



Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Bruno Miguel Silva Alves

**Avaliação do desempenho de um sistema
solar fotovoltaico em regime de
autoconsumo**



Universidade do Minho

Escola de Engenharia

Bruno Miguel Silva Alves

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Dissertação de Mestrado

Mestrado em Engenharia Mecânica

Área de especialização em tecnologias energéticas e ambientais

Trabalho efetuado sob a orientação de:

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

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-NãoComercial

CC BY-NC

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

AGRADECIMENTOS

A conclusão deste projeto assinala o encerramento de uma das fases mais importantes da minha vida pessoal e académica. Para além do meu esforço e empenho, o apoio e contributo das pessoas que me acompanharam ao longo desta jornada foram fundamentais, tornando todo este percurso mais acessível e gratificante. Gostaria, assim, de expressar os meus agradecimentos de forma sincera.

Em primeiro lugar, quero agradecer à empresa JAF Renováveis e a todos os envolvidos por me terem acolhido e por terem disponibilizado toda a informação necessária para o desenvolvimento deste projeto. Ao engenheiro Pedro Castro, o meu supervisor, manifesto o meu reconhecimento pelo apoio e disponibilidade contínuos durante o estágio, em particular no âmbito técnico.

Um agradecimento especial é dirigido ao meu orientador de dissertação, o Professor Doutor Luís António de Sousa Barreiros Martins, pela dedicação e auxílio constante que sempre demonstrou para comigo. A oportunidade de trabalhar num dos seus temas revelou-se uma mais-valia e uma experiência enriquecedora.

Não posso deixar de expressar a minha gratidão à minha coorientadora, a Professora Doutora Ana Cristina Ferreira Magalhães, pela sua colaboração neste projeto e pelas informações relevantes que contribuíram para esta dissertação.

A todos aqueles com quem tive o privilégio de me relacionar e conhecer ao longo destes cinco anos, recordo com alegria os momentos partilhados e as amizades construídas.

Por último, mas não menos importante, quero manifestar o meu profundo agradecimento à minha família pelo apoio constante, pela dedicação e pelo incentivo que me proporcionaram ao longo de todo o meu percurso académico, especialmente nesta fase final da conclusão do meu mestrado.

Deixo um sincero agradecimento a todos os que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

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 aumento dos custos da energia, aliado aos incentivos para a descarbonização global, tem estimulado as empresas a investir em energias renováveis. Em Portugal, a aposta no recurso solar tem-se destacado devido à excelente exposição solar e aos apoios financeiros disponibilizados até um passado recente sob a forma de tarifas subsidiadas conhecidas como *FITs (feed-in-tariffs)*, que promoviam a venda total da eletricidade renovável e o correspondente investimento em Unidades de Pequena Produção (UPP). Os fins dos incentivos, juntamente com a redução dos custos dos equipamentos, tornaram as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) mais atrativas em detrimento das UPPs cujo investimento passou a ser inviável.

Dessa forma, esta dissertação tem como principal objetivo avaliar projetos solares fotovoltaicos para autoconsumo, assim como analisar os seus benefícios financeiros. Para isso, utilizaram-se dados provenientes de uma instalação real, caracterizada por uma exposição solar limitada face ao perfil de consumo do cliente e conduziu-se uma análise detalhada do seu dimensionamento. De seguida, procedeu-se à comparação da produção real com as simulações realizadas nos programas *PVSyst* e *PVGIS*, identificando diferenças nas metodologias de cálculo e os respetivos resultados, tendo o *PVGIS* apresentado valores mais próximos da realidade.

Para confirmar o dimensionamento adequado da instalação, com 2 estruturas direcionadas a Este e Oeste e sombreamento desprezável devido à inclinação reduzida de 15°, estudaram-se outras três configurações com a estrutura direcionada a sul e inclinações de 20°, 25° e 30°, mas potências instaladas menores devido ao sombreamento que limita o número de painéis a instalar.

De modo geral, o projeto em funcionamento, ao maximizar a potência instalada com uma configuração próxima da horizontal, revelou-se como a solução mais vantajosa, tanto no que diz respeito à maximização da produção fotovoltaica quanto à sua viabilidade económica, apesar do maior investimento inicial num maior número de painéis, por comparação com a solução Sul a 30°, com maior irradiação solar incidente e próxima da inclinação ótima para o local de cerca de 36°.

Para aferir se uma instalação real correspondeu às expectativas delineadas no projeto, serão necessárias simulações baseadas em dados climatológicos reais obtidos durante um ano de funcionamento da instalação, o que requer um sistema de monitorização que inclua a medição contínua da radiação solar.

PALAVRAS-CHAVE

ENERGIA RENOVÁVEL; SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS; AUTOCONSUMO; VIABILIDADE ECONÓMICA

ABSTRACT

The rise in energy costs, coupled with incentives for global decarbonization, have encouraged companies to invest in renewable energy. The Portuguese investments in solar resources stood out due to the excellent solar exposure and the financial incentives available until recently in the form of FITs (feed-in-tariffs), which promoted the total grid sale of renewable electricity and the corresponding investment in Small Production Units (UPPs). The end of the incentives, together with the reduction in equipment costs, made Production Units for Self-Consumption (UPACs) more attractive to the detriment of UPPs whose investment became unfeasible.

In this regard, the main objective of this dissertation is to evaluate photovoltaic solar projects for self-consumption, as well as analyse their financial benefits. A detailed design analysis of a real installation was made, characterized by a limited solar exposure area given the customer's consumption profile. Next, the real electricity production was compared with the dynamic simulations carried out with the PVSyst and PVGIS programs, identifying differences in the calculation methodologies and the respective results, with PVGIS presenting values closer to reality.

To confirm the adequate design of the system, with two solar areas facing East and West and negligible shading due to the reduced inclination of 15°, three other south facing configurations were studied with inclinations of 20°, 25° and 30°, but smaller installed capacities due to panel-to-panel shading.

The system in operation, designed for maximum installed capacity with a configuration close to horizontal, proved to be the most advantageous solution, both with regard to the maximisation of the electricity production and its economic viability, despite the greater initial investment on a larger number of panels, compared to the South facing solution at 30°, corresponding to a superior incident solar irradiation and close to the local optimum inclination of about 36°.

To assess whether a real system met the expectations outlined in the design phase, dynamic simulations with real climatological data obtained during one year of operation of the system will be necessary, which requires a monitoring system with continuous measurement of the solar radiation.

PALAVRAS-CHAVE

RENEWABLE ENERGY; PHOTOVOLTAIC SOLAR SYSTEMS; SELF-CONSUMPTION; ECONOMIC VIABILITY

ÍNDICE

| | |
|---|-----|
| Agradecimentos | ii |
| Resumo | iv |
| Abstract | v |
| Índice | vi |
| Índice de Figuras..... | x |
| Índice de Tabelas..... | xv |
| Nomenclatura..... | xvi |
| 1. Introdução | 1 |
| 1.1. Enquadramento | 1 |
| 1.2. Motivação | 2 |
| 1.3. Objetivos..... | 3 |
| 1.4. Metodologia de Trabalho | 4 |
| 1.5. Estrutura da dissertação..... | 4 |
| 2. Fundamentação Teórica..... | 6 |
| 2.1. Geometria Solar..... | 6 |
| 2.1.1. Movimentos da Terra | 7 |
| 2.1.1.1. Rotação | 7 |
| 2.1.1.2. Translação | 8 |
| 2.1.2. Distribuição desigual da luz solar | 9 |
| 2.1.3. Ângulo de incidência solar | 10 |
| 2.1.4. Posição do Sol..... | 12 |
| 2.2. Recurso Solar | 14 |
| 2.2.1. Europa | 14 |
| 2.2.2. Portugal..... | 15 |

| | | |
|----------|---|----|
| 2.3. | Sistema Solar fotovoltaico | 18 |
| 2.3.1. | Efeito Fotovoltaico | 18 |
| 2.3.2. | Célula Solar Fotovoltaica | 20 |
| 2.3.2.1. | Tipos de Células Fotovoltaicas | 21 |
| 2.3.2.2. | Características elétricas | 23 |
| 2.3.2.3. | Influência de fatores externos nas características elétricas de uma célula fotovoltaica | 25 |
| 2.3.3. | Módulo Fotovoltaico | 27 |
| 2.3.4. | Associação de Módulos Fotovoltaicos | 29 |
| 2.3.4.1. | Ligação em Série | 29 |
| 2.3.4.2. | Ligação em Paralelo | 30 |
| 2.3.4.3. | Ligação Mista | 30 |
| 2.3.4.4. | Efeitos de Sombreamento nos Módulos Fotovoltaicos | 31 |
| 2.3.5. | Tipos de estruturas de fixação de painéis fotovoltaicos | 33 |
| 2.3.5.1. | Estruturas de fixação coplanar | 34 |
| 2.3.5.2. | Estruturas de fixação reorientados | 35 |
| 2.3.5.3. | Estruturas de fixação com seguidores solares | 35 |
| 2.3.6. | Inversores | 36 |
| 2.3.7. | Restantes Equipamentos | 39 |
| 2.3.8. | Tipos de Sistemas Fotovoltaicos | 40 |
| 2.3.8.1. | Sistema Fotovoltaico Isolado | 40 |
| 2.3.8.2. | Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede | 41 |
| 2.3.8.3. | Sistema Fotovoltaico Híbrido | 41 |
| 2.4. | Enquadramento Legal em Portugal | 42 |
| 2.5. | Sistemas solares fotovoltaicos em regime de autoconsumo | 46 |
| 2.6. | Programas de Simulação de instalações fotovoltaicas | 48 |
| 2.6.1. | <i>PVSyst</i> | 48 |
| 2.6.2. | <i>PVGIS</i> | 50 |
| 2.6.3. | Outros programas de simulação fotovoltaica | 52 |
| 2.6.3.1. | Em Portugal | 52 |

| | |
|---|----|
| 2.6.3.2. No Mundo | 53 |
| 3. Apresentação e Caracterização do Caso de Estudo | 55 |
| 3.1. Localização geográfica | 55 |
| 3.2. Dados climáticos do local | 56 |
| 3.3. Análise ao perfil de consumo do local | 57 |
| 3.4. Diagrama de cargas | 59 |
| 3.5. Dimensionamento do sistema fotovoltaico | 61 |
| 3.5.1. Seleção e especificação dos painéis FV e inversores | 61 |
| 3.5.1.1. Painéis solares fotovoltaicos | 61 |
| 3.5.1.2. Inversor | 62 |
| 3.5.2. Determinação do número de módulos | 62 |
| 3.5.3. Área disponível | 63 |
| 3.5.4. Configuração final | 64 |
| 3.6. Configuração e simulação do caso de estudo em <i>softwares</i> fotovoltaicos | 65 |
| 3.6.1. <i>PVSyst</i> | 66 |
| 3.6.1.1. Dados geográficos e meteorológicos | 66 |
| 3.6.1.2. Determinação da orientação e inclinação dos painéis FV | 67 |
| 3.6.1.3. Configuração e seleção dos componentes | 68 |
| 3.6.2. <i>PVGIS</i> | 70 |
| 4. Análise de resultados | 72 |
| 4.1. Análise do desempenho real do sistema FV | 72 |
| 4.2. Análise do desempenho do sistema simulado no <i>PVSyst</i> | 76 |
| 4.3. Análise do desempenho do sistema simulado no <i>PVGIS</i> | 79 |
| 4.4. Comparação entre os programas <i>PVSyst</i> e <i>PVGIS</i> | 80 |
| 4.5. Casos alternativos | 81 |
| 4.5.1. Orientação a sul com inclinação de 20° | 82 |
| 4.5.2. Orientação a sul com inclinação 25° | 84 |
| 4.5.3. Orientação a sul com inclinação de 30° | 85 |

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de
autoconsumo

| | |
|--|-----|
| 5. Viabilidade económica do projeto | 89 |
| 5.1. Indicadores económicos | 89 |
| 5.2. Análise de dados financeiros | 90 |
| 5.3. Estudo de cenários económicos alternativos | 93 |
| 5.3.1. Unidade de Pequena Produção (UPP)..... | 93 |
| 5.3.2. Estrutura reorientada a sul com inclinação de 20° | 94 |
| 6. Considerações finais..... | 98 |
| 6.1. Conclusões | 98 |
| 6.2. Trabalhos futuros..... | 99 |
| Referências Bibliográficas | 100 |
| Anexos A: Fichas Técnicas | 106 |
| 1. Painel fotovoltaico S-ENERGY 450wp | 106 |
| 2. Inversor HUAWEI 60 kW | 108 |
| 3. Estrutura de suporte ESDEC | 110 |
| Anexo B: Relatórios PVSyst | 112 |
| 1. Relatório do sistema fotovoltaico em estudo N-P | 112 |
| 1.1. Inclinação de 13° e azimute de -75° | 112 |
| 1.2. Inclinação de 13° e azimute de 105° | 115 |
| 2. Relatório do sistema fotovoltaico em estudo N-P com dados meteorológicos do PVGIS (2020) | 118 |
| 2.1. Inclinação de 13° e azimute de -75° | 118 |
| 2.2. INCLINAÇÃO DE 13° E AZIMUTE DE 105° | 121 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Representação esquemática dos componentes que constituem a Radiação Global (<i>A Radiação Solar – Explicações Geografia -918187095</i> , n.d.)..... | 7 |
| Figura 2 - Eixo de rotação da Terra (<i>Mundo Educação</i> , n.d.-a)..... | 8 |
| Figura 3 - Pontos da órbita da Terra mais próximo (periélio) e mais afastado (afélio) do sol (<i>Kher</i> , n.d.)..... | 9 |
| Figura 4 - Incidência solar em diferentes partes da Terra. [Adaptado (<i>Ribeiro</i> , 2018)]. | 10 |
| Figura 5 - Relação entre o ângulo de incidência com a quantidade de energia solar por unidade de área (<i>Castro</i> , n.d.)..... | 11 |
| Figura 6 - Variação do ângulo de incidência dos raios solares, ao longo do ano, em Portugal Continental (<i>Castro</i> , n.d.)..... | 11 |
| Figura 7 – Ângulos característicos da posição do sol em relação ao painel fotovoltaico (<i>Hailu & Fung</i> , 2019)..... | 12 |
| Figura 8 - Representação geométrica dos ângulos de azimute e altura (<i>Khalil & Shaffie</i> , 2016)..... | 13 |
| Figura 9 - Carta solar para latitude de 40°N (<i>Sun Chart for 40 Degrees North Latitude</i> , 2009)..... | 13 |
| Figura 10 - Irradiação anual na Europa [kWh/m ²] (<i>Huld & Pinedo-Pascua</i> , n.d.)..... | 14 |
| Figura 11 - Top 10 dos países da Europa que mais aumentaram a capacidade solar fotovoltaica entre 2021 e 2022 (<i>SolarPower Europe</i> , 2022). | 15 |
| Figura 12 - Distribuição da radiação solar em Portugal Continental. a) Inverno; b) Verão (<i>FICHA TÉCNICA Título: Estatísticas Rápidas Das Renováveis</i> , 2022)..... | 16 |
| Figura 13 - Produção fotovoltaica por região (<i>FICHA TÉCNICA Título: Estatísticas Rápidas Das Renováveis</i> , 2022)..... | 17 |
| Figura 14 - Produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis (<i>FICHA TÉCNICA Título: Estatísticas Rápidas Das Renováveis</i> , 2022)..... | 17 |
| Figura 15 - Representação da ligação covalente da rede cristalina do silício puro (<i>Material Didático - IMD</i> , n.d.)..... | 18 |
| Figura 16 - Representação da ligação química entre os semicondutores p e n (<i>Semicondutores - Esquemas - Eletronica PT</i> , n.d.)..... | 19 |

| | |
|--|----|
| Figura 17 - Representação esquemática do funcionamento de uma célula fotovoltaica (Krauter, 2006). | 20 |
| Figura 18 - Representação da estrutura interna de uma célula fotovoltaica de silício (Moraes, 2020). | 21 |
| Figura 19 - Exemplos de células de 1ª geração. a) Silício monocristalino; b) Silício policristalino (Reis, 2019). | 21 |
| Figura 20 - Exemplo de um painel fotovoltaico de silício amorfo(Reis, 2019) | 22 |
| Figura 21 - Representação gráfica das curvas características I-V e P-V de uma célula solar de silício (<i>Característica Da Célula Solar IV e Curva Da Célula Solar IV</i> , n.d.). | 23 |
| Figura 22 - Influência da radiação solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica (Krauter, 2006). | 25 |
| Figura 23 - Influência da temperatura na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica (Krauter, 2006). | 26 |
| Figura 24 - Deformação da curva I-V de uma célula solar face à baixa radiação e a altas temperaturas (Da et al., n.d.). | 26 |
| Figura 25 - Hierarquia fotovoltaica. Célula fotovoltaica < módulo fotovoltaico < painel solar (Moraes, 2020). | 27 |
| Figura 26 - Método de interligação (soldadura) entre células fotovoltaicas para formar o módulo fotovoltaico (Oh et al., 2022). | 27 |
| Figura 27 - Representação esquemática dos componentes que constituem um módulo fotovoltaico de silício cristalino (Divya et al., 2023). | 28 |
| Figura 28 - Influência do aumento do número de módulos fotovoltaicos em série na curva I-V..... | 29 |
| Figura 29 - Influência do aumento do número de módulos fotovoltaicos em paralelo na curva I-V..... | 30 |
| Figura 30 - Influência do aumento do número de módulos fotovoltaicos em associação mista na curva I-V..... | 31 |
| Figura 31 - Representação e efeito do sombreamento numa célula fotovoltaica na potência gerada(Krauter, 2006). | 32 |
| Figura 32 - Painel solar fotovoltaico danificado devido à formação de um “hotspot” (Sun et al., 2022). | 32 |

| | |
|--|----|
| Figura 33 - Ilustração de uma implementação de díodos de <i>by-pass</i> e de bloqueio num sistema (<i>Diodo Bypass Garante Proteção Do Painel Solar</i> , n.d.). | 33 |
| Figura 34 - Estrutura de fixação coplanar (<i>Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira</i> , n.d.). | 34 |
| Figura 35 - Estrutura de fixação regulável (<i>Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira</i> , n.d.). | 35 |
| Figura 36 - Estrutura com seguidor solar. a) com um eixo; b) com dois eixos (<i>Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira</i> , n.d.). | 36 |
| Figura 37 - Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0. | 36 |
| Figura 38 - a) inversor central; b) Ilustração de uma falha no sistema devido a sombreamento (<i>Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira</i> , n.d.). | 37 |
| Figura 39 - a) Inversor <i>multi-strings</i> ; b) Representação de uma falha no sistema devido a sombreamento (<i>Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira</i> , n.d.). | 38 |
| Figura 40 - a) Microinversores; b) Ilustração de um sistema de microinversores numa situação de sombreamento (<i>Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira</i> , n.d.). | 38 |
| Figura 41 - Esquema ilustrativo de um sistema fotovoltaico isolado. [Adaptado (BMC, 2017)]. | 40 |
| Figura 42 - Representação esquemática de um sistema fotovoltaico ligado à RESP (Silva et al., 2017). | 41 |
| Figura 43 - Representação esquemática de um sistema fotovoltaico híbrido (Silva et al., 2017). | 42 |
| Figura 44 - Esquema representativo de uma UPAC. [Adaptado (Anzalchi & Sarwat, 2017)] | 46 |
| Figura 45 - Exemplo de um diagrama de consumo e produção fotovoltaica de um edifício (<i>Dstsolar - Sistema Fotovoltaico</i> , n.d.). | 47 |
| Figura 46 - Janela principal do PVSyst.(Mermoud & Wittmer, 2014) | 49 |
| Figura 47 - Janela principal da opção " <i>Project design</i> " no PVSyst (Mermoud & Wittmer, 2014). | 49 |
| Figura 48 - Interface online da ferramenta PVGIS (Manual Do Utilizador PVGIS, n.d.). | 51 |
| Figura 49 - Cobertura disponível para a instalação fotovoltaica. | 56 |
| Figura 50 - Temperatura média mensal em Guimarães (2020). | 56 |

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

| | |
|---|----|
| Figura 51 - Radiação média mensal em Guimarães (2020). | 57 |
| Figura 52 - Diagrama de cargas de janeiro de 2023 da edificação em estudo. | 59 |
| Figura 53 - Diagrama de cargas de julho de 2022 do edifício em estudo. | 59 |
| Figura 54 - Especificações elétricas do módulo fotovoltaico <i>SL45-72MAI-450L</i> da marca <i>S-Energy</i> | 61 |
| Figura 55 - Principais características do inversor <i>HUAWEI SUN2000-60KTL-M0</i> de 60 kW. | 62 |
| Figura 56 - Espaço disponível na cobertura do edifício para acomodação dos painéis fotovoltaicos. | 63 |
| Figura 57 - Configuração final do sistema fotovoltaico do local em estudo com azimutes de -75° e 105° e inclinação de 13° | 64 |
| Figura 58 - a) Estrutura Nascente- Poente e inclinação com horizontal de 13° utilizada no projeto b) Vista aérea do edifício com o sistema fotovoltaico instalado. | 65 |
| Figura 59 - Identificação do local instalado no <i>PVSyst</i> | 66 |
| Figura 60 - Dados meteorológicos fornecidos pelo <i>PVSyst</i> da zona em estudo. | 67 |
| Figura 61 - Definição da orientação e inclinação dos painéis a nascente (-75°). | 68 |
| Figura 62 - Definição da orientação e inclinação dos painéis a poente (105°). | 68 |
| Figura 63 - Seleção e configuração do sistema fotovoltaico no <i>PVSyst</i> | 69 |
| Figura 64 - Atribuição de perdas ao sistema em estudo. | 69 |
| Figura 65 - Definição de perdas por sujidade no sistema fotovoltaico. | 70 |
| Figura 66 - Configuração do sistema fotovoltaico no <i>PVGIS</i> | 71 |
| Figura 67 – Dados retirados no <i>FusionSolar</i> da gestão de energia da empresa em 2022. | 72 |
| Figura 68 – Dados retirados no <i>FusionSolar</i> da gestão de energia da empresa em 2023. | 73 |
| Figura 69 - Dados dos consumos e produção fotovoltaica da empresa referente ao dia 11 de janeiro de 2023. | 75 |
| Figura 70 - Dados dos consumos e produção fotovoltaica da empresa referente ao dia 20 de julho de 2022. | 75 |
| Figura 71 - Dados dos consumos e produção fotovoltaica da empresa do dia 17 de setembro de 2022. | 76 |

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

| | |
|--|----|
| Figura 72 - Diagrama de <i>Grassman</i> . a) painéis virados a oeste; b) painéis virados a este. | 78 |
| Figura 73 - Representação esquemática 2D de um módulo fotovoltaico (trigonometria). | 82 |
| Figura 74 - Ilustração da disposição dos módulos FV com estrutura reorientada a 14° a sudoeste com inclinação de 20° (<i>Donauer - Energia Solar é o Que Nos Move.</i> , n.d.). | 83 |
| Figura 75 - Implantação da estrutura orientada a sul com inclinação de 20° no AUTOCAD. | 84 |
| Figura 76 - Implantação da estrutura orientada a sul com inclinação de 20° no AUTOCAD. | 85 |
| Figura 77 - Implantação da estrutura orientada a sul com inclinação de 30° no AUTOCAD. | 86 |
| Figura 78 - Diagrama de consumo e produção fotovoltaica (real, inclinação de 20° e 30°) do local em estudo num dia de verão (20 de julho). | 87 |
| Figura 79 - Diagrama de consumo e produção fotovoltaica (real, inclinação de 20° e 30°) do local em estudo num dia de inverno (11 de janeiro). | 88 |

ÍNDICE DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 - Comparação entre as células de silício monocristalino, policristalino e de silício amorfo..... | 23 |
| Tabela 2 - Descrição das funções de cada componente de um módulo fotovoltaico.... | 28 |
| Tabela 3 - Comparação entre uma Unidade de Pequena Produção e uma Unidade de Produção para Autoconsumo..... | 44 |
| Tabela 4 - Condições de acesso e de exercício de atividade para Unidades de Produção para Autoconsumo..... | 45 |
| Tabela 5 - Ciclo semanal para média tensão (MT) em Portugal Continental (períodos horários na <i>Energia Elétrica Em Portugal, 2020</i>). | 58 |
| Tabela 6 - Energia consumida por mês no edifício durante 1 ano em MWh. | 60 |
| Tabela 7 - Dados gerados no <i>FusionSolar</i> da instalação durante 1 ano de funcionamento. | 73 |
| Tabela 8 - Resultados obtidos da simulação do sistema FV no <i>PVSyst</i> | 77 |
| Tabela 9 - Resultados da simulação do sistema em estudo no <i>PVGIS</i> | 80 |
| Tabela 10 - Dados comparativos entre as simulações no <i>PVSyst</i> e <i>PVGIS</i> e o caso real. | 81 |
| Tabela 11 - Dados comparativos entre as simulações no <i>PVGIS</i> das três alternativas com o caso real em estudo. | 86 |
| Tabela 12 - Orçamento dos equipamentos e instalação do sistema fotovoltaico em estudo..... | 90 |
| Tabela 13 - Resultado do <i>cash-flow</i> do sistema fotovoltaico instalado ao fim de 25 anos. | 92 |
| Tabela 14 - <i>Cash-flow</i> do sistema fotovoltaico em estudo caso funcionasse como uma UPP. | 94 |
| Tabela 15 - Orçamento dos equipamentos e instalação do sistema fotovoltaico reorientado a sul com inclinação de 20°. | 95 |
| Tabela 16 - <i>Cash-flow</i> do sistema fotovoltaico com estrutura reorientada a sul com inclinação de 20°. | 96 |

NOMENCLATURA

Lista de acrónimos

| | | |
|----------------|---|---|
| AC | Corrente alternada | A |
| CdTe | Telureto de Cádmio | - |
| CER | Comunidades de energia renovável | - |
| CIGS | Índio e Gálio | - |
| CIS | Selénio | - |
| CSV | Valores Separados por Vírgula | - |
| DC | Corrente contínua | A |
| DGEG | Direção Geral de Energia e Geologia | - |
| FF | Fator de Forma | - |
| <i>FITs</i> | Tarifas <i>feed-in</i> | - |
| FT | Fator de Transposição | % |
| FV | Fotovoltaico | - |
| GaAs | Arsénio de gálio | - |
| GEE | Gases de efeito de estufa | - |
| IAM | <i>Incidence Angle Modifier</i> | - |
| I-V | Corrente – Tensão | - |
| LID | <i>Light Induced Degredation</i> | - |
| MPP | <i>Maximum Power point</i> | - |
| MPPT | <i>Maximum Power Point Tracker</i> | - |
| MT | Média Tensão | - |
| <i>O&M</i> | Operação e manutenção | - |
| OMIE | Operador do Mercado Ibérico de Energia | - |
| PPA | <i>Power Purchase Agreement</i> | - |
| PRI | Período de retorno do investimento | - |
| P-V | Potência – Tensão | - |
| <i>PVGIS</i> | <i>Photovoltaic Geographical Information System</i> | - |
| <i>PVSyst</i> | <i>PhotoVoltaic Systems</i> | - |
| RESP | Rede Elétrica de Serviço Público | - |

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

| | | |
|------|---------------------------------------|---|
| STC | <i>Standard Test Conditions</i> | - |
| TIR | Taxa interna de rentabilidade | % |
| UE | União Europeia | - |
| UPAC | Unidades de produção para autoconsumo | - |
| UPAC | Unidades de Produção para Autoconsumo | - |
| UPP | Unidades de Pequena Produção | - |
| VAL | Valor atual líquido | € |

Lista de símbolos

| | | |
|------------------|--|------------------|
| A | Ampere | - |
| a | Azimute | ° |
| C | Área | m ² |
| C _{Ft} | Cash-flow no momento t | € |
| G | Radiação Incidente | W/m ² |
| h | Altura do módulo FV inclinado | m |
| I | Corrente elétrica | A |
| I _{MP} | corrente no ponto de máxima potência | A |
| I _{sc} | corrente de curto-circuito | A |
| kW _n | Kilowatt-nominal | - |
| kW _p | Kilowatt-pico | - |
| L | Comprimento do módulo FV | m |
| L' | Comprimento aparente do módulo FV | m |
| m | Número de fileiras de módulos associados em série | - |
| n | Número de fileiras de módulos associados em paralelo | - |
| P _{máx} | Potência máxima | W |
| P _n | Potência nominal | W |
| P _p | Potência pico | W |
| R _p | Razão de potência | - |
| t | Ano | - |
| V | Tensão | V |
| V _{MP} | Tensão no ponto de máxima potência | V |
| V _{OC} | tensão de circuito aberto | V |

Símbolos gregos

| | | |
|------------|--------------------------------------|---|
| δ | Declinação | ° |
| η | Rendimento | % |
| i | Taxa de atualização do investimento | % |
| θ_z | Ângulo zenital | ° |
| θ | Altura solar | - |
| α | Ângulo de inclinação | ° |
| β | Inclinação da superfície de captação | ° |
| γ | Ângulo azimutal da superfície | ° |
| γ_s | Ângulo azimutal do sol | ° |

1. INTRODUÇÃO

O estudo apresentado neste documento surge no âmbito da dissertação do Mestrado em Engenharia Mecânica – Tecnologias Energéticas e Ambientais da Universidade do Minho e consiste no estudo e avaliação de projetos de sistemas solares fotovoltaicos em regime de autoconsumo tendo como base a utilização de dados de uma instalação real.

1.1. ENQUADRAMENTO

O panorama do setor energético atual é caracterizado por uma complexa teia de desafios e oportunidades, tanto a nível global quanto local. A busca por soluções sustentáveis e eficientes tornou-se imperativa face ao aumento dos preços energéticos, fomentado não somente pela persistente inflação devido ao COVID-19, mas também pelo conflito geopolítico entre Rússia e Ucrânia, que afetou diretamente a disponibilidade de recursos energéticos.

Adicionalmente, o crescente reconhecimento das mudanças climáticas como um problema global urgente tem gerado uma pressão significativa sobre os governos para empreenderem ações concretas rumo à descarbonização. Desde o Protocolo de Quioto, foram estabelecidos compromissos para a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) por parte dos países desenvolvidos, visando conter o aquecimento global. Dentro dessa trajetória, a União Europeia traçou metas ambiciosas, com destaque para a busca da neutralidade carbónica até 2050, implicando uma reestruturação profunda em setores cruciais como energia, indústria, transportes e agricultura.

O cenário é marcado pela necessidade incontornável de limitar o aquecimento global abaixo dos 2°C, exigindo uma drástica redução de até 80% das emissões antropogénicas de GEE até 2050, em relação aos níveis de 1990. A trajetória para atingir esse objetivo englobou metas intermediárias de redução até 2020, 2030 e 2040. No contexto específico de Portugal, o compromisso é ainda mais ambicioso, com a meta de diminuir entre 85% e 90% das emissões até 2050, em relação aos números de 2005 (*Como a UE Poderá Atingir a Neutralidade Carbónica Até 2050 | Atualidade | Parlamento Europeu*, n.d.).

O alcance dessas metas implica em profundas transformações estruturais, que não apenas viabilizem a transição para fontes de energia sustentáveis, mas também impulsionem o crescimento económico e melhorem a qualidade de vida dos cidadãos. A dependência

tradicional de fontes de energia finitas, como o petróleo, torna evidente a necessidade de adotar fontes renováveis. Além disso, essas alternativas desempenham um papel crucial no combate ao efeito estufa, que é intensificado pela queima de combustíveis fósseis (ACEMEL, 2021).

Nesse contexto, segundo o relatório anual do estado da energia na União Europeia, em 2022, 39% da eletricidade foi gerada por energias renováveis e no mês de maio a energia eólica e solar ultrapassou os combustíveis fósseis pela primeira vez na produção de eletricidade na EU (*Eighth Report on the State of the Energy Union - European Commission, n.d.*).

Em Portugal, a procura por alternativas voltadas para as energias renováveis tem aumentado devido, sobretudo, à implementação de políticas, como as tarifas *feed-in*, através do DL n.º 153/2014, que incentivavam os produtores de energia a aderirem a fontes limpas (Diário da República, 2014), vendendo toda a energia produzida a preços superiores ao valor do mercado. Entretanto, com o fim destas tarifas, surgiu um novo regime jurídico, DL n.º 162/2019, que visa simplificar regras para unidades de produção para autoconsumo (UPAC) (Diário da República, 2019), tornando este sistema, nos dias de hoje, como o melhor cenário para os consumidores.

Assim, a busca por sustentabilidade energética e a necessidade de cumprir metas ambiciosas exigem esforços coordenados e inovações constantes. À medida que o mundo enfrenta os desafios interconectados da mudança climática e da descarbonização, a transformação do setor energético emerge como um imperativo para assegurar um futuro mais limpo e resiliente.

1.2. MOTIVAÇÃO

O motivo da escolha deste tema, reside no crescente interesse que se tem vindo a observar nos últimos anos em relação à adoção de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo em todo o mundo.

No entanto, é importante verificar se de facto a escolha desta solução é viável em várias situações, tanto em cenário doméstico como em cenário empresarial. Nesse contexto a análise da viabilidade financeira de um sistema de produção fotovoltaica é fundamental, considerando diferentes alternativas de instalação fotovoltaica, com a ajuda de programas de

simulação que contribuem para o dimensionamento e operacionalidade ótima dos sistemas com base em dados climáticos previstos para diferentes configurações.

1.3. OBJETIVOS

Com esta dissertação pretende-se avaliar sistemas solares fotovoltaicos em regime de autoconsumo com base num caso real, já em operação, e verificar se a potência elétrica gerada real é próxima da prevista e estudar a viabilidade económica do projeto. Assim sendo, os principais objetivos desta dissertação são os seguintes:

- Aprender o processo de instalação de painéis fotovoltaicos, identificando todos os parâmetros técnicos relevantes, nomeadamente, a área disponível para a unidade fotovoltaica, a existência de obstáculos e sombreamentos, as condições de irradiação solar e a localização da instalação, qual o tipo de painel mais adequado, a sua inclinação, orientação, o tipo de sistema de fixação, o dimensionamento do inversor, de acordo com o perfil de consumo do caso de estudo.
- Analisar os dados de radiação solar reais e potência elétrica gerada pela instalação, utilizando um *software* de monitorização.
- Simular a instalação fotovoltaica utilizando um *software* gratuito (*PVGIS*) e um *software* com licença (*PVSyst*), considerando (i) as condições assumidas na fase de projeto e (ii) as condições e características técnicas da instalação real.
- Comparar os resultados da simulação com os dados obtidos pela instalação real, avaliando a precisão e confiabilidade dos modelos utilizados e verificar qual dos dois programas se aproxima mais da realidade.
- Verificar todos os custos envolvidos na instalação e manutenção da estrutura e a sua rentabilidade ao fim de 25 anos

Quanto aos resultados esperados, espera-se vir a compreender todo o processo de instalação de unidades de produção de autoconsumo (UPAC), desde a proposta apresentada ao cliente até à sua viabilidade económica real, e entender as diferenças de produção fotovoltaica simuladas com a atual bem como identificar possíveis medidas de melhoria operacional.

1.4. METODOLOGIA DE TRABALHO

A metodologia de trabalho desenvolvida nesta dissertação depreende-se em dois fatores. O primeiro consiste num estudo dos fundamentos teóricos relacionados ao aproveitamento da energia solar, bem como das tecnologias empregadas na sua utilização por meio da instalação de sistemas fotovoltaicos. Além disso, inclui uma análise à legislação em vigor em Portugal aplicado a estes sistemas para autoconsumo.

Como segundo plano, procede-se à investigação de um caso de estudo de uma instalação real, em contexto empresarial. Inicialmente, é feita uma revisão do todo o processo que envolve a instalação de uma unidade de produção para autoconsumo (UPAC), desde a proposta apresentada ao cliente, com a configuração da instalação e a sua viabilidade económica até ao processo de montagem e monitorização do sistema utilizando uma plataforma *online* criada pela *Huawei*, o *Fusion Solar*.

Em conformidade com a instalação real, recorre-se a dois *softwares* de simulação fotovoltaica, *PVsyst* e *PVGIS*, de maneira a comprovar se a quantidade de energia produzida se aproxima da proposta original. A utilização destas metodologias de simulação permite melhorar a configuração do sistema para uma melhor correlação entre eficiência e custo de instalação.

1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está organizada em seis capítulos, composto pela Introdução, Estado da Arte, Caso de estudo, Análise de Resultados, Viabilidade Económica do Projeto e Considerações Finais.

No presente capítulo, é realizada a contextualização do tema, revelando as razões para a sua escolha e delineando os objetivos da investigação.

O segundo capítulo apresenta uma revisão bibliográfica que esclarece os conceitos fundamentais relacionados com o projeto de sistemas fotovoltaicos, centrando-se no contexto do autoconsumo. É também explorada a legislação portuguesa, em particular as Unidades de Pequena Produção (UPP) e as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). Além disso, são analisados em detalhe os programas de simulação fotovoltaica *PVSyst* e *PVGIS*.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

No terceiro capítulo, descreve-se o caso de estudo, incluindo a recolha de dados do local, a seleção dos componentes do sistema fotovoltaico e a configuração final da estrutura. Adicionalmente, são apresentados os detalhes do seu dimensionamento nos programas de simulação fotovoltaica.

O quarto capítulo apresenta os dados da instalação real, juntamente com os resultados das simulações, e explora a sensibilidade dos parâmetros, como a orientação e inclinação da estrutura.

No quinto capítulo, a viabilidade económica do projeto em operação é avaliada, comparando-o com o mesmo sistema, porém como uma Unidade de Pequena Produção e uma estrutura mais económica reorientada para o sul.

O sexto e último capítulo conclui a dissertação com considerações finais sobre o projeto desenvolvido, bem como sugestões para futuros desenvolvimentos.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No presente capítulo serão apresentados vários conceitos teóricos relativos aos sistemas solares fotovoltaicos. Torna-se fundamental compreender os diversos processos fundamentais para a produção de energia, como o movimento relativo da Terra em relação ao Sol e o seu impacto na radiação solar incidente, assim como os princípios elementares para a implementação de um projeto fotovoltaico bem com o enquadramento legal das Unidades de Produção para Autoconsumo.

2.1. GEOMETRIA SOLAR

Como mencionado anteriormente, a crescente procura por energias renováveis é impulsionada pela possibilidade de reduzir a dependência de fontes de energia não renováveis, que tendem a ficar cada vez mais caras e menos disponíveis à medida que se esgotam. Ao contrário das fontes de energia não renováveis, as fontes renováveis podem ser utilizadas indefinidamente ao longo do tempo. No entanto, as tecnologias disponíveis atualmente ainda não são capazes de suprir todas as necessidades energéticas da humanidade. Espera-se que, no futuro, as energias renováveis ganhem uma importância cada vez maior.

Desse modo, o Sol é umas fontes naturais inesgotáveis, à escala humana, que temos à disposição. Esta estrela fornece por radiação, cerca de $1\,370\text{ W/m}^2$ fora da atmosfera terrestre. Assim, a totalidade do planeta recebe $4,4 \times 10^{16}\text{ J}$ em cada ano (Ward, n.d.) e, como cerca de um terço é refletido ou perdido para o espaço, os restantes $3,08 \times 10^{16}\text{ J}$ são absorvidos pela superfície do planeta ou pela camada de ar envolvente. Este valor é muitíssimo superior (em 10 000 vezes) ao consumo de energia atual. Assim, a radiação que atinge a superfície divide-se em (Nasa, 2009):

Radiação direta: é a radiação solar que chega diretamente à superfície da Terra em linha reta, sem sofrer qualquer desvio na atmosfera.

Radiação difusa: Radiação solar que atinge a superfície da Terra, após sofrer vários desvios na atmosfera. Essa radiação provém da dispersão da radiação solar pelas nuvens, gases e partículas presentes na atmosfera, e pode chegar a locais não diretamente expostos ao Sol.

Radiação refletida: radiação solar que incide sobre a superfície da Terra e é refletida novamente para o espaço sem ser absorvida. Isso ocorre principalmente em superfícies com elevado albedo, como neve, gelo ou superfícies muito claras, que refletem uma grande quantidade da radiação solar incidente.

A soma entre a radiação direta, difusa e refletida denomina-se **radiação global**.

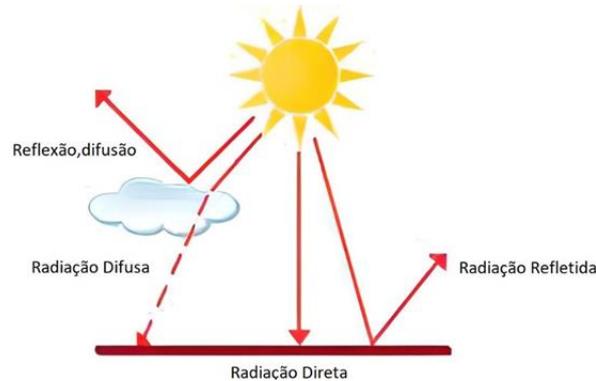


Figura 1 - Representação esquemática dos componentes que constituem a Radiação Global (A *Radiação Solar – Explicações Geografia -918187095*, n.d.).

2.1.1. MOVIMENTOS DA TERRA

A planeta Terra bem como os demais corpos celestes não são estáticos, portanto eles realizam movimentos. Tais movimentos são responsáveis por fenômenos astronômicos, como solstícios e equinócios, a existência do dia e da noite, a contagem do ano, entre outros.

A Terra executa diversos movimentos na sua órbita, mas nem todos têm resultado direto para a sociedade, sendo que os principais movimentos são a rotação e a translação, que acontecem simultaneamente.

2.1.1.1. ROTAÇÃO

A **rotação** é o movimento que a Terra realiza em torno do seu próprio eixo, e dura aproximadamente 24 horas. A rotação ocorre no sentido anti-horário, de oeste para este. Já o **movimento aparente do Sol** é o oposto, de este para oeste (sentido horário).

O movimento de rotação do planeta é responsável pela criação do ciclo dia-noite, devido à diferença de iluminação nas diferentes áreas do planeta. Sendo assim, parte do planeta fica iluminada pelos raios solares, correspondendo ao dia, enquanto a parte oposta não recebe luz solar correspondendo à noite.

Além disso, o movimento de rotação da Terra é responsável pela dilatação da região próxima à Linha do Equador e pelo possível achatamento dos polos. Também é responsável pela criação do sistema de fusos horários.

Quanto ao eixo de rotação da Terra, este tem uma inclinação de $23,5^\circ$ em relação à perpendicular ao plano definido pela órbita da Terra (elíptico), que contribui para uma distribuição desigual da luz solar no planeta ao realizar simultaneamente os movimentos de rotação e translação (Nasa, n.d.).

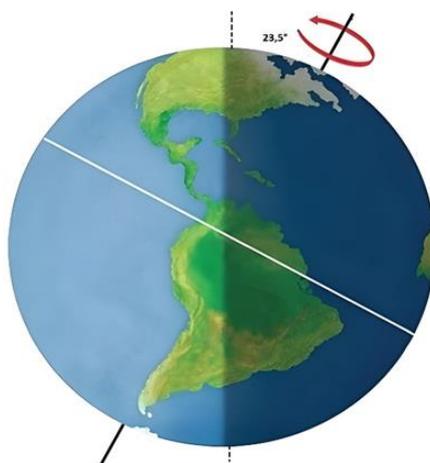


Figura 2 - Eixo de rotação da Terra (Mundo Educação, n.d.-a).

2.1.1.2. TRANSLAÇÃO

A **Translação** é movimento relativo da Terra em relação ao Sol, descrevendo uma trajetória elíptica. O movimento de translação é realizado em aproximadamente 365 dias, 6 horas, que corresponde ao chamado “ano civil”.

A velocidade do movimento altera-se conforme a Terra se aproxima ou se distancia do Sol. Quanto mais próxima do Sol maior a velocidade e quanto mais afastada, menor é a velocidade do movimento. Quando o planeta Terra se encontra na zona mais afastada em relação ao sol denomina-se **afélio**, apresentando uma distância de cerca 152 milhões de quilômetros, sendo que acontece próximo do dia 3 de janeiro. (Mundo Educação, n.d.-b)

Quando ocorre a aproximação da Terra ao Sol, por volta do dia 4 de julho denomina-se **periélio**, ficando a uma distância de cerca de 147 milhões de quilômetros.

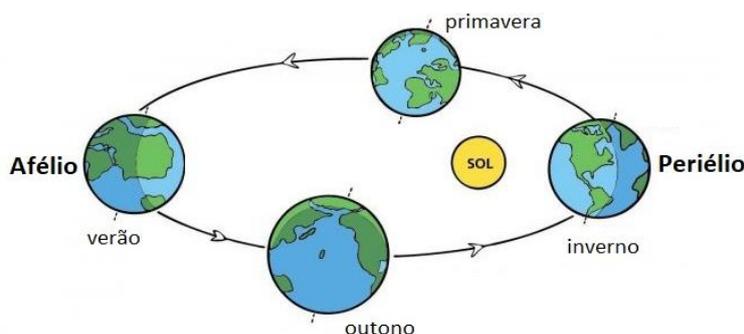


Figura 3 - Pontos da órbita da Terra mais próximo (periélio) e mais afastado (afélio) do sol (Kher, n.d.).

A órbita da Terra em torno do sol não é circular, pelo que num período do ano a radiação é mais elevada que noutra. A diferença entre o Periélio e o Afélio é de aproximadamente 3%.

2.1.2. DISTRIBUIÇÃO DESIGUAL DA LUZ SOLAR

Como consequência dos movimentos de translação, rotação e a inclinação da Terra, verifica-se uma diferença de iluminação nas áreas do planeta, não recebendo a mesma quantidade de energia solar, resultando, então, nas estações do ano.

As estações do ano são marcadas por dois fenómenos astronómicos: **solstício** (verão e inverno) e **equinócio** (primavera e outono).

- **Solstício:** ocorre duas vezes no ano e corresponde ao momento em que o sol atinge a maior e a menor altura no céu, dependendo do hemisfério em questão. Em junho, marca o início do verão no hemisfério Norte e o inverno no hemisfério Sul. Já em dezembro, tem-se o inverso. No solstício de verão, o Sol atinge a sua maior altura no céu e os dias são mais longos que a noite. No solstício de inverno, o Sol atinge a sua menor altura e as noites são mais longas do que os dias.
- **Equinócio:** corresponde ao posicionamento médio do Sol em relação à Terra, ou seja, o Sol ilumina igualmente o hemisfério Norte e o hemisfério Sul. O equinócio ocorre duas vezes ao ano, nos meses de março e setembro, marcando o início da primavera e do outono, respetivamente, para o hemisfério Norte, acontecendo o oposto no hemisfério Sul. Devido à igual iluminação dos hemisférios, dias e noites têm a mesma duração (Sene et al., 2017).

Na seguinte figura é possível verificar o efeito da desigualdade na distribuição de luz solar no planeta, constatando que as regiões polares possuem maior dificuldade de receber a luz solar e que a maior incidência é nos Trópicos de Capricórnio, de Câncer e na linha do Equador.

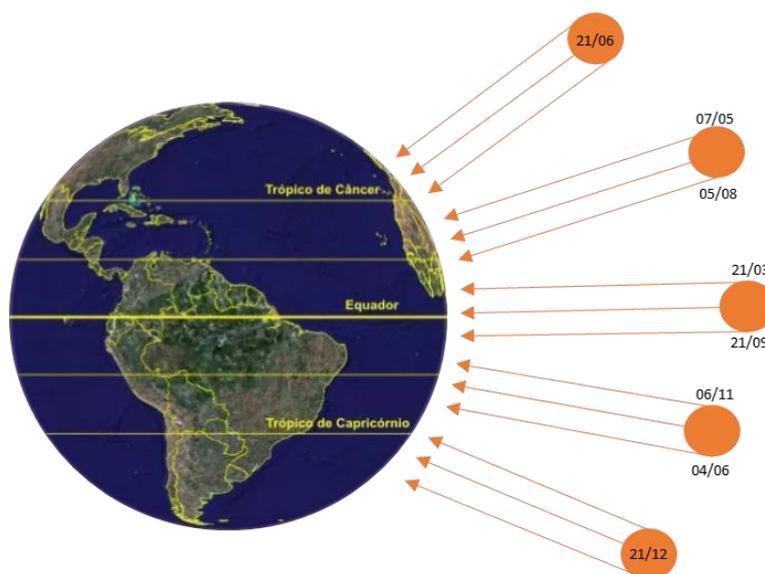


Figura 4 - Incidência solar em diferentes partes da Terra. [Adaptado (Ribeiro, 2018)]

No verão do Hemisfério Sul, o sol posiciona-se na zona sobre o Trópico de Capricórnio, proporcionando nessa região uma incidência direta da luz solar. O mesmo caso acontece no Hemisfério Norte no Trópico de Câncer. Porém, no período de inverno (dezembro no Hemisfério Norte e julho no Hemisfério Sul) o sol não alcança essas regiões. Por isso, é aconselhável que cada módulo fotovoltaico esteja voltado para o sentido oposto de seu polo para receber luz solar de forma adequada. Por exemplo, no Hemisfério Norte, o painel deve estar orientado para o Sul. Enquanto no Hemisfério Sul, deve ter sua face voltada para o Norte.

No equinócio os raios verticais do sol atingem o equador. As cidades nessa região possuem uma insolação praticamente igual ao longo do ano, tendo uma oscilação térmica pequena.

2.1.3. ÂNGULO DE INCIDÊNCIA SOLAR

O ângulo de incidência solar é o ângulo formado entre os raios solares incidentes e a normal à superfície da Terra em que eles incidem. Este ângulo permite aferir a quantidade de energia solar que atinge a superfície terrestre.

Segundo a Figura 5, quando os raios solares incidem perpendicularmente na superfície da Terra, ou seja, quando o ângulo de incidência é de 0° , a quantidade de energia solar que atinge a superfície é máxima. Quando os raios solares incidem obliquamente na superfície da Terra, o ângulo de incidência aumenta e a quantidade de energia solar que atinge a superfície

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

diminui. Isso ocorre porque a mesma quantidade de energia solar é distribuída por uma área maior quando os raios solares atingem a superfície num ângulo mais agudo.

O ângulo de incidência solar é influenciado pela latitude, hora do dia, época do ano e condições climáticas. Em latitudes mais altas, os raios solares atingem a superfície da Terra com um ângulo mais oblíquo durante a maior parte do ano, o que resulta numa menor quantidade de energia solar por unidade de área. Em regiões próximas à linha do equador, os raios solares incidem mais perpendicularmente durante todo o ano, resultando numa maior quantidade de energia solar por unidade de área (Harris, 2018).

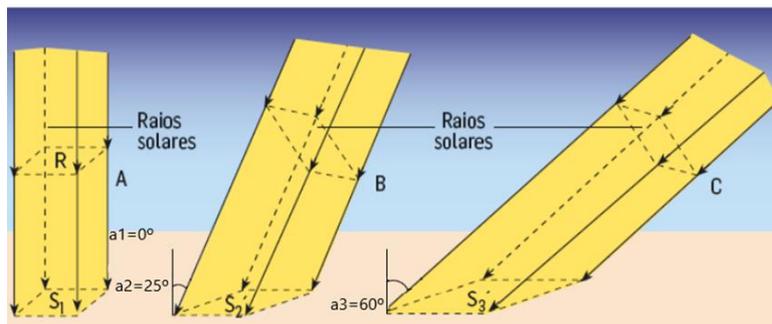


Figura 5 - Relação entre o ângulo de incidência com a quantidade de energia solar por unidade de área (Castro, n.d.).

Portanto, no hemisfério Norte, é no verão que a quantidade de energia recebida é mais elevada, onde os raios solares incidem na vertical sobre os lugares situados no Trópico de Câncer, embora em Portugal nunca chega a atingir o zénite, conforme ilustrado na Figura 6.

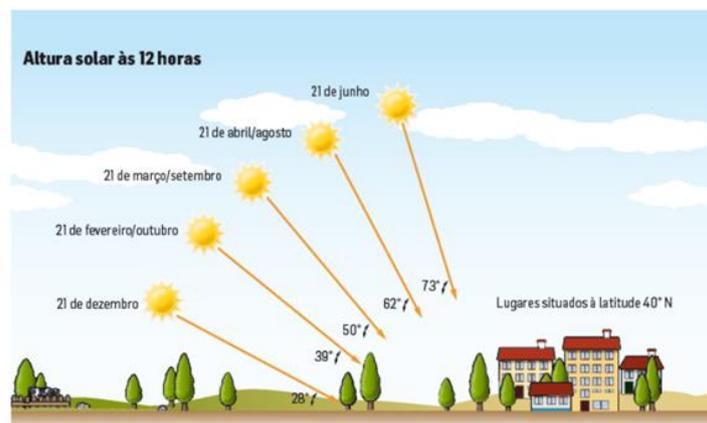


Figura 6 - Variação do ângulo de incidência dos raios solares, ao longo do ano, em Portugal Continental (Castro, n.d.).

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Para que seja possível otimizar a exposição solar e a quantidade de eletricidade que pode ser produzida por um sistema fotovoltaico num determinado local, além do ângulo de incidência, é necessário ter em atenção outros ângulos característicos na análise da radiação solar, como é possível verificar na Figura 7 (Hailu & Fung, 2019).

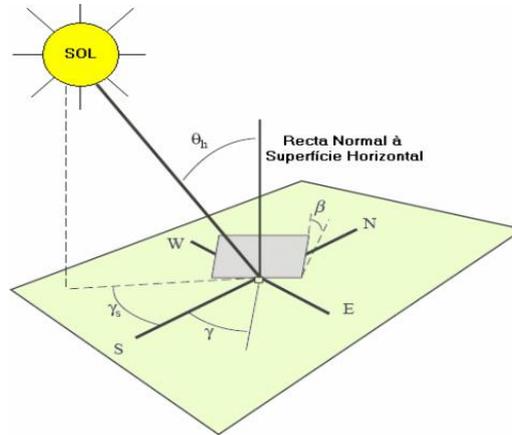


Figura 7 – Ângulos característicos da posição do sol em relação ao painel fotovoltaico (Hailu & Fung, 2019).

- Ângulo zenital (θ_h) – ângulo formado entre a radiação solar e a zénite (vertical);
- Ângulo azimutal da superfície (γ) – ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul;
- Inclinação da superfície de captação (β) – ângulo entre o plano da superfície e o plano horizontal.

2.1.4. POSIÇÃO DO SOL

Como já referido, a posição do Sol varia ao longo do ano e ao longo de cada dia. Para quantificar a sua posição deve-se usar as coordenadas solares (horizontais) definidas por:

- Azimute (a) - ângulo entre o plano vertical passando pelo Sol e a direção Sul.
- Altura (θ) - ângulo entre a direção dos raios solares e o plano horizontal (Khalil & Shaffie, 2016).

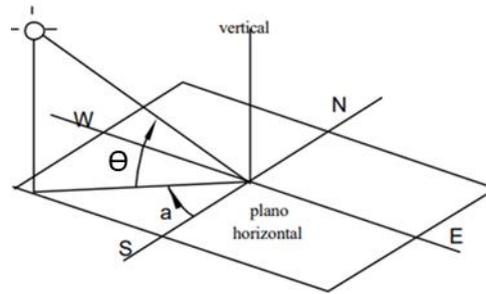


Figura 8 - Representação geométrica dos ângulos de azimute e altura (Khalil & Shaffie, 2016).

A projeção aparente do Sol no plano horizontal do lugar é designada por um diagrama de trajetória solar e quando se representam as trajetórias para vários dias do ano, para uma dada latitude, obtém-se uma carta solar (Figura 9). Na carta solar estão representadas a altura e o azimute em função do dia do ano e da hora solar. Estes tipos de cartas são utilizados na resolução de problemas relacionados à insolação e sombreamento.

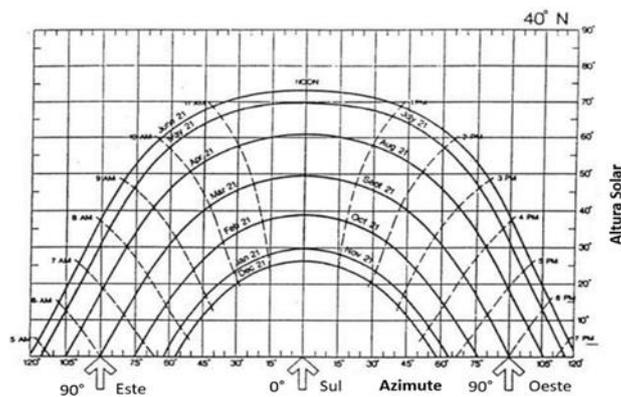


Figura 9 - Carta solar para latitude de 40°N (Sun Chart for 40 Degrees North Latitude, 2009).

Pela análise direta da carta solar, é possível obter algumas conclusões, no que diz respeito à orientação dos edifícios, situados no hemisfério norte:

- Durante o inverno, a altura do sol é menor, e uma superfície vertical voltada para o sul recebe mais radiação solar do que qualquer outra orientação. Uma superfície vertical a Norte somente recebe insolação durante o Verão;

- Para maximizar a captura de energia solar, os painéis solares fotovoltaicos devem estar orientados para o sul no hemisfério norte. Isso é especialmente importante para otimizar a produção de energia durante os meses de inverno, quando a incidência solar é mais baixa;

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

- Uma superfície horizontal recebe mais radiação solar durante o verão. Isso ocorre porque o sol atinge um ponto mais alto no céu durante esta estação, o que significa que a radiação solar incide mais diretamente em superfícies horizontais.

2.2. RECURSO SOLAR

2.2.1. EUROPA

O recurso solar disponível na Europa varia, principalmente, com as características da nebulosidade local e a latitude dos países, de tal forma que, nos países mais a sul, como Portugal, Espanha e Itália, a irradiação solar anual chega a atingir valores perto do dobro dos países do norte da Europa, como a Noruega e a Dinamarca. Na Figura 10, pode-se observar da intensidade de radiação solar a nível europeu (kWh/m^2).

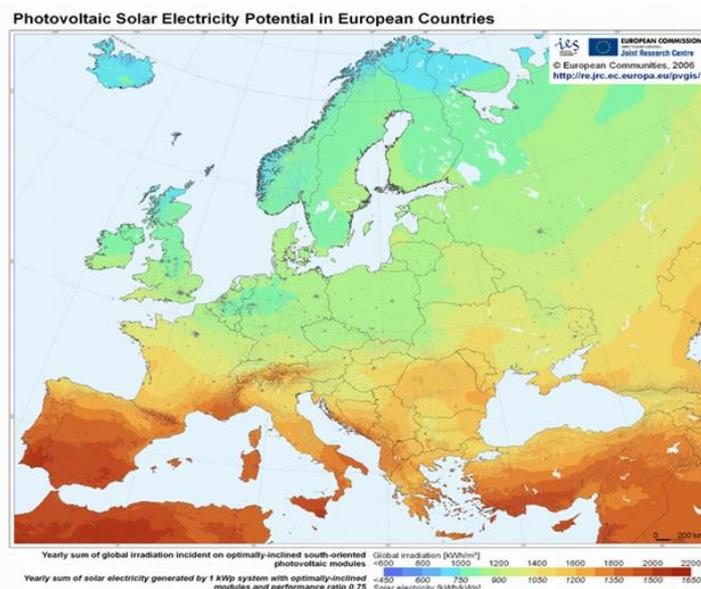


Figura 10 - Irradiação anual na Europa [kWh/m^2] (Huld & Pinedo-Pascua, n.d.).

A energia solar é, neste momento, a fonte de energia que mais cresce na União Europeia. De acordo com o relatório anual da *SolarPower Europe*, a UE instalou cerca de 41,4 GW de potência solar fotovoltaica em 2022, representando um aumento significativo de 47% em relação aos 28,1 GW instalados em 2021 (SolarPower Europe, 2022). A UE tem liderado a expansão do recurso solar há muitos anos, e essa implantação acelerada vem contribuindo para a redução da dependência de combustíveis fósseis importados. Além disso, a energia solar é a forma de energia renovável mais acessível para residências e ajuda a proteger os consumidores de preços voláteis de energia (Solar Energy, 2023).

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Segundo a Figura 11, a Alemanha mantém a sua posição como o país da UE que mais instala energia solar anualmente, com 7,9 GW adicionados em 2022, seguida pela Espanha (7,5 GW), Polónia (4,9 GW), Holanda (4,0 GW) e França (2,7 GW). Portugal teve um crescimento impressionante de 257% em relação ao ano anterior e pela primeira vez juntou-se ao grupo do GW

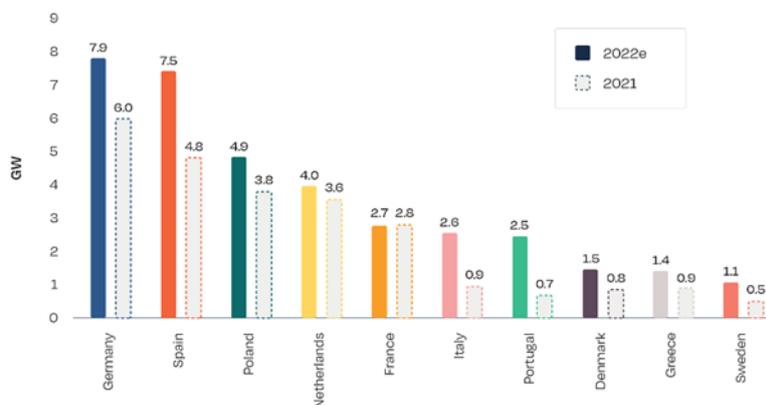


Figura 11 - Top 10 dos países da Europa que mais aumentaram a capacidade solar fotovoltaica entre 2021 e 2022 (SolarPower Europe, 2022).

Atualmente, a Alemanha é o país com maior potência fotovoltaica instalada na Europa (53,78 GW), embora não apresente os melhores níveis de radiação solar, como o caso de Portugal. A aposta sucessiva nas energias renováveis, principalmente do recurso solar deve-se sobretudo às políticas nacionais e regionais que têm sido aplicadas contribuindo para o proeminente crescimento da energia solar fotovoltaica no país, incluindo incentivos e educação para proprietários e a remoção de barreiras regulatórias para sua instalação. Além disso, instalações fotovoltaicas obrigatórias em novos edifícios em várias cidades alemãs também ajudaram no crescimento do mercado.

Alguns dados apontam para uma meta provisória do aumento da participação das energias renováveis para 65% do consumo bruto de eletricidade até 2030. Uma expansão total de cerca 98 GWp de energia fotovoltaica. Isso exigiria um aumento em média de 4,5 GW/ano de sistemas fotovoltaicos instalados (*Análise Do Mercado Europeu de Energia Solar Fotovoltaica (PV) - Relatório Do Setor - Tendências, Tamanho e Participação, n.d.*).

2.2.2. PORTUGAL

Portugal, como já foi referido, é um dos países da Europa com melhores condições de radiação solar anual, tendo, portanto, um potencial de instalação fotovoltaico bastante

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

favorável. Dispõe de um número médio anual de horas de sol de aproximadamente 2200 a 3000 horas, enquanto a Alemanha, que é o maior produtor de energia solar fotovoltaica, apresenta um número médio de horas de sol de 1200 a 1700 horas (*Comparação Climática: Alemanha / Portugal, n.d.*).

Nas figuras seguintes, é possível verificar as zonas com maior radiação solar de Portugal continental. Tanto no verão como no inverno verifica-se uma maior exposição à radiação solar nas zonas a sul do país, sendo que a distribuição espacial da radiação solar difere dos meses de verão para os meses de inverno. Contudo, pode-se constatar, de uma forma geral, que os valores aumentam de norte para sul e do litoral para o interior. Este facto acontece, pois, as regiões a sul apresentam menor latitude e, portanto, encontram-se mais próximas do equador, recebendo mais raios de sol. Já no litoral, com a proximidade do mar aumenta a nebulosidade, o que diminui a capacidade de receber radiação nesses locais.

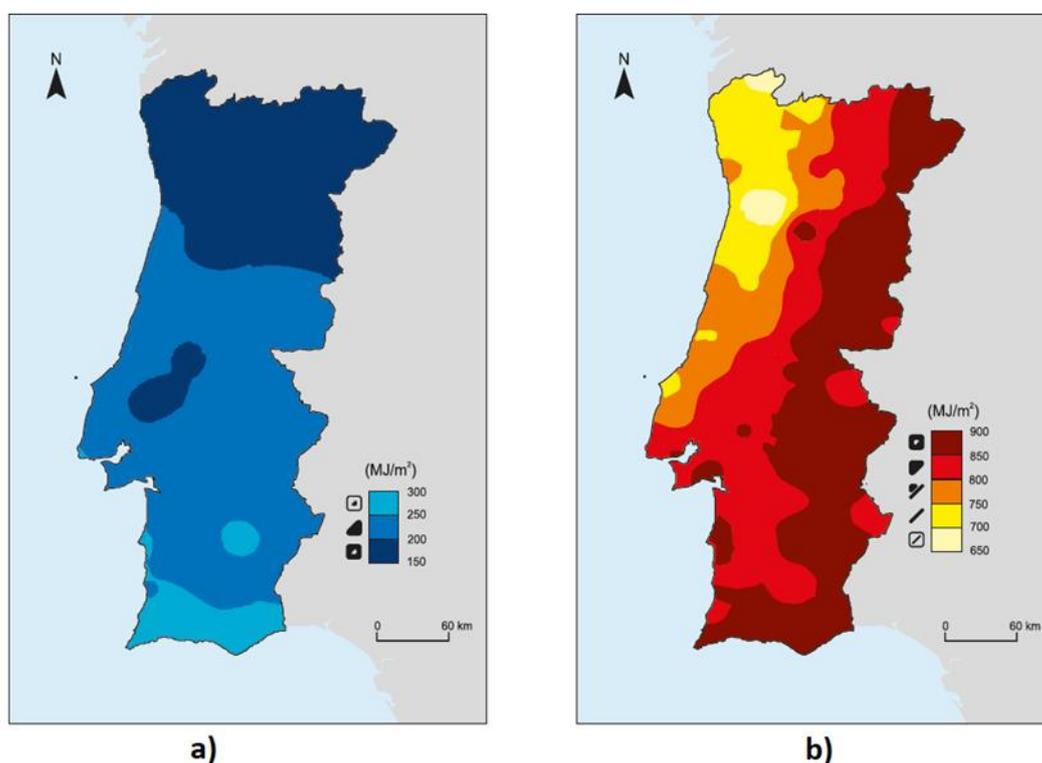


Figura 12 - Distribuição da radiação solar em Portugal Continental. a) Inverno; b) Verão (*FICHA TÉCNICA Título: Estatísticas Rápidas Das Renováveis, 2022*).

Quanto à capacidade instalada proveniente de sistemas fotovoltaicos, segundo a DGEG, até fevereiro de 2022, Portugal tinha 1733 MW instalados. A região do Alentejo foi responsável por 53% da produção fotovoltaica nacional.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Pela Figura 13, salienta-se ainda, um aumento progressivo na instalação de sistemas fotovoltaicos, sendo a tecnologia que mais cresceu no último ano, dando a entrada em funcionamento, desde 2014, de 12 centrais fotovoltaicas, totalizando uma potência de 15 MW.

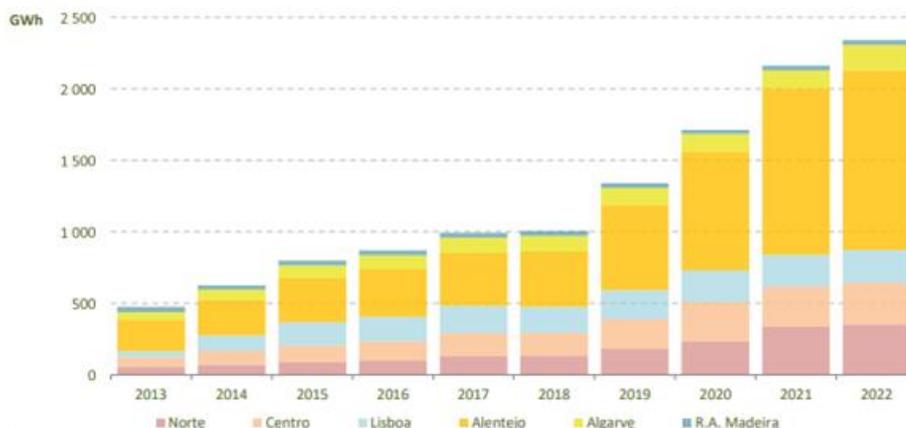


Figura 13 - Produção fotovoltaica por região (FICHA TÉCNICA Título: Estatísticas Rápidas Das Renováveis, 2022).

Portugal mostra-se, no panorama europeu, como um dos mercados mais promissores para o desenvolvimento da energia solar, tanto pela localização geográfica privilegiada em termos de irradiação solar como recurso renovável. No entanto, os números ainda estão muito aquém do seu potencial, mostrando que há ainda muito caminho por percorrer, sendo que, no ano móvel de março de 2021 a fevereiro de 2022, a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis correspondeu a 55% do total da produção bruta mais saldo importador de eletricidade. Cerca de 29,6% desta produção foi obtida pelas tecnologias hídrica e eólica e 5% através da fotovoltaica, como pode ser constatado na seguinte figura (FICHA TÉCNICA Título: Estatísticas Rápidas Das Renováveis, 2022).

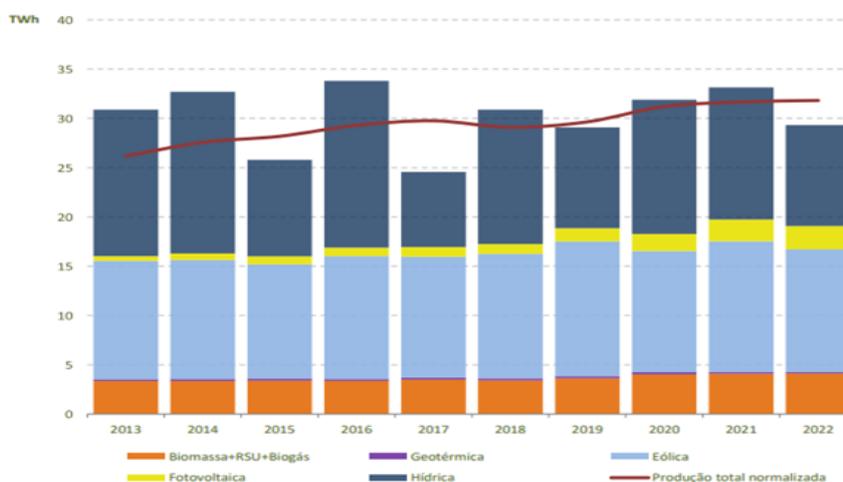


Figura 14 - Produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis (FICHA TÉCNICA Título: Estatísticas Rápidas Das Renováveis, 2022).

2.3. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

2.3.1. EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico que converte a energia da radiação solar, composta por fótons, em eletricidade. Esse processo é baseado nas propriedades dos semicondutores, que têm a capacidade de gerar corrente elétrica quando expostos à luz de determinado comprimento de onda. Quando a luz incidente fornece a quantidade necessária de energia para libertar um elétron, este transforma-se num elétron livre, deixando um "buraco" positivo no material.

Porém, apenas uma pequena porção de fótons que incidem nas células possui energia suficiente para excitar os elétrons, o que provoca perdas na eficiência das células fotovoltaicas, máxima cerca de 20%, levando a que apenas uma parte da luz incidente seja convertida em energia elétrica (Shi et al., 2023).

O melhor material para produção de eletricidade fotovoltaica são os monocristais de silício. A sua produção envolve um demorado processo de arrefecimento de uma solução num ambiente completamente esterilizado, de modo a produzir um único e perfeito cristal, que será posteriormente cortado em lâminas finas (*Solar Photovoltaic Cell Basics | Department of Energy, n.d.*).

No entanto, o silício no seu estado puro, por si só não é capaz de gerar eletricidade a partir da radiação solar, uma vez que, o material comporta-se como um isolador (mau condutor elétrico) já que, possui uma estrutura cristalina perfeita, não contendo elétrons livres, como é ilustrado na Figura 15.

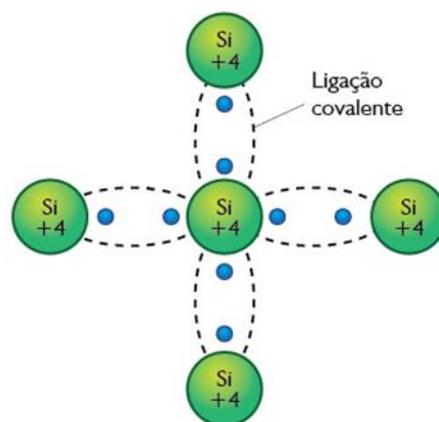


Figura 15 - Representação da ligação covalente da rede cristalina do silício puro (*Material Didático - IMD, n.d.*).

Portanto, de forma a “enfraquecer” a ligação atômica dos átomos de silício, é utilizado um processo denominado de dopagem, que consiste em pequenas quantidades de impurezas que são adicionadas intencionalmente ao silício, com o intuito de alterar as suas propriedades elétricas. Existem dois tipos principais de dopagem: dopagem do tipo P e dopagem do tipo N. A dopagem do tipo P (boro) envolve a adição de impurezas que criam uma deficiência de elétrons, chamada de “buracos”, deixando o material carregado positivamente, enquanto a dopagem do tipo N (fósforo) envolve a adição de impurezas que fornecem elétrons extras, ficando o material negativamente carregado.

Quando o silício dopado do tipo N é colocado em contato com o silício dopado do tipo P, como ilustrado na Figura 16, os elétrons livres do material do tipo N preenchem as lacunas do material do tipo P, criando-se uma diferença de potencial elétrico. Como resultado, a camada do tipo N fica positivamente carregada, enquanto a camada do tipo P fica negativamente carregada. Essas cargas criam um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons da camada do tipo N para a camada do tipo P, atingindo o equilíbrio (Abdelhady et al., 2017).

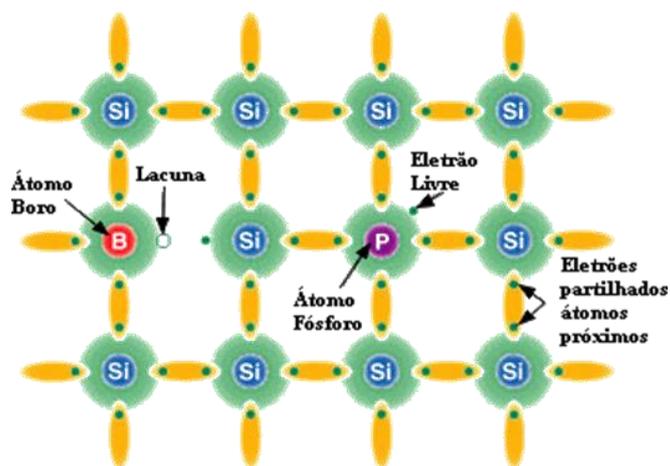


Figura 16 - Representação da ligação química entre os semicondutores p e n (*Semicondutores - Esquemas - Eletronica PT, n.d.*).

Assim, para formar uma célula fotovoltaica a partir do silício puro, são introduzidos átomos de boro numa metade e átomos de fósforo na outra, unindo os dois semicondutores. Já a zona entre estas regiões é denominada de região de carga espacial a qual dá origem a um campo elétrico, responsável pelo funcionamento da junção p-n (Krauter, 2006).

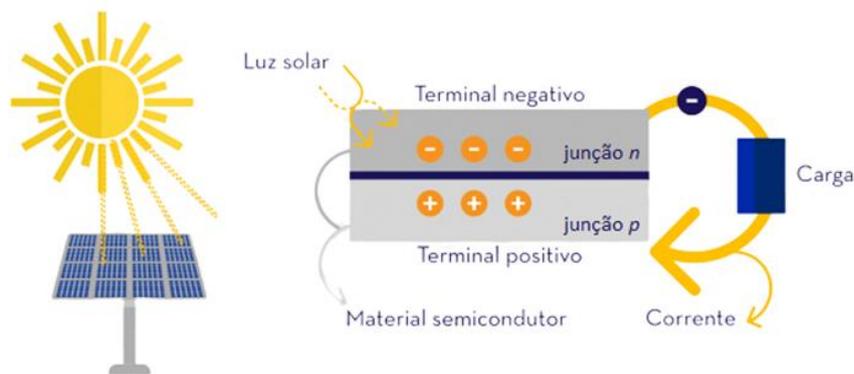


Figura 17 - Representação esquemática do funcionamento de uma célula fotovoltaica (Krauter, 2006).

2.3.2. CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica é considerada a unidade básica de um sistema fotovoltaico responsável por converter a luz solar em eletricidade. Quando conectada com outras células forma os módulos fotovoltaicos, que por sua vez são agrupados em painéis solares. Os painéis solares são então combinados para formar um sistema fotovoltaico completo, capaz de gerar eletricidade suficiente para dispositivos elétricos ou ser conectado à rede elétrica para fornecer energia para uso residencial, comercial ou industrial.

A Figura 18 mostra de forma esquemática a constituição interna de uma célula fotovoltaica de silício, sendo os seus principais elementos os seguintes:

- **Proteção de vidro:** camada externa que protege a célula fotovoltaica contra danos mecânicos, como impactos e contra a humidade e outros elementos que podem danificar a célula, como poeira, sujidade, chuva, neve, etc. É geralmente feito de vidro temperado, que é um material resistente e durável.
- **Película transparente:** camada que fica sobre a célula fotovoltaica e tem como função principal aumentar a eficiência da célula. Pode ser feita de diferentes materiais, como plástico, vidro ou materiais orgânicos.
- **Contato frontal:** camada superior da célula em forma de grelha que permite passagem dos raios luminosos funcionando como terminal negativo;
- **Revestimento antirreflexo:** camada fina e uniforme aplicada à superfície da célula para reduzir a quantidade de luz refletida e melhorar a eficiência da conversão de energia solar em eletricidade. Geralmente compostos de materiais dielétricos de baixo índice de refração, ou seja, materiais que têm uma baixa capacidade de refletir a luz. Este revestimento reduz a reflexão dos fotões incidentes para valores abaixo de 5%.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Sem a incorporação deste revestimento a célula refletiria cerca de um terço da radiação;

- **Região tipo n:** silício dopado com fósforo (por exemplo) contendo excesso de elétrons;
- **Região tipo p:** silício dopado com boro (por exemplo) contendo excesso de lacunas;
- **Contato de base:** contacto metálico localizado na parte inferior da célula, constituindo o terminal positivo da célula (Sykes, 2023).

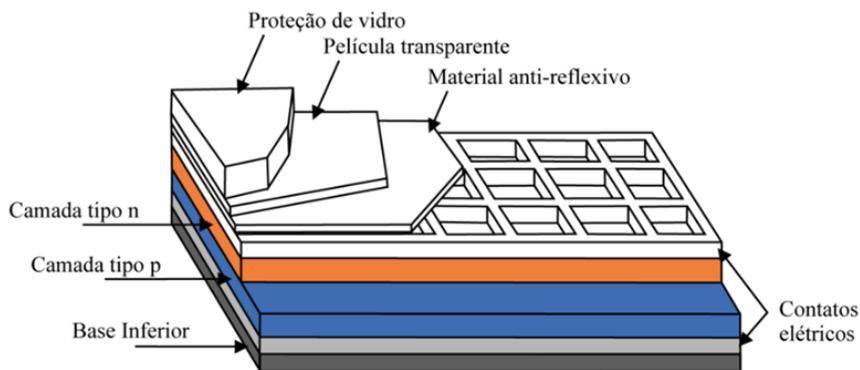


Figura 18 - Representação da estrutura interna de uma célula fotovoltaica de silício (Moraes, 2020).

2.3.2.1. TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

As células fotovoltaicas podem ser classificadas, conforme o tipo de tecnologia, em três gerações diferentes (Reis, 2019):

- **1ª geração:** são as células solares convencionais preparadas a partir de silício cristalino puro (silício monocristalino e policristalino), que são as mais amplamente utilizadas na indústria fotovoltaica. São eficientes na conversão de energia solar em eletricidade, mas podem ser mais dispendiosas de produzir devido ao processo de fabricação complexo e ao alto consumo de energia durante a produção.

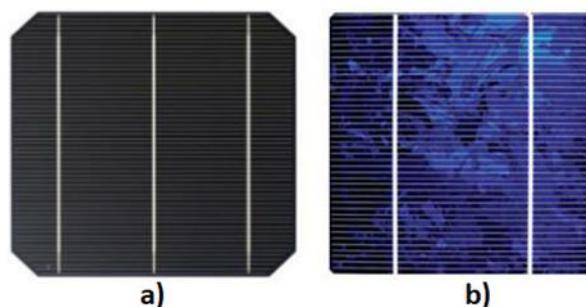


Figura 19 - Exemplos de células de 1ª geração. a) Silício monocristalino; b) Silício policristalino (Reis, 2019).

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

- **2ª geração:** também conhecidas como células de película fina, podendo estas ser de silício, onde se enquadra o silício amorfo, e de compostos inorgânicos, nomeadamente de cobre, índio e selênio (CIS), em que uma parte do índio é substituída por gálio, telureto de cádmio (CdTe) e arsênio de gálio (GaAs). Estas células são mais finas e flexíveis do que as células de silício, o que as torna potencialmente mais baratas de produzir. Alguns materiais usados neste tipo de células, como o telureto de cádmio, podem ser tóxicos se não forem tratados corretamente no final de sua vida útil. Portanto, a reciclagem e o descarte apropriado destes materiais são cruciais para mitigar os impactos ambientais.



Figura 20 - Exemplo de um painel fotovoltaico de silício amorfo(Reis, 2019) .

- **3ª geração:** categoria de células solares que estão em fase de pesquisa e desenvolvimento e englobam uma série de tecnologias emergentes. Isso inclui células solares de múltiplas junções, células solares orgânicas, células solares de *Perovskita*, que utiliza materiais chamados de *perovskitas* (materiais cristalinos com uma estrutura específica de cristal) como semicondutores para converter a luz solar em eletricidade, células solares sensibilizadas por corante, entre outras. Estas tecnologias têm como objetivo melhorar ainda mais a eficiência de conversão de energia solar e reduzir ainda mais os custos de produção, além de oferecer características como maior flexibilidade, transparência e facilidade de fabricação em larga escala.

A escolha entre os diferentes tipos de células solares depende das necessidades e requisitos específicos de cada aplicação, como orçamento, eficiência, estética, espaço disponível, condições climáticas e muito mais. Cada tipo de célula solar tem as suas próprias vantagens e é importante considerar todos esses fatores ao selecionar o tipo de célula mais adequada para um projeto específico. Assim, na Tabela 1 procedeu-se à comparação dos três tipos de células mais utilizadas no mercado (Marsh, 2023): projeto específico.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Assim, na Tabela 1 procedeu-se à comparação dos três tipos de células mais utilizadas no mercado (Marsh, 2023):

Tabela 1 - Comparação entre as células de silício monocristalino, policristalino e de silício amorfo.

| Categoria | Silício Monocristalino | Silício Policristalino | Silício Amorfo |
|---|---|--|--|
| Eficiência | Alta eficiência, próxima dos 20% | Eficiência moderada, entre 12 e 15% | Baixa eficiência, geralmente a baixo dos 10% |
| Restrição de Espaço | São os mais eficientes quando o espaço é limitado | Necessitam de maior área para serem eficientes | Razoáveis |
| Comportamento Térmico (elevadas temperaturas) | Bom desempenho | Desempenho razoável | Bom desempenho |
| Aparência Estética | Considerado esteticamente aceitável devido à sua cor uniforme | Cor pouco uniforme, visivelmente menos aceitável | Aparência opaca e uniformemente escura |
| Vida Útil | Elevada | Elevada | Moderada |
| Custo | Elevado, devido ao processo de fabricação complexo | Mais baratas que as monocristalinas, no entanto um custo também elevado. | Baixo |

2.3.2.2. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Na fase final da produção de células fotovoltaicas, são realizados processos de medição e avaliação de desempenho para determinar as suas características elétricas. Esses dados são apresentados em gráficos, conhecidos como curva IV (Corrente-Tensão) e curva PV (Potência-Tensão). Essas curvas representam o funcionamento da célula solar, mostrando uma relação entre a corrente/potência e a tensão nas condições de irradiação e temperatura existentes.

Com base nestas informações, é possível configurar um sistema solar para operar o mais próximo possível do ponto de pico de potência ideal (MPP) (Krauter, 2006).

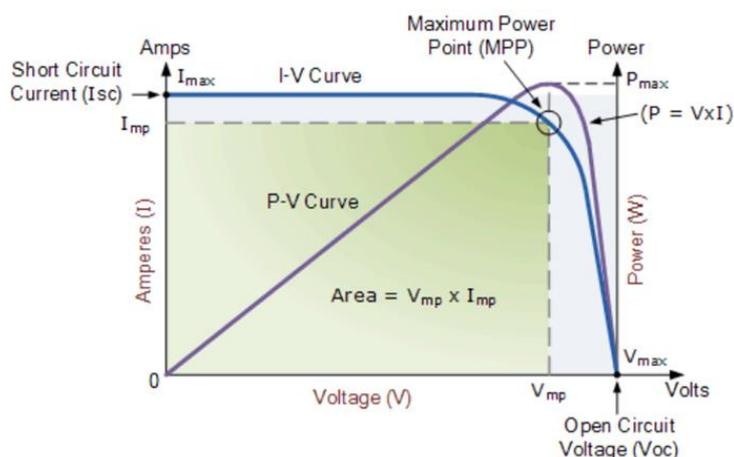


Figura 21 - Representação gráfica das curvas características I-V e P-V de uma célula solar de silício (*Característica Da Célula Solar IV e Curva Da Célula Solar IV, n.d.*).

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

O gráfico acima apresenta as características de uma célula fotovoltaica de silício em condições de teste padrão, conhecidas como *Standard Test Conditions (STC)*, com uma irradiância de 1000 W/m² e uma temperatura operacional de 25°C (Krauter, 2006).

A curva de potência P-V de uma célula ou painel solar é obtida multiplicando a corrente de saída pela tensão em cada ponto da curva, desde a corrente de curto-circuito até a tensão de circuito aberto.

$$P_{\text{ótima}} = V_{OC}I_{SC} \quad (1)$$

A tensão de circuito aberto (V_{OC}) é a tensão máxima que uma célula pode produzir, quando não existe corrente elétrica. Já a corrente de curto-circuito (I_{SC}) é a corrente máxima que pode ser entregue à carga, quando a tensão é zero.

A curva de corrente I-V de uma célula solar varia da corrente de curto-circuito (I_{SC}) a zero volts de saída, até a corrente zero na tensão de circuito aberto total (V_{OC}), ou seja, a tensão máxima disponível de uma célula está em circuito aberto e a corrente máxima em circuito fechado. Obviamente, nenhuma destas duas condições gera energia elétrica, mas deve haver um ponto intermédio onde a célula solar gera energia máxima. Esse ponto é denominado “ponto de potência máximo” (MPP), em que a célula gera a potência elétrica máxima possível, sendo a operação ideal (*Característica Da Célula Solar IV e Curva Da Célula Solar IV*, n.d.).

$$P_{\text{máx}} = V_{MP}I_{MP} \quad (2)$$

No entanto, de forma a relacionar a potência máxima real pelo produto da corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto, é utilizado o fator de forma (do inglês, *fill factor*), que mede a eficiência de um módulo fotovoltaico.

O fator de forma é calculado da seguinte maneira:

$$FF = \frac{P_{\text{máx}}}{V_{OC}I_{SC}} \quad (3)$$

O fator de forma resulta da aproximação da curva I-V a um retângulo, assinalado a verde na Figura 21. Quanto mais próxima da forma retangular, melhor será a qualidade das células. O valor obtido nunca é superior a 1.

Além disso, também é possível calcular o rendimento de uma célula fotovoltaica através da Equação 4, determinando a eficiência de conversão da radiação solar incidente em energia elétrica:

$$\eta(\%) = \frac{P_{m\acute{a}x}}{CG} \quad (4)$$

Sendo que, C é área da célula fotovoltaica (m^2) e G é a radiação incidente (W/m^2). Este valor pode ser afetado por vários fatores como impurezas, perdas de resistência interna, sombreamento, entre outros (Chegaar et al., 2013).

2.3.2.3. INFLUÊNCIA DE FATORES EXTERNOS NAS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Para além dos fatores internos, também se deve observar a existência de fatores externos que prejudicam a produção de energia fotovoltaica.

Em condições de operação, os fabricantes indicam que o comportamento das células fotovoltaicas varia significativamente em resposta às mudanças na temperatura e na intensidade da radiação da luz incidente.

a) INFLUÊNCIA DA RADIAÇÃO SOLAR

Segundo a Figura 22, verifica-se a influência da radiação solar sobre a corrente e a tensão elétrica de uma célula fotovoltaico a temperatura constante, $25^\circ C$. A corrente de curto-circuito aumenta de forma linear com o aumento da radiação incidente, enquanto a tensão de circuito aberto pouco varia com a radiação, sendo, no entanto, esta variação mais significativa, de forma logarítmica, para valores mais baixos de radiação incidente. Já a potência máxima aumenta com o aumento da radiação incidente, uma vez que é diretamente proporcional à corrente elétrica (Carneiro Página, 2010).

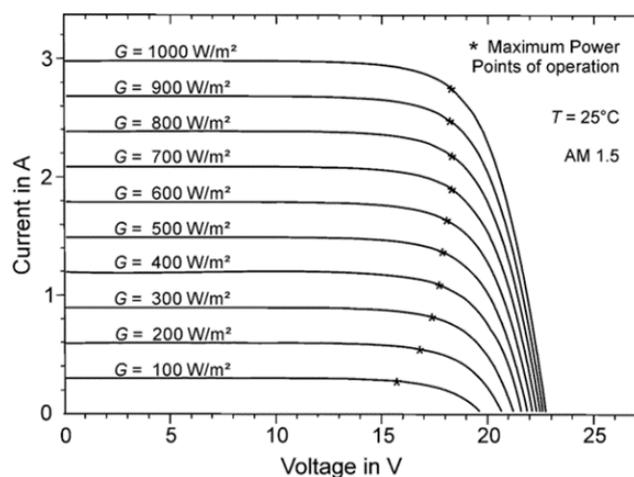


Figura 22 - Influência da radiação solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica (Krauter, 2006).

b) INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA

No que diz respeito à influência da temperatura na eficiência de uma célula fotovoltaica, é possível verificar na Figura 23, para uma irradiância constante, 1000 W/m^2 , que a tensão de circuito aberto decresce com o aumento da temperatura, enquanto a corrente de curto-circuito varia muito pouco, sendo esta variação habitualmente desprezada. Relativamente à potência máxima, esta aumenta com a diminuição da temperatura, uma vez que também é diretamente proporcional à tensão elétrica (Carneiro Página, 2010).

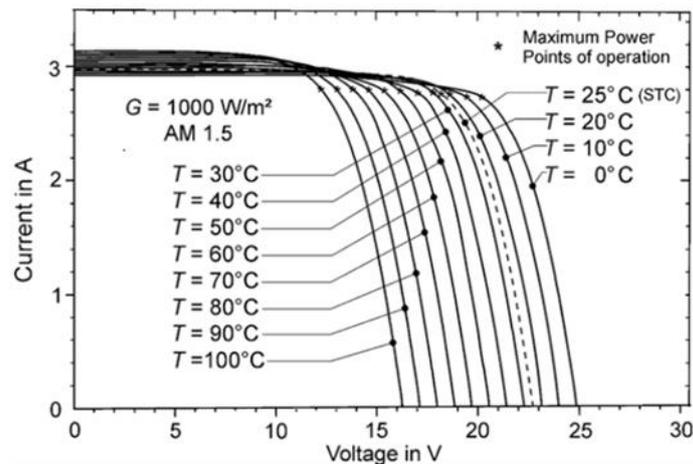


Figura 23 - Influência da temperatura na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica (Krauter, 2006).

De uma forma geral, podemos afirmar que a eficiência da célula solar aumenta com o aumento da radiação, mas diminui com o aumento da temperatura das células. Assim, na Figura 24, é exemplificado as consequências do aumento da temperatura, que causa uma retração na tensão, assim como na baixa incidência o ponto de máxima potência também é deslocado para a esquerda, resultando na diminuição do seu rendimento.

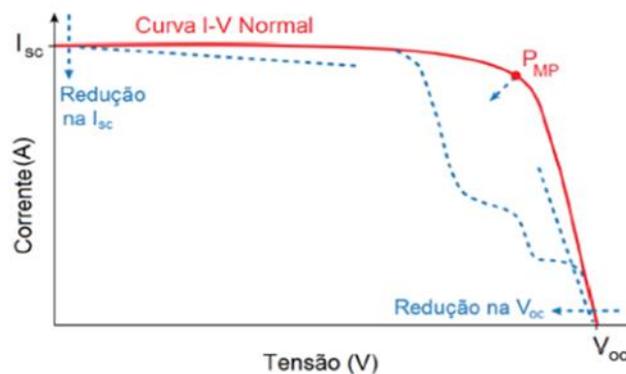


Figura 24 - Deformação da curva I-V de uma célula solar face à baixa radiação e a altas temperaturas (Da et al., n.d.).

2.3.3. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Embora uma única célula fotovoltaica possa gerar energia, a quantidade produzida geralmente não é suficiente para atender às necessidades da maioria das aplicações reais. Por esse motivo, os fabricantes de células solares fotovoltaicas interligam várias células para formar os módulos fotovoltaicos, capazes de gerar níveis significativos de energia. A combinação de vários módulos resulta num painel fotovoltaico, capaz de converter a energia do sol em eletricidade.

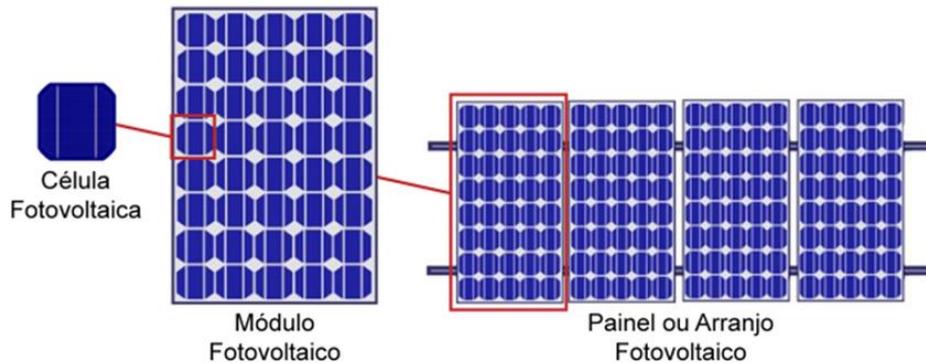


Figura 25 - Hierarquia fotovoltaica. Célula fotovoltaica < módulo fotovoltaico < painel solar (Moraes, 2020).

Para conectar as células entre si numa ligação em série, é empregue um processo de soldadura. Cada célula é soldada à parte frontal da seguinte, conectando o polo negativo (parte frontal) da célula ao polo positivo (parte posterior) da próxima célula e assim sucessivamente, até que o polo positivo da última célula seja alcançado. Este procedimento é realizado por uma máquina de solda especializada, capaz de obter a série de células e o valor de tensão desejado para formar um módulo fotovoltaico (Oh et al., 2022).

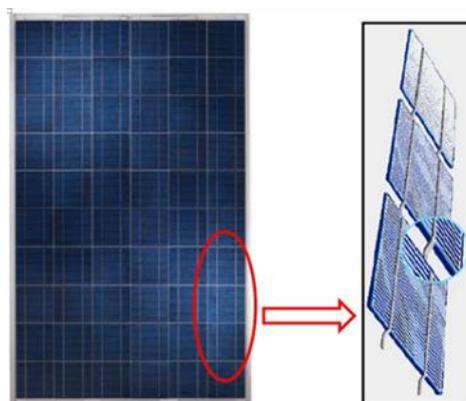


Figura 26 - Método de interligação (soldadura) entre células fotovoltaicas para formar o módulo fotovoltaico (Oh et al., 2022).

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Os módulos fotovoltaicos são expostos a condições ambientais adversas, incluindo esforços mecânicos, agentes atmosféricos e humidade. Para garantir altos padrões de qualidade e uma expectativa de vida mais longa, é necessário que os módulos possuam características capazes de resistir a esses fatores. A Figura 27 apresenta esquematicamente os componentes e materiais normalmente utilizados na construção de módulos fotovoltaicos, projetados para suportar essas condições adversas e manter a eficiência na conversão de energia solar em eletricidade (Aghaei et al., 2022).

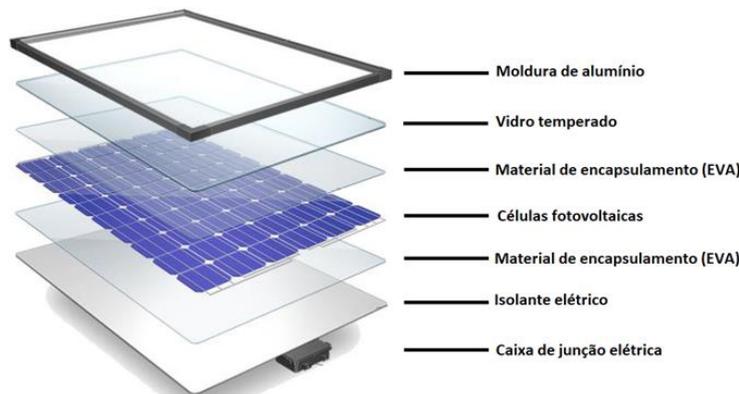


Figura 27 - Representação esquemática dos componentes que constituem um módulo fotovoltaico de silício cristalino (Divya et al., 2023).

A Tabela 2 descreve sucintamente as funções referentes a cada componente que integra um módulo fotovoltaico (Aghaei et al., 2022).

Tabela 2 - Descrição das funções de cada componente de um módulo fotovoltaico.

| Componentes | Funções |
|----------------------------------|--|
| Moldura de Alumínio | Confere rigidez mecânica, alta resistência à corrosão e a infiltrações. |
| Vidro Temperado | Permite a entrada máxima de luz solar e protege as células contra impactos mecânicos. |
| Material de encapsulamento (EVA) | Formado por uma película flexível, translúcida e não refletora de radiação solar, garantindo o isolamento elétrico entre as células. |
| Células Fotovoltaicas | Elemento que converte a luz solar em corrente elétrica. |
| Isolante elétrico | Protege a parte posterior do módulo e evita a entrada de água, gases e poeiras. |
| Caixa de junção elétrica | Permite a ligação entre módulos fotovoltaicos. |

2.3.4. ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos podem ser agrupados em série, paralelo e de forma mista, o que possibilita obter diferentes valores de tensão ou corrente e, assim, controlar a energia produzida pelo painel.

2.3.4.1. LIGAÇÃO EM SÉRIE

Os módulos fotovoltaicos quando conectados em série, o terminal positivo é ligado ao terminal negativo do módulo seguinte e assim sucessivamente, formando uma *string*. É importante realçar que na associação de módulos fotovoltaicos devem ser utilizados módulos do mesmo tipo, de forma a minimizar as perdas de potência no sistema.

Quando dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância são ligados em série, as tensões são somadas e a corrente elétrica não é alterada (Figura 28). No entanto, se dispositivos com diferentes correntes de curto-circuito forem ligados em série, a corrente elétrica da associação será limitada pela menor corrente, o que pode causar superaquecimento. Portanto, a associação em série de módulos com correntes diferentes não é recomendada na prática (Krauter, 2006).

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad (5)$$

$$I = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad (6)$$

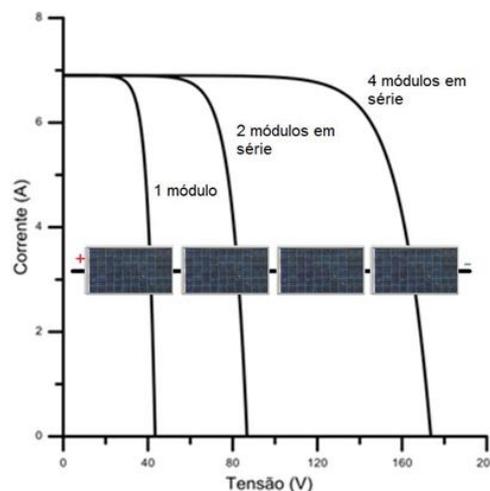


Figura 28 - Influência do aumento do número de módulos fotovoltaicos em série na curva I-V.

2.3.4.2. LIGAÇÃO EM PARALELO

Quando se pretende obter correntes mais elevadas mantendo a tensão estipulada, é utilizada a ligação em paralelo entre módulos fotovoltaicos. Nesta associação, os terminais positivos e negativos dos dispositivos são interligados entre si, resultando na soma das correntes elétricas e mantendo-se constante o valor da tensão.

$$V = V_1 = V_2 = V_3 = \dots = V_n \quad (7)$$

$$I = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (8)$$

É possível obter diferentes intensidades de corrente variando o número de módulos ligados em paralelo. A Figura 29 ilustra a associação em paralelo de quatro módulos fotovoltaicos, bem como a sua curva característica de corrente-tensão em condições STC (Krauter, 2006).

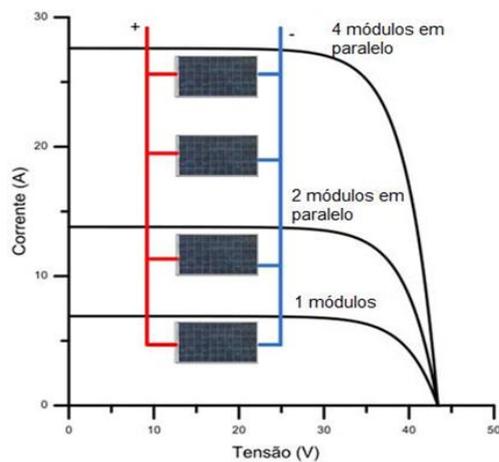


Figura 29 - Influência do aumento do número de módulos fotovoltaicos em paralelo na curva I-V.

2.3.4.3. LIGAÇÃO MISTA

No caso de grandes sistemas, é comum utilizar uma associação mista dos módulos fotovoltaicos. Esta associação consiste na ligação de várias *strings* de módulos em paralelo para obter valores mais elevados de corrente e tensão.

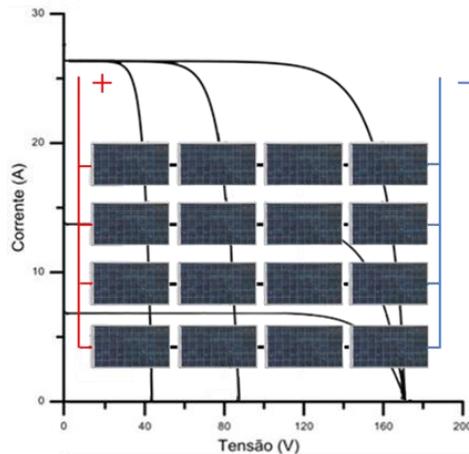


Figura 30 - Influência do aumento do número de módulos fotovoltaicos em associação mista na curva I-V.

Supondo que o sistema é constituído pelo mesmo tipo de módulos, a corrente que atravessa cada fileira é igual. A associação mista é representada pela expressão "n x m", onde "n" é o número de fileiras de módulos associados em paralelo e "m" é o número de módulos associados em série. Assim pelas expressões 9 e 10 é possível obter os valores de corrente e tensão totais (Krauter, 2006):

$$V_{Total} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_m \Leftrightarrow V_{Total} = m \times V \quad (9)$$

$$I_{Total} = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \Leftrightarrow I_{Total} = n \times I \quad (10)$$

2.3.4.4. EFEITOS DE SOMBREAMENTO NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os fenómenos de sombreamento que ocorrem nos módulos fotovoltaicos produzem consequências negativas no que concerne à sua eficiência e segurança. Existem vários tipos de sombras, as dinâmicas e as estáticas. As sombras dinâmicas são um tipo de sombreamento temporário típico, como sombras projetadas por nuvens em movimento, folhas, excrementos de aves, neve e até poeiras. Já as sombras estáticas são causadas por árvores circundantes, antenas parabólicas, edifícios ou chaminés, entre outros.

Na maioria das sombras dinâmicas, a remoção de sujidade efetua-se quase naturalmente desde que os módulos fotovoltaicos sejam posicionados com um ângulo mínimo de inclinação. No que concerne aos dejetos depositados nos módulos, bem como as poeiras é necessário que se proceda a operações de limpeza de modo muito mais regular.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Quando uma ou mais células recebe menos radiação solar que as outras da mesma associação, a sua corrente vai limitar a corrente de todo o conjunto. Este efeito de redução de corrente no conjunto de células do módulo acaba por ser propagado para todos os módulos conectados em série (Bayrak & Oztop, 2020).

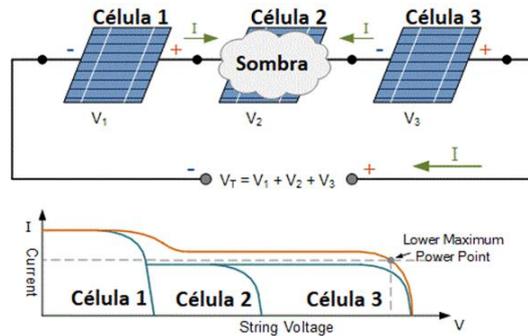


Figura 31 - Representação e efeito do sombreamento numa célula fotovoltaica na potência gerada (Krauter, 2006).

Caso uma célula fique totalmente sombreada, esta ficará inversamente polarizada e será aquecida pela energia gerada por outras células da mesma *string*. Isto faz com que a célula sombreada se comporte como uma resistência elétrica, através da qual é atravessada a corrente gerada por outras células, resultando numa tensão inversa muito elevada que pode provocar a formação de um ponto quente, conhecido como "*hotspot*" em inglês, no circuito. Esse ponto quente pode danificar o próprio módulo fotovoltaico, como consta na Figura 32 (Sun et al., 2022).



Figura 32 - Painel solar fotovoltaico danificado devido à formação de um "*hotspot*" (Sun et al., 2022).

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Para evitar a ocorrência de pontos quentes e tensões inversas elevadas, são comumente utilizados os díodos de *by-pass*, que desviam a corrente das células sombreadas. Assim, permite que o sistema fotovoltaico se mantenha em produção, embora diminuída. Isto reduz simultaneamente a perda de energia e o risco de dano irreversível das respectivas células, o que inutilizaria o módulo. Os díodos *by-pass* são ligados em antiparalelo com as células fotovoltaicas (Krauter, 2006).

Além do díodo de *by-pass*, o díodo de bloqueio é outro componente de proteção usado em associação mista, que impede o fluxo de corrente de uma *string* com tensão maior para outra com tensão menor. Para sistemas que usam armazenamento, o díodo de bloqueio também pode ser usado para evitar descargas noturnas das baterias. A corrente reversa, que flui no sentido oposto do fornecimento de energia do módulo fotovoltaico, pode danificar permanentemente o módulo se ultrapassar o valor máximo especificado no catálogo. Para evitar danos, os díodos de bloqueio podem ser conectados para garantir que a corrente flua apenas no sentido correto (Krauter, 2006).

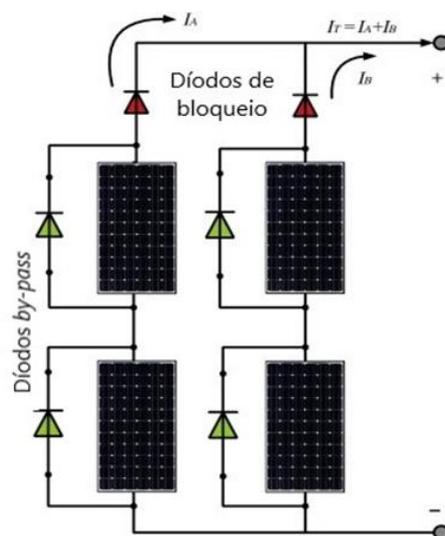


Figura 33 - Ilustração de uma implementação de díodos de *by-pass* e de bloqueio num sistema (*Diodo Bypass Garante Proteção Do Painel Solar*, n.d.).

2.3.5. TIPOS DE ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

A escolha do tipo de estrutura de fixação é tão importante quanto a seleção dos próprios painéis fotovoltaicos, pois garante orientação mais adequada do sistema para maximizar o aproveitamento da energia solar e também assegurar a segurança dos equipamentos.

As estruturas de fixação mais comuns são feitas de alumínio, ferro ou aço. Em alumínio são projetadas especificamente para todo o tipo de ambientes, incluindo em ambientes corrosivos e oferecem uma montagem simples e resistente. Além disso, essas estruturas são mais leves do que as de ferro e apresentam a vantagem de não exigir manutenção ao longo dos anos. Por isso, são amplamente utilizados, especialmente em instalações em telhados e terraços. As estruturas de ferro, por sua vez, costumam ser feitas sob medida para instalações que exigem um projeto especial ou para fixação em paredes verticais, como postes (*Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira, n.d.*).

2.3.5.1. ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO COPLANAR

Para determinar o tipo de estrutura ideal para a instalação dos painéis solares, é necessário avaliar cuidadosamente o local onde serão instalados. Se o local a instalar é um telhado já orientado para o sul e com uma determinada inclinação, a estrutura mais adequada será a coplanar. Esse tipo de estrutura pode ser instalado para manter a inclinação do telhado e adaptar-se perfeitamente à sua superfície. Além disso, é uma opção mais econômica e rápida de ser montada, pois é entregue completa e apresenta melhor adaptação ao ambiente local. Já para telhados de chapa, existem estruturas de fixação adequada para esse tipo de cobertura (Gupta, 2022).

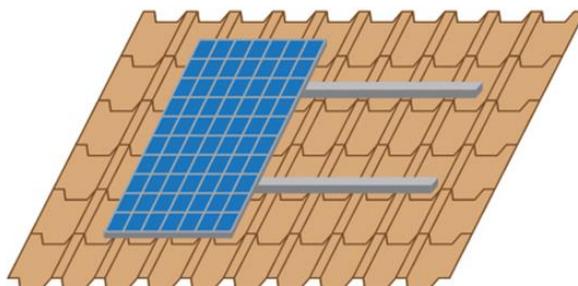


Figura 34 - Estrutura de fixação coplanar
(*Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira, n.d.*).

2.3.5.2. ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO REORIENTADOS

Em segundo lugar, existem as estruturas reguláveis ou reorientados, que permitem ajustar a orientação e a inclinação dos painéis solares de acordo com as necessidades. Este tipo de estruturas é, em grande parte, utilizado em telhados planos, coberturas e terraços, mas também pode ser útil em telhados com pouca inclinação, permitindo um aumento na inclinação para que os raios solares atinjam os painéis perpendicularmente e maximizem a produção de energia. As estruturas reorientadas também podem ser instaladas em solo firme, como num campo ou jardim, desde que não haja sombras sobre a superfície dos painéis. É importante destacar que a posição dos painéis solares é irrelevante em relação ao seu desempenho, pois eles funcionam igualmente bem tanto na horizontal quanto na vertical (Gupta, 2022).



Figura 35 - Estrutura de fixação regulável (*Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira, n.d.*).

2.3.5.3. ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO COM SEGUIDORES SOLARES

Por fim, existe as estruturas com seguidores solares que permitem otimizar a captação de energia solar. Estes dispositivos aumentam a quantidade de luz solar captada e, conseqüentemente, a produção de energia. Existem dois tipos de seguidores solares: de um eixo e de dois eixos. Os seguidores com um eixo polar giram apenas num plano, aumentando a produção de energia até cerca de 30%. Já os de dois eixos, acompanha com maior precisão o movimento do sol, permitindo acompanhar a sua trajetória diária. Embora sejam mais complexos e caros, podem aumentar a produção de energia até 40% (Singh et al., 2017).

No entanto, o uso destes equipamentos requer motores, o que implica a necessidade de fornecer energia elétrica para seu funcionamento, reduzindo a eficiência energética do sistema. Além disso, é fundamental a realização de manutenções periódicas desses motores.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

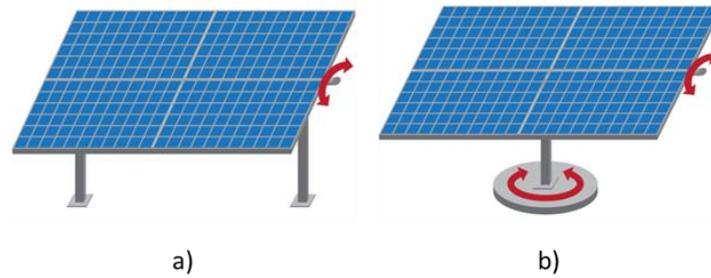


Figura 36 - Estrutura com seguidor solar. a) com um eixo; b) com dois eixos (*Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira, n.d.*).

Outro ponto a considerar é que, caso o mecanismo falhe, o sistema fotovoltaico pode ficar numa posição desfavorável, resultando na diminuição considerável da captação de radiação solar durante esse período de imobilização.

Aliado a todos esses fatores, com a diminuição dos incentivos na instalação fotovoltaica, a relação custo-eficiência destes sistemas pode-se tornar menos atrativo para os consumidores.

Além destes três tipos de estruturas convencionais, existem ainda as estruturas em *carport*, que funcionam como género de garagem, sendo idênticos às estruturas de fixação reguláveis, mas apresentando um tamanho superior de forma a abrigar os veículos.

2.3.6. INVERSORES

Os módulos solares fotovoltaicos geram eletricidade em corrente contínua (DC) a partir da radiação solar. No entanto, para uso em edifícios ou para injetar na rede elétrica é necessário converter essa energia em corrente alternada (AC). Isso é feito por meio de inversores num sistema fotovoltaico. Além de conversor de sinal, o inversor também executa outras funções, como ajustar o ponto operacional para maximizar a energia disponível dos painéis fotovoltaicos (MPPT - *Maximum Power Point Tracker*).



Figura 37 - Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

O dimensionamento adequado do sistema é importante para garantir que o inversor seja usado de forma eficiente, sem subutilização ou sobrecarga. O rendimento do inversor é um aspeto crucial a ser considerado, pois determina a quantidade de energia fornecida em relação à energia gerada pelos painéis solares. A eficiência dos inversores varia desde 95% a 98% e tende a diminuir quando operam abaixo de sua potência nominal.

Alguns inversores fotovoltaicos também possuem recursos de monitorização em tempo real, permitindo acompanhar o desempenho do sistema solar. Isso é útil para garantir o bom funcionamento do sistema e identificar quaisquer problemas que possam surgir.

Estes dispositivos podem ser classificados de acordo com sua aplicação e conexão. Em relação à aplicação, existem três tipos: autónomos (*off-grid*), conectados à rede elétrica (*grid-tie*) e híbridos, sistemas com bateria. Quanto ao tipo de conexão, existe inversores centralizados e descentralizados. Os inversores centralizados são caracterizados pela ligação dos módulos em série de forma a constituírem as fileiras que são depois ligadas a um único inversor, de potência aproximadamente igual ao sistema fotovoltaico. Apresentam uma diminuição do rendimento na presença de incompatibilidades entre os módulos e sombreamento parcial, e necessitam de usar secções de cabos maiores devido às elevadas correntes. Devido às dimensões do inversor central, obriga a sua instalação num local próprio, que por vezes se traduz em grandes distâncias entre o sistema fotovoltaico e o inversor (Krauter, 2006).

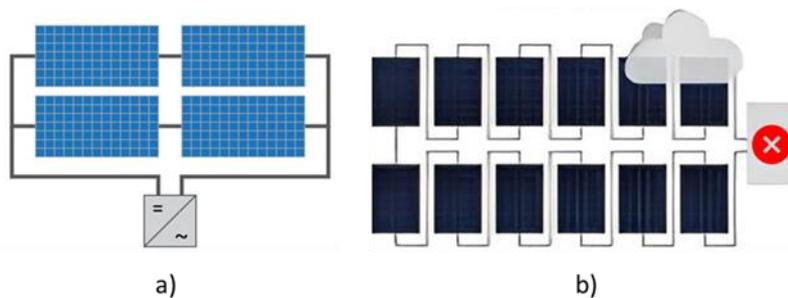


Figura 38 - a) inversor central; b) Ilustração de uma falha no sistema devido a sombreamento (*Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira, n.d.*).

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Por outro lado, os inversores descentralizados, também dominados por inversores *string*, caracterizam-se pela instalação de um inversor de menor potência por cada fileira, permitindo uma melhor adaptação às condições de irradiação solar. Com este tipo de configuração possibilita um aumento da potência instalada, a continuidade de produção em caso de falha, minimizando o impacto do sombreamento parcial e a incompatibilidade dos módulos (Tariq et al., 2018).

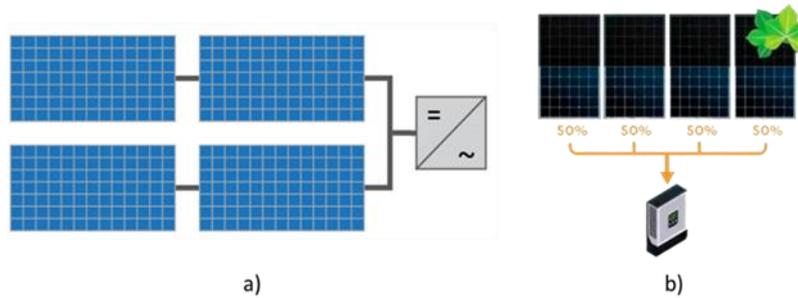


Figura 39 - a) Inversor *multi-strings*; b) Representação de uma falha no sistema devido a sombreamento (*Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira, n.d.*).

Além destes inversores, existem também os microinversores, de menor porte, associados a um ou dois painéis fotovoltaicos. Estes oferecem vantagens como maior eficiência (otimizando a produção de cada painel), capacidade de produção com baixos níveis de radiação, por exemplo sombreamento, e tempo de vida prolongada devido ao menor desgaste. No entanto, torna o preço da instalação mais elevado.

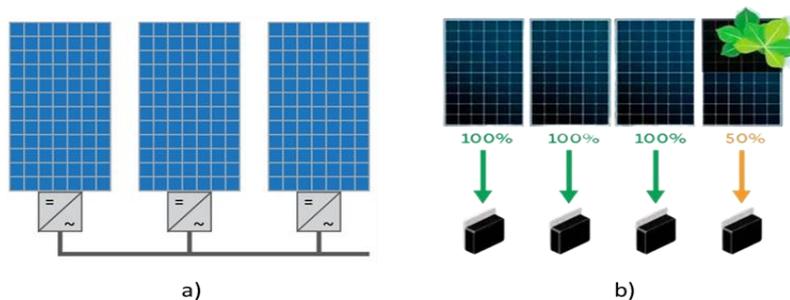


Figura 40 - a) Microinversores; b) Ilustração de um sistema de microinversores numa situação de sombreamento (*Componentes Do Sistema Fotovoltaico – Energias Madeira, n.d.*).

2.3.7. RESTANTES EQUIPAMENTOS

Para além de considerar o dimensionamento dos módulos e dos inversores, é essencial também levar em conta o dimensionamento adequado da cablagem do sistema. Um mau dimensionamento pode resultar em perdas de energia adicionais, assim como na eficiência de toda a instalação fotovoltaica. Para esse efeito, existe alguns tipos de cabos de instalação, como os que interligam os módulos fotovoltaicos, os que fazem a conexão dos módulos ao inversor e os que ligam o inversor ao quadro elétrico.

Contudo, é necessário, também, considerar elementos de proteção, como interruptores, disjuntores e fusíveis. Esses dispositivos de proteção são usados para proteger os circuitos elétricos contra sobrecargas e curtos-circuitos. Em alguns casos, também pode ser necessário incluir proteção contra descargas atmosféricas, caso não haja proteção existente no local, além de componentes de controle e monitoramento do sistema fotovoltaico.

No caso de sistemas fotovoltaicos autónomos usados para instalações alimentares domésticas, é comum que a produção e o consumo de energia não coincidam ao longo do dia. Nesse cenário, pode-se recorrer a baterias que armazenam, sempre que existir, a produção em excesso de modo a ser utilizada em períodos de baixa ou de não produção do sistema.

Por fim, para medir os consumos e a produção do sistema fotovoltaico, é comum o uso de um medidor de corrente conhecido como *meter*.

2.3.8. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados de acordo com sua aplicação. Dependendo da utilidade, podem ser denominados como sistemas isolados, conectados à rede pública ou sistemas híbridos, que combinam diferentes tecnologias acopladas aos sistemas fotovoltaicos.

2.3.8.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO

Um sistema fotovoltaico isolado caracteriza-se pela inexistência de qualquer ligação com a Rede Pública de Energia (RESP). Nesse tipo de sistema, não há venda ou compra de energia, sendo a produção de energia limitada ao local de instalação. Para dimensionar corretamente um sistema fotovoltaico isolado, é necessário ter conhecimento prévio da intensidade da radiação solar disponível, correspondente ao mês com menor número de horas solares equivalentes.

Além disso, é comum não existir uma correlação entre a produção e o consumo de energia ao longo do dia. Portanto, é essencial armazenar a energia elétrica produzida, o que é feito através do uso de baterias, bem como recorrer a um gerador, como se pode constatar na Figura 41.

Estes sistemas têm sido amplamente adotados em casas de férias e em sistemas agrícolas de baixo consumo. Ao optar por não estar conectado à rede elétrica pública, o produtor também evita o pagamento de taxas associadas ao contrato de energia com o fornecedor, assim como as taxas relacionadas aos medidores de energia (Ma et al., 2013).

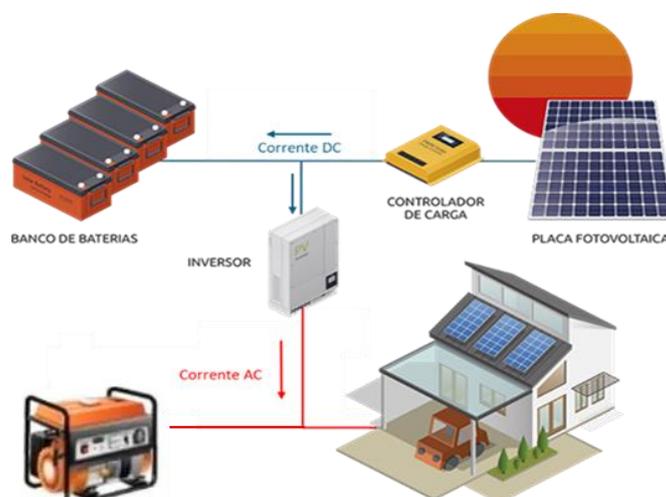


Figura 41 - Esquema ilustrativo de um sistema fotovoltaico isolado. [Adaptado (BMC, 2017)].

2.3.8.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO LIGADO À REDE

Os sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios conectados à rede elétrica são uma opção ideal para instalações de baixa ou média tensão. Diferente dos sistemas fotovoltaicos isolados, estes sistemas não requerem o uso de baterias e apresentam um custo de manutenção mais baixo. Além disso, oferecem uma maior confiabilidade ao sistema, uma vez que é possível atender às demandas de consumo diário e contar com o apoio da rede elétrica em momentos de produção insuficiente.

Uma vantagem adicional destes sistemas é a possibilidade de injetar o excesso de energia produzida à rede elétrica. Essa energia excedente pode ser remunerada, o que representa uma oportunidade de obter ganhos financeiros por meio da produção de energia sustentável (Anzalchi & Sarwat, 2017).

A Figura seguinte representa um diagrama simplificado de um sistema fotovoltaico conectado à RESP.

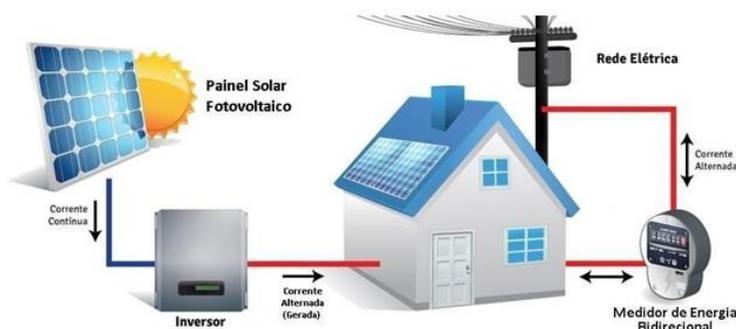


Figura 42 - Representação esquemática de um sistema fotovoltaico ligado à RESP (Silva et al., 2017).

Ainda relativo a sistemas fotovoltaicos ligados à rede elétrica, existe ainda a possibilidade destes sistemas venderem toda a energia fotovoltaica produzida, funcionando como uma microprodução.

2.3.8.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO

Os sistemas híbridos, tal como o nome indica, são uma combinação entre sistemas isolados e os sistemas conectados à rede, caracterizando-se principalmente pela capacidade de gerar a energia elétrica por meio do sol, e ao mesmo tempo, armazenar toda energia produzida em excesso em baterias, estando por sua vez conectado à RESP, para venda de excedente ou para ser alimentada em momentos de maior necessidade de energia, Figura 43.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

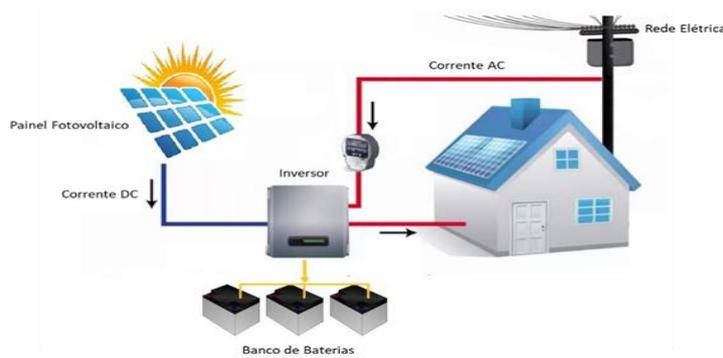


Figura 43 - Representação esquemática de um sistema fotovoltaico híbrido (Silva et al., 2017).

Nos modelos anteriores, estes sistemas eram qualificados como uma combinação de duas ou mais fontes de energia, incluindo fontes renováveis como energia eólica, solar, biomassa e hidrelétrica, bem como fontes populares que utilizam combustíveis fósseis, como geradores a diesel.

Os sistemas fotovoltaicos híbridos são uma solução versátil que oferece maior confiabilidade e autonomia em comparação com os sistemas solares convencionais. São amplamente utilizados em residências, edifícios comerciais, comunidades rurais, instalações remotas e aplicações industriais, fornecendo uma combinação eficiente de energia solar e outras fontes de energia.

No entanto, é importante destacar que o uso de sistemas híbridos requer uma área de instalação maior e um custo inicial mais elevado em comparação com sistemas solares convencionais, devido sobretudo ao preço das baterias. Esses custos extras devem ser considerados ao planejar e implementar um sistema fotovoltaico híbrido (Zahedi, 2005).

2.4. ENQUADRAMENTO LEGAL EM PORTUGAL

O início da regulamentação para as primeiras atividades de produção de eletricidade foi marcado pela microprodução e miniprodução, reguladas pelos Decretos-Lei n.º 363/2007 (Diário da República, 2007) e n.º 34/2011 (Diário da República, 2011), respetivamente. Essas formas de produção operavam em pequena escala, com uma potência máxima inferior a 50% da potência contratada e toda a energia produzida era vendida à rede, por intermédio de um Comercializador.

Procurava-se, portanto, novas soluções para a produção descentralizada de energia e avanços tecnológicos, abrindo espaço para a figura do produtor-consumidor de energia

elétrica em baixa tensão (ou do produtor em autoconsumo) dentro do âmbito do Sistema Elétrico Independente. Além disso, uma conexão à RESP, permitindo não só autoconsumo, como o fornecimento a terceiros e a venda de excedentes de energia à rede.

No entanto, em Portugal, o regime de produção em autoconsumo, em que a energia gerada era diretamente consumida sem possibilidade de ser injetada ou vendida à rede, teve pouca adesão. Na época da publicação do Decreto-Lei n.º 34/2011, a 8 de março, havia poucas unidades registadas com essas características. A imaturidade da tecnologia desencorajava investimentos elevados, uma vez que os custos evitados com a aquisição de energia elétrica da rede não eram suficientes. Assim, para o crescimento e aposta nesse tipo de tecnologia foi atribuído, por parte do Governo, uma remuneração pela totalidade da energia produzida, conhecida como as tarifas *feed-in*, que consistia na venda total de eletricidade a preços superiores aos de mercado, permitindo aos produtores de energia a recuperação dos montantes investidos (REPSOL, n.d.).

Diante das dificuldades de implementação da produção em autoconsumo e da redução das tarifas *feed-in*, que já não existem atualmente, Portugal apresentou, em outubro de 2014, um novo quadro legislativo (Diário da República, 2014) voltado para simplificar o modelo de microprodução e miniprodução, abrindo caminho para um novo regime de produção distribuído. Esse novo modelo tinha diversos objetivos sociais e económicos, incluindo evitar custos excessivos para o Sistema Elétrico Nacional, permitir a injeção de excedentes de energia na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e garantir que as instalações fossem projetadas de acordo com as necessidades do local de consumo.

Decreto-Lei n.º 153/2014

O Decreto-Lei n.º 153/2014, emitido em 20 de outubro de 2014, limitava-se apenas a instalações com uma capacidade instalada de até 1 MW, estabelecendo regras legais para geração de eletricidade para autoconsumo (UPAC) e para venda de energia à rede elétrica de serviço público a partir de fontes renováveis, usando unidades de pequena produção (UPP).

A unidade de produção para autoconsumo (UPAC) está centrada na geração de energia para consumo próprio, permitindo a possibilidade de injetar o excedente produzido na rede elétrica ou não, dependendo do perfil de consumo da instalação. Esse excedente produzido é compensado por meio de uma tarifa fixa mensal.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

No caso da Unidade de Pequena Produção (UPP), baseia-se no princípio de injeção total à RESP da eletricidade gerada a partir de fontes renováveis, sendo que a potência de conexão da unidade de produção é limitada a 1 MW. A UPP substitui os regimes anteriores de microprodução e miniprodução.

Quanto às tarifas de remuneração para a venda de eletricidade são atribuídas através de um modelo de licitação e têm validade de 15 anos a partir da data de início do fornecimento de energia do sistema à rede pública.

As instalações da UPP são regulamentadas pelo Despacho n.º 41/2019, emitido em 9 de outubro, e posteriormente alterado e republicado pelo Despacho n.º 43/2019, emitido em 23 de outubro. Esses despachos definem o procedimento para solicitar o registo e o certificado de operação das unidades de produção (Diário da República, 2014).

Na tabela seguinte é apresentada uma breve comparação entre uma Unidade de Pequena Produção (UPP) e uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) (Macedo, 2021).

Tabela 3 - Comparação entre uma Unidade de Pequena Produção e uma Unidade de Produção para Autoconsumo.

| | UPP | UPAC |
|------------------------|--|--|
| Fonte | Renovável. | Renovável e não renovável. |
| Energia produzida | Totalmente injetada na RESP. | Preferencialmente utilizada para autoconsumo. |
| Capacidade de injeção | A potência para conexão à rede deve ser igual ou inferior a 250 kW, e toda a energia produzida é vendida à rede. | Sem limite. Para UPACs superiores a 1 MW é necessário uma licença de produção e operação. |
| Energia autoconsumida | N/A. | Apenas o excesso de energia produzida pode ser vendido à RESP. |
| Requisitos de produção | Produção anual menor do que duas vezes o consumo do ponto de consumo. | Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo. |
| Contagem | Obrigatória para toda escala de potências. | Obrigatório em caso de autoconsumo coletivo ou em caso de consumo individual autoconsumo, quando a potência instalada for superior a 4 kW. |
| Remuneração | Tarifa atribuída. | Energia excedente vendida à RESP a preço de mercado. |

No que concerne às condições de acesso e exercício de atividade das UPACs, de acordo com a legislação em vigor, é necessário ter em consideração os seguintes fatores (*Produção de Energia Para Autoconsumo | E-REDES*, n.d.):

- A UPAC com potência instalada igual ou inferior a 700 W está isenta de controlo prévio, desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP;
- A UPAC com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW está sujeita a uma mera comunicação prévia (MCP);

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

- A UPAC com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW está sujeita a registo prévio e certificado de exploração;
- A UPAC com potência instalada superior a 1MW está sujeita a atribuição de licença de produção e exploração.

Tabela 4 - Condições de acesso e de exercício de atividade para Unidades de Produção para Autoconsumo.

| Potência Instalada | Condições de acesso Com ou sem injeção na Rede |
|----------------------|--|
| $\leq 700 W$ | Isento de Controlo Prévio (desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP) |
| $> 700 W \leq 30 kW$ | MCP Comunicação prévia |
| $> 30 kW \leq 1 MW$ | UPAC Registo prévio e certificado de exploração |
| $\geq 1 MW$ | UPAC c/ Licença Licença de produção e exploração. |

Decreto-Lei n.º 162/2019

No Diário da República, foi divulgado o recente regime jurídico de produção de Energia Renovável para Autoconsumo, por intermédio de um decreto-lei que define os direitos e obrigações das pessoas e organizações interessadas em investir em pequenas instalações. O Decreto-Lei 162/2019, de 25 de outubro, (Decreto-Lei No. 162/2019, 2019) também transpõe parcialmente a Diretiva 2018/2001 e tem como finalidade simplificar e facilitar a vida dos novos produtores. Essa diretiva permite aos autoconsumidores de energia renovável produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade sem serem confrontados com encargos desproporcionados.

O novo diploma, em vigor desde 1 de janeiro de 2020, estabelece uma lei aplicável ao autoconsumo de energia renovável, tanto a nível individual, coletivo, como também para comunidades de energia renovável (CER). Isso significa que os consumidores agora podem-se agrupar para o autoconsumo coletivo, ou seja, podem partilhar a mesma unidade de produção de energia, desde que, disponham de um sistema de contagem inteligente e sejam instalados no mesmo nível de tensão.

Deste modo, não é limitado o número de painéis solares a serem instalados. Famílias e empresas terão a liberdade de instalar a quantidade de painéis que pretendam. Além disso, o regime possibilita aos utilizadores de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) a venda do excesso de energia não consumida à rede. No entanto, o preço de venda será

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

determinado livremente entre os pequenos produtores e os comerciantes responsáveis pelos contratos de compra de energia.

Este decreto surge, assim, como principal objetivo de assegurar o cumprimento das metas de Portugal no que diz respeito à energia e ao clima. Para alcançar esse fim, serão combinados instrumentos que promovam as energias limpas com processos descentralizados que, por sua própria natureza, viabiliza a coesão social e territorial. Essa abordagem visa não apenas reduzir as desigualdades existentes, mas também proteger a criação de empregos e aumentar a competitividade das empresas em todo o país.

2.5. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EM REGIME DE AUTOCONSUMO

Em termos gerais, a instalação de um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo refere-se à produção de energia fotovoltaica utilizada diretamente pelo produtor. Dessa forma, este tipo de sistema permite gerar energia localmente e contribuir diretamente para a redução da fatura de eletricidade, uma vez que a energia produzida é consumida internamente.

A Figura 44 ilustra um modelo típico de funcionamento de uma UPAC, exibindo seus componentes e o método de conexão à rede elétrica.



Figura 44 - Esquema representativo de uma UPAC. [Adaptado (Anzalchi & Sarwat, 2017)]

Os mecanismos de promoção do autoconsumo de eletricidade fotovoltaica baseiam-se na premissa de que a energia produzida será primeiramente utilizada localmente, evitando a injeção excessiva na rede. Isso ocorre devido a um sistema de compensação que não torna vantajoso para o investidor dimensionar o projeto de forma exagerada para obter lucro na venda de excedente. Assim, o retorno do investimento é maior e mais acelerado quando o consumo e a produção são otimizados para as necessidades da entidade onde o sistema

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

fotovoltaico será instalado. No entanto, a conexão com a rede elétrica permite suprir as demandas do consumidor em momentos de baixa ou nenhuma intensidade solar, como durante a noite ou dias nublados. Portanto, é essencial realizar um estudo do perfil de consumo da instalação para dimensionar corretamente o gerador fotovoltaico, pois qualquer subdimensionamento ou superdimensionamento pode comprometer a rentabilidade do sistema (Macedo, 2021).

Para compreender melhor o conceito de autoconsumo, é importante analisar graficamente os perfis de potência de produção fotovoltaica e de consumo num determinado local. A Figura 45 apresenta um diagrama hipotético de um perfil de geração de um sistema fotovoltaico e um perfil de consumo ao longo de um dia inteiro (*Dstsolar - Sistema Fotovoltaico*, n.d.).

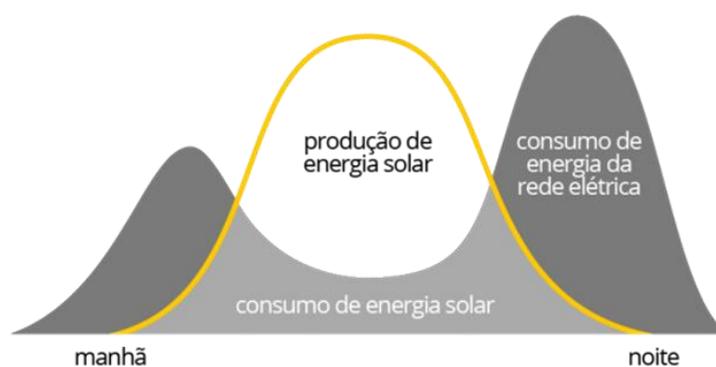


Figura 45 - Exemplo de um diagrama de consumo e produção fotovoltaica de um edifício (*Dstsolar - Sistema Fotovoltaico*, n.d.).

Neste exemplo, é possível observar que, durante o dia, quando há sol, a produção fotovoltaica (linha amarela) é superior ao consumo, resultando no autoconsumo absoluto, em que toda a eletricidade consumida provém diretamente da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, enquanto o excedente é injetado na rede elétrica. No entanto, fora desse período, quando não há produção fotovoltaica, toda a energia consumida é fornecida pela rede.

Deste modo, conforme mencionado anteriormente, é necessário adequar a produção do sistema para que opere com um perfil de geração próximo ao perfil de consumo. Quanto ao dimensionamento, é fundamental analisar o diagrama de cargas do cliente e a área disponível para instalação dos equipamentos, de modo a atender à potência ótima possível do local.

2.6. PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Os *softwares* de simulação de instalações fotovoltaicas são ferramentas computacionais projetadas para modelar e simular o desempenho de sistemas solares fotovoltaicos. Estes programas são utilizados por profissionais da área, como engenheiros, projetistas e instaladores, para prever a produção de energia de um sistema fotovoltaico em diferentes condições e auxiliar na tomada de decisões durante a realização do projeto e instalação. Geralmente têm em consideração vários fatores, como a localização geográfica do sistema, as características do local (como inclinação e orientação do telhado), as especificações dos módulos solares utilizados, o inversor, os cabos e outros componentes do sistema. Além disso, podem usar como referência dados climatéricos anteriores, como radiação solar e temperatura, para calcular a produção de energia esperada ao longo do tempo.

O recurso a estes programas computacionais, permite realizar análises detalhadas, como otimização do dimensionamento do sistema, avaliação do impacto do sombreamento, cálculo do retorno financeiro esperado, entre outros. As simulações permitem que os projetistas obtenham uma visão precisa do desempenho esperado do sistema mesmo antes da sua instalação, o que pode contribuir para um projeto mais eficiente e a diminuição de possíveis erros. Existem diversos softwares disponíveis no mercado, com diferentes recursos e níveis de complexidade, como por exemplo o *PVSyst* (*software* profissional que requer licença) e *PVGIS* (ferramenta gratuita). Cada *software* pode ter as suas próprias características e capacidades específicas, mas todos têm como objetivo fornecer uma análise precisa e confiável do desempenho de uma instalação fotovoltaica.

2.6.1. PVSYST

O *PVSyst* é um programa computacional desenvolvido especificamente para simular e analisar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. É um dos *softwares* mais antigos disponíveis no mercado e foi criado pela Universidade de Genebra, na Suíça, com o intuito de ser uma ferramenta de apoio simples e de fácil utilização, sendo necessário adquirir uma licença pré-paga. Este *software* oferece recursos para analisar diferentes tipos de sistemas, como sistemas ligados à rede, sistemas isolados, sistemas de bombeamento e sistemas de rede DC.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

A Figura 46 mostra a janela inicial do programa, na qual é possível selecionar várias opções de trabalho.



Figura 46 - Janela principal do PVSyst.(Mermoud & Wittmer, 2014)

Assim, o *PVSyst* oferece ao utilizador a possibilidade de realizar um estudo preliminar, visando o pré-dimensionamento de um projeto. A função "Preliminary Design" identifica restrições do projeto, útil para sistemas isolados e de bombeamento, apresentando uma estimativa rápida de potencial fotovoltaico. Para projetos conectados à rede, ajuda a avaliar o potencial solar do edifício. Porém, a precisão é limitada, não indicada para estudos complexos (Mermoud & Wittmer, 2014).

Quanto ao "Project design", Figura 47, é a opção principal do *software* e é utilizado para o estudo completo de um projeto. Isto envolve a escolha de dados meteorológicos, projeto do sistema, estudos de sombreamento, determinação de perdas e avaliação económica.

A simulação é realizada ao longo de um ano, usando dados detalhados de hora em hora, obtendo-se, no final, um relatório completo e muitos resultados adicionais.

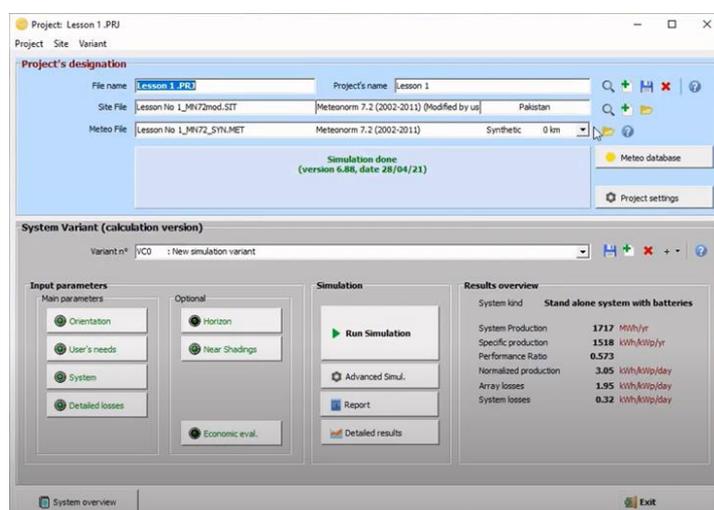


Figura 47 - Janela principal da opção "Project design" no PVSyst (Mermoud & Wittmer, 2014).

Além das opções de simulação disponíveis, o programa também possui a função "*Database*", que inclui o gerenciamento de dados climáticos, sendo que o principal é o *Meteonorm 8*, que se baseia em dados de radiação reais entre os anos de 1996 e 2015. Esses dados podem ser mensais ou horários e também é possível importar dados externos. Os bancos de dados contêm, ainda, informações sobre os componentes envolvidos nas instalações fotovoltaicas, como módulos, inversores, baterias, entre outros. Caso seja necessário, é possível modificar as características destes componentes.

O programa também oferece a opção "*Tools*" que disponibiliza algumas ferramentas adicionais para estimar e visualizar rapidamente o comportamento de um sistema solar. (Mermoud & Wittmer, 2014).

O processo de desenvolvimento de uma simulação com esse *software* envolve a definição de um conjunto abrangente de parâmetros, que são configurados numa sequência específica de operações. Após a execução das simulações, o *software* gera um relatório detalhado dos resultados obtidos.

Assim sendo, o utilizador deve seguir as seguintes etapas:

- 1) Criar um projeto especificando a localização geográfica e os dados meteorológicos.
- 2) Definir os detalhes do sistema, como a orientação dos módulos fotovoltaicos, a potência necessária ou área disponível e o tipo de módulos e inversores que se pretende usar. PVsyst irá propor uma configuração básica para esta escolha e definir valores padrão razoáveis para todos os parâmetros.
- 3) Definir progressivamente perturbações ao sistema, por exemplo, sombreamentos, parâmetros de perda específicos, avaliação económica, analisando-se a sensibilidade à variação da potência nominal da instalação solar proporcional à área dos painéis, entre outros. Cada variação deve ser salva para posterior comparação.

2.6.2. PVGIS

PVGIS, sigla para *Photovoltaic Geographical Information System*, é uma ferramenta online desenvolvida pela Comissão Europeia para estimar o desempenho e o potencial da energia solar fotovoltaica em diferentes áreas geográficas. O uso é totalmente gratuito, sem restrições quanto à utilização dos seus resultados e sem a necessidade de registo. É amplamente utilizado por profissionais e pesquisadores no planeamento, dimensionamento

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

e avaliação de sistemas solares fotovoltaicos como ferramenta auxiliar (Manual Do Utilizador PVGIS, n.d.).

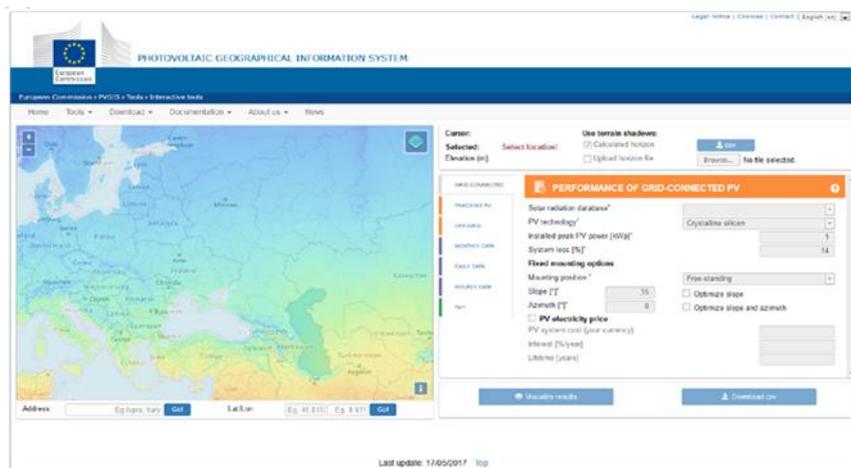


Figura 48 - Interface online da ferramenta PVGIS (Manual Do Utilizador PVGIS, n.d.).

O PVGIS fornece informações sobre radiação solar, produtividade energética, características do sistema fotovoltaico e estimativas de desempenho para uma determinada localização em diferentes formatos, incluindo mapas interativos, gráficos e tabelas. Os dados são calculados com base em modelos matemáticos, levando em consideração fatores como a inclinação e orientação dos painéis solares, a eficiência do inversor e as perdas relacionadas ao sombreamento e à temperatura. Como resultado desses cálculos, é possível obter valores médios anuais, desde 2005 até 2020, de produção de energia e irradiação solar no plano, bem como gráficos dos valores mensais.

Deste modo, o PVGIS funciona como um programa auxiliar na seleção do local ideal para a instalação de sistemas fotovoltaicos, permitindo estimar a produtividade energética esperada e comparar diversas configurações de sistemas. No entanto, é importante ressaltar que esta plataforma apresenta algumas limitações em relação aos materiais utilizados no sistema, além de não permitir a inclusão de dados climáticos específicos, o que resulta numa estimativa baseada em médias de anos anteriores. Esta abordagem pode levar a resultados imprecisos que podem divergir da realidade (*Manual Do Usuário PVGIS, n.d.*).

2.6.3. OUTROS PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO FOTOVOLTAICA

2.6.3.1. EM PORTUGAL

Para além dos dois *softwares* referidos anteriormente, também são muito utilizados em Portugal o *SolTerm* e a folha de cálculo *SCE.ER*.

a) SOLTERM

O *SolTerm* é desenvolvido e distribuído pelo LNEG (Laboratório Nacional de Energia e Geologia) e é um programa de análise de desempenho de sistemas solares, incluindo térmicos e fotovoltaicos, adaptado às condições climáticas e técnicas de Portugal. Ele realiza uma análise através de simulações energéticas em condições quase estacionárias, considerando o ambiente e o sistema como constantes em intervalos curtos de 5 minutos. As simulações levam em conta diversas informações, como configuração do sistema, dados de radiação solar e temperatura ambiente, obstáculos e sombreamentos, características técnicas dos componentes e o consumo do sistema em base horária média mensal.

O programa disponibiliza, ainda, ferramentas de otimização e análises económicas e ambientais, incluindo o uso evitado de energia fóssil e a redução das emissões de gases de efeito estufa.

O *SolTerm* é utilizado como referência para cálculo de incentivos governamentais para energia solar e, na versão 5.3, pode ser usado na contabilização da contribuição de sistemas de energias renováveis para o balanço energético de edifícios, conforme o Decreto-lei 118/2013 de 20 de agosto (Aguiar, n.d.).

b) FOLHA DE CÁLCULO SCE.ER

O *software SCE.ER* é disponibilizado gratuitamente pela DGEG. Está implementado em folhas de cálculo *Microsoft Excel* (com "macros"). A DGEG disponibiliza também o *software SCE.CLIMA* (V1) também em *Microsoft Excel* (com "macros"), que prepara os ficheiros climáticos de referência do *SCE*, ajustados para a altitude que se pretende.

Os utilizadores podem adicionar os equipamentos que pretendam no banco de dados de equipamentos do *SCE.ER*, tendo em atenção a transcrição correta dos dados de 'datasheets' técnicas (*SCE.ER*, n.d.).

2.6.3.2. No MUNDO

a) HOMER

O *HOMER (Hybrid Optimization Model for Electrical Renewable)* é um modelo computacional desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) dos Estados Unidos em 1993. Este programa é altamente versátil, permitindo projetar e analisar sistemas de energia híbrida, abrangendo geração elétrica, cogeração, turbinas eólicas, energia solar fotovoltaica, hidroelétrica, baterias, células de combustível, biomassa, entre outras fontes.

Além de oferecer uma otimização do sistema e escolhas tecnológicas baseadas no custo e disponibilidade de recursos energéticos, o HOMER possui a capacidade de simular um sistema ao longo de 8760 horas num ano, apresentando os resultados em tabelas e gráficos elucidativos. Os dados meteorológicos podem ser importados diretamente do site dedicado do HOMER ou fornecidos pelo utilizador de forma específica.

Embora a temperatura tenha um impacto significativo no projeto e avaliação de sistemas fotovoltaicos, este fator não é considerado no projeto realizado pelo software, que utiliza um tipo de módulo convencional para análise.

Os resultados obtidos oferecem uma análise económica comparativa de cada componente do sistema, auxiliando na determinação da configuração mais eficaz para o local em questão. Informações como a produção de cada fonte, o consumo de carga, dados de potencial energético e o balanço de energia no sistema analisado são também disponibilizados nos resultados da simulação.

O programa disponibiliza uma versão gratuita por seis meses, sendo necessária uma atualização anual no valor de 100 dólares após esse período (Alsadi & Khatib, 2018).

b) RETSCREEN

O software *RETScreen*, desenvolvido originalmente em 1996 pelo Centro de Tecnologia Energética *CANMET* do Ministério dos Recursos Naturais do Canadá (*NRCan*) para análise de tecnologias de energia renovável, está disponível gratuitamente em todo o mundo. Ele permite a avaliação da produção e economia de energia, custos, redução de emissões, previsões financeiras e riscos para uma variedade de tecnologias de energia renovável e eficiência energética. O programa está disponível em vários idiomas e inclui bases de dados abrangentes sobre produtos, projetos, hidrologia e clima.

O *RETScreen* fornece acesso a dados climáticos de estações de monitoramento terrestre ou, como alternativa, através de conjuntos de dados baseados em satélites do projeto *NASA Space Environments and Effects (SEE)*. Os dados meteorológicos terrestres englobam médias de observações de mais de 6.000 locais em todo o mundo, provenientes de mais de 50 fontes distintas, no período de 1982 a 2006. Por outro lado, os dados meteorológicos compilados de satélite da *NASA* são compilados a partir de 20 anos de dados a partir de julho de 1983. A irradiância solar é determinada com base em observações via satélite da atmosfera e da superfície terrestre. No entanto, é importante notar que o software não leva em consideração o efeito da temperatura do painel solar no desempenho do sistema fotovoltaico (Psomopoulos et al., 2015).

c) *PV*SOL*

A *Valentin Energy Software*, localizada na Alemanha, desenvolveu o *PV*SOL* em 1998 como um *software de design* e avaliação 3D para sistemas fotovoltaicos. Este programa é versátil, adequado para o planejamento de sistemas fotovoltaicos, desde pequenos sistemas *off-grid* até grandes sistemas conectados à rede. O utilizador desta ferramenta tem acesso a uma variedade de módulos fotovoltaicos e inversores, podendo inserir detalhes precisos sobre a localização e o consumo anual. Além disso, o programa apresenta as especificações do módulo fotovoltaico proposto para uso, como quantidade, classe, orientação e ângulo de inclinação, bem como os detalhes do inversor sugerido.

Os resultados gerados incluem um relatório da energia anual produzida pela instalação fotovoltaica, uma taxa de desempenho e a fração solar, juntamente com a eficiência do sistema, perdas e uma análise económica. Infelizmente, a integração com outros programas não é possível (Instituto Tecnológico de Buenos Aires et al., n.d.).

3. APRESENTAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DO CASO DE ESTUDO

Este capítulo destina-se à apresentação da metodologia adotada para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo, com base num caso de estudo já em pleno funcionamento, desde março de 2022. O projeto em análise foi executado pela empresa *JAF Renováveis*, onde foi realizado o estágio e esta dissertação em contexto empresarial. Esta entidade pertencente ao Grupo JAF fundado em 1999. O Grupo detém atualmente atividades multinacionais, com foco em setores como construção, infraestruturas aeroportuárias, instalação, produção e comercialização de energia, além de promoção e investimentos imobiliários (*Grupo JAF - Construimos o Seu Futuro, Juntos*, n.d.).

O principal objetivo desta pesquisa será verificar os diferentes passos envolvidos no processo de dimensionamento do sistema fotovoltaico e avaliar, se de facto, atende às expectativas estabelecidas, com base na produção energética obtida através das ferramentas *PVGIS* e *PVSyst*.

3.1. LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA

O local no qual foi instalado o sistema fotovoltaico para autoconsumo situa-se em Portugal, na Zona Industrial Gandra Avepark, Barco nº323, 4805-017 no concelho de Guimarães, distrito de Braga, assinalado na Figura 49. A sua localização apresenta as seguintes coordenadas geográfica: latitude: 41°30'35.69"N e longitude: 8°20'6.11"W.

O local em estudo possui uma cobertura plana com cerca de 4060 m² de área, sendo apenas 2842 m² disponíveis para a acomodação dos módulos fotovoltaicos, como é possível verificar na figura seguinte, assinalado a vermelho. No entanto, uma grande parte dessa área está preenchida por equipamentos de AVAC, pelo que é necessário ter em atenção o seu sombreamento.



Figura 49 - Cobertura disponível para a instalação fotovoltaica.

3.2. DADOS CLIMÁTICOS DO LOCAL

A cidade de Guimarães, insere-se na região Norte, sub-região do Ave e o seu clima é caracterizado por ter verões curtos, mornos, secos e de céu quase sem nuvens. O inverno é fresco, com precipitação e de céu parcialmente encoberto. Ao longo do ano, em geral, a temperatura varia de 5 °C a 28 °C e raramente é inferior a 0 °C ou superior a 34 °C, resultando numa temperatura média anual de cerca de 15°C. Na figura seguinte é possível verificar as temperaturas médias de cada mês nessa região. Como referido anteriormente, estas temperaturas são importantes para dimensionar o bom funcionamento do sistema solar fotovoltaico em função das características dos inversores escolhidos (*Clima Guimarães: Temperatura, Tempo e Dados Climatológicos Guimarães, n.d.*).

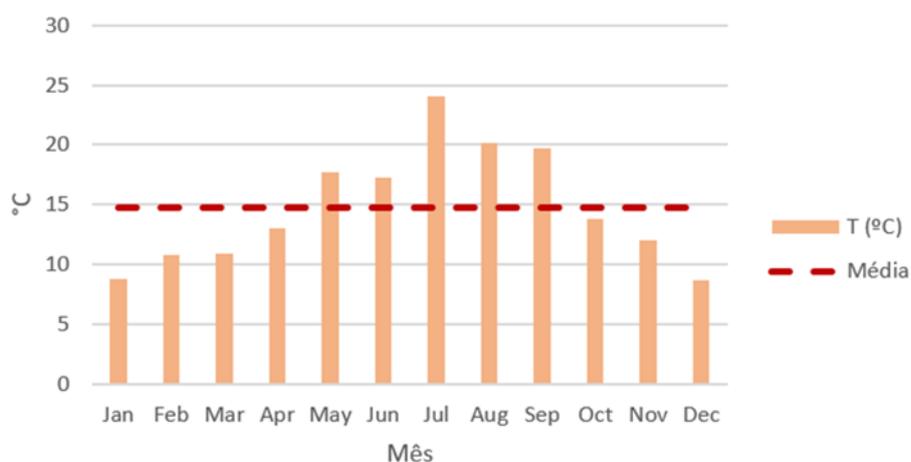


Figura 50 - Temperatura média mensal em Guimarães (2020).

Outro parâmetro fundamental para o estudo do potencial fotovoltaico da localização em estudo é a radiação incidente. A Figura 51 mostra um gráfico onde se verifica a radiação horizontal mensal durante o ano de 2020, de acordo com os dados obtidos no programa PVGIS (*Manual Do Usuário PVGIS, n.d.*).

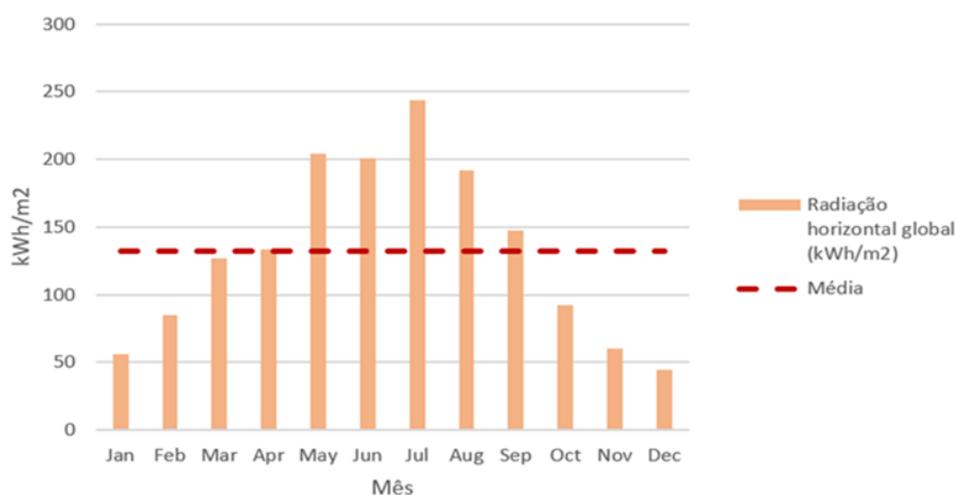


Figura 51 - Radiação média mensal em Guimarães (2020).

Observando o gráfico percebe-se que radiação solar é maior durante os meses de Verão, sendo o mês de julho o que apresenta maior radiação média, correspondendo a 244 kWh/m². Em comparação, o mês com menor radiação é o mês de dezembro, com 44 kWh/m².

Em média, a radiação solar em Guimarães ronda os 130 kWh/m², sendo que o índice global anual de radiação solar é na ordem dos 1586 kWh/m² ano em plano horizontal.

3.3. ANÁLISE AO PERFIL DE CONSUMO DO LOCAL

Normalmente, numa primeira etapa do planeamento de uma instalação fotovoltaica recorre-se a faturas ou a dados de consumos existentes para efetuar um estudo da faturação de eletricidade das correspondentes instalações, de maneira a escolher e dimensionar da melhor forma os vários equipamentos a usar e, assim, poder obter uma boa otimização do sistema.

A instalação de painéis FV para autoconsumo deve cumprir alguns requisitos, como a capacidade instalada suficiente, de modo a conseguir satisfazer a carga mais baixa de utilização diária. Assim, garante que a instalação não produz energia para além da consumida, evitando a venda de excedente à rede a preços muito inferiores ao seu custo de produção.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Além disso, deve-se ter em conta o espaço disponível para a instalação FV. A dimensão da instalação deve, como tal, ser dimensionada em função do perfil de consumo anual.

O local de estudo é alimentado em média tensão (MT) com potência contratada de 323 kW e possui quatro períodos horários, Super Vazio, Vazio Normal, Cheia e Ponta, que variam dependendo da estação do ano e do dia da semana. Esses horários são determinantes em questão da tarifa a ser contabilizada por kWh. É importante realçar que pelo enquadramento de UPAC, o limite de potência de instalação do sistema fotovoltaico deve ser inferior ou igual à potência contratada do ponto de consumo, logo, a potência do sistema fotovoltaico não pode ultrapassar os 323 kWp.

Na Tabela 5 é apresentado o ciclo semanal para MT em Portugal Continental (*PERÍODOS HORÁRIOS Na Energia Elétrica Em Portugal, 2020*).

Tabela 5 - Ciclo semanal para média tensão (MT) em Portugal Continental (períodos horários *na Energia Elétrica Em Portugal, 2020*).

| Período de hora legal de Inverno | | Período de hora legal de Verão | |
|----------------------------------|--|--------------------------------|--|
| De segunda-feira a sexta-feira | | De segunda-feira a sexta-feira | |
| Ponta: | 17.00/22.00 h | Ponta: | 14.00/17.00 h |
| Cheias: | 00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h | Cheias: | 00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h |
| Vazio normal: | 00.30/02.00 h 06.00/07.30 h | Vazio normal: | 00.30/02.00 h 06.00/07.30 h |
| Super vazio: | 02.00/06.00 h | Super vazio: | 02.00/06.00 h |
| Sábado | | Sábado | |
| Cheias: | 10.30/12.30 h 17.30/22.30 h | Cheias: | 10.00/13.30 h 19.30/23.00 h |
| Vazio normal: | 00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h | Vazio normal: | 00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h |
| Super vazio: | 03.00/07.00 h | Super vazio: | 03.30/07.30 h |
| Domingo | | Domingo | |
| Vazio normal: | 00.00/04.00 h 08.00/24.00 h | Vazio normal: | 00.00/04.00 h 08.00/24.00 h |
| Super vazio: | 04.00/08.00 h | Super vazio: | 04.00/08.00 h |

Normalmente o perfil de consumo de eletricidade nos edifícios de sector comercial e de serviços apresentam grande parte dos seus consumos entre o horário de Ponta e o horário de Cheia, sendo a altura em que se verifica grande disponibilidade do recurso solar. Neste cenário, a energia gerada será prontamente absorvida pela empresa, originando uma redução na fatura de eletricidade. No entanto, neste caso particular, o consumo é maior no horário de Cheias, já os consumos nos horários de Vazio Normal e Ponta são muito idênticos, o que revela que a o edifício em estudo apresenta consumos consideráveis em alturas do dia em que não ocorre produção fotovoltaica. Estas informações serão relevantes na questão do processo de dimensionamento do sistema.

3.4. DIAGRAMA DE CARGAS

Um dos principais dados para se dar início ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico é o conhecimento do perfil de consumo da instalação. Para tal, é necessário consultar os diagramas de carga, com dados de consumo de 15 em 15 minutos.

Após a recolha dos dados dos consumos diários para cada mês, estes são tratados, sendo gerado um gráfico para cada um. Nas Figuras 52 e 53 estão apresentados apenas dois exemplos, um de inverno (janeiro) e outro de verão (julho), respetivamente.

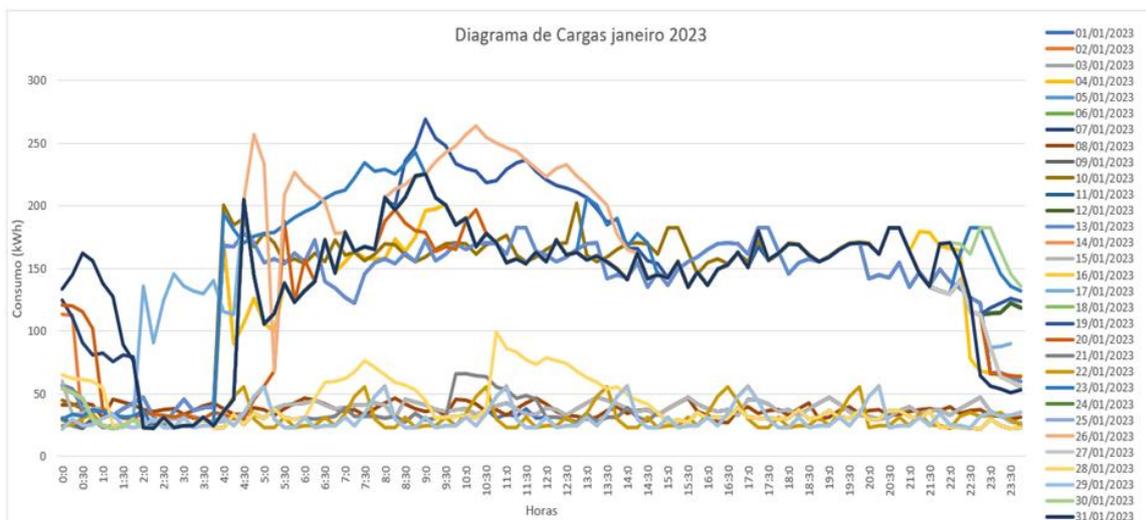


Figura 52 - Diagrama de cargas de janeiro de 2023 da edificação em estudo.

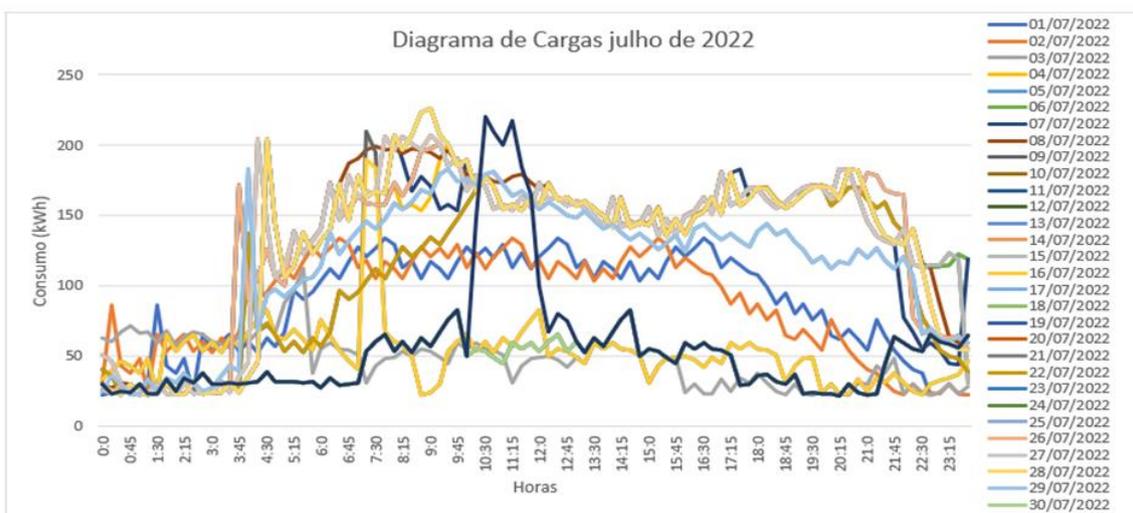


Figura 53 - Diagrama de cargas de julho de 2022 do edifício em estudo.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Como é possível observar, o padrão de consumo não é muito variável ao longo do ano, apresentado um maior consumo nos meses de inverno. Além disso, como já referido, os consumos da empresa são significativos tanto nas horas de ponta como de vazio, intensificando-se nas horas de nascer e pôr do sol. No entanto, é no horário de cheias que se verifica maior consumo, coincidindo com o horário de trabalho normal das 9h às 18h. É, ainda, notório a redução do consumo durante os fins de semanas, feriados e férias.

Após este estudo, é realizado uma aferição da energia consumida pela instalação durante o período de um ano, bem como a energia utilizada em cada mês, sendo estes valores apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Energia consumida por mês no edifício durante 1 ano em MWh.

| Mês | Energia consumida (MWh) |
|--------------|-------------------------|
| Janeiro | 80,02 |
| Fevereiro | 67,43 |
| Março | 67,97 |
| Abril | 52,75 |
| Maio | 52,84 |
| Junho | 47,6 |
| Julho | 64,03 |
| Agosto | 61,92 |
| Setembro | 52,2 |
| Outubro | 46,6 |
| Novembro | 58,22 |
| Dezembro | 60,5 |
| TOTAL | 712,08 |

Com a base na informação dos consumos diários da empresa, é possível aferir que a potência ideal nominal, de forma a não se ter muito excedente e poder autoconsumir grande parte da potência fotovoltaica gerada, deve ser entre 150 e 200 kWn.

3.5. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Pela análise realizada na seção anterior, foi determinada como potência nominal ideal para este sistema de autoconsumo. No entanto, é essencial considerar se essa capacidade é a mais adequada para o projeto. Dessa forma, torna-se crucial, inicialmente, selecionar o tipo de painel fotovoltaico a ser instalado e calcular o número necessário de painéis, tendo em conta essa potência e a escolha do melhor inversor. A seguir, é importante verificar a disponibilidade de espaço para a instalação da quantidade de painéis prevista, levando em consideração possíveis obstáculos e sombreamento. Além disso, é necessário avaliar o tipo de terreno ou telhado onde será realizada a instalação e decidir sobre a estrutura apropriada a ser utilizada.

3.5.1. SELEÇÃO E ESPECIFICAÇÃO DOS PAINÉIS FV E INVERSORES

3.5.1.1. PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Os módulos escolhidos para esta instalação foram os módulos monocristalinos *SL45-72MAI-450L* da marca *S-Energy* de potência pico de 450 W. A escolha deveu-se sobretudo por ser, naquela altura (2022), o principal fornecedor da Empresa e por ter o melhor preço face à concorrência (0,232 €/Wp) e por ser de silício monocristalino que são mais eficientes que os policristalinos.

As características principais deste módulo são mostradas na Figura 54 e no Anexo A apresenta-se o seu *datasheet*.

| STC (irradiance 1,000W/m ² , module temperature 25°C, AM=1.5) | SL45-72MAI-440L | SL45-72MAI-445L | SL45-72MAI-450L | SL45-72MAI-455L |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Rated Power (P _{max}) | 440W | 445W | 450W | 455W |
| Voltage at P _{max} (V _{mp}) | 41.1V | 41.3V | 41.5V | 41.7V |
| Current at P _{max} (I _{mp}) | 10.71A | 10.78A | 10.85A | 10.92A |
| Warranted Minimum P _{max} | 440W | 445W | 450W | 455W |
| Short-Circuit Current (I _{sc}) | 11.46A | 11.53A | 11.60A | 11.66A |
| Open-Circuit Voltage (V _{oc}) | 48.9V | 49.1V | 49.3V | 49.5V |
| Module Efficiency | 20.2% | 20.5% | 20.7% | 20.9% |
| Operating Module Temperature | -40°C to +85°C | | | |
| Maximum System Voltage | 1,500V | | | |
| Fuse Rating | 20A | | | |
| Maximum Reverse Current | 27A | | | |
| Power Tolerance | 0 ~ +5W | | | |

Figura 54 - Especificações elétricas do módulo fotovoltaico *SL45-72MAI-450L* da marca *S-Energy*.

3.5.1.2. INVERSOR

A escolha do inversor a utilizar está dependente da potência que se pretende instalar. Tendo em conta que a potência ideal deve ser entre 150 e 200 kWn, será necessário um inversor ou um conjunto de inversores com essa capacidade. Nesta instalação, a empresa *JAF Renováveis* optou pelo *HUAWEI SUN2000-60KTL-M0*. Uma vez que este inversor possui uma potência de 60 kW, seria aconselhável instalar três destes inversores, resultando numa potência de 180 kWn. Esta abordagem assegura que a potência desejada não é ultrapassada, evitando assim um elevado excedente, sobretudo durante o verão.

As principais características deste inversor são apresentadas na Figura 55 e todos os detalhes técnicos estão disponíveis também no Anexo A.

| Efficiency | |
|-------------------------------------|---|
| Max. Efficiency | 98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V |
| European Efficiency | 98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V |
| Input | |
| Max. Input Voltage | 1,100 V |
| Max. Current per MPPT | 22 A |
| Max. Short Circuit Current per MPPT | 30 A |
| Start Voltage | 200 V |
| MPPT Operating Voltage Range | 200 V ~ 1,000 V |
| Rated Input Voltage | 720 V@ 480 Vac; 600V @380 Vac / 400 Vac |
| Number of Inputs | 12 |
| Number of MPP Trackers | 6 |
| Output | |
| Rated AC Active Power | 60,000 W |
| Max. AC Apparent Power | 66,000 VA |
| Max. AC Active Power (cosφ=1) | 66,000 W |
| Rated Output Voltage | 220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE |
| Rated AC Grid Frequency | 50 Hz / 60 Hz |
| Rated Output Current | 91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V |
| Max. Output Current | 100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V |
| Adjustable Power Factor Range | 0.8 LG ... 0.8 LD |
| Max. Total Harmonic Distortion | < 3% |

Figura 55 - Principais características do inversor *HUAWEI SUN2000-60KTL-M0* de 60 kW.

3.5.2. DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE MÓDULOS

Tendo em conta o tipo de painéis fotovoltaicos e o número de inversores necessários, é agora possível determinar a quantidade de módulos requeridos para esta instalação. Para garantir que os inversores operem com maior eficiência e à sua potência nominal durante mais horas, é aconselhável que a razão de potência esteja entre 1,1 e 1,3. Neste caso, foi adotada uma razão de potência de 1,20, o que implica que a potência pico será superior em 20% à potência nominal, resultando numa potência de instalação de 216 kWp.

$$R_p = \frac{P_{pMódulos}}{P_{nInversor}} \Leftrightarrow P_{pMódulos} = 1,20 \times 180 = 216 \text{ kWp} \quad (11)$$

Assim, o número de painéis necessários para esta estrutura é calculado pela seguinte fórmula:

$$P_p = n^{\circ}módulos \times P_{pmódulos} \Leftrightarrow n^{\circ}módulos = \frac{216}{0,450} = 480 \text{ módulos} \quad (12)$$

3.5.3. ÁREA DISPONÍVEL

Após determinar o número de módulos necessários para instalação de autoconsumo, deve-se estudar se existe espaço disponível para a sua acomodação. A área disponível, como citado, está muito limitada pela quantidade de equipamentos de AVAC que se encontram no local. Além disso, deve-se ter atenção ao sombreamento dos mesmos, bem como o espaçamento entre painéis de forma a não criar sombreamento entre eles e para que haja espaço para manutenção e limpeza em momentos posteriores.

Portanto, com recurso à ferramenta de desenho 2D, *AUTOCAD*, é possível verificar o espaço disponível para a colocação dos painéis, estando a cinzento, na Figura 56, a zona limitada quer por sombreamento da platibanda quer pelos equipamentos e o seu sombreamento. Assim, torna-se impossível a colocação de 480 módulos reorientados para sul.

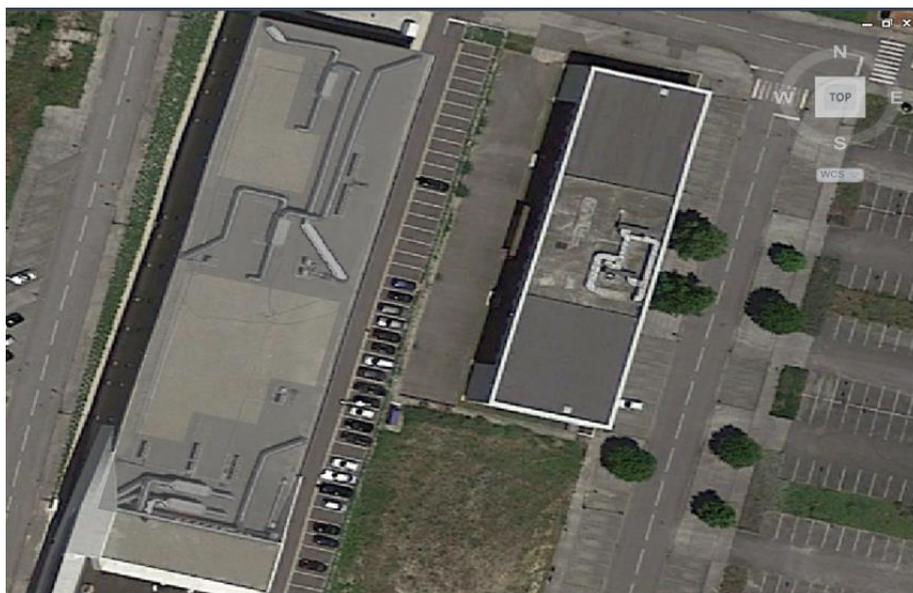


Figura 56 - Espaço disponível na cobertura do edifício para acomodação dos painéis fotovoltaicos.

3.5.4. CONFIGURAÇÃO FINAL

Uma vez que a área disponível não é suficiente para a instalação dos módulos fotovoltaicos necessários, torna-se essencial procurar uma nova opção que maximize a produção fotovoltaica dirigida para o autoconsumo de energia.

Uma análise mais detalhada do perfil de consumo da empresa revela que os gastos energéticos ao longo do dia são prolongados, mantendo-se consistentemente acima de 30 kWh. Observam-se picos de consumo logo nas primeiras horas da manhã, com consumos a níveis elevados praticamente todo o dia.

Diante dessa situação, foi apresentado como solução a instalação de painéis tanto na orientação este (nascente) como na orientação oeste (poente), com azimutes de -75° e 105° respetivamente, em relação ao Sul, e com uma inclinação com a horizontal de 13° , sendo a inclinação padrão desta estrutura como demonstrado na Figura 57. Com esta abordagem, foi possível acomodar 286 painéis, divididos igualmente entre as duas direções, resultando numa potência instalada de 128,7 kWp e uma potência nominal de 120 kWh, sendo, portanto, necessários apenas dois inversores *HUAWEI* de 60 kW.



Figura 57 - Configuração final do sistema fotovoltaico do local em estudo com azimutes de -75° e 105° e inclinação de 13° .

Esta disposição permite que a produção fotovoltaica seja prolongada por mais horas ao longo do dia, alinhando-se melhor com os padrões de consumo do edifício. Dessa forma, a energia gerada pelos painéis é mais bem aproveitada, minimizando os excedentes, especialmente em dias de menor consumo, como fins de semana e feriados.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Ao instalar painéis solares fotovoltaicos voltados para a direção do nascer e do pôr do sol, o edifício beneficia de uma distribuição mais uniforme da produção de energia ao longo do dia. Esta abordagem garante que a energia gerada seja utilizada de maneira mais eficiente, atendendo às necessidades da empresa sem desperdiçar energia gerada.

A seguir, são apresentadas duas figuras que demonstram o resultado da instalação do sistema fotovoltaico. As imagens destacam o meticuloso acompanhamento dos painéis com o telhado, proporcionando uma estética visualmente agradável, exatamente como havia sido exigido pelo cliente.



a)



b)

Figura 58 - a) Estrutura Nascente- Poente e inclinação com horizontal de 13° utilizada no projeto b) Vista aérea do edifício com o sistema fotovoltaico instalado.

Verifica-se um cuidado com os detalhes na montagem dos painéis e na fixação segura das estruturas de suporte, resultando num arranjo harmônico e bem organizado, que se integra perfeitamente à arquitetura do edifício.

3.6. CONFIGURAÇÃO E SIMULAÇÃO DO CASO DE ESTUDO EM SOFTWARES FOTOVOLTAICOS

Conhecida a instalação real em estudo, é realizado um processo de simulação em dois programas fotovoltaicos distintos, com o objetivo de avaliar sua complexidade e determinar qual deles apresenta uma maior proximidade com a realidade.

3.6.1. PVSyst

A primeira simulação foi realizada no *software PVSyst*. O dimensionamento neste programa de sistemas fotovoltaicos ligados à rede divide-se em várias etapas, tais como, a caracterização do local, seleção e configuração dos equipamentos, atribuição de perdas do sistema e por último a sua simulação.

3.6.1.1. DADOS GEOGRÁFICOS E METEOROLÓGICOS

Como primeira etapa, determina-se o local exato da instalação através das coordenadas geográficas. De seguida, prossegue-se à seleção dos dados meteorológicos de referência. Neste caso, utilizou-se a base de dados do programa, *Meteonorm 8.1*, o qual fornece os parâmetros de radiação no período de 1996 a 2015 e os demais parâmetros (temperatura, ponto de orvalho, vento, precipitação e dias com precipitação) referentes aos anos de 2000 a 2019 (*Intro - Meteonorm (De)*, n.d.).

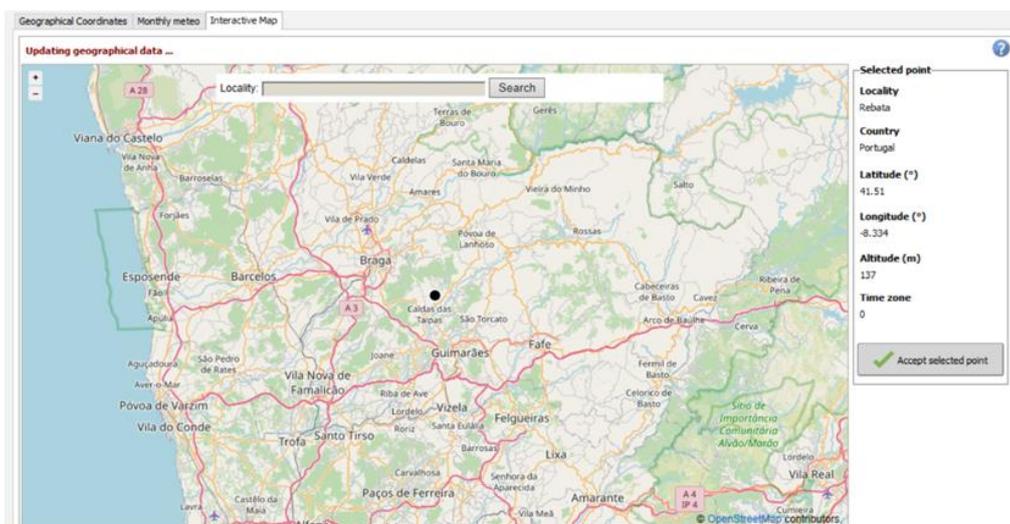


Figura 59 - Identificação do local instalado no PVSyst.

Por meio dos dados fornecidos, é possível obter os valores médios mensais e anuais da irradiação global, irradiação difusa, temperatura ambiente e velocidade do vento. Na Figura 60 são apresentados os valores assumidos pelo *software*, considerando o local de implementação do sistema em estudo.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

| | Global horizontal irradiation kWh/m ² /mth | Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² /mth | Temperature °C | Wind Velocity m/s | Linke turbidity [-] | Relative humidity % |
|-------------|--|---|-------------------|----------------------|------------------------|------------------------|
| January | 53.7 | 24.2 | 9.8 | 3.30 | 2.676 | 81.2 |
| February | 75.9 | 34.9 | 10.3 | 3.29 | 2.795 | 77.8 |
| March | 120.6 | 57.7 | 12.3 | 3.49 | 3.145 | 74.1 |
| April | 151.8 | 66.2 | 13.7 | 3.39 | 3.160 | 76.9 |
| May | 191.9 | 83.8 | 16.0 | 3.30 | 3.204 | 74.9 |
| June | 203.6 | 74.1 | 18.2 | 3.09 | 3.178 | 77.3 |
| July | 216.6 | 77.3 | 19.5 | 2.91 | 2.986 | 78.0 |
| August | 189.3 | 65.5 | 19.9 | 2.79 | 3.074 | 76.2 |
| September | 142.4 | 53.9 | 18.6 | 2.60 | 2.986 | 77.4 |
| October | 94.5 | 41.6 | 16.7 | 3.10 | 2.974 | 77.9 |
| November | 61.2 | 26.5 | 12.3 | 3.30 | 2.754 | 80.8 |
| December | 47.0 | 23.8 | 10.6 | 3.40 | 2.660 | 79.9 |
| Year | 1548.5 | 629.5 | 14.8 | 3.2 | 2.966 | 77.7 |

Global horizontal irradiation year-to-year variability 4.5%

Figura 60 - Dados meteorológicos fornecidos pelo PVsyst da zona em estudo.

Analisando os principais dados anteriores, pode-se observar que a irradiação global é mais elevada durante os meses de verão, alcançando seu valor máximo em julho, com 216,6 kWh/m², e é menor nos meses de inverno. Dezembro apresenta o menor valor, com 47,0 kWh/m², resultando numa média anual de 1548,5 kWh/m². Quanto à irradiação difusa média anual, regista-se o valor de 629,5 kWh/m², enquanto a temperatura média anual é de 14.8 °C. De modo geral, os valores de radiação e temperatura médias mensais não variam muito dos valores assumidos como referência para este local.

3.6.1.2. DETERMINAÇÃO DA ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO DOS PAINÉIS FV

De seguida, ajusta-se o ângulo de inclinação (*tilt*) e o ângulo azimute ou orientação (*azimuth*) dos módulos fotovoltaicos. O ângulo azimute é composto entre a direção do módulo fotovoltaico e o sul geográfico para uma montagem que será fixa, ou seja, sem seguimento solar. Nas Figuras 61 e 62 são apresentadas as duas orientações (105° e -75°) com uma inclinação de 13°, sendo que este projeto será estudado para produção fotovoltaica para todo ano e não sazonal.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

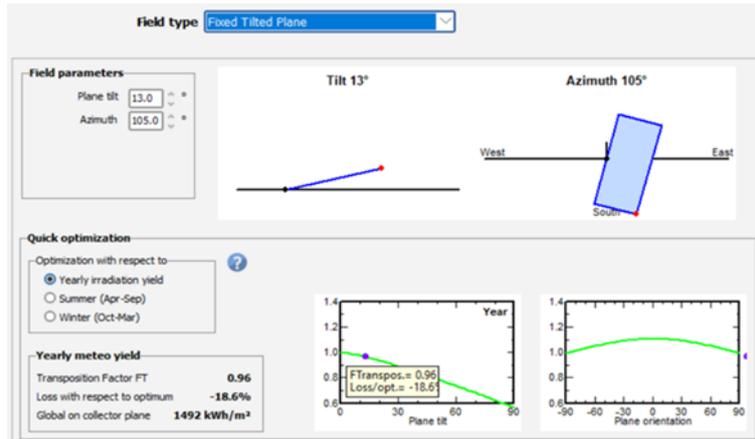


Figura 62 - Definição da orientação e inclinação dos painéis a poente (105°).

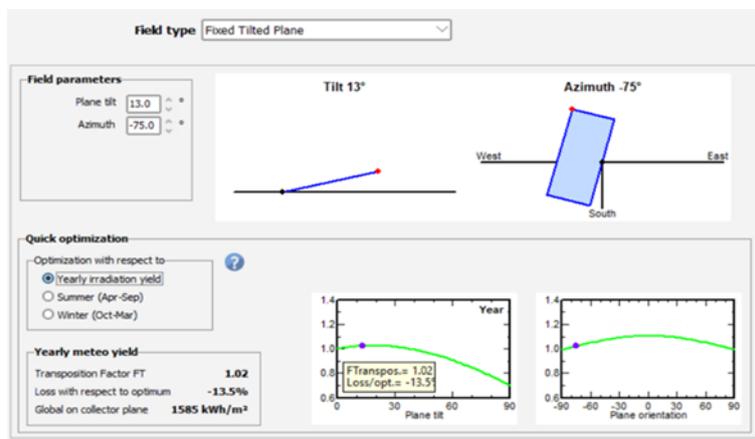


Figura 61 -Definição da orientação e inclinação dos painéis a nascente (-75°).

O Fator de Transposição (FT) é a razão entre a irradiação incidente no plano e a irradiação horizontal, ou seja, um fator que determina a perda ou ganho de incidência conforme a alteração da inclinação e orientação dos painéis. Neste caso, observa-se uma perda de incidência maior com a orientação a poente, ou seja, a 105°.

3.6.1.3. CONFIGURAÇÃO E SELEÇÃO DOS COMPONENTES

Nesta etapa foram selecionados o número e tipo de módulos fotovoltaicos e inversores, de acordo com as suas especificações. Como se trata de duas orientações diferentes, foram feitas duas simulações, para 105° e -75°, sendo que cada simulação foi introduzida 143 painéis, resultando numa potência de 64,36 kWp e, portanto, utilizado para cada configuração um inversor *Huawei* de 60 kWn.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Na figura seguinte, ilustra apenas uma das duas configurações do sistema, como elemento representativo.

The screenshot displays the PVSystem software interface for configuring a sub-array. The main configuration area is titled 'Sub-array' and includes the following sections:

- Sub-array name and Orientation:** Name: PV Array, Tilt: 13°, Azimuth: 105°, Orient.: Fixed Tilted Plane.
- Pre-sizing Help:** Enter planned power: 64.4 kWp, or available area(modules): 311 m². A 'Resize' button is available.
- Select the PV module:** Filter: All PV modules, Approx. needed modules: 143. Selected module: S-Energy 450 Wp 35V Si-mono SL45-72MAI-450L. Sizing voltages: V_{mpp} (60°C): 35.7 V, Voc (-10°C): 54.2 V.
- Select the inverter:** Output voltage: 400 V Tri 50Hz. Selected inverter: Huawei Technologies 60 kW 200 - 1000 V TL 50/60 Hz SUN2000-60KTL-M0 400Vac. Inverter power used: 60.0 kWac. Input maximum voltage: 1100 V. Inverter with 6 MPPT.
- Design the array:** Number of modules and strings: Mod. in series: 13, Nb. strings: 11. Overload loss: 0.0%, Prom ratio: 1.07. Operating conditions: V_{mpp} (60°C): 464 V, V_{mpp} (20°C): 542 V, Voc (-10°C): 705 V. Plane irradiance: 1000 W/m². Max. operating power (at 965 W/m² and 50°C): 56.8 kW. Array nom. Power (STC): 64.4 kWp.
- List of subarrays:** A table showing the configuration of sub-arrays:

| Name | #Mod #Inv. | #String #MPPT |
|----------------------------------|------------|---------------|
| PV Array | | |
| S-Energy - SL45-72MAI-450L | 13 | 11 |
| Huawei Technologies - SUN2000... | 1 | 6 |
- Global system summary:** Nb. of modules: 143, Module area: 311 m², Nb. of inverters: 1, Nominal PV Power: 64.4 kWp, Nominal AC Power: 60.0 kWac, Prom ratio: 1.073.

Figura 63 - Seleção e configuração do sistema fotovoltaico no PVSystem.

A Figura 63 apresenta os principais parâmetros do sistema fotovoltaico a ser simulado, com uma configuração de 11 *strings* de 13 módulos em série, totalizando 143 módulos e ocupando uma área aproximada de 311 m². No lado direito, é possível verificar se de facto esta configuração está em conformidade e se se pode proceder à próxima etapa.

Em seguida, foram definidas algumas perdas do sistema de forma obter-se uma simulação o mais precisa possível. Foram consideradas as perdas de potência dos módulos fotovoltaicos, bem como a sua degradação devido à exposição à luz solar.

The screenshot displays the PVSystem software interface for configuring losses. The interface is divided into four sections:

- Module quality:** Module efficiency loss: -0.5%. Deviation of the average effective module efficiency with respect to manufacturer specifications. (negative value indicates over-performance).
- Module mismatch losses:** Power Loss at MPP: 2.0%. Detailed computation button.
- LID - Light Induced Degradation:** LID loss factor: 1.5%. Degradation of crystalline silicon modules in the first operating hours with respect to the manufacturing flash test STC values.
- Strings voltage mismatch:** Power Loss at MPP: 0.14%. Detailed study button.

Figura 64 - Atribuição de perdas ao sistema em estudo.

Às perdas por sujidade foi estimado em 1%, como se verifica na Figura 65.

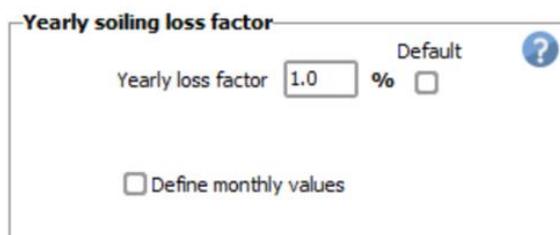


Figura 65 - Definição de perdas por sujidade no sistema fotovoltaico.

Por fim, para uma simulação mais realista, é necessário inserir o perfil de consumo do local em questão. O programa permite fazer *upload* de um arquivo em formato *CSV* com os dados de consumo, seguindo alguns critérios para a organização dos dados, sendo a energia definida em Wh ou kWh. Esse arquivo é lido e validado somente se possuir exatamente 8760 linhas, correspondentes ao consumo de todas as horas do ano.

Após o dimensionamento do sistema fotovoltaico, prossegue-se com a simulação, gerando um relatório que abrange todas as variáveis utilizadas no projeto, além de informações mais relevantes, como a energia disponível à saída do inversor, a energia injetada na rede, a energia proveniente da rede e o consumo da instalação. O relatório também inclui o diagrama de perdas de todo o sistema.

3.6.2. PVGIS

Como forma de comparar dois programas de simulação fotovoltaica, foi realizada outra simulação no programa gratuito europeu, *PVGIS*. O *PVGIS* não se mostra tão complexo quanto o *PVSyst*, não exigindo a seleção dos componentes e a sua disposição. Para realizar a simulação neste programa, basta selecionar o local da instalação através das coordenadas geográficas. Em seguida, escolhe-se o tipo de estudo, optando por um estudo mais abrangente e próximo possível à realidade, sendo selecionado o estudo de dados por hora.

O banco de dados empregado nesta simulação foi o *PVGIS-ERA5*, um banco de dados europeu que utiliza modelos matemáticos para estimar parâmetros climáticos de períodos passados. Para esta simulação específica, utilizou-se o ano meteorológico de 2020, o qual apresenta uma proximidade máxima com o caso de estudo em questão (2022). Vale ressaltar que o programa possibilita a seleção de um intervalo de tempo desde 2005.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

De seguida, deve-se escolher o tipo de montagem, bem como a inclinação e orientação dos painéis. Como há duas orientações, a Figura 68 ilustra apenas o estudo para a orientação a poente (105°).

Por fim, seleciona-se a tecnologia fotovoltaica, silício cristalino, a potência da instalação do projeto, 64,35 kWp e as perdas do sistema de 14%, sendo o valor padrão do programa.

Após a definição desses critérios, a simulação é executada e os resultados são extraídos no formato CSV, fornecendo os valores de radiação, assim como apenas a produção fotovoltaica de hora em hora durante um ano.

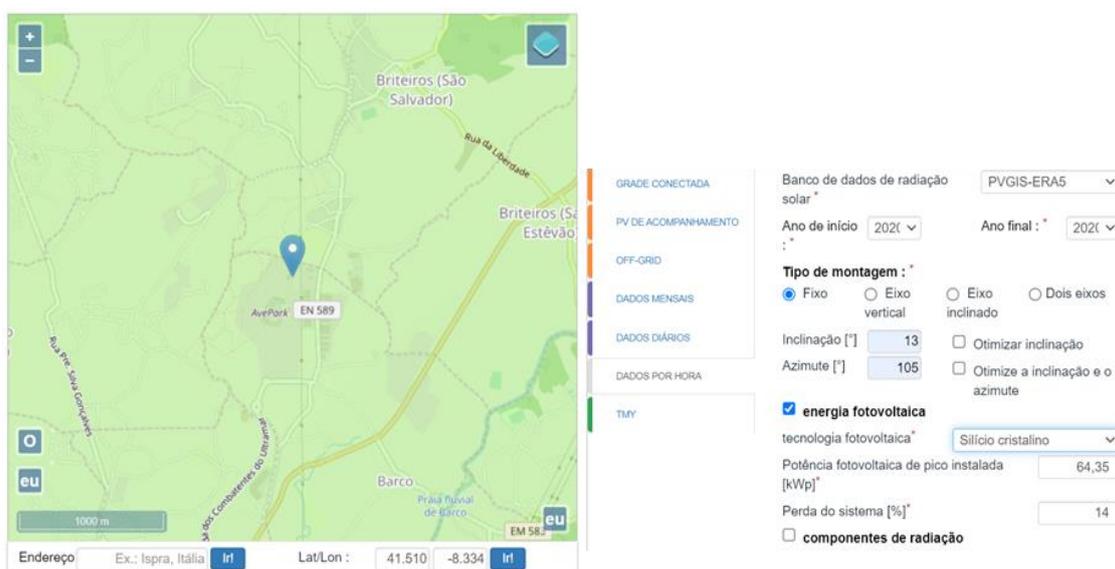


Figura 66 - Configuração do sistema fotovoltaico no PVGIS.

4. ANÁLISE DE RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados da simulação do desempenho energético da instalação fotovoltaica em estudo, realizada com os softwares *PVsyst* e *PVGIS*. O principal objetivo é comparar os dados simulados com os dados reais da instalação e avaliar a precisão de cada programa, com foco especial na produção fotovoltaica. Além disso, serão analisadas novas configurações do sistema para verificar se a instalação foi bem dimensionada e atende aos requisitos estabelecidos.

4.1. ANÁLISE DO DESEMPENHO REAL DO SISTEMA FV

Dado que o caso de estudo se trata de uma instalação fotovoltaica em operação por mais de um ano, é importante avaliar o seu desempenho para estabelecer um ponto de referência para comparação com as simulações realizadas.

Com recurso ao sistema de monitorização instalado no sistema, *SmartLogger*, incorporado nos inversores, é possível aceder aos consumos e produção fotovoltaica. A plataforma de monitorização utilizado pela marca *Huawei* denomina-se *FusionSolar*.

Nas figuras seguintes verifica-se a gestão de energia feita pela empresa desde a sua instalação, março de 2022 até março de 2023, respetivamente.

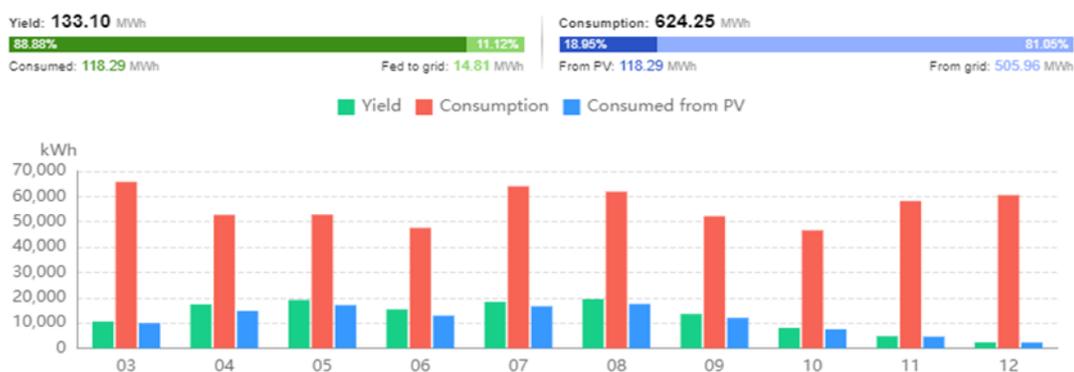


Figura 67 – Dados retirados no *FusionSolar* da gestão de energia da empresa em 2022.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

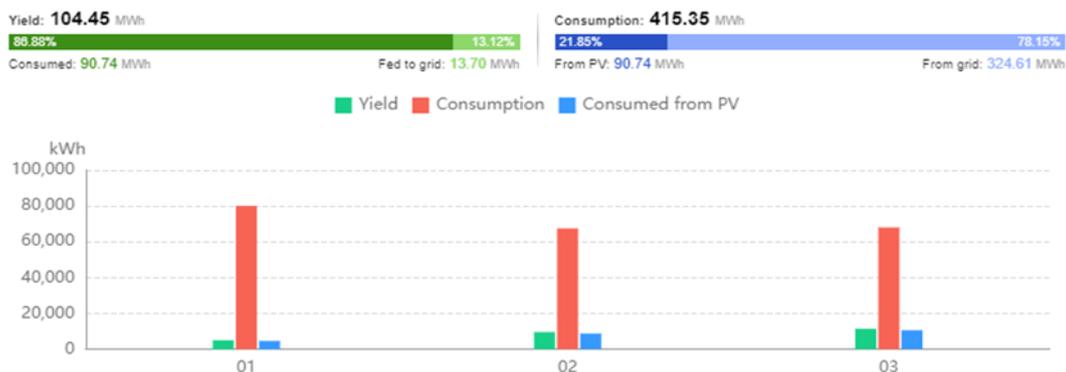


Figura 68 – Dados retirados no *FusionSolar* da gestão de energia da empresa em 2023.

Observa-se que a cor verde representa a produção fotovoltaica, a vermelho indica o consumo total do sistema, e a cor azul representa o consumo proveniente da energia fotovoltaica.

Na Tabela 7 encontram-se os valores concretos gerados pelo sistema ao longo de um ano com a informação relativa à produção fotovoltaica e à sua eficiência.

Tabela 7 - Dados gerados no *FusionSolar* da instalação durante 1 ano de funcionamento.

| | Energia Consumida pela Empresa (MWh) | Energia Produzida PV (MWh) | Energia Autoconsumida (MWh) | Energia Injetada na Rede (MWh) | Energia da Rede (MWh) | Capacity Factor (%) | Rácio E.Autoconsumo/ E.produzidaPV (%) | Rácio E.produzidaPV/ E.consumida Empresa (%) |
|-----------|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------|---------------------|--|--|
| janeiro | 80,02 | 5,02 | 4,63 | 0,39 | 75,39 | 5% | 92% | 6% |
| fevereiro | 67,43 | 9,59 | 8,78 | 0,81 | 58,65 | 11% | 92% | 14% |
| março | 67,97 | 11,43 | 10,61 | 0,82 | 57,36 | 12% | 93% | 17% |
| abril | 52,75 | 17,4 | 14,8 | 2,6 | 37,95 | 19% | 85% | 33% |
| maio | 52,84 | 19,12 | 17,08 | 2,04 | 35,76 | 20% | 89% | 36% |
| junho | 47,6 | 15,42 | 12,91 | 2,51 | 34,69 | 17% | 84% | 32% |
| julho | 64,03 | 18,33 | 16,62 | 1,71 | 47,41 | 19% | 91% | 29% |
| agosto | 61,92 | 19,45 | 17,52 | 1,93 | 44,4 | 20% | 90% | 31% |
| setembro | 52,2 | 13,59 | 12,04 | 1,55 | 40,16 | 15% | 89% | 26% |
| outubro | 46,6 | 8,1 | 7,54 | 0,56 | 39,06 | 8% | 93% | 17% |
| novembro | 58,22 | 4,81 | 4,63 | 0,18 | 53,59 | 5% | 96% | 8% |
| dezembro | 60,5 | 2,35 | 2,3 | 0,05 | 58,2 | 2% | 98% | 4% |
| Ano | 712,08 | 144,61 | 129,46 | 15,15 | 582,62 | 13% | 90% | 20% |

Pela análise da tabela, constata-se que a produção fotovoltaica representa menos de um quarto dos consumos praticados pela empresa. Essa limitação ocorre devido ao subdimensionamento do sistema, já que o espaço disponível é restrito. O maior índice é registado em maio, com aproximadamente 36%, enquanto o menor ocorre em dezembro, com 4%, sendo que no geral o rácio produção fotovoltaica em função da energia total consumida pela empresa rondou os 18,2%.

Além disso, observa-se que o fator de capacidade, que relaciona a energia produzida real em função da energia produzida caso funcionasse ininterruptamente, 24 horas por dia, 7 dias por semana, na capacidade máxima, ou seja, na potência instalada de 128,7kWp, é maior nos meses de verão, devido à maior incidência de radiação solar e, conseqüentemente, maior geração de energia fotovoltaica. Este fator encontra-se dentro das gamas normais, entre 10-25%, variando conforme a localização da instalação.

É interessante notar que o rácio entre a energia autoconsumida e a produzida é inferior durante os meses de verão e maior nos meses de inverno. Isso indica a existência de um excedente de produção nos meses de verão, especialmente aos fins de semana e feriados, quando os consumos da empresa são mais baixos. Nessas ocasiões, a produção fotovoltaica consegue suprir o consumo energético da empresa. A nível anual, a energia injetada na rede é muito baixa, fruto da pequena produção face ao consumo, enquanto a energia produzida é praticamente consumida, apresentando uma percentagem de cerca de 90%.

Para uma melhor compreensão, foram selecionados 3 dias diferentes ao longo do ano, abrangendo situações distintas. Primeiro foi escolhido um dia de inverno, quando os consumos são ligeiramente superiores e a produção fotovoltaica é muito baixa. O segundo dia corresponde a um dia de verão, e o terceiro corresponde a um fim de semana, em que os consumos são praticamente iguais em todos os meses.

Na Figura 69, verifica-se os dados referentes a um dia específico de inverno com sol, correspondendo ao dia 11 de janeiro. Nessa representação, fica evidente a significativa discrepância entre o consumo da empresa, de 2770 kWh, e a produção fotovoltaica de apenas 253 kWh. Além disso, é notável que toda a energia produzida foi consumida.

Nota-se que, nesse dia em particular, a produção fotovoltaica começou praticamente ao nascer do sol e parou de produzir ao final do dia, devido à instalação estar orientada para este e oeste. A curva de produção não apresenta muitas irregularidades, o que indica que foi um dia ensolarado, sem nuvens. A potência de produção atinge o seu máximo, cerca de 55 kW, quando o sol atinge o seu ponto mais alto, por volta do meio-dia.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Devido aos dias de inverno serem mais curtos, a produção fotovoltaica tem uma duração limitada, iniciando aproximadamente às 7h30 e encerrando entre as 17h e as 18h.

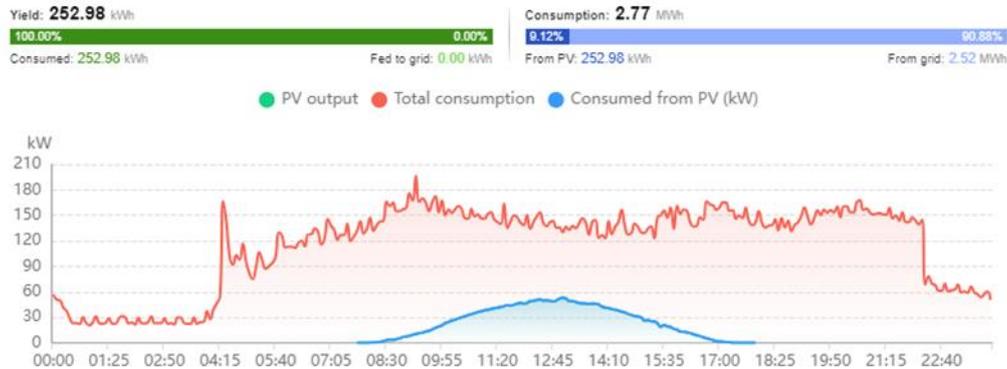


Figura 69 - Dados dos consumos e produção fotovoltaica da empresa referente ao dia 11 de janeiro de 2023.

Na Figura 70, pode-se observar um dia típico de verão, especificamente o dia 20 de julho de 2022. A produção fotovoltaica é notavelmente maior em comparação com os dias de inverno, alcançando os 818,58 kWh. O consumo da empresa baixou ligeiramente para os 2520 kWh, com uma leve redução na potência máxima atingida. Tal como o exemplo anterior, este dia também foi um dia ensolarado e sem nuvens, garantindo uma produção contínua de energia, que foi totalmente consumida, sem excedentes. Devido à maior duração dos dias de verão, a produção fotovoltaica ocorreu entre as 6h e as 20h.

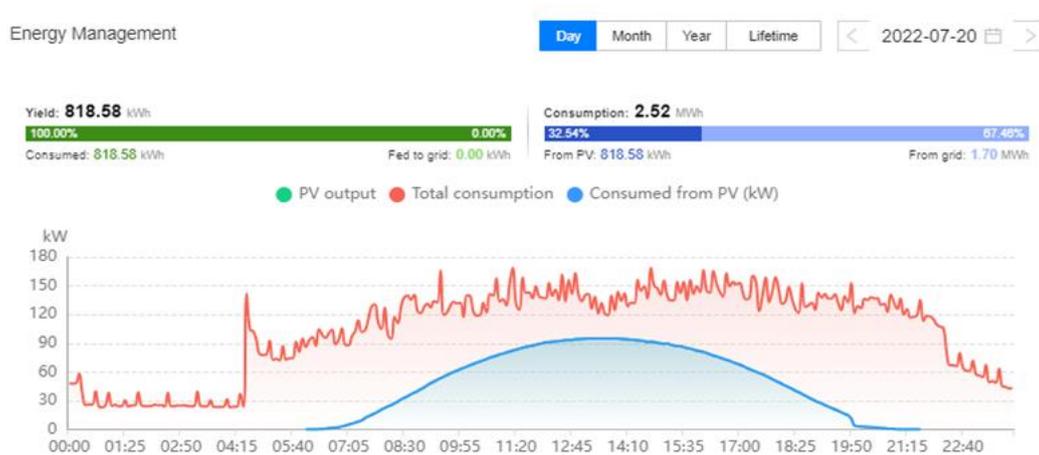


Figura 70 - Dados dos consumos e produção fotovoltaica da empresa referente ao dia 20 de julho de 2022.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Na Figura 71 é identificado um dia representativo de um fim de semana ou feriado, neste caso o dia escolhido foi 17 de setembro. Este exemplo apresenta algumas particularidades em relação aos casos anteriores. A produção fotovoltaica não segue uma curva constante devido à presença de sol com nuvens, pois o espaço não apresenta possíveis sombreamentos. Além disso, os consumos são consideravelmente mais baixos em comparação com um dia normal de trabalho, uma potência de consumo média de 40 kW, totalizando um consumo diário de 854 kWh.

Devido aos consumos reduzidos, a produção fotovoltaica consegue suprir e até mesmo exceder, em alguns momentos, a energia necessária, principalmente durante as horas de pico quando o sol está no zênite. Isso resulta num excedente de 124 kWh em relação aos 511 kWh produzidos, diminuindo, assim, a quantidade de energia da rede necessária para atender às necessidades do local.

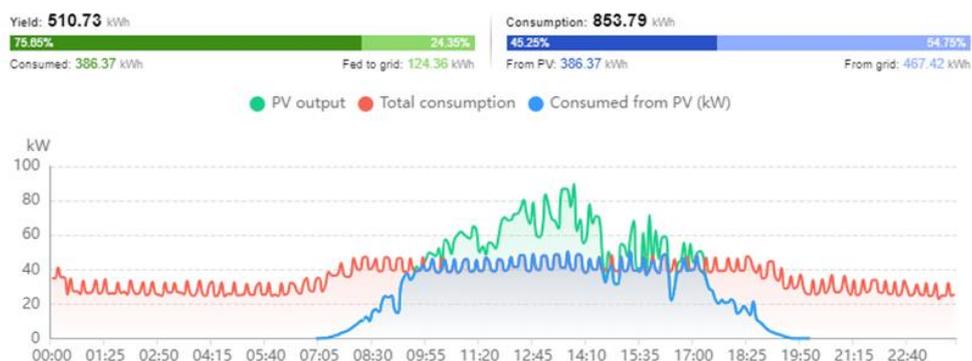


Figura 71 - Dados dos consumos e produção fotovoltaica da empresa do dia 17 de setembro de 2022.

4.2. ANÁLISE DO DESEMPENHO DO SISTEMA SIMULADO NO PVSyst

Após concluída a análise da instalação real, procede-se ao estudo das simulações realizadas no *software PVSyst*. Na Tabela 8 apresentam-se os valores gerados pelo programa, incluindo previsão de energia produzida, autoconsumida, energia injetada na rede e energia consumida da rede. O relatório detalhado desta simulação está disponível no Anexo B.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Tabela 8 - Resultados obtidos da simulação do sistema FV no PVSyst.

| | Irradiação Global Horizontal (MWh/m ²) | Irradiação Difusa Horizontal (MWh/m ²) | Temperatura Média (°C) | Irradiação Global Incidente (MWh/m ²) | Irradiação Global Efetiva (MWh/m ²) | Energia Consumida pela Empresa (MWh) | Energia Produzida PV (MWh) | Energia Autoconsumida (MWh) | Energia Injetada na Rede (MWh) | Energia da Rede (MWh) |
|-----------|--|--|------------------------|---|---|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------|
| janeiro | 0,05 | 0,02 | 9,81 | 0,05 | 0,05 | 80,20 | 5,84 | 5,39 | 0,45 | 74,81 |
| fevereiro | 0,08 | 0,03 | 10,26 | 0,08 | 0,07 | 67,43 | 8,47 | 8,04 | 0,42 | 59,39 |
| março | 0,12 | 0,06 | 12,26 | 0,12 | 0,11 | 67,97 | 13,50 | 12,53 | 0,97 | 55,44 |
| abril | 0,15 | 0,07 | 13,7 | 0,15 | 0,14 | 52,75 | 16,87 | 14,35 | 2,52 | 38,40 |
| maio | 0,19 | 0,08 | 16,03 | 0,19 | 0,18 | 52,84 | 21,10 | 18,57 | 2,53 | 34,27 |
| junho | 0,20 | 0,07 | 18,19 | 0,20 | 0,19 | 47,60 | 22,11 | 18,51 | 3,60 | 29,09 |
| julho | 0,22 | 0,08 | 19,45 | 0,21 | 0,21 | 64,03 | 23,42 | 21,08 | 2,34 | 42,95 |
| agosto | 0,19 | 0,07 | 19,89 | 0,19 | 0,18 | 61,92 | 20,48 | 18,45 | 2,03 | 43,47 |
| setembro | 0,14 | 0,05 | 18,57 | 0,14 | 0,13 | 52,20 | 15,50 | 13,73 | 1,77 | 38,47 |
| outubro | 0,09 | 0,04 | 16,71 | 0,09 | 0,09 | 46,60 | 10,32 | 9,61 | 0,71 | 36,99 |
| novembro | 0,06 | 0,03 | 12,34 | 0,06 | 0,06 | 58,22 | 6,66 | 6,41 | 0,25 | 51,81 |
| dezembro | 0,05 | 0,02 | 10,56 | 0,05 | 0,04 | 60,50 | 5,07 | 4,82 | 0,25 | 55,68 |
| Ano | 1,55 | 0,63 | 14,84 | 1,53 | 1,45 | 712,26 | 169,35 | 151,49 | 17,86 | 560,77 |

Com base na informação detalhada na tabela, é perceptível que a produção fotovoltaica obtida na simulação é significativamente superior ao valor real da instalação, com uma diferença de 24,7 MWh, sendo somente em fevereiro, em que a produção real excede a produção simulada, fruto de um mês atípico com maior incidência solar que o normal. Como consequência no valor produzido ser superior, também o valor da energia autoconsumida e injetada apresentam valores ligeiramente superiores. Estes resultados devem-se sobretudo aos dados de radiação não serem reais, mas sim um ano meteorológico de referência, com base em anos anteriores, o que influencia bastante a produção fotovoltaica. Além disso, a simulação pode estar mal dimensionada, no que toca aos valores das perdas do sistema, influenciando o rendimento do mesmo. Na Figura 72 são demonstradas as perdas do sistema através do diagrama *Grassman* de cada simulação.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

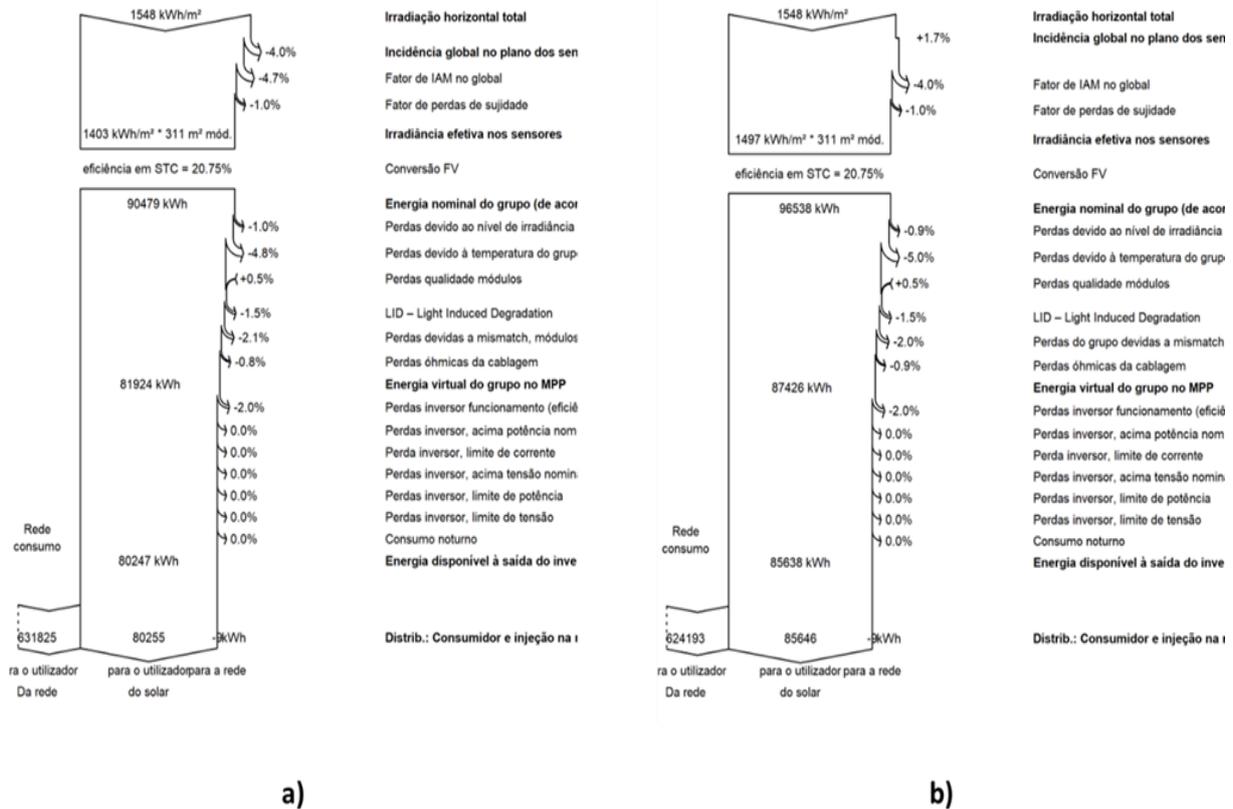


Figura 72 - Diagrama de *Grassman*. a) painéis virados a oeste; b) painéis virados a este.

No topo do diagrama, é possível observar a incidência de radiação solar global horizontal no local, em 1548 kWh/m². No entanto, este valor sofre variações com base na orientação dos painéis solares. Para orientação a 105°, ocorre uma perda de radiação de cerca de 4%. Já para a orientação a -75°, ocorre um ganho de eficiência de apenas 1,7%.

O *IAM (Incidende Angle Modifier)* é um fator que representa a redução da radiação solar que alcança efetivamente a superfície das células fotovoltaicas em relação à radiação que incide perpendicularmente. Este tipo de perdas é causado principalmente pelos reflexos no revestimento de vidro, que aumentam conforme o ângulo de incidência solar.

As perdas por sujeira foram estimadas em 2%, conforme a combinação dos dois diagramas. Caso um painel fique sujo durante muito tempo, pode-se danificar e limitar todo o sistema.

Nos relatórios de dados dos módulos fotovoltaicos, a eficiência costuma ser superestimada, devido aos testes a que são sujeitos serem em condições perfeitas o que não se evidencia na realidade. Neste caso considerou-se uma ineficiência das células aproximada de 2%. Em relação às perdas devido a altas temperaturas, os testes padrões consideram uma temperatura da célula de 25 °C, embora os módulos frequentemente operem a temperaturas

mais altas. Nesse caso, as perdas devido ao calor são estimadas em cerca de 9%, sendo que à medida que a temperatura aumenta o rendimento diminui. Quanto às perdas de qualidade do módulo, o *PVSyst* considera as perdas constantes, conforme indicado pelo fabricante, o que na realidade isso pode não acontecer.

O fenómeno *LID* (degradação induzida pela luz), que corresponde a 1,5% para cada orientação, é uma característica presente em todos os módulos fotovoltaicos.

A seguir, apresentam-se as perdas de *mismatch*, ou seja, a incompatibilidade da matriz, juntamente com as perdas *ohmicas* de cablagem. Estes dois fatores podem ser determinantes na diferença entre os resultados obtidos e os reais, pois são dois aspetos em que não se tem profunda certeza dos defeitos e se todos os equipamentos foram bem instalados. Dado que o sistema envolve também dois inversores interligados, a comunicação entre eles pode acarretar perdas não consideradas.

Por fim, a eficiência dos inversores é especificada como 98% cada, de acordo com a ficha técnica, mas isso nem sempre corresponde à realidade. Além disso, caso haja uma interrupção na conexão com a internet no local, os inversores não conseguirão comunicar com o sistema de monitorização, impossibilitando a contabilização da produção, o autoconsumo e a energia injetada na rede.

Todos esses fatores estão intrinsecamente relacionados com a discrepância entre os valores simulados e o valor real da instalação.

4.3. ANÁLISE DO DESEMPENHO DO SISTEMA SIMULADO NO *PVGIS*

Nesta seção, estão apresentados os resultados da simulação realizada no programa *PVGIS*. Embora a plataforma se revele simples na sua apresentação de resultados, limitando-se à exposição de dados tabulares no formato *Excel*, a tabela subsequente ilustra os valores adquiridos para a produção fotovoltaica e radiação solar. Adicionalmente, é importante salientar que os demais conjuntos de dados foram submetidos a cálculos, com base no diagrama de cargas da empresa.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Tabela 9 - Resultados da simulação do sistema em estudo no PVGIS.

| | Irradiação Global Horizontal (MWh/m ²) | Irradiação Difusa Horizontal (MWh/m ²) | Temperatura Média (°C) | Irradiação Global Incidente (MWh/m ²) | Irradiação Global Efetiva (MWh/m ²) | Energia Consumida pela Empresa (MWh) | Energia Produzida PV (MWh) | Energia Autoconsumida (MWh) | Energia Injetada na Rede (MWh) | Energia da Rede (MWh) |
|-----------|--|--|------------------------|---|---|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------|
| janeiro | 0,06 | 0,02 | 8,8 | 0,06 | 0,05 | 80,20 | 5,46 | 5,04 | 0,42 | 75,16 |
| fevereiro | 0,08 | 0,03 | 10,8 | 0,08 | 0,08 | 67,43 | 8,44 | 8,01 | 0,42 | 59,42 |
| março | 0,13 | 0,04 | 10,9 | 0,13 | 0,12 | 67,97 | 12,75 | 11,84 | 0,91 | 56,13 |
| abril | 0,13 | 0,06 | 13 | 0,13 | 0,13 | 52,75 | 13,43 | 11,43 | 2,01 | 41,32 |
| maio | 0,20 | 0,06 | 17,7 | 0,20 | 0,19 | 52,84 | 19,87 | 17,49 | 2,38 | 35,35 |
| junho | 0,20 | 0,06 | 17,3 | 0,20 | 0,19 | 47,60 | 19,74 | 16,53 | 3,21 | 31,07 |
| julho | 0,24 | 0,04 | 24,1 | 0,24 | 0,23 | 64,03 | 22,94 | 20,65 | 2,29 | 43,38 |
| agosto | 0,19 | 0,05 | 20,2 | 0,19 | 0,18 | 61,92 | 18,55 | 16,71 | 1,84 | 45,21 |
| setembro | 0,15 | 0,04 | 19,7 | 0,15 | 0,14 | 52,20 | 14,22 | 12,59 | 1,62 | 39,61 |
| outubro | 0,09 | 0,03 | 13,8 | 0,09 | 0,09 | 46,60 | 10,05 | 9,35 | 0,69 | 37,25 |
| novembro | 0,06 | 0,02 | 12 | 0,06 | 0,05 | 58,22 | 4,89 | 4,71 | 0,18 | 53,51 |
| dezembro | 0,04 | 0,02 | 8,7 | 0,04 | 0,04 | 60,50 | 4,22 | 4,01 | 0,21 | 56,49 |
| Ano | 1,59 | 0,48 | 14,75 | 1,57 | 1,49 | 712,26 | 154,57 | 138,36 | 16,21 | 573,90 |

Analisando a Tabela 9, é evidente que os valores obtidos para a produção fotovoltaica estão mais alinhados com a realidade, apresentando uma discrepância de apenas 9,97 kWh. Esta menor diferença face aos valores obtidos no *PVSyst* reflete-se principalmente nos dados de radiação, que neste caso, foi utilizado uma estimativa relativa ao ano meteorológico de 2020, o qual se aproxima mais do ano da instalação deste projeto. Aliado a isso, também a percentagem de perdas que é utilizado como padrão neste programa pode estar mais próximo da realidade do que os utilizados no programa *PVSyst*, que se baseia em dados do fabricante.

4.4. COMPARAÇÃO ENTRE OS PROGRAMAS *PVSYST* E *PVGIS*

Considerando que os dados de radiação solar do *PVGIS* se mostram mais coerentes com o ano meteorológico de instalação, ou seja, 2022, foi adotada a abordagem de estabelecer um ponto de referência entre os dois programas com o intuito de os comparar. Com esse propósito, os dados meteorológicos do *PVGIS* (2020) foram incorporados no software *PVSyst*. Adicionalmente, também os índices de perda de sujidade e as perdas por ponto de máxima potência (MPPT) foram aumentados, sendo que o relatório gerado se encontra no Anexo B.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Na tabela seguinte são comparados os valores anuais das três simulações e do caso real em estudo.

Tabela 10 - Dados comparativos entre as simulações no PVSyst e PVGIS e o caso real.

| Dados | Energia Produzida PV (MWh) | Diferença de Energia Produzida em relação ao Caso Real (MWh) | Energia Autoconsumida (MWh) | Energia Injetada na Rede (MWh) | Energia Consumida da Rede (MWh) | Capacity Factor (%) | Rácio E. Produzida PV/ E. Consumida Pela Empresa (MWh) |
|---------------------|----------------------------|--|-----------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------|--|
| Caso Real | 144,61 | --- | 129,46 | 15,15 | 582,80 | 12,83 | 20,30 |
| 1ª Simulação PVSyst | 169,35 | 24,74 | 151,49 | 17,86 | 560,77 | 15,00 | 23,77 |
| Simulação PVGIS | 154,57 | 9,96 | 138,36 | 16,21 | 573,90 | 13,80 | 21,70 |
| 2ª Simulação PVSyst | 162,01 | 17,40 | 140,52 | 21,49 | 571,74 | 14,30 | 22,75 |

Ao examinar os resultados obtidos, torna-se evidente que o *software PVSyst* apresenta projeções mais otimistas em comparação com os desempenhos reais da instalação. Mesmo após a adaptação dos dados meteorológicos estimados para 2020 e o aumento das perdas de eficiência do sistema, a produção fotovoltaica ainda supera os números registados pelo *PVGIS* em 4,9%, resultando numa discrepância de 17,4 MWh em relação ao cenário real, reduzindo cerca de 7 MWh face aos valores da primeira simulação.

No que concerne ao índice de "*Capacity Factor*" e à relação entre a energia gerada e o consumo da empresa, observa-se uma pequena diferença com a realidade. Assim, estes resultados indicam que a instalação, na sua maior parte, apresentou um desempenho condizente com o simulado, mesmo quando comparado com a simulação inicial no *PVSyst*, que incorpora as perdas do sistema conforme as especificações do fabricante — um cenário raramente alcançado na prática.

4.5. CASOS ALTERNATIVOS

Através da análise dos resultados, é evidente que a produção fotovoltaica é consideravelmente menor do que o consumo da empresa. De facto, a maior parte do consumo diário, cerca de 81%, é suprida pela rede elétrica.

Neste contexto, é crucial avaliar se a opção da orientação dos painéis a nascente e poente foi a mais acertada, ou se a instalação voltada para o sul teria sido mais eficiente, mesmo que em quantidades inferiores à situação atual.

Por isso, foram elaborados três estudos com orientação para sul, mais precisamente a 15° a sudoeste, de acordo com a fachada do edifício. Considerou-se três inclinações distintas: 20°, 25° e 30°, sendo estas as estruturas disponibilizadas pelo mesmo fornecedor, ESDEC (Anexo A). O objetivo é determinar qual destas orientações é capaz de gerar a maior quantidade de energia fotovoltaica ao longo do ano.

4.5.1. ORIENTAÇÃO A SUL COM INCLINAÇÃO DE 20°

Iniciando com a estrutura inclinada a 20°, o primeiro passo consiste em quantificar o sombreamento gerado por cada painel sobre o painel subsequente, visando minimizar as perdas de produção decorrentes desse sombreamento.

Dado que a implantação é estudada num ambiente bidimensional, utilizando a ferramenta *AUTOCAD*, é essencial recalcular o comprimento do módulo, pois em perspectiva de vista superior, como se encontra inclinado, o seu comprimento aparente será inferior ao real.

Através das fórmulas da trigonometria, é possível calcular tanto o comprimento aparente do painel FV como a sua altura. Determinado o valor da altura, este será multiplicado por 2,5 metros para garantir uma margem de sombreamento. Esse comprimento resultante representará a distância entre o painel frontal e o painel traseiro.

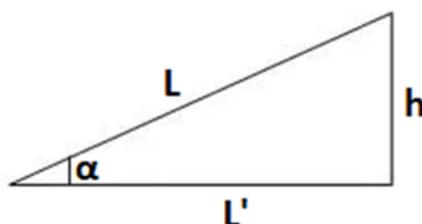


Figura 73 - Representação esquemática 2D de um módulo fotovoltaico (trigonometria).

Sendo que:

L – Comprimento do módulo FV

L' – Comprimento aparente do módulo FV

h – Altura do módulo FV inclinado

α – Ângulo de inclinação

Pelas equações de trigonometria:

$$\sin \alpha = \frac{h}{L} \Leftrightarrow h = \sin 20^\circ \times 2,094 = 0,72 \text{ m} \quad (13)$$

$$\cos \alpha = \frac{L'}{L} \Leftrightarrow L' = \cos 20^\circ \times 2,094 = 1,97 \text{ m} \quad (14)$$

$$\text{Distância entre painéis} = 2,5 \times h \Leftrightarrow 2,5 \times 0,72 = 1,8 \text{ m} \quad (15)$$

Na Figura 74, encontra-se o esquema representativo desta situação.

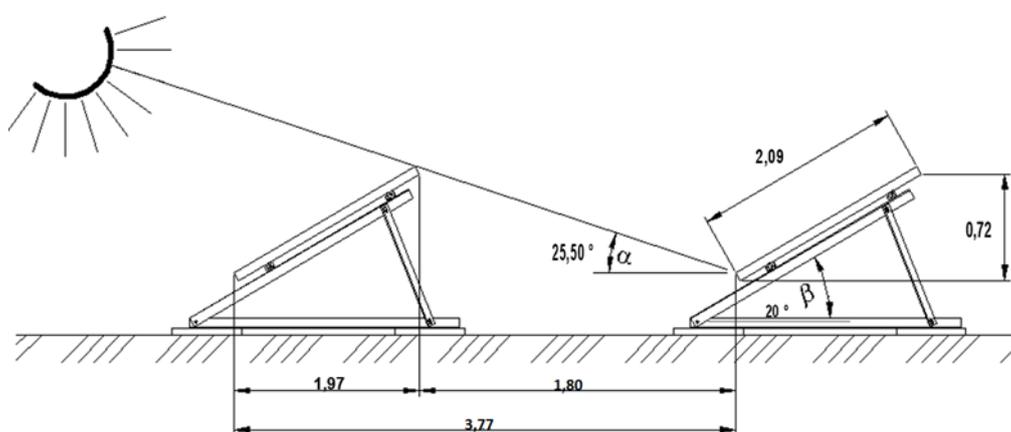


Figura 74 - Ilustração da disposição dos módulos FV com estrutura reorientada a 14° a sudoeste com inclinação de 20° (Donauer - Energia Solar é o Que Nos Move., n.d.).

Após a determinação de todos os comprimentos, a representação da implantação desta estrutura é exibida no *software* AUTOCAD, conforme ilustrado na Figura 75. Isso possibilita a verificação da quantidade de painéis que podem ser acomodados na cobertura da empresa.



Figura 75 - Implantação da estrutura orientada a sul com inclinação de 20° no AUTOCAD.

Dessa forma, constata-se que, com esta configuração, seria possível instalar um total de 178 painéis, resultando numa potência instalada de 80,1 kWp, uma diferença de 48,6 kWp em relação ao cenário real.

4.5.2. ORIENTAÇÃO A SUL COM INCLINAÇÃO 25°

Com a inclinação a 25° foi feito o mesmo procedimento, obtendo-se os seguintes valores:

$$h = \sin 25^\circ \times 2,094 = 0,88 \text{ m} \quad (16)$$

$$L' = \cos 25^\circ \times 2,094 = 1,90 \text{ m} \quad (17)$$

$$\text{Distância entre painéis} = 2,5 \times 0,88 = 2,2 \text{ m} \quad (18)$$

Resultando numa implantação de 172 painéis, como é possível verificar na Figura 76, no qual representa menos 114 módulos que a instalação real e menos 6 que a opção da estrutura de inclinação de 20°, obtendo-se uma potência instalada de 77,4 kWp.



Figura 76 - Implantação da estrutura orientada a sul com inclinação de 20° no AUTOCAD.

4.5.3. ORIENTAÇÃO A SUL COM INCLINAÇÃO DE 30°

Nesta situação os resultados obtidos foram os seguintes:

$$h = \sin 30^\circ \times 2,094 = 1,05 \text{ m} \quad (19)$$

$$L' = \cos 30^\circ \times 2,094 = 1,81 \text{ m} \quad (20)$$

$$\text{Distância entre painéis} = 2,5 \times 1,05 = 2,625 \text{ m} \quad (21)$$

Adotando uma inclinação de 30°, o projeto resultaria numa instalação composta por 166 módulos fotovoltaicos, totalizando uma potência instalada de 74,7 kWp. Esta configuração apresenta a menor quantidade de painéis instalados entre as três situações avaliadas.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo



Figura 77 - Implantação da estrutura orientada a sul com inclinação de 30° no AUTOCAD.

Os resultados que se seguem levam em consideração a comparação entre os três cenários propostos e a configuração atual. Estes valores são derivados da simulação realizada no *PVGIS*, escolhido devido à sua capacidade de oferecer resultados mais próximos da realidade, como se verificou anteriormente.

Tabela 11 - Dados comparativos entre as simulações no *PVGIS* das três alternativas com o caso real em estudo.

| Dados | Irradiação Global efetiva (MWh/m ²) | Potência Instalada (MWp) | Energia Produzida PV (MWh) | Diferença de E. Produzida em relação ao Caso Real (MWh) | Energia Autoconsumida (MWh) | Energia Injetada na Rede (MWh) | Energia da Rede (MWh) | Capacity Factor (%) | Rácio E.produzidaPV/E.consumida Empresa (%) |
|----------------|---|--------------------------|----------------------------|---|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------|---------------------|---|
| Caso real | --- | 0,13 | 144,61 | --- | 129,46 | 15,15 | 582,80 | 12,83 | 20,30 |
| Inclinação 20° | 1,67 | 0,080 | 111,57 | -33,04 | 104,87 | 6,69 | 607,39 | 15,90 | 15,66 |
| Inclinação 25° | 1,69 | 0,077 | 109,60 | -35,01 | 103,03 | 6,58 | 609,23 | 16,17 | 15,39 |
| Inclinação 30° | 1,71 | 0,075 | 106,88 | -37,73 | 100,47 | 6,41 | 611,79 | 16,33 | 15,01 |

Primeiramente, a análise da tabela revela que a irradiação global efetiva aumenta conforme a inclinação dos painéis solares. Utilizando a ferramenta de otimização do sistema em relação ao ângulo de inclinação, foi identificado que o ângulo ótimo para este local é de 36°, resultando num maior aproveitamento anual de energia solar e, conseqüentemente, maior produção fotovoltaica. No entanto, considerando apenas as opções de 20°, 25° e 30° para o estudo, percebe-se, então, que o ângulo de 30° é aquele que proporciona a maior produção fotovoltaica. Contudo, à medida que a inclinação aumenta, o sombreamento

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

também aumenta, e devido à limitação de espaço, a quantidade de painéis diminui, culminando numa potência instalada inferior e menor produção.

Considerando estes fatores, entre as três situações avaliadas, a inclinação de 20° desponta como a melhor escolha. No entanto, esta decisão ainda resultaria numa diferença anual de 33,04 MWh na produção fotovoltaica em relação à configuração real, com uma taxa de produção em relação ao consumo de 16%.

É interessante observar que as soluções voltadas para o sul apresentam um fator de capacidade superior ao da instalação real. Isso sugere que, se houvesse a possibilidade de adicionar mais potência no local, uma destas soluções poderia ser mais vantajosa que a configuração atual.

As figuras subsequentes oferecem uma comparação detalhada da diferença na produção fotovoltaica entre a instalação real e a solução com inclinação de 20° para o verão e inverno, respetivamente. Também é possível visualizar a comparação com as soluções de 20° e 30° (maior produção) com a mesma potência instalada (128,7 kWh).

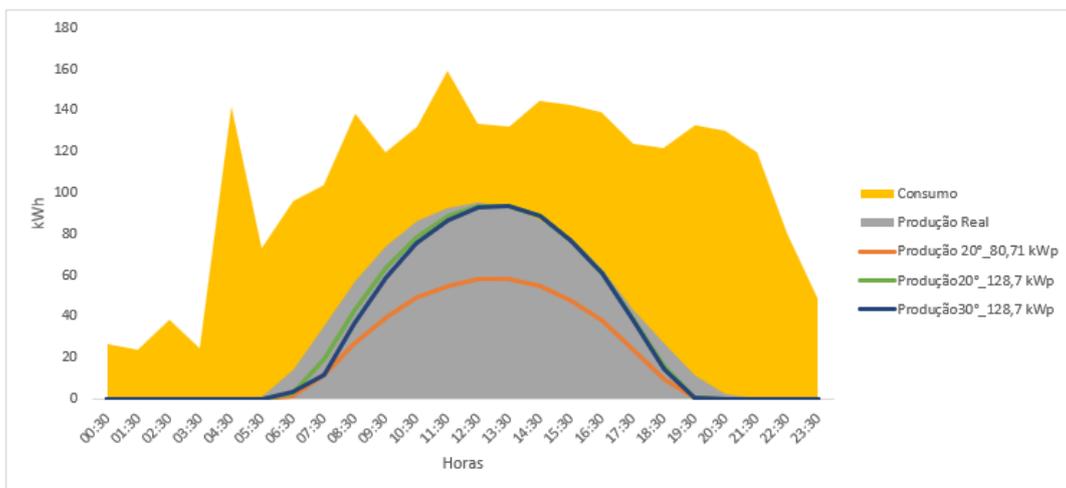


Figura 78 - Diagrama de consumo e produção fotovoltaica (real, inclinação de 20° e 30°) do local em estudo num dia de verão (20 de julho).

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

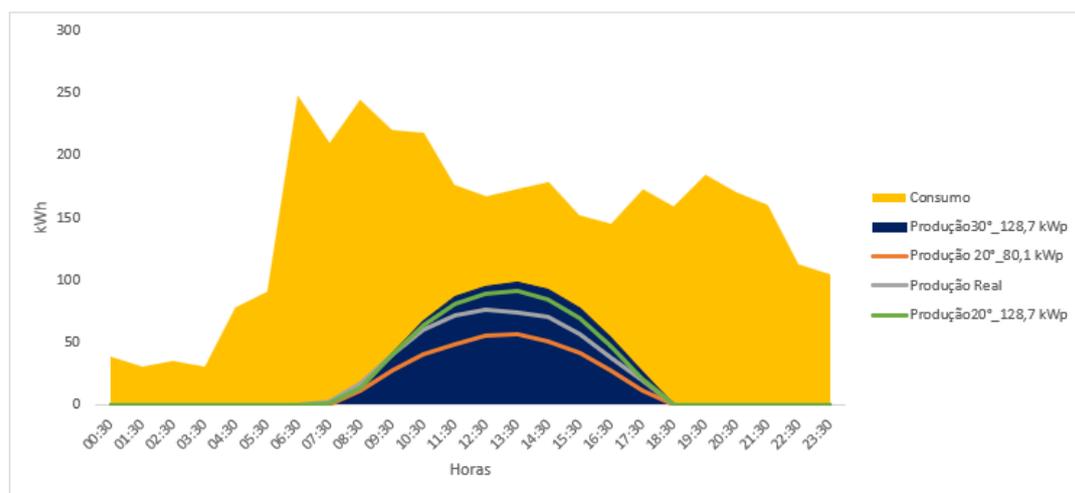


Figura 79 - Diagrama de consumo e produção fotovoltaica (real, inclinação de 20° e 30°) do local em estudo num dia de inverno (11 de janeiro).

Neste contexto, fica evidente que durante o verão, a instalação real supera a escolha de inclinação de 20° e 30°, ambas com a mesma potência instalada. Essa diferença torna-se mais perceptível nas horas de nascer e pôr do sol. Entretanto, durante o inverno, confirma-se a conclusão anterior de que a inclinação de 30° é a que gera mais energia fotovoltaica.

De forma geral, se fosse possível alocar 286 painéis virados para o sul na cobertura da instalação, resultando numa potência instalada de 128,7 kWh, a solução com inclinação de 30° seria a mais vantajosa. Isso deve-se ao fato de que, durante o verão, a perda de produção nas horas de amanhecer e entardecer seria compensada nos meses de inverno, de menor exposição solar, quando o consumo de energia é ligeiramente mais elevado.

É importante notar que esta comparação é feita com base na potência instalada real, embora uma potência significativamente maior fosse necessária para suprir as necessidades energéticas da empresa.

5. VIABILIDADE ECONÓMICA DO PROJETO

A análise da viabilidade económica é uma etapa essencial na avaliação de qualquer projeto, e o empreendimento fotovoltaico em discussão não é exceção. Além de delinear o potencial retorno do investimento, a avaliação económica também contribui para a sustentabilidade financeira e o impacto no fluxo de caixa da empresa.

No contexto destes projetos, a rentabilidade da instalação é influenciada pelos custos associados à aquisição do sistema, incluindo os custos de instalação, equipamentos fotovoltaicos, despesas de conexão à rede, taxas de licenciamento e os gastos contínuos de manutenção. Além destes fatores, a rentabilidade está diretamente ligada à economia resultante da redução dos custos com energia adquirida do fornecedor, bem como à possibilidade de vender o excedente de energia a uma tarifa fixa.

5.1. INDICADORES ECONÓMICOS

Para avaliar a atratividade do projeto, recorre-se a uma série de indicadores económicos como valor atual líquido (VAL), taxa interna de rentabilidade (TIR) e período de retorno do investimento (PRI) em que:

- VAL - corresponde à diferença entre o *cash-flow* que um investimento ou projeto irá gerar e os investimentos iniciais necessários para realizá-lo. O *cash-flow* é descontado de acordo com uma taxa de inflação de forma a ajustá-lo ao valor presente. Se o VAL for positivo, isso indica que o investimento tem potencial para gerar retornos superiores ao investido, o que sugere uma oportunidade viável.

$$VAL = \sum_{t=0}^n CF_t(1+i)^{-t} \quad (22)$$

CF_t : o cash-flow no momento t;

i : taxa de atualização do investimento;

t: ano

- TIR - representa a taxa de atualização para a qual o VAL do investimento é nulo. Indica a taxa de retorno que o investimento proporciona, considerando o tempo de investimento e os fluxos de caixa esperados.

$$TIR = \sum_{t=0}^n CF_t(1+i)^{-t} = 0 \quad (23)$$

- PRI - mede o tempo necessário para recuperar o investimento inicial a partir do *cash-flow* gerados pelo projeto.

5.2. ANÁLISE DE DADOS FINANCEIROS

Com o objetivo de realizar uma análise financeira abrangente e estabelecer a viabilidade do projeto em questão, foram detalhados na Tabela 12 os valores unitários referentes aos custos associados de cada componente do sistema fotovoltaico em estudo. Cabe destacar que os valores incorporados nesta análise representam os custos reais do sistema no ano de implementação, ou seja, 2022, estando incorporado, também, a margem da *JAF Renováveis*. Além dos custos de equipamento, são apresentados os custos relacionados à montagem e instalação técnica do sistema, resultando num orçamento de 0,58 €/Wp.

Tabela 12 - Orçamento dos equipamentos e instalação do sistema fotovoltaico em estudo.

| Item | Descrição | Unid. | Quant. | Total |
|--------------|--|-------|--------|-----------------|
| 1. | Equipamentos Instalação Fotovoltaica | | | |
| 1.1 | Módulos Fotovoltaicos Monocristalinos S-Energy 450Wp | un. | 286 | 37 675 € |
| 1.2 | Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0 | un. | 2 | 7 318 € |
| 1.3 | Sistema de Monitorização Huawei Smart Logger 3000A | un. | 1 | 1 262 € |
| 1.4 | Cabo Solar | mL. | 1600 | 4 732 € |
| 1.5 | Fichas de Conexão | un. | 110 | 266 € |
| 2. | Equipamentos para Ligação à Rede Elétrica | | | |
| 2.1 | Quadro Elétrico de Corte e Proteção AC | un. | 1 | 4 593 € |
| 2.2 | Equipamentos para Contagem | un. | 1 | 871 € |
| 2.3 | Cabo Elétrico AC | mL. | 60 | 318 € |
| 3. | Estruturas Metálicas para Suporte dos Módulos | | | |
| 3.1 | Sistema de Montagem ESDEC Reorientado N-P 13° | vg. | 1 | 10 606 € |
| 4. | Instalação e Outros Serviços | | | |
| 4.1 | Engenharia do Projeto | vg. | 1 | 631 € |
| 4.2 | Instalação e Colocação em Serviço | vg. | 1 | 5 746 € |
| Total | | | | 74 018 € |

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Na avaliação da viabilidade económica de um projeto fotovoltaico em regime de autoconsumo, considera-se a poupança de custos energéticos no final de cada mês, consequência do consumo da energia fotovoltaica gerada internamente. Essa poupança advém das tarifas pagas pelo cliente ao comercializador de energia, com uma média de tarifa mensal de 0,08 €, com base nas faturas de eletricidade, em que para anos consequentes, considerou-se um aumento desse valor em 3%.

A produção de energia passível de consumo está sujeita a um fator de degradação, uma vez que todos os painéis solares fotovoltaicos apresentam uma perda de potência gradual ao longo de sua vida útil. No primeiro ano, essa degradação é de 2,5%, seguida por 0,55% nos anos subsequentes, sendo que o período de estudo é de 25 anos.

Durante o ciclo de vida das instalações fotovoltaicas, outro fator financeiro relevante é a despesa anual destinado à operação e manutenção (*O&M*). Embora esse valor possa variar de acordo com a tecnologia empregada, para efeitos desta análise, foram fornecidos os dois primeiros anos. Posteriormente, para o terceiro ano, foi estipulado um montante de 715 € (equivalente a cerca de 5,56 € por cada kWp), com um aumento anual fixado de 3%.

No que diz respeito à compensação da energia excedente fornecida à *RESP* pelo produtor, esse valor é calculado tendo em consideração a indexação do preço de energia elétrica no mercado diário (*OMIE*) com uma penalização sobre esse valor. O valor dessa penalização depende da entidade que se está a comprar a energia, e pode ser um valor fixo ou um valor indexado ao preço de compra da energia. O valor do preço fixo pode variar entre os 0,030 €/kWh e os 0,045 €/kWh (Decreto-Lei No. 162/2019, 2019).

Neste caso considerou-se o valor de 0,045€/kWh, segundo a Portaria nº 80/2020, que estipula esse valor num período de 15 anos. Ao fim desse contrato, é considerado uma nova tarifa com um aumento de 3% para mais 15 anos (*Portaria 80/2020*, 2020).

Segundo estes princípios, os resultados obtidos foram os que são apresentados na Tabela 13.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Tabela 13 - Resultado do *cash-flow* do sistema fotovoltaico instalado ao fim de 25 anos.

| Energia Produzida e Retorno Financeiro | | | | | | |
|--|-------------------|---------------------------------|-----------------|-------------|----------------|--------------|
| Ano | Energia Produzida | Poupança Fatura de Eletricidade | Venda Excedente | Custo O&M | Poupança Total | Acumulado |
| 0 | --- | --- | --- | --- | --- | -74 018,00 € |
| 1 | 144610 | 14 033,35 € | 1 140,76 € | 0,00 € | 15 174,11 € | -58 843,89 € |
| 2 | 141718 | 14 165,26 € | 1 117,95 € | 0,00 € | 14 405,89 € | -44 438,00 € |
| 3 | 140938 | 14 509,98 € | 1 111,80 € | -715,57 € | 13 641,29 € | -30 796,71 € |
| 4 | 140163 | 14 863,08 € | 1 105,68 € | -737,04 € | 13 533,18 € | -17 263,53 € |
| 5 | 139392 | 15 224,77 € | 1 099,60 € | -759,15 € | 13 426,69 € | -3 836,83 € |
| 6 | 138626 | 15 595,26 € | 1 093,55 € | -781,92 € | 13 321,77 € | 9 484,94 € |
| 7 | 137863 | 15 974,77 € | 1 087,54 € | -805,38 € | 13 218,37 € | 22 703,31 € |
| 8 | 137105 | 16 363,52 € | 1 081,56 € | -829,54 € | 13 116,46 € | 35 819,77 € |
| 9 | 136351 | 16 761,73 € | 1 075,61 € | -854,43 € | 13 015,98 € | 48 835,75 € |
| 10 | 135601 | 17 169,62 € | 1 069,69 € | -880,06 € | 12 916,91 € | 61 752,66 € |
| 11 | 134855 | 17 587,45 € | 1 063,81 € | -906,47 € | 12 819,21 € | 74 571,88 € |
| 12 | 134113 | 18 015,44 € | 1 057,96 € | -933,66 € | 12 722,85 € | 87 294,72 € |
| 13 | 133376 | 18 453,84 € | 1 052,14 € | -961,67 € | 12 627,77 € | 99 922,50 € |
| 14 | 132642 | 18 902,92 € | 1 046,35 € | -990,52 € | 12 533,97 € | 112 456,47 € |
| 15 | 131913 | 19 362,92 € | 1 071,82 € | -1 020,23 € | 12 461,43 € | 124 917,89 € |
| 16 | 131187 | 19 834,12 € | 1 065,92 € | -1 050,84 € | 12 369,36 € | 137 287,26 € |
| 17 | 130466 | 20 316,78 € | 1 060,06 € | -1 082,37 € | 12 278,49 € | 149 565,75 € |
| 18 | 129748 | 20 811,19 € | 1 054,23 € | -1 114,84 € | 12 188,78 € | 161 754,52 € |
| 19 | 129034 | 21 317,63 € | 1 048,43 € | -1 148,28 € | 12 100,20 € | 173 854,72 € |
| 20 | 128325 | 21 836,39 € | 1 042,66 € | -1 182,73 € | 12 012,73 € | 185 867,45 € |
| 21 | 127619 | 22 367,78 € | 1 036,93 € | -1 218,21 € | 11 926,34 € | 197 793,79 € |
| 22 | 126917 | 22 912,10 € | 1 031,23 € | -1 254,76 € | 11 840,99 € | 209 634,78 € |
| 23 | 126219 | 23 469,67 € | 1 025,55 € | -1 292,40 € | 11 756,68 € | 221 391,46 € |
| 24 | 125525 | 24 040,80 € | 1 019,91 € | -1 331,17 € | 11 673,36 € | 233 064,82 € |
| 25 | 124834 | 24 625,83 € | 1 014,30 € | -1 371,11 € | 11 591,02 € | 244 655,84 € |
| VAL | | | | | | 244 655,84 € |
| TIR | | | | | | 18% |

Observando a Tabela 13 é evidente que rentabilidade anual bruta no primeiro ano de consumo é de 20,50%, com uma perspetiva de retorno do investimento de aproximadamente 5 anos e 3 meses. Destaca-se, ainda, que o Valor Presente Líquido (VAL) é positivo, reforçando a viabilidade desta instalação. Além disso, o valor de TIR (18%) é muito superior a taxa de atualização do investimento (3%), que mostra que este projeto é interessante para o cliente com um bom retorno financeiro.

5.3. ESTUDO DE CENÁRIOS ECONÓMICOS ALTERNATIVOS

5.3.1. UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO (UPP)

A avaliação da viabilidade da instalação também exige a análise de vários cenários alternativos. Dado que esta dissertação se concentra no término das tarifas subsidiadas conhecidas como *FITs (feed-in-tarifa)*, que incentivavam a venda total da energia produzida à rede elétrica, foi feita uma análise caso esta instalação funcionasse como uma microprodução (UPP). Isso permitirá destacar o impacto no *cash-flow* ao comercializar toda a energia gerada através deste sistema.

Salienta-se que o estudo foi feito com os valores de venda à rede com as tarifas explicitadas anteriormente. No entanto, em situações de Unidades de Pequena Produção o produtor estabelece um contrato ou acordo de compra e venda de energia de longo prazo, *PPA (Power Purchase Agreement)*, com um comercializador de energia a um preço prefixado, sendo que neste caso considerou-se o valor mais alto de 0,045 €/kWh.

Analisando a tabela seguinte, reforça-se a ideia de que, de facto, após o término das tarifas *feed-in*, a comercialização total da energia fotovoltaica produzida não se revelaria viável para a empresa. Isso acontece, pois, embora apresente um Valor Presente Líquido (VAL) positivo, a Taxa Interna de Retorno (TIR) de 1% é inferior à taxa de atualização do investimento (3%). Optar por este sistema resultaria somente num retorno ao fim de 21 anos e 11 meses. Portanto, a alternativa de uma Unidade de Pequena Produção não se mostraria viável nesta circunstância.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Tabela 14 - *Cash-flow* do sistema fotovoltaico em estudo caso funcionasse como uma UPP.

| Energia Produzida e Retorno Financeiro | | | | | | |
|--|-------------------|---------------------------------|-----------------|-------------|----------------|--------------|
| Ano | Energia Produzida | Poupança Fatura de Eletricidade | Venda Excedente | Custo O&M | Poupança Total | Acumulado |
| 0 | --- | --- | --- | --- | --- | -74 018,00 € |
| 1 | 144610 | 0,00 € | 5 784,53 € | 0,00 € | 5 784,53 € | -68 233,47 € |
| 2 | 141718 | 0,00 € | 5 668,84 € | 0,00 € | 5 343,43 € | -62 890,04 € |
| 3 | 140938 | 0,00 € | 5 637,66 € | -715,57 € | 4 504,41 € | -58 385,63 € |
| 4 | 140163 | 0,00 € | 5 606,66 € | -737,04 € | 4 326,59 € | -54 059,04 € |
| 5 | 139392 | 0,00 € | 5 575,82 € | -759,15 € | 4 154,90 € | -49 904,14 € |
| 6 | 138626 | 0,00 € | 5 545,15 € | -781,92 € | 3 989,13 € | -45 915,01 € |
| 7 | 137863 | 0,00 € | 5 514,65 € | -805,38 € | 3 829,07 € | -42 085,94 € |
| 8 | 137105 | 0,00 € | 5 484,32 € | -829,54 € | 3 674,53 € | -38 411,41 € |
| 9 | 136351 | 0,00 € | 5 454,16 € | -854,43 € | 3 525,31 € | -34 886,10 € |
| 10 | 135601 | 0,00 € | 5 424,16 € | -880,06 € | 3 381,24 € | -31 504,87 € |
| 11 | 134855 | 0,00 € | 5 394,33 € | -906,47 € | 3 242,13 € | -28 262,74 € |
| 12 | 134113 | 0,00 € | 5 364,66 € | -933,66 € | 3 107,82 € | -25 154,92 € |
| 13 | 133376 | 0,00 € | 5 335,15 € | -961,67 € | 2 978,13 € | -22 176,79 € |
| 14 | 132642 | 0,00 € | 5 305,81 € | -990,52 € | 2 852,92 € | -19 323,87 € |
| 15 | 131913 | 0,00 € | 5 434,93 € | -1 020,23 € | 2 833,62 € | -16 490,25 € |
| 16 | 131187 | 0,00 € | 5 405,04 € | -1 050,84 € | 2 713,39 € | -13 776,86 € |
| 17 | 130466 | 0,00 € | 5 375,31 € | -1 082,37 € | 2 597,30 € | -11 179,56 € |
| 18 | 129748 | 0,00 € | 5 345,74 € | -1 114,84 € | 2 485,21 € | -8 694,35 € |
| 19 | 129034 | 0,00 € | 5 316,34 € | -1 148,28 € | 2 376,99 € | -6 317,36 € |
| 20 | 128325 | 0,00 € | 5 287,10 € | -1 182,73 € | 2 272,49 € | -4 044,87 € |
| 21 | 127619 | 0,00 € | 5 258,02 € | -1 218,21 € | 2 171,60 € | -1 873,27 € |
| 22 | 126917 | 0,00 € | 5 229,10 € | -1 254,76 € | 2 074,18 € | 200,91 € |
| 23 | 126219 | 0,00 € | 5 200,34 € | -1 292,40 € | 1 980,12 € | 2 181,03 € |
| 24 | 125525 | 0,00 € | 5 171,74 € | -1 331,17 € | 1 889,30 € | 4 070,33 € |
| 25 | 124834 | 0,00 € | 5 143,30 € | -1 371,11 € | 1 801,62 € | 5 871,95 € |
| | | | | | VAL | 5 871,95 € |
| | | | | | TIR | 1% |

5.3.2. ESTRUTURA REORIENTADA A SUL COM INCLINAÇÃO DE 20°

Caso se optasse por uma estrutura voltada para sul, como evidenciado anteriormente, a opção mais vantajosa seria com inclinação de 20°. Nesse sentido, a Tabela 15 fornece detalhadamente o orçamento de todo o sistema com essa configuração.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Tabela 15 - Orçamento dos equipamentos e instalação do sistema fotovoltaico reorientado a sul com inclinação de 20°.

| Item | Descrição | Unid. | Quant. | Total |
|--------------|---|-------|--------|-----------------|
| 1. | Equipamentos Instalação Fotovoltaica | | | |
| 1.1 | Módulos Fotovoltaicos Monocristalinos <i>S-Energy</i> 450Wp | un. | 178 | 23 448 € |
| 1.2 | Inversor <i>Huawei SUN2000-20KTL-M1</i> | un. | 1 | 2 524 € |
| 1.3 | Inversor <i>Huawei SUN2000-60KTL-M0</i> | un. | 1 | 4 416 € |
| 1.4 | Sistema de Monitorização <i>Huawei Smart Logger 3000A</i> | un. | 1 | 1 262 € |
| 1.5 | Cabo Solar | mL. | 1800 | 4 900 € |
| 1.6 | Fichas de Conexão | un. | 110 | 167 € |
| 2. | Equipamentos para Ligação à Rede Elétrica | | | |
| 2.1 | Quadro Elétrico de Corte e Proteção AC | un. | 1 | 4 593 € |
| 2.2 | Equipamentos para Contagem | un. | 1 | 871 € |
| 2.3 | Cabo Elétrico AC | mL. | 60 | 300 € |
| 3. | Estruturas Metálicas para Suporte dos Módulos | | | |
| 3.1 | Sistema de Montagem ESDEC Reorientado N-P 13° | vg. | 1 | 5 678 € |
| 4. | Instalação e Outros Serviços | | | |
| 4.1 | Engenharia do Projeto | vg. | 1 | 631 € |
| 4.2 | Instalação e Colocação em Serviço | vg. | 1 | 4 416 € |
| Total | | | | 53 205 € |

É possível notar uma considerável redução no preço total, 53 205 €, uma diferença de 20 813 € face ao valor orçamentado para o caso real. Esta significativa diminuição deve-se à redução de cerca de 108 painéis solares e à alteração do custo da estrutura, que envolve menos componentes. Além disso, em função da potência instalada, a configuração dos inversores foi adaptada para um de 60 kW e outro de 20 kW, resultando numa economia de quase 1 000 €. Contudo, dado o espaçamento maior entre as fileiras de painéis, devido a questões de sombreamento, requer mais metros de cabo solar. No entanto, o cabo elétrico AC será mais económico, em virtude de a potência da instalação ser inferior.

Com base no orçamento completo do sistema e na estimativa de produção realizada no programa *PVGIS*, foram obtidos os seguintes valores:

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Tabela 16 - Cash-flow do sistema fotovoltaico com estrutura reorientada a sul com inclinação de 20°.

| Energia Produzida e Retorno Financeiro | | | | | | |
|--|-------------------|---------------------------------|-----------------|-----------|----------------|--------------|
| Ano | Energia Produzida | Poupança Fatura de Eletricidade | Venda Excedente | Custo O&M | Poupança Total | Acumulado |
| 0 | --- | --- | --- | --- | --- | -53 205,00 € |
| 1 | 111565 | 10 897,67 € | 879,32 € | 0,00 € | 11 776,98 € | -41 428,02 € |
| 2 | 109334 | 11 000,10 € | 861,73 € | 0,00 € | 11 180,92 € | -30 247,10 € |
| 3 | 108733 | 11 267,79 € | 856,99 € | -445,36 € | 10 688,33 € | -19 558,77 € |
| 4 | 108135 | 11 541,99 € | 852,28 € | -458,72 € | 10 604,58 € | -8 954,19 € |
| 5 | 107540 | 11 822,87 € | 847,59 € | -472,48 € | 10 522,08 € | 1 567,90 € |
| 6 | 106948 | 12 110,58 € | 842,93 € | -486,65 € | 10 440,79 € | 12 008,69 € |
| 7 | 106360 | 12 405,29 € | 838,29 € | -501,25 € | 10 360,68 € | 22 369,37 € |
| 8 | 105775 | 12 707,17 € | 833,68 € | -516,29 € | 10 281,71 € | 32 651,08 € |
| 9 | 105194 | 13 016,40 € | 829,10 € | -531,78 € | 10 203,86 € | 42 854,93 € |
| 10 | 104615 | 13 333,15 € | 824,54 € | -547,73 € | 10 127,09 € | 52 982,02 € |
| 11 | 104040 | 13 657,62 € | 820,00 € | -564,16 € | 10 051,37 € | 63 033,39 € |
| 12 | 103467 | 13 989,97 € | 815,49 € | -581,09 € | 9 976,69 € | 73 010,08 € |
| 13 | 102898 | 14 330,42 € | 811,01 € | -598,52 € | 9 903,01 € | 82 913,09 € |
| 14 | 102332 | 14 679,15 € | 806,55 € | -616,48 € | 9 830,31 € | 92 743,40 € |
| 15 | 101770 | 15 036,37 € | 826,17 € | -634,97 € | 9 774,00 € | 102 517,40 € |
| 16 | 101210 | 15 402,28 € | 821,63 € | -654,02 € | 9 702,64 € | 112 220,04 € |
| 17 | 100653 | 15 777,09 € | 817,11 € | -673,64 € | 9 632,20 € | 121 852,24 € |
| 18 | 100100 | 16 161,03 € | 812,62 € | -693,85 € | 9 562,66 € | 131 414,90 € |
| 19 | 99549 | 16 554,31 € | 808,15 € | -714,67 € | 9 494,00 € | 140 908,90 € |
| 20 | 99001 | 16 957,16 € | 803,70 € | -736,11 € | 9 426,19 € | 150 335,09 € |
| 21 | 98457 | 17 369,81 € | 799,28 € | -758,19 € | 9 359,22 € | 159 694,31 € |
| 22 | 97915 | 17 792,50 € | 794,88 € | -780,93 € | 9 293,05 € | 168 987,36 € |
| 23 | 97377 | 18 225,48 € | 790,51 € | -804,36 € | 9 227,68 € | 178 215,05 € |
| 24 | 96841 | 18 669,00 € | 786,17 € | -828,49 € | 9 163,09 € | 187 378,14 € |
| 25 | 96309 | 19 123,31 € | 781,84 € | -853,35 € | 9 099,25 € | 196 477,38 € |
| | | | | | VAL | 196 477,38 € |
| | | | | | TIR | 20% |

Este sistema teria um período de recuperação mais curto em comparação com o cenário real, totalizando 4 anos e 10 meses, acompanhado por uma Taxa Interna de Retorno (TIR) superior. No entanto, visto que a base de comparação entre os projetos é estabelecida pela análise do Valor Presente Líquido (VAL) e, uma vez que o sistema atual apresenta um valor superior, é possível chegar à conclusão de que a instalação real oferece condições de investimento mais vantajosas.

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

Como resultado, a escolha de implementar mais painéis orientados a nascente e poente provou ser a opção mais adequada para este edifício. Assim sendo, é possível afirmar que o sistema foi dimensionado adequadamente e que a melhor solução disponível foi implementada.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, são abordadas as principais reflexões do trabalho efetuado, juntamente com um conjunto de sugestões para aprimorar o estudo de futuras instalações fotovoltaicas.

6.1. CONCLUSÕES

A análise realizada ao longo desta dissertação revela um notável avanço no setor da energia fotovoltaica em Portugal nos últimos anos, impulsionado pela redução dos custos dos componentes e pela simplificação das regulamentações. Esse progresso está alinhado com a promulgação do Decreto-Lei nº 153/2014, que estabeleceu o autoconsumo como base para a produção de eletricidade para uso próprio e a possibilidade de venda de excedente para a rede elétrica.

O estudo de um sistema real implementado pela *JAF Renováveis*, com dados monitorizados pelo *FusionSolar* da *Huawei*, proporcionou uma visão detalhada do dimensionamento, desempenho e viabilidade económica desse sistema. As simulações realizadas pelos programas *PVSyst* (162 011 kWh/ano) e *PVGIS* (154 571,64 kWh/ano) mostraram diferenças em relação aos resultados reais (144 610 kWh/ano). O *PVGIS*, embora menos complexo, demonstrou maior concordância com os valores da instalação em estudo. Esta discrepância nos valores, deve-se, sobretudo, ao ano meteorológico de referência não coincidir com o ano de estudo, 2022, além de que as simulações se basearam em estimativas de anos anteriores.

A investigação da sensibilidade da estrutura de fixação e respetiva orientação, juntamente com a avaliação de diversos cenários de viabilidade económica justificaram a escolha de painéis orientados a nascente e poente com uma baixa inclinação de 13°, ou seja, o cenário atual, como a melhor opção para este edifício, pois a perda na Irradiação incidente em relação à inclinação ótima a Sul - de -13.5% para o azimute -75° e -18.6% para o azimute de 105° - é largamente compensada pela diferença na potência instalada que sofre uma redução superior a 40% na solução orientada a sul de inclinação de 30°.

A comparação entre a instalação real (VAL=244 655,84 € e TIR=18%), a conversão para regime de Unidade de Pequena Produção (VAL=5 871,95 € e TIR=1%) e a configuração com a

melhor produção voltada para sul, com inclinação de 20° (VAL=196 577,38 € e TIR=20%), apoiaram essa conclusão.

Apesar disso, surgiram desafios ao longo do desenvolvimento deste trabalho, relacionados com limitações no entendimento de conceitos eletrotécnicos. Isso resultou em simulações que podem não refletir totalmente a realidade, especialmente no caso do *PVSyst*, que apresentava alguns parâmetros específicos nessa área.

Em suma, este estudo não apenas confirmou o dimensionamento adequado da instalação, mas também destacou a relevância do espaço disponível, do tipo e orientação das estruturas, bem como a viabilidade económica, no processo de tomada de decisão. Além disso, demonstrou que, com a redução das tarifas *feed-in*, as Unidades de Pequena Produção perdem o interesse devido à venda de energia a preços inferiores ao mercado, tornando esses projetos economicamente inviáveis, principalmente em instalações de baixa potência.

6.2. TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros, seria proveitoso realizar uma comparação entre os resultados das simulações no *PVSyst* e no *PVGIS*, baseados num ano meteorológico de referência, com as simulações baseadas em dados climatológicos reais obtidos durante um ano de funcionamento da instalação. Essa análise requereria a implementação de um sistema de monitorização, incluindo um sensor para medir a radiação solar diária. Através desta avaliação seria possível aferir se a instalação realmente correspondeu às expectativas delineadas ou se existem possíveis componentes danificados ou subdimensionados, bem como a necessidade de manutenção da instalação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- A Radiação Solar – Explicações Geografia -918187095*. (n.d.). Retrieved 5 December 2023, from <https://aulasdegeografiaodivelas.wordpress.com/2020/06/28/a-radiacao-solar-2/>
- Abdelhady, S., Abd-Elhady, M. S., & Fouad, M. M. (2017). An Understanding of the Operation of Silicon Photovoltaic Panels. *Energy Procedia*, 113, 466–475. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.04.041>
- ACEMEL. (2021, May 17). *O impacto da transformação do setor energético no parque habitacional - Edifícios e Energia*. <https://edificioseenergia.pt/opiniao-analise/acemel-energia-habitacional-1705/>
- Aghaei, M., Fairbrother, A., Gok, A., Ahmad, S., Kazim, S., Lobato, K., Oreski, G., Reinders, A., Schmitz, J., Theelen, M., Yilmaz, P., & Kettle, J. (2022). *Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160>
- Aguiar, R. (n.d.). *Manual SolTerm*.
- Alsadi, S., & Khatib, T. (2018). Photovoltaic power systems optimization research status: A review of criteria, constrains, models, techniques, and software tools. *Applied Sciences (Switzerland)*, 8(10). <https://doi.org/10.3390/app8101761>
- Análise do mercado europeu de energia solar fotovoltaica (PV) - relatório do setor - tendências, tamanho e participação*. (n.d.). Retrieved 24 August 2023, from <https://www.mordorintelligence.com/pt/industry-reports/europe-solar-photovoltaic-market>
- Anzalchi, A., & Sarwat, A. (2017). *Overview of technical specifications for grid-connected photovoltaic systems* ☆. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.09.049>
- Bayrak, F., & Oztop, H. F. (2020). *Effects of static and dynamic shading on thermodynamic and electrical performance for photovoltaic panels*. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.114900>
- Característica da Célula Solar IV e Curva da Célula Solar IV*. (n.d.). Retrieved 24 August 2023, from <https://www.alternative-energy-tutorials.com/photovoltaics/solar-cell-i-v-characteristic.html>
- Carneiro Página, J. (2010). *[Semicondutores-Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica] 2010*.
- Castro, C. (n.d.). *Variabilidade da radiação solar geral | PPT*. Retrieved 22 August 2023, from <https://pt.slideshare.net/CarvalhoCC/variabilidade-da-radiao-solar-geral>

- Chegaar, M., Hamzaoui, A., Namoda, A., Petit, P., Aillerie, M., & Herguth, A. (2013). TerraGreen 13 International Conference 2013-Advancements in Renewable Energy and Clean Environment Effect of illumination intensity on solar cells parameters. *Energy Procedia*, 36, 722–729. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.084>
- Clima Guimarães: Temperatura, Tempo e Dados climatológicos Guimarães*. (n.d.). Retrieved 26 August 2023, from <https://pt.climate-data.org/europa/portugal/guimaraes/guimaraes-57351/>
- Como a UE poderá atingir a neutralidade carbónica até 2050 | Atualidade | Parlamento Europeu*. (n.d.). Retrieved 21 October 2023, from <https://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/society/20190926STO62270/com-o-a-ue-podera-atingir-a-neutralidade-carbonica-ate-2050>
- Comparação climática: Alemanha / Portugal*. (n.d.). Retrieved 24 August 2023, from <https://www.dadosmundiais.com/comparacao-climatica.php?r1=alemanha&r2=portugal>
- Componentes do sistema fotovoltaico – Energias Madeira*. (n.d.). Retrieved 25 August 2023, from <https://energiasmadeira.pt/como-funciona/#Estrutura>
- Da, D., Moura, S., Dionisio De Andrade, H., Emanuel, M., & Souza, T. (n.d.). *Uma Abordagem Sobre Diretrizes Básicas para a Realização de uma Manutenção Preditiva em Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados à Rede*.
- Decreto-Lei n.º 162/2019*. (n.d.).
- Diário da República. (2007, November 2). *Decreto-Lei n.º 363/2007 | DR*. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/363-2007-629412>
- Diário da República. (2011, March 8). *Decreto-Lei n.º 34/2011 | DR*. Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de Março. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/34-2011-279427>
- Diário da República. (2014, October 20). *Decreto-Lei n.º 153/2014 | DR*. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/153-2014-58406974>
- Diário da República. (2019). *Diário da República, 1.ª série PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS*.
- Diodo Bypass garante proteção do painel solar*. (n.d.). Retrieved 24 August 2023, from <https://www.alternative-energy-tutorials.com/photovoltaics/bypass-diode.html>
- Divya, A., Adish, T., Kaustubh, P., & Zade, P. S. (2023). *Review on recycling of solar modules/panels*. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.112151>

- Donauer - Energia Solar é o que nos move.* (n.d.). Retrieved 26 August 2023, from <https://www.donauer.pt/>
- dstsolar - Sistema Fotovoltaico.* (n.d.). Retrieved 26 August 2023, from <https://dstsolar.com/segmentos/residencial-energia-eletrica-energia-solar-autoconsumo/sistema-fotovoltaico/>
- Eighth report on the state of the energy union - European Commission.* (n.d.). Retrieved 24 December 2023, from https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/energy-union/eighth-report-state-energy-union_en
- FICHA TÉCNICA Título: Estatísticas rápidas das renováveis.* (2022).
- Grupo JAF - Construámos o seu futuro, juntos.* (n.d.). Retrieved 26 August 2023, from <https://jaf.com.pt/>
- Gupta, K. (2022, May 16). *Estrutura de montagem solar - Tipos de projeto de estruturas de montagem solar.* <https://ornatesolar.com/blog/different-types-of-solar-mounting-structures>
- Hailu, G., & Fung, A. S. (2019). Optimum tilt angle and orientation of photovoltaic thermal system for application in Greater Toronto Area, Canada. *Sustainability (Switzerland)*, 11(22). <https://doi.org/10.3390/su11226443>
- Harris, A. (2018, April 16). *Intensidade do Sol vs. Ângulo | ciência.* <https://sciencing.com/sun-intensity-vs-angle-23529.html>
- Huld, T., & Pinedo-Pascua, I. (n.d.). *PVGIS_EU_2012_solar_A1.* Retrieved 24 August 2023, from https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_pdfs/PVGIS_EU_2012_solar_A1.pdf
- Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Institute of Electrical and Electronics Engineers, & IEEE Industrial Electronics Society. (n.d.). *Proceedings, 2020 IEEE International Conference on Industrial Technology: Buenos Aires Institute of Technology (ITBA), Buenos Aires, Argentina, 26-28 February, 2020.*
- Intro - Meteonorm (de).* (n.d.). Retrieved 26 August 2023, from <https://meteonorm.com/>
- Khalil, S. A., & Shaffie, A. M. (2016). *Evaluation of transposition models of solar irradiance over Egypt.* <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.066>
- Kher, A. (n.d.). *Periélio e Afélio 2023/2024.* Retrieved 22 August 2023, from <https://www.timeanddate.com/astronomy/perihelion-aphelion-solstice.html>
- Krauter, S. (2006). *Solar Electric Power Generation.*

- Ma, T., Yang, H., & Lu, L. (2013). Performance evaluation of a stand-alone photovoltaic system on an isolated island in Hong Kong. *Applied Energy*, 112, 663–672. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.12.004>
- Macedo, V. (2021). *ENERGIA DESCENTRALIZADA: COMO FUNCIONA MAS U P P E A S U P A C ?*
- Manual do usuário PVGIS*. (n.d.). Retrieved 26 August 2023, from https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual_en#ref-3-choosing-solar-radiation-database
- Marsh, J. (2023, January 9). *Painéis solares monocristalinos vs. policristalinos* | EnergySage. <https://news.energysage.com/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar/>
- Material Didático - IMD*. (n.d.). Retrieved 24 August 2023, from <https://materialpublic.imd.ufrn.br/curso/disciplina/1/47/2/2>
- Mermoud, A., & Wittmer, B. (2014). *PVSYST USER'S MANUAL PVSYST SA-Route du*. www.pvsyst.com
- Moraes, C. (2020, May 5). *Célula Fotovoltaica: Tudo que Você Precisa Saber*. <https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>
- Mundo Educação. (n.d.-a). *Movimento de rotação - Mundo Educação*. Retrieved 22 August 2023, from <https://mundoeducacao.uol.com.br/geografia/movimento-rotacao.htm>
- Mundo Educação. (n.d.-b). *Movimentos da Terra: rotação, translação e mais - Mundo Educação*. Retrieved 22 August 2023, from <https://mundoeducacao.uol.com.br/geografia/movimentos-terra.htm>
- Nasa. (n.d.). *Noções básicas de voo espacial - Exploração do sistema solar: NASA Science*. Retrieved 22 August 2023, from <https://solarsystem.nasa.gov/basics/chapter2-1/>
- Nasa. (2009). *Climate and Earth's Energy Budget*.
- Oh, W., Jee, H., Bae, J., & Lee, J. (2022). *Busbar-free electrode patterns of crystalline silicon solar cells for high density shingled photovoltaic module*. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.111802>
- PERÍODOS HORÁRIOS na energia elétrica em Portugal*. (2020).
- Portaria 80/2020*. (2020, March 25). <https://dre.tretas.org/dre/4054133/portaria-80-2020-de-25-de-marco>
- Produção de energia para Autoconsumo | E-REDES*. (n.d.). Retrieved 26 August 2023, from <https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/redes-do-futuro/autoconsumo>

- Psomopoulos, C. S., Ioannidis, G. C., Kaminaris, S. D., Mardikis, K. D., & Katsikas, N. G. (2015). A Comparative Evaluation of Photovoltaic Electricity Production Assessment Software (PVGIS, PVWatts and RETScreen). *Environmental Processes*, 2, S175–S189. <https://doi.org/10.1007/s40710-015-0092-4>
- Reis, P. (2019, June 25). *Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares*. <https://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituientes-de-paineis-solares/>
- REPSOL. (n.d.). *Descubra tudo sobre as tarifas feed in e como funcionam | Repsol*. Retrieved 22 August 2023, from <https://www.repsol.pt/particulares/assessoramento/tarifas-feed-in/>
- Ribeiro, L. (2018, June 1). *Movimento da Terra e a incidência desigual da luz solar | Geografia no Vestibular*. <https://geografianovestibular.wordpress.com/2018/06/01/movimento-da-terra-e-a-incidencia-desigual-da-luz-solar/>
- SCE.ER. (n.d.). Retrieved 29 October 2023, from <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/sce-er/>
- Semicondutores - Esquemas - Eletronica PT*. (n.d.). Retrieved 24 August 2023, from <https://www.electronica-pt.com/semicondutores>
- Sene, H. M. M. de, Andrade, A. L. S., Silva, A. M. da, Vera, J. A. C. N., & Nascimento Junior, A. F. (2017). O ensino dos conceitos de solstício e equinócio e das estações do ano a partir do uso de gif como recurso didático. *Periódico Eletrônico Fórum Ambiental Da Alta Paulista*, 13(7). <https://doi.org/10.17271/1980082713720171723>
- Shi, L., Li, Z., Zhao, W., Wang, Z., Peng, Y., Gao, C., Hua, W., Wang, J., Yang, X., Fei, W., & Zhao, Y. (2023). Photovoltaic effect in paraelectric BiVO₄ film. *Nano Energy*, 114, 108594. <https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2023.108594>
- Silva, J. A., Gomes, L. M., Junior, J. G. dos S., Leal, L. S., Chagas, M. L., & Gomes Junior, L. M. (2017). Energia Solar Fotovoltaica: Um tema gerador para o aprendizado de Física. *Scientia Plena*, 13(01). <https://doi.org/10.14808/sci.plena.2017.012719>
- Singh, R., Kumar, S., Gehlot, A., & Pachauri, R. (2017). *An imperative role of sun trackers in photovoltaic technology: A review*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.018>
- Solar energy*. (2023). https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en
- Solar Photovoltaic Cell Basics | Department of Energy*. (n.d.). Retrieved 24 August 2023, from <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-cell-basics>

- SolarPower Europe. (2022, December 19). *Novo relatório revela que a energia solar da UE aumenta quase 50% em 2022 - SolarPower Europe*. <https://www.solarpowereurope.org/press-releases/new-report-reveals-eu-solar-power-soars-by-almost-50-in-2022>
- Sun, T., Xing, H., Cao, S., Zhang, Y., Fan, S., & Liu, P. (2022). *ScienceDirect A novel detection method for hot spots of photovoltaic (PV) panels using improved anchors and prediction heads of YOLOv5 network*. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.08.130>
- Sykes, J. (2023, August 7). *How are Solar Panels made? What are they made of? | Solar Choice*. <https://www.solarchoice.net.au/learn/solar-energy/how-are-solar-panels-made/>
- Tariq, M. S., Butt, S. A., & Khan, H. A. (2018). *Impact of module and inverter failures on the performance of central-, string-, and micro-inverter PV systems*. <https://doi.org/10.1016/j.microrel.2018.06.096>
- Ward, A. (n.d.). *NASA Facts The Balance of Power in the Earth-Sun System*. Retrieved 22 August 2023, from www.nasa.gov
- Zahedi, A. (2005). *Solar photovoltaic (PV) energy; latest developments in the building integrated and hybrid PV systems*. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.08.007>

ANEXOS A: FICHAS TÉCNICAS

1. PAINEL FOTOVOLTAICO S-ENERGY 450WP



SL45-72_{MAI}

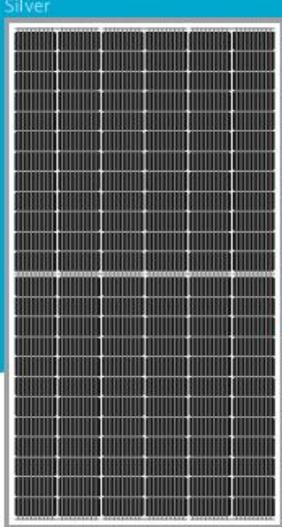
440~455W

HALF-CUT Series

1,500V Monocrystalline PV Module

CERTIFICATIONS

IEC 61215, 61730 / UL 61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO 45001: Occupational Health & Safety System



FEATURES

- 

Enhanced External Load/Impact
 Snow Load : 5,400 Pa
 Wind Load : 2,400 Pa
- 

PID Resistance
 Enhanced Potential Induced Degradation Resistance
- 

Fire Safety
 Spread of Flame Class A,
 Burning Brand Class C
- 

Higher output power
 0~+5Wp,
 Higher than rated power
- 

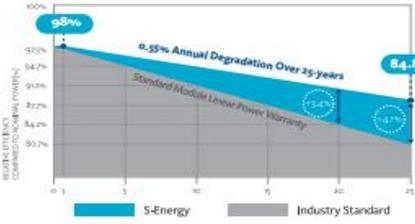
Excellent performance under low light conditions
 Cloudy days, mornings and evenings






WARRANTY

12 -YEARS PRODUCT WARRANTY
25 -YEARS LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



| Year | S-Energy (%) | Industry Standard (%) |
|------|--------------|-----------------------|
| 0 | 98% | 98% |
| 25 | 84.8% | 81% |

| | |
|---|---|
| <p>S-Energy Co., Ltd.</p> <p>S-Energy America (SEAI America, Inc.)</p> <p>S-Energy Chile (S-Energy Chile SpA)</p> <p>S-Energy Japan (S-Energy Japan Co., Ltd.)</p> <p>S-Energy Japan (S-Energy Japan Co., Ltd.)</p> | <p>A 20 PanGyoYeok-Ro 241BeonGil, BunDang-Gu, SeongNam-Si, GyeongGi-Do, Korea (3F MiraeAsset Tower) T +82-70-4339-7100 F +82-70-4339-7199 E inquiry@s-energy.com</p> <p>A 18022 Cowan, Suite 260, Irvine, CA 92614, U.S.A. T +1-949-281-7897 F +1-949-281-7893 E sales.us@s-energy.com</p> <p>A Av. Carro El Plomo N°5420, Office 402, Las Condes, Santiago, Chile T +56-22-604-8111 E sales.cl@s-energy.com</p> <p>A 8F, MJ Abeno Bldg., 1-5-1, Maruyama-dori, Abeono-ku, Osaka-shi, Osaka, Japan T +81-6-4703-5388 F +81-6-4703-5387 E sales.jp@s-energy.com</p> <p>A Fukuroku Building 2F, 2-7 Kanda-Tsukasamachi, Chiyoda-ku, Tokyo, Japan T +81-3-6261-3759 F +81-3-6261-3769 E sales.jp@s-energy.com</p> |
|---|---|

Homepage



SL45-72MAI

1,500V Monocrystalline PV Module 440W · 445W · 450W · 455W

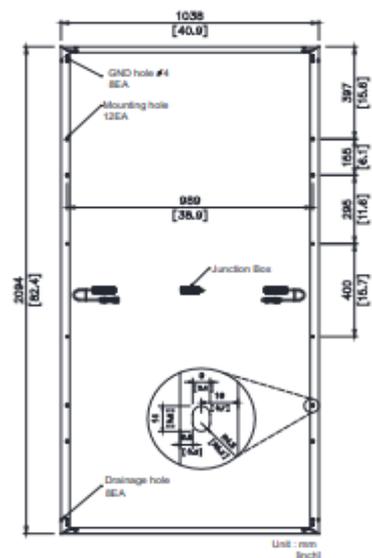


ELECTRICAL CHARACTERISTICS

| STC (Irradiance 1,000W/m ² , module temperature 25°C, AM1.5) | SL45-72MAI-440L | SL45-72MAI-445L | SL45-72MAI-450L | SL45-72MAI-455L |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Rated Power (P _{max}) | 440W | 445W | 450W | 455W |
| Voltage at P _{max} (V _{mp}) | 41.1V | 41.3V | 41.5V | 41.7V |
| Current at P _{max} (I _{mp}) | 10.71A | 10.78A | 10.85A | 10.92A |
| Warranted Minimum P _{max} | 440W | 445W | 450W | 455W |
| Short-Circuit Current (I _{sc}) | 11.46A | 11.53A | 11.60A | 11.66A |
| Open-Circuit Voltage (V _{oc}) | 48.9V | 49.1V | 49.3V | 49.5V |
| Module Efficiency | 20.2% | 20.5% | 20.7% | 20.9% |
| Operating Module Temperature | -40°C to +85°C | | | |
| Maximum System Voltage | 1,500V | | | |
| Fuse Rating | 20A | | | |
| Maximum Reverse Current | 27A | | | |
| Power Tolerance | 0 – +5W | | | |

MECHANICAL CHARACTERISTICS

| | |
|------------------------|--|
| Solar Cells | Monocrystalline Cells 166x83mm |
| Number of Cells | 72 Half Cells (6x24 Matrix) |
| Dimensions | 2,094 x 1,038 x 35mm |
| Front Load | 5,400Pa |
| Rear Load | 2,400Pa |
| Weight | 23.5kg |
| Glass | 3.2mm High-Transmittance Low Iron Tempered Glass |
| Frame | Anodized Aluminum Frame (Silver) |
| J-Box | ≥ IP67 with 3 bypass diodes |
| Output Cables | PV Wire (PV1-F), 12AWG (4mm ²), Cable Length : 1,400mm |
| Connectors | MC4 Original, Compatible |

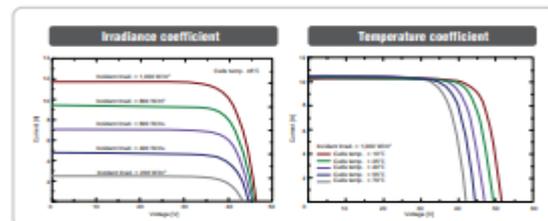


TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| | |
|---|---------------|
| Temperature coefficient of I _{sc} | 0.048 % / °C |
| Temperature coefficient of V _{oc} | -0.270 % / °C |
| Temperature coefficient of power | -0.350 % / °C |
| NOCT (T _{air} 20°C ; Irradiance 800W/m ² ; Wind 1m/s) | 45±2 °C |

PACKING CONFIGURATION

| | | |
|------------------------------|----------|-----------|
| Container | 20' | 40' |
| Modules Per Pallet | 30pcs | 30pcs |
| Pallets Per Container | 5pallets | 22pallets |
| Modules Per Container | 150pcs | 660pcs |



REMARKS

- P_{max} measurement tolerance : ±2.5%
- S-Energy uses triple A class simulator.
- Specification subject to change without prior notice.
- S-Energy reserves the rights of final interpretation.

NOTES

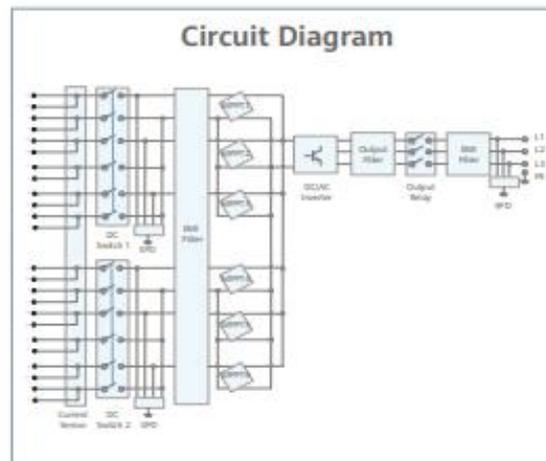
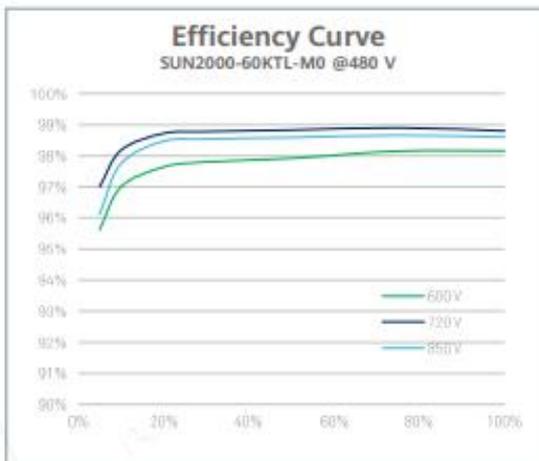
Installation instruction supplied with the module must be duly followed. For further information which is not mentioned on installation guides or directions, please contact to our technical service department.
- E-mail : Inquiry@s-energy.com

2. INVERSOR HUAWEI 60 kW

SUN2000-60KTL-M0
Smart String Inverter



-  **6 MPP Trackers**
-  **98.9% (@480V) Max. Efficiency**
-  **String-level Management**
-  **Smart I-V Curve Diagnosis Supported**
-  **Residual Current Monitoring Integrated**
-  **Fuse Free Design**
-  **Surge Arresters for DC & AC**
-  **IP65 Protection**



SUN2000-60KTL-M0

Technical Specifications

| Efficiency | |
|---|---|
| Max. Efficiency | 98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V |
| European Efficiency | 98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V |
| Input | |
| Max. Input Voltage | 1,100 V |
| Max. Current per MPPT | 22 A |
| Max. Short Circuit Current per MPPT | 30 A |
| Start Voltage | 200 V |
| MPPT Operating Voltage Range | 200 V ~ 1,000 V |
| Rated Input Voltage | 720 V@ 480 Vac; 600V @380 Vac / 400 Vac |
| Number of Inputs | 12 |
| Number of MPP Trackers | 6 |
| Output | |
| Rated AC Active Power | 60,000 W |
| Max. AC Apparent Power | 66,000 VA |
| Max. AC Active Power (cos ϕ =1) | 66,000 W |
| Rated Output Voltage | 220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE |
| Rated AC Grid Frequency | 50 Hz / 60 Hz |
| Rated Output Current | 91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V |
| Max. Output Current | 100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V |
| Adjustable Power Factor Range | 0.8 LG ... 0.8 LD |
| Max. Total Harmonic Distortion | < 3% |
| Protection | |
| Input-side Disconnection Device | Yes |
| Anti-islanding Protection | Yes |
| AC Overcurrent Protection | Yes |
| DC Reverse-polarity Protection | Yes |
| PV-array String Fault Monitoring | Yes |
| DC Surge Arrester | Type II |
| AC Surge Arrester | Type II |
| DC Insulation Resistance Detection | Yes |
| Residual Current Monitoring Unit | Yes |
| Communication | |
| Display | LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP |
| USB | Yes |
| RS485 | Yes |
| MBUS | Yes (isolation transformer required) |
| General | |
| Dimensions (W x H x D) | 1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch) |
| Weight (with mounting plate) | 74 kg (163.1 lb.) |
| Operating Temperature Range | -25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F) |
| Cooling Method | Natural Convection |
| Max. Operating Altitude | 4,000 m (13,123 ft.) |
| Relative Humidity | 0 ~ 100% |
| DC Connector | Amphenol Helios H4 |
| AC Connector | Waterproof PG Connector + OT Terminal |
| Protection Degree | IP65 |
| Topology | Transformerless |
| Standard Compliance (more available upon request) | |
| Certificate | EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699,P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11 |

3. ESTRUTURA DE SUPORTE ESDEC



www.esdec.com

AS VANTAGENS DO FLATFIX WAVE PLUS



RÁPIDO E FÁCIL

- Instalação rápida e fácil:
 - Unidades pré-montadas com ligação por encaixe
 - Não necessita ferramentas
 - Quantidade mínima de componentes
 - Máxima eficiência
- Gestão de cabos integrada
- Desmontagem fácil para manutenção e inspeção



MÁXIMA EFICIÊNCIA

- Ideal para projetos em coberturas comerciais de grande escala com máxima inclinação de 3°
- Adequado para painéis fotovoltaicos grandes de nova geração
- Disposição dupla (este-oeste)
- Segmentos grandes de módulos (máx. 40x40m / 1600m²)
- Adequado para painéis de até 1150 mm de largura
- Distância entre filas de 2300 mm ou 2460 mm
- Ângulo de inclinação de 13°
- Adequado para espessuras de flange do módulo de 1,2 mm a 2,8 mm
- Para os seguintes tipos de cobertura plana:
 - betão, betume, EPDM, PVC e TPO



FIÁVEL

- Instalação simples de unidades pré-montadas sem parafusos
- Design aerodinâmico
- Sistema robusto graças aos conectores verticais e horizontais
- O melhor suporte do módulo possível: 2 unidades base por painel
- Testado para padrões internacionais
- 20 anos de garantia do produto



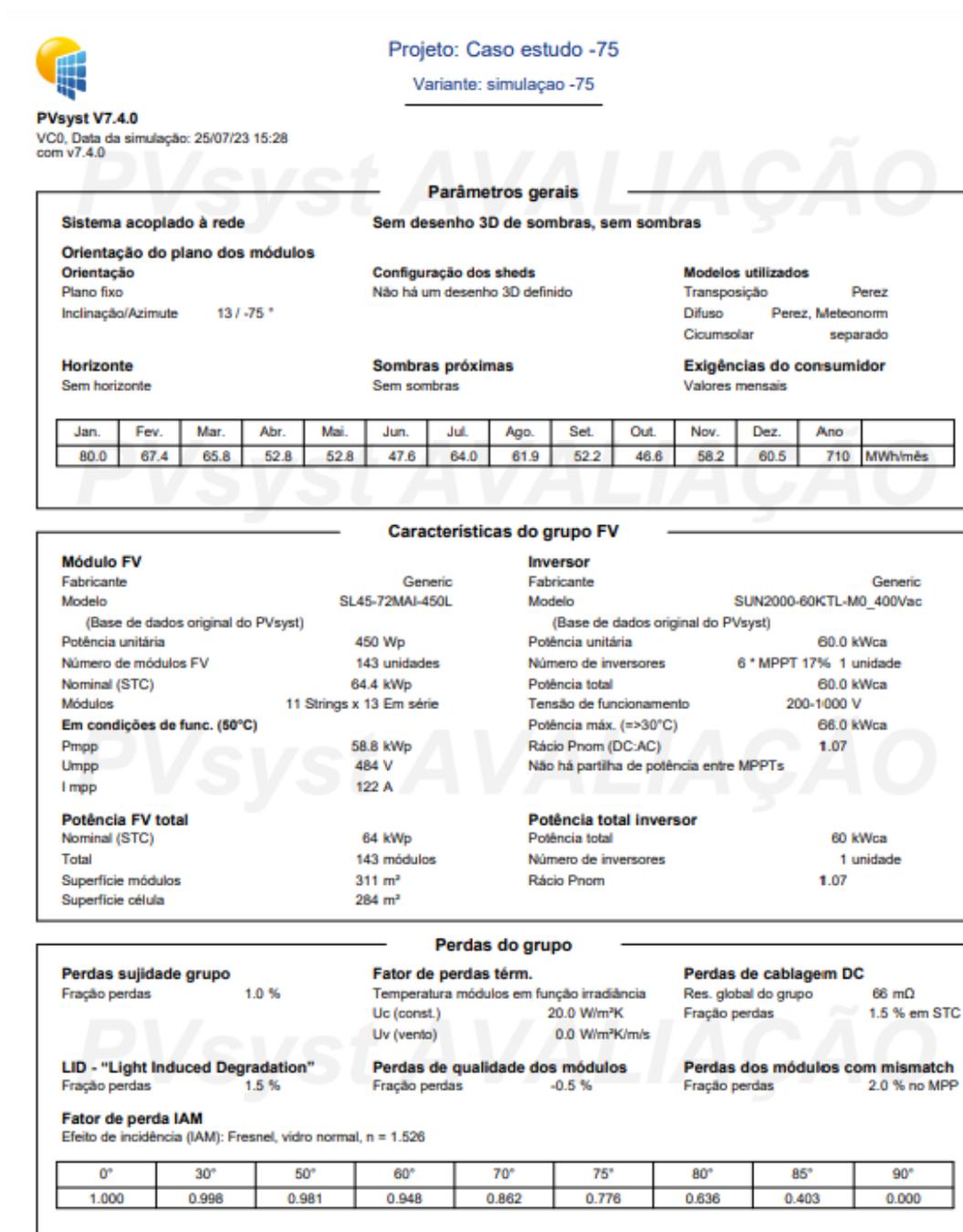
SEGURANÇA

- Suportes de telhado com conectores móveis
- O sistema desacoplado termicamente evita danos no material do telhado
- Ligação integrada
- Carga pontual baixa
- Painel fixado no comprimento do módulo de acordo com as especificações do fornecedor do módulo, minimizando os riscos de danos no módulo
- A carga sobre os módulos é reduzida e não fazem parte do sistema de suporte
- Cumpre os mais rígidos requisitos contra corrosão

ANEXO B: RELATÓRIOS PVSYS

1. RELATÓRIO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESTUDO N-P

1.1. INCLINAÇÃO DE 13° E AZIMUTE DE -75°



Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo



Projeto: Caso estudo -75

Variante: simulação -75

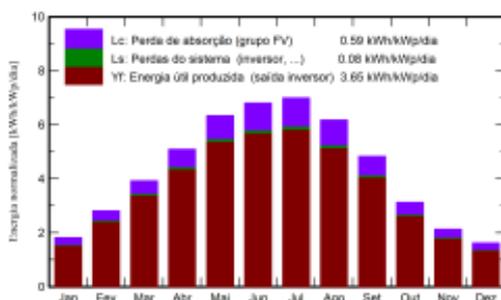
PVsyst V7.4.0

VC0, Data da simulação: 25/07/23 15:28
com v7.4.0

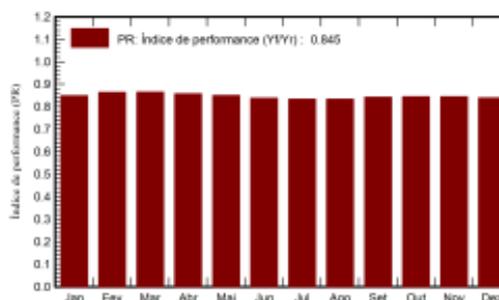
Resultados principais

| | | | |
|----------------------------|----------------|---------------------|------------------|
| Produção do sistema | | | |
| Energia produzida | 85637 kWh/ano | Produção específica | 1331 kWh/kWp/ano |
| Energia utilizada | 709839 kWh/ano | Índice de perf. PR | 84.53 % |
| | | Fração solar | 12.07 % |

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços 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 | 53.7 | 24.18 | 9.81 | 56.3 | 51.4 | 3144 | 80020 | 3076 | -0.950 | 76945 |
| Fevereiro | 75.9 | 34.87 | 10.26 | 78.7 | 73.6 | 4467 | 87430 | 4376 | -0.786 | 63054 |
| Março | 120.6 | 57.75 | 12.26 | 121.7 | 115.4 | 6911 | 85750 | 6773 | -0.784 | 58977 |
| Abril | 151.8 | 86.17 | 13.70 | 152.8 | 146.0 | 8606 | 52750 | 8433 | -0.678 | 44317 |
| Maio | 191.9 | 83.78 | 16.03 | 196.4 | 188.8 | 10969 | 52840 | 10749 | -0.630 | 42091 |
| Junho | 203.6 | 74.05 | 18.19 | 204.1 | 196.4 | 11239 | 47800 | 11011 | -0.544 | 36589 |
| Julho | 216.6 | 77.30 | 19.45 | 216.9 | 208.6 | 11883 | 64030 | 11643 | -0.592 | 52387 |
| Agosto | 189.3 | 65.54 | 19.89 | 191.5 | 183.7 | 10493 | 61920 | 10263 | -0.678 | 51637 |
| Setembro | 142.4 | 53.90 | 18.57 | 144.9 | 138.0 | 8016 | 52200 | 7855 | -0.726 | 44345 |
| Outubro | 94.5 | 41.59 | 16.71 | 96.8 | 90.9 | 5374 | 46800 | 5263 | -0.834 | 41337 |
| Novembro | 61.2 | 26.48 | 12.34 | 64.0 | 58.7 | 3553 | 58200 | 3477 | -0.888 | 54722 |
| Dezembro | 47.0 | 23.82 | 10.56 | 50.2 | 45.3 | 2770 | 60500 | 2708 | -0.960 | 57791 |
| Ano | 1548.3 | 629.43 | 14.84 | 1574.4 | 1496.8 | 87426 | 709839 | 85646 | -9.050 | 624193 |

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 |

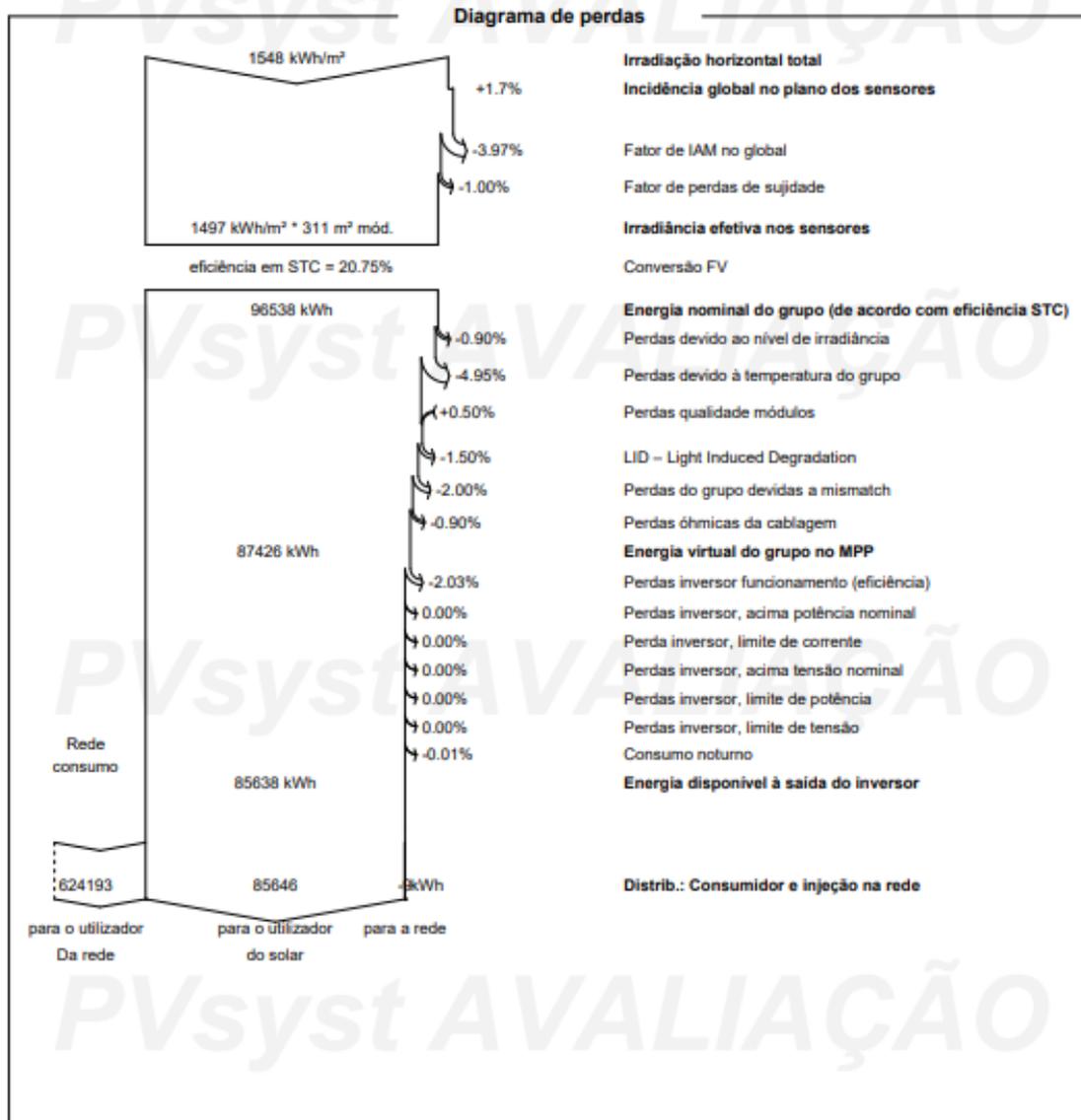


PVsyst V7.4.0

VC0, Data da simulação: 25/07/23 15:28
com v7.4.0

Projeto: Caso estudo -75

Variante: simulação -75



Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

1.2. INCLINAÇÃO DE 13° E AZIMUTE DE 105°



PVsyst V7.4.0

VC0, Data da simulação: 27/07/23 15:08 com v7.4.0

Projeto: Caso de Estudo 105°

Variante: New simulation 105°

Parâmetros gerais

| | | | | | | | | | | | | | |
|--|------------|---|---|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|---------|
| Sistema acoplado à rede | | Sem desenho 3D de sombras, sem sombras | | | | | | | | | | | |
| Orientação do plano dos módulos | | Configuração dos sheds | Modelos utilizados | | | | | | | | | | |
| Plano fixo | | Não há um desenho 3D definido | Transposição Perez | | | | | | | | | | |
| Inclinação/Azimute | 13 / 105 ° | | Difuso Perez, Meteorom Cicumsolar separado | | | | | | | | | | |
| Horizonte | | Sombras próximas | Exigências do consumidor | | | | | | | | | | |
| Sem horizonte | | Sem sombras | Valores mensais | | | | | | | | | | |
| Jan. | Fev. | Mar. | Abr. | Mai. | Jun. | Jul. | Ago. | Set. | Out. | Nov. | Dez. | Ano | |
| 80.0 | 67.4 | 68.0 | 52.8 | 52.8 | 47.6 | 64.0 | 61.9 | 52.2 | 46.6 | 58.2 | 60.5 | 712 | MWh/mês |

Características do grupo FV

| | | | |
|-------------------------------------|--------------------------|---|-------------------------|
| Módulo FV | | Inversor | |
| Fabricante | Generic | Fabricante | Generic |
| Modelo | SL45-72MAI-450L | Modelo | SUN2000-60KTL-M0_400Vac |
| (Base de dados original do PVsyst) | | (Base de dados original do PVsyst) | |
| Potência unitária | 450 Wp | Potência unitária | 60.0 kWca |
| Número de módulos FV | 143 unidades | Número de inversores | 6 * MPPT 17% 1 unidade |
| Nominal (STC) | 64.4 kWp | Potência total | 60.0 kWca |
| Módulos | 11 Strings x 13 Em série | Tensão de funcionamento | 200-1000 V |
| Em condições de func. (50°C) | | Potência máx. (=>30°C) | 66.0 kWca |
| Pmpp | 58.8 kWp | Rácio Pnom (DC:AC) | 1.07 |
| Umpp | 484 V | Não há partilha de potência entre MPPTs | |
| Impp | 122 A | | |
| Potência FV total | | Potência total inversor | |
| Nominal (STC) | 64 kWp | Potência total | 60 kWca |
| Total | 143 módulos | Número de inversores | 1 unidade |
| Superfície módulos | 311 m² | Rácio Pnom | 1.07 |
| Superfície célula | 284 m² | | |

Perdas do grupo

| | | | | | | | | |
|--|---|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Perdas sujidade grupo | Fator de perdas térm. | Perdas de cablagem DC | | | | | | |
| Fração perdas | 1.0 % | Res. global do grupo | | | | | | |
| | Temperatura módulos em função irradiância | 66 mΩ | | | | | | |
| | Uc (const.) | Fração perdas | | | | | | |
| | 20.0 W/m²K | 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 | | | | | | |
| | -0.5 % | | | | | | | |
| Perdas devidas a mismatch, em fiadas | | | | | | | | |
| Fração perdas | | | | | | | | |
| 0.1 % | | | | | | | | |
| Fator de perda IAM | | | | | | | | |
| Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526 | | | | | | | | |
| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
| 1.000 | 0.998 | 0.981 | 0.948 | 0.862 | 0.776 | 0.636 | 0.403 | 0.000 |

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo



Projeto: Caso de Estudo 105°

Variante: New simulation 105°

PVsyst V7.4.0

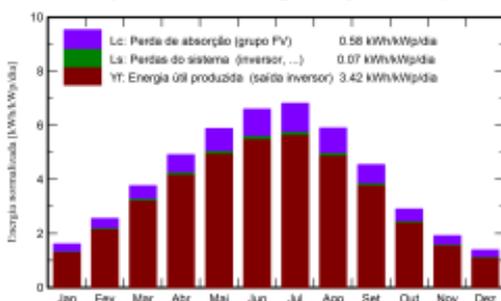
VC0, Data da simulação: 27/07/23 15:08
com v7.4.0

Resultados principais

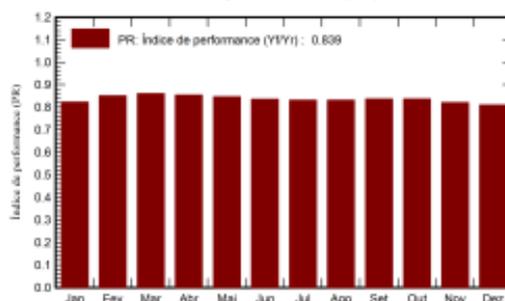
Produção do sistema

| | | | |
|-------------------|----------------|---------------------|------------------|
| Energia produzida | 80246 kWh/ano | Produção específica | 1247 kWh/kWp/ano |
| Energia utilizada | 712080 kWh/ano | Índice de perf. PR | 83.89 % |
| | | Fração solar | 11.27 % |

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/m ² | kWh/m ² | °C | kWh/m ² | kWh/m ² | kWh | kWh | kWh | kWh | kWh |
| Janeiro | 53.7 | 24.18 | 9.81 | 49.8 | 44.2 | 2699 | 80020 | 2638 | -0.948 | 77382 |
| Fevereiro | 75.9 | 34.87 | 10.26 | 71.5 | 65.9 | 4000 | 67430 | 3916 | -0.782 | 63513 |
| Março | 120.6 | 57.75 | 12.26 | 116.6 | 110.0 | 6588 | 67970 | 6457 | -0.790 | 61514 |
| Abril | 151.8 | 66.17 | 13.70 | 147.4 | 140.2 | 8267 | 52750 | 8101 | -0.678 | 44849 |
| Mai | 191.9 | 83.78 | 16.03 | 182.2 | 173.9 | 10128 | 52840 | 9926 | -0.632 | 42913 |
| Junho | 203.6 | 74.05 | 18.19 | 198.0 | 189.6 | 10868 | 47600 | 10649 | -0.546 | 36951 |
| Julho | 216.6 | 77.30 | 19.45 | 211.2 | 202.6 | 11541 | 64030 | 11310 | -0.590 | 52720 |
| Agosto | 189.3 | 65.54 | 19.89 | 182.9 | 174.8 | 9985 | 61920 | 9786 | -0.682 | 52134 |
| Setembro | 142.4 | 53.90 | 18.57 | 136.3 | 128.9 | 7487 | 52200 | 7338 | -0.722 | 44862 |
| Outubro | 94.5 | 41.59 | 16.71 | 90.0 | 83.6 | 4950 | 46800 | 4847 | -0.838 | 41753 |
| Novembro | 61.2 | 26.48 | 12.34 | 57.6 | 51.4 | 3111 | 58220 | 3043 | -0.886 | 55177 |
| Dezembro | 47.0 | 23.82 | 10.56 | 43.0 | 37.8 | 2299 | 60500 | 2244 | -0.954 | 58255 |
| Ano | 1548.3 | 629.43 | 14.84 | 1486.5 | 1402.9 | 81924 | 712080 | 80255 | -9.048 | 631825 |

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 |

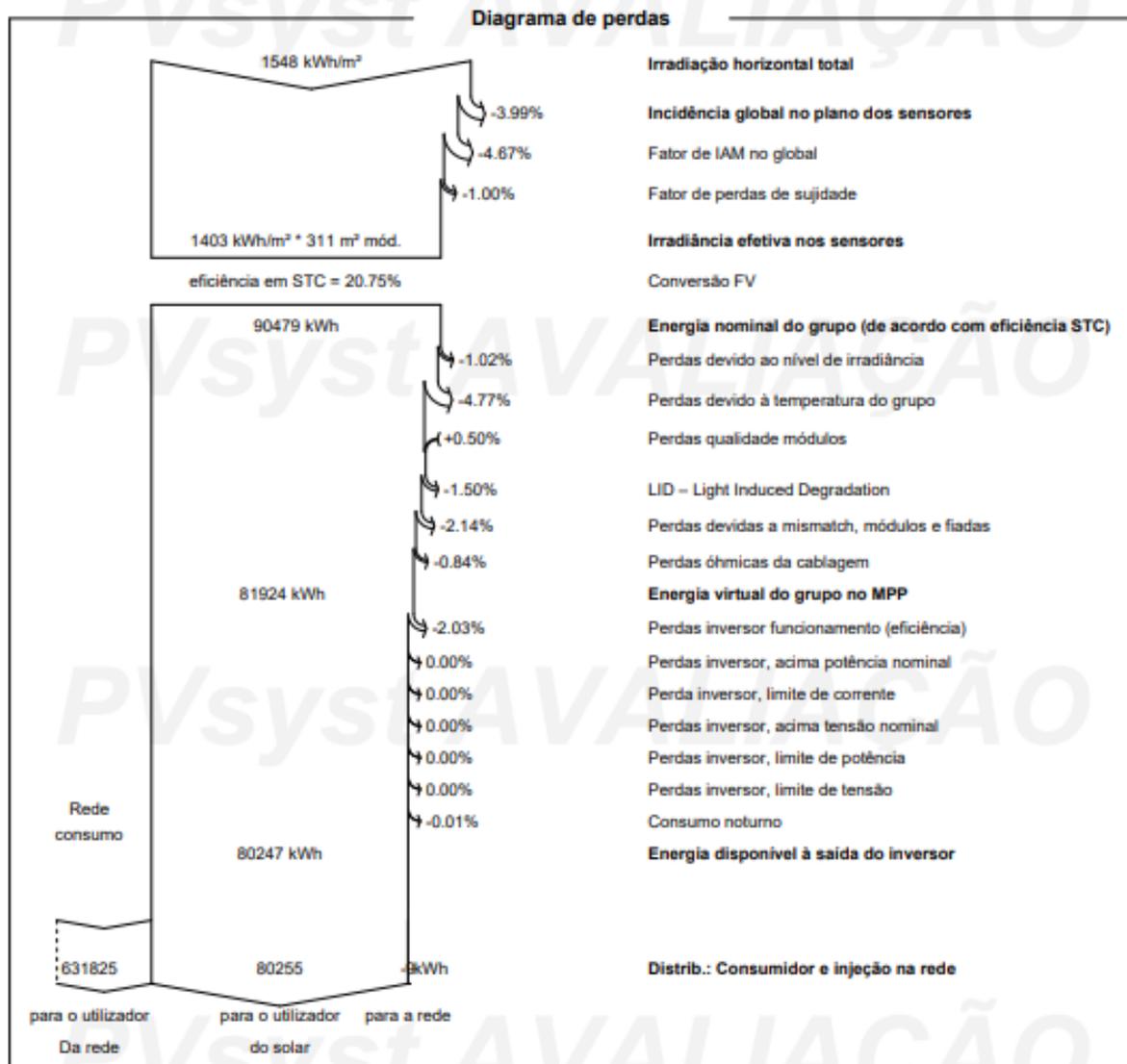


PVsyst V7.4.0

VC0, Data da simulação: 27/07/23 15:08
com v7.4.0

Projeto: Caso de Estudo 105°

Variante: New simulation 105°



2. RELATÓRIO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESTUDO N-P COM DADOS METEOROLÓGICOS DO PVGIS (2020)

2.1. INCLINAÇÃO DE 13° E AZIMUTE DE -75°



Projeto: Novo caso de estudo -75°

Variante: Novo caso estudo -75°

PVsyst V7.4.0
 VC1, Data da simulação: 05/08/23 10:06
 com v7.4.0

Parâmetros gerais

| | | | |
|--|-------------------------------|---|---------------------------------|
| Sistema acoplado à rede | | Sem desenho 3D de sombras, sem sombras | |
| Orientação do plano dos módulos | | | |
| Orientação | Configuração dos sheds | | Modelos utilizados |
| Plano fixo | Não há um desenho 3D definido | | Transposição Perez |
| Inclinação/Azimute 13 / -75 ° | | | Difuso Importado |
| | | | Ciçumsolar separado |
| Horizonte | | Sombras próximas | Exigências do consumidor |
| Sem horizonte | | Sem sombras | Valores mensais |

| Jan. | Fev. | Mar. | Abr. | Mai. | Jun. | Jul. | Ago. | Set. | Out. | Nov. | Dez. | Ano | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|---------|
| 80.0 | 67.4 | 68.0 | 52.8 | 52.8 | 47.6 | 64.0 | 81.9 | 52.2 | 46.6 | 58.2 | 60.5 | 712 | MWh/mês |

Características do grupo FV

| | | | |
|-------------------------------------|--------------------------|---|-------------------------|
| Módulo FV | | Inversor | |
| Fabricante | Generic | Fabricante | Generic |
| Modelo | SL45-72MAI-450L | Modelo | SUN2000-60KTL-M0_400Vac |
| (Base de dados original do PVsyst) | | | |
| Potência unitária | 450 Wp | Potência unitária | 60.0 kWca |
| Número de módulos FV | 143 unidades | Número de inversores | 6 * MPPT 17% 1 unidade |
| Nominal (STC) | 64.4 kWp | Potência total | 60.0 kWca |
| Módulos | 11 Strings x 13 Em série | Tensão de funcionamento | 200-1000 V |
| Em condições de func. (60°C) | | | |
| Pmpp | 58.8 kWp | Potência máx. (=>30°C) | 66.0 kWca |
| Umpp | 484 V | Rácio Phom (DC-AC) | 1.07 |
| Impp | 122 A | Não há partilha de potência entre MPPTs | |
| Potência FV total | | Potência total inversor | |
| Nominal (STC) | 64 kWp | Potência total | 60 kWca |
| Total | 143 módulos | Número de inversores | 1 unidade |
| Superfície módulos | 311 m² | Rácio Phom | 1.07 |
| Superfície célula | 284 m² | | |

Perdas do grupo

| | | |
|--|---|--|
| Perdas sujidade grupo | Fator de perdas térm. | Perdas de cablagem DC |
| Fração perdas 3.0 % | Temperatura módulos em função irradiância | Res. global do grupo 66 mΩ |
| | Uc (const.) 50.0 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 2.0 % | Fração perdas 0.7 % | Fração perdas 3.0 % no MPP |
| Perdas devidas a mismatch, em fiadas | | |
| Fração perdas 3.0 % | | |
| Fator de perda IAM | | |
| Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526 | | |

| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 0.998 | 0.981 | 0.948 | 0.862 | 0.776 | 0.636 | 0.403 | 0.000 |

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo



Projeto: Novo caso de estudo -75°

Variante: Novo caso estudo -75°

PVsyst V7.4.0

VC1, Data da simulação: 05/08/23 10:08
com v7.4.0

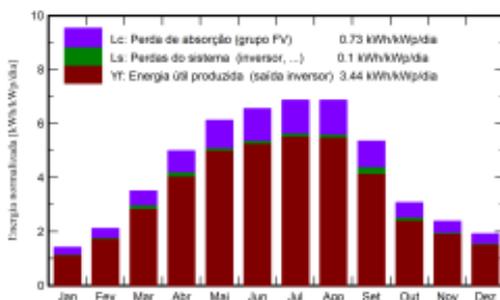
Resultados principais

Produção do sistema

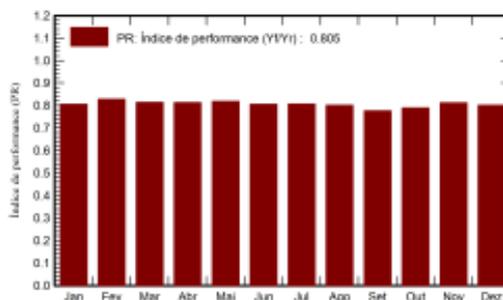
Energia produzida 80859 kWh/ano
Energia utilizada 712080 kWh/ano

Produção específica 1257 kWh/kWp/ano
Índice de perf. PR 80.52 %
Fração solar 11.36 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanças e resultados principais

| | GlobHor | DiffHor | T_Amb | GlobInc | GlobEff | EArray | E_User | E_Solar | E_Grid | EFrGrid |
|------------------|--------------------|--------------------|-------|--------------------|--------------------|--------|--------|---------|--------|---------|
| | kWh/m ² | kWh/m ² | °C | kWh/m ² | kWh/m ² | kWh | kWh | kWh | kWh | kWh |
| Janeiro | 41.6 | 24.92 | 9.80 | 43.9 | 39.6 | 2333 | 80020 | 2277 | -0.962 | 77743 |
| Fevereiro | 57.2 | 34.37 | 8.43 | 59.1 | 54.3 | 3224 | 67430 | 3153 | -0.784 | 64277 |
| Março | 103.5 | 49.26 | 9.54 | 108.6 | 101.0 | 5984 | 67970 | 5696 | -0.820 | 62274 |
| Abril | 147.2 | 61.90 | 12.60 | 149.7 | 140.3 | 8150 | 52750 | 7834 | -0.692 | 44916 |
| Mai | 189.6 | 65.19 | 15.67 | 189.9 | 178.7 | 10218 | 52840 | 10008 | -0.624 | 42832 |
| Junho | 203.6 | 68.31 | 20.70 | 196.5 | 185.0 | 10395 | 47600 | 10184 | -0.600 | 37416 |
| Julho | 214.1 | 66.15 | 20.76 | 212.9 | 200.6 | 11279 | 64030 | 11051 | -0.628 | 52979 |
| Agosto | 211.5 | 53.79 | 22.45 | 212.9 | 200.4 | 11207 | 61920 | 10981 | -0.660 | 50939 |
| Setembro | 160.4 | 47.41 | 19.11 | 160.6 | 149.9 | 8510 | 52200 | 8026 | -0.720 | 44174 |
| Outubro | 91.1 | 40.45 | 16.32 | 95.4 | 87.9 | 5067 | 46800 | 4851 | -0.830 | 41749 |
| Novembro | 65.8 | 28.30 | 8.52 | 71.5 | 64.3 | 3817 | 58220 | 3738 | -0.904 | 54482 |
| Dezembro | 54.5 | 23.60 | 8.28 | 59.5 | 52.7 | 3136 | 60500 | 3089 | -0.968 | 57431 |
| Ano | 1540.2 | 563.65 | 14.39 | 1560.5 | 1454.5 | 83300 | 712080 | 80868 | -9.192 | 631212 |

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 |

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo

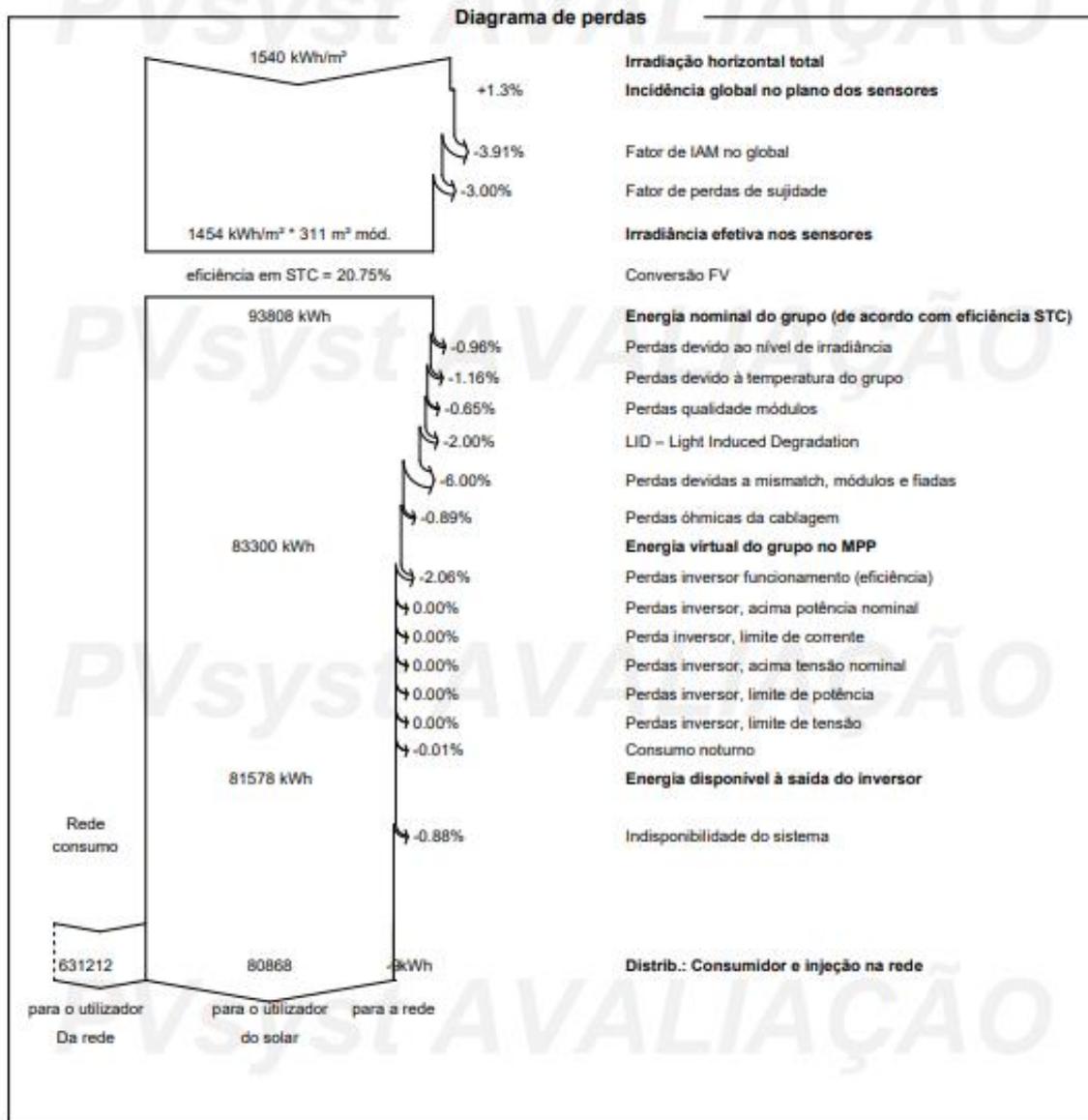


PVsyst V7.4.0

VC1, Data da simulação: 05/08/23 10:06
com v7.4.0

Projeto: Novo caso de estudo -75°

Variante: Novo caso estudo -75°



2.2. INCLINAÇÃO DE 13° E AZIMUTE DE 105°



PVsyst V7.4.0

VC1, Data da simulação: 05/08/23 10:08
com v7.4.0

Projeto: Novo caso de estudo 105°

Variante: Novo caso estudo 105°

Parâmetros gerais

| | | | | | | | | | | | | | |
|--|------|---|------|------|------|------|---------------------------------|------|------|------|------|-----|---------|
| Sistema acoplado à rede | | Sem desenho 3D de sombras, sem sombras | | | | | | | | | | | |
| Orientação do plano dos módulos | | Configuração dos sheds | | | | | Modelos utilizados | | | | | | |
| Orientação | | Não há um desenho 3D definido | | | | | Transposição Perez | | | | | | |
| Plano fixo | | | | | | | Difuso Importado | | | | | | |
| Inclinação/Azimute | | 13 / 105 ° | | | | | Cicumsolar separado | | | | | | |
| Horizonte | | Sombras próximas | | | | | Exigências do consumidor | | | | | | |
| Sem horizonte | | Sem sombras | | | | | Valores mensais | | | | | | |
| Jan. | Fev. | Mar. | Abr. | Mai. | Jun. | Jul. | Ago. | Set. | Out. | Nov. | Dez. | Ano | |
| 80.0 | 67.4 | 68.0 | 52.8 | 52.8 | 47.6 | 64.0 | 81.9 | 52.2 | 46.6 | 58.2 | 60.5 | 712 | MWh/mês |

Características do grupo FV

| | | | |
|-------------------------------------|--------------------------|---|-------------------------|
| Módulo FV | | Inversor | |
| Fabricante | Generic | Fabricante | Generic |
| Modelo | SL45-72MAJ-450L | Modelo | SUN2000-60KTL-MQ_400Vac |
| (Base de dados original do PVsyst) | | (Base de dados original do PVsyst) | |
| Potência unitária | 450 Wp | Potência unitária | 60.0 kWca |
| Número de módulos FV | 143 unidades | Número de inversores | 6 * MPPT 17% 1 unidade |
| Nominal (STC) | 64.4 kWp | Potência total | 60.0 kWca |
| Módulos | 11 Strings x 13 Em série | Tensão de funcionamento | 200-1000 V |
| Em condições de func. (50°C) | | Potência máx. (=>30°C) | 66.0 kWca |
| Pmpp | 58.8 kWp | Rácio Pnom (DC-AC) | 1.07 |
| Ump | 484 V | Não há partilha de potência entre MPPTs | |
| I mpp | 122 A | | |
| Potência FV total | | Potência total inversor | |
| Nominal (STC) | 64 kWp | Potência total | 60 kWca |
| Total | 143 módulos | Número de inversores | 1 unidade |
| Superfície módulos | 311 m² | Rácio Pnom | 1.07 |
| Superfície célula | 284 m² | | |

Perdas do grupo

| | | | | | | | | |
|--|-------|--|---------------|--|--------------|-------|-------|-------|
| Perdas sujidade grupo | | Fator de perdas térm. | | Perdas de cablagem DC | | | | |
| Fração perdas | 3.0 % | Temperatura módulos em função irradiação | | Res. global do grupo | 66 mΩ | | | |
| | | Uc (const.) | 50.0 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 | 2.0 % | Fração perdas | 0.7 % | Fração perdas | 3.0 % no MPP | | | |
| Perdas devidas a mismatch, em fidas | | | | | | | | |
| Fração perdas | 3.0 % | | | | | | | |
| Fator de perda IAM | | | | | | | | |
| Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526 | | | | | | | | |
| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
| 1.000 | 0.998 | 0.981 | 0.948 | 0.862 | 0.776 | 0.636 | 0.403 | 0.000 |

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo



PVsyst V7.4.0

VC1, Data da simulação: 05/08/23 10:08
com v7.4.0

Projeto: Novo caso de estudo 105°

Variante: Novo caso estudo 105°

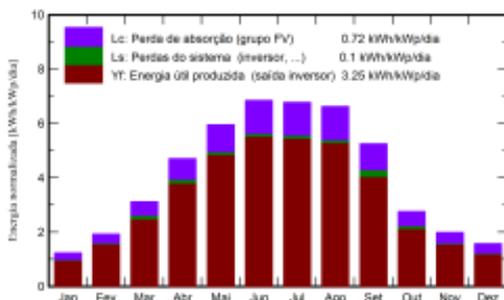
Resultados principais

Produção do sistema

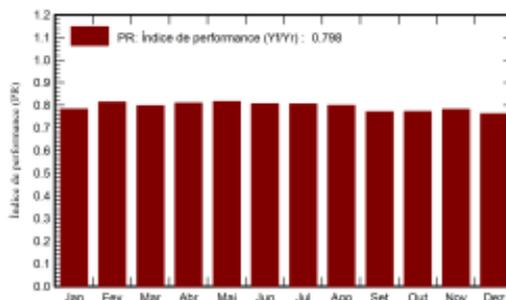
Energia produzida 76363 kWh/ano
Energia utilizada 712080 kWh/ano

Produção específica 1187 kWh/kWp/ano
Índice de perf. PR 79.81 %
Fração solar 10.73 %

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/m ² | kWh/m ² | °C | kWh/m ² | kWh/m ² | kWh | kWh | kWh | kWh | kWh |
| Janeiro | 41.6 | 24.92 | 9.80 | 38.3 | 33.8 | 1978 | 80020 | 1929 | -0.962 | 78091 |
| Fevereiro | 57.2 | 34.37 | 8.43 | 53.9 | 48.8 | 2893 | 67430 | 2828 | -0.786 | 64602 |
| Março | 103.5 | 49.26 | 9.54 | 96.6 | 88.7 | 5229 | 67970 | 4962 | -0.820 | 63008 |
| Abril | 147.2 | 61.90 | 12.60 | 141.1 | 131.6 | 7637 | 52750 | 7355 | -0.692 | 45395 |
| Mai | 189.6 | 85.19 | 15.67 | 184.5 | 173.4 | 9901 | 52840 | 9699 | -0.626 | 43141 |
| Junho | 203.6 | 88.31 | 20.70 | 205.5 | 194.0 | 10891 | 47600 | 10671 | -0.600 | 36929 |
| Julho | 214.1 | 86.15 | 20.76 | 210.2 | 198.0 | 11120 | 64030 | 10896 | -0.628 | 53134 |
| Agosto | 211.5 | 53.79 | 22.45 | 205.5 | 193.0 | 10781 | 61920 | 10565 | -0.660 | 51355 |
| Setembro | 160.4 | 47.41 | 19.11 | 157.6 | 146.3 | 8296 | 52200 | 7821 | -0.720 | 44379 |
| Outubro | 91.1 | 40.45 | 16.32 | 85.4 | 77.7 | 4466 | 46600 | 4248 | -0.828 | 42352 |
| Novembro | 65.8 | 28.30 | 8.52 | 59.6 | 52.0 | 3088 | 58220 | 3002 | -0.904 | 55218 |
| Dezembro | 54.5 | 23.60 | 8.28 | 48.8 | 41.5 | 2451 | 60500 | 2395 | -0.968 | 58105 |
| Ano | 1540.2 | 563.65 | 14.39 | 1487.0 | 1378.8 | 78713 | 712080 | 76372 | -9.194 | 635708 |

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 |

Avaliação do desempenho de um sistema solar fotovoltaico em regime de autoconsumo



PVsyst V7.4.0

VC1, Data da simulação: 05/08/23 10:08
com v7.4.0

Projeto: Novo caso de estudo 105°

Variante: Novo caso estudo 105°

