas devido a temperaturas elevadas foram estimadas em -7.80%.

As perdas por qualidade do módulo do painel fotovoltaico são um parâmetro que deveria permitir ter total confiança do desempenho real ao longo do tempo, parâmetro este que está de acordo com as especificações do fabricante [40]. Por padrão, o PVsyst inicializa a "Perda de qualidade do módulo" de acordo com a especificação de tolerância do fabricante do módulo FV. O PVsyst escolherá um quarto da diferença entre esses valores. Durante a simulação, este fator induz uma perda da produção do painel, constante para todas as condições de operação. Os valores de tolerância permitem assim, na maioria dos casos, que a estimativa de produção se encontre nos intervalos referidos pelo fabricante mesmo quando se ultrapassa o valor nominal.

O LID, *light induced degradation*, ou seja, a degradação pela indução de luz, a qual corresponde a 1.5%, valor padrão do *datasheet*. Essa degradação existe em todos os módulos, em particular com células policristalinas, como no caso em estudo.

O *mismatch*, ou seja, a perda de incompatibilidade de matriz, é definida como a diferença entre a soma de todos os PMPP de cada sub módulo independente e o PMPP das características I-V resultantes da matriz [39]. As perdas por incompatibilidade devem-se principalmente ao facto de numa série de painéis fotovoltaicos, toda a cadeia está sujeita ao mesmo valor de corrente, o que considerando uma única *strings*, esse é o valor mais baixo que o sistema funciona [39]. A perda ôhmica é a perda por resistência ôhmica no sistema, ou seja, é a perda na conversão CA/CC e vice-versa.

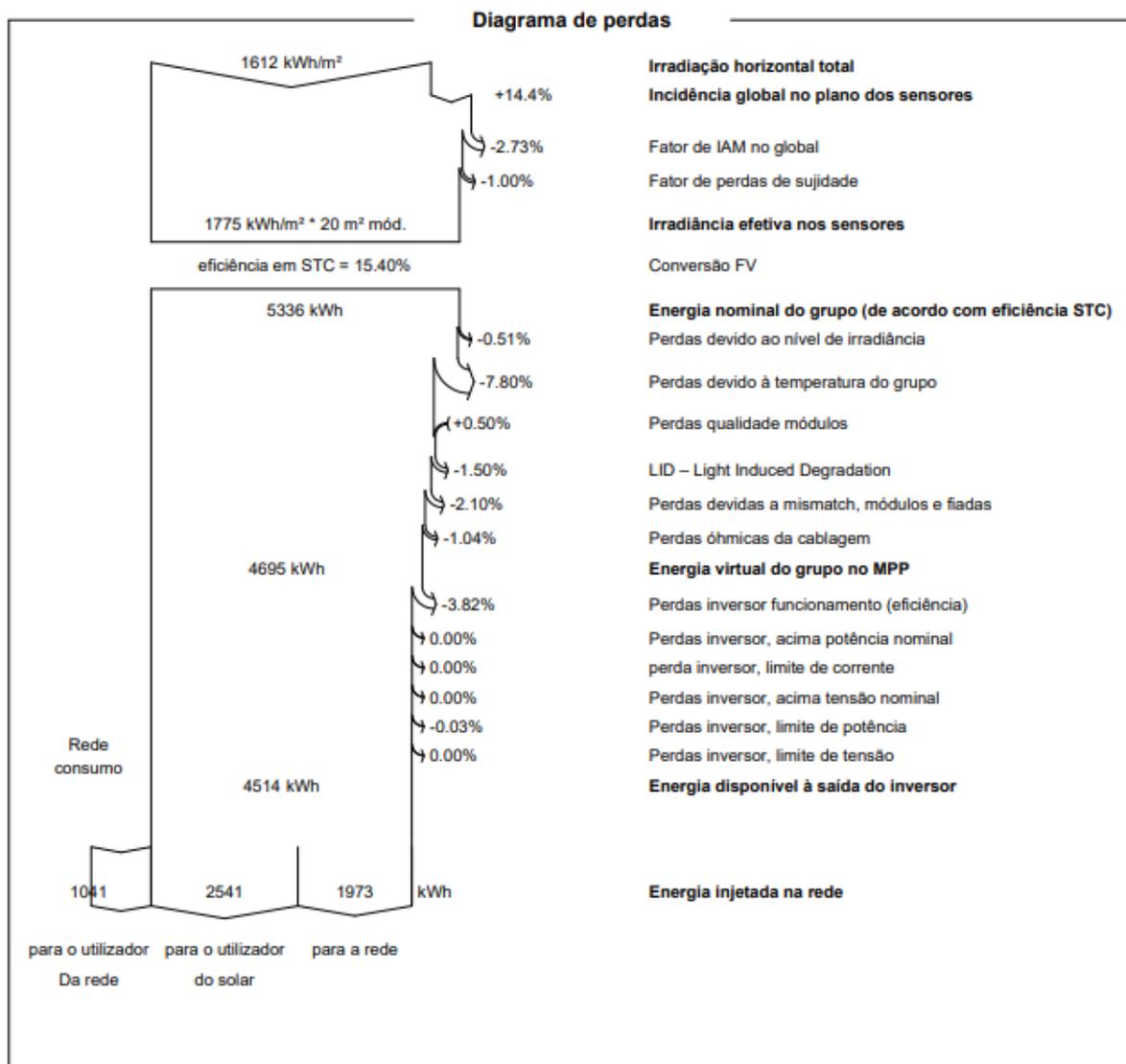


Figura 41 - Diagrama de *Grassman* do sistema FV.

Analisando as perdas no inversor, inclui-se a perda de eficiência da máquina, porque qualquer máquina elétrica nunca atinge 100% de rendimento e no inversor, verifica-se o mesmo efeito. No entanto, existe uma perda de 3.82% de eficiência. Assim à sua saída do inversor obtém-se um valor de 4514 kWh de energia, já considerando as perdas de 3.85% (perdas de eficiência e perdas devido ao limite de potência). Na Figura 42 pode-se comparar a energia injetada na rede, com a necessidade energética do consumidor, com a energia disponível a saída do inversor e com a energia da rede.

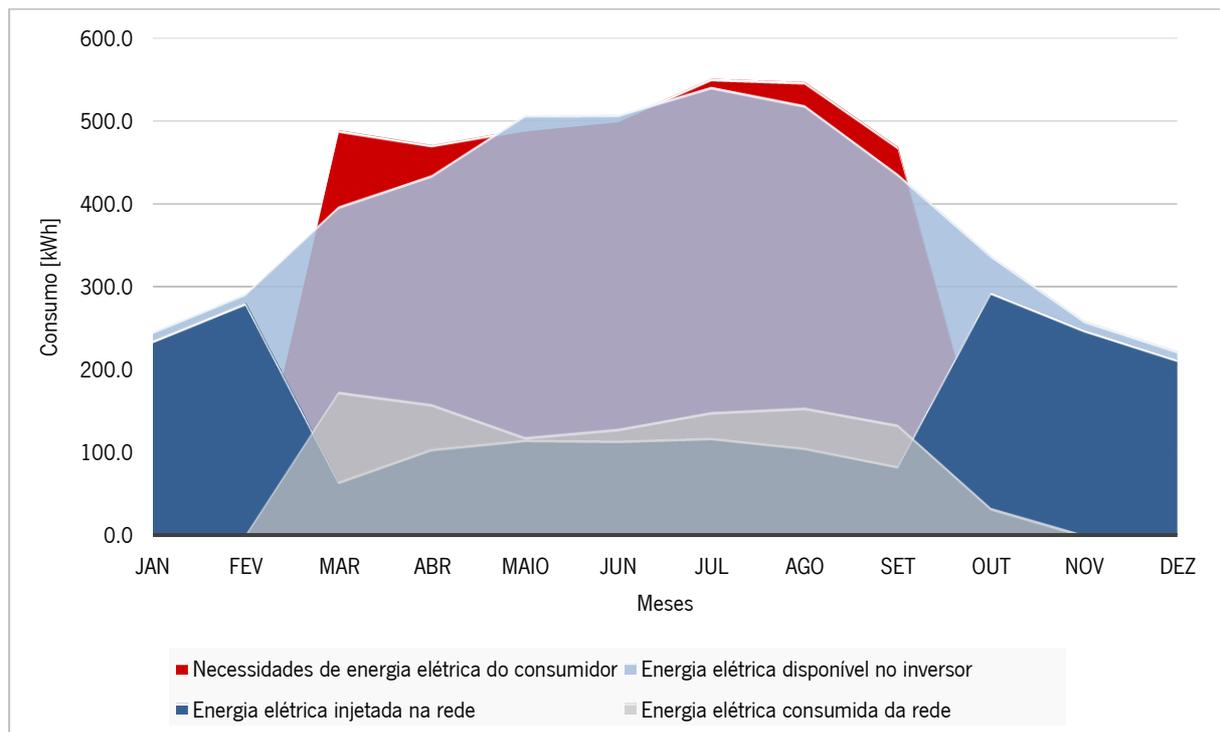


Figura 42 - Comparação entre a energia elétrica injetada na rede, necessidades de energia elétrica do consumidor e energia elétrica consumida da rede.

Na Figura 42 verifica-se que nos meses de menor/zero consumo (outubro a fevereiro) há uma grande quantidade de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos que é desperdiçada. Este fenómeno acontece de forma oposta nos períodos onde existe o pico de consumo em que a maioria da energia produzida pelos painéis FV é aproveitada, reduzindo assim os valores de energia que é injetada na rede nesse período.

Para uma análise mais detalhada, escolheram-se 3 dias diferentes durante o ano em situações diferentes nomeadamente: Meses de junho e julho onde ocorre o solstício de verão, que é onde o sol está mais alto e finais de setembro onde ocorre o equinócio de outono, os raios solares verticais atingem o equador (zero graus de latitude).

Na Figura 43 verifica-se que para um dia típico de céu limpo, o dia escolhido foi 23 de julho, há uma quantidade significativa de energia que é injetada na rede nas horas compreendida entre 12h-15h, período em que há maior radiação solar, logo há maior produção de energia pelos painéis fotovoltaicos. Entre 15h-19h e 06h-10h, período em que há menor produção de energia, ou seja, as horas em que há menor radiação solar, verifica-se que há uma quantidade significativa de energia que é solicitada da rede. Esse efeito, tendo em conta a quantidade de energia que é desperdiçada nas horas de maior produção, poderia ser evitado caso houvesse uma bateria para armazenar energia gerado pelos painéis FV nos horários de maior radiação solar.

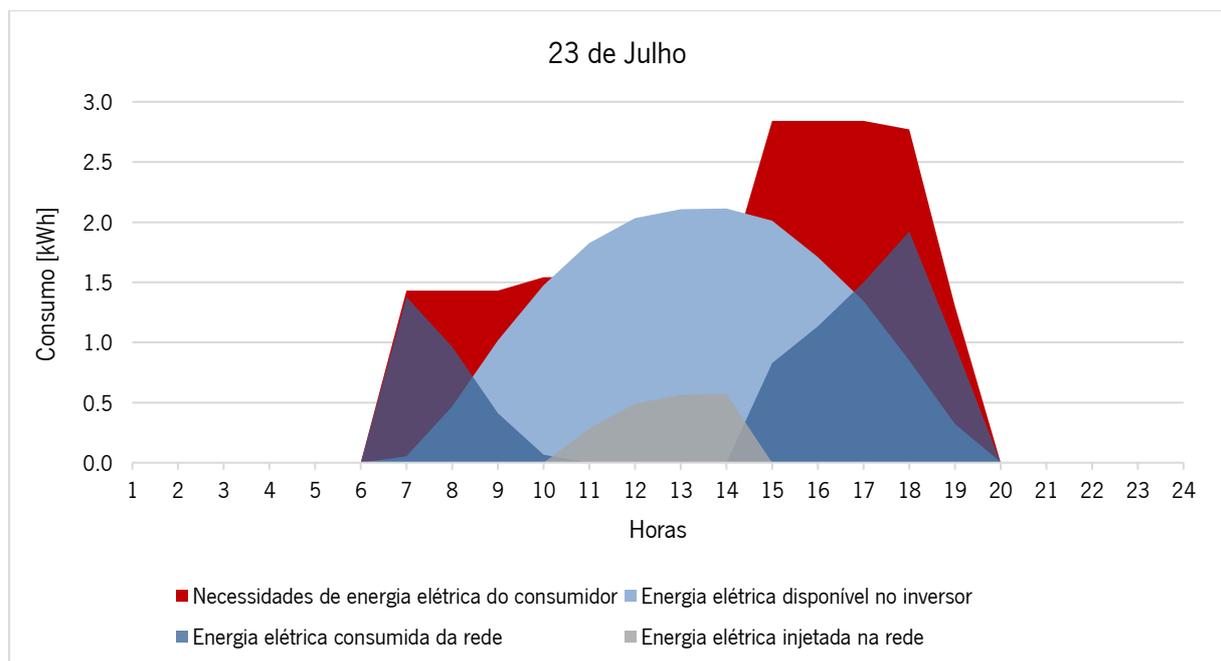


Figura 43 - Comparação entre a energia elétrica injetada na rede, necessidades de energia elétrica do consumidor e energia elétrica consumida da rede para um dia de céu limpo julho.

Na Figura 44, verifica-se que para um dia do mês de junho, o dia escolhido foi 20 de junho, entre as 14h e as 16h, a energia gerada pelos FV não satisfaz as necessidades energética do consumidor, sendo necessário recorrer a energia da rede. Entre 7h-9h e 10h-13h há uma grande quantidade de energia que é injetada na rede. Esta situação também poderia ser evitada caso houvesse um sistema de armazenamento de energia (baterias).

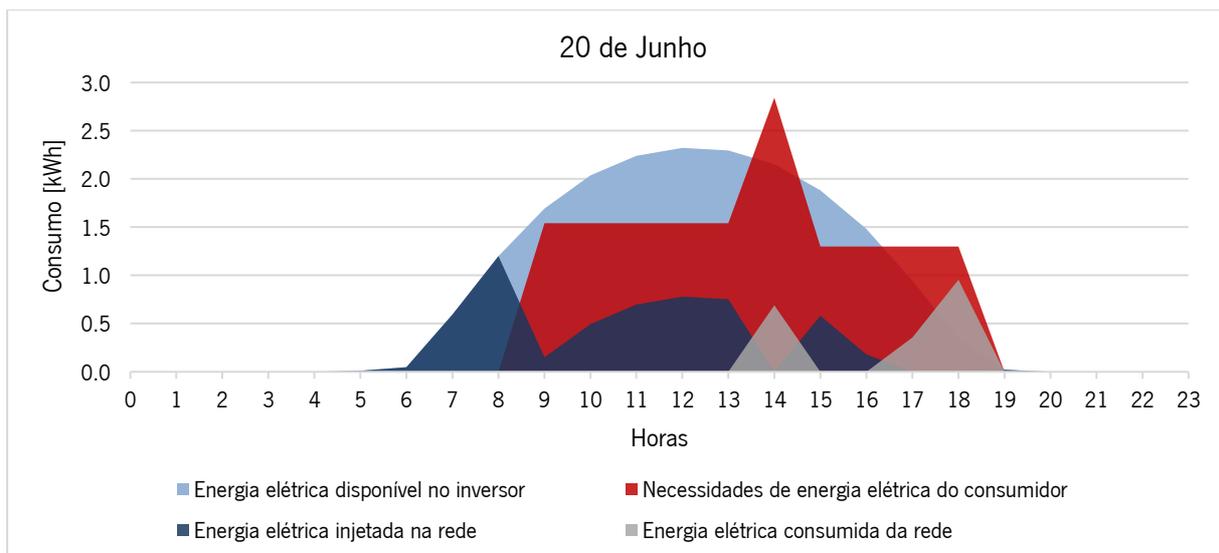


Figura 44 - Comparação entre a energia elétrica injetada na rede, necessidades de energia elétrica do consumidor e energia elétrica consumida da rede para um dia de céu limpo junho.

Na Figura 45, o dia escolhido para análise foi 23 de setembro, início do equinócio de outono. Nesta altura a produção de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos começa a baixar, devido à diminuição das horas de luz por dia e também às condicionantes meteorológicas - chuva, nevoeiro, céu nublado. A consequência desse efeito é o aumento da quantidade de energia que é solicitada à rede para satisfazer as necessidades energética do consumidor. Na Tabela 13 encontram-se os valores totais das energias para cada dia analisada anteriormente. Com a análise desta tabela, é possível concluir que a inclusão de uma bateria na ordem dos 2 kW representaria uma oportunidade para a rentabilização do sistema.

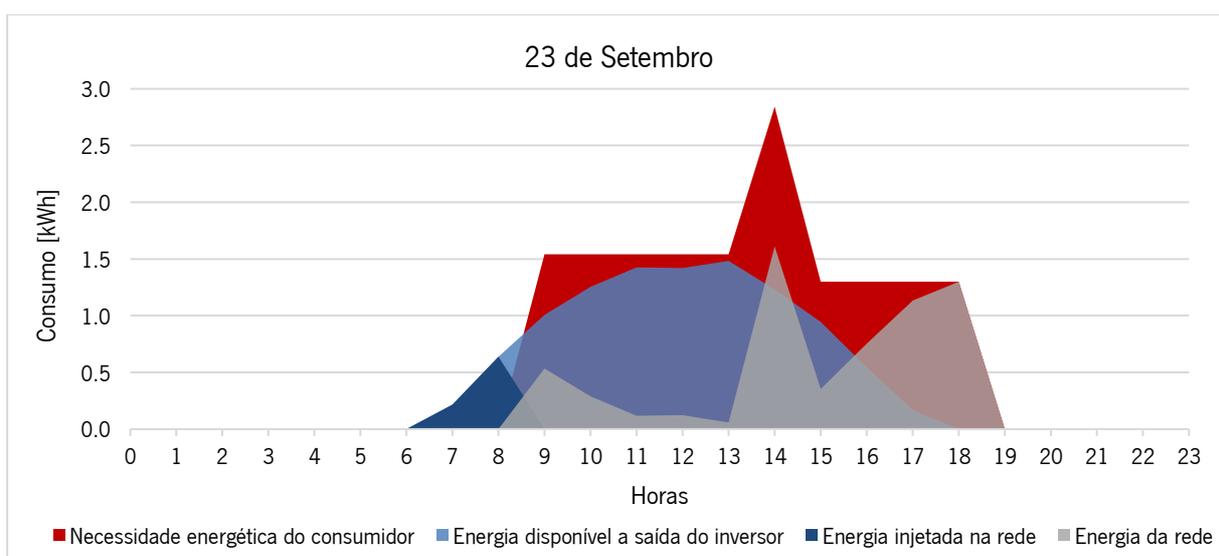


Figura 45 - Comparação entre a energia injetado na rede, necessidade energética do consumidor e energia da rede para início de equinócios de setembro (Outono).

Tabela 13 – Valores de energias para cada dia analisada.

Dias	20 de junho	23 de julho	23 de setembro
Necessidade Energética do consumidor (kWh)	15.8	24.6	15.8
Energia injetada na rede (kWh)	5.5	1.9	4.5
Energia disponível à saída do inversor (kWh)	19.3	17.3	17.4
Energia da rede (kWh)	2.0	9.2	2.9

Através do PVsyst, é possível avaliar a otimização do sistema em função do ângulo de inclinação e o ângulo de azimute. Esta ferramenta confere a possibilidade de escolher o período de otimização: ano completo, estação de inverno ou estação de verão. Primeiramente, efetuou-se a análise considerando a otimização do funcionamento do sistema para o ano todo, ligado à rede (sem sistema de bombagem) com o objetivo de determinar a energia desperdiçada. Para a otimização do ano completo, verificou-se que a inclinação ótima não seria 25°, mas sim 35° (azimute de 0°), isto porque, alterando para essas condições as perdas por otimização seriam de 0%. Na Figura 46 pode-se verificar esse efeito.

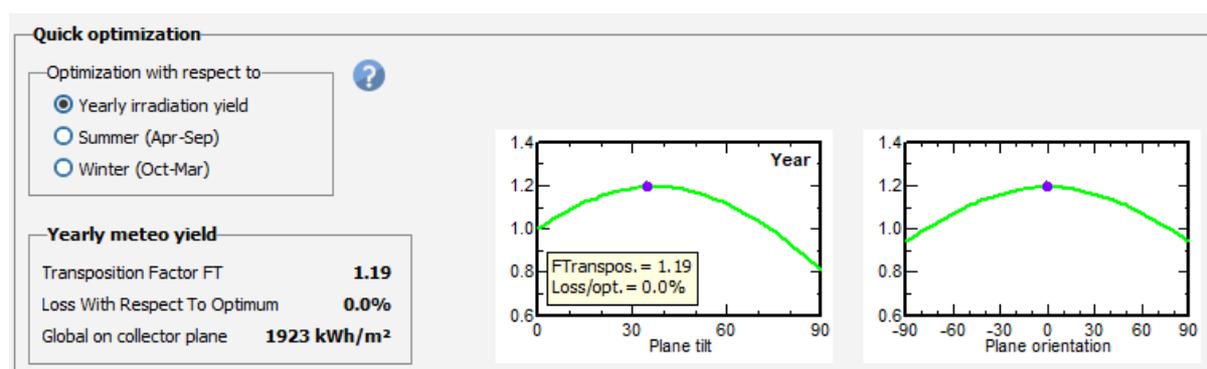


Figura 46 - Otimização para o ano todo para inclinação 35° e azimute 0°.

Em todo o caso, como a instalação tem como objetivo o *match* da produção do sistema FV e as necessidades de consumo de rega, a otimização deve ser efetuada considerando o período de verão. A Figura 47 mostra o resultado dessa otimização. Como se pode constatar, a consideração de uma inclinação de 25° resulta apenas numa perda por otimização de 0.2%.

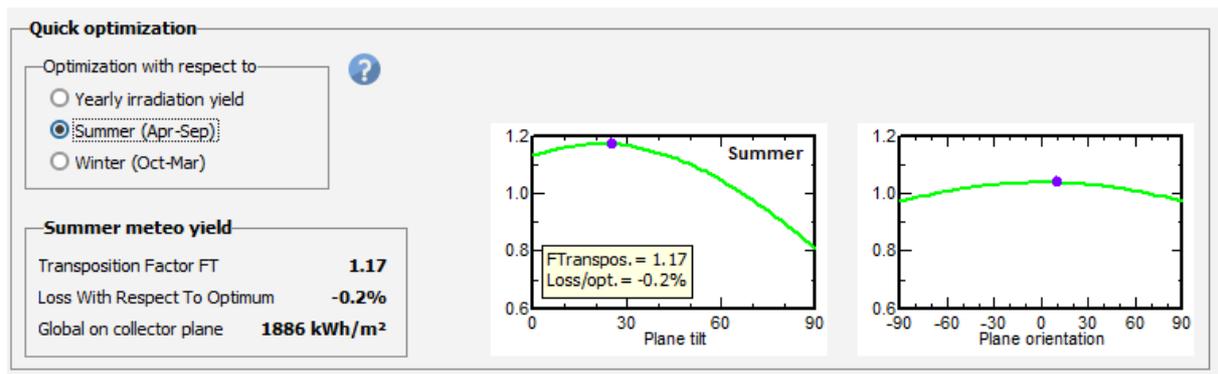


Figura 47 - Otimização para verão com inclinação de 25° e azimute 10°.

Para sistemas ligados à rede, até alguns anos atrás, a energia era normalmente vendida a um preço constante durante todo o ano (FIT), com valor superior ao preço médio de mercado. A otimização relevante corresponde, então, maximizar a energia anual produzida para as aplicações com consumos mais uniformes ao longo de todo o ano.

4.2 Análise de sensibilidade

Esta secção trata da apresentação dos resultados das avaliações executadas no PVsyst para uma série de simulações, em que cada simulação apresenta uma alteração em relação a simulação padrão anteriormente apresentada com o objetivo de avaliar que alterações resultam num melhor desempenho.

4.2.1 Avaliação da inclinação dos painéis fotovoltaicos

Na instalação situada no concelho de Baião, lugar de Vila Moura, os painéis estão instalados com uma inclinação fixa de 25°. São apresentados os resultados de várias simulações de modo a perceber, consoante as características da instalação, qual a inclinação ideal que leva a instalação a produzir mais energia durante todo o ano. A variação é analisada para os ângulos 20°, 30° e 36°. O resultado da simulação para a inclinação de 25° está apresentado no capítulo 3. Todos os relatórios da simulação podem ser consultados no Anexo 2. A Tabela 14 compara os resultados de cada redução ou aumento da inclinação, de modo a analisar qual a inclinação mais favorável.

Tabela 14 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para as diferentes inclinações propostas

Tipos de perdas	Inclinação dos painéis fotovoltaicos	20°	25° (Instalação)	30°	36°
Perdas Óticas	Irradiação global horizontal anual (kWh/m ²)	1612	1612	1612	1612
	Aumento da radiação global incidente no FV (%)	+12.8	+14.4	+15.3	+15.6
	Fator IAM (%)	-2.92	-2.73	-2.60	-2.57
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica (kWh/m ²)	1748	1775	1792	1797
	Eficiência de conversão do painel para STC (%)	15.40	15.40	15.40	15.40
Perdas dos Painéis	Valor nominal da energia da central (para STC) (kWh)	5253	5336	5387	5400
	Perdas devido ao nível da irradiância (%)	-0.53	-0.51	-0.50	-0.49
	Perdas devido a temperatura (%)	-7.66	-7.80	-7.89	-7.92
	Perda de qualidade do modulo (%)	+0.50	+0.50	+0.50	+0.50
	Energia virtual para MPP (kWh)	4628	4694	4734	4744
Perdas no inversor e energia gerada	Perda da eficiência do inversor durante a operação (%)	-3.84	-3.82	-3.81	-3.81
	Energia á saída do inversor (kWh)	4449	4514	4553	4562
	Energia injetada na rede (Wh)	1910	1973	2018	2044

A tabela com os resultados da simulação feita no *software* PVsyst para diferentes valores de inclinação permite concluir que a instalação está praticamente no seu valor ótimo, isto porque a instalação está direcionada para a rega que apenas funciona de março a inícios de outubro. Diminuindo a inclinação de 25° para 20° há um decréscimo na geração de energia elétrica. Por outro lado, conclui-se que aumentando o ângulo para 30° e 36°, há um ligeiro aumento da geração de energia, 39 kWh e 48 kWh respetivamente. Certamente que, aumentando a inclinação, aumenta a geração de energia elétrica por

ano. Tendo em conta a dimensão da instalação, esta variação não justificaria uma alteração da inclinação dos painéis.

Ainda se pode concluir que aumentando o ângulo da inclinação aumenta a radiação global incidente no painel FV, ou seja, o painel é capaz de captar mais irradiação solar, produzindo mais energia. A Figura 48 ajuda a perceber as informações anteriores, em termos de irradiação.

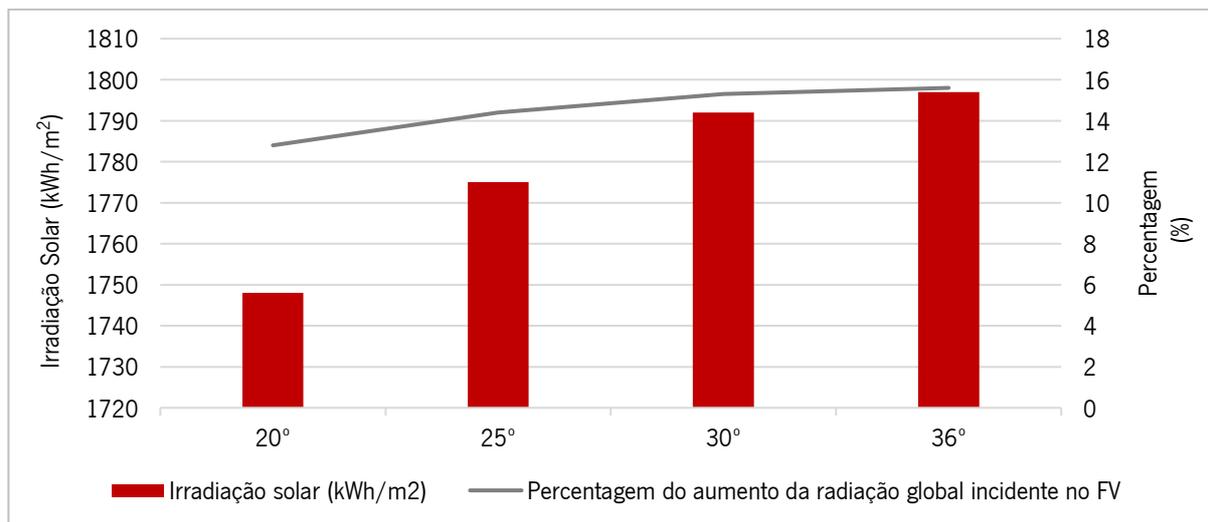


Figura 48 - Variações verificadas consoante alteração da inclinação do painel fotovoltaico, considerando o ano total.

4.2.2 Avaliação da geração de energia elétrica com diferentes sistemas de orientação

O objetivo desta secção é avaliar as diferenças de geração de energia que a instalação teria caso os painéis FV conseguissem ter uma monitorização que levasse à alteração da sua posição ao longo do ano ou dia de modo a aumentar a geração de energia da instalação.

A utilização de um sistema de seguimento solar é uma forma de aumentar a eficiência dos sistemas FV. A simulação no *software* foi realizada com diferentes tipos de sistemas de seguimento da melhor posição em relação ao sol. Os sistemas de seguimento solar são classificados de acordo com o número de eixos da sua estrutura, que podem ser compostas de um ou dois eixos. Os sistemas escolhidos para a simulação são:

- Seguidor de eixo horizontal;
- Seguidor de eixo polar;
- Seguidor de 2 eixos.

Seguidor de eixo horizontal

Os seguidores de um eixo do tipo horizontal são mais adequados em baixas latitudes como nos trópicos e perto do equador e são também estruturalmente mais rígidos e estáveis sendo mais resistentes a danos provocados por tempestades [42]. A Figura 49 ilustra um exemplo deste sistema.

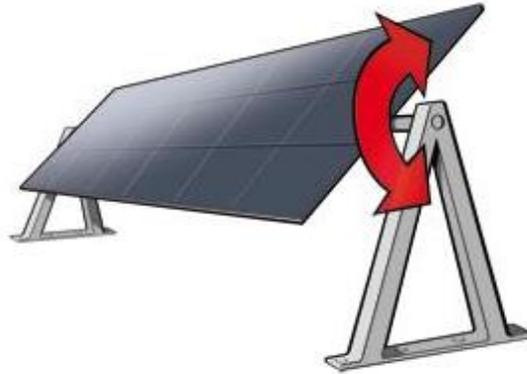


Figura 49 - Seguidor de eixo horizontal [42].

A Figura 50, ilustra a configuração deste sistema apresentada no *software* PVsyst, assim como os limites que a inclinação pode atingir.



Figura 50 - Configuração do sistema seguidor de eixo horizontal no PVsyst.

O sistema de eixo horizontal ao contrário de outros sistemas, não necessita de um sistema automático de seguimento, podendo antes funcionar através de uma serie de posições fixas, determinadas anteriormente à instalação.

Seguidor de eixo polar

Nos sistemas de seguimento solar de eixo polar, a estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos é posicionada sobre um eixo inclinado (sentido Norte-Sul), com ângulo de fixação fixo em que o ângulo depende da latitude do local da instalação. Na Figura 51 ilustra um exemplo deste sistema.

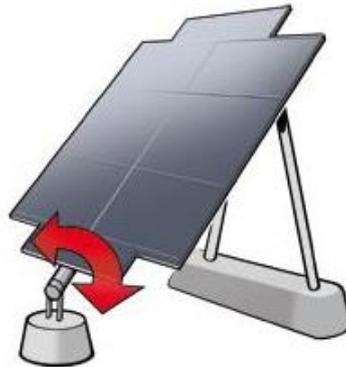


Figura 51 - Seguidor de eixo polar [42].

O eixo inclinado possui um movimento de rotação que orienta a estrutura de fixação para seguir a trajetória diária do sol, no sentido Este-Oeste. Seguidores solares do tipo polar são mais adequados para localidades com latitudes superiores. O seguidor polar é simples de implementar e é um seguidor com elevado eficiência, pois nos equinócios da Primavera e Outono a incidência solar estará perpendicular aos painéis. Uma boa regra a ser seguida é inclinar os módulos com o mesmo ângulo de latitude do local para garantir o melhor desempenho do sistema FV. A Figura 52 mostra a configuração deste sistema imposta no PVsyst, assim como os limites estabelecidos.

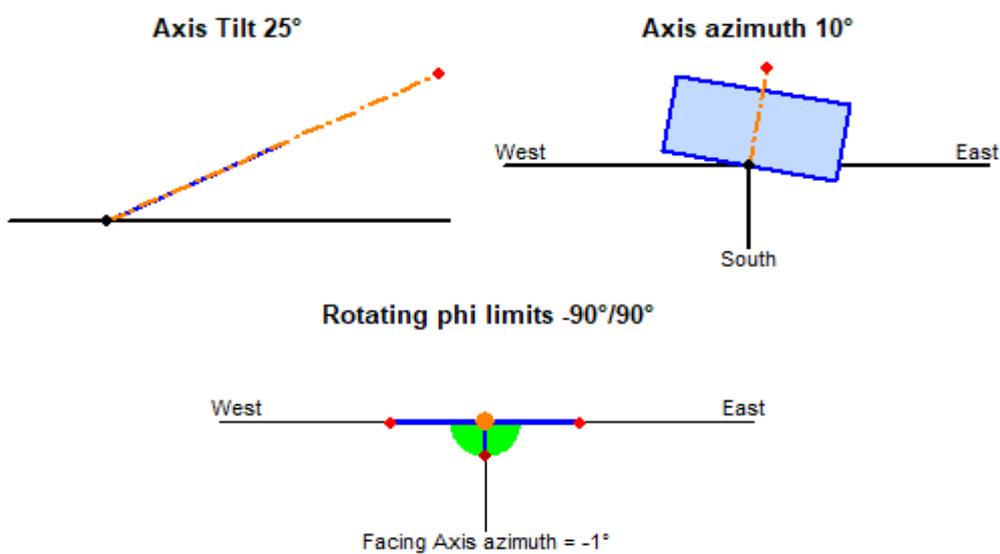


Figura 52 - Configuração do sistema de eixo polar imposto pelo PVsyst.

Seguidor de 2 eixos

Os dois eixos de rotação permitem que o seguidor alinhe as células solares para ficarem perpendiculares aos raios de sol ao longo do dia e durante as diferentes estações do ano [42]. Com a utilização de um seguidor solar de dois eixos, Figura 53, a energia anual gerada em comparação com um sistema fixo, tem um aumento aproximadamente até 40%. Os seguidores de dois eixos acompanham com mais exatidão os movimentos do sol, no entanto, são mais complexos e mais caros.



Figura 53 - Seguidor de 2 eixos [42].

A Figura 54 mostra a configuração deste sistema imposta no PVSyst, assim como os limites estabelecidos.

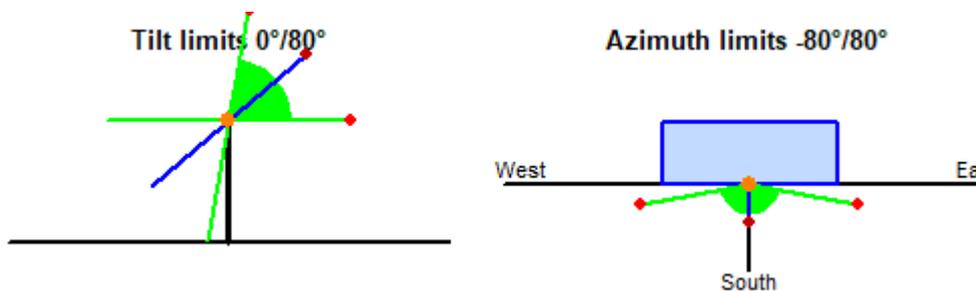


Figura 54 - Configuração do sistema seguidor de dois eixos imposto pelo PVSyst.

Os resultados a seguir representados têm em conta a comparação com os valores obtidos para a configuração real da instalação. A Tabela 15 apresenta assim os valores obtidos durante a simulação para diferentes sistemas anteriormente mencionados. Todos os relatórios da simulação podem ser consultados no Anexo 2.

Tabela 15 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para os diferentes tipos de configurações de sistemas fotovoltaicos, incluindo a configuração real.

	Tipo de Configuração	Sistema Plano fixo	Seguidor horizontal	Seguidor eixo polar	Seguidor 2 eixos
Perdas Óticas	Irradiação global horizontal anual (kWh/m ²)	1612	1612	1612	1612
	Aumento da radiação global incidente no FV (%)	+14.4	+25	+53.1	+58.9
	Fator IAM (%)	-2.73	-2.21	-0.97	-0.62
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica (kWh/m ²)	1775	1950	2419	2519
	Eficiência de conversão do painel para STC (%)	15.40	15.40	15.40	15.40
Perdas dos Painéis	Valor nominal da energia da central (para STC) (kWh)	5336	5861	7272	7570
	Perdas devido ao nível da irradiância (%)	-0.51	-0.36	-0.08	-0.10
	Perdas devido a temperatura (%)	-7.80	-8.19	-9.74	-10.20
	Perda de qualidade do modulo (%)	+0.50	+0.50	+0.50	+0.50
	Energia virtual para MPP (kWh)	4694	5139	6275	6500
Perdas no inversor e energia gerada	Perda da eficiência do inversor durante a operação (%)	-3.82	-3.62	-3.31	-3.28
	Energia à saída do inversor (kWh)	4514	4952	6066	6280
	Energia injetada na rede (Wh)	1973	2365	3220	3430

Os valores obtidos através das simulações para cada tipo de sistema, apresentados na Tabela 15 permitem constatar o sistema de seguidor com 2 eixos é o sistema com maior capacidade de injeção de energia na rede, seguido do eixo polar, e do seguidor de eixo horizontal. Este resultado é justificado pelo incremento de irradiação efetiva disponível por área de coleção, passível de ser obtida por cada um dos sistemas em análise (ver Tabela 15). Numa análise mais detalhada da tabela, verifica-se que a parcela do aumento da radiação global incidente no FV, é a que tem maior relevância na determinação do valor

da energia à saída do inversor. O fator de perdas IAM, resultante das mudanças de ângulo de incidência quando a luz atravessa as camadas protetoras do módulo até atingir as células solares, é superior para os sistemas planos fixos como é o caso da instalação em estudo. Pela análise dos resultados, verifica-se que este fator de perdas é muito menor para os sistemas de seguidor de eixo polar e de 2 eixos, quando comparados com o seguidor horizontal e plano fixo.

Desta forma, pode afirmar-se que os sistemas FV com seguidores permitem a redução do desperdício da radiação incidente. Por outro lado, a correção espectral para este tipo de painéis é superior, como se pode analisar na Tabela 15. Porém é importante lembrar que este estudo pretende apenas analisar potenciais ganhos com diferentes seguidores solares. A Figura 55 mostra as diferenças entre os sistemas em relação as parcelas mais significativas que contribuem para o valor da irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica.

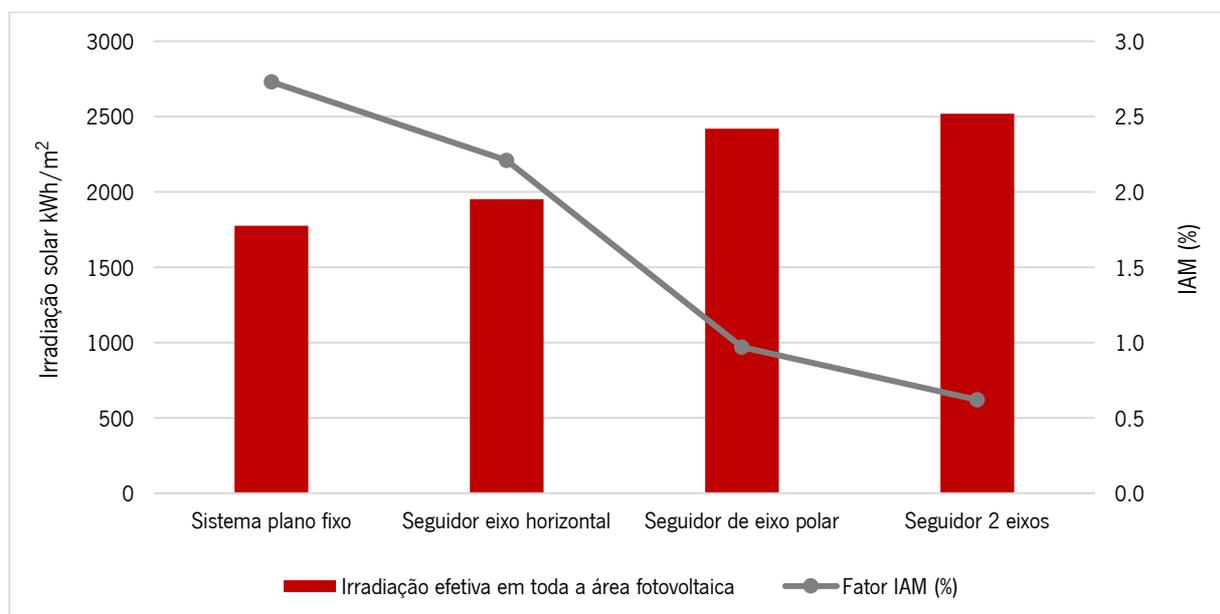


Figura 55 - Alterações verificadas consoante a variação do sistema.

Com as análises efetuadas para diferentes sistemas de seguidores solares, constata-se que esta serve apenas para indicação das alternativas existentes e que poderiam fazer parte da instalação porque uma instalação com estes sistemas implementados obriga um acréscimo em cerca de 20% de custo do projeto, não só ao nível de instalação como ao nível da manutenção. Ou seja, usar estes sistemas seria mais compensatório para instalações de maior capacidade instalada. De qualquer modo, o sistema seguidor de eixo polar é o sistema mais interessante a implementar, não se justificando a opção por um seguidor de 2 eixos, face ao reduzindo aumento da irradiação solar que não deverá compensar o aumento da complexidade ao passar de 1 eixo para 2 eixos.

4.2.3 Avaliação da instalação com diferentes modelos de painéis FV

A avaliação da alteração do modelo do painel FV que se encontra instalado tem como objetivo perceber, quais as diferenças que se poderiam encontrar caso fossem escolhidos outros modelos dos painéis FV. Foram considerados diferentes tipos de materiais do mesmo fabricante (Axitec), tendo sido selecionados alguns materiais mais recentes. A Tabela 16 apresenta as configurações de cada modelo dos painéis fotovoltaico porque, cada modelo diferente apresenta diferentes aspetos como por exemplo a potência de pico, a dimensão e a sua eficiência. A Tabela 16 ajuda a perceber as principais diferenças dos distintos painéis. Para cada um dos modelos selecionados, foi efetuada uma simulação no *software* PVsyst.

Tabela 16 - Tabela representativa dos tipos de painéis escolhidos e as suas características.

Tecnologia	Policristalino		Monocristalino
Marca	Axitec		
Modelo	AC-250P/156-60S (instalado)	AC-270M/156-60S	AC-385MH/144S
Potência (Wp)	250	270	385
Eficiência do módulo (%)	15.37	16.60	19.14
Número de células em serie	60		144
Dimensões (mm)	1640 x 992 x 40	1640 x 992 x 35	2008 x 1002 x 35
Peso (Kg)	18.5	18	23.5
Preço/unidade FV (€)	187	145	174
Configurações globais de cada simulação do PVsyst			
Potência total (kWp)	3	3.24	3.08
Nº de módulos	12	12	8
Área total (m ²)	20	20	16

Através da Tabela 16 é possível verificar que um modelo de painel com uma potência de pico mais elevada, é necessário um menor número de painéis para satisfazer uma potência de 3 kWp, como por exemplo no caso do modelo AC-385MH/144S. Além disso, também se verifica que a área é menor em relação aos outros dois modelos.

A Tabela 17 apresenta os resultados de cada simulação para compreender quais as alternativas, justificáveis, aos tipos de painéis instalados na instalação. A escolha dos painéis fotovoltaicos no ano de 2017 (ano da instalação) recaiu sobre a relação preço/potência, visto que, na época os painéis

policristalinos apresentavam melhor eficiência em relação aos monocristalinos. O relatório completo desta análise é apresentado no Anexo 2.

Tabela 17 - Comparação de cada simulação realizada para os diferentes modelos de painéis propostos

	Modelo dos painéis	AC-250P/156-60S	AC-270M/156-60S	AC-385MH/144S
Perdas Óticas	Irradiação global horizontal (kWh/m ²)	1612	1612	1612
	Aumento da radiação global incidente no FV (%)	+14.4	+14.4	+14.4
	Fator IAM (%)	-2.73	-2.73	-2.92
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica (kWh/m ²)	1775	1775	1772
	Eficiência de conversão do painel para STC (%)	15.40	16.60	19.43
Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para STC) (kWh)	5336	5775	5465
	Perdas devido ao nível da irradiância (%)	-0.51	-0.42	-0.68
	Perdas devido a temperatura (%)	-7.80	-7.29	-6.89
	Perda de qualidade do modulo (%)	+0.50	+0.50	+0.50
	Energia virtual para MPP (kWh)	4695	4918	4874
Perdas no inversor e energia gerada	Perda da eficiência do inversor durante a operação (%)	-3.82	-3.18	-3.81
	Energia á saída do inversor (kWh)	4514	4732	4661
	Energia injetada na rede (Wh)	1973	2138	2091

Pela análise da Tabela 17 a relação preço/potência escolhida na época para a instalação é justificável porque os resultados obtidos dos painéis escolhidos apresentam resultados de energia produzida muito similares.

A Figura 56 permite constatar a variação do PR, *performance ratio* (a relação entre a quantidade de energia produzida pelo sistema e a energia consumida pela instalação). De acordo com o gráfico, pode-

se constatar que o modelo AC-385MH/144S é o que apresenta melhor PR (82.1%) em relação ao modelo AC-270M/156-60 (79.2%), mas injeta uma menor quantidade de energia na rede.

Comparando o modelo AC-250P/156-60S com o modelo AC-385MH/144S, é muito baixa a diferença do valor de PR (81.61% versus 82.08%, respetivamente). Em relação a energia injetada na rede, o modelo AC-385MH/144S injeta uma quantidade substancialmente superior, pois produz mais energia.

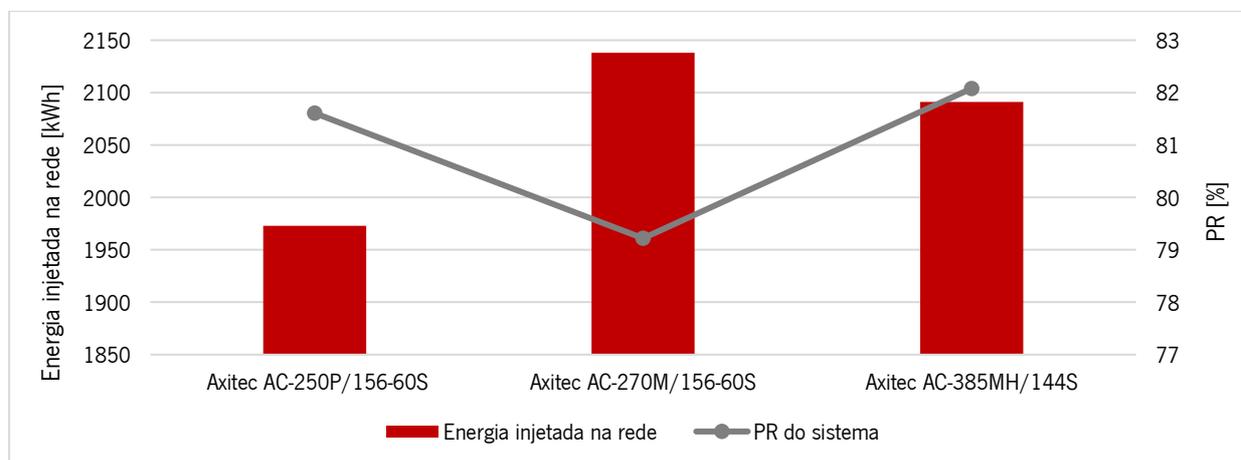


Figura 56 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante alteração tipo de painel fotovoltaico.

4.2.4 Avaliação da instalação com diferentes modelos dos inversores

Na presente secção, o objetivo é efetuar a simulação com diferentes inversores de modo a comparar os resultados obtidos com o inversor instalado. A Tabela 18 apresenta as especificações quer do inversor (Kostal) da instalação do caso em estudo quer do inversor com o qual se pretende fazer a comparação.

Tabela 18 - Tabela representativa dos tipos de inversores escolhidos e a sua composição.

Dados representativos de cada opção		
Fabricante	Kostal	SolaXpower
Modelo	Piko IQ 4.2	X1-Boost-4.2kW
Potência nominal (kW AC)	4.2	4.2
Eficiência (%)	97.5	98
Intervalo de tensão (V)	180-720	70-580
Dimensões (mm)	563x405x233	420x330x143
Peso (kg)	17.9	16.7
Custo de aquisição (€)	1340	1087.37

As características dos dois inversores são semelhantes, pelo que se pode pressupor que a eficiência é o parâmetro que implicará diferenças na obtenção da energia elétrica. Assim, o objetivo é compreender se o aumento de produção compensará o investimento num inversor mais eficiente. Na Tabela 19 obtêm-

se os resultados para cada simulação com os respetivos inversores. O relatório completo gerado pelo PVsyst encontra-se no Anexo 2.

Tabela 19 - Simulação realizada para os diferentes modelos dos inversores propostos no PVsyst.

	Modelo do Inversor	Kostal	SolaXpower
Perdas Óticas	Irradiação global horizontal (kWh/m ²)	1612	1612
	Aumento da radiação global incidente no FV (%)	+14.4	+14.4
	Fator IAM (%)	-2.73	-2.73
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica (kWh/m ²)	1775	1775
	Eficiência de conversão do painel para STC (%)	15.40	15.40
Perdas dos Painéis	Valor nominal da energia da central (para STC) (kWh)	5336	5861
	Perdas devido ao nível da irradiância (%)	-0.51	-0.51
	Perdas devido a temperatura (%)	-7.80	-7.80
	Perda de qualidade do modulo (%)	+0.50	+0.50
	Energia virtual para MPP (kWh)	4694	4695
Perdas no inversor e energia gerada	Perda da eficiência do inversor durante a operação (%)	-3.82	-3.18
	Energia à saída do inversor (kWh)	4514	4544
	Energia injetada na rede (Wh)	1973	1996

A conclusão que se pode obter através da Tabela 19 é que, com o inversor X1-Boost-4.2kW da SolarXpower é possível obter mais 23 kWh de energia elétrica para ser injetada na rede, gerando um maior benefício económico. Além disso, o inversor X1-Boost-4.2kW tem um custo cerca de 253 € menor, resultando assim num investimento inicial mais baixo, comparativamente com o inversor atual.

O gráfico da Figura 57 ilustra as variações da geração e do PR consoante o tipo de inversor. Pode-se concluir que o inversor da SolaXpower favorece de uma forma positivamente o PR do sistema fotovoltaico.

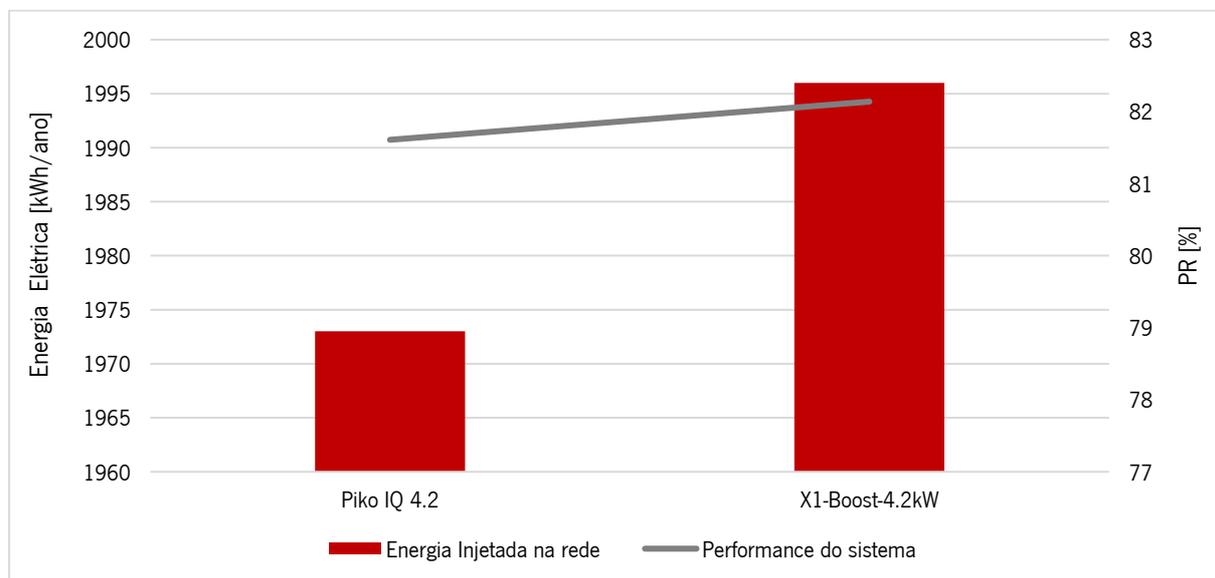


Figura 57 - Energia injetada na rede e PR do sistema conforme alteração tipo de inversor.

Não obstante estas considerações do estudo do inversor, pode-se referir que a sua substituição tem um impacto pouco relevante na produção da energia disponível.

5. AVALIAÇÃO ECONÓMICA

A realização de um projeto de investimento implica a elaboração de um estudo de viabilidade económica sobretudo para avaliar os fluxos de caixa envolvidos no investimento e determinar o período de recuperação do mesmo. Neste tipo de projetos de investimento, as decisões económicas exigem a determinação dos fluxos financeiros de investimento e de exploração, sendo que no caso específico dos cash-flows de exploração a rentabilidade do projeto está associada às economias geradas pela produção de energia para autoconsumo, as quais representam o principal custo de oportunidade dos sistemas de produção de energia fotovoltaica. Desta forma, pode-se afirmar que a rentabilidade de um projeto FV está diretamente dependente do investimento efetuado e da tarifa de venda de energia.

Assim, a realização de um projeto de investimento depende essencialmente da sua rentabilidade futura, ou seja, da capacidade de gerar fluxos financeiros (receitas) num futuro mais ou menos próximo, de modo a cobrir as despesas efetuadas com a sua realização e funcionamento. Assim, em termos de custos, a análise incluiu a determinação de todas as componentes de custo associadas à aquisição do sistema, ou seja, custos de compra do sistema FV e respetivos componentes, os custos de instalação, custos de ligação à rede, os custos de licenciamento (se necessários) e ainda os custos de manutenção. Numa análise económica de um projeto é imprescindível entender alguns conceitos financeiros necessários para avaliação de um projeto de investimento como valor atual líquido (VAL), taxa interna de rentabilidade (TIR) e período de retorno do investimento (PRI) em que:

- O VAL – corresponde à diferença dos valores atualizados, para um momento comum, de todas as despesas e receitas inerentes a um determinado projeto. A equação (8) é a expressão que podemos utilizar para o cálculo do VAL. Se o VAL for positivo significa que o projeto irá gerar um valor superior ao desembolso de capital do investidor assegurando a taxa de remuneração pretendida e criando riqueza.

$$VAL = \sum \frac{CF_t}{(1+i)^n} = \sum CF_t(1+i)^{-n} \quad (8)$$

onde:

CF_t : é o cash-flow no momento t (fluxo financeiro no momento t);

i : taxa de atualização do investimento;

n : período de tempo.

- A TIR – representa a taxa de rendimento do projeto de investimento. Desta forma, não é uma taxa previamente definida, mas sim a taxa de rentabilidade que torna os *cash-flows* de custos e proveitos iguais, isto é, a taxa que torna o VAL nulo (equação (9)). O cálculo desta taxa é independente da taxa de atualização, mas a tomada de decisão é feita comparando o valor da TIR com a taxa de atratividade do projeto.

$$\sum CF_t(1+i)^{-n} = 0 \quad (9)$$

- O PRI – é Indicador simples que traduz o número de anos necessários para recuperar o investimento inicial de um projeto, assumindo que um projeto gera recebimentos durante o seu tempo de vida e, em algum instante de tempo, os recebimentos totais irão igualar o custo inicial.

Um outro indicador é o *Levelized Cost Of Energy* (LCOE) que consiste num parâmetro que calcula o custo médio do total da energia produzida por um sistema durante o seu período de vida estimado, tendo como unidade o €/kWh. O LCOE permite contabilizar, não só, o custo da instalação por unidade de potência instalada, mas também outros custos tais como o das atividades de operação e manutenção, a energia produzida, a degradação e o tempo de vida da instalação. O seu cálculo é efetuado através da razão entre a soma do capital investido (C_{inv}) com os custos de operação e manutenção ($C_{O\&M}$) e a energia total produzida em todo o período de funcionamento do sistema (E_{total}):

$$LCOE = \frac{C_{inv} + C_{O\&M}}{E_{total}} \quad (10)$$

5.1 Definição do modelo económico

De modo a conduzir a análise financeira e determinar a viabilidade do presente projeto, estão disponibilizados, na Tabela 20, os valores unitários para o custo de cada componente do sistema FV em estudo. Os valores considerados para esta análise correspondem aos custos reais do sistema, à data da realização do investimento, o ano de 2017. Os custos de investimento considerados incluem não só os custos com o equipamento como também os custos de montagem e instalação técnica do sistema. Para além destes custos é adicionado os custos de ligação à rede e manutenção que são os gastos necessários para o normal funcionamento da instalação fotovoltaica, estando nela incluídos despesas administrativo, reparações e manutenções previstas para este tipo de instalação. Já o custo de ligação à rede, que é também considerado um custo inicial, foi considerado um valor fixo de 140 €.

Tabela 20 - Preços dos produtos instalado.

Descrição	Valor unitário (€)	Quantidade	Subtotal (€)
Painel solar	187	12	2 244
Inversor	1 340	1	1 340
Estrutura solar fixa	1 650	1	1 650
Contador de energia; Sistema gestão TI Autoconsumo	635	1	635
Quadro elétrico	180	1	180
Montagem; Instalação técnica; acessórios	420	1	420
Total s/IVA			6 469
Total c/IVA			7 956.87

Para a determinação dos custos e receitas ocorridos em cada um dos anos ao longo do tempo de vida estimada do sistema é necessário efetuar a atualização desses fluxos de caixa, ou seja, convertê-los num valor de renda anual. Anualizar cash-flows corresponde à distribuição do valor presente ao longo da vida útil de um sistema, enquanto contabiliza o valor do dinheiro no tempo. Nesse sentido, é necessário determinar o Fator de Recuperação de Capital (FRC) em função do tempo de vida estimado sistema e da taxa de juro. Neste estudo foi considerado um valor de $n = 20$ anos e uma taxa de interesse de $i = 2.4\%$. Esta taxa é uma taxa que se aproxima da taxa de retorno nominal (taxa de juro) menos a taxa de inflação mais o fator de risco dos proprietários dos sistemas adquiridos. A equação (11) apresenta a determinação do valor de FRC.

$$FRC = (P \rightarrow A, i, n) = \frac{i(1+i)^n}{i(1+i)^n - 1} \quad (11)$$

Em termos de custos de operação assumiu-se um valor fixo de $C_{O\&M} = 79.57 \text{ €/ano}$. Este valor foi considerado como um custo correspondente a 1% do valor do investimento inicial. Para esta análise foram considerados 3 cenários diferentes para o estudo da viabilidade económica:

- **Cenário 1 - Autoconsumo sem injeção de energia na rede**

Neste cenário considera-se apenas a poupança gerada pela energia em autoconsumo, não sendo considerada a injeção de energia na rede. Os custos com a compra de energia à rede que não pode ser suprimida pelo sistema FV são contabilizados;

- **Cenário 2 - Autoconsumo com injeção de energia na rede**

Neste cenário considera-se a poupança gerada pela energia em autoconsumo e a receita gerada pela venda da energia excedente, sendo esta injetada na rede. São considerados os custos com a compra de energia à rede que não pode ser suprimida pelo sistema FV;

- **Cenário 3 – Funcionamento em regime UPP**

Neste cenário considera-se a venda de toda a energia do FV ao preço em regime de UPP, neste caso assumido com um valor de 0.045 €/kWh, que foi a tarifa de referência para o ano de 2020 de acordo com a Portaria nº 80/2020. Adicionalmente, nesta situação a instalação de rega funcionaria durante o período noturno (em horas de vazio ou super-vazio) pelo que se considerou na análise económica que a totalidade da energia é comprada à rede a um preço típico de tarifário bi-horário correspondente a cerca de 0.10 €/kWh para o período noturno. Os valores das tarifas considerados para os três cenários são apresentados na Tabela 221.

Tabela 21 - Tarifas aplicadas para os três cenários considerados na análise económica.

Tarifas em €/kWh	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Tarifa de venda (FIT)	-	0.08	0.045
Tarifa de consumo (poupança)	0.145	0.145	-
Tarifa de compra à rede	0.145	0.145	0.10

5.2 Resultados da análise económica

A Tabela 22 apresenta os resultados dos *cash-flows* anuais relacionados com a geração e consumo da energia proporcionados pela instalação do sistema FV, nomeadamente a poupança em autoconsumo, a receita da venda do excedente da energia à rede e os custos da energia comprada à rede quando o sistema FV não permite cobrir as necessidades de consumo de rega. Salienta-se que os custos de investimento e os custos de manutenção são constantes, conforme descrito na secção 5.1. Como se pode verificar pelos resultados apresentados na tabela, o cenário de produção com venda do excedente de energia (cenário 2) é o cenário mais atrativo do ponto de vista económico. Considerando as atuais tarifas, o valor de venda da energia que é injetada na rede supera o valor da energia que tem de ser comprada ao comercializador, isto porque são vendidos 1973 kWh/ano e comprados 1041 kWh/ano de energia. Estes resultados são coerentes com a tendência imposta pela legislação, a qual é dirigida para o autoconsumo. Tal leva a que a viabilidade do investimento numa nova unidade dependa da concordância entre o perfil diário de consumo e o perfil da produção de eletricidade renovável. Esta

concordância é mais fácil de atingir ao aplicar numa unidade solar fotovoltaica a funcionar em regime de autoconsumo.

Por sua vez, o cenário 3 estará sempre dependente das tarifas aplicadas. A possibilidade da venda total de energia à rede é uma alternativa muito interessante no tipo de aplicações em estudo, sobretudo por causa da estação de Inverno na qual efetivamente não é necessário promover a rega. Com as alterações sucessivas de legislação ao longo dos últimos anos, têm-se registados tarifas de venda da energia à rede muito baixas (por exemplo, a tarifa em 2019 rondava os 0.03 €/kWh). Mesmo que se produza e comercialize toda a energia em regime UPP, com preços de compra de energia duas a três vezes superiores à tarifa de venda, não conseguem ser superadas as diferenças do valor monetário entre a rentabilidade da energia produzida e da energia consumida. Na atualidade a venda à rede a preços superiores aos de mercado terminou, uma vez que a venda total da eletricidade produzida, a um preço constante e bonificado deixou de ser incentivada com a publicação do DL nº153/2014.

Muitos desses projetos vêm avançando suportados por contratos de longo prazo entre privados, em que um determinado comercializador adquire, por vários anos, toda a produção que uma dada central solar venha a realizar, a um preço pré-definido. Essa garantia de venda é o que permite ao promotor angariar financiamento, ao mesmo tempo que dá aos comercializadores de energia previsibilidade sobre o preço a que poderão revender a eletricidade no futuro. Para centrais de menor dimensão, o cenário de produção em UPP torna-se mais complexo porque é requerido um seguro de valor bastante elevado.

Tabela 22 - Resultados dos cash-flows envolvidos nos 3 cenários em estudo

Cash-flows anuais (€/ano)	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Poupança em autoconsumo	368.4	368.4	-
Receita da venda à rede	-	157.8	203.1
Custo com a compra de energia à rede	- 150.9	- 150.9	- 358.2

Após a determinação de todos os cash-flows envolvidos no projeto, foi possível determinar os indicadores económicos para os 3 cenários (Tabela 23). Através da análise dos resultados é possível verificar que em nenhuma das circunstâncias analisadas o sistema FV gera uma rentabilidade positiva, tendo sido obtido valores negativos de VAL e TIR. Adicionalmente, em nenhum dos cenários é possível recuperar o investimento. A justificação para estes resultados prende-se com os elevados custos de investimento inicial, uma vez que os fluxos de caixa positivos são relativamente baixos. A produção de energia solar fotovoltaica em Portugal tem crescido de ano para ano, à medida que se tem registado uma substancial redução no custo dos módulos fotovoltaicos. Só desta forma, é possível recuperar o investimento e baixar os custos nivelados de produção de energia. Os três cenários apresentam um elevado valor de LCOE,

superior às tarifas atuais de comercialização. O cenário que inclui a injeção da energia excedente na rede (cenário 2) é o cenário com menor agravamento dos indicadores económicos.

Tabela 23 - Resultados da análise económica considerando o cálculo dos indicadores económicos para os 3 cenários

Indicador económico	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
VAL (€)	- 5 9236	-3 442	-11 790
PRI (anos)	Não recupera	Não recupera	Não recupera
IRR (%)	- 8.61	-2.82	n.a.
LCOE (€/kWh)	0.141	0.141	0.187

n.a. – cálculo não admissível – *cash-flows* negativos

Considerando os cenários 1 e 2, efetuou-se uma breve análise aos indicadores VAL e PRI caso o investimento no sistema FV sofresse uma redução de 50% e 75%. Os resultados são apresentados na Figura 58. Não foi apresentado o cenário 3, pois em nenhuma das situações se verificou a recuperação do investimento e apenas registavam valores de VAL negativos.

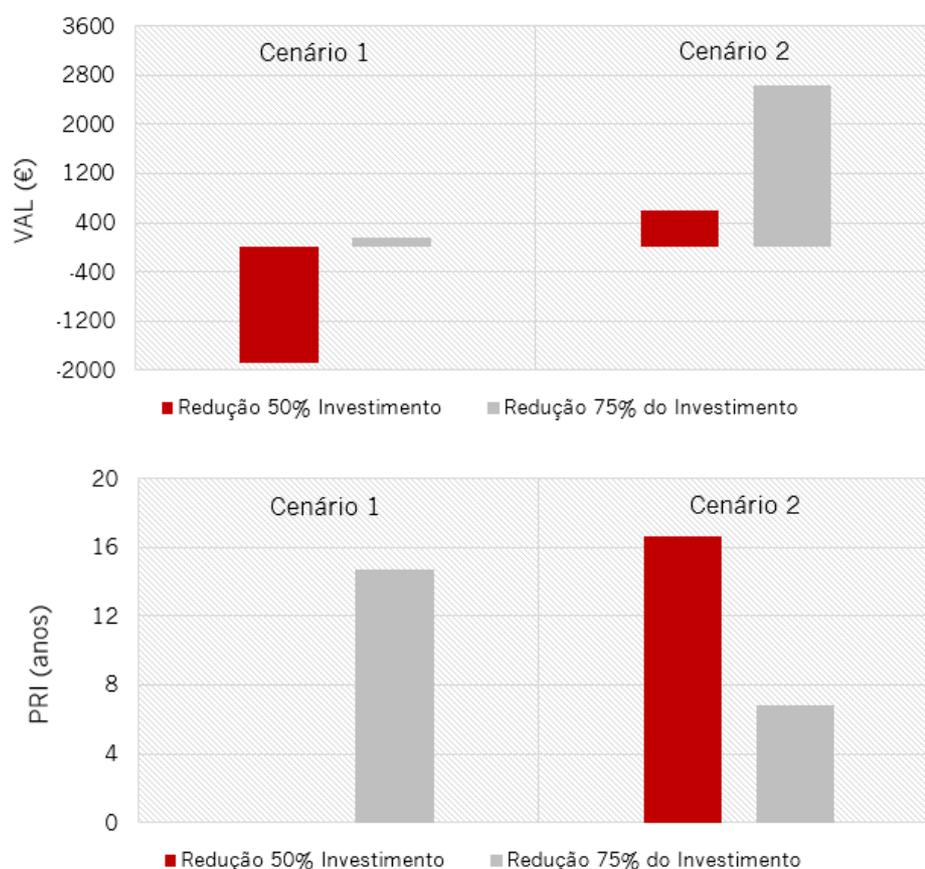


Figura 58 - Análise do VAL e do PRI considerando uma redução do investimento de 50% e 75% considerando os cenários economicamente menos agravados, cenário 1 e cenário 2 (mantendo todas as restantes condições do estudo inalteradas).

Como se pode verificar pela análise, com uma redução de 50% do custo de investimento do sistema FV, seria possível recuperar o investimento num período inferior aos 20 anos (13.7 anos) e gerar rentabilidade da sua operação considerando o autoconsumo e injeção do excedente de energia na rede (cenário 2). Nesta situação a TIR é de 3.92%. Se fosse considerada uma redução de 75% do custo de investimento, a TIR triplica (13.4%) e o investimento passa a ser recuperado em apenas 6.8 anos.

Caso não seja injetada a energia na rede (cenário 1), nem 50% da redução do investimento é suficiente para que o investimento se torne economicamente atrativo. Neste caso específico se for considerada uma redução de 75% do custo de investimento do sistema FV, é possível recuperar o investimento se for considerada no mínimo uma taxa de atratividade de 3.2%.

Através desta análise, é possível concluir que o setor solar fotovoltaico carece de uma estratégia coesa assente em pilares que ofereçam uma transição energética justa para a sociedade com redução de custos de aquisição dos sistemas, mas que promova simultaneamente um setor gerador de energia integrado numa cadeia de valor sustentável.

6. CONCLUSÕES E PERSPETIVAS DE TRABALHO FUTURO

6.1 Principais conclusões

Compreender a geometria solar para instalar os módulos FV corretamente e na posição adequada é um dos primeiros passos para implementar um sistema capaz de gerar a maior quantidade de energia possível, visando uma melhor performance do sistema.

Em Portugal o setor FV, nos últimos anos, tem demonstrado um crescimento exponencial. À medida que os preços das células fotovoltaicas vão diminuindo, torna-se cada vez mais acessível a produção da própria energia recorrendo a esta tecnologia. Nesse sentido, surgiu o Decreto-Lei nº 153/2014 com o objetivo de promover o regime de autoconsumo, destinado essencialmente à produção de eletricidade com a finalidade de satisfazer as suas necessidades energéticas, com a possibilidade de ligação à RESP para venda do excedente de energia. Foi com base nestes fundamentos que se proporcionou o desenvolvimento desta dissertação, abordando a temática da produção fotovoltaica.

O dimensionamento de um sistema FV é bastante complexo pois são vários os fatores a serem definidos. Nesse sentido, utilizou-se o *software* PVsyst. O PVsyst é um *software* bastante completo que permite uma rápida simulação dum sistema FV, respeitando as condições de adaptação entre o sistema gerador e o inversor, permitindo uma avaliação detalhada de todas as características de uma instalação fotovoltaica. Como resultado, é obtida a produção de energia elétrica, bem como a fração útil utilizada em autoconsumo e a fração injetada na rede.

Neste trabalho de dissertação procurou-se analisar o sistema, nomeadamente através da caracterização do local e dos componentes do sistema de modo a identificar o perfil produção e de consumo horário, ao longo de um ano.

No que toca ao dimensionamento, estimou-se um consumo de 3582 kWh/ano e o dimensionamento do sistema no *software* PVsyst apresenta uma produção anual de 4514 kWh (à saída do inversor). Verifica-se que há uma grande quantidade de energia desperdiçada, ou seja, energia que é injetada na rede, 1973 kWh/ano. Uma opção para evitar esse efeito seria optar por baterias de armazenamento de energia, permitindo assim que o consumidor tenha mais autonomia. Em todo o caso, a utilização de baterias tem implicações do ponto de vista económico, uma vez que estes componentes representam um incremento do custo do sistema.

Em relação à análise de sensibilidade, esta análise teve com objetivo avaliar várias alterações do sistema com o intuito de identificar os que resultam num maior desempenho no sistema. O estudo da inclinação dos painéis, permitiu avaliar qual a melhor configuração, tendo sido testados os ângulos de 20°, 25° ,

valores de inclinação mais próximos aos dos painéis da instalação real. Verificou-se que a inclinação dos painéis da instalação apresenta um valor de produção de energia próximo ao obtido para as inclinações de 30° e 36°. Concluiu-se que o sistema está com uma inclinação ajustada para a aplicação da rega, o que corresponderá ao seu ponto de funcionamento ótimo.

Sistemas com rastreamento são aconselháveis para grandes investimentos, ou seja, para instalações de grandes dimensões, na gama dos MW de potência instalada, isto porque em relação à avaliação económica, o ganho energético que se obtém com estes sistemas compensa o investimento adicional. Entre os sistemas com rastreamento, os sistemas com eixo polar são os sistemas que permitem obter um melhor aproveitamento do potencial de produção de energia.

Em relação a avaliação da alteração do modelo do painel FV, sugere-se a utilização de painéis monocristalinos (eficiência cerca de 20%). No momento de instalação do sistema em estudo, em 2017/2018, eram mais usados os painéis os policristalinos (com eficiências entre 15 e 16%). Houve uma significativa diminuição do preço nos painéis, enquanto o painel de 250 W custava 187 € em 2017, para uma eficiência de cerca de 15%; atualmente o painel de 385 W com uma eficiência por volta de 20% custa 174 € (dados de 2021).

Em relação a análise económica, foram analisados 3 cenários diferentes: no cenário 1 foi analisada a produção sem injeção de energia na rede; no cenário 2 foi analisada a produção com injeção de energia na rede e; o cenário 3 corresponde ao funcionamento do sistema em regime UPP, ou seja, toda a energia do FV é vendida à rede. Após a determinação de todos os *cash-flows* foi possível verificar que, em nenhuma das opções analisadas, o sistema FV gera uma rentabilidade positiva. Acrescenta ainda que não é possível recuperar o investimento por causa do elevado investimento inicial. Este resultado prende-se com os elevados custos de investimento para a aquisição e instalação do sistema. Em todo o caso, com estas análises concluiu-se que, em termos comparativos, o cenário de produção com venda do excedente de energia (cenário 2) é o cenário mais atrativo do ponto de vista económico.

O cenário de venda total de energia à rede é uma alternativa interessante no tipo de aplicação em estudo (rega) por causa da estação do inverno, durante a qual não é necessário efetuar a rega. No entanto, considerando as tarifas de compra e venda de electricidades do panorama atual, essa alternativa dificilmente deve ser considerada.

Efetuiu-se uma breve análise de sensibilidade aos indicadores VAL e PRI, caso o investimento no sistema FV sofresse uma redução de 50% e 75%. No cenário de autoconsumo e injeção do excedente de energia na rede (cenário 2), com uma redução de 50% do investimento, seria possível recuperar o investimento

num período de 13.7 anos. Se fosse considerada uma redução de 75%, o investimento passaria a ser recuperado em 6.8 anos.

Face ao estudo desenvolvido, acredita-se que, com o crescimento da produção de energia fotovoltaica de ano para ano e com a substancial redução no custo dos módulos fotovoltaicos, será possível recuperar o investimento e baixar os preços nivelados de produção de energia.

6.2 Trabalho futuro

No âmbito do estudo apresentado, seria útil tendo em conta todas as abordagens que foram realizadas nesta dissertação, as seguintes sugestões de trabalhos futuros a realizar, nomeadamente:

- Comparar os resultados da simulação do PVsyst, baseados num ano meteorológico de referência com os valores reais para um ano de funcionamento da instalação. Isto implicaria a montagem de um sistema de monitorização que inclua um sensor para a quantificação da radiação solar;
- Adição de baterias, o que poderá representar uma vantagem competitiva do sistema, especialmente no que toca ao desenvolvimento dos sistemas de armazenamento, promovendo um melhor aproveitamento da energia produzida pelo FV, o que poderá significar um melhor resultado do ponto de vista da viabilidade económica;
- Estudo e comparação de resultados com outro programa para além do PVsyst;
- Avaliação de outras instalações fotovoltaicas com o *software* PVsyst, instalações com maior ou menor potência instalada para verificar o comportamento do programa em diversas situações e outras aplicações.
- Considerando a intermitência da energia solar, uma das sugestões de trabalho futuro passa pela utilização de dados de radiação/produção real com frequências de amostragem inferiores às usadas neste estudo, ou seja, usar valores com duração inferior a um período de base horária.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Fernández-Ramos, L. Narvarte, R. López-Soria, R. H. Almeida, and I. B. Carrêlo, “An assessment of the proportional-integral control tuning rules applied to Photovoltaic Irrigation Systems based on Standard Frequency Converters,” *Sol. Energy*, vol. 191, no. January, pp. 468–480, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.09.021.
- [2] G. Todde *et al.*, “Science of the Total Environment Energy and environmental performances of hybrid photovoltaic irrigation systems in Mediterranean intensive and super-intensive olive orchards,” *Sci. Total Environ.*, vol. 651, pp. 1–10, 2019, doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.10.175.
- [3] Nações Unidas, “Tudo o que tem de saber sobre a COP26,” 2021. <https://unric.org/pt/tudo-o-que-tem-de-saber-sobre-a-cop26/> (accessed Nov. 13, 2021).
- [4] J. Pinho, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. 2014.
- [5] C. Magarreiro, S. Freitas, and M. C. Brito, “Radiação e energia solar,” *Gaz. Física*, vol. 39, no. 1/2, pp. 57–59, 2016, [Online]. Available: www.spf.pt/magazines/GFIS/119/article/993/pdf.
- [6] M. Â. S. de Oliveira and F. A. de S. Pereira, *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaico*. 2011.
- [7] P. Reis, “Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares,” 2017. <https://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituientes-de-paineis-solares/>.
- [8] S. Honsberg, Cristiana, Bowden, “Declination Angle,” 2021. <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/declination-angle> (accessed Oct. 13, 2021).
- [9] J. L. Morais, *Sistemas fotovoltaicos, da teoria a prática*. Publindústria, 2009.
- [10] M. Pereira, Filipe, Oliveira, *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*, 1st ed. Porto: Publindústria, 2011.
- [11] P. Reis, “Conceitos gerais de heliotecnia,” 2015. <https://www.portal-energia.com/guia-didactico-da-energia-solar/> (accessed Oct. 13, 2021).
- [12] “Localização geográfica de Portugal,” 2021. <https://ue.missaoportugal.mne.gov.pt/pt/portugal/sobre-portugal/dados-gerais> (accessed Oct. 08, 2021).
- [13] I. Thomas, Huld, Pinedo-Pascua, “Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries,” 2012. [Online]. Available:

- https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_pdfs/PVGIS_EU_2012_solar_A1.pdf.
- [14] “Plano Nacional Energia e Clima,” vol. 2030, no. Pnec 2030, 2021, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en.
- [15] D. G. de Energia e Geologia., “No Title,” 2021. <https://www.dgeg.gov.pt/pt/>.
- [16] S. Brito, “ENERGIA SOLAR PRINCÍPIOS E APLICAÇÕES,” *Sol. Energy*, vol. 13, no. 4, p. 445, 1972, doi: 10.1016/0038-092x(72)90013-8.
- [17] Alba Energia, “O QUE É O EFEITO FOTOVOLTAICO.” .
- [18] Green Eco Energy, “Tipos de célula fotovoltaica: Mono, Poli e PERC,” 2019. <https://www.ecogreenenergy.com/pt-pt/tipos-de-celula-fotovoltaica-na-industria/> (accessed Oct. 08, 2021).
- [19] O. Planas, “Célula solar de filme fino,” 2019. <https://pt.solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/painel-fotovoltaico/celula-fotovoltaica/celula-solar-de-pelicula-fina> (accessed Oct. 13, 2021).
- [20] E. E.R., “Componentes do Sistema Solar Fotovoltaico: Painéis Fotovoltaicos,” 2016. https://www.ecosolarer.com.br/2016/09/componentes-do-sistema-solar_73.html.
- [21] Energias Madeira, “O que é um sistema solar fotovoltaico,” 2021. <https://energiasmadeira.pt/como-funciona/#Painéis>.
- [22] ElectroTools, “SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS,” 2021. <http://www.electrotools.pt/site/index.php/en/servicos/2016-01-15-02-52-48/sistemas-fotovoltaicos-isolados> (accessed Oct. 19, 2021).
- [23] P. Ribeiro, “Sistemas Híbridos de Energia,” 2009. https://paginas.fe.up.pt/~ee03175/index_sistemas_hibridos.html (accessed May 10, 2021).
- [24] T. Santos, “Sistema Fotovoltaico Híbrido,” 2021. <https://www.ocaenergia.com/blog/energia-solar/sistema-fotovoltaico-hibrido-entenda-o-que-e/> (accessed Jun. 05, 2021).
- [25] Diário da República, “DO TERRITÓRIO E ENERGIA,” pp. 5298–5311, 2014, [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189>.
- [26] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Appl. Energy*, vol. 142, pp. 80–94, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
- [27] Energia Lateral, “Conheça a Legislação,” 2014. <https://energialateral.pt/legislacao.html>.
- [28] EDP Distribuição, “Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público - Guia técnico e logístico de boas práticas,” p. 231, 2018, [Online]. Available: <https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/2019->

02/EDPDistribuição_Manual_Ligacoes_Rede_2018_9ª_edição.pdf.

- [29] By Energy, “Resumo dos principais requisitos exigidos às UPAC:,” 2018. http://byenergy.pt/reduza_eletricidade/#1535463451818-7f358f80-ab3e (accessed Jun. 14, 2021).
- [30] NOCTULA, “Decreto-Lei n.º 162/2019 – Novas regras aplicáveis ao Autoconsumo de Energia Renovável,” 2021. <https://noctula.pt/novas-regras-aplicaveis-ao-autoconsumo-de-energia-renovavel/> (accessed Jun. 14, 2021).
- [31] Parlamento Europeu e do Conselho, ““Directiva 2018/2001 de 11 de dezembro de 2018 relativa à promoção da utilização da energia de fontes renováveis (reformulação) J. Of. da União Eur.”,” vol. L328. pp. 82–209, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>.
- [32] DL-162/2019, “Decreto-Lei n.º162/2019 - Regime Jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável.” Diário da República, pp. 45–62, 2019, [Online]. Available: <https://dre.pt/application/conteudo/125692189>.
- [33] A. M. García, R. G. Perea, E. C. Poyato, P. M. Barrios, and J. A. R. Díaz, “Comprehensive sizing methodology of smart photovoltaic irrigation systems,” *Agric. Water Manag.*, vol. 229, no. September 2019, pp. 1–9, 2020, doi: 10.1016/j.agwat.2019.105888.
- [34] M. S. García-cascales and J. M. S, “Multidimensional analysis of groundwater pumping for irrigation purposes : Economic , energy and environmental characterization for PV power plant integration,” vol. 138, pp. 174–186, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.01.077.
- [35] T. T. Erbato, “Development of Renewable Energy and Sustainability for Off-Grid Rural Communities of Developing Countries and Energy Efficiency,” pp. 1–8, 2011, [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5749112>.
- [36] L. C. Kelley, E. Gilbertson, A. Sheikh, S. D. Eppinger, and S. Dubowsky, “On the feasibility of solar-powered irrigation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 1–14, 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.07.061.
- [37] J. Kaiser, “ScienceDirect ScienceDirect Solar Driven Irrigation Systems for Remote Rural Farms a long-term district heat demand forecast b heat demand-outdoor Assessing the feasibility of using the,” *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 1–8, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.12.030.
- [38] R. J. Chilundo, D. Neves, and U. S. Mahanjane, “Photovoltaic water pumping systems for horticultural crops irrigation : Advancements and opportunities towards a green energy strategy for Mozambique,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 33, no. January, pp. 1–8, 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.03.004.

- [39] Técnica Viçosa, “Sistemas de Rega,” 2015. <http://www.tecnicavicosa.pt/sistemasrega.html> (accessed Nov. 08, 2021).
- [40] U. Geneva, *User’s Guide PVsyst Contextual Help*. 2010.
- [41] weatherspark, “Clima e condições meteorológicas médias em Baião no ano todo,” 2021. <https://pt.weatherspark.com/y/32475/Clima-caracteristico-em-Baião-Portugal-durante-o-ano#Sections-Precipitation>.
- [42] Solar Choice Staffs, “Solar trackers,” 2010. <https://www.solarchoice.net.au/blog/solar-trackers/> (accessed Oct. 08, 2021).

ANEXOS

Anexo1 – Características dos equipamentos

1- Bomba da rega

EH9

ELETROBOMBAS HORIZONTAIS DE SUPERFÍCIE

CARACTERÍSTICAS: Caudais até 14.5 m³/h e alturas até 72 mts
 Pressão máxima de trabalho de 10 Bar
 Temperatura ambiente máxima de 40 ° C
 Quantidade de areia permitida 50 gr/m³
 Tamanho máximo dos sólidos: 2mm
 Temperatura do líquido até 110 ° C

APLICAÇÕES: Distribuição de água/aumento de pressão
 Refrigeração/Aquecimento (AVAC/HAVAC)
 Instalações industriais/Unidades de lavagem
 Irrigação/Jardinagem/Aspersores

CONSTRUÇÃO: Turbinas e difusores em aço inox
 Anel flutuante em aço inox AISI 304 e PTFE, Teflon
 Veio de motor dimensionado para trabalho contínuo
 Empanque mecânico de carbono/cerâmica/EPDM



				Caudal Q		L/seg	0	0.6	1.1	1.7	2.2	2.8	3.3	3.5	3.9	4.0
						L/min	0	33.3	66.7	100.0	133.3	166.7	200.0	208.3	233.3	241.7
						m ³ /h	0	2	4	6	8	10	12	12.5	14	14.5
Código	Modelo	Entrada » Saída	P2 Kw	Amperagem		Altura manométrica (m.c.a.)										
				1 -	3 -											
20404680	EH 9/2	1 1/2" » 1 1/4"	0.75	4.3	-	24	23	32	20	18	16	12	10	7	3	
20404682	EH 9/2T		-	1.8												
20404684	EH 9/3		1.1	6.4	-	36	34	32	30	27.5	24	19	16	12.5	7.5	
20404686	EH 9/3T		-	2.7												
20404688	EH 9/4		1.5	8.2	-	48	46	43	40	37	32	26	21	16	9	
20404690	EH 9/4T		-	3.5												
20404694	EH 9/5T		1.85	-	4	60	57	53	50	45	39	32	26	20	12	
20404698	EH 9/6T		2.2	-	4.5	72	68	64	60	54	47.5	38	31	28	14	

2- Bomba Fertirrega

Method of determining the efficiency: IEC 60034-2-1; 2014

XS Type 2 poli - 3000 min¹													
Motor size	Rated output P _n kW	Technical data at rated output V 400 - Hz 50							Direct insertion characteristics			Moment of inertia J 10 ⁻³ kg.m ²	Mass (IM B3) kg
		n min ⁻¹	I _n A	IE1 η			cos φ	M _n Nm	M _s /M _n	I _s /I _n	M _m /M _n		
56 a	0.09	2720	0.32	48.6	55.9	56.5	0.77	0.33	2.3	3.2	2.2	0.073	2.7
56 b	0.12	2780	0.38	55.3	61.1	62.7	0.74	0.41	2.4	3.8	2.3	0.087	3.0
63 a	0.18	2815	0.49	64.2	69.5	70.5	0.76	0.62	2.9	4.7	2.9	0.129	3.7
63 b	0.25	2800	0.64	68.1	71.6	71.7	0.81	0.89	2.9	5.0	3.1	0.162	4.3
63 c	0.37	2825	0.91	69.7	73.9	74.2	0.80	1.26	3.4	5.6	3.2	0.206	5.0
71 a	0.37	2820	0.95	68.6	73.6	74.4	0.75	1.24	3.3	5.5	3.4	0.342	5.8
71 b	0.55	2815	1.38	71.6	74.9	75.3	0.77	1.87	3.5	5.7	3.4	0.424	6.7
71 c	0.70	2825	1.79	70.3	74.2	74.9	0.75	2.36	3.6	5.6	3.3	0.505	7.6
XS Type 4 poli - 1500 min¹													
56 a	0.06	1320	0.26	39.8	44.6	49.0	0.69	0.45	1.9	2.3	2.0	0.117	2.7
56 b	0.09	1355	0.39	41.4	52.1	54.9	0.62	0.65	2.6	2.6	2.6	0.151	3.1
63 a	0.12	1370	0.46	50.8	57.3	59.6	0.65	0.87	2.2	2.9	2.3	0.206	3.7
63 b	0.18	1360	0.62	55.9	61.8	62.2	0.69	1.28	2.1	3.0	2.2	0.263	4.3
63 c	0.25	1365	0.83	59.0	63.8	64.4	0.67	1.76	2.3	3.2	2.3	0.326	5.0
71 a	0.25	1390	0.73	63.1	67.6	68.2	0.73	1.73	2.4	4.0	2.5	0.687	5.8
71 b	0.37	1380	1.00	67.3	70.9	70.1	0.76	2.59	2.2	4.1	2.3	0.800	6.4
71 c	0.55	1395	1.55	67.3	71.3	71.9	0.71	3.77	2.8	4.4	2.8	1.175	8.2
80 a	0.55	1400	1.4	67.2	71.2	71.1	0.80	3.74	2.0	4.4	2.3	1.499	7.7
80 r	0.70	1415	1.7	70.9	74.7	75.1	0.80	4.70	2.7	5.4	2.9	2.043	9.1
XS Type 6 poli - 1000 min¹													
63 c	0.12	865	0.65	34.8	42.7	46.3	0.59	1.35	2.0	2.0	2.0	0.326	4.9
71 a	0.12	890	0.49	44.8	51.0	52.2	0.68	1.31	1.9	2.5	2.1	0.687	5.7
71 b	0.18	870	0.71	46.6	52.7	52.5	0.70	1.99	1.7	2.4	2.0	0.800	6.3
71 c	0.25	895	1.01	46.7	52.9	54.9	0.65	2.67	2.1	2.7	2.3	1.175	8.0
80 b	0.37	920	1.08	61.4	66.7	66.9	0.74	3.85	2.0	3.6	2.3	2.043	9.0
80 c	0.55	920	1.57	66.1	70.0	70.4	0.72	5.73	2.6	4.0	2.6	2.517	10.8
Serie XS 8 poli - 750 min¹													
71 b	0.09	685	0.57	30.0	41.1	45.4	0.50	1.26	2.7	2.2	2.8	0.800	6.3
71 c	0.12	685	0.82	28.9	36.9	42.5	0.50	1.68	2.9	2.2	3.1	1.175	8.0
80 b	0.18	695	0.89	41.7	50.8	54.6	0.54	2.49	2.6	2.7	2.7	2.043	9.0
80 c	0.25	695	1.22	41.8	49.9	54.1	0.55	3.42	2.7	2.8	2.8	2.517	10.5
90S a	0.37	690	1.43	55.5	62.3	63.8	0.59	5.18	1.8	2.5	1.9	3.585	11.6
90L a	0.55	685	2.02	59.1	65.9	67.0	0.57	7.40	1.9	2.5	2.3	4.858	14.1

3- Ventilador Insuflador trifásico



Model: 2RB 210-7AH16 **Segment:** Single segment

Frequency: 50(Hz) **Power:** 0.4 (Kw)

Flow: 80 (m³/h) **Protection:** IP55

Pressure: 130 (mbar) **Insulation:** F or H

Vacuum: -120 (mbar) **Weight:** 9 (kg)

Import Export: G 1 ¼ (inch) **Noise:** 53 dB(A)

Air Pump Size(L*W*H): 256 × 246 × 247 (mm)

4- Bomba do poço



Ligação à rede	230 V 50 Hz	Comprimento	207 mm
Potência	1300 W	Largura	228 mm
Vazão máx.	5000 L/h	Altura	913 mm
Altura manométrica máx.	65 m	Peso bruto	19 kg
Profundidade máx. de imersão	20 m	Peso produto	15.5 kg
Temperatura máx. da água	35 °C		
Lado da ligação de pressão	47,8mm (G11/2 IG)		
Cabo elétrico	2 m H07RN-F		
Cabo de ligação	23 m H07RN-F		
Diâmetro	102 mm		

5- Catálogo do painel fotovoltaico 250P/156-60

Dados elétricos (em condições de teste padrão (STC) irradiância 1.000 W/m² com espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C)

Tipo	Potência nominal P _{mpp}	Tensão nominal U _{mpp}	Corrente nominal I _{mp}	Corrente de curto-circuito I _{sc}	Tensão de circuito aberto U _{oc}	Eficiência de módulo
AC-240P/156-60S	240 Wp	30,25 V	7,98 A	8,50 A	37,20 V	14,75 %
AC-245P/156-60S	245 Wp	30,36 V	8,13 A	8,67 A	37,50 V	15,06 %
AC-250P/156-60S	250 Wp	30,70 V	8,18 A	8,71 A	37,80 V	15,37 %
AC-255P/156-60S	255 Wp	30,80 V	8,30 A	8,84 A	37,92 V	15,67 %

Estrutura

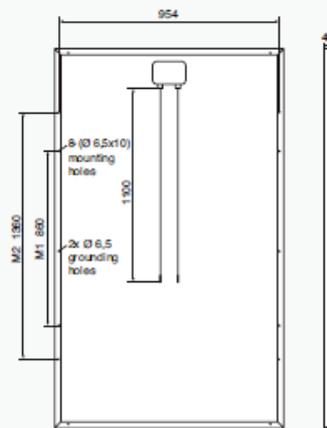
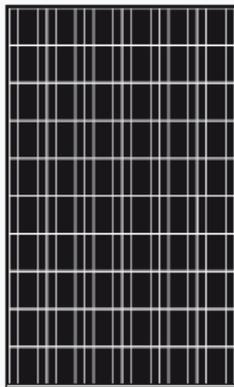
Frente	vidro temperado e de baixa reflexão, 3,2 mm
Célula	60 células de silício policristalino de alta potência 156 mm x 156 mm (6")
Verso	Película posterior resistente às intempéries (branca)
Moldura	40 mm moldura de alumínio (cor de prata, anodizado)

Dados mecânicos

C x L x A	1640 x 992 x 40 mm
Peso	18,5 kg com moldura

Conexão

Caixa de conexão	grau de proteção IP65 com (3 diodos de derivação)
Cabo	ca. 1,1 m, 4 mm ²
Sistema de conectores	grau de proteção IP67



Valor limite

Tensão do sistema	1000 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Máxima de carga	5400 N/m ²
Corrente reversa	16,0 A

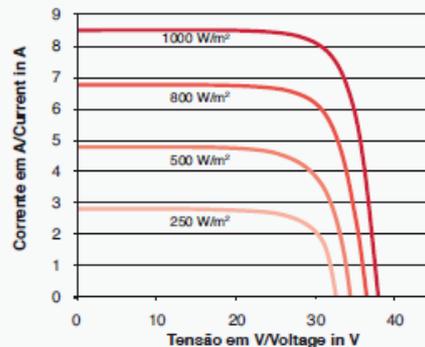
(Não podem ser aplicadas ao módulo tensões externas maiores que U_o)

*NOCT, irradiância 800 W/m²; AM 1.5; velocidade de vento 1 m/s

Coefficiente de temperatura

Tensão U _{oc}	-0,33 %/K
Corrente I _{sc}	0,06 %/K
Potência P _{mpp}	-0,44 %/K

I-U Característica em 1000-800-500-250 W/m²



6- Catálogo do inversor Piko 4.2 kW

	PIKO						
	3.0 (DCS)	3.6 (DCS)	4.2 (DCS)	5.5 (DCS)	7.0 (DCS, AD) ³	8.3 (DCS, AD) ³	10.1 (DCS, AD, basic) ³
Lado de entrada (DC)							
Quantidade de entradas DC/ quantidade de seguidores PMP	1 / 1	2 / 2	2 / 2	3 / 3	2 / 2	2 / 2	3 / 3
Potência máx. DC recomendada	5 a 10% acima da potência nominal AC ¹						
Tensão de entrada máx. DC (tensão em vazio)	950 V						
Tensão de entrada mín. DC	180 V						
Tensão de entrada de arranque DC	180 V						
Tensão nominal DC	680 V						
Tensão PMP máx.	850 V						
Tensão PMP mín. em funcionamento em seguimento simples	380 V	440 V	500 V	660 V	não recomendado		
Tensão PMP mín. em funcionamento em seguimento duplo ou paralelo	–	340 V	360 V	360 V	400 V	400 V	420 V
Corrente de entrada máx. DC	9 A	9 A / 13 A ²		9 A	12,5 A / 25 A ²		
Corrente de entrada máx. DC com ligação em paralelo	–	13 A		–	25 A		
Lado da saída (AC)							
Quantidade de fases de alimentação	1			3			
Tensão de rede AC	1/N/PE, AC, 230 V			3/N/PE, AC, 230/400 V			
Corrente de saída máx. AC	13,1 A	15,7	6,1 A	8 A	10,2 A	12 A	14,5 A
Potência nominal AC (cos ϕ = 1)	3000 W	3600 W (ES: 3300 W, PT: 3300 W)	4200 W (UK: 4000 W, PT1: 3680 W, PT2: 3450 W)	5.500 W (ES: 5000 W, PT: 5000 W)	7000 W (DK: 6000 W)	8.300 W	10.000 W
Potência aparente AC (cos ϕ , adj)	3000 VA	3.600 VA	4.200 VA	5.500 VA	7.000 VA	8.300 VA	10.000 VA
Factor de potência cos ϕ_{AC}	0,95 capacitivo ... 1 ... 0,95 indutivo			0,9 capacitivo ... 1 ... 0,9 indutivo			
Grau de eficiência máx. $\eta_{m\acute{a}x.}$	95,7%	95,8%	96,5%	96,2%	96,0%	97,0%	97,0%
Grau de eficiência europeu η_{EU}	95,0%	95,1%	95,4%	95,7%	95,3%	96,3%	96,4%
Frequência de medição	50 Hz						

Anexo 2 – Relatórios PVsyst

1- Relatório do sistema ligado à rede com inclinação 25° e azimute 10°.



PVsyst V7.2.3

VC0, Data da simulação: 17/11/21 03:06
com v7.2.3

Projeto: Instalação Baião

Variante: New simulation variant 1

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede		Sem cenário 3D de sombras, sem sombras											
Orientação do plano dos módulos		Configuração dos sheds	Modelos utilizados										
Orientação		No 3D scene defined	Transposição Perez										
Plano fixo			Difuso Perez, Meteonorm										
Inclinação/Azimute 25 / 10 °			Cicumsolar separado										
Horizonte		Sombras próximas	Exigências do consumidor										
Sem horizonte		Sem sombras	Definição ext. por ficheiro										
			consumo h em h.csv										
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582	kWh

Características do grupo FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Axitec USA	Fabricante	Kostal
Modelo	Axiblack AC-250P/156-60S	Modelo	Piko IQ 4.2
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	250 Wp	Potência unitária	4.20 kWca
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	3000 Wp	Potência total	4.2 kWca
Módulos	1 String x 12 Em série	Tensão de funcionamento	180-720 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	0.71
Pmpp	2689 Wp		
Umpp	326 V		
I mpp	8.2 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	3 kWp	Potência total	4.2 kWca
Total	12 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	19.5 m ²	Rácio Pnom	0.71
Superfície célula	17.5 m ²		



Projeto: Instalação Baião
Variante: New simulation variant 1

PVsyst V7.2.3

VC0, Data da simulação: 17/11/21 03:06
com v7.2.3

Resultados principais

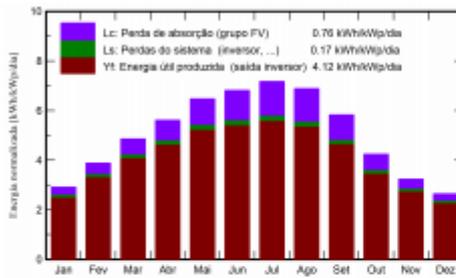
Produção do sistema

Energia produzida 4514 kWh/ano

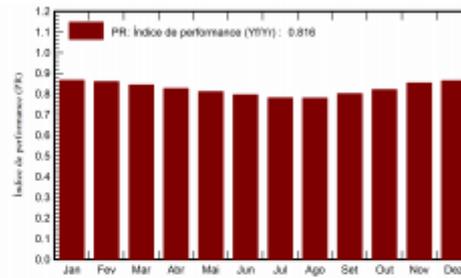
Produção específica
Índice de performance (PR)
Fração solar

1505 kWh/kWp/ano
81.61 %
70.93 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



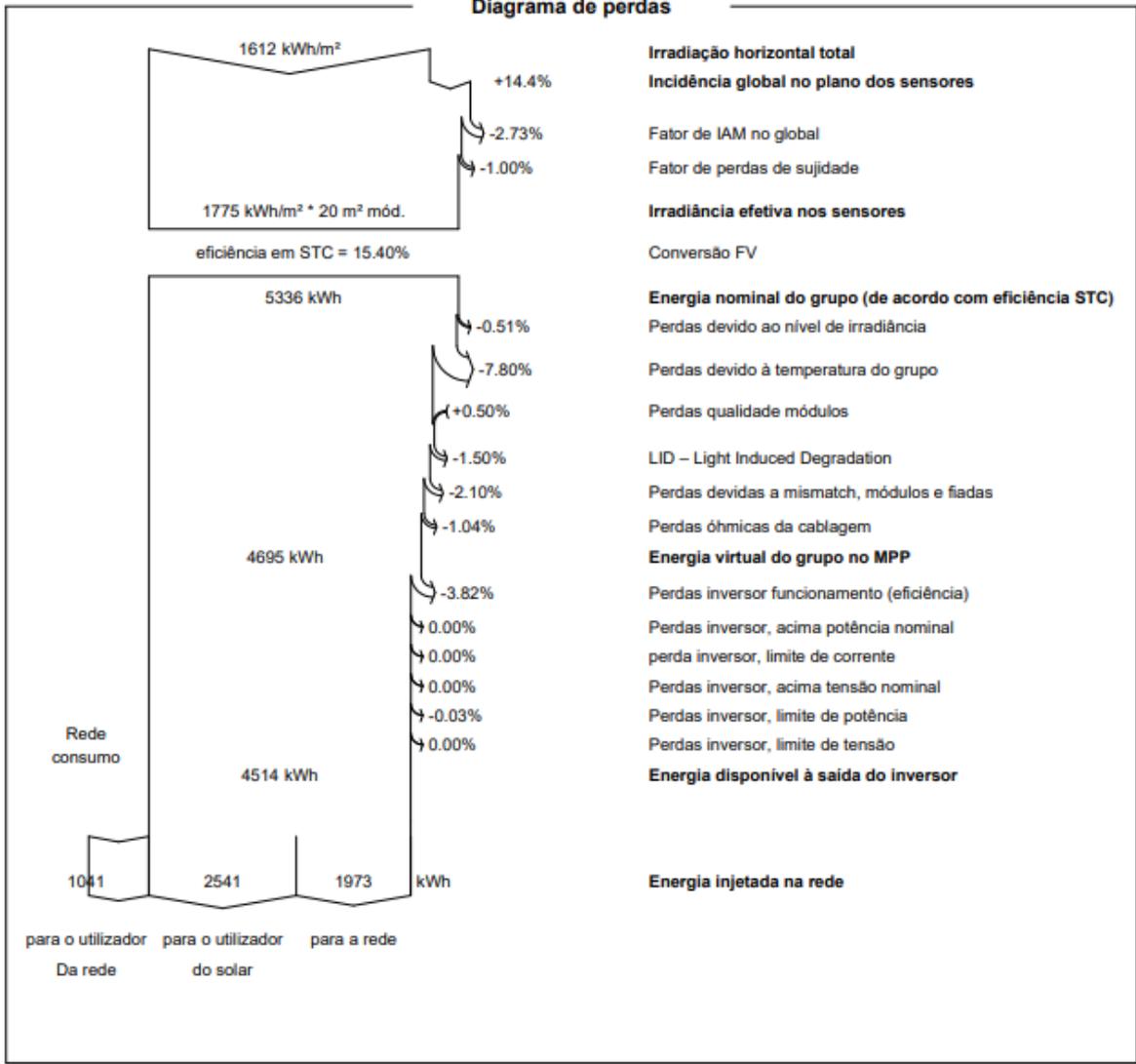
Balances e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	90.3	86.7	245.1	0.0	0.0	234.4	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	108.6	104.6	291.6	0.0	0.0	280.2	0.0
Março	124.9	55.22	9.90	150.7	145.2	396.3	489.0	316.8	64.5	172.2
Abril	154.7	55.71	11.64	168.4	162.3	434.3	471.0	313.5	104.1	157.5
Mai	199.2	75.83	15.35	200.6	193.1	506.8	490.4	372.7	115.2	117.8
Junho	209.8	74.92	18.87	204.4	196.6	507.2	501.4	373.7	114.2	127.7
Julho	226.4	64.12	21.40	222.4	214.3	540.8	551.0	403.2	117.6	147.8
Agosto	199.2	58.45	21.82	213.5	206.1	518.5	547.2	393.9	105.8	153.3
Setembro	147.5	54.10	18.95	174.8	168.6	435.8	468.9	336.5	83.5	132.5
Outubro	99.7	37.65	14.68	131.4	126.6	337.2	62.6	30.3	293.4	32.3
Novembro	63.4	26.76	8.93	96.9	93.0	258.8	0.0	0.0	248.1	0.0
Dezembro	50.6	22.77	6.58	81.9	78.5	222.2	0.0	0.0	212.2	0.0
Ano	1611.8	582.97	13.48	1843.7	1775.5	4694.6	3581.6	2540.6	1973.2	1041.0

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Diagrama de perdas



2- Relatório para inclinação do painel de 20°

Parâmetros gerais													
Sistema acoplado à rede				Sem cenário 3D de sombras, sem sombras									
Orientação do plano dos módulos				Configuração dos sheds					Modelos utilizados				
Orientação				No 3D scene defined					Transposição Perez				
Plano fixo									Difuso Perez, Meteonorm				
Inclinação/Azimute 20 / 10 °									Cicumsolar separado				
Horizonte				Sombras próximas					Exigências do consumidor				
Sem horizonte				Sem sombras					Definição ext. por ficheiro consumo h em h.csv				
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582	kWh

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Axitec USA	Fabricante	Kostal
Modelo	Axiblack AC-250P/156-60S	Modelo	Piko IQ 4.2
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	250 Wp	Potência unitária	4.20 kWca
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	3000 Wp	Potência total	4.2 kWca
Módulos	1 String x 12 Em série	Tensão de funcionamento	180-720 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	0.71
Pmpp	2689 Wp		
Ump	326 V		
I mpp	8.2 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	3 kWp	Potência total	4.2 kWca
Total	12 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	19.5 m²	Rácio Pnom	0.71
Superfície célula	17.5 m²		

Perdas do grupo					
Perdas sujidade grupo		Fator de perdas térm.		Perdas de cablagem DC	
Fração perdas	1.0 %	Temperatura módulos em função irradiância		Res. global do grupo	662 mΩ
		Uc (const.)	20.0 W/m²K	Fração perdas	1.5 % em STC
		Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s		
LID - "Light Induced Degradation"		Perdas de qualidade dos módulos		Perdas dos módulos com mismatch	
Fração perdas	1.5 %	Fração perdas	-0.5 %	Fração perdas	2.0 % no MPP
Perdas devidas a mismatch, em fiadas		Fator de perda IAM			
Fração perdas	0.1 %	Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 - bom (1/cos i - 1)			
		Param. bo	0.05		

Resultados principais

Produção do sistema

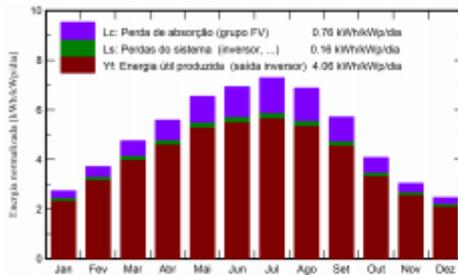
Energia produzida 4449 kWh/ano

Produção específica 1483 kWh/kWp/ano

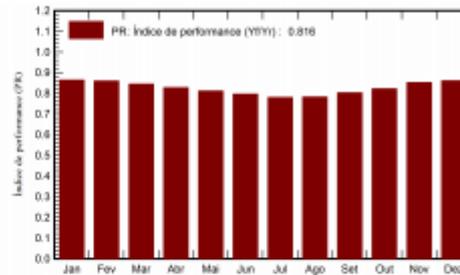
Índice de performance (PR) 81.55 %

Fração solar 70.89 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



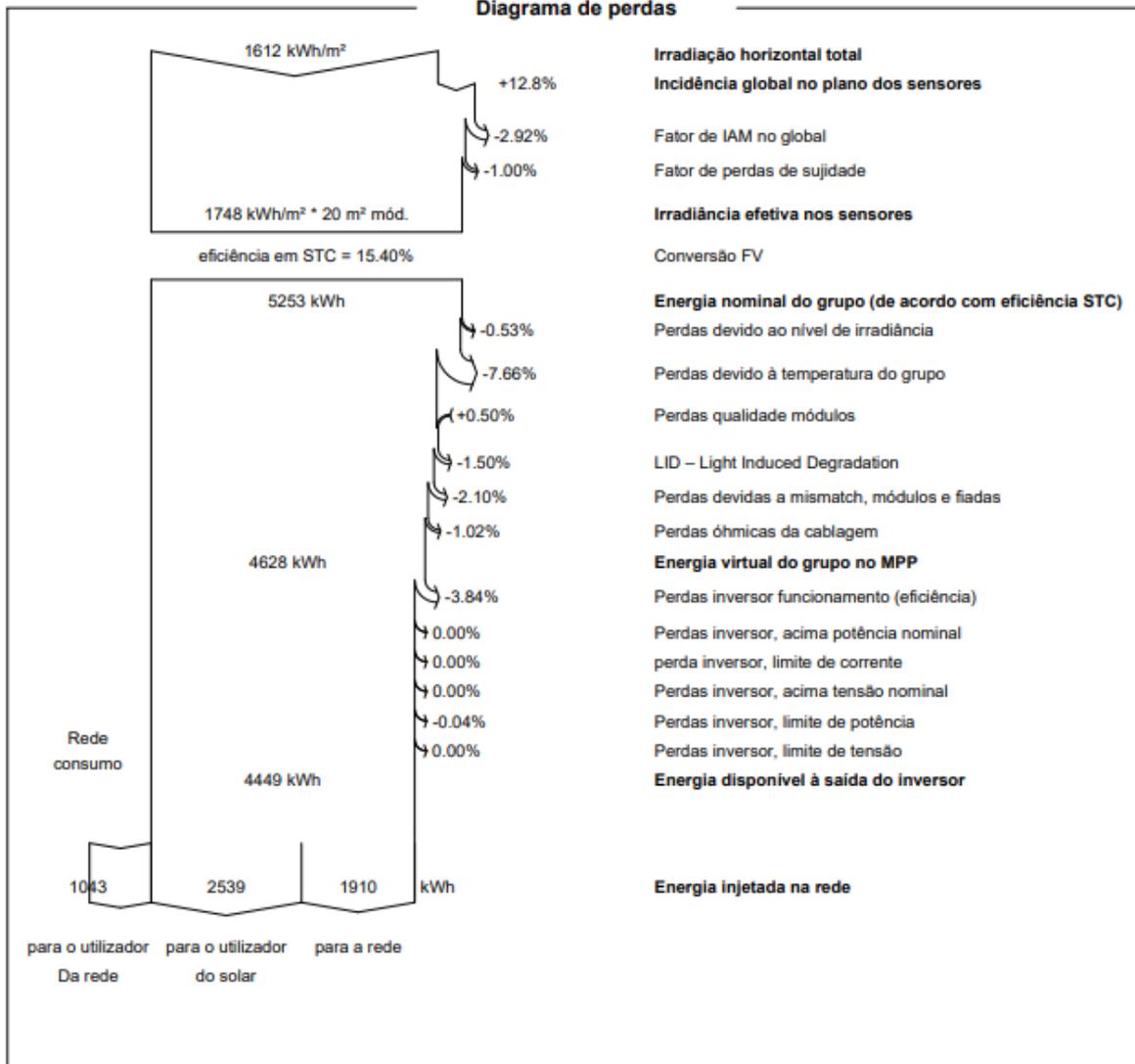
Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	84.6	80.8	229.5	0.0	0.0	219.2	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	103.9	99.7	279.2	0.0	0.0	268.0	0.0
Março	124.9	55.22	9.90	147.2	141.5	387.6	489.0	313.1	59.8	175.9
Abril	154.7	55.71	11.64	167.6	161.4	432.6	471.0	313.0	103.0	158.0
Mai	199.2	75.83	15.35	202.8	195.1	512.3	490.4	374.1	119.2	116.4
Junho	209.8	74.92	18.87	207.9	200.0	516.2	501.4	376.1	120.6	125.3
Julho	226.4	64.12	21.40	225.9	217.3	548.6	551.0	405.8	122.7	145.3
Agosto	199.2	58.45	21.82	213.0	205.5	518.3	547.2	393.9	105.6	153.3
Setembro	147.5	54.10	18.95	171.3	165.1	428.2	468.9	333.1	79.3	135.8
Outubro	99.7	37.65	14.68	126.5	121.5	325.3	62.6	30.0	282.0	32.6
Novembro	63.4	26.76	8.93	91.2	87.1	243.6	0.0	0.0	233.1	0.0
Dezembro	50.6	22.77	6.58	76.5	72.8	207.1	0.0	0.0	197.4	0.0
Ano	1611.8	582.97	13.48	1818.5	1747.7	4628.5	3581.6	2539.0	1910.0	1042.6

Legendas

GlobHor	Iradição horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Iradição difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Diagrama de perdas



3- Relatório para inclinação do painel de 30°

Parâmetros gerais													
Sistema acoplado à rede				Sem cenário 3D de sombras, sem sombras									
Orientação do plano dos módulos				Configuração dos sheds				Modelos utilizados					
Orientação				No 3D scene defined				Transposição Perez					
Plano fixo								Difuso Perez, Meteororm					
Inclinação/Azimute 30 / 10 °								Cicumsolar separado					
Horizonte				Sombras próximas				Exigências do consumidor					
Sem horizonte				Sem sombras				Definição ext. por ficheiro consumo h em h.csv					
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582	kWh

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Axitec USA	Fabricante	Kostal
Modelo	Axiblack AC-250P/156-60S	Modelo	Piko IQ 4.2
(Base de dados original do PVsyst)			
Potência unitária	250 Wp	Potência unitária	4.20 kWca
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	3000 Wp	Potência total	4.2 kWca
Módulos	1 String x 12 Em série	Tensão de funcionamento	180-720 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	
Pmpp	2689 Wp	0.71	
Umpp	326 V		
I mpp	8.2 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	3 kWp	Potência total	4.2 kWca
Total	12 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	19.5 m²	Rácio Pnom	0.71
Superfície célula	17.5 m²		

Perdas do grupo					
Perdas sujidade grupo		Fator de perdas térm.		Perdas de cablagem DC	
Fração perdas	1.0 %	Temperatura módulos em função irradiação		Res. global do grupo	662 mΩ
		Uc (const.)	20.0 W/m²K	Fração perdas	1.5 % em STC
		Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s		
LID - "Light Induced Degradation"		Perdas de qualidade dos módulos		Perdas dos módulos com mismatch	
Fração perdas	1.5 %	Fração perdas	-0.5 %	Fração perdas	2.0 % no MPP
Perdas devidas a mismatch, em fiadas		Fator de perda IAM			
Fração perdas	0.1 %	Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 - b ₀ (1/cos i - 1)			
		Param. b ₀ 0.05			

Resultados principais

Produção do sistema

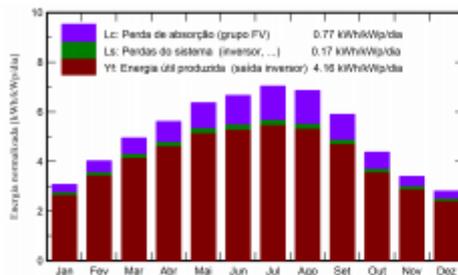
Energia produzida 4553 kWh/ano

Produção específica 1518 kWh/kWp/ano

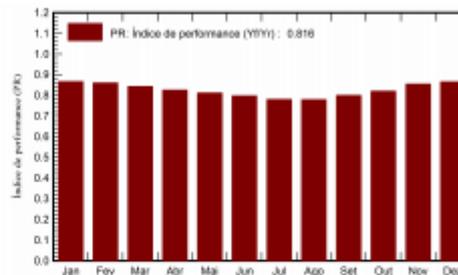
Índice de performance (PR) 81.65 %

Fração solar 70.78 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



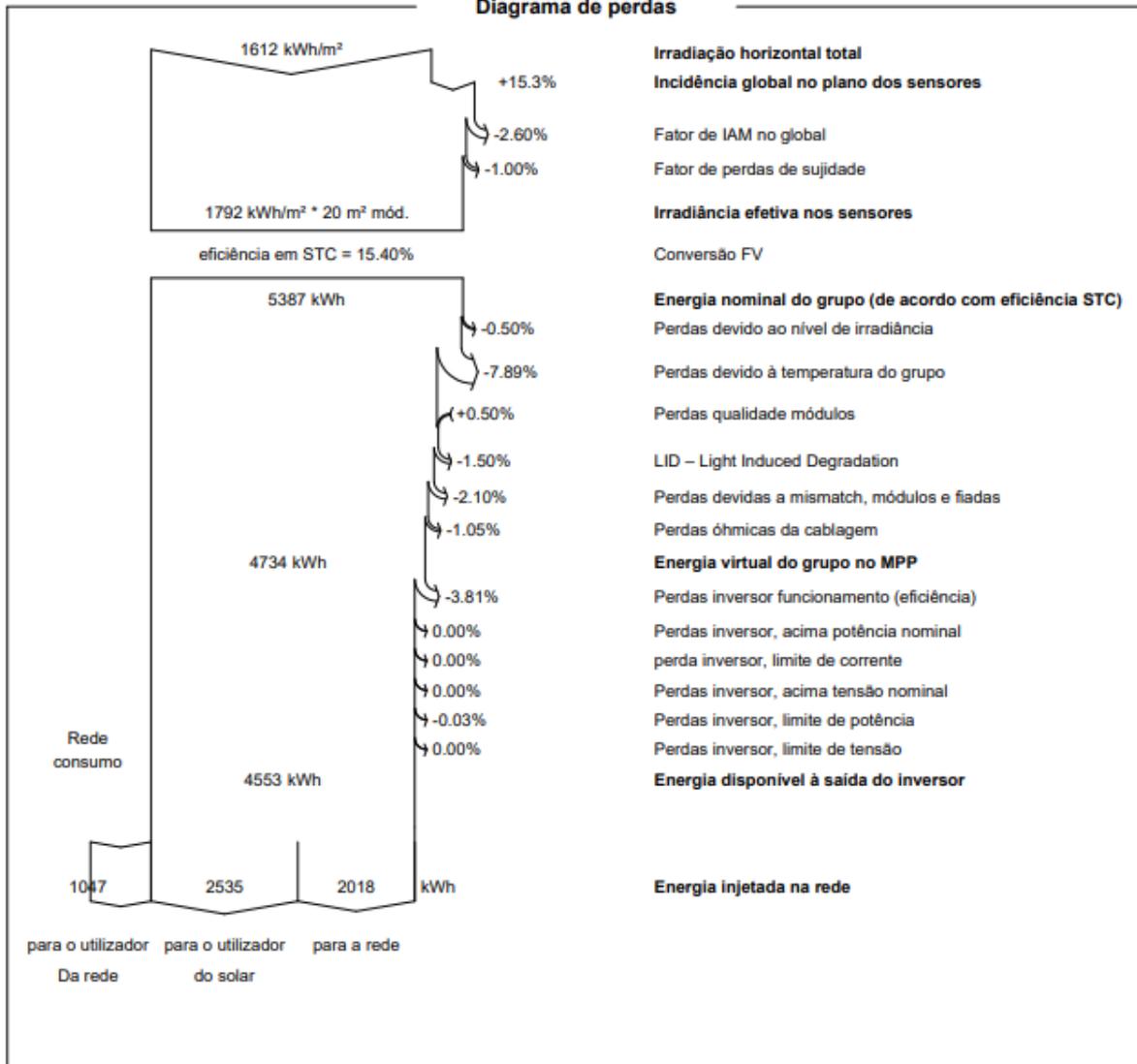
Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	95.4	92.0	258.7	0.0	0.0	247.8	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	112.6	108.8	302.0	0.0	0.0	290.4	0.0
Março	124.9	55.22	9.90	153.2	147.9	402.5	489.0	319.4	68.1	169.7
Abril	154.7	55.71	11.64	168.3	162.2	433.4	471.0	313.3	103.4	157.7
Mai	199.2	75.83	15.35	197.4	190.1	499.3	490.4	370.4	110.2	120.1
Junho	209.8	74.92	18.87	199.8	192.3	496.7	501.4	370.3	107.3	131.1
Julho	226.4	64.12	21.40	218.1	209.9	530.3	551.0	399.6	110.9	151.4
Agosto	199.2	58.45	21.82	212.7	205.2	515.7	547.2	392.9	104.1	154.3
Setembro	147.5	54.10	18.95	177.1	171.1	440.9	468.9	338.7	86.2	130.2
Outubro	99.7	37.65	14.68	135.5	130.9	347.0	62.6	30.5	302.8	32.1
Novembro	63.4	26.76	8.93	102.0	98.3	272.2	0.0	0.0	261.2	0.0
Dezembro	50.6	22.77	6.58	86.8	83.6	235.6	0.0	0.0	225.4	0.0
Ano	1611.8	582.97	13.48	1858.7	1792.3	4734.4	3581.6	2535.0	2017.7	1046.6

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Diagrama de perdas



4- Relatório para inclinação do painel de 36°

Parâmetros gerais													
Sistema acoplado à rede							Sem cenário 3D de sombras, sem sombras						
Orientação do plano dos módulos							Configuração dos sheds			Modelos utilizados			
Orientação							No 3D scene defined			Transposição Perez			
Plano fixo										Difuso Perez, Meteonorm			
Inclinação/Azimute 36 / 10 °										Circumsolar separado			
Horizonte							Sombras próximas			Exigências do consumidor			
Sem horizonte							Sem sombras			Definição ext. por ficheiro consumo h em h.csv			
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582	kWh

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Axitec USA	Fabricante	Kostal
Modelo	Axiblack AC-250P/156-60S	Modelo	Piko IQ 4.2
(Base de dados original do PVsyst)			
Potência unitária	250 Wp	Potência unitária	4.20 kWca
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	3000 Wp	Potência total	4.2 kWca
Módulos	1 String x 12 Em série	Tensão de funcionamento	180-720 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	
Pmpp	2689 Wp	0.71	
Umpp	326 V		
I mpp	8.2 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	3 kWp	Potência total	4.2 kWca
Total	12 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	19.5 m²	Rácio Pnom	0.71
Superfície célula	17.5 m²		

Perdas do grupo					
Perdas sujidade grupo		Fator de perdas térm.		Perdas de cablagem DC	
Fração perdas	1.0 %	Temperatura módulos em função irradiação		Res. global do grupo	662 mΩ
		Uc (const.)	20.0 W/m²K	Fração perdas	1.5 % em STC
		Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s		
LID - "Light Induced Degradation"		Perdas de qualidade dos módulos		Perdas dos módulos com mismatch	
Fração perdas	1.5 %	Fração perdas		Fração perdas	
				2.0 % no MPP	
Perdas devidas a mismatch, em fiadas		Fator de perda IAM			
Fração perdas	0.1 %	Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 - bom (1/cos i - 1)			
		Param. bo		0.05	

Resultados principais

Produção do sistema

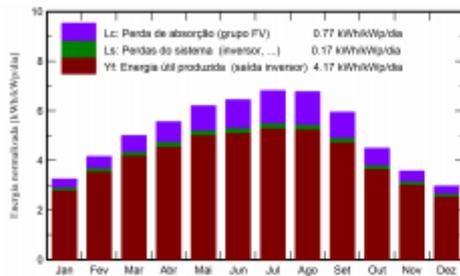
Energia produzida 4562 kWh/ano

Produção específica 1521 kWh/kWp/ano

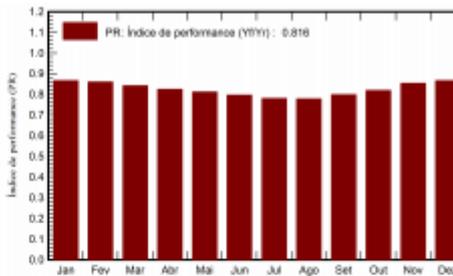
Índice de performance (PR) 81.64 %

Fração solar 70.32 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	100.7	97.5	272.7	0.0	0.0	261.5	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	116.5	112.8	312.0	0.0	0.0	300.2	0.0
Março	124.9	55.22	9.90	155.1	149.9	406.9	489.0	321.0	70.7	168.0
Abril	154.7	55.71	11.64	166.8	160.7	429.2	471.0	312.2	100.3	158.8
Mai	199.2	75.83	15.35	192.4	185.0	486.6	490.4	366.2	101.8	124.2
Junho	209.8	74.92	18.87	193.2	185.5	480.4	501.4	364.7	96.9	136.7
Julho	226.4	64.12	21.40	211.3	202.9	513.7	551.0	393.8	100.4	157.3
Agosto	199.2	58.45	21.82	209.9	202.3	508.5	547.2	390.2	99.7	157.0
Setembro	147.5	54.10	18.95	178.4	172.5	443.5	468.9	340.0	87.4	128.9
Outubro	99.7	37.65	14.68	139.2	134.8	355.9	62.6	30.6	311.3	32.0
Novembro	63.4	26.76	8.93	107.2	103.8	285.7	0.0	0.0	274.4	0.0
Dezembro	50.6	22.77	6.58	91.9	89.0	249.4	0.0	0.0	238.9	0.0
Ano	1611.8	582.97	13.48	1862.7	1796.6	4744.3	3581.6	2518.6	2043.7	1063.0

Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total

DiffHor Irradiação difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Incidência global no plano dos sensores

GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo

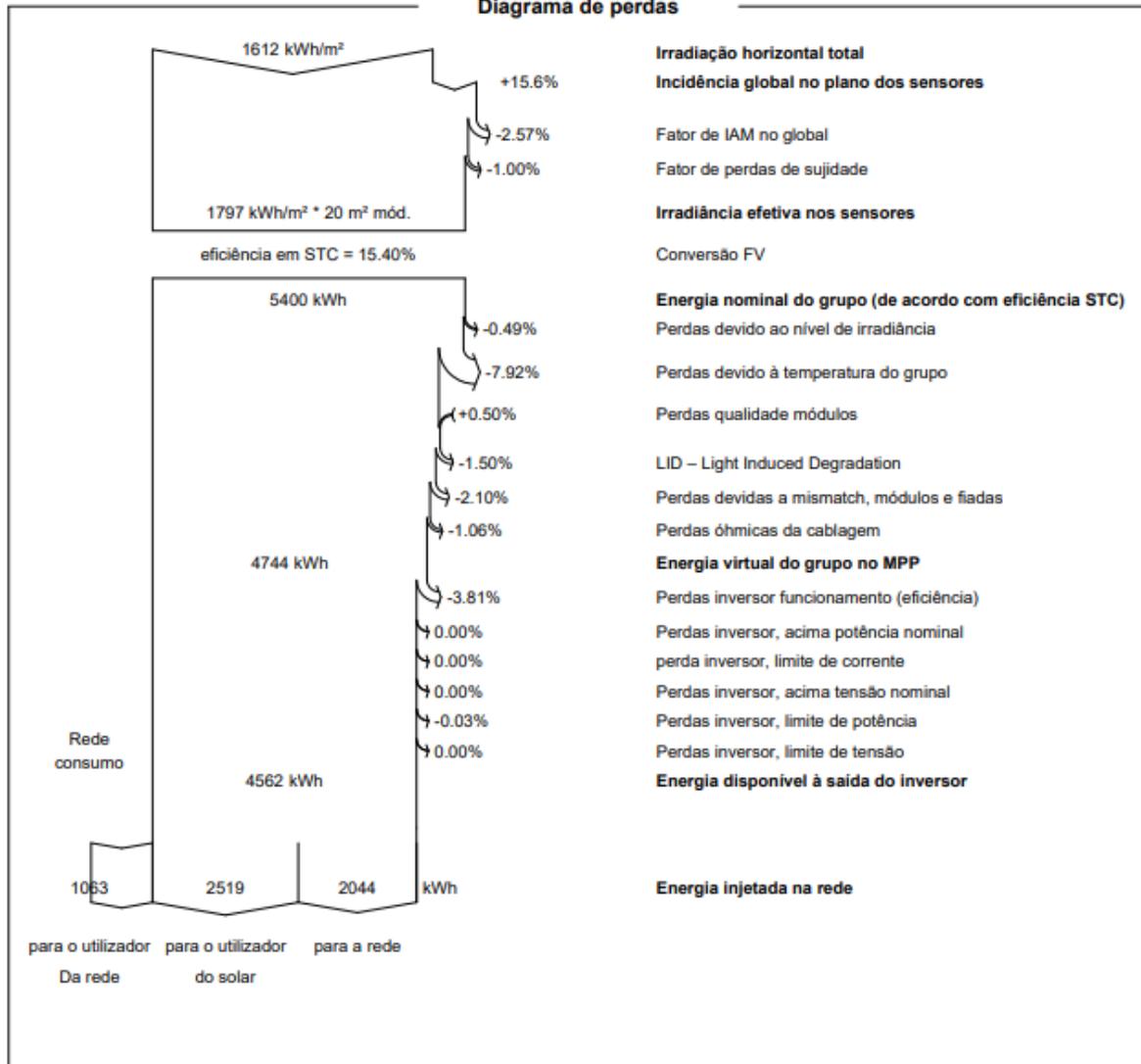
E_User Energia fornecida ao consumidor

E_Solar Energia do sol

E_Grid Energia injetada na rede

EFrGrid Energia de rede

Diagrama de perdas



5- Relatório para um sistema seguidor de eixo horizontal

Parâmetros gerais													
Sistema acoplado à rede				Sem cenário 3D de sombras, sem sombras									
Orientação do plano dos módulos				Configuração dos trackers				Modelos utilizados					
Orientação				No 3D scene defined				Transposição		Perez			
Plano tracking, eixo horizontal E-O								Difuso		Perez, Meteororm			
Azim. normal para o eixo 10 °								Cicumsolar		separado			
Horizonte				Sombras próximas				Exigências do consumidor					
Sem horizonte				Sem sombras				Definição ext. por ficheiro consumo h em h.csv					
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582	kWh

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Axitec USA	Fabricante	Kostal
Modelo	Axiblack AC-250P/156-60S	Modelo	Piko IQ 4.2
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	250 Wp	Potência unitária	4.20 kWca
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	3000 Wp	Potência total	4.2 kWca
Módulos	1 String x 12 Em série	Tensão de funcionamento	180-720 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	
Pmpp	2689 Wp	0.71	
Umpp	326 V		
I mpp	8.2 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	3 kWp	Potência total	4.2 kWca
Total	12 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	19.5 m ²	Rácio Pnom	0.71
Superfície célula	17.5 m ²		

Resultados principais

Produção do sistema

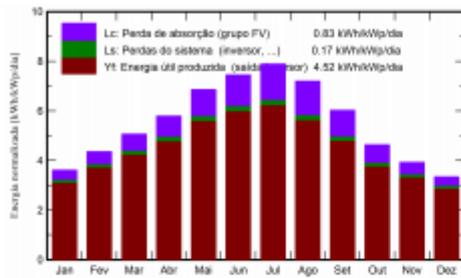
Energia produzida 4952 kWh/ano

Produção específica 1651 kWh/kWp/ano

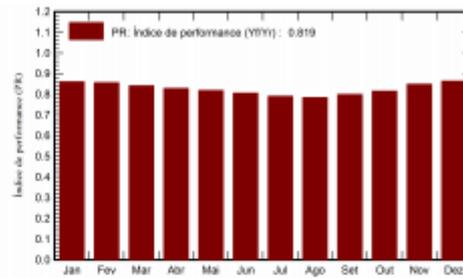
Índice de performance (PR) 81.94 %

Fração solar 72.21 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	112.1	109.4	301.3	0.0	0.0	289.5	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	122.0	118.5	325.5	0.0	0.0	313.5	0.0
Março	124.9	55.22	9.90	156.9	151.7	411.2	489.0	321.6	74.3	167.4
Abril	154.7	55.71	11.64	173.7	167.4	448.3	471.0	313.3	118.2	157.7
Mai	199.2	75.83	15.35	212.6	205.2	540.9	490.4	376.7	145.2	113.8
Junho	209.8	74.92	18.87	223.6	216.0	560.3	501.4	382.9	157.5	118.4
Julho	226.4	64.12	21.40	244.7	236.5	601.2	551.0	418.3	162.4	132.7
Agosto	199.2	58.45	21.82	223.2	215.5	544.3	547.2	401.4	123.8	145.8
Setembro	147.5	54.10	18.95	180.7	174.8	449.5	468.9	341.2	92.2	127.7
Outubro	99.7	37.65	14.68	143.6	139.2	365.5	62.6	30.8	320.6	31.8
Novembro	63.4	26.76	8.93	117.8	114.9	312.0	0.0	0.0	300.2	0.0
Dezembro	50.6	22.77	6.58	103.5	101.0	279.3	0.0	0.0	268.2	0.0
Ano	1611.8	582.97	13.48	2014.4	1950.1	5139.2	3581.6	2586.3	2365.6	995.3

Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total

DiffHor Irradiação difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Incidência global no plano dos sensores

GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo

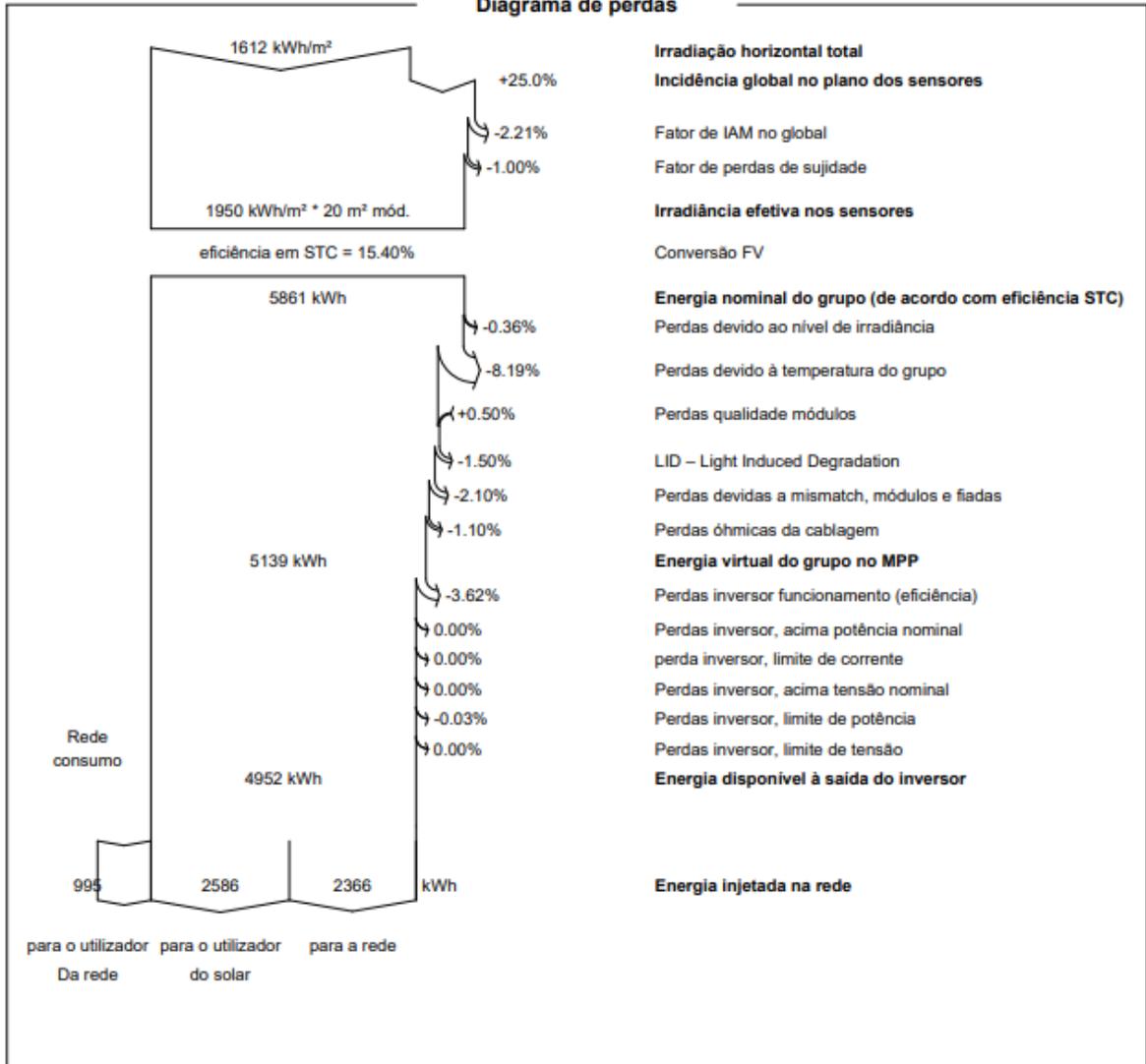
E_User Energia fornecida ao consumidor

E_Solar Energia do sol

E_Grid Energia injetada na rede

EFrGrid Energia de rede

Diagrama de perdas



6- Relatório para um sistema seguidor de eixo polar

Parâmetros gerais													
Sistema acoplado à rede				Sem cenário 3D de sombras, sem sombras									
Orientação do plano dos módulos				Algoritmo de tracking				Configuração dos trackers					
Orientação				Cálculo astronómico				No 3D scene defined					
Plano tracking, eixo inclinado													
Inclinação do eixo 25 °													
Azimute 10 °													
Modelos utilizados													
Transposição Perez													
Difuso Perez, Meteonorm													
Circumsolar separado													
Horizonte				Sombras próximas				Exigências do consumidor					
Sem horizonte				Sem sombras				Definição ext. por ficheiro consumo h em h.csv					
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582	kWh

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Axitec USA	Fabricante	Kostal
Modelo	Axiblack AC-250P/156-60S	Modelo	Piko IQ 4.2
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	250 Wp	Potência unitária	4.20 kWca
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	3000 Wp	Potência total	4.2 kWca
Módulos	1 String x 12 Em série	Tensão de funcionamento	180-720 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	0.71
Pmpp	2689 Wp		
Umpp	326 V		
I mpp	8.2 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	3 kWp	Potência total	4.2 kWca
Total	12 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	19.5 m²	Rácio Pnom	0.71
Superfície célula	17.5 m²		

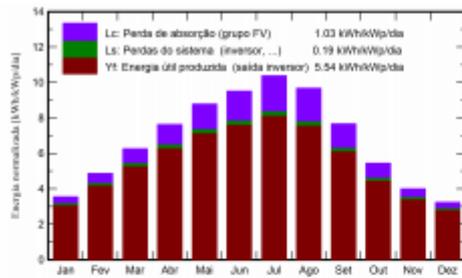
Resultados principais

Produção do sistema

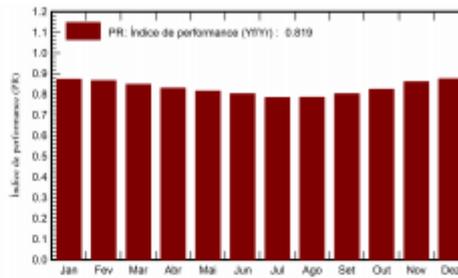
Energia produzida 6066 kWh/ano

Produção específica 2022 kWh/kWplano
Índice de performance (PR) 81.94 %
Fração solar 79.47 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



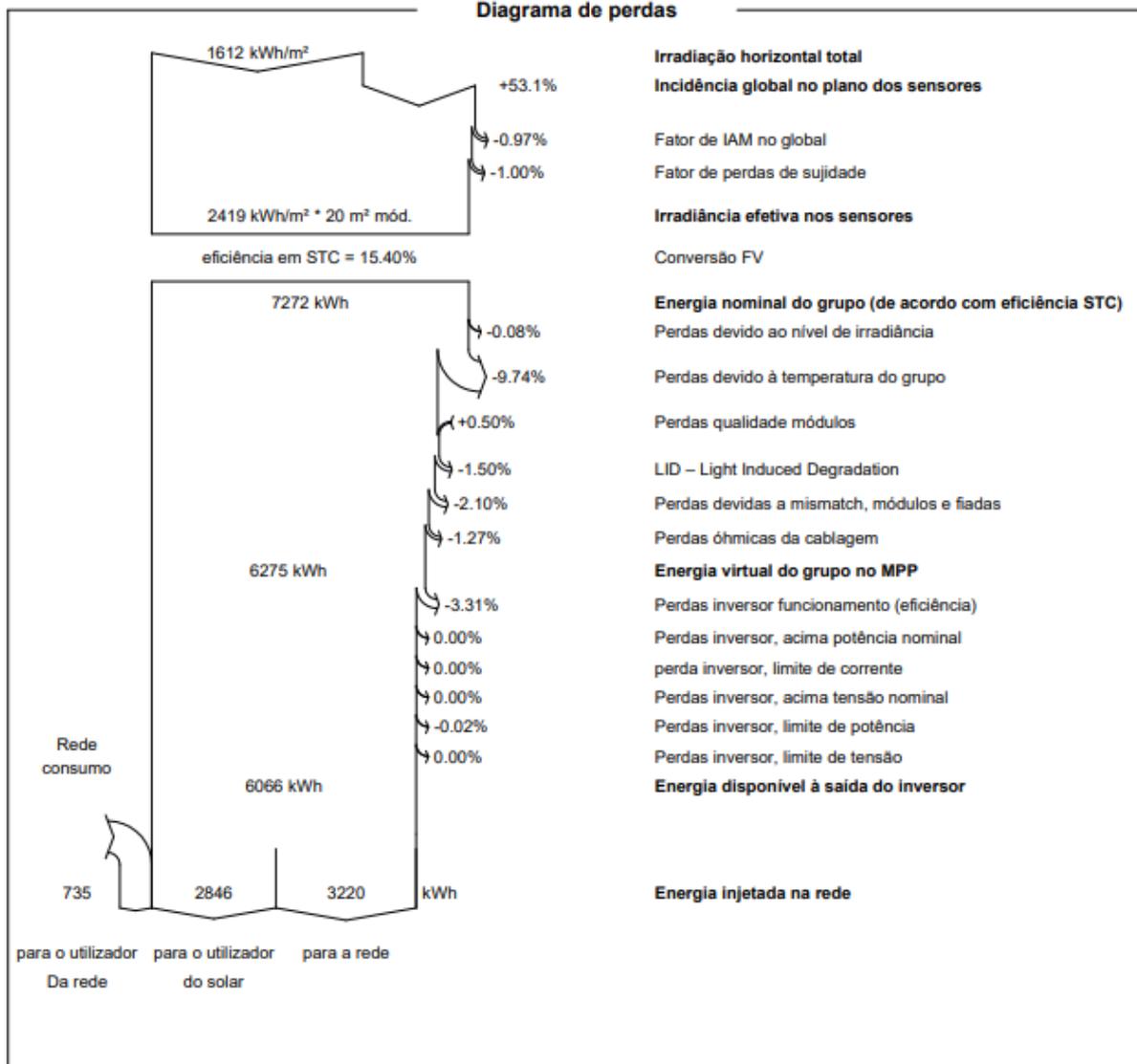
Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	110.0	107.2	299.5	0.0	0.0	288.0	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	136.2	133.2	366.3	0.0	0.0	353.7	0.0
Março	124.9	55.22	9.90	194.0	190.1	510.5	489.0	344.1	149.4	144.9
Abril	154.7	55.71	11.64	229.0	224.8	589.3	471.0	341.8	227.9	129.2
Mai	199.2	75.83	15.35	272.4	267.2	688.3	490.4	413.2	253.1	77.3
Junho	209.8	74.92	18.87	285.5	280.1	710.1	501.4	418.5	269.1	82.9
Julho	226.4	64.12	21.40	321.8	316.1	781.5	551.0	461.4	295.8	89.7
Agosto	199.2	58.45	21.82	300.1	295.1	729.4	547.2	466.0	240.7	81.2
Setembro	147.5	54.10	18.95	229.8	225.7	571.5	468.9	368.6	184.7	100.3
Outubro	99.7	37.65	14.68	169.0	165.5	433.1	62.6	32.7	385.2	29.9
Novembro	63.4	26.76	8.93	119.8	116.9	321.2	0.0	0.0	309.4	0.0
Dezembro	50.6	22.77	6.58	100.3	97.6	274.0	0.0	0.0	263.2	0.0
Ano	1611.8	582.97	13.48	2467.8	2419.4	6274.7	3581.6	2846.2	3220.1	735.4

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Diagrama de perdas



7- Relatório para um sistema seguidor 2 eixos

Parâmetros gerais													
Sistema acoplado à rede				Sem cenário 3D de sombras, sem sombras									
Orientação do plano dos módulos				Configuração dos trackers				Modelos utilizados					
Orientação				No 3D scene defined				Transposição		Perez			
Plano tracking, dois eixos								Difuso		Perez, Meteororm			
								Cicumsolar		separado			
Horizonte				Sombras próximas				Exigências do consumidor					
Sem horizonte				Sem sombras				Definição ext. por ficheiro					
								consumo h em h.csv					
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582	kWh

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Axitec USA	Fabricante	Kostal
Modelo	Axiblack AC-250P/156-60S	Modelo	Piko IQ 4.2
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	250 Wp	Potência unitária	4.20 kWca
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	3000 Wp	Potência total	4.2 kWca
Módulos	1 String x 12 Em série	Tensão de funcionamento	180-720 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	0.71
Pmpp	2689 Wp		
Umpp	326 V		
I mpp	8.2 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	3 kWp	Potência total	4.2 kWca
Total	12 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	19.5 m²	Rácio Pnom	0.71
Superfície célula	17.5 m²		

Resultados principais

Produção do sistema

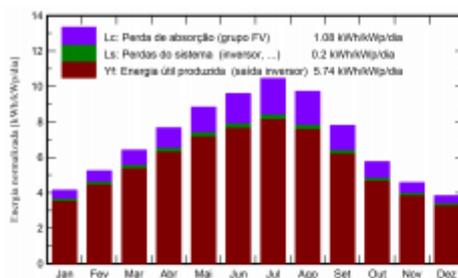
Energia produzida 6282 kWh/ano

Produção específica 2094 kWh/kWp/ano

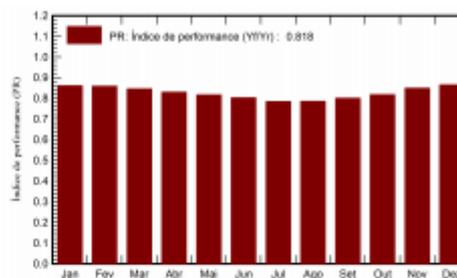
Índice de performance (PR) 81.77 %

Fração solar 79.59 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



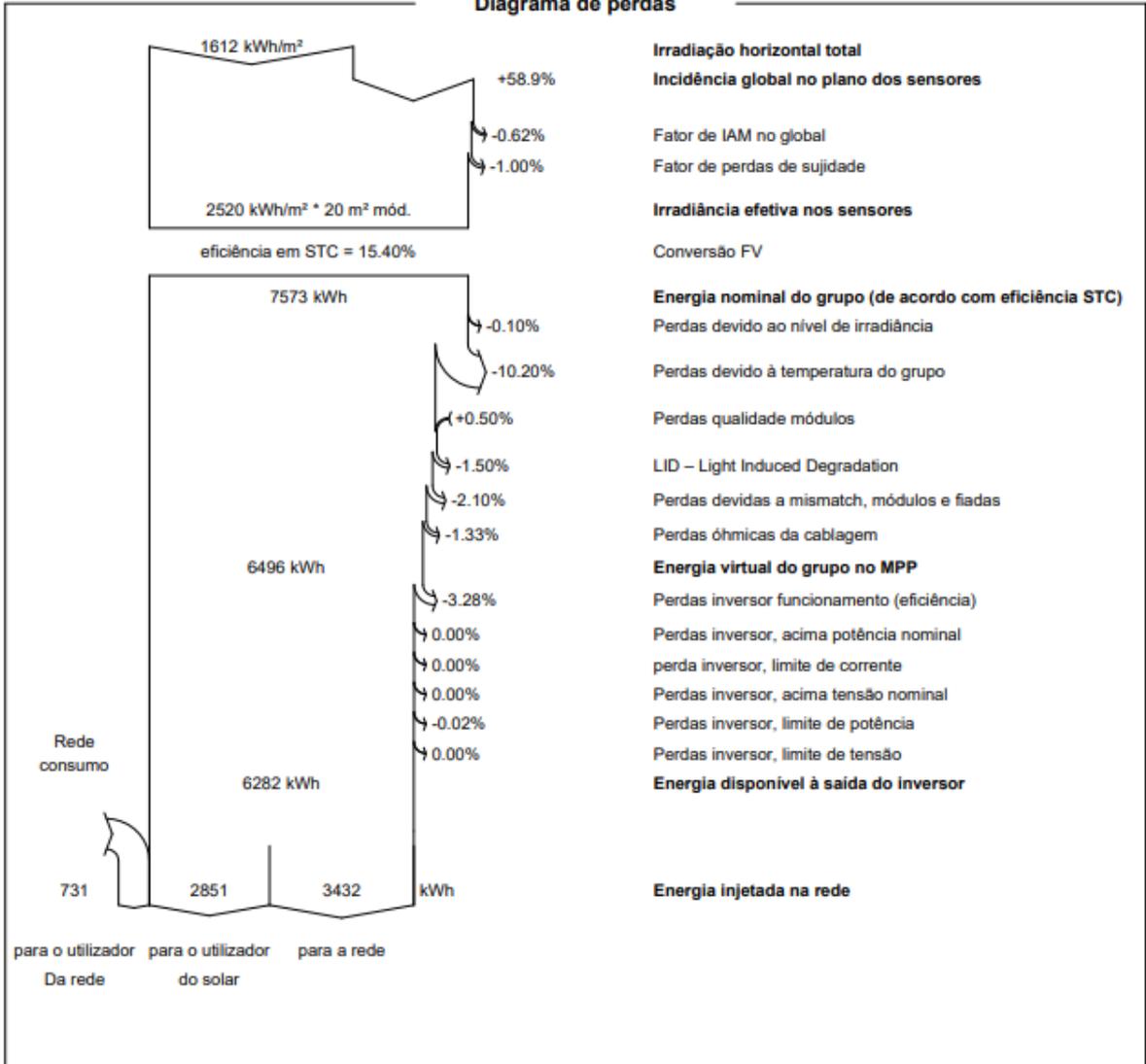
Balances e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	128.7	126.7	344.9	0.0	0.0	332.3	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	146.9	144.5	391.8	0.0	0.0	378.6	0.0
Março	124.9	55.22	9.90	198.7	195.3	521.2	489.0	345.3	158.5	143.7
Abril	154.7	55.71	11.64	230.1	226.3	592.1	471.0	341.5	230.9	129.5
Mai	199.2	75.83	15.35	274.0	269.3	692.8	490.4	413.6	257.1	76.9
Junho	209.8	74.92	18.87	287.9	283.1	716.1	501.4	419.8	273.4	81.6
Julho	226.4	64.12	21.40	324.1	319.0	787.0	551.0	461.9	300.6	89.1
Agosto	199.2	58.45	21.82	301.5	296.9	732.8	547.2	465.9	244.1	81.3
Setembro	147.5	54.10	18.95	234.1	230.3	580.3	468.9	370.0	191.9	99.0
Outubro	99.7	37.65	14.68	178.6	175.8	453.8	62.6	32.6	405.5	30.0
Novembro	63.4	26.76	8.93	137.4	135.2	362.7	0.0	0.0	349.9	0.0
Dezembro	50.6	22.77	6.58	118.9	117.1	320.6	0.0	0.0	308.8	0.0
Ano	1611.8	582.97	13.48	2560.9	2519.5	6496.3	3581.6	2850.6	3431.6	731.0

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Diagrama de perdas



8- Relatório da simulação para o painel modelo AC-270M/156-60S

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede		Sem cenário 3D de sombras, sem sombras											
Orientação do plano dos módulos		Configuração dos sheds				Modelos utilizados							
Orientação		No 3D scene defined				Transposição		Perez					
Plano fixo						Difuso		Perez, Meteonorm					
Inclinação/Azimute		25 / 10 °				Cicumsolar		separado					
Horizonte		Sombras próximas				Exigências do consumidor							
Sem horizonte		Sem sombras				Definição ext. por ficheiro consumo h em h.csv							
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582	kWh

Características do grupo FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Axitec USA	Fabricante	Kostal
Modelo	AXIblackpremium AC-270M/156-60S	Modelo	Piko IQ 4.2
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	270 Wp	Potência unitária	4.20 kWca
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	3240 Wp	Potência total	4.2 kWca
Módulos	1 String x 12 Em série	Tensão de funcionamento	180-720 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	0.77
Pmpp	2917 Wp		
Umpp	334 V		
I mpp	8.7 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	3 kWp	Potência total	4.2 kWca
Total	12 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	19.5 m ²	Rácio Pnom	0.77
Superfície célula	17.1 m ²		

Resultados principais

Produção do sistema

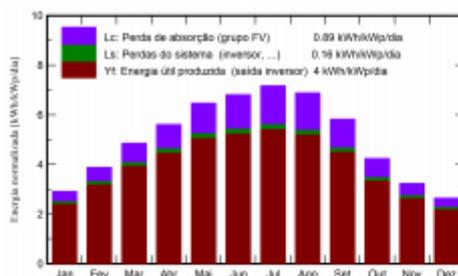
Energia produzida 4732 kWh/ano

Produção específica 1461 kWh/kWp/ano

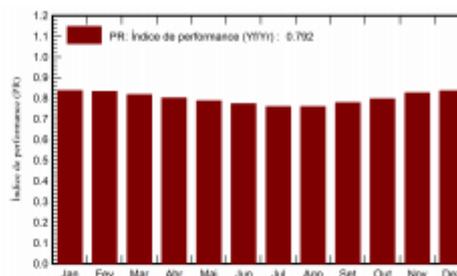
Índice de performance (PR) 79.22 %

Fração solar 72.42 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



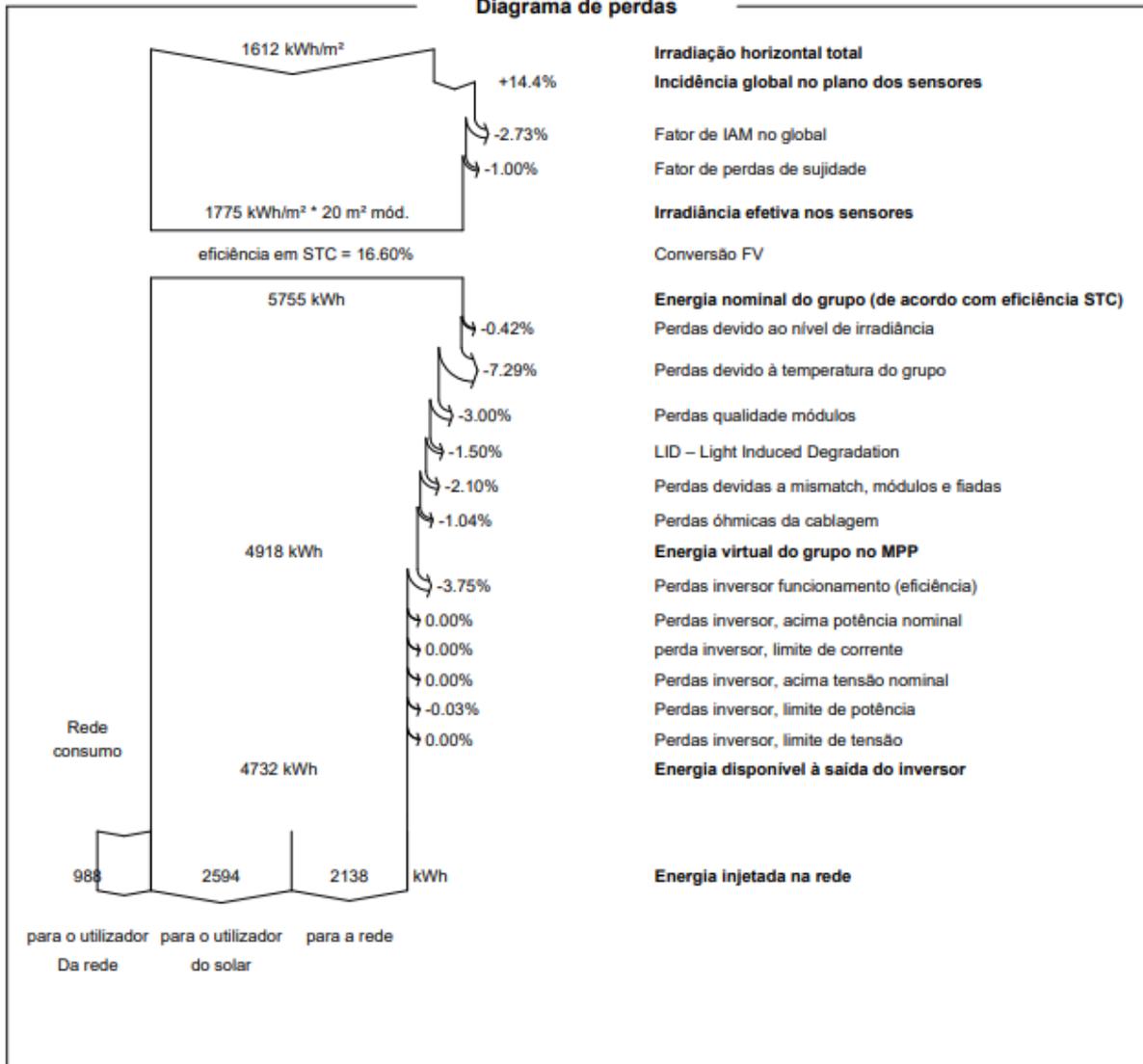
Balancos e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	90.3	86.7	255.8	0.0	0.0	245.0	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	108.6	104.6	304.6	0.0	0.0	293.0	0.0
Março	124.9	55.22	9.90	150.7	145.2	414.5	489.0	324.4	74.7	164.6
Abril	154.7	55.71	11.64	168.4	162.3	454.6	471.0	319.5	117.9	151.5
Mai	199.2	75.83	15.35	200.6	193.1	531.2	490.4	380.3	131.4	110.2
Junho	209.8	74.92	18.87	204.4	196.6	532.1	501.4	381.3	130.9	120.1
Julho	226.4	64.12	21.40	222.4	214.3	568.0	551.0	411.8	135.5	139.2
Agosto	199.2	58.45	21.82	213.5	206.1	544.7	547.2	401.5	123.8	145.7
Setembro	147.5	54.10	18.95	174.8	168.6	457.2	468.9	344.1	96.7	124.9
Outubro	99.7	37.65	14.68	131.4	126.6	353.1	62.6	30.9	308.4	31.7
Novembro	63.4	26.76	8.93	96.9	93.0	270.4	0.0	0.0	259.4	0.0
Dezembro	50.6	22.77	6.58	81.9	78.5	231.9	0.0	0.0	221.7	0.0
Ano	1611.8	582.97	13.48	1843.7	1775.5	4918.1	3581.6	2593.7	2138.4	987.9

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Diagrama de perdas



9- Relatório da simulação para o painel modelo AC-385MH/144S

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede		Sem cenário 3D de sombras, sem sombras											
Orientação do plano dos módulos		Configuração dos sheds					Modelos utilizados						
Orientação		No 3D scene defined					Transposição						
Plano fixo							Perez						
Inclinação/Azimute		25 / 10 °					Difuso Perez, Meteororm						
							Cicumsolar separado						
Horizonte		Sombras próximas					Exigências do consumidor						
Sem horizonte		Sem sombras					Definição ext. por ficheiro						
							consumo h em h.csv						
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582	kWh

Características do grupo FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Axitec USA	Fabricante	Kostal
Modelo	AC-385MH/144S	Modelo	Piko IQ 4.2
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	385 Wp	Potência unitária	4.20 kWca
Número de módulos FV	8 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	3080 Wp	Potência total	4.2 kWca
Módulos	1 String x 8 Em série	Tensão de funcionamento	180-720 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	0.73
Pmpp	2782 Wp		
Umpp	289 V		
I mpp	9.6 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	3 kWp	Potência total	4.2 kWca
Total	8 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	15.9 m ²	Rácio Pnom	0.73

Resultados principais

Produção do sistema

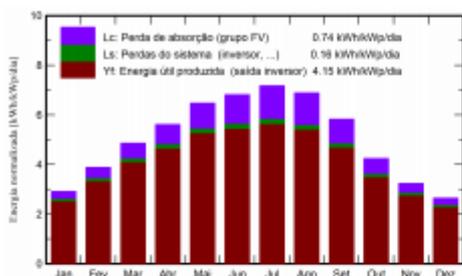
Energia produzida 4661 kWh/ano

Produção específica 1513 kWh/kWp/ano

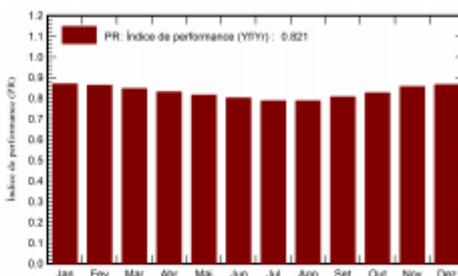
Índice de performance (PR) 82.08 %

Fração solar 71.78 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



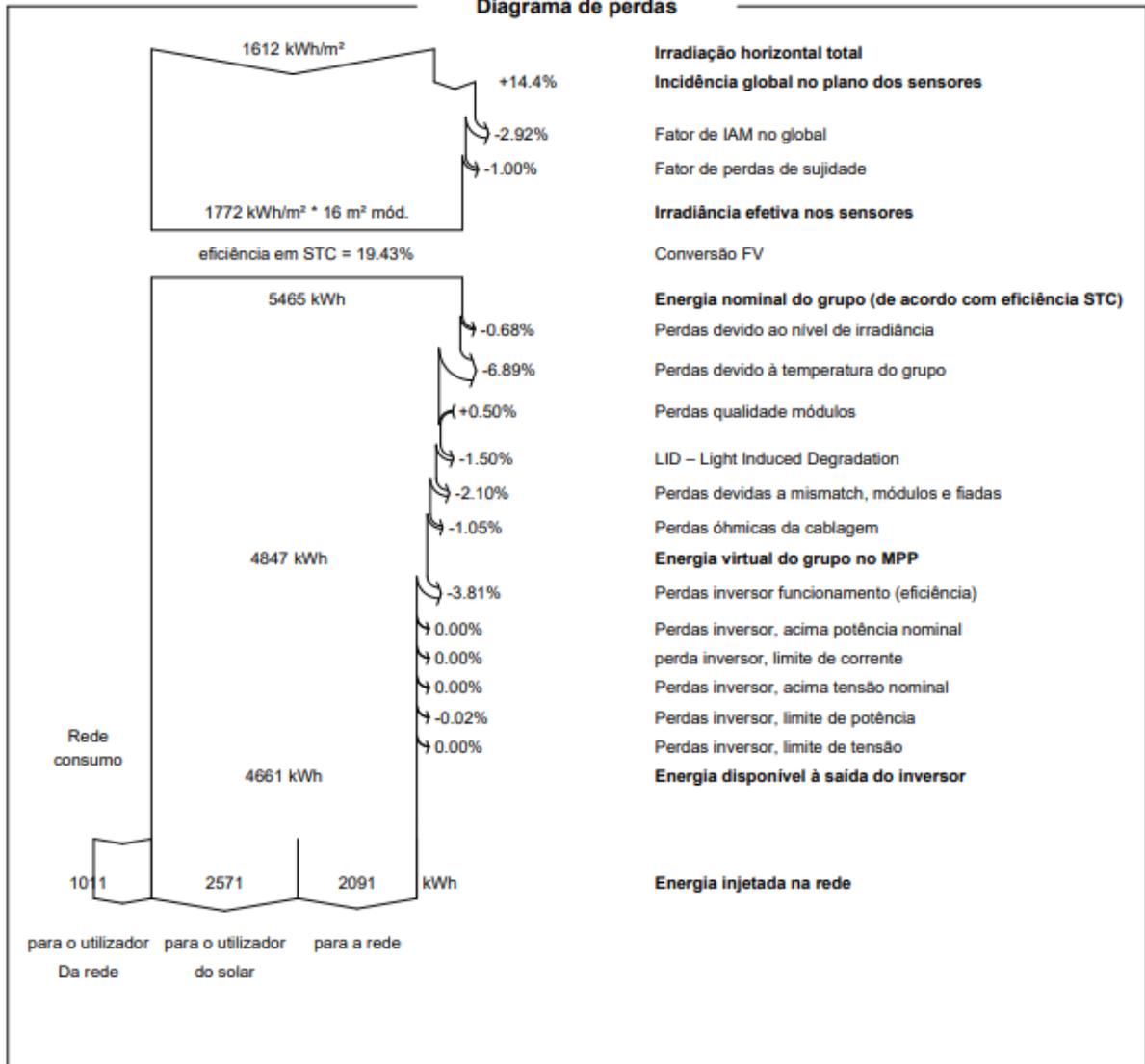
Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	90.3	86.8	252.4	0.0	0.0	241.6	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	108.6	104.5	300.1	0.0	0.0	288.5	0.0
Março	124.9	55.22	9.90	150.7	145.0	408.1	489.0	321.4	71.4	167.6
Abril	154.7	55.71	11.64	168.4	161.9	447.9	471.0	317.0	113.8	154.0
Mai	199.2	75.83	15.35	200.6	192.5	523.2	490.4	376.8	127.0	113.7
Junho	209.8	74.92	18.87	204.4	196.0	524.3	501.4	377.7	126.8	123.6
Julho	226.4	64.12	21.40	222.4	213.6	559.9	551.0	407.9	131.3	143.1
Agosto	199.2	58.45	21.82	213.5	205.4	536.8	547.2	398.1	119.5	149.1
Setembro	147.5	54.10	18.95	174.8	168.3	450.4	468.9	341.2	92.9	127.7
Outubro	99.7	37.65	14.68	131.4	126.5	348.3	62.6	30.6	303.8	31.9
Novembro	63.4	26.76	8.93	96.9	93.1	266.5	0.0	0.0	255.6	0.0
Dezembro	50.6	22.77	6.58	81.9	78.5	228.6	0.0	0.0	218.4	0.0
Ano	1611.8	582.97	13.48	1843.7	1772.0	4846.6	3581.6	2570.7	2090.6	1010.9

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Diagrama de perdas



10-Relatório da simulação para o inversor SolaXpower modelo X1-Boost-4.2kW

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede		Sem cenário 3D de sombras, sem sombras											
Orientação do plano dos módulos		Configuração dos sheds					Modelos utilizados						
Orientação		No 3D scene defined					Transposição		Perez				
Plano fixo							Difuso		Perez, Meteororm				
Inclinação/Azimute		25 / 10 °					Cicumsolar		separado				
Horizonte		Sombras próximas					Exigências do consumidor						
Sem horizonte		Sem sombras					Definição ext. por ficheiro consumo h em h.csv						
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
0.00	0.00	489	471	490	501	551	547	469	62.6	0.00	0.00	3582	kWh

Características do grupo FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Axitec USA	Fabricante	Solaxpower
Modelo	Axiblack AC-250P/156-60S	Modelo	X1-Boost-4.2kW with 2 MPPT
(Base de dados original do PVsyst)		(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	250 Wp	Potência unitária	4.20 kWca
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	3000 Wp	Potência total	4.2 kWca
Módulos	1 String x 12 Em série	Tensão de funcionamento	70-580 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	0.71
Pmpp	2689 Wp		
Umpp	326 V		
I mpp	8.2 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	3 kWp	Potência total	4.2 kWca
Total	12 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	19.5 m ²	Rácio Pnom	0.71
Superfície célula	17.5 m ²		

Resultados principais

Produção do sistema

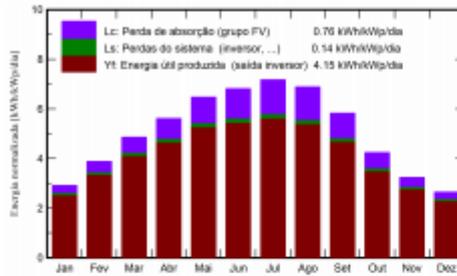
Energia produzida 4544 kWh/ano

Produção específica 1515 kWh/kWp/ano

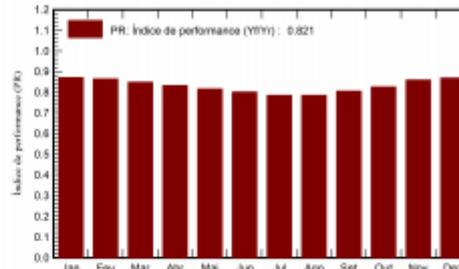
Índice de performance (PR) 82.14 %

Fração solar 71.14 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janeiro	57.2	23.53	6.05	90.3	86.7	245.1	0.0	0.0	236.1	0.0
Fevereiro	79.2	33.89	7.08	108.6	104.6	291.6	0.0	0.0	281.9	0.0
Março	124.9	55.22	9.90	150.7	145.2	396.3	489.0	317.8	65.9	171.2
Abril	154.7	55.71	11.64	168.4	162.3	434.3	471.0	314.5	106.0	156.5
Mai	199.2	75.83	15.35	200.6	193.1	506.8	490.4	373.7	117.4	116.7
Junho	209.8	74.92	18.87	204.4	196.6	507.2	501.4	374.7	116.4	126.7
Julho	226.4	64.12	21.40	222.4	214.3	540.8	551.0	404.3	119.9	146.7
Agosto	199.2	58.45	21.82	213.5	206.1	518.5	547.2	395.0	108.1	152.2
Setembro	147.5	54.10	18.95	174.8	168.6	435.8	468.9	337.4	85.1	131.6
Outubro	99.7	37.65	14.68	131.4	126.6	337.2	62.6	30.4	295.5	32.2
Novembro	63.4	26.76	8.93	96.9	93.0	258.8	0.0	0.0	249.7	0.0
Dezembro	50.6	22.77	6.58	81.9	78.5	222.2	0.0	0.0	213.7	0.0
Ano	1611.8	582.97	13.48	1843.7	1775.5	4694.6	3581.6	2547.9	1995.7	1033.7

Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total

DiffHor Irradiação difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Incidência global no plano dos sensores

GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo

E_User Energia fornecida ao consumidor

E_Solar Energia do sol

E_Grid Energia injetada na rede

EFrGrid Energia de rede

Diagrama de perdas

