Universidade Eduardo Mondlane

Faculdade de Ciências

Departamento de Física

Dissertação de Mestrado

Avaliação do Potencial e Estimativa de Produção de Energia Eléctrica em um Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede: Caso do Instituto Superior Politécnico de Songo

Lucas João Boene

Agosto, 2025

Universidade Eduardo Mondlane

Faculdade de Ciências

Departamento de Física

Dissertação de Mestrado

Avaliação do Potencial e Estimativa de Produção de Energia Eléctrica em um Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede: Caso do Instituto Superior Politécnico de Songo

Lucas João Boene

Supervisor: Professor Catedrático Boaventura Chongo Cuamba

Co-Supervisor: Professor dr. Luís Chea

Dissertação de Mestrado apresentada ao Departamento de Física, Faculdade de Ciências, como condição parcial para a obtenção do grau de Mestre em Ciência e Tecnologias de Energias Renováveis.

Agosto, 2025

UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE CIÊNCIAS

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS (MCTER)

Avaliação do Potencial e Estimativa de Produção de Energia Eléctrica em um Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede: Caso do Instituto Superior Politécnico de Songo

Lucas João Boene

Dissertação de Mestrado apresentada ao Departamento de Física, Faculdade de Ciências, como condição para a obtenção do grau de Mestre em Ciência e Tecnologias de Energias Renováveis.

Aprovado em Novembro de 2025, por:

Prof. Doutor. Manuel Luís Chenene
(Arguente-Departamento de Física-UEM)

Prof. Doutor. António Leão
(Presidente-Departamento de Física-UEM)

Prof. dr. Luis Cleai
(Orientador-Departamento de Física-UEM)

Maputo, 2025

Declaração de Honra

Declaro que esta Dissertação de Mestrado é resultado da minha investigação pessoal e das orientações dos meus supervisores, o seu conteúdo é original e todas as fontes consultadas estão devidamente mencionadas no texto, nas notas e na bibliografia final.

Declaro ainda que este trabalho não foi apresentado em nenhuma outra instituição para obtenção de qualquer grau académico.

Maputo, Agosto de 2025

O autor



(Lucas João Boene)

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar ao Deus, Jeová, pela vida e saúde;

Agradecimentos especiais à minha mãe Ester Vilanculos, pela ajuda moral e conselhos, à minha esposa Lila da Graça, aos meus filhos Neodimio Boene e Neyson Boene pela paciência e encorajamento;

Aos meus orientadores Professores Boaventura Cuamba e Luís Chea pelo apoio, zelo, sabedoria e paciência na elaboração do trabalho de dissertação;

À todos membros da Direção, funcionários e Docentes do Departamento de Física que directa ou indirectamente contribuiram para a minha formação; e

À todos os amigos, familiares e colegas da turma do programa MCTER 2022 pelo apoio em todos os momentos.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO E OBJECTIVOS.....1

1.1. Introdução.....1
1.2. Justificativa do tema.....8
1.3. Hipóteses.....9
1.4. Objectivo geral.....9
1.5. Objectivos específicos.....9

CAPÍTULO 2: REVISÃO DA LITERATURA.....10

2.1. Recurso solar.....10
2.1.1. Espectro solar.....10
2.1.2. Geometria Terra-Sol.....12
2.1.3. Radiação solar.....15
2.2. Célula solar.....17
2.2.1. Parâmetros eléctricos de uma célula solar.....20
2.2.2. Principais tecnologias de células solares.....21
2.2.3. Estimativa de temperatura da célula solar.....26
2.2.4. Efeito da temperatura e irradiância no desempenho de uma célula/módulo FV.....28
2.3. Sistemas FV.....30
2.4. Factores de desempenho de SFLR.....36
2.5. Análise econômico-financeira de projectos de Sistemas FV.....39
2.6. Análise Ambiental de Sistemas FV.....41

CAPÍTULO 3: METODOLOGIA.....42

3.1. Enquadramento da pesquisa.....42
3.2. Descrição do local de estudo.....42
3.3. Caracterização do SFV proposto.....44
3.4. Procedimentos orientadores na elaboração da metodologia.....45
3.4.1. Energia produzida.....45
3.4.2. Viabilidade ambiental.....51
3.4.3. Viabilidade económica.....51
3.5. Fonte de dados.....54

CAPÍTULO 4: RESULTADOS E DISCUSSÕES.....56
4.1. Potência Instalada.....56
4.2. Estimativa da temperatura do módulo FV.....57
4.3. Potência e Energia produzida pelo SFV.....58
4.4. Desempenho das tecnologias fotovoltaicas.....59
4.5. Comparação entre a energia estimada e o valor simulado no programa PVSYST..61
4.6. Resultados do impacto ambiental.....64
4.7. Resultados da análise económica.....65
CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....68
5.1. Conclusões.....68
5.2. Recomendações.....70
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....71
Apêndice A1: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia m-si, área 1...80
Apêndice A2: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia m-si, área 2...81
Apêndice A3: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia p-si, área 1....82
Apêndice A4: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia p-si, área 2....83
Apêndice A5: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia CdTe.....84
Apêndice A5: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia CdTe.....85
Apêndice A5: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia CdTe.....86
Apêndice B1: Resultados da avaliação económica para tecnologia m-si.....87
Apêndice B2: Resultados da avaliação económica para tecnologia p-si.....88
Apêndice B3: Resultados da avaliação económica para tecnologia CdTe.....89
Anexo A: Factor de emissão da rede de alguns países Africanos.....90
Anexo B: Planta arquitetônica do edifício de salas de aulas e gabinetes.....91
Anexo C: Eficiências máximas teóricas de células solares em STC.....92
Anexo D: Factura de custos de módulo FV e inversor.....93
Anexo E: Preço de módulos FV e inversor na África de Sul.....94

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Matriz energética global, dados de 2022.....1

Figura 1.2. Capacidade fotovoltaica instalada à nível mundial.....2

Figura 1.3. Capacidade fotovoltaica instalada anualmente.....2

Figura 1.4. Comparação da taxa de crescimento de diferentes fontes de produção de energia...3

Figura 1.5. Comportamento da energia solar concentrada e fotovoltaica em África.....4

Figura 1.6. Consumo energético por fonte em 2022.....4

Figura 1.7. Distribuição da irradiação solar em Moçambique.....6

Figura 2.1. Diferentes espectros de irradiância solar: O espectro do corpo negro à 6 000 K; o extraterrestre e o espectro ao nível do mar.....11

Figura 2.2. Movimento de translação da Terra em torno do Sol e as estações do ano.....12

Figura 2.3. Ângulos notáveis em energia solar com a superfície receptora da radiação solar fixa e voltada para o Norte geográfico.....14

Figura 2.4. Componentes da irradiância solar.....15

Figura 2.5. Efeito FV numa célula solar.....18

Figura 2.6. Dopagem do silício com boro e fosfóro.....19

Figura 2.7. Modelo de uma célula solar de um díodo.....19

Figura 2.8. Principais parâmetros eléctricos de uma célula solar.....20

Figura 2.9. Tecnologia fotovoltaica-participação no mercado mundial.....22

Figura 2.10. Intervalo de aproveitamento FV do espectro AM 1.5 para células solares de C-si.....23

Figura 2.11. Imagem das três tecnologias consideradas no trabalho nomeadamente m-si, p-si e CdTe.....25

Figura 2.12. Diferentes configurações para montagem dos módulos e sua relação com INOCT.....26

Figura 2.13. Relação entre a temperatura do módulo e sua eficiência.....28

Figura 2.14. Relação entre a temperatura do módulo e sua potência.....29

Figura 2.15. Relação entre a irradiância e os parâmetros do módulo FV.....29

Figura 2.16. Composição geral dos componentes de um SFV.....31

Figura 2.17. Classificação dos SFV.....32

Figura 2.18. Esquema geral de um SFI.....33

Figura 2.19. SFI para o abastecimento de água e a casa do chefe do posto em Mapai-Chicualacuala.....33

Figura 2.20. Esquema geral de SFLR.....34

Figura 2.21. a) SFLR aplicado num centro comercial. b) Central fotovoltaica de Mocuba-Moçambique.....34

Figura 2.22. Esquema geral de um sistema híbrido (FV+ eólico) aplicado para sistemas isolados.....35

Figura 2.23. Perdas em SFV.....37

Figura 3.1. Localização geográfica da Vila de Songo.....43

Figura 3.2. Configuração esquemática do sistema proposto.....44

Figura 3.3. Distância entre o SFV e possíveis obstáculos.....46

Figura 3.4. Orientação retrato e paisagem dos módulos.....46

Figura 3.5. As áreas consideradas no dimensionamento do painel FV.....47

Figura 3.6. Médias das temperaturas altas e baixas na Vila de Songo.....48

Figura 3.7. Procedimentos para o cálculo da energia produzida pelo SFV.....50

Figura 3.8. Percentagem dos custos dos componentes de um SFLR.....52

Figura 3.9. Comparação do valor da irradiação entre os dados da NASA,PVGIS e os simulados no programa PVSYST.....54

Figura 3.10. Comportamento da velocidade do vento e temperatura ambiente na Vila de Songo.....55

Figura 3.11. Resumo do procedimento usado na elaboração do trabalho.....55

Figura 4.1. Potência instalada por tecnologia.....57

Figura 4.2. Resultados da estimativa de temperatura dos módulos FVs segundo o modelo de DB.....57

Figura 4.3. Potência AC produzida pelo SFV.....58

Figura 4.4. Energia AC produzida pelo SFV.....58

Figura 4.5. Energia AC produzida pelo SFV em função da irradiação no plano do módulo FV.....59

Figura 4.6. Comportamento do DC-Yield e da eficiência das tecnologias m-si, p-si e CdTe...59

Figura 4.7. Comportamento da taxa de productividade paras as tecnologias m-si, p-si e CdTe.....60

Figura 4.8. Comportamento da TD paras as tecnologias m-si, p-si e CdTe.....60

Figura 4.9.Comparação entre a energia estimada e simulada no PVSYST.....61

Figura 4.10. Comparação entre a taxa de productividade estimada e simulada no PVSYST....62

Figura 4.11.Comparação entre a TD estimada e simulada no PVSYST.....62

Figura 4.12.Perdas de energia do sistema ao longo dos anos do seu funcionamento.....64

Figura 4.13. Emissões poupadas de CO_2 em kg em função da tecnologia fotovoltaica durante o tempo de vida útil do sistema.....64

Figura 4.14. Fluxo de caixa acumulado para a tecnologia m-si.....65

Figura 4.15. Fluxo de caixa acumulado para a tecnologia p-si.....66

Figura 4.16. Fluxo de caixa acumulado para a tecnologia CdTe.....66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1. Exemplos de SFV instalados em localizações geográficas com níveis de irradiação menores que a média Moçambicana.....6

Tabela 1.2. Capacidade FV instalada e em planeamento.....7

Tabela 2.1. Composição do espectro da irradiância extraterrestre e na superfície terrestre.....11

Tabela 2.2. Descrição dos modelos da irradiância difusa e suas características.....17

Tabela 2.3. Resumo do resultado de dopagem do tipo *n* e *p* para o silício.....19

Tabela 2.4. Relação entre o coeficiente de absorção e a espessura do material.....24

Tabela 2.5. Comparação geral entre as tecnologias m-si, p-si e CdTe.....25

Tabela 2.6.Valores da temperatura INOCT para as configurações mostradas na **Figura 2.12**.....27

Tabela 2.7. Relação entre o valor de X na configuração b) e a distância de separação dos módulos com a superfície.....27

Tabela 2.8. Valores típicos de coeficiente *k* para diferentes tecnologias.....30

Tabela 2.9. Classificação do SFLR segundo a sua potência instalada.....35

Tabela 2.10. Exemplos de algumas aplicações dos SFV.....36

Tabela 2.11.Valores de outras perdas em SFV.....37

Tabela 2.12. Principais perdas em SFLR. Simulação no programa PVSYST 7.2 para a cidade da Beira..... 39

Tabela 2.13. Condições à considerar ao usar-se o VAL para a tomada de decisão.....40

Tabela 2.14. Condições à considerar ao usar-se o TIR para a tomada de decisão.....40

Tabela 3.1. Parâmetros eléctricos e térmicos dos módulos FV usados nas simulações.....44

Tabela 3.2. Altura e azimute solar na Vila de Songo para o dia 21 de Junho.....47

Tabela 3.3. Parâmetros eléctricos do inversor usado nas simulações.....49

Tabela 3.4. Custos envolvidos no SFV.....52

Tabela 3.5. Preço/W_p em dolar Americano dos principais componentes do SFLR.....52

Tabela 3.6. Capital inicial a investir de acordo com a tecnologia.....53

Tabela 3.7. Parâmetros de entrada na análise económica.....53

Tabela 4.1. Número de módulos que cabem na área 1.....56

Tabela 4.2. Número de módulos que cabem na área 2.....56

Tabela 4.3. Comparação entre os desvios nos valores da energia estimada e simulada para as 3 tecnologias.....62

Tabela 4.4. Comparação entre os desvios no valor da taxa de productividade estimada e simulada para as 3 tecnologias.....62

Tabela 4.5. Comparação entre os desvios no valor da TD estimada e simulada para as 3 tecnologias 63

Tabela 4.6. Estimativa da energia produzida por tecnologia.....65

Tabela 4.7. Resultados do VAL, TIR, payback-time e LCOE para o SFLR.....66

ABREVIATURAS

AC	Corrente Alternada
ALER	Associação Lusófona de Energias Renováveis
AM	Massa de Ar
AMER	Associação Moçambicana de Energias Renováveis
APAC	Àsia-Pacifíco
a-Si	Silício amorfo
a-Si/µc- Si	Silício microamorfo
AU	Unidade Astronômica
BOS	Balanceamento do Sistema
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Dissenileto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	Dissenileto de Cobre e Índio
C-si	Silício Cristalino
CSS	Sublimação em espaço fechado
DB	Duffie-Beckanm
DC	Corrente contínua
EDM	Electricidade de Moçambique
ER	Energias Renováveis
FF	Factor de Forma (Fill Factor)
FUNAE	Fundo de Energia
FV	Fotovoltaico
GaAs	Arsenieto de Gálio
GEE	Gases de Efeito de Estufa
HCB	Hidroeléctrica de Cahora Bassa
INOCT	Temperatura Nominal de Instalação e Operação da Célula
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável (International Renewable Energy Agency)
ISPS	Instituto Superior Politécnico de Songo
LCOE	Custo nivelado de energia (Levelized cost of energy).
MEA	Médio Oriente e Àfrica (Midlle East and Africa)
m-si	Silício monocristalino
NASA	Administração Nacional de Aeronáutica e Espaço (National Aeronautics and Space Administration)
NOCT	Temperatura Nominal de Operação da Célula
NREL	Laboratório Nacional de Energias Renováveis (National Renewable Energy Laboratory)
PRI	Período de Recuperação de Investimento
p-si	Silício policristalino
rMBE	Erro médio relativo (relative Mean Bias Error)
rRMSE	Erro quadrático médio relativo (relative Root Mean Square Deviation)

SFLR	Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFV	Sistema Fotovoltaico
SNL	Laboratórios Nacionais Sandia (Sandia National Laboratories)
STC	Condições Padrão de Teste (Standard Test Conditions)
TD	Taxa de Desempenho
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
VAL	Valor Actualizado Líquido
VTD	Deposição por transporte de vapor

RESUMO

Moçambique é um dos países da África subsaariana, com um potencial alto de irradiação solar para aplicação em Sistemas Fotovoltaicos (SFV), a irradiação global no plano horizontal varia no intervalo de 1700 à 2200 kWh/m^2/ano. No presente trabalho fez-se uma estimativa de produção de energia, de desempenho de (3) três tecnologias fotovoltaicas e de uma análise económica e ambiental de um Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede (SFLR) por instalar no Instituto Superior Politécnico de Songo (ISPS), localizado no Distrito de Cahora Bassa e Província de Tete. As três tecnologias consideradas foram nomeadamente a de silício monocristalino (m-si), policristalino (p-si) e a de filme fino de Telureto de Cádmio (CdTe). Para a realização do trabalho os dados considerados nomeadamente: a irradiação no plano inclinado segundo a latitude do local, a temperatura ambiente e a velocidade do vento, foram obtidos no seguinte endereço electrônico: power.larc.nasa.gov/data.acess-viewer. Os dados mostraram uma irradiação total de 2076.45 kWh/m^2/ano, temperatura ambiente média anual de 25ºC e velocidade do vento média de 3.88 m/s. O dimensionamento do SFLR realizado com base na área útil, resultou numa potência instalada de 97.27 kW_p para as tecnologias m-si e p-si e 98.56 kW_p para o filme fino, resultando numa produção anual de energia de 177.759 MWh, 177.749 MWh e 181.102 MWh respectivamente com as tecnologias m-si, p-si e CdTe. Portanto conhecida a demanda do edifício pode-se calcular quanto dela poderia ser coberta pelo SFLR (nível de penetração). Os resultados dos índices de mérito considerados a productividade e a taxa de desempenho mostraram valores de 1827.48 kWh/kWp, 1827.33 kWh/kWp e 1837.48 kWh/kWp para a productividade anual e 88.05%, 88.04 % e 88.53 % para a taxa de desempenho, para as tecnologias m-si, p-si e CdTe nomeadamente. Estes resultados mostraram que o filme fino de CdTe, teve o melhor desempenho entre as três tecnologias consideradas. Os resultados da análise económica mostraram: um VAL de USD 90 408.53, USD 102 565.70 e USD 117 788.00 nomeadamente para as tecnologias m-si, p-si e CdTe; um TIR que variou no intervalo de 12.42 % à 14 % sendo que os valores maiores verificaram-se com as tecnologias de CdTe e p-si; um PRI de 11 à 13 anos onde os valores maiores foram para a tecnologia m-si; e finalmente um custo nivelado de electricidade (LCOE) que variou no intervalo de 0.119 USD/kWh à 0.131 USD/kWh onde valores maiores foram encontrados com a tecnologia m-si e valores menores com o filme fino de CdTe. Em relação a análise ambiental entre 1863.3 $kgCO_2$ à 1944.0 $kgCO_2$ não seriam emitidos para a atmosfera, sendo que os maiores valores pertencem ao filme fino de CdTe. Por isso a instalação do SFLR é viável para todas as tecnologias, contudo resultados óptimos foram encontrados com as tecnologias m-si e CdTe. Portanto tendo-se em conta o custo elevado associado com a aquisição de módulo de m-si, pode-se concluir que a tecnologia p-si e o filme fino de CdTe podem ser consideradas por parte do ISPS, ao implementar o seu SFV.

Palavras chaves: Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede; Desempenho de tecnologias; viabilidade económica e ambiental.

Abstract

Mozambique is one of the sub-Saharan African countries with a high solar irradiation potential for application in photovoltaic systems (PVS), with a global irradiation in the horizontal plane varying between 1700 and 2200 kWh/m^2/year. In this study, an estimate was made of the energy production and performance of (3) three photovoltaic technologies and an economic and environmental analysis of a Grid Connected Photovoltaic System (GCPV) to be installed at the Songo Higher Polytechnic Institute (ISPS), located in the Cahora Bassa District and Tete Province. The three technologies considered were monocrystalline silicon (m-si), polycrystalline silicon (p-si) and thin film Cadmium Telluride (CdTe). To carry out the work, the data considered, namely irradiation on the inclined plane according to the latitude of the site, ambient temperature and wind speed, was obtained from the following website: power.larc.nasa.gov/data.access-viewer. The data showed a total irradiation of 2076.45 kWh/m^2/year, an average annual ambient temperature of 25^o C and an average wind speed of 3.88 m/s. Sizing the GCPV based on the floor area resulted in an installed power of 97.27 kW_p for the m-si and p-si technologies and 98.56 kW_p for the thin film, resulting in an annual energy production of 177.759 MWh, 177.749 MWh and 181.102 MWh respectively with the m-si, p-si and CdTe technologies. Therefore, once the building's demand is known, it can be calculated how much of it could be covered by the GCPV (penetration level). The merit index results for productivity and performance rate showed values of 1827.48 kWh/kWp, 1827.33 kWh/kWp and 1837.48 kWh/kWp for annual productivity and 88.05 %, 88.04 % and 88.53 % for performance rate, for the m-si, p-si and CdTe technologies in particular. These results showed that the CdTe thin film had the best performance of the three technologies considered. The results of the economic analysis showed: a NPV of USD 90 408.53, USD 102 565.70 and USD 117 788.00 for the m-si, p-si and CdTe technologies in particular; an IRR that varied between 12.52 % to 14 %, with the highest values for CdTe and p-si technologies; a pay-back time of 11 to 13 years, with the highest values for m-si technology; and finally a Levelized Cost of Energy (LCOE) that ranged from 0.119 USD/kWh to 0.131 USD/kWh, with the highest values for m-si technology and the lowest values for CdTe thin film. With regard to the environmental analysis, between 1863.3 $kgCO_2$ and 1944.0 $kgCO_2$ would not be emitted into the atmosphere, with the highest values belonging to the CdTe thin film. The installation of the GCPV is therefore feasible for all technologies, but optimum results were found with m-si and CdTe technologies. Therefore, taking into account the high cost associated with purchasing a m-si module, it can be concluded that p-si technology and CdTe thin film can be considered by ISPS when implementing its PVS.

Key words: Grid-Connected Photovoltaic Systems; technology performance; economic and environmental viability.

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO E OBJECTIVOS

1.1. Introdução

O crescente uso de energia actual está associado ao aumento da população mundial e a procura cada vez maior de bens e serviços. É necessário que a demanda por energia seja sustentável, isto é, não coloque em risco as futuras gerações, pois a forma como as sociedades suprem as suas necessidades energéticas têm implicações presentes e futuras.

Sabe-se que a matriz energética mundial conforme mostrada na **Figura 1.1**, ainda é dominada pelas energias de origem fóssil, nomeadamente as fontes primárias: carvão, petróleo e o gás natural (totalizam 80.9% na matriz), que têm contribuído para o aumento na concentração dos Gases do Efeito de Estufa (GEE) na atmosfera, principalmente o dióxido de carbono como o principal contribuinte para as mudanças climáticas.

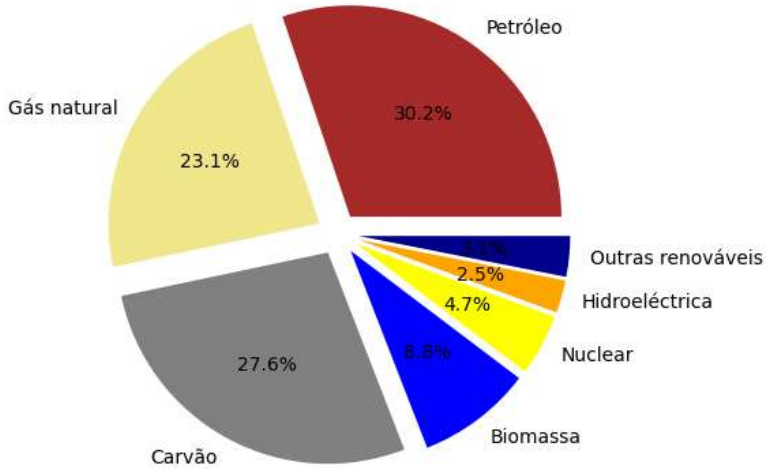


Figura 1.1. Matriz energética global.
Fonte: Adaptado de (IEA, 2022).

Uma das soluções globalmente aceite para minimizar o efeito da queima de combustíveis fósseis, é o aproveitamento da energia solar como alternativa (Ogbulezie, et al, 2020). A energia solar tem recebido muita atenção recentemente como uma das formas de energia limpa e sustentável, mas também desempenha um papel importante em alguns países na diversificação da sua matriz, sendo uma fonte mais amiga do ambiente.

No cenário da energia solar, a tecnologia Fotovoltaica (FV) tem experimentado rápido crescimento ao longo dos anos, por exemplo, a capacidade instalada mundialmente com a tecnologia tem crescido de forma exponencial, no ano de 2024 registou-se de forma cumulativa uma potência instalada de 2.2 TW (vide a **Figura 1.2**) que representou um aumento de 36 % em relação a 2023 (1.7 TW), (SolarPowerEurope, 2025).

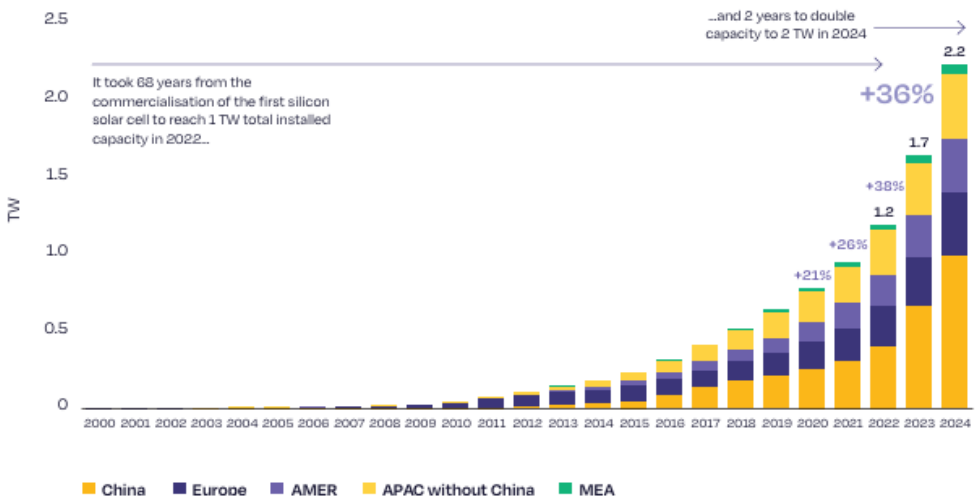


Figura 1.2. Capacidade fotovoltaica instalada a nível mundial.
Fonte: (SolarPowerEurope, 2025).

Conforme ilustrado na **Figura 1.2**, a região APAC (Ásia-Pacífico com a inclusão da China) é que dominou em termos de potência instalada cumulativa (1.4 TW correspondente a 68% da potência global instalada), onde a China foi o maior contribuinte com uma potência cumulativa de 1 TW em SFLR.

A potência FV que foi instalada anualmente é apresentada na **Figura 1.3**, ela mostra que no ano 2024 instalou-se 597 GW, o que correspondeu a um aumento de 33 % em relação a 2023 (449 GW). A china continua sendo o maior mercado da tecnologia FV, pois evolui de 54.9 GW em 2021 para um valor próximo de 329 GW em 2024.

Em relação ao continente Africano, a África do Sul lidera em termos de sistemas instalados anualmente, sendo que em 2024 teve uma potência FV instalada de aproximadamente 1 GW (Africa Solar Industry Association, AFSIA, 2025).

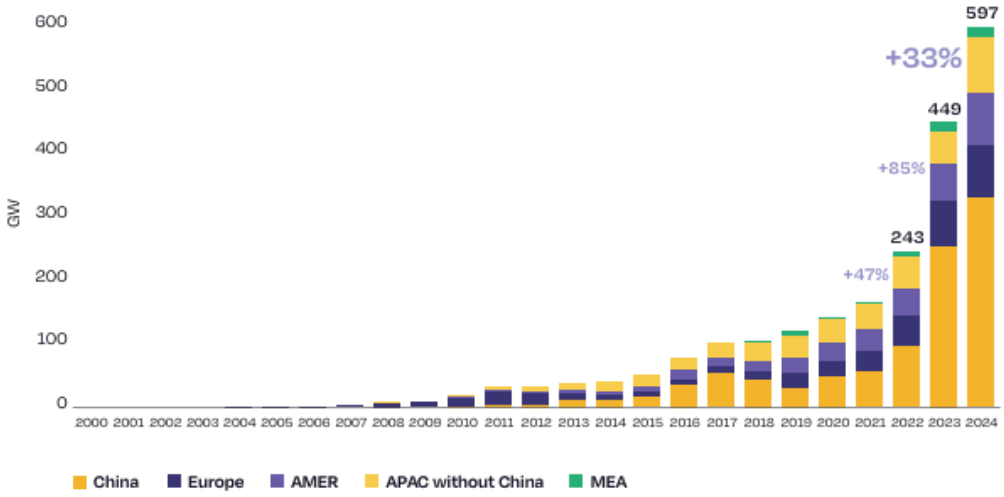


Figura 1.3. Capacidade fotovoltaica instalada anualmente.

Fonte: (SolarPowerEurope, 2025).

O custo de geração de energia por meio de SFV tem estado a baixar com o tempo, em alguns países vem sendo competitivo com a geração fóssil e até abaixo. Por exemplo, o indicador LCOE (Levelized Cost Of Electricity, Custo nivelado de electricidade) para a geração com SFV em parques (sistemas que produzem mais de 1MW), passou de USD 0.417/ kWh em 2010 para USD 0.060/ kWh em 2023, (IRENA, 2023) e (SolarPowerEurope, 2025).

A redução nos custos com a geração em SFV, é justificada pela diminuição no preço dos módulos, à medida que se dominam os processos de fabricação dos mesmos, o resultado é o uso de menos material e aumento na sua eficiência. Apesar da oscilação nos preços dos demais componentes, no global espera-se que os custos com SFV reduzam com o tempo (Smets, et al., 2015). A crescente produção em massa de módulos FV e de outros componentes também tem contribuído para a redução nos custos de aquisição desses sistemas. A **Figura 1.4**, mostra que a tecnologia FV, foi uma das formas de produção de energia com uma taxa de crescimento maior no período (crescimento anual de 29 %).

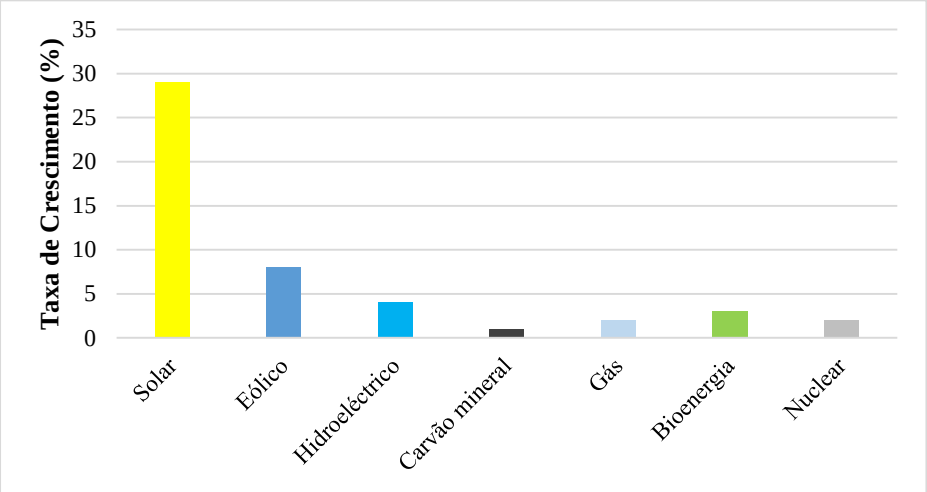


Figura 1.4. Comparação da taxa de crescimento de diferentes fontes de produção de energia.
Fonte: Adaptado de (SolarPowerEurope, 2025).

Ao nível da África subsaariana, o acesso à electricidade tem as taxas mais críticas, Agoundedemba, Kim, & Kim, (2023) reportam-se que 65 % da população que habita nessa região não tem acesso a electricidade e que 81 % dependem da biomassa tradicional como fonte energética. Um dos desafios técnicos e económicos associados à expansão da energia da rede é o seguinte: as populações vivem maioritariamente em zonas rurais e são muito dispersas, e as mesmas geralmente não tem recursos financeiros para custear Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI), isto apesar da procura por esse recurso ser maior. Por isso umas das soluções é o incentivo dos governos através de programas sociais.

Apesar da baixa cobertura da rede de electricidade em África, o continente possui um excelente potencial para Energias Renováveis (ER), por exemplo, os níveis de irradiação variam entre 4 à 7 kWh/m^2/dia na região da África subsaariana (Agoundedemba, Kim, & Kim, 2023). A **Figura 1.5**, mostra que existe um crescimento no aproveitamento da energia solar, quer para sistemas solares térmicos quer para SFV.

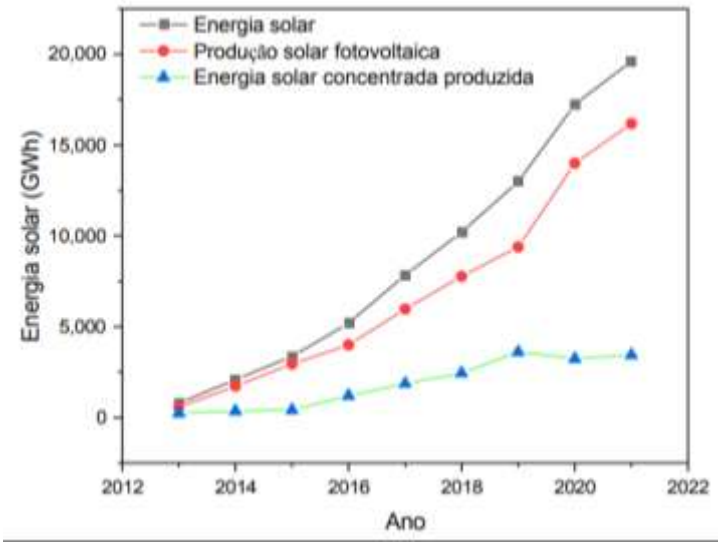


Figura 1.5. Comportamento da energia solar concentrada e fotovoltaica em África.

Fonte: (Agoundedemba, Kim, & Kim, 2023).

No contexto moçambicano, a matriz energética do consumo final em 2022 (vide **Figura 1.6**) tem grande contribuição das ER, principalmente a Biomássica (67 %) (https://au-afrec.org/mozambique). Da electricidade final consumida no país em 2022, 83.64 % foi produzida em centrais hidroeléctricas e 0.35 % por meio de SFV (https://au-afrec.org/mozambique).

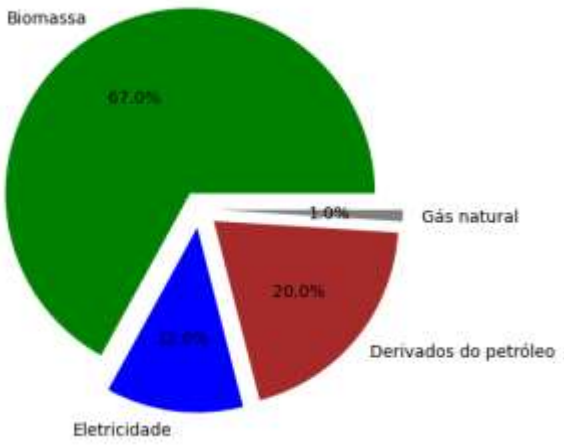


Figura 1.6. Consumo energético por fonte em 2022.
Fonte: Adaptado de (https://au-afrec.org/mozambique).

Somente a Hidroeléctrica de Cahora Bassa (HCB), possui uma potência instalada de 2 075 MW, mas apenas 650 MW, é que são disponibilizados para o uso interno, o restante é exportado (ALER & AMER, 2023). Contudo, a energia hidríca pode apresentar variações na sua disponibilidade devido a razões como a sazonalidade e a estiagem e também pode provocar problemas ambientais associados à construções de barragens.

A energia da biomassa é tradicional e constituída principalmente por lenha, carvão vegetal e resíduos naturais, com uma eficiência de queima muito baixa (IRENA, 2013). Embora o uso da biomassa tradicional ajude significativamente as populações para cozerem os alimentos e aquecimento, o seu uso de forma insustentável pode contribuir para a destruição de florestas e a degradação ambiental. A sua queima, pode libertar partículas finas, monóxido de carbono e óxidos de nitrogênio, que afectam negativamente a saúde humana, principalmente se a combustão ocorrer em locais sem ventilação (Anenberg, et al., 2017).

A taxa de electrificação total em Moçambique rondou em 2024 aos 60.1 % sendo que 50.5 % foi a contribuição da rede e 9.6 % por sistemas fora da rede (ALER & AMER, 2025), isto é, aproximadamente 14 milhões de Moçambicanos tanto em zonas urbanas assim como em zonas rurais não têm acesso à energia eléctrica, entre os motivos associados à baixa taxa destacam-se: limitados investimentos no sector principalmente em infra-estruturas energéticas, enormes distâncias entre os centros de produção de energia e consumo, falta de recursos humanos e capacidade financeira para gestão da rede e o quadro legal fraco principalmente para o incentivo ao uso de energias renováveis, (ALER, 2017).

A taxa de electrificação da rede é mais crítica nas zonas rurais, em 2020 apenas 4.5 % da população é que tinha acesso à energia da rede (Banco Mundial, 2021) enquanto que nas zonas urbanas o acesso à energia da rede rondava aos 75 %. Este facto acontece num contexto onde cerca de 65.14 % da população vive no meio rural com uma renda abaixo dos 2 USD/dia e 34.86 % vive no meio urbano, e o país possui uma taxa de crescimento populacional de 2.5 % (INE, 2024), portanto, onde há maior concentração das populações é significativamente onde a taxa de electrificação é mais crítica.

Em contraste Moçambique possui um potencial alto em ER, são estimados um potencial solar de 23 000 GW, seguido do hidroeléctrico 19 GW, eólico 5 GW, biomassa 2 GW e geotérmico 0.1 GW (FUNAE, 2013).

É importante destacar também que os níveis de irradiação anual em Moçambique variam no intervalo de 1700 à 2200 kWh/m^2/ano o que é maior por exemplo em relação à Alemanha que ronda aos 4 kWh/m^2/dia (1460 kWh/m^2/ano) em planos inclinados (Santos,

2014). É digno de nota também que Stapleton & Neill, (2012), apresentam alguns exemplos de SFV instalados em lugares geográficos onde os níveis de irradiação estão abaixo da média Moçambicana, a Tabela 1.1, mostra alguns desses sistemas.

Tabela 1.1. Exemplos de SFV instalados em localizações geográficos com níveis de irradiação menores que a média Moçambicana.

Potência instalada (kW)	**Níveis de irradiação local (kWh/m^2/ano)**	**Energia produzida (kWh/ano)**	**Localização do sistema**
3.145	1643 (em plano inclinado)	3669	Sidney (Austrália)
0.980	1100 (em plano inclinado)	850	Berlim (Alemanha)
57.12	1400 (em plano horizontal)	-	San Diego (Califórnia)
5.04	1150 (em plano inclinado)	408	Pembury (Inglaterra)

Fonte: (Stapleton & Neill, 2012).

A distribuição da irradiação pelo país, é mostrada na **Figura 1.7**.

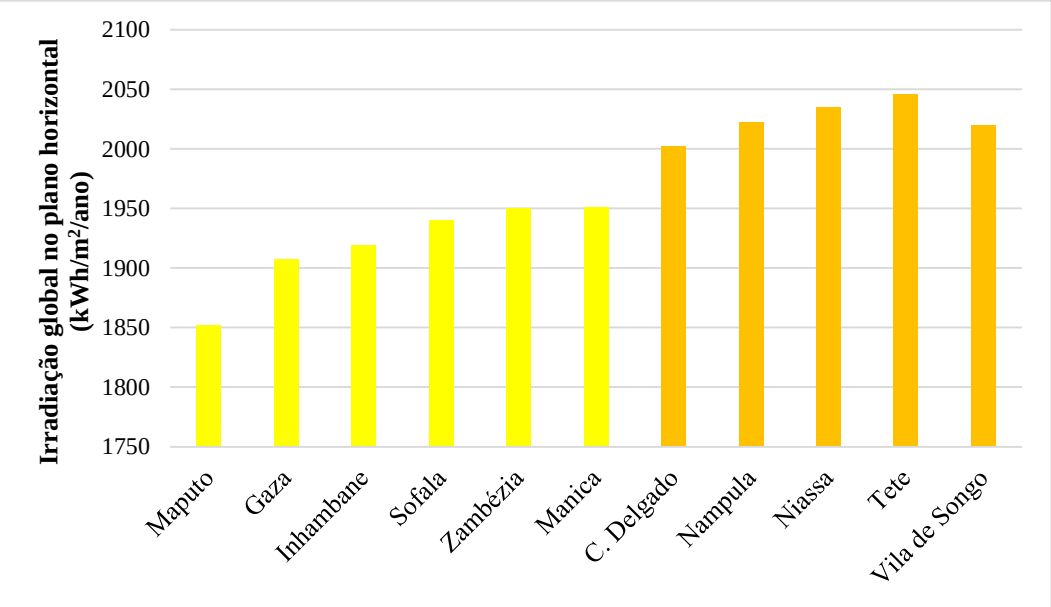


Figura 1.7. Distribuição da irradiação solar em Moçambique.

Fonte: Adaptado do (Atlas de FUNAE, 2013).

Moçambique apresenta uma capacidade instalada com a tecnologia FV de 98 MW, e prevê-se que aumente para 1253 MW até o ano de 2030 (ALER & AMER, 2025). O país também possui vários projectos em planeamento conforme mostra a Tabela 1.2.

Tabela 1.2. Capacidade FV instalada, em construção e em planeamento.

Capacidade instalada	98 MW
Projectos de Minirredes para 2025	3 MW

Fonte: (ALER & AMER, 2025).

Os SFV possuem vantagens, que podem acelerar o seu crescimento em comparação com outras tecnologias nomeadamente (SolarPowerEurope, 2023):

- A radiação solar está disponível em todo globo terrestre (não é localizável assim como a hidroeléctrica ou o carvão);
- A energia proveniente do sol é 10 000 vezes maior do que a demanda de energia pela humanidade;
- A energia solar é renovável e inesgotável;
- A energia fotovoltaica é modular, isto é, os módulos podem ser montados em unidades que vão depender da capacidade financeira e da demanda de energia dos consumidores;
- Os SFV podem ser isolados, isto é, as pessoas podem produzir uma parte ou toda a energia necessária para o suprimento das suas necessidades sem dependência da rede;
- São fáceis de instalar e de fazer a manutenção; e
- Não há emissão de poluentes nem ruídos durante a sua operação.

As principais desvantagens desses sistemas são as seguintes:

- A aquisição do painel FV e dos demais constituintes do sistema requerem um investimento inicial elevado em relação as outras formas convencionais de produção de energia eléctrica; e
- É intermitente pois em dias nublados a produção de energia é baixa e de noite não há produção de energia, por isso necessita-se de um sistema de armazenamento que tende a aumentar os custos totais do sistema.

A utilização da energia solar FV está, e vai permitir ao país, por um lado aumentar a sua oferta de energia limpa, fiável e sem emissões dos GEE, especialmente por meio de sistemas isolados no meio rural e ligados à rede no meio urbano, aproveitando-se do potencial

FV disponível, e por outro lado está a permitir o alcance das metas do Governo e internacionais como a Estratégia Nacional de Electrificação e o Objectivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS) número 7 que prevem ambos a meta de acesso à energia limpa fiável para todos até 2030. O maior aproveitamento da energia FV vai permitir também o cumprimento da agenda Africana 2063.

O presente trabalho propõe uma alternativa para o aproveitamento do potencial solar disponível em Moçambique, na província de Tete, por meio de um SFLR, a instalar num dos edifícios do ISPS localizado no distrito de Cahora Bassa na vila de Songo.

1.2. Justificativa do tema

O ISPS pretende instalar um SFLR num dos edifícios da Instituição, com objectivo de suprir uma parte da sua demanda por energia. Esses edifícios têm um terraço preparado para o efeito, até ao momento existem dois edificios em condições para a instalação, sendo um de salas de aulas e gabinetes com uma área disponível de aproximadamente 1 600 m^2 e outro é o lar de estudantes com uma área disponível de aproximadamente 2 200 m^2. Os demais edifícios ainda estão em obras. A província de Tete possui um dos maiores potenciais em termos de irradiação solar do país. Levando em conta a situação ora apresentada, qual seria a estimativa da energia produzida pelo SFV considerando-se o efeito das variáveis meteorológicas locais (irradiação solar, temperatura ambiente e a velocidade do vento) por um edifício variando-se a tecnologia das células solares? Qual seria o impacto económico da instalação do SFV, para diferentes tecnologias de células solares? E qual seria o impacto ambiental do SFV proposto?

1.3. Hipóteses

- Tendo em conta que a província de Tete, possui um bom potencial de irradiação solar, pode-se presumir que o local da instalação do sistema apresenta uma disponibilidade solar que justifique a implementação do projecto. Espera-se também que o aproveitamento do potencial solar possa variar de uma tecnologia para outra, tendo em conta a sua eficiência e desempenho;
- No geral, o processo de produção em massa dos módulos FV, o aumento na eficiência de conversão e o uso de menos material tem estado a evoluir com o tempo, o que contribui para baixar os preços e tornar esses sistemas mais acessíveis, por isso pode-se presumir que o sistema será viável economicamente, espera-se também que os custos do projecto possam sofrer variações de acordo com a tecnologia a adoptar; e

- Em relação ao impacto ambiental o uso de ER tem sido umas das soluções propostas ao nível mundial para a mitigação na emissão dos gases nocivos ao ambiente, por isso espera-se que com a instalação do SFV sejam poupadas ou não emitidas grandes quantidades de CO_2 e outros gases nocivos ao ambiente e minimizem desta forma o efeito das mudanças climáticas.

1.4. Objectivo geral

Estimar a produção de energia eléctrica de um SFLR por instalar num dos edifícios do campus do ISPS.

1.5. Objectivos específicos

- Avaliar a disponibilidade do recurso solar na Vila de Songo, local onde será implementado o projecto;
- Simular a produção de energia por meio de um SFLR, variando-se a tecnologia FV; e
- Avaliar a viabilidade técnica, económica e ambiental do SFV proposto.

CAPÍTULO 2: REVISÃO DA LITERATURA

2.1. Recurso Solar

2.1.1. Espectro Solar

O sol é para a humanidade o astro mais importante, porque é por meio da sua energia que se mantêm a vida no planeta Terra. A energia do sol é formada pelo processo de fusão nuclear, em que átomos de hidrogênio (1_p) fundem-se em átomos de hélio (4_α) com a emissão de dois positrões (e^+), dois neutrinos (ν_e) e energia (Stapleton & Neill, 2012).

$$4p_1^1 \rightarrow \alpha_2^4 + 2e^+ + 2\nu_e + \Delta E \tag{2.1}$$

A massa do hélio formada na reação é 0.635 % menor em relação a massa somada do hidrogênio, essa variação é convertida em energia por meio da equação de Einstein (Smets, et al., 2015).

$$\Delta E = \Delta m * c_o^2 \tag{2.2}$$

A energia produzida pelo sol, do seu interior é transferida para a sua superfície e é emitida como radiação electromagnética para o espaço. Do total de $3.2 * 10^{27}\text{kWh/ano}$ de energia emitida pelo sol, atingem a superfície terrestre aproximadamente $1.5 * 10^{18}\text{kWh/ano}$, essa energia é 10 000 vezes maior que a demanda anual de energia na Terra (Quaschning, 2005).

A temperatura na superfície do sol é estimada em aproximadamente 5770 K, e o mesmo pode ser considerado um corpo negro. Para tal a radiação espectral é dada pela equação de Planck, abaixo (equação 2.3) (Smets, et al., 2015).

$$L_e(\lambda, T) = \frac{2 * h * c_o^2}{\lambda^5 * [\exp(\frac{hc_o}{\lambda k_B T}) - 1]} \tag{2.3}$$

Se multiplicada pelo ângulo sólido visto a partir da superfície terrestre, da radiação espectral, pode-se obter uma outra grandeza designada irradiância espectral.

$$I_e(\lambda, T) = L_e * \Omega_{Sol} \tag{2.4}$$

Sendo que: $$\Omega_{\text{Sol}} = \pi * \left(\frac{\text{R}_{\text{Sol}}}{\text{AU} - \text{R}_{\text{Terra}}}\right)^2 = 68{,}5\mu\text{sr} \tag{2.5}$$

Onde: AU denominado Unidade Astronômica representa a distância Terra-Sol e é igual à $1\text{AU} = 1.496 * 10^8\text{km}$.

O espectro da irradiância solar extra-terrestre e ao nível do mar é mostrado na **Figura 2.1.**

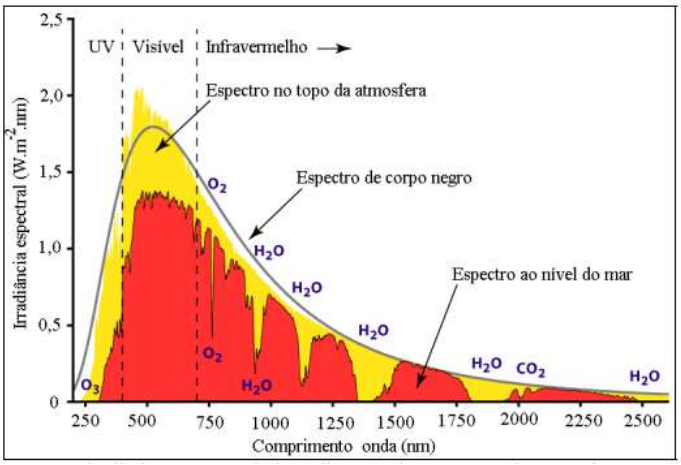


Figura 2.1. Diferentes espectros da irradiância solar: o espectro de corpo negro à 6 000 K, o extra-terrestre e o espectro ao nível do mar.

Fonte: *(Weber, 2011)*

Como mostra a **Figura 2.1,** as características intensidade e distribuição espectral da irradiância solar são afectadas ao passar-se do topo da atmosfera para a superfície terrestre, isso ocorre devido a interação da mesma com a atmosfera terrestre. A composição e a intensidade do espectro da irradiância solar na região extra-terrestre e ao nível do mar, são mostradas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1. Composição do espectro da irradiância extra-terrestre e na superfície terrestre.

Banda energética	**Extra-terrestre**	**Na superfície terrestre**
Ultravioleta	6.4 %	2.2 %
Visível	48 %	52 %
Infravermelho	45.6 %	45.8 %
Irradiância total	1367 W/m^2	900 W/m^2

Fonte: (PVsyst7 – YouTube).

A atenuação verificada no valor da intensidade da irradiância solar na superfície terrestre (900 W/m^2) se comparada com a extra-terrestre (1367 W/m^2), é devido à varios factores nomeadamente (Duffie, Beckman, & Blair, 2020):

- Absorção na atmosfera por gases como ozono (O_3), oxigénio (O_2), dióxido de carbono (CO_2) e vapores de água (H_2O);
- Espalhamento de Rayleigh (ocorre quando as partículas encontradas na atmosfera possuem um diâmetro menor em relação ao comprimento de onda da radiação electromagnética); e

- Espalhamento de Mie (ocorre quando as partículas encontradas na atmosfera possuem um diâmetro igual ou maior em relação ao comprimento de onda da radiação electromagnética).

2.1.2. Geometria Terra-Sol

A Terra descreve um movimento de translação em torno do sol, sendo que a trajectória é elíptica, nesse movimento o seu eixo em relação ao plano da elipse tem uma inclinação de 23.45º. A **Figura 2.2**, ilustra o movimento de translação da Terra com a inclinação descrita.

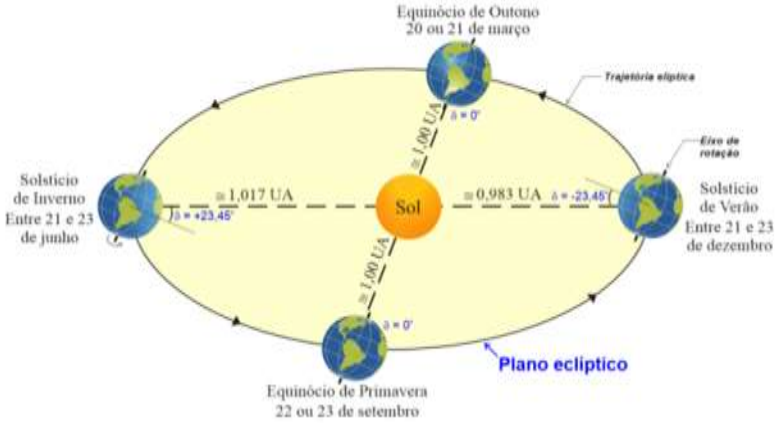


Figura 2.2. Movimento de translação da Terra em torno do sol e as estações do ano.

Fonte: (Medeiros & Martins, 2020).

A **Figura 2.2**, mostra que o movimento de translação da Terra e a sua inclinação influenciam nas estações do ano, onde:

- Entre 21 e 23 de junho, têm-se o solstício de verão no hemisfério norte e do inverno no hemisfério sul;
- Entre 22 ou 23 de setembro, têm-se o equinócio do outono no hemisfério norte e início da primavera no hemisfério sul;
- Entre 21 e 23 de dezembro, têm-se o solstício de verão no hemisfério sul e do inverno no hemisfério norte; e
- Entre 20 ou 21 de março, têm-se o equinócio do outono no hemisfério sul e início da primavera no hemisfério norte.

Segundo Pinho & Galdino, (2014), a declinação solar pode ser definida como o ângulo entre os raios de luz do sol e o plano de equador, e varia de +23.45º no solstício de junho (inverno no hemisfério sul) à -23.45º no solstício de dezembro (verão no hemisfério sul). O cálculo da declinação pode ser feito apartir da equação 2.6, (Duffie, Beckman, & Blair, 2020).

$$\delta = \frac{180}{\pi} * (0.006918 - 0.399912 * \cos B + 0.070257 * \sin - 0.006758 * \cos 2B + 0.000907 * \sin 2B - 0.002697 * \cos 3B + 0.00148 * \sin 3B \quad (2.6)$$

O valor de B é calculado pela expressão 2.7 e o n representa o dia Juliano contado apartir de 1 à 365.

$$B = (n-1) * \frac{360}{365} \quad (2.7)$$

O cálculo da irradiação solar que chega a superfície terrestre é feito considerando-se alguns ângulos que perfazem a geometria solar, e são (Duffie, Beckman, & Blair, 2020) e (Medeiros & Martins, 2020):

- **Hora solar (H_s):** é o tempo calculado com base no movimento aparente do sol no ceú (tempo real). A hora solar é calculada com base na expressão 2.8.

$$H_s = H_{oficial} + 4 * (L_{st} - L_{loc}) + E \quad (2.8)$$

O número 4 é usado para fazer-se a conversão dos graus em minutos ($1^o = 4\min$), L_{st} e L_{loc} representam a longitude padrão e a longitude local, respectivamente. O E representa a equação do tempo (minutos) e é dado pela expressão 2.9.

$$E = 229.2 * (0.000075 + 0.001868 * \cos B - 0.032077 * \sin B - 0.014615 * \cos 2B - 0.04089 * \sin B) \quad (2.9)$$

O valor do B é calculado pela expressão 2.7 e o n representa o dia Juliano que varia de 1 à 365.

- **Ângulo horário solar** (ω): é o afastamento do sol em relação ao meridiano local devido a rotação da Terra, assume o valor de zero ao meio dia solar, negativo nas manhãs e positivo nas tardes. Pode ser calculado pela expressão 2.10.

$$\omega = (H_s - 12) * 15^o \quad (2.10)$$

- **Latitude (ϕ):** é a posição ou a distância norte ou sul em relação a linha do equador, varia no intervalo entre $-90^o \leq \phi \leq +90^o$, sendo considerada positiva no hemisfério norte e negativa no hemisfério sul;
- **Ângulo zenital (θ_z):** é o ângulo formado entre a direcção do sol e o zênite. Varia no intervalo de $0^o \leq \theta_z \leq 90^o$.

O ângulo zenital pode ser calculdo por meio da expressão 2.11.

$$\cos\theta_z = \cos\delta * \cos\omega * \cos\phi + \sin\delta * \sin\phi \quad (2.11)$$

- **Altura solar (α_s):** é o ângulo formado entre os raios provenientes do sol e o plano horizontal. A altura solar e o ângulo zenital formam ângulos complementares ($\theta_z + \alpha_s = 90^o$);
- **Azimute solar (γ_s):** é o ângulo entre a projeção do sol no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O azimute solar é calculado apartir da expressão 2.12.

$$\gamma_s = signal(\omega)[\cos^{-1}(\frac{\cos\theta_z * \sin\phi - \sin\delta}{\cos\theta_z * \cos\phi})] \quad (2.12)$$

O $signal(\omega)$ representa o sinal do ângulo horário solar.

- **Inclinação do colector solar (β):** é o ângulo formado entre o plano do colector e o plano horizontal, variando de $0 \le \beta \le 90^o$;
- **Ângulo de incidência (θ):** é o ângulo formado entre os raios solares incidentes e a normal do colector solar. O ângulo de incidência é dado pela expressão 2.13.

$$\begin{aligned}\cos\theta &= \sin\delta * \sin\phi * \cos\beta - \sin\delta * \cos\phi * \sin\beta * \cos\gamma_s \\ &+ \cos\delta * \cos\phi * \cos\beta * \cos\omega + \cos\delta * \sin\phi * \sin\beta * \cos\gamma_s * \cos\omega \\ &+ \cos\delta * \sin\beta * \sin\gamma_s * \sin\omega \end{aligned} \quad (2.13)$$

A **Figura 2.3**, mostra a representação de alguns ângulos considerados na geometria Terra-Sol.

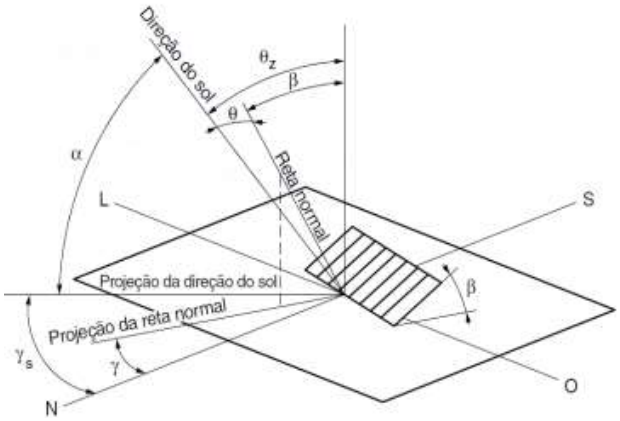


Figura 2.3. Ângulos notáveis em energia solar com a superfície receptora da radiação solar fixa e voltada para o Norte geográfico.

Fonte: (Medeiros & Martins, 2020).

2.1.3. Radiação solar

O termo "radiação solar", segundo Pinho & Galdino, (2014), pode ser usado para descrever o fluxo de potência também designado de irradiância solar (medido em W/m^2 ou kW/m^2), ou como energia por unidade de área designado por irradiação solar (medido em Wh/m^2 ou kWh/m^2). A irradiância total é constituida por três componentes (Duffie, Beckman, & Blair, 2020):

- A irradiância directa: é aquela que atinge a superfície da Terra, proveniente directamente do disco solar.
- A irradiância difusa: é aquela que atinge a superfície da Terra proveniente de todas as direções depois de sofrer o fenômeno de espalhamento.
- O albedo: é aquela refletida pelo ambiente (solo, vegetação, neve, etc), e é aplicada para superfícies inclinadas.

Segundo Pinho & Galdino, (2014) em dias sem nuvens aproximadamente entre 10 % à 20 % da irradiância solar é difusa, ao passo que em dias nublados pode-se considerar que 100% da irradiância solar que atinge a superfície terrestre seja difusa. A **Figura 2.4**, mostra as três componentes da irradiância solar.

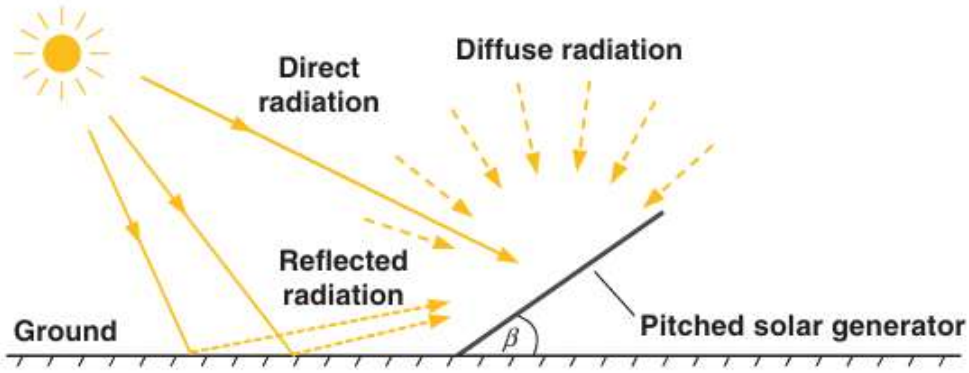


Figura 2.4. Componentes da irradiância solar.

Fonte: (Dias, 2017)

Em muitas estações solarimétricas, os dados da irradiância disponíveis são relativos ao plano horizontal, enquanto que os SFV principalmente os módulos FV são geralmente inclinados segundo a latitude do lugar para a maximização da energia solar anual a colectar. Por isso é de suma importância relacionar a irradiância no plano horizontal e a que incide num plano inclinado. A irradiância solar numa superfície inclinada é a soma das três componentes (irradiância directa, difusa e de albedo) e pode ser expressa pela equação 2.14, (Kalogirou, 2014).

$$G_t = G_{bt} + G_{dt} + G_{gt} \quad (2.14)$$

Onde:

- G_t representa a irradiância global no plano inclinado;
- G_{bt} representa a irradiância directa no plano inclinado e pode ser calculada por meio da expressão 2.15.

$$G_{bt} = SF * G_{bn} * \cos\theta \quad (2.15)$$

Nessa espressão o SF (Shading Factor) é designado de factor de sombreamento variando no intervalo entre 0 e 1, sendo (zero) quando o colector estiver completamente sombreado e 1 quando estiver completamente ausente de sombras. O G_{bn} representa a irradiância directa normal e θ é o ângulo de incidência.

O G_{bt} também pode ser calculada por meio da expressão 2.16.

$$G_{bt} = G_b * R_b \quad (2.16)$$

$$R_b = \frac{G_{bt}}{G_b} = \frac{G_{bn}*\cos\theta}{G_{bn}*\cos\theta_z} = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (2.17)$$

Onde: R_b é o factor de inclinação da irradiância directa e G_b a irradiância directa num plano horizontal.

- G_{gt} representa a irradiância de albedo e é calculada por meio da expressão 2.18, (Smets, et al., 2015).

$$G_{gt} = G * \rho * (1 - SVF) \quad (2.18)$$

$$SVF = \frac{1+\cos\beta}{2} \quad (2.19)$$

Onde: G é a irradiância global num plano horizontal (soma da irradiância directa e difusa no plano horizontal); ρ é chamado de albedo e representa o coeficiente de reflexão de uma dada superfície ou a razão entre a irradiância incidente e reflectida por uma superfície e SVF (Sky View Factor) representa a percentagem do céu visivel pelo colector solar, e é calculado por meio da expressão 2.19.

- G_{dt} representa a irradiância difusa. O cálculo desta componente é feito usando-se modelos, existem vários deles, mas no presente trabalho considerar-se-ão os seguintes: o modelo isotrópico de Liu e Jordan, anisotrópico de Hay e Davies e de Reindl.

A escolha dos modelos teve em consideração o facto de serem recomendados por alguns pesquisadores (Maleki, Hizam, & Gomes, 2017).

O resumo destes modelos é apresentado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2. Descrição dos modelos da irradiância difusa e suas características.

Modelo/ Autor	Características do modelo
Isotrópico de Liu e Jordan	Uniformidade na distribuição da irradiância difusa.
anisotrópico de Hay e Davies	A origem da irradiância difusa é atribuída a duas fontes sendo uma componente isotrópica e a outra circumsolar.
Anisotrópico de Reindl	A origem da irradiância difusa é atribuída a três fontes sendo uma componente isotrópica a outra circumsolar e a última denominada difusa do horizonte.

Fonte: (Kalogirou, 2014).

As expressões matemáticas para o cálculo da irradiância global em planos enclinados para os diferentes modelos são dadas pelas equações 2.20, 2.21. e 2.22.

- **Modelo de Liu e Jordan (1960):**

$$G_t = G_b * R_b + G * \rho * (1 - SVF) + G_b * SVF \quad (2.20)$$

- **Modelo de Hay e Davies (1978):**

$$G_t = (G_b + G_d * A) * R_b + [SVF * (1 - A) * G_d] + G * \rho * (1 - SVF) \quad (2.21)$$

- **Modelo de Reindl (1988):**

$$G_t = (G_b + G_d * A) * R_b + [SVF * (1 - A) * G_d] * \left(1 + \sqrt{\frac{G_b}{G}} * \sin^3\frac{\beta}{2}\right) + G * \rho * (1 - SVF) \quad (2.22)$$

Onde: A denomina-se índice de anisotropia (representa a transmitância da atmosfera em relação a irradiância directa normal) é calculado pela expressão 2.23.

$$A = \frac{G_{bn}}{G_{on}} \quad (2.23)$$

2.2. Célula solar

A célula solar é um dispositivo formado por material semiconductor, cuja função é a conversão directa da radiação solar em electricidade. O princípio de funcionamento da célula solar têm como base o efeito FV, que segundo DEBASTIANI, (2022) nos semicondutores consiste no surgimento de uma diferença de potencial na junção p-n devido à interação da mesma com a radiação electromagnética. O efeito FV pode ser decomposto em três (3) etapas nomeadamente:

- Na primeira etapa ocorre a absorção da luz ou fotão pela camada absorvente na célula solar, o resultado final dessa etapa é a criação de pares electrão-lacuna;
- Na segunda etapa os pares criados devem ser separados, para evitar-se que recombinem, para tal usam-se membranas de ambos os lados do absorvedor; e
- Na última etapa os pares criados geram electricidade, quando às membranas são ligados eléctrodos a um circuito externo.

Na **Figura 2.5**, pode-se observar o efeito FV.

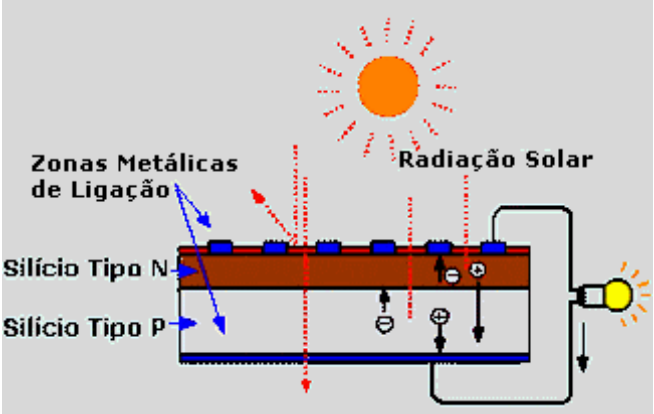


Figura 2.5. Efeito FVnuma célula solar.

Fonte: (https://www.electronica-pt.com/efeito-FV#google_vignette).

Para a formação das junções p-n numa célula solar é necessário que primeiro haja a dopagem, deste modo, o processo de dopagem em semiconductores consiste na alteração das propriedades eléctricas do mesmo por meio da introdução de forma controlada de impurezas (quantidades de outros elementos).

No caso das células de uma junção, feitas com base no silício (constituem a tecnologia mais fabricada mundialmente), o semicondutor do tipo *n* é obtido pela dopagem do silício com elementos do V grupo A da tabela períodica (usa-se predominantemente o elemento Fósforo-P). Sendo o silício um elemento tetravalente e o fósforo um elemento pentavalente, a dopagem com esta impureza, deixará um electrão francamento ligado ao átomo de silício, produzindo com efeito um aumento na concentração dos electrões em relação as lacunas.

Por outro lado o semicondutor do tipo *p* é obtido pela dopagem do silício com elementos do III grupo A da tabela períodica (usa-se predominantemente o elemento Boro-B). O boro é um elemento trivalente, por isso no processo de dopagem faltará um electrão na estrutura do silício, essa falta é denominada lacuna, sendo que como resultado haverá mais concentração de lacunas em relação aos electrões.

A **Figura 2.6**, mostra os processos de dopagem para semicondutor do tipo n e p.

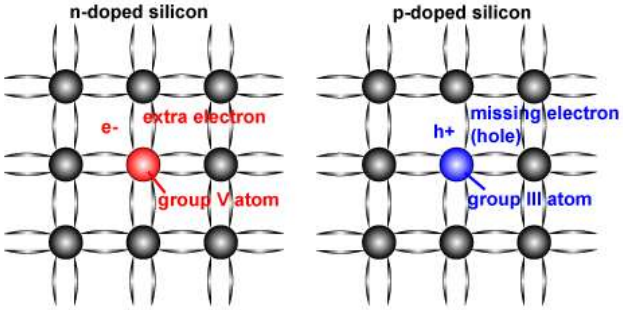


Figura 2.6. Dopagem do silício com Boro e Fósforo.

Fonte: (www.pveducation.org).

A Tabela 2.3 mostra um resumo do processo de dopagem *n-p*.

Tabela 2.3. Resumo do resultado de dopagem do tipo n e p para o silício.

Parâmetro	Dopagem tipo *n*	Dopagem tipo *p*
Dopantes	Elementos do V grupo	Elementos do III grupo
Constituintes maioritários	Electrões	lacunas
Constituintes minoritários	lacunas	electrões

Fonte: (www.pveducation.org).

Existem diferentes circuitos considerados na modelagem da célula solar, o modelo mais simples segundo, Khatib & Elmenreich, (2016), consiste em uma fonte de corrente, um díodo colocado em paralelo com a fonte de corrente, uma resistência em série e outra em paralelo. O circuito representativo é mostrado na **Figura 2.7**.

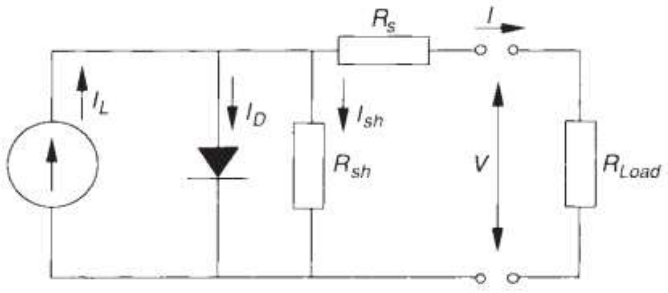


Figura 2.7. Modelo de uma célula solar de um díodo.

Fonte: (Duffie, Beckman, & Blair, 2020).

Na **Figura 2.7**, R_s é designada de resistência em série e representa a resistividade do material e as perdas ôhmicas nos contactos eléctricos, enquanto que R_{sh} é designada de resistência shunt ou paralela, e representa as correntes de fuga, (Marques, 2020).

A corrente de saída para o modelo da célula solar considerado, pode ser calculada por meio da expressão 2.24.

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 * [\exp\left(\frac{q*(V+I*R_S)}{n*k_B*T}\right) - 1] - \frac{V+IR_S}{R_{SH}} \quad (2.24)$$

Nessa expressão: I_L representa a corrente fotogerada; I_{sh} representa a corrente de fuga; I_0 representa a corrente de saturação reversa do díodo; q representa a carga eléctrica do electrão; k_B representa a constante de Boltzaman; T representa a temperatura; e n designa-se factor de idealidade do diodo e varia de 1 à 2.

2.2.1. Parâmetros eléctricos de uma célula solar

Os principais parâmetros externos considerados no desempenho das células solares ou módulos FV podem ser visualizados na **Figura 2.8**. Ela mostra a curva geral I-V de uma célula/módulo solar e a curva P-V considerando a mesma temperatura e irradiação solar.

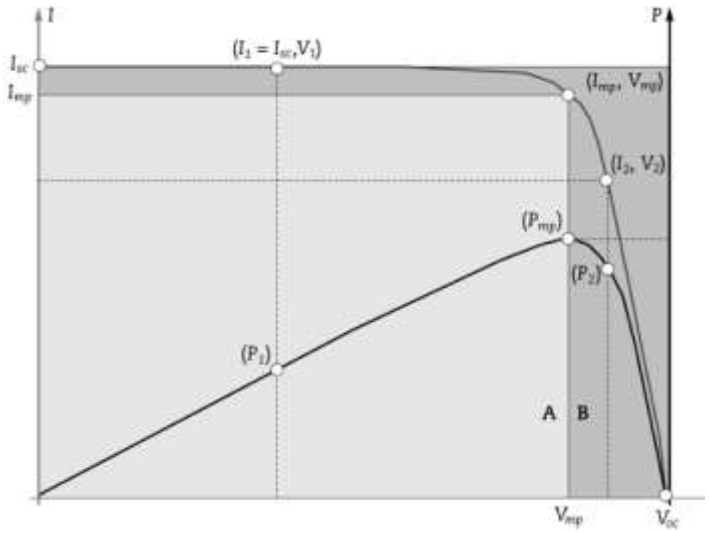


Figura 2.8. Principais parâmetros eléctricos de uma célula solar.
Fonte: (Zilles, et al., 2012).

Na **Figura 2.8**, podem identificar se os seguintes parâmetros:

- **Tensão de circuito aberto (V_{OC}):** é a tensão medida numa célula solar na condição da ausência de circulação da corrente eléctrica. Corresponde a máxima tensão da célula solar. Para células solares de m-si, esse valor fica no intervalo entre 0.5 V – 0.7 V, enquanto as de silício amorfo (a-Si) se encontra no intervalo de 0.6 V – 0.9 V, (Zilles, et al., 2012). A dependência da V_{OC} em relação a corrente fotogerada e a corrente de saturação do díodo é mostrada na expressão 2.25 (Pinho & Galdino, 2014).

$$V_{oc} = \frac{n*k_B*T}{q} * \ln(\frac{I_L}{I_0} + 1) \quad (2.25)$$

- **Corrente de curto-circuito (I_{sc}):** é a corrente eléctrica medida na célula solar, na condição de curto-circuito, nessa situação o valor da tensão é igual a zero. O valor do I_{sc} é influenciado pela área do dispositivo, da irradiação solar e factores ópticos da própria célula solar.
- **Potência máxima (P_{mp}):** é o valor da potência máxima teórica de uma célula solar, corresponde ao produto da tensão e corrente eléctrica no ponto da potência máxima.

$$P_{mp} = V_{mp} * I_{mp} \tag{2.26}$$

- **Factor de Forma (FF):** é a razão entre a potência máxima da célula solar e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão do circuito aberto. Possui valores no intervalo de 0.6 a 0.85 para tecnologia m-si e de 0.5 a 0.7 para a de a-Si (Zilles, et al., 2012). Matematicamente o FF pode ser expresso pela equação 2.27.

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{oc} * I_{sc}} \tag{2.27}$$

Em termos gráficos o FF pode ser calculado pelo quociente entre as áreas A e B da **Figura 2.8**.

- **Eficiência (η):** é a razão entre a potência produzida pela célula solar e o producto da irradiação incidente pela área da mesma, ela é um bom indicador do desempenho de uma célula solar. A eficiência é calculada pela expressão 2.28.

$$\eta = \frac{I_{sc} * V_{oc} * FF * 100\%}{A * G} \tag{2.28}$$

Onde: A representa a área da célula solar; e G a irradiação incidente na célula solar.

2.2.2. Principais tecnologias de células solares.

Diferentes tecnologias de células solares foram e continuam sendo desenvolvidas pelos fabricantes, com os objectivos do aprimoramento tecnológico, redução dos custos envolvidos na produção e a optimização na velocidade e custos dos processos de fabrico. Normalmente as tecnologias de células solares são classificadas em gerações, e a evolução de uma geração para outra é justificada com a necessidade da procura do equilíbrio entre o custo/beneficio (Muteri, et al., 2020). Deste modo podem identificar-se as seguintes gerações:

Primeira geração: Baseada no silício cristalino (C-Si), constitui a tecnologia mais usada devido as propriedades electrônicas, quimicas e mecânicas do silício, e é considerada a tecnologia mais madura, contudo tem custos mais elevados devido a processos de sua fabricação, por exemplo (Muteri, et al., 2020), reportam custos que variam 200–500 USD/m^2.

Segunda geração: Formada pela tecnologia de filmes finos (espessuras que variam de alguns nanômetros até dez micrômentros). Possuem custos baixas comparativamente com a tecnologia de primeira geração devido ao uso de menos material semiconductor e os processos de sua fabricação necessitarem de menos energia. Os seus custos de produção variam no intervalo entre 30–110 USD/m^2, (Muteri, et al., 2020). A principal desvantagem é a sua baixa eficiência se comparada com a primeira geração.

Terceira geração: É formada por tecnologias fabricadas apartir de compostos orgânicos e inorgânicos, possuem eficiências maiores e custos de produção menores (aproximadante entre 40–150 USD/m^2), (Muteri, et al., 2020). A maioria dessa tecnologia ainda esta em fase de investigação ou de desenvolvimento.

Nesta dissertação apenas destacar-se-ão as tecnologias de m-si, p-si e CdTe, a sua relevância primeiro deve-se ao facto de serem as que serão propostas nas estimativas de produção de energia e segundo por serem as tecnologias que dominam o mercado mundial.

O silício é o segundo elemento mais abundante na natureza depois do oxigénio, por isso é que as células solares fabricadas com base nessa tecnologia apresentam uma taxa maior de crescimento, por exemplo as células solares feitas à base do silício possuem uma participação de 91% no mercado mundial (vide **Figura 2.9**) se incluir-se a tecnologia a-Si. Valores aproximados foram mencionados no trabalho de (Dolla, Naspolini, & Rüther, 2018).

A tecnologia de CdTe apresenta a maior participação do mercado (6%) entre as células de filmes finos. É uma tecnologia em crescimento, e apresenta outras vantagens comparativas como por exemplo, um menor LCOE e um melhor desempenho em climas tropicais se comparado com C-Si. (www.hisour.com/pt/cadmium-Telluride). A **Figura 2.9**, mostra a participação no mercado de algumas tecnologias de células solares.

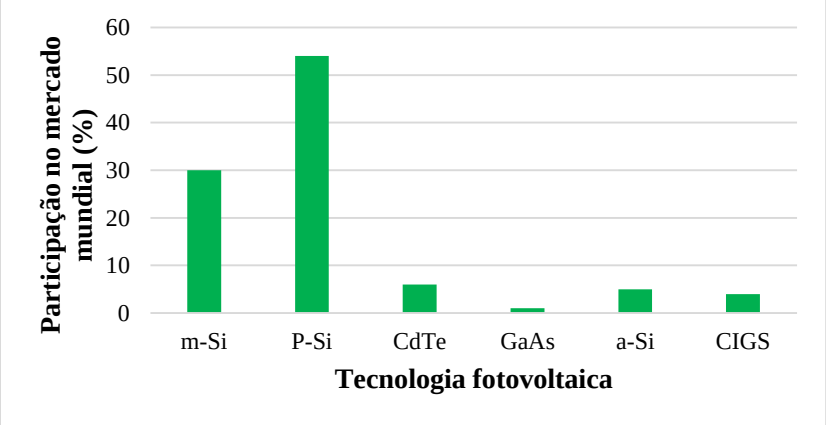


Figura 2.9. Tecnologia fotovoltaica-participação no mercado mundial.

Fonte: adaptado de (DEBASTIANI, 2022) e (Prange, 2021).

A tecnologia C-Si, como já referenciado na **Figura 2.9** é a tecnologia que domina o mercado das células fotovoltaicas, com 84% de participação.

Essa tecnologia foi desenvolvida antes de 1950 por isso recebeu a designação de 1ª geração e é constituida por duas variações nomeadamente, m-si e p-si. Segundo DEBASTIANI, (2022) o C-Si, possui uma banda proibida com uma energia de 1.12 eV que limita o intervalo de radiação electromagnética no espectro que pode ser aproveitado para conversão FV. A equação 2.29, mostra o comprimento de onda limitante nesse processo.

$$\lambda_g = \frac{h*c}{E_g} = 1107\text{nm} \tag{2.29}$$

A **Figura 2.10**, mostra o intervalo de aproveitamento solar para o C-Si, no espectro da irradiância solar.

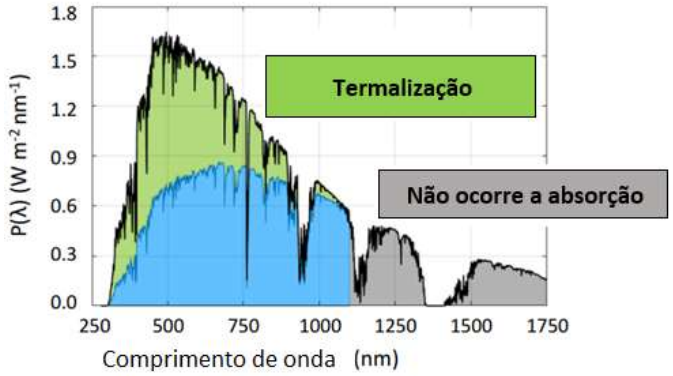


Figura 2.10. Intervalo de aproveitamento FV no espectro AM 1.5 para células solares de C-Si.
Fonte: adaptado de (Smets, et al., 2015).

Apartir do **Figura 2.10**, observa-se que:

- A parte azul corresponde ao espectro aproveitável para conversão FV para a tecnologia C-Si (49%);
- A parte cinzenta é constituida por comprimento de ondas longos sem energia suficiente para excitar os electrões da banda de valência para à de condução (19.3%); e
- A parte verde representa os fotões com um comprimento de onda curto e portanto possuem um excesso de energia, e dessipam uma parte em forma de calor (31.7%).

O C-Si possue uma banda proibida indirecta, pois o electrão excitado precisa para além da energia do fotão o impulso da rede cristalina para atingir a banda de condução (DEBASTIANI, 2022). Como consequência a absorção da luz pelo material é muito menor se comparada com os materiais de banda proibida directa (com um alinhamento vertical entre as bandas de valência e condução).

A atenuação da luz nos materiais pode ser explicada apartir da lei de Lambert-Beer, traduzida pela equação 2.30.

$$I(x) = I_0 * \exp(-\alpha x) \quad (2.30)$$

Onde: α (cm^{-1}) representa o coeficiente de absorção; e x (cm) a espessura do material.

Através da Tabela 2.4, foi simulada a relação entre coeficiente de absorção e a espessura do material para uma absorção de 90%.

Tabela 2.4. Relação entre coeficiente de absorção e a espessura do material.

$\mathbf{I(x) = I_0 * \exp(-\alpha x)}$		
$\alpha = 11000 cm^{-1}$	$\alpha = 1000 cm^{-1}$	$\alpha = 100 cm^{-1}$
$x = 2\mu m$	$x = 23\mu m$	$x = 230\mu m$[1]

Fonte: (autor).

Baseando-se na Tabela 2.4, pode se concluir que um coeficiente de absorção menor, vai requerer uma camada mais espessa para absorver maior fracção de fotões. É por este motivo que tendo o C-Si um coeficiente de absorção menor necessitará de uma camada mais espessa em relação ao materiais de banda proibida directa.

Para a fabricação de células solares, é necessário um processo de purificação do silício até o nivel desejado geralmente 99.9999999%. Obtida a pureza desejada os lingotes da tecnologia m-si são maioritariamente obtidos pelas técnicas de fundição Czochralski e extração por zona flutuante ao passo para a tecnologia p-si é usada a fundição do silício (Pinho & Galdino, 2014).

Tecnologia de CdTe: As células de CdTe fazem parte das tecnologias de filmes finos, com o menor custo identificado por Wp e com eficiências que se aproximam da tecnologia p-si (https://nrel.gov/pv/cadmium tellerude-solar cells html).

O CdTe é denominado II-VI, porque consiste em átomos com dois (2) electrões de valência (Cd) e seis (6) electrões de valência (Te).

O intervalo da banda proibida é de 1.44 eV, valor muito próximo da banda proibida óptima para uma única junção. O CdTe possui uma banda proibida do tipo directa, e por isso um coeficiente de absorção alto se comparado com silício. Ao analisar-se a equação 2.38 pode concluir-se que necessita de uma pequena espessura (ordem de micrómetros) para absorção da

[1] Considerada espessura típica da camada absorvedora da tecnologia de C-Si.

luz dos fotões, de modo que filmes com espessuras de 1 a 3 µm são suficientes para aplicação em células solares (Smets, et al., 2015).

O método habitual para a produção de células de CdTe é por sublimação em espaço fechado (CSS) (FALCÃO, 2005), contudo usam-se outros métodos como a deposição por transporte de vapor (VTD).

A empresa First Solar domina o mercado destas células solares, com uma capacidade instalada de mais de 5 gigawatts (GW) em todo o mundo. A empresa tém o recorde mundial de SFV a base de CdTe com uma eficiência de 23.3% em condições de STC (www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html; vide **Anexo C**).

A **Figura 2.11**, mostra as imagens das 3 tecnologias fotovoltaicas descritas.

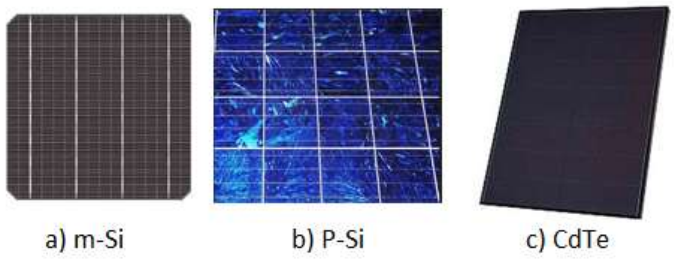


Figura 2.11. Imagem da três tecnologias consideradas no trabalho nomeadamente m-si,p-si e CdTe. Fonte: (www.portalsolar.com.br/painel-solar).

A Tabela 2.5, ilustra algumas diferenças gerais entre as tecnologias m-si, p-si e a CdTe.

Tabela 2.5. Comparação geral entre as tecnologias m-si, p-si e CdTe.

Parâmetros	**Tecnologias**		
	m-si	**p-si**	**CdTe**
Tipo de banda proibida	Indirecta		directa
Valor da banda proibida	1.12 eV		1.44 eV
Penetração no Mercado	Alta	maior	A maior entre os filmes finos
Desvantagens	Custos elevados de fabricação	Menor eficiência se comparada com m-si	Toxicidade do Cádmio e baixa disponibilidade do Telúrio
Eficiência em STC (%)	26.8	24.2	23.3

Fonte: Adaptado de (CREMASCO, 2021).

2.2.3. Estimativa da Temperatura de células solares

A temperatura de operação da célula/módulo FV pode variar em função de alguns parâmetros como a temperatura ambiente, a irradiação, a velocidade do vento, a configuração da montagem dos módulos etc. A estimativa dessa temperatura é importante, pois pode permitir fazer-se previsões de energia produzida pelo SFV. As mesmas, são feitas usando-se modelos matemáticos. Para tal são reportados vários modelos na literatura, mas destacar-se-ão no presente trabalho apenas dois deles nomeadamente:

INOCT (Installed Nominal Operating Cell Temperature): As condições de teste em laboratórios (STC, Standard Test Conditions) para células/módulos FV são: irradiância de $1\frac{\mathrm{kW}}{\mathrm{m}^2}$, AM $= 1.5$, temperatura da célula/módulo igual a $25^{\mathrm{o}}\mathrm{C}$ (Yang, et al., 2018), contudo quando colocadas em funcionamento em condições reais, os parâmetros considerados diferenciam-se dos em STC, é por isso que os fabricantes das células/módulos além de parâmetros em STC fornecem também informações em NOCT (Nominal Operating Cell Temperature). Para essa condição têm-se: irradiância de $0.8\frac{\mathrm{kW}}{\mathrm{m}^2}$, temperatura ambiente de $20^{\mathrm{o}}\mathrm{C}$ e a velocidade do vento de $1\frac{\mathrm{m}}{\mathrm{s}}$, o valor da temperatura em NOCT pode variar de $40^{\mathrm{o}}\mathrm{C}$ à $50^{\mathrm{o}}\mathrm{C}$, (Chand, et al., 2018) geralmente assume-se o valor de $48^{\mathrm{o}}\mathrm{C}$, quando o fabricante não o fornece (Markvart & Castafier, 2003).

Se levar-se em conta a configuração da montagem dos módulos FV pode-se estimar a temperatura das células/módulos usando as condições INOCT. O cálculo dessa temperatura pode ser feito pela expressão 2.31

$$T_M = T_a + \frac{T_{INOCT} - 20^{\mathrm{o}}C}{800} * G_t \qquad (2.31)$$

O valor da $\mathrm{T_{INOCT}}$ depende da configuração na montagem dos módulos, conforme ilustrado na **Figura 2.12**.

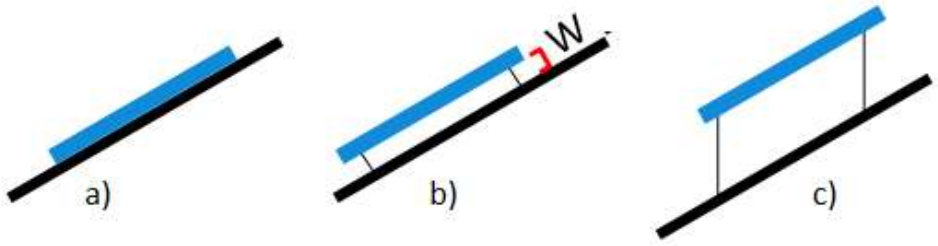


Figura 2.12. Diferentes configurações para montagem dos módulos e sua relação com o INOCT.
Fonte: (https://learning.edx.org/course).

A Tabela 2.6, mostra a relação entre as configurações mostradas na **Figura 2.12** e o valor da temperatura INOCT.

Tabela 2.6. Valores da temperatura INOCT para as configurações mostradas na **Figura 2.12**.

Configuração	**T_{INOCT}**
a)[2]	$T_{INOCT} = T_{NOCT} + 18^{o}C$
b)[3]	$T_{INOCT} = T_{NOCT} + X$
c)[4]	$T_{INOCT} = T_{NOCT} - 3^{o}C$

Fonte: (Smets, et al., 2015).

O valor de X na configuração b) pode ser calculado segundo a Tabela 2.7.

Tabela 2.7. Relação entre os valores de X na configuração b) e a distância de separação dos módulos com a superfície.

W(cm)	**X(ºC)**
2.54	11
7.64	2
15.24	-1

Fonte: (Smets, et al., 2015).

Modelo de Duffie-Beckman (DB): A principal diferença entre o modelo de INOCT e o de DB é a consideração da velocidade do vento nas estimativas da temperatura do módulo FV. A inclusão desta variável torna a estimativa mais próxima da realidade, principalmente em locais geográficos com uma considerável velocidade do vento.

Leow, et al., (2018), fizeram estudos para análise da influência da velocidade do vento em um módulo FV e concluiram que a temperatura de operação quando resfriado o módulo sofria uma redução de $4.2^{o}C$, o que implicou um aumento na potência de saída de 14.25%.

[2] Direct Mount.

[3] Standoff;

[4] Rack Mount.

Para o modelo de DB, a estimativa da temperatura de operação da célula/módulo FV pode ser feita pela expressão 2.32.

$$T_M = T_a + \frac{T_{INOCT} - 20^oC}{800} * G_t * \frac{9{,}5}{5{,}7+3{,}8w} * (1 - \frac{\eta_{STC}}{\tau * \alpha}) \quad (2.32)$$

Onde: η_{STC} representa a eficiência do módulo em STC; $\tau * \alpha$ representa a porção da irradiância absorvida pelo módulo e assume-se como sendo igual a 0.9; e w é o valor da velocidade do vento.

2.2.4. Efeito da temperatura e irradiância no desempenho da célula/módulo FV

Para um bom desempenho energético da célula/módulo FV deve-se ter em conta a temperatura de operação da mesma, pois o seu aumento contribui para o baixo rendimento da célula e do SFV (Alhamer, Grigsby, & Mulford, 2022). A influência da temperatura na eficiência na célula/módulo pode ser visto nos resultados de (Guiping, Wei, & Nan, 2017) mostrados na **Figura 2.13**.

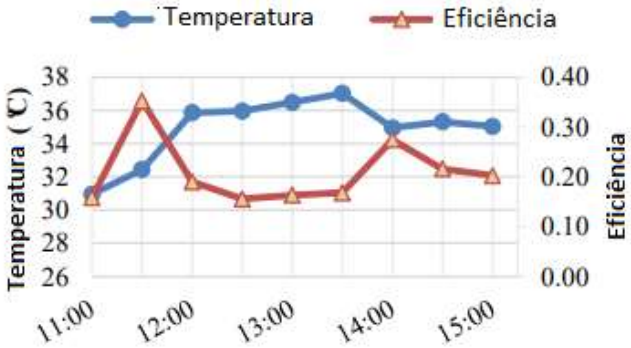


Figura 2.13. Relação entre a temperatura de módulo e sua eficiência.

Fonte: adaptado de (Guiping, Wei, & Nan, 2017).

Os autores analisaram um módulo FV de m-si, com uma potência de 60 W, e verificaram segundo a **Figura 2.13** a diminuição no valor da eficiência com o aumento da temperatura de operação do módulo.

Em termos matemáticos essa influência pode ser expressa pelas seguintes equações para célula/módulo FV:

$$V_{oc}(T_M, G_{STC}) = V_{OC,STC} + \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} * (T_M - T_{STC}) \quad (2.33)$$

$$I_{sc}(T_M, G_{STC}) = I_{SC,STC} + \frac{\Delta I_{SC}}{\Delta T} * (T_M - T_{STC}) \quad (2.34)$$

$$P_{mp}(T_M, G_{STC}) = P_{mp,STC} + \frac{\Delta P_{mp}}{\Delta T} * (T_M - T_{STC}) \quad (2.35)$$

$$\eta(T_M, G_{STC}) = \frac{P_{mp}(T_M, G_{STC})}{G_{STC} * A_M} \quad (2.36)$$

A **Figura 2.14**, mostra claramente o impacto da temperatura no módulo FV, isto é, o aumento da temperatura no módulo solar, resulta na diminuição da potência.

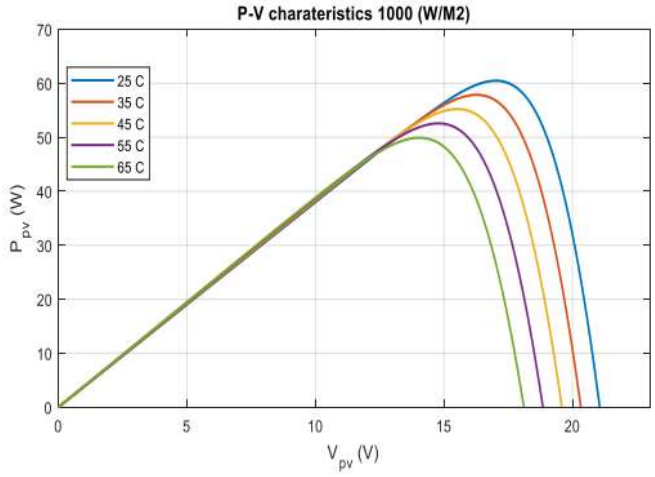


Figura 2.14. Relação entre a temperatura de módulo e sua potência.
Fonte: (Khosrojerdi & Mazlum, 2018).

Um outro parâmetro meteorológico que influencia o desempenho do módulo FV e consequente do SFV é a irradiância solar. Essa dependência pode ser observada na **Figura 2.15**, que resultam de uma experiência feita com o objectivo de relacionar a irradiância e o comportamento de um módulo fabricado com a tecnologia p-si de 20 W.

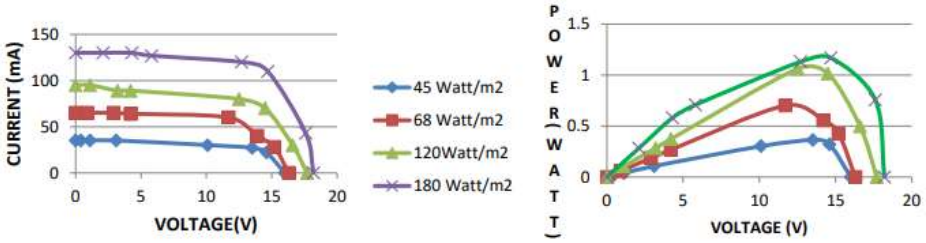


Figura 2.15. Relação entre a irradiância e os parâmetros de módulo FV.
Fonte: (Khosrojerdi & Mazlum, 2018).

Da **Figura 2.15**, pode-se concluir que o aumento da irradiância ocasiona o aumento menos significativo na tensão de circuito aberto e mais significativo na corrente de curto circuito. Uma outra conclusão é que a potência do módulo vai dimuindo com a dimuição da irradiância.

Em termos matemáticos essa influência pode ser expressa pelas seguintes equações para célula/módulo FV:

$$\eta(25^oC, G_M) = \frac{P_{mp}(25^oC, G_M)}{G_M * A_M} \quad (2.37)$$

$$P_{mp}(25^oC, G_M) = FF_{const.} * V_{oc}(25^oC, G_M) * I_{sc}(25^oC, G_M) \quad (2.38)$$

$$V_{oc}(25^oC, G_M) = V_{oc}(STC) + \frac{n*k_B*T}{q} * \ln(\frac{G_t}{G_{STC}}) \quad (2.39)$$

$$I_{sc}(25^oC, G_M) = I_{sc}(STC) * \frac{G_t}{G_{STC}} \quad (2.40)$$

Se considerarmos o efeito das duas variáveis nomeadamente a temperatura da célula/módulo FV e a irradiância nos módulos solares, a equação 2.41 pode ser considerada no cálculo da eficiência do módulo FV:

$$\eta(T_M, G_t) = \eta(25^oC, G_M) * [1 + \kappa(T_M - 25^oC)] \quad (2.41)$$

Onde: $\eta(T_M, G_t)$ representa a eficiência considerando a temperatura e irradiância como variáveis temporais e κ é um coeficiente relacionado com variação da temperatura, os seus valores típicos são mostrados na Tabela 2.8

Tabela 2.8.Valores típicos de coeficientes *k* para diferentes tecnologias.

Tecnologia	Coeficiente de temperatura (/ºC)
Silício cristalino (C-Si)	-0.0035-0.0050
CIGS	-0.0032-0.0036
CdTe	-0.0025
CIS	-0.0030
a-Si	0.0021

Fonte: Adaptado de (DEBASTIANI, 2022).

Com a temperatura da célula solar/módulo FV estimada, usando-se a equação 2.32, pode-se estimar a potência teórica do mesmo apartir somente de dois parâmetros constantes nomeadamente a potência de pico do módulo ou total do sistema e o valor do seu coeficiente térmico.

$$P_{FV} = P_{FV}^0 * \frac{G_t}{G_{STC}} * [1 + k * (T_M - 25)] \quad (2.42)$$

2.3. Sistemas FV

Os SFV têm como principal função a transformação da energia proveniente do sol em electricidade, apesar de o painel FV ser o componente mais importante, para que ele funcione correctamente é necessário a presença de outros componentes, por isso um SFV, pode ser decomposto em três subsistemas, nomeadamente:

- O painel FV (o coração do sistema);
- O balanceamento ou equilíbrio do sistema (BOS); e
- E as saídas.

A composição dos subsistemas do SFV é mostrada na **Figura 2.16**.



Figura 2.16. Composição geral dos componentes de um SFV.
Fonte: Adaptado de (https://learning.edx.org/course).

A escolha dos elementos de BOS vão depender da utilidade ou funcionalidade e do facto do sistema estar ligado ou não à rede eléctrica.

O primeiro subsistema é constituido pelo **painel FV** e têm como função principal a produção de energia eléctrica.

O segundo subsistema é o **BOS**, constituido principalmente pelos seguintes elementos: conversores DC-DC e DC-AC (inversores), os cabos eléctricos, a estrutura de montagem, se tiver baterias poderá acrescentar-se também os controladores de carga. Estes componentes tem as seguintes funções (Stapleton & Neill, 2012):

Conversores DC-DC: alteram a saída variável da tensão DC dos módulos FV, pois a mesma pode depender da hora do dia e das condições climáticas, para uma uma saída de tensão constante desejável.

Conversores DC-AC ou inversores: são usados em SFLR para converter a energia DC proveniente dos módulos FV para AC que é introduzida na rede. Os inversores usados em SFLR devem fornecer corrente alternada tendo em conta os padrões de frequência e tensão da rede concessionária. É também importante destacar que os inversores usados nesses sistemas devem ter a funcionalidade de seguimento do ponto de potência máxima. Contudo também são usados inversores em Sistemas FV Isolados (SFI) para alimentar as cargas AC disponíveis.

Cabos eléctricos: são usados para a ligação eléctrica entre os diferentes componentes do SFV entre si e as cargas ou à rede.

Estrutura de montagem: têm como função principal a fixação mecânica dos módulos FV segundo a orientação desejável.

Baterias: constituem os dispositivos de armazenamento (armazenam energia na forma química), elas mantêm o SFV mais fiável, por servir como fonte de energia em período de mau tempo e nocturno.

Controlador de carga: é utilizado em SFV para o controlo da carga e descarga da bateria. Evita que as baterias continuem a receber carga após atingir a carga máxima e que descarreguem completamente, deste modo preserva-se o tempo de vida útil das baterias.

E finalmente o último subsistema são as **saídas**, embora não façam parte directamente dos constituintes do SFV, eles devem ser considerados em projectos de SFV, são constituidas pelas cargas ou aparelhos eléctricos e pela rede eléctrica em sistemas com ligação à ela.

Para a classificação de SFV, podem ser usados alguns critérios. (TIEPOLO, 2015), propôs vários, dois deles são os seguintes:

- **Quando a ligação com à rede**: nesse critério os SFV dividem-se em dois grandes grupos nomeadamente **SFI e SFLR**. Uma caracterização geral dessa classificação é mostrada na **Figura 2.17**.



Figura 2.17. Classificação dos SFV.
Fonte: Adaptado de (TIEPOLO, 2015).

Na **Figura 2.17**, os SFI são aqueles que não possuem nenhuma ligação à rede eléctrica da região ou país, são mais recomendados para locais onde não existe à rede eléctrica (meio rural) e geralmente precisam além do painel FV e os demais elementos de BOS de um sistema de armazenamento.

Os SFI podem ser divididos em minirredes ou sistemas domésticos. Os sistemas domésticos são compostos pelo painel FV, um regulador de carga, baterias e em situações de necessidade de corrente alternada um inversor. Nestes sistemas o armazenamento é importante para manter a fiabilidade do sistema nas noites, em dias chuvosos ou em dias com pouca irradiação.

Um esquema geral e exemplos de sistemas isolados são mostrados nas **Figura 2.18** e **Figura 2.19.**

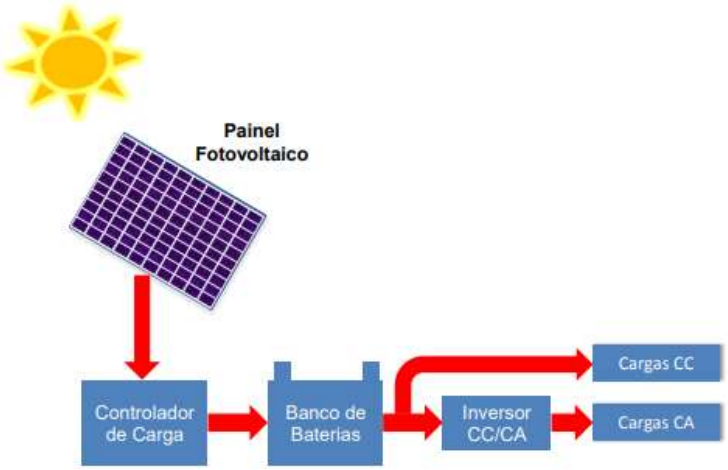


Figura 2.18. Esquema geral de um SFI.

Fonte: (TIEPOLO, 2015).

Conforme mostrado na **Figura 2.18** em termos de elementos BOS para um SFI têm-se o controlador de carga, o banco de baterias, o inversor e os cabos eléctricos.



Figura 2.19. SFI para abastecimento de água e a casa do chefe do posto ambos localizados em Mapai-Chicualacuala.

Fonte: (https://energypedia.info/wiki/Mozambique Off-grid).

Por outro lado **os SFLR**, são aqueles com ligação à rede eléctrica da região ou país. Esses sistemas são mais aconselhados no meio urbano.

Os SFLR são geralmente mais económicas e eficientes, pois possuem poucos constituintes em relação aos SFI e não necessitam com obrigatoriedade de um sistema de armazenamento. Pois a rede pode ser considerada um sistema de armazenamento com capacidade infinita. Podem ser divididos em grandes parques FV, sistemas aplicados e integrados à edifícios.

Um esquema geral desse tipo de sistema e exemplos são mostrados nas **Figura 2.20** e **Figura 2.21.**

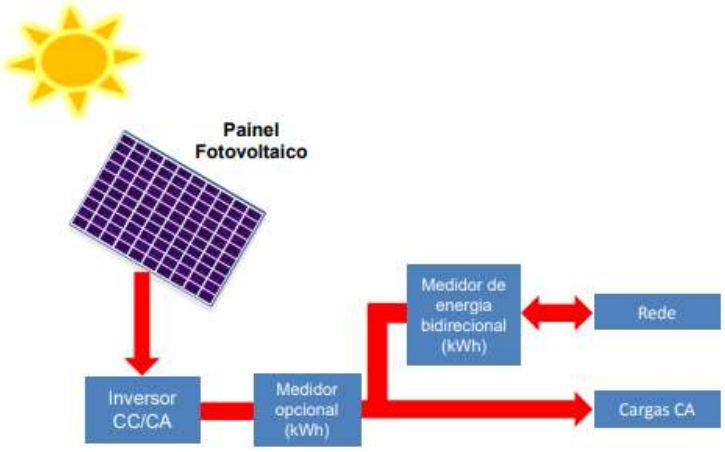


Figura 2.20. Esquema geral de um SFLR.
Fonte: (TIEPOLO, 2015).

Conforme mostrado na **Figura 2.20** em termos de elementos BOS para um SFLR aplicado à edifícios, contém apenas um inversor, dispositivos electrônicos de segurança e os cabos eléctricos.



Figura 2.21. a) SFLR aplicado num centro comercial. b) Central fotovoltaica de Mocuba-Moçambique.
Fonte: (JUNIOR, 2019) e (https://www.norfund.no/central-solar-de-mocuba).

- E quanto a configuração: nesse critério os sistemas podem ser **puros** ou **híbridos**. Os sistemas puros são os que possuem como fonte de produção de energia apenas o painel FV, enquanto que os sistemas hibrídos possuem para além do painel FV outro tipo de

fonte de produção de energia como por exemplo, turbinas eólicas ou um gerador à diesel.

A **Figura 2.22**, mostra um esquema geral de um sistema híbrido aplicado à sistemas isolados.

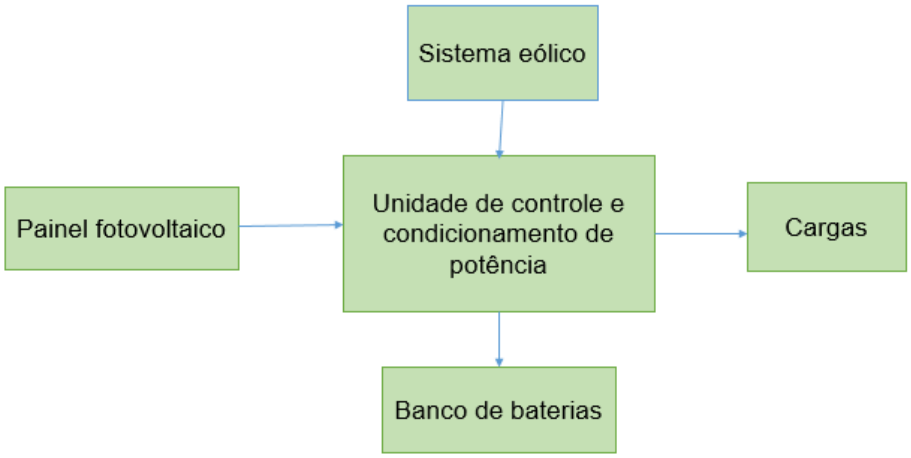


Figura 2.22. Esquema geral de um sistema híbrido (FV+eólico) aplicado para sistemas isolados.
Fonte: adaptado de (Pinho & Galdino, 2014).

Os SFLR podem também ser classificados levando-se em conta a sua potência instalada (quanto ao porte), nesta categoria, podem ser sistemas pequenos, intermediários e grandes. A relação entre a denominação e a potência instalada é mostrada na Tabela 2.9.

Tabela 2.9. Classificação de SFLR segundo a sua potência instalada.

Classificação	**Pequena escala**	**Escala Intermediária**	**Grandes escala**	(Xiao, 2017)
Potência instalada (kW_P)	< 50	50 à 1000	> 1000	
Classificação	**Sistemas residenciais**	**Sistemas comerciais**	**Centrais eléctricas**	(Morey, et al, 2023)
Potência instalada (kW_P)	< 20	20 à 1000	> 1000	
Classificação	**Sistemas isolados rurais e ligados à rede local**	**Sistemas aplicados e integrados à edifícios**	**Centrais eléctricas**	(https://learning.edx.org/course)
Potência instalada	$10W_P - 10kW_P$	$1kW_P - 1MW_P$	$> 1MW_P$	

Na Tabela 2.10, apresentam-se as principais aplicações dos SFV, considerando o facto de serem isolados ou ligados à rede.

Tabela 2.10. Exemplos de algumas aplicações dos SFV.

Sistemas Isolados				**Sistemas Ligados à Rede**	
Aplicações em dispositivos		**Aplicações industriais**	**Habitações remotas**	**Descentralizados**	**Centralizados**
Dentro do dispositivos	**Fora dos dispositivos**	Telecomunicações	Iluminação pública	Integrados à edifícios	Sistemas ligados à rede de média ou alta tensão
Relógios	Dispositivos de carregamento	Aplicação em sistemas de monitoramento remotas	Sistemas de irrigação	Aplicados à edifícios	-
Máquinas calculadoras	Iluminação em jardins	Em hoteis e restaurantes localizados fora da rede	Carregamento de baterias	Centros de treinamentos/escolas	-
Telefones	Aplicada em pequenas embarcações	-	Sistemas de purificação da água	-	-
Balança eléctrica	-	-	Aplicações em sistemas solares para hospitais e escolas	-	-

Fonte: adaptado de (Vian, et al., 2021).

2.4. Factores de desempenho de um SFLR

Consideradas todas as condições ambientais, a potência do módulo FV (P_{DC}) é dada pela expressão 2.43 (Smets, et al., 2015):

$$P_{DC} = \eta(T_M, G_t) * G_t * A_M \quad (2.43)$$

A potência do módulo segundo a equação 2.43 dependerá da temperatura dos módulos, velocidade do vento, a irradiância solar e da tecnologia utilizada.

A energia DC, produzida pelo painel FV será dada pela expressão 2.44.

$$\mathrm{E_{DC}} = \mathrm{A_{Total}} * \int_0^t \mathrm{G_M}\,(\mathrm{t}) * \eta(\mathrm{t})\mathrm{dt} \quad (2.44)$$

Onde: A_{total} representa a área do painel; P_{DC} é a potência produzida pelo módulo FV (kW) e E_{DC} é a energia produzida pelo painel FV num intervalo temporal (MWh).

A potência do SFV (lado AC), pode ser calculada por meio da expressão 2.45.

$$P_{AC} = P_{DC} * \eta_{Inversor} * \eta_{MPPT} * \eta_{Outras} \quad (2.45)$$

Onde: P_{AC} é a potência do nosso sistema (kW); $\eta_{inversor}$ é a eficiência do inversor; η_{MPPT} é a eficiência do algorítmo de MPPT; e η_{outras} eficiências de outros componentes. As perdas de outros componentes são mostradas na Tabela 2.11.

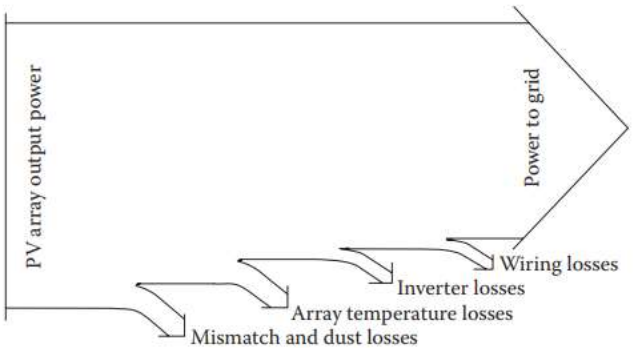


Figura 2.23. Perdas do SFV.

Fonte: (Messenger & Ventre, 2010)

Os valores das perdas de outros componentes são mostradas na Tabela 2.11.

Tabela 2.11. Valores das outras perdas em SFV.

Designação das perdas	Valor das perdas (%)
Mismatch entre os módulos	1.5
Perdas ohmicas	0.5
Poeiras (sujidade)	(5-10)[5]
Total	**7-12**

Fonte: (Smets, et al., 2015).

[5] Sendo 5 % para lugares sem muita poeira e 10 % para lugares com muito poeira. No presente trabalho considerou-se perdas de 5 %.

O desempenho do SFV, é avaliado por meio dos seguintes parâmetros:

- Energia produzida pelo SFV: Representa a energia total produzida pelo SFV, pode ser calculada em base horária, diária, semanal, mensal ou anual. Na expressão 2.46, é mostrado o seu cálculo em base anual.

$$E_{AC} = \int_{0}^{1ano} P_{AC}(t)dt; (kWh/ano) \tag{2.46}$$

- O índice de productividade (Y_f): Este parâmetro mostra a relação entre a energia total produzida pelo sistema num intervalo temporal de um ano e a potência instalada.

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{N_T * P_{MPP}^{STC}}; (\frac{kWh/ano}{kW_P}) \tag{2.47}$$

Onde: N_T representa o número total de módulos FV e P_{MPP}^{STC} é a potência máxima em STC.

- Eficiência global do Sistema: Esse parâmetro vai permitir a obtenção da eficiência de todo SFV.

$$\eta_g = \frac{P_{AC}}{A_{Total} * G_M} * 100\% \tag{2.48}$$

- O desempenho global do sistema (TD)[6]: É dado pelo quociente entre o índice de productividade e o índice de referência. O seu valor aparece na forma percentual e é referenciado as perdas do sistema, isto é, quanto mais próximo for de 100% o sistema possui menos perdas. Matematicamente pode ser calculado pela expressão 2.49.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \tag{2.49}$$

Onde: Y_r é designado de índice de referência. Sendo que é calculado pela equação 2.50.

$$Y_r = \frac{G_t(t)}{G_{STC}}; (h/ano) \tag{2.50}$$

Onde: $G_t(t)$ representa a irradiação solar no plano do módulo FV.

Em SFLR as principais perdas são mostradas na Tabela 2.12, juntamento com um factor de perdas. O produto de todos os factores de perdas corresponde ao TD.

Tabela 2.12. Principais perdas em SFLR. Simulação no programa PVSYST 7.2 para a cidade da Beira.

[6] Também designado de Performance Ratio (PR).

Perdas por:	Perdas anuais (%)	Factor de perdas
Reflexão	3.15	0.9685
Nível de irradiância	0.44	0.9956
Temperatura	13.89	0.8611
Mismatch entre módulos	1.10	0.989
Ohmicas nos cabos	1.21	0.9879
Inversor em funcionamento	1.81	0.9819
Inversor quando opera acima da potência nominal	0.15	0.9985
Desempenho global do sistema (TD)	-	0.80

Fonte: (Autor).

2.5. Análise econômico-financeira de projectos de Sistemas FV

Na avaliação de projectos de energia, usam-se critérios sólidos. No caso da avaliação económica é necessário garantir a viabilidade dos projectos. Os métodos mais usados para tal são (Pereira, 2010): Valor Actualizado Líquido (VAL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), Período de Recuperação do Investimento (PRI) ou pay-back time e finalmente o custo nivelado de energia (LCOE). Os primeiros três métodos tem a vantagem de possuirem critérios que permite a tomada de decisão de aceitar-se ou não um projecto, ao passo que LCOE é um método mais eficiente na comparação entre diferentes projectos de energia.

- Valor Actualizado Líquido (VAL): Na consideração desse método faz-se uma análise do fluxo de caixa, isto é, consideram-se todas as entradas e saídas (MELO, 2018) para o cálculo do valor actual. O cálculo de VAL é feito por meio da expressão 2.51, (FRANCO, 2021).

$$\mathrm{VAL} = -\mathrm{C}_0 + \sum_{\mathrm{t}=1}^{\mathrm{n}} \frac{\mathrm{C}_{\mathrm{Ft}}}{(1+\mathrm{i})^{\mathrm{t}}} \tag{2.51}$$

Onde: C_0 representa o investimento inicial no projecto, o sinal (-) deriva do facto do mesmo ser considerado como um custo ou uma saída; C_{Ft} representa o fluxo de caixa ao longo do tempo considerado; i representa a taxa de atractividade considerada; e t representa o tempo considerado.

Para poder-se usar o VAL, como mecanismo de decisão é necessário ter em conta as condições consideradas na Tabela 2.13.

Tabela 2.13. Condições à considerar ao usar-se o VAL para tomada de decisão.

Condição	Justificativa	Decisão
VAL>0	Cobre-se o investimento e produz se lucros.	Aceitar
VAL=0	Cobre-se o investimento, contudo não produz se lucros.	Indiferente
VAL<0	Não há cobrimento no investimento, muito menos lucros.	Rejeitar

Fonte: Adaptado de (FRANCO, 2021).

- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR): Representa a taxa mais alta dos capitais investidos (Pereira, 2010). O seu cálculo pressupõe o VAL igual a zero, isto é, é a taxa na qual o valor da VAL anula-se. O TIR pode ser calculado pela expressão 2.52.

$$\mathrm{VAL} = -\mathrm{C}_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{\mathrm{C_{Ft}}}{(1+\mathrm{TIR})^t} = 0 \qquad (2.52)$$

Para a tomada de decisão apartir do TIR, deve-se comparar o mesmo com a taxa de atractividadel (i). Para poder-se usar o TIR, como mecanismo de decisão é necessário ter em conta as condições consideradas na Tabela 2.14.

Tabela 2.14. Condições à considerar ao usar-se o TIR para tomada de decisão.

Condição	Justificativa	Decisão
TIR>i, VAL>0	Cobre-se o investimento e produz se lucros.	Aceitar
TIR=i, VAL=0	Cobre-se o investimento, contudo não produz se lucros.	Indiferente
TIR<i, VAL<0	Não há cobrimento no investimento, nem lucros.	Rejeitar

Fonte: Adaptado de (FRANCO, 2021).

- Período de Recuperação do Investimento (PRI): é o período de tempo necessário para compensar o investimento realizado (FRANCO, 2021). Para fazer-se a tomada de decisão apartir desse método é necessário comparar o PRI com o tempo de vida útil do projecto. Um PRI menor que o tempo de vida útil do projecto é um factor de atractividade ou de aceitação do mesmo.

O PRI também pode ser definido do ponto vista de um cliente que usa por exemplo, um SFLR, como o tempo decorrido para que o valor da economia do combustível ou da energia se iguale ao investimento inicial (Kalogirou, 2014).

Segundo, Smets, et al., (2015) o cálculo do PRI, pode ser feito pela equação 2.53.

$$\mathrm{PRI} = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Retorno anual}} \qquad (2.53)$$

Custo nivelado de electricidade (LCOE[7]). É o custo por kWh de energia produzida por uma dada fonte (Feldman, et al., 2020). O LCOE é muito usado na comparação dos custos de energia de diferentes tecnologias, o seu cálculo pode ser feito usando-se a expressão 2.54.

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{C_{0t} + M_t + F_T}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+i)^t}} \tag{2.54}$$

Onde: C_{0t} representa o investimento na base anual; M_t representa os custos de operação e manutenção. Nos SFLR o M_t varia entre 1-2 % do investimento anual; F_T representa o custo com o combustível. Nos SFV F_T assume o valor zero, pois estes sistemas não necessitam de combustível e E_t representa a energia produzida anualmente.

2.6. Análise Ambiental de Sistemas FV

Um parâmetro ambiental que será considerado nesta dissertação é a quantidade de CO_2, que será poupada ou não emitida para a atmosfera, em virtude do uso do SFV como fonte de produção de energia. O seu cálculo é feito por meio da expressão matemática 2.55.

$$E_{CO_2} = E_{anual} * F_e \tag{2.55}$$

Onde: E_{CO_2} representa as emissões anuais de CO_2 poupadas (kg); E_{anual} (kWh/ano) representa a energia produzida anualmente pelo SFV; e F_e ($kgCO_2/kWh$) é designado de factor de emissão da rede.

Para Moçambique segundo Brander, et al., (2011) o factor de emissão assume um valor de 0.000445032 kg CO_2/kWh (vide **Anexo A**). Deste modo a equação 2.55 pode ser reescrita como:

$$E_{CO_2} = 0.000445032\ \mathrm{kg}\frac{CO2}{\mathrm{kWh}} * E_{anual} \tag{2.56}$$

[7] levelized cost of electricity.

CAPÍTULO 3: METODOLOGIA

3.1. Enquadramento da pesquisa

Segundo Marconi & Lakatos, (2012) a metodologia está directamente relacionada com o problema em estudo, onde a sua seleção depende de diferentes factores tais como: o objecto da pesquisa, os recursos financeiros, a equipe humana e outros elementos que possam surgir no campo da investigação, enquanto que para Gil, (2008) a metodologia descreve os procedimentos a serem seguidos na realização de uma pesquisa.

Assim, o presente trabalho, enquadra-se nas seguinte categorias:

- Quanto à abordagem: a pesquisa pode ser considerada como quantitativa, pois os conhecimentos produzidos devem ser quantificados;
- Quanto à natureza: a pesquisa pode ser considerada aplicada, porque a intenção da mesma é produzir conhecimentos aplicáveis localmente;
- Quanto aos objectivos: a pesquisa pode ser considerada exploratória, pois vai permitir a disposição de conhecimento adicional, sobre a matéria em causa, no caso concreto a energia produzida pelo edifício, o custo total da instalação e o seu impacto ambiental; e
- Quanto aos procedimentos: a pesquisa pode ser considerada como estudo de caso, pois o facto de ser uma pesquisa aplicada possibilita uma aplicação dos conhecimentos produzidos para o bem social.

3.2. Descrição do local de Estudo

O ISPS localizado na vila de Songo, distrito de Cahora Bassa e província de Tete, é uma Instituição de Ensino Superior pública, criada pelo Conselho de Ministros através do decreto n.º 22/2008 de 27 de Julho.

As suas actividades lectivas iniciaram no segundo semestre de 2009, com o propedêutico, contudo a implementação efectiva dos curricula realizou-se em 2010, com a leccionação de três (3) cursos do ramo das engenharias nomeadamente: Licenciatura em Engenharias Eléctrica, Hidráulica e Termotécnica. Actualmente o ISPS lecciona sete (7) cursos todos do ramo das engenharias, isto é, houve um aumentou de mais quatro (4) novos cursos nomeadamente: Licenciatura em engenharia de Energias Renováveis; Licenciatura em engenharia Electrónica e de Telecomunicações, Licenciatura em engenharia de Construção Mecânica; e Licenciatura em engenharia Cívil.

A vila de Songo, localiza-se nas seguintes coordenadas geográficas latitude de -15º.594583 e longitude de 32º.741334, conforme indicadas na **Figura 3.1.**

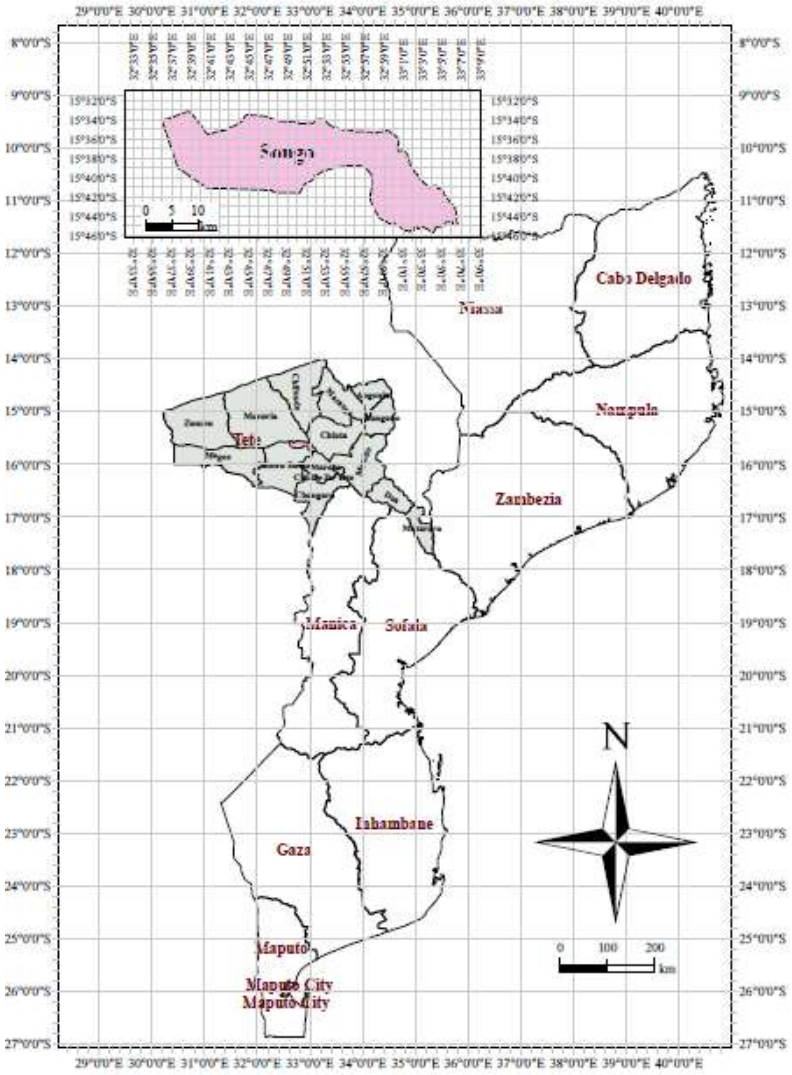


Figura 3.1. Localização geográfica da Vila de Songo.

Fonte: (Autor).

O clima predominante na vila de Songo é "Tropical Seco com Inverno Seco", com modificações locais devido a altitude. De acordo com a classificação de Koppen-Geiger o clima é classificado como sendo do tipo Aw, isto é, caracterizado por duas estações nomeadamente: uma estação quente e chuvosa que ocorre entre os meses de Outubro à Março e outra estação mais fria e seca que ocorre de Abril à Setembro (Consultec, 2021) e (http://www.portaldogoverno.gov.mz). As temperaturas máximas ocorrem entre Outubro e Janeiro.

3.3. Caracterização do SFV proposto

O sistema proposto será ligado à rede eléctrica da HCB, e estará localizado no edifício de salas de aulas e gabinetes das instalações do ISPS. O SFV poderá conter:

- Painel FV;
- Inversores e outros dispositivos electrônicos de controle e segurança;
- Estrutura de montagem; e
- Cabos eléctricos.

A **Figura 3.2,** mostra o diagrama esquemático simplificado do SFV proposto.

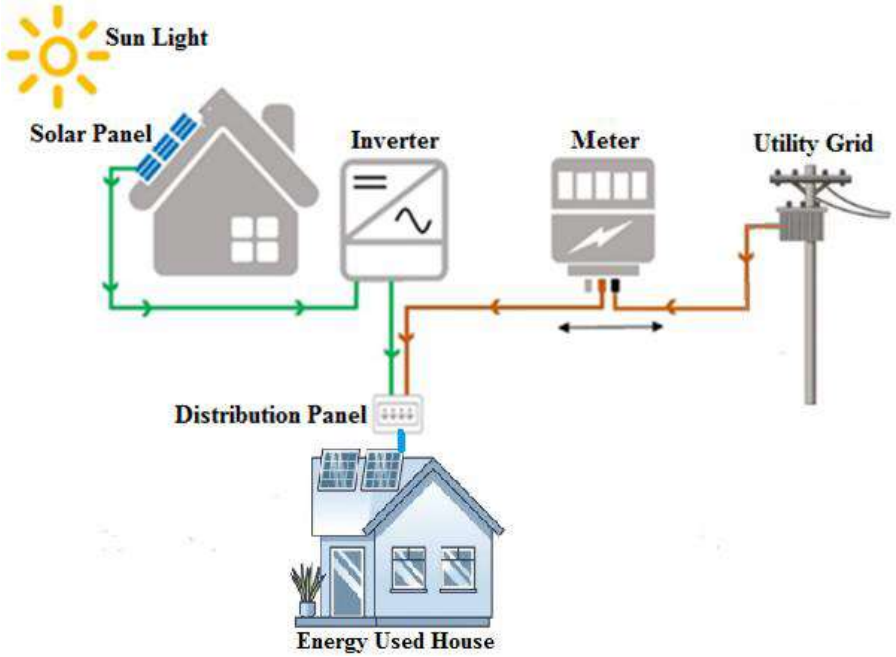


Figura 3.2. Configuração esquemática do sistema proposto.

Fonte: (Salar et al., 2023).

As especificações técnicas dos módulos FV constam na Tabela 3.1. O sistema simulado foi orientado para o norte geográfico com uma inclinação igual a latitude do lugar (15º.59).

Tabela 3.1. Parâmetros eléctricos e térmicos dos módulos FV usados nas simulações.

Tecnologia/parâmetro	m-si	p-si	CdTe
Fabricante	Trina Solar	Trina Solar	First Solar
Área (m^2)	1.984	2.032	2.520
Potência nominal (P_{max}/W_P)	355	355	440

Tensão nominal (V_{max}/V)	38.60	38.10	184.70
Corrente nominal ((I_{max}/A)	9.210	9.32	2.380
Tensão de circuito aberto (V_{oc}/V)	46.90	47.00	220
Corrente de curto circuito (I_{sc}/A)	9.680	9.87	2.550
Eficiência do módulo (%)	17.92	17.48	17.45
Coeficiente de temperatura (P_{max})	-0.37 %/ºC	-0.37 %/ºC	-0.31 %/ºC
Coeficiente de temperatura (V_{oc})	-145 mV/ ºC	-146 mV/ ºC	-604 mV/ ºC
Coeficiente de temperatura (I_{sc})	4.8 mA/ ºC	4.9 mA/ ºC	1.0 mA/ ºC

Fonte: (base de dados do programa PVSYST).

3.4. Procedimentos orientadores na elaboração da metodologia

Conforme consta dos objectivos específicos, a presente dissertação vai incidir sobre três aspectos principais, nomeadamente:

- A energia produzida na base mensal e anual;
- A viabilidade ambiental (Emissões poupadas pelo uso do SFV); e
- A viabilidade econômica (VAL, TIR, PRI e o LCOE).

O procedimento proposto foi feito para as seguintes tecnologias: m-si, p-si e o filme fino de CdTe.

3.4.1. Energia produzida

A metodologia usada para a realização dessa parte do trabalho foi dividida em duas etapas:

Na primeira etapa procedeu-se com o dimensionamento do SFLR[8] (do seu componente principal: o painel FV). O seu dimensionamento foi feito tendo-se como base a área disponível, Stapleton & Neill, (2012). Essa forma de dimensionar é recomendável para SFLR, principalmente quando a área disponível é menor em relação a necessária para cobrir a demanda. O procedimento adoptado foi o seguinte:

- Partindo da planta arquitectônica do edifício obter as suas dimensões (comprimento e largura. Vide **Anexo B**);
- Proceder com a determinação da distância entre os módulos e possíveis obstáculos, usando-se para tal a expressão 3.1.

[8] Objectivo principal dessa etapa foi a determinação da potência instalada.

$$D = F_e * (H_o - H_m) \quad (3.1)$$

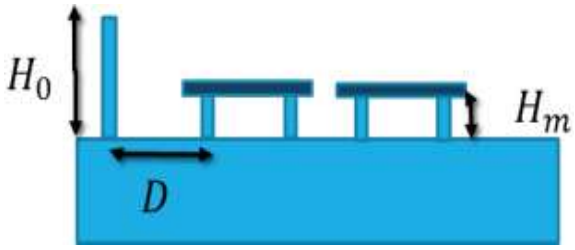


Figura 3.3. Distância entre SFV e possíveis obstáculos.

Fonte: Junior, 2019.

Onde F_e é denominado factor de espaçamento, (para valores entre 0° e 20° de latitude adotar Fe=2); H_o é a altura do objecto, em (m) e : H_m é a altura máxima dos módulos com relação ao nível do solo, em (m);

- Tendo em conta a geometria do tecto do edifício propôr-se a melhor configuração dos módulos, as possíveis configurações são mostradas na **Figura 3.4**.

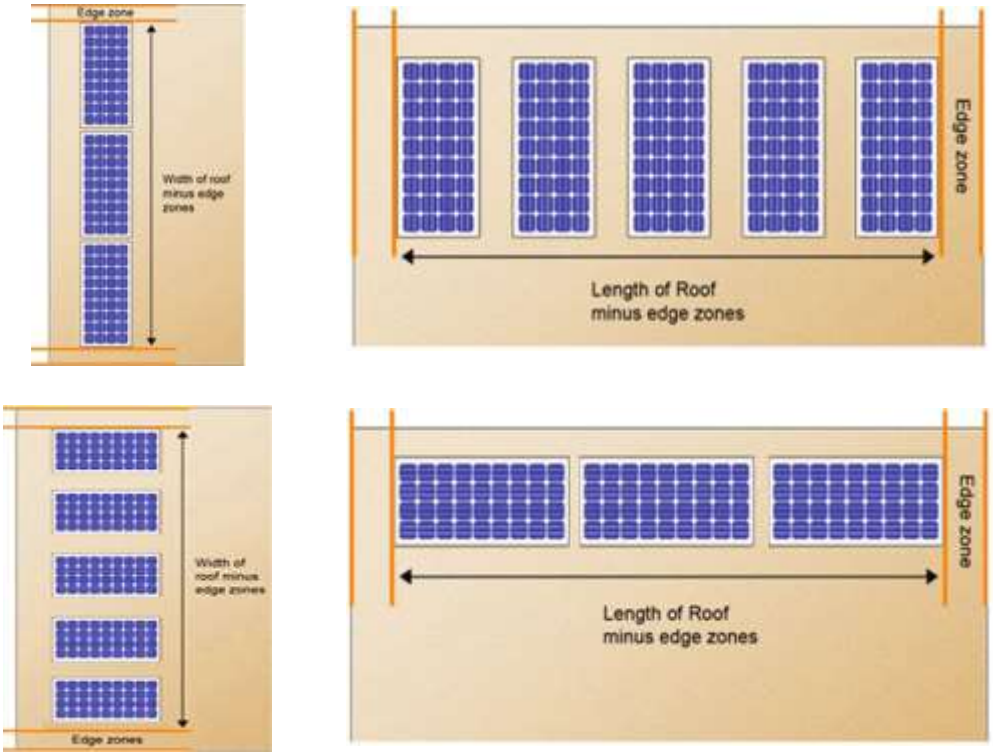


Figura 3.4. Orientação em retrato e paisagem dos módulos.

Fonte: Stapleton & Neill, (2012).

- A determinação da separação entre as linhas dos módulos FV foi feita para evitar-se o sombreamento mútuo. O cálculo dessa distância é feito por meio da expressão 3.2.

$$d = l\left[cos\beta + \frac{sen\beta}{tan\alpha_s} * \cos(\gamma_m - \gamma_s)\right] \quad (3.2)$$

Onde: l representa o comprimento do módulo FV; γ_m e γ_s azimute do módulo FV e do sol; α_s representa a altura solar e β a inclinação do módulo FV.

- O número de linhas que podem ser instalados calculou-se dividindo o comprimento da área útil do telhado pela distância de separação entre os módulos.
- O número de colunas que podem ser instaladas calculou-se dividindo a largura da área útil do telhado pela largura do módulo; e
- O número total de módulos FVs resultou da multiplicação do número de linhas pelo número de colunas.

Em relação a primeira etapa, a configuração escolhida foi a de retrato, pois permite na mesma área mais módulos FV em relação a configuração paisagem. A Tabela 3.2, mostra a altura e o azimute solar para o dia 21 de Junho[9].

Tabela 3.2. Altura e azimute solar na vila de Songo, para o dia 21 de Junho.

Tempo	**α_s (º)**	**γ_s (º)**
15:00	29.50	309.23

Fonte: (Sun Earth Tools).

A área total útil do edifício considerado foi devidida em duas áreas de formato rectangular, esse procedimento foi feito para ajustar as áreas as dimensões geométricas das tecnologias. A **Figura 3.5**, mostra as áreas consideradas.

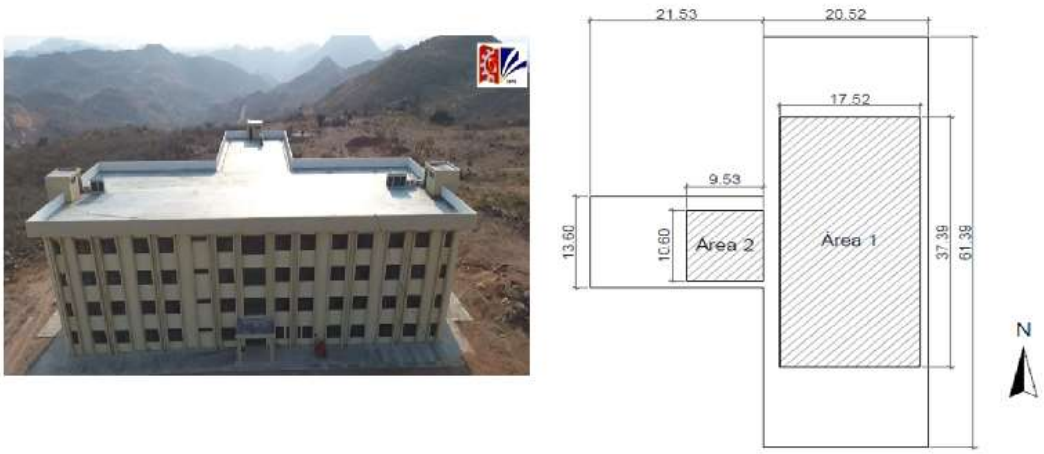


Figura 3.5. As áreas consideradas no dimensionamento do painel FV.

Fonte. (Autor).

[9] Para o cálculo da distância de separação entre as linhas dos módulos FV, a prática industrial aceite é: optimize para o solstício de 21 de Junho.

Estimada a potência fotovoltaica por tecnologia, o passo a seguir será a escolha do inversor apropriado.

Para a seleção do mesmo seguiram-se as etapas propostas por: Stapleton & Neill, (2012) e Messenger & Ventre, (2010) nomeadamente:

- **Cálculo da tensão do circuito aberto máxima do módulo FV**, para tal usa-se a temperatura do módulo FV na condição da temperatura local mínima. O valor númerico desta tensão pode ser calculada por meio da expressão 3.3.

$$V_{oc,max} = V_{oc,STC} * [1 + (T_{mod,min} - 25) * \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T}] \quad (3.3)$$

O valor dessa tensão máxima do módulo FV, quando relacionado com a tensão máxima DC na entrada do inversor permite a obtenção do número máximo de módulos FV que podem ser ligados em série. Em termos matemática essa relação é traduzida pela expressão 3.4.

$$N_{max} \leq \frac{V_{max,inversor}}{V_{oc,max}} \quad (3.4)$$

- **Cálculo da tensão miníma do módulo FV**, para tal usa-se a temperatura do módulo FV na condição da temperatura máxima do local a qual se pretende instalar o SFV. O valor númerico desta tensão pode ser calculada por meio da expressão 3.5.

$$V_{mp,min} = V_{mp,STC} * [1 + (T_{mod,max} - 25) * \frac{\Delta V_{mp}}{\Delta T}] \quad (3.5)$$

O valor dessa tensão miníma, quando relacionado com a tensão miníma no intervalo MPPT de entrada no inversor permite a obtenção do número minímo de módulos que podem ser ligados em série. Em termos matemática essa relação é traduzida pela expressão 3.6.

$$N_{mim} \geq \frac{V_{\min MPPT,inversor}}{V_{mp,min}} \quad (3.6)$$

A variação entre a máxima e mínima temperatura no lugar da instalação SFV (Vila de Songo), pode ser observado na **Figura 3.6**.

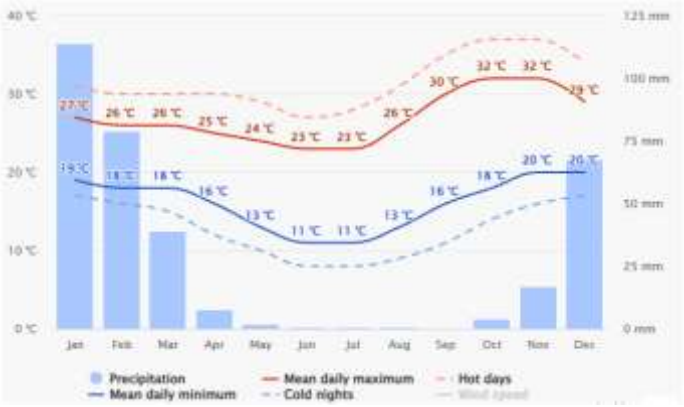


Figura 3.6. Médias das temperaturas altas e baixas na Vila de Songo.

Fonte: (https://www.meteoblue.com/en/weather/historyclimate/climatemodelled/songo-mozambique).

Percebe-se pela **Figura 3.6** que:

- A média entre as temperaturas mais altas é de 32º C e regista-se nos meses Outubro e Novembro; e
- A médias das temperaturas baixas é de 11º C e regista-se entre os meses de Junho e Julho.

Deste modo pode-se considerar que a temperatura na vila de Songo varia entre uma média alta de 32º C e uma média baixa de 11º C.

Dois outros critérios usados na seleção do inversor são: primeiro a máxima corrente DC no inversor, esse critério é usado principalmente para a obtenção do número máximo de strings ou conexões em paralelo de módulos FV, isto é, a corrente do curto circuito do SFV não deve ultrapassar a corrente máxima de entrada no inversor, sob o risco de o mesmo sofrer danificações.

E o segundo critério está relacionado com a potência máxima de entrada no inversor, é necessário que a potência instalada do SFV seja menor em relação a potência máxima de entrada no inversor e que a potência nominal do inversor seja aproximadamente igual ou ligeiramente menor em relação a potência instalada do SFV. Essas duas condições associadas a este critério podem ser escritas matematicamente pelas expressões 3.7 e 3.8.

$$P_{dc,max}^{inv} > P_{dc}^{STC} \tag{3.7}$$

$$P_{dco}^{inv} \cong P_{dc}^{STC} \tag{3.8}$$

A Tabela 3.3 mostra os parâmetros eléctricos do inversor selecionado de acordo com a tecnologia fotovoltaica que será considerado no trabalho.

Tabela 3.3. Parâmetros eléctricos do inversor usado nas simulações.

Tecnologia/parâmetro	**m-si**	**p-si**	**CdTe**
Fabricante	Canadian Solar Inc.		
Modelo	CSI-12K-T400-GL01-E		
Massa (kg)	18.9		
Entrada (DC, painel FV)			
P_{dco} (kW)	-		
V_{dco} (V)	-		
P_{nt} (W)	-		

Intervalo de tensão MPPT (V)	160-850
$V_{DC,\ max}$ (V)	1000
$I_{DC,masx}$ (A)	22.4
Número de entradas MPPT	2
Saída (rede AC)	
Tensão de saída (V)	400
Potência nominal (kVA)	12
Intervalo de frequência (Hz)	50,60
Eficiência máxima (%)	98.70
Eficiência Euro (%)	98.10
Número de inversores	8[10]

Fonte: (base de dados do programa PVSYST).

A segunda etapa teve como objectivo a estimativa da energia produzida pelo SFLR para tal seguiu-se o procedimento ilustrado na **Figura 3.7**.

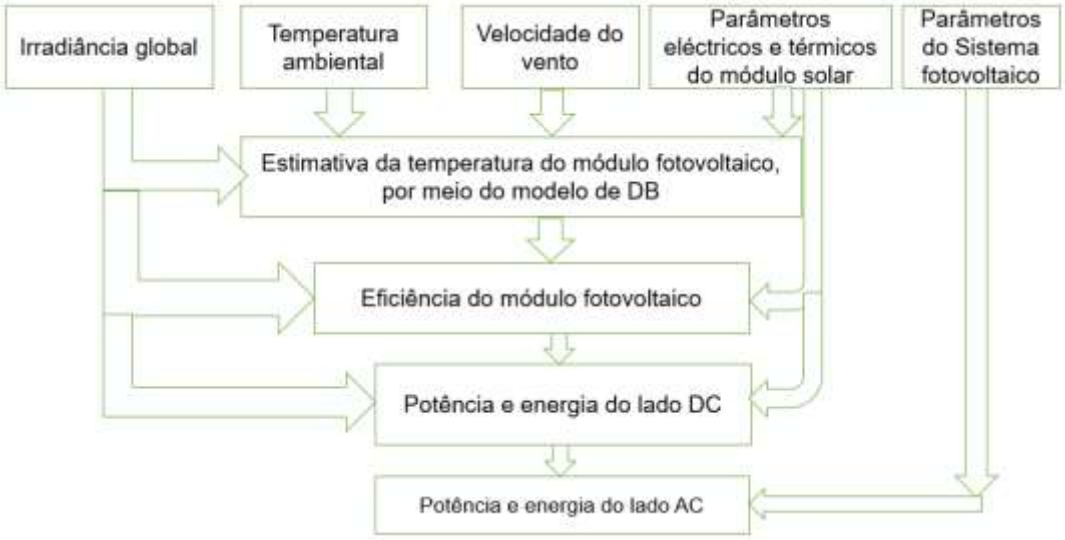


Figura 3.7. Procedimentos para o cálculo de energia produzida pelo SFV.

Fonte: (Autor).

Para a comparação dos valores da energia produzida pelo SFV usando-se o procedimento proposto na **Figura 3.7** e dos coeficientes do desempenho do sistema, usou-se uma simulação por meio do programa PVSYST versão 7.2. O desvio entre os valores estimados e simulados pelo programa PVSYST foram avaliados pelas métricas estatísticas rMBE e rRMSE traduzidas pelas expressões 3.9 e 3.10.

[10] Resultou da simulação no programa PVSYST.

$$\text{rMBE}^{11} = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^{n} \left|\frac{A_i - B_i}{A_i}\right| \quad (3.9)$$

$$rRMSE^{12} = 100 * \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(A_i - B_i)^2} \Big/ \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^{n} A_i \quad (3.10)$$

Onde: A_i representa os valores estimadados apartir dos dados da NASA; B_i representa os valores simulados pelo programa PVSYST.

Um valor baixo dessas métricas significa que os valores estimados são próximos dos simulados pelo programa PVSYST, o intervalo aceitável possui valores com tolerância até 10% (Jed, et al, 2022).

3.4.2. Viabilidade ambiental

Um parâmetro ambiental que foi considerado neste trabalho é a quantidade de CO_2, que será poupada ou não emitida para a atmosfera, em virtude do uso do SFV como fonte de produção de energia. O seu cálculo é feito por meio da expressão matemática 3.11.

$$\text{E}_{\text{CO}_2} = \text{E}_{\text{anual}} * \text{F}_{\text{e}} \quad (3.11)$$

Onde: E_{CO_2} representa as emissões anuais de CO_2 poupadas (kg); E_{anual} (kWh/ano) representa a energia produzida anualmente pelo SFV; e F_{e} ($kgCO_2/kWh$) é designado de factor de emissão da rede.

Para Moçambique segundo Brander, et al., (2011) o factor de emissão da rede assume um valor de 0.000445032 $kgCO_2/kWh$. Deste modo a equação 3.12 pode ser reescrita como:

$$\text{E}_{\text{CO}_2} = 0.000445032\ \text{kg}\frac{\text{CO2}}{\text{kWh}} * \text{E}_{\text{anual}} \quad (3.12)$$

3.4.3. Viabilidade económica

Conforme referenciado, a análise económica foi feita por meio dos seguintes parâmetros: VAL, TIR, PRI e LCOE. Umas das principais condições para o cálculo desses parâmetros é o investimento inicial que inclui os valores necessários para a compra do painel FV e do BOS, pode-se incluir também os custos de instalação, operação e manutenção, da documentação necessária requerida pelos serviços governamentais e outros. Para o cálculo desses parâmetros é necessário ainda a inclusão da tarifa da rede. A **Figura 3.8**, mostra a contribuição dos componentes em percentagens nos custos do SFV.

[11] rMBE – relative Mean Bias Error.
[12] rRMSE – relative Root Mean Square Deviation.

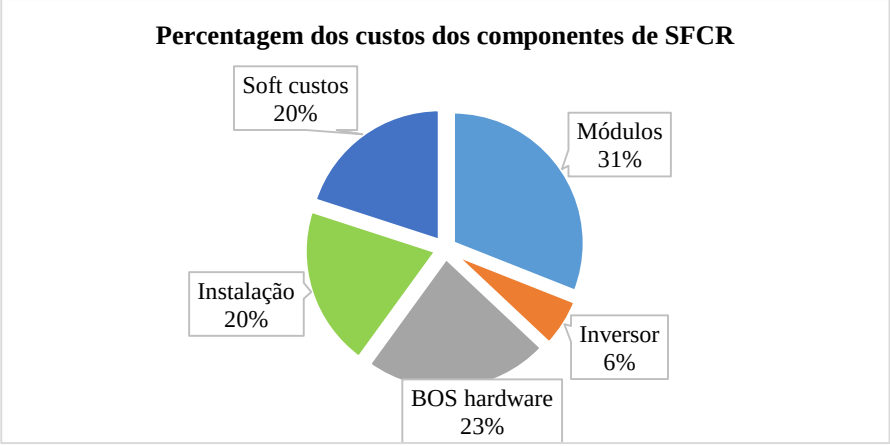


Figura 3.8. Percentagem dos custos dos componentes de SFCR.

Fonte: Adaptado de (Fraunhofer ISE, 2024).

Segundo IRENA, (2023) os custos por componentes envolvidos são mostrados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4. Custos envolvidos no SFV.

Componentes	**Intervalo de custos envolvidos (USD/kW$_p$)**
Módulos e Inversores	226 à 713
BOS Hardware	117 à 417
Custos de instalação	86 à 890
Soft custos	99 à 450

Fonte: IRENA, (2023).

Para o presente trabalho serão considerados os valores máximos entre os custos por componentes da Tabela 3.4.

Tabela 3.5. Preço/Wp em dolar Americano dos principais componentes do SFCR.

Custos (USD/W$_P$)	**Tecnologia**		
	m-si	**p-si**	**CdTe**
Módulos FV	0.48	0.37	0.32
Inversor	0.233	0.233	0.233
BOS Hardware	0.417	0.417	0.417
Custos de instalação	0.890	0.890	0.890
Total	**2.02**	**1.91**	**1.86**

Fonte: adaptado de (https://solarsquare.co.za/how much do solar panels cost in south Africa; https://finance101.org.za/the cost of solar panels in south Africa; https://greenlacer.com/post/solar panel 52acking e NREL, 2022).

Para a estimativa do capital inicial deve-se multiplicar os custos totais por W_p pela potência instalada de acordo com a tecnologia. Os custos de operação e manutenção (O&M) são estimados em torno de 1-2 % do capital inicial (Renac, 2021), no presente trabalho considerou-se o valor de 1 %. O capital inicial e o custo de O&M são mostrados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6. Capital inicial a investir de acordo com a tecnologia.

Custos	**Tecnologia**		
	m-si	**p-si**	**CdTe**
Total (USD/W_P)	2.02	1.91	1.86
Potência instalada (W_P)	97270	97270	98560
Capital inicial (USD)	**196,485.40**	**185,785.7**	**183,321.6**
Capital inicial (meticais)	**12,569,171.04**	**11,884,711.23**	**11,727,082.75**
Custos de O&M (USD/ano)	1 964.85	1 857.86	1 833.22
Custos de O&M (metical/ano)	125691.71	118847.11	117270.83

Fonte: (Autor).

As principais variáveis de entrada na análise económica são mostrados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7. Parâmetros de entrada na análise económica.

Entradas	**Valores**	**Fonte**
Taxa de desconto (%)	8	https://pt.knoema.com/atlas/Moçambique/topics/Economia.
Taxa de Inflação Anual (%)	3	https://pt.tradingeconomic./mozambique/inflation-cpi.
Horizonte de análise (anos)	25	-
Custo da energia de rede da EDM (USD/kWh)	0.14	www.edm.co.mz
Queda anual de potência (%)	0.3 para CdTe	www.firtsolar.com/en/products
	0.5 para C-Si	Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP, 2020).
Substituição dos inversores	Duas vezes	-

Fonte: (Autor).

3.5. Fonte de dados

Os dados necessários para a realização das estimativas, foram obtidos da NASA, que constam no seguinte endereço electrônico: power.larc.nasa.gov/data.acess-viewer, para fins de comparação foram usados dados da plataforma PVGIS que podem ser encontrados no seguinte endereço electrônico: https://re.jrc.eceuropa.eu/pvg-tools/en.

Os dados da NASA cobrem um intervalo temporal de 21 anos, isto é, deste 2001 à 2022. Os seguintes dados foram extraídos: a irradiação global no plano horizontal e com a inclinação igual a latitude do local, a velocidade do vento e a temperatura ambiente no lugar da instalação do SFV. Todos os dados usados foram baixados em base mensal.

Fazendo-se uma comparação entre os dados NASA, PVGIS e da base de dados do programa PVSYST para a irradiação no plano inclinado segundo a latitude do lugar, obteve-se a **Figura 3.9**. O rMBE entre os dados da NASA em relação aos da PVGIS é de 4.65 %.

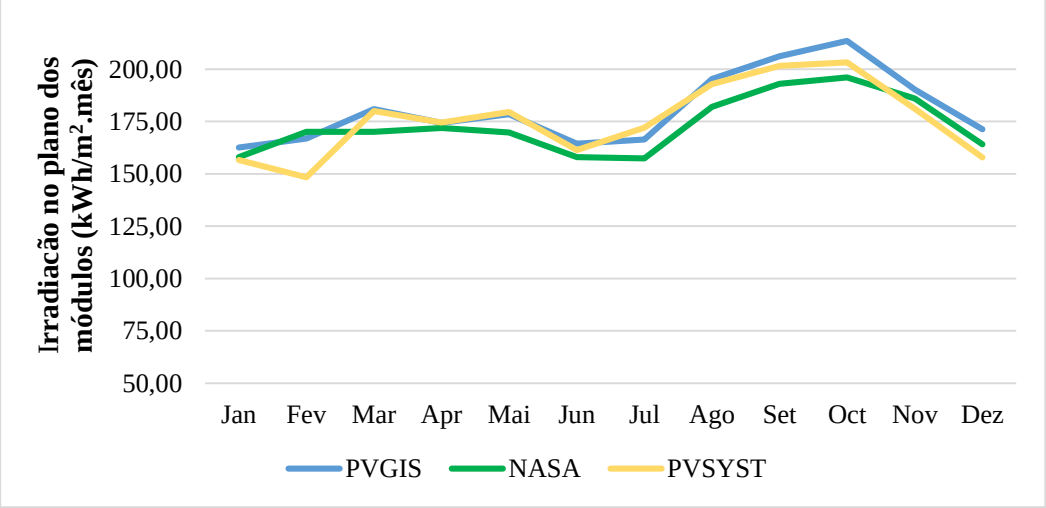


Figura 3.9. Comparação do valor da irradiacão entre os dados da NASA, PVGIS e os simulados no programa PVSYST.

Fonte: (power.larc.nasa.gov/data.acess-viewer; https://re.jrc.eceuropa.eu/pvg-tools/en; base de dados do programa PVSYST).

A **Figura 3.10** mostra o comportamento dos parâmetros temperatura ambiente e velocidade do vento no local onde pretende-se instalar o SFLR, isto é, na Vila de Songo.

Apartir da **Figura 3.10**, pode-se concluir que:

- A velocidade do vento no local da instalação do SFV apresenta valores que variam no intervalo de 2.87 à 5.4 m/s, sendo que o mês de Janeiro apresenta o valor médio mais baixo, enquanto que o mês de Outubro apresenta o valor médio mais alto;

- Nos meses de Agosto, Setembro, Outubro e Novembro, encontram-se os valores médios mais altos para a velocidade do vento, sendo que para os demais meses os valores médios são consistentes.

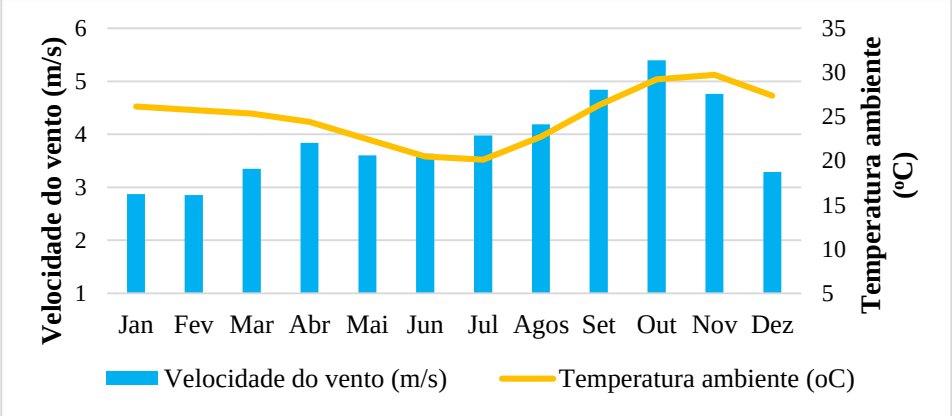


Figura 3.10. Comportamento da velocidade do vento e temperatura ambiente na Vila de Songo.

Fonte: (power.larc.nasa.gov/data.acess-viewer).

Apartir da **Figura 3.10**, também pode-se concluir que:

- No inverno é onde encontram-se as temperaturas médias mais baixas, sendo que o mês de Julho regista a temperatura média mais baixa, correspondente a 20.12º C;
- Enquanto que nos meses de verão encontram-se as temperaturas médias mais altas e o mês Novembro regista a temperatura média mais alta correspondente a 29.72º C.

A metodologia usada para a realização do trabalho pode ser resumida pela **Figura 3.11**.

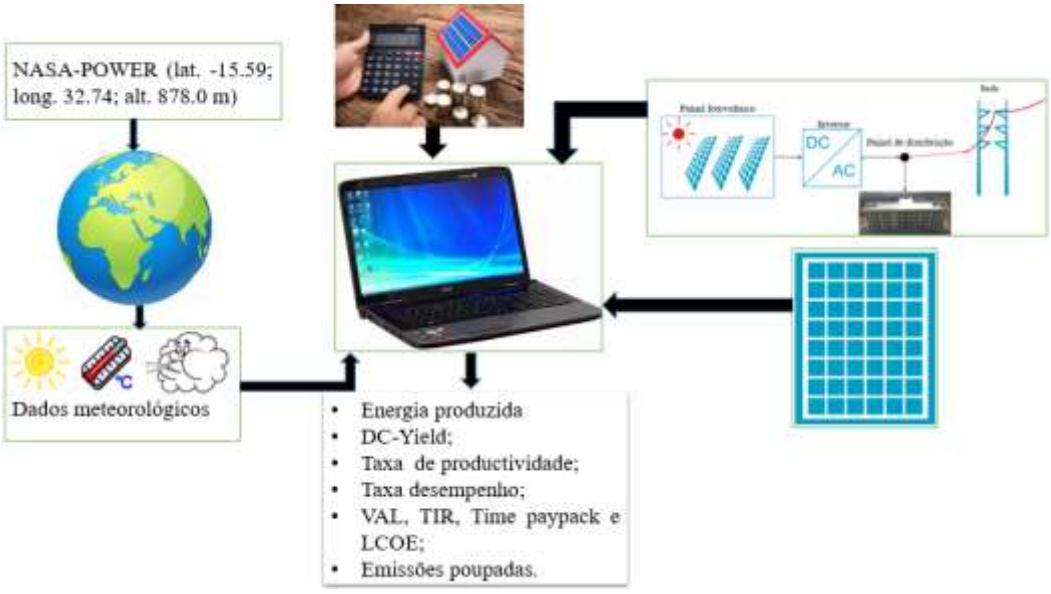


Figura 3.11. Resumo do procedimento usado na elaboração do trabalho.

Fonte: (Autor).

CAPÍTULO 4: RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Potência Instalada

Para o cálculo da potência instalada foi necessário identificar o número total de módulos FV. Para tal usando-se a sequência proposta na metodologia precisamente no subtítulo 3.4.1 obteve-se os resultados referenciados nas Tabela 4.1, Tabela 4.2 e **Figura 4.1**.

Tabela 4.1 Número total de módulos que cabem na área 1.

Tecnologia fotovoltaica	Número de linhas	Número de colunas	Número total de módulos
m-si	14	17	238
p-si	14	17	238
CdTe	14	14	196

Fonte: (Autor).

Tabela 4.2. Número total de módulos que cabem na área 2.

Tecnologia fotovoltaica	Número de linhas	Número de colunas	Número total de módulos
m-si	4	9	36
p-si	4	9	36
CdTe	4	7	28

Fonte: (autor).

Segundo a Tabela 4.1 e Tabela 4.2 o somatório do número de módulos FV, resultou em 274 módulos FV com a tecnologia m-si e p-si e 224 módulos com o filme fino de CdTe, se o número de módulos for multiplicado pela potência W_p (conforme a Tabela 3.1), obtém-se uma potência instalada por tecnologia correspondente à: 97.27 kW_p para as tecnologias m-si e p-si e 98.56 kW_p para o filme fino, conforme demostrado na **Figura 4.1**.

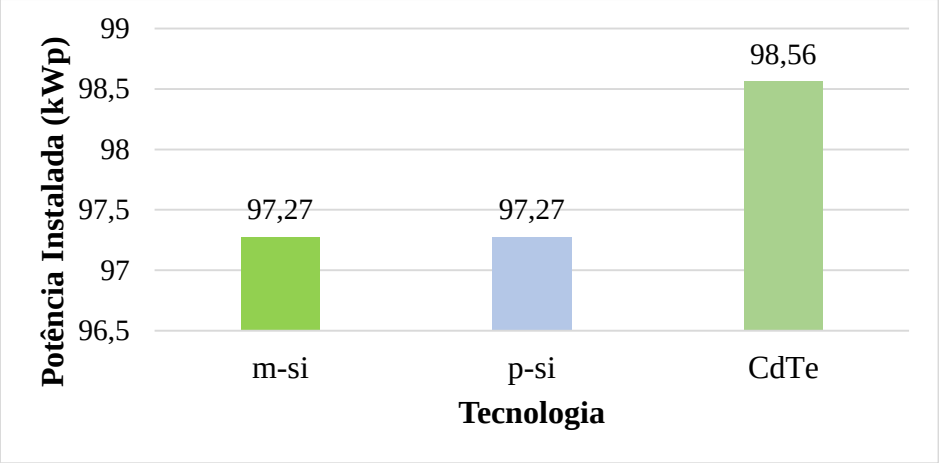


Figura 4.1. Potência instalada por tecnologia.

Fonte: (Autor).

Apesar do número de módulos FV com a tecnologia do filme fino ser menor em relação as duas tecnologias baseadas em silício cristalino, a sua potência W_p é maior por isso que também possui a maior potência instalada entre as 3 tecnologias selecionadas.

4.2. Estimativas da temperatura dos módulos FV.

Conforme referenciado na presente dissertação, para a estimativa da temperatura de operação do módulo FV, optou-se pelo modelo de DB, o modelo em causa permite a obtenção de um resultado mais próximo da realidade, pois o mesmo considera as três variáveis meteorológicas nomeadamente a irradiação, a temperatura ambiente e a velocidade do vento e também um parâmetro da própria tecnologia, a sua eficiência. Os resultados dessa estimativa podem ser observados na **Figura 4.2**.

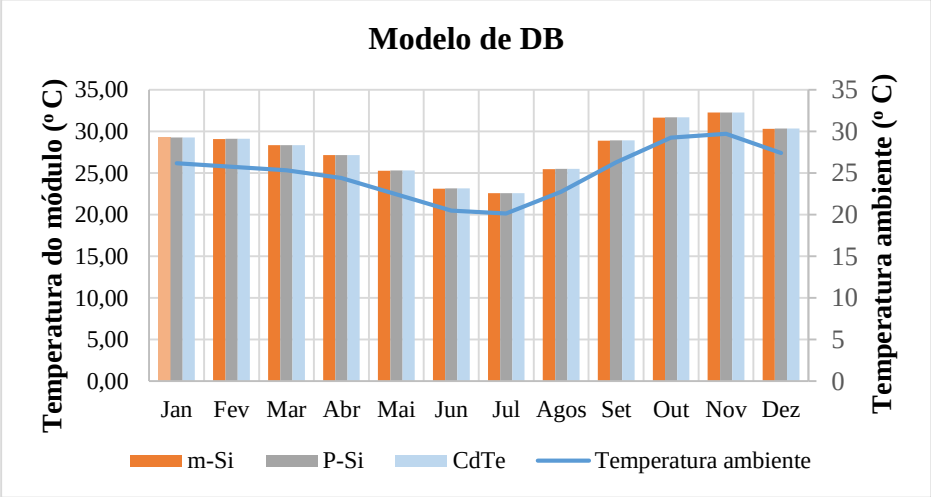


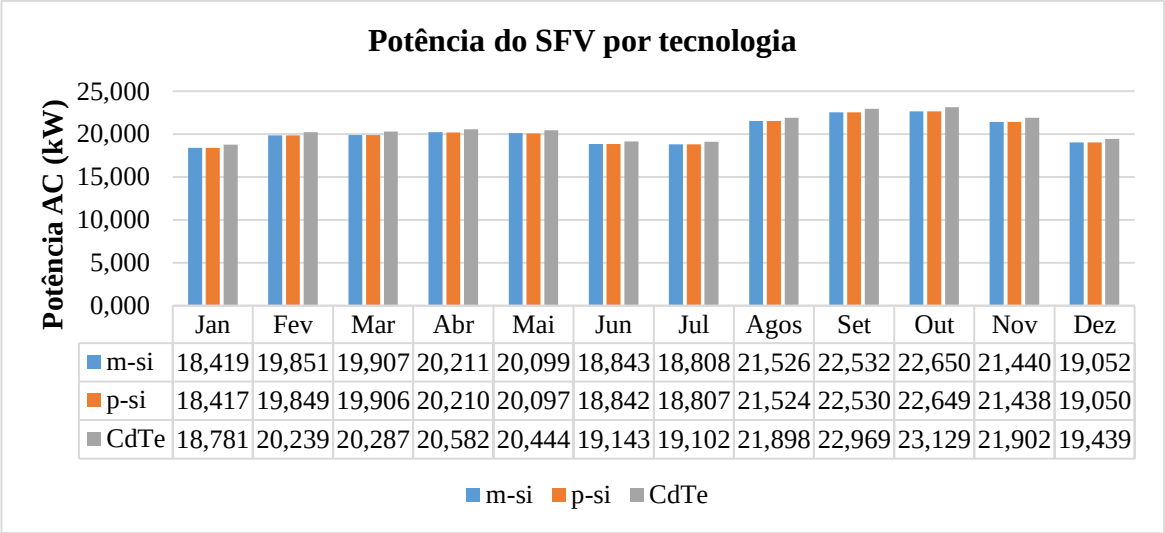
Figura 4.2. Resultados da estimativa da temperatura dos módulos segundo o modelo de DB.

Fonte: (Autor).

No modelo de DB, o único parâmetro que caracteriza a tecnologia fotovoltaica é a sua eficiência, portanto, verifica-se contudo, que quanto maior for a eficiência ligeiramente menor será a temperatura de operação do módulo.

4.3. Potência e Energia produzida pelo SFV

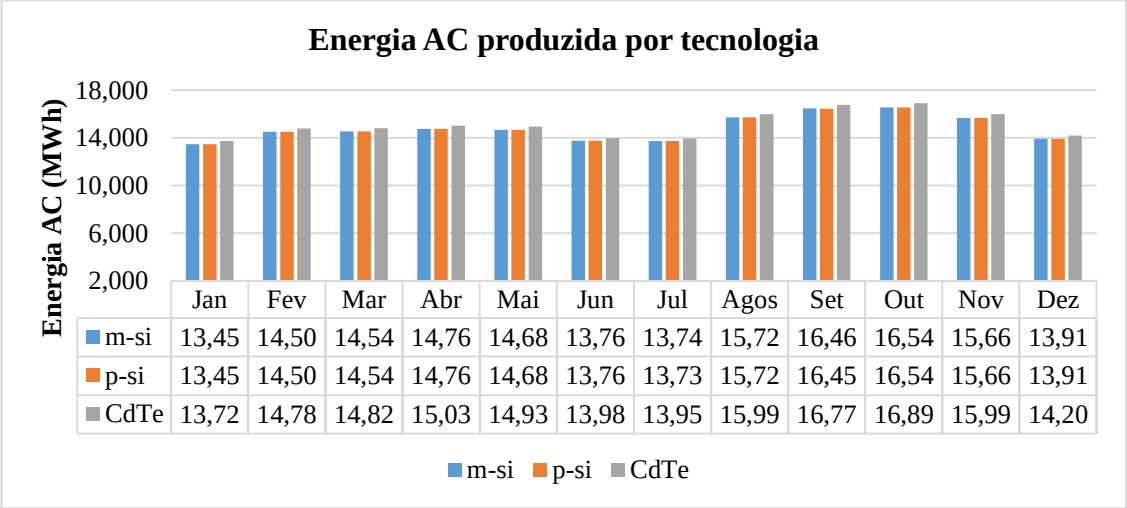
Os resultados da segunda etapa são mostrados na **Figura 4.3** e **Figura 4.4** nomeadamente a potência AC e a energia AC produzidas pelo SFV. Pode-se observar na **Figura 4.3** que o filme fino possui uma potência AC ligeiramente maior, isto deriva do facto de a sua potência instalada estimada também ser maior em relação as duas tecnologias baseadas no silício cristalino.



	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Agos	Set	Out	Nov	Dez
m-si	18,419	19,851	19,907	20,211	20,099	18,843	18,808	21,526	22,532	22,650	21,440	19,052
p-si	18,417	19,849	19,906	20,210	20,097	18,842	18,807	21,524	22,530	22,649	21,438	19,050
CdTe	18,781	20,239	20,287	20,582	20,444	19,143	19,102	21,898	22,969	23,129	21,902	19,439

Figura 4.3 Potência AC produzida pelo SFV.

Fonte: (Autor).



	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Agos	Set	Out	Nov	Dez
m-si	13,45	14,50	14,54	14,76	14,68	13,76	13,74	15,72	16,46	16,54	15,66	13,91
p-si	13,45	14,50	14,54	14,76	14,68	13,76	13,73	15,72	16,45	16,54	15,66	13,91
CdTe	13,72	14,78	14,82	15,03	14,93	13,98	13,95	15,99	16,77	16,89	15,99	14,20

Figura 4.4. Energia AC produzida pelo SFV.

Fonte: (Autor).

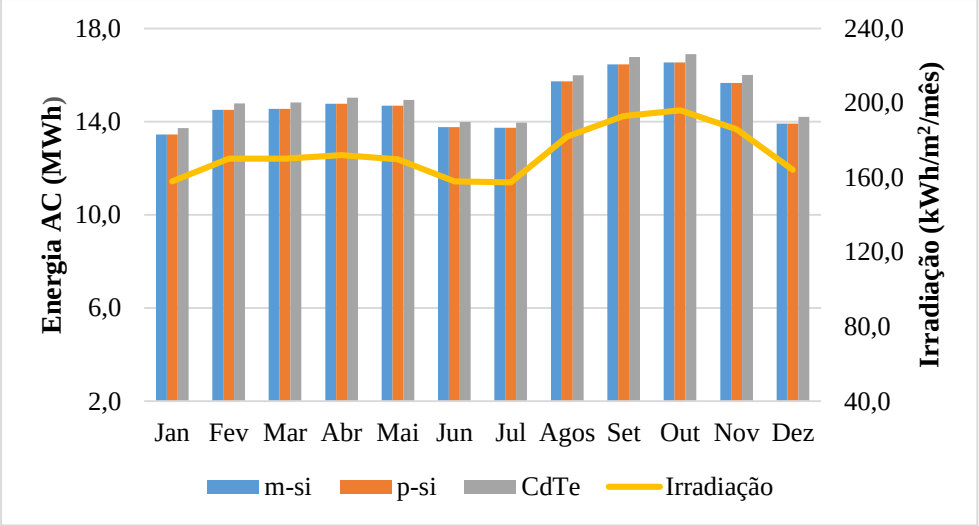


Figura 4.5. Energia AC produzida pelo SFV em função da irradiação no plano do módulo FV.

Fonte: (Autor).

A **Figura 4.4** que ilustra a energia AC produzida pelo SFV, também mostra que o filme fino produziu mais energia em relação as duas tecnologias baseadas no silício cristalino, esse resultado já era o esperado, pois possui a maior potência instalada e também a maior potência AC. É possível verificar na **Figura 4.5**, que a energia AC produzida é influenciada pela irradiação solar disponível, isto é, nos meses de mais incidência solar a energia AC produzida também é maior comparativamente aos meses de menor irradiação solar.

4.4. Desempenho das tecnologias fotovoltaicas

A **Figura 4.6**, **Figura 4.7** e **Figura 4.8** mostram o comportamento do DC-YIELD, eficiência, taxa de productividade e da taxa de desempenho entre as tecnologias consideradas.

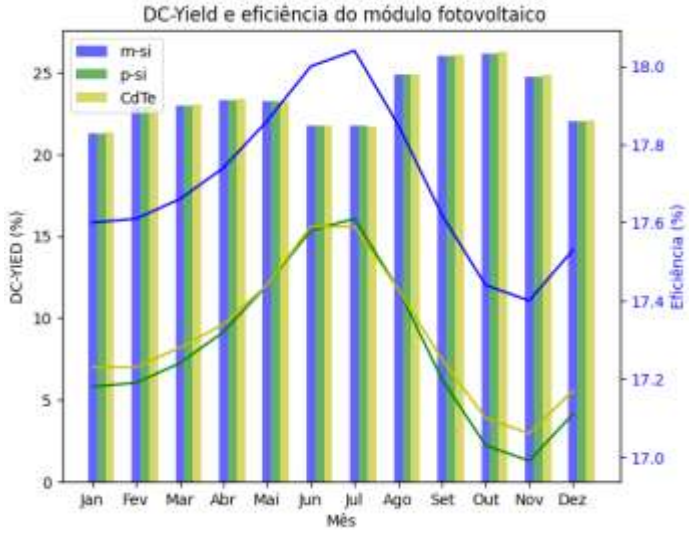
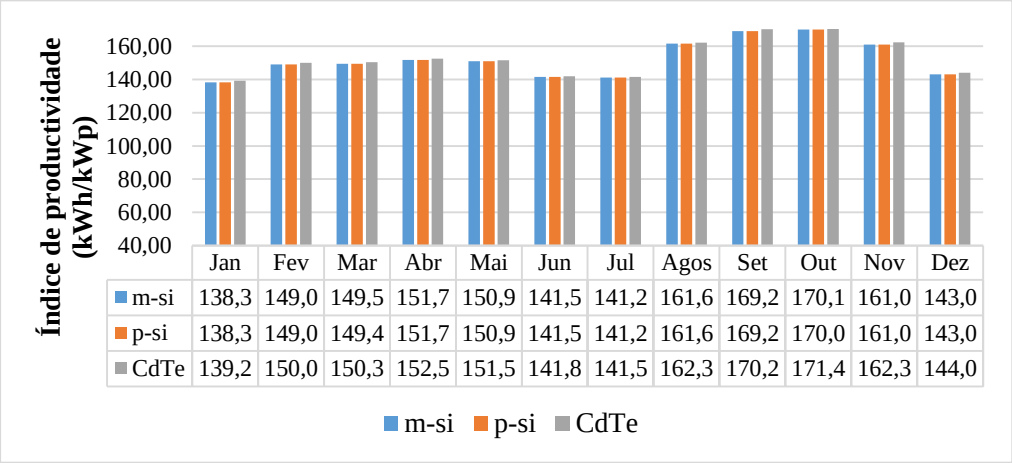


Figura 4.6. Comportamento do DC-YIELD e da eficiência das tecnologias m-si, p-si e CdTe.

Fonte: (Autor).

A partir da **Figura 4.6**, pode-se concluir que o módulo FV de m-si apresenta valores de eficiência mais alto entre as 3 tecnologias e em relação a eficiência das tecnologias p-si e CdTe observam-se valores competitivos com uma ligeira vantagem do filme fino especialmente nos meses de verão. O filme fino apresenta o DC-YIELD de 23.468 % valor ligeiramente maior entre as 3 tecnologias; seguido da tecnologia m-si com 23.414 % e finalmente a tecnologia p-si com 23.412 %.

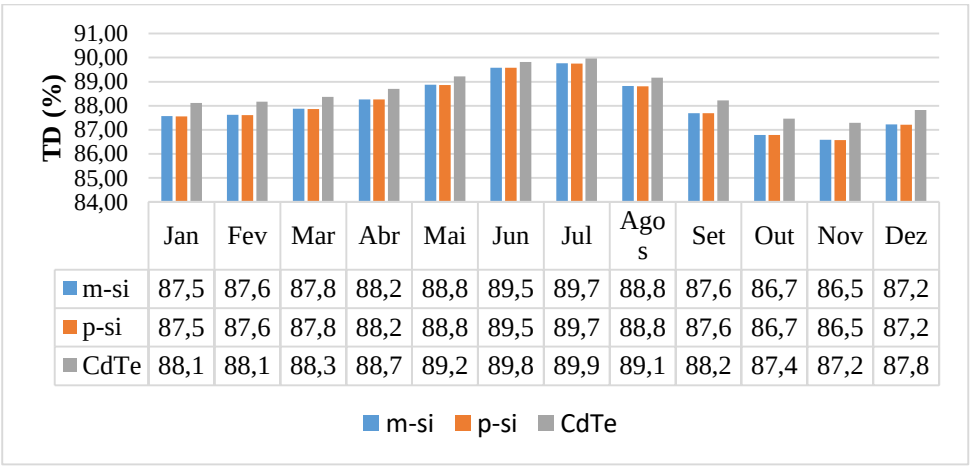


	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Agos	Set	Out	Nov	Dez
m-si	138,3	149,0	149,5	151,7	150,9	141,5	141,2	161,6	169,2	170,1	161,0	143,0
p-si	138,3	149,0	149,4	151,7	150,9	141,5	141,2	161,6	169,2	170,0	161,0	143,0
CdTe	139,2	150,0	150,3	152,5	151,5	141,8	141,5	162,3	170,2	171,4	162,3	144,0

Figura 4.7. Comportamento da taxa de productividade para as tecnologias m-si, p-si e CdTe.

Fonte: (Autor).

Observa-se na **Figura 4.7** que o índice de productividade aumenta com a produção energética do SFLR, isto é, nos meses de verão o sistema produz mais energia e possui maior productividade em comparação aos meses de inverno; também nota-se que o filme fino de CdTe possui um índice de productividade ligeiramente maior em relação a tecnologia de m-si e p-si. A productividade mostrou valores anuais de 1827.48 kWh/kWp, 1827.33 kWh/kWp e 1837.48 kWh/kWp, nomeadamente para as tecnologias m-si, p-si e CdTe.



	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Agos	Set	Out	Nov	Dez
m-si	87,5	87,6	87,8	88,2	88,8	89,5	89,7	88,8	87,6	86,7	86,5	87,2
p-si	87,5	87,6	87,8	88,2	88,8	89,5	89,7	88,8	87,6	86,7	86,5	87,2
CdTe	88,1	88,1	88,3	88,7	89,2	89,8	89,9	89,1	88,2	87,4	87,2	87,8

Figura 4.8. Comportamento da taxa de desempenho para as tecnologias m-si, p-si e CdTe.

Fonte: (Autor).

Em relação a **Figura 4.8** nota-se que nos meses de inverno o SFLR têm poucas perdas, principalmente as perdas por temperatura, razão pela qual a TD possui valores maiores em relação aos meses de verão. A tecnologia de filme fino possui as menores perdas, isto é, valores de TD maiores em relação as tecnologias m-si e p-si. A TD mostrou valores médios anuais de 88.05%, 88.04 % e 88.53 %, para as tecnologias m-si, p-si e CdTe nomeadamente.

Estudos feitos por Silveira, et al., (2020) em que testaram o desempenho de quatro tecnologias nomeadamente m-si, p-si, CIGS e CdTe concluiram que o filme fino de CdTe apresentou o melhor desempenho global por possuir as menores perdas por temperatura entre as outras tecnologias. Os autores relataram valores da TD de 88.67 % encontradas para a tecnologia CdTe.

Em relação ao intervalo dos valores da TD, Jahn & Emmerthal, (2003) reportaram 0.4 a 0.85 num estudo envolvendo 309 SFLR realizados em 14 países. Em um estudo realizado na Sérvia por Milosavljević, Pavlović, & Piršl, (2014) reportaram um valor de 93.6 % da TD com a utilização de módulos de m-si.

4.5. Comparação entre a energia estimada e o valor simulado no programa PVSYST

Para a comparação entre os parâmetros estimados e simulados no programa PVSYST[13] foram usados dois índices estatísticos nomeadamente o rMBE e rRMSE. A **Figura 4.9**, **Figura 4.10** e **Figura 4.11**, mostram comparações entre os valores estimados e simulados para a energia, a taxa de productividade e a TD.

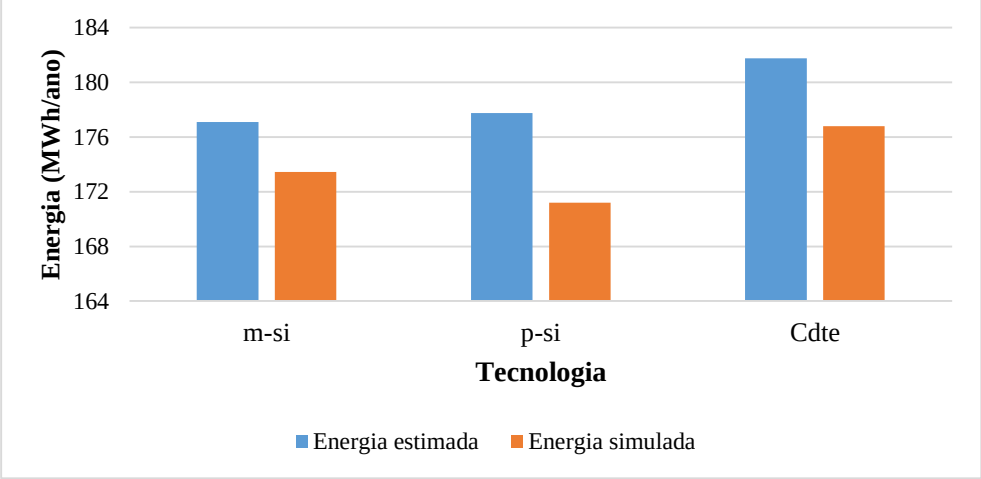


Figura 4.9. Comparação entre a energia estimada e simulada no PVSYST.

Fonte: (Autor).

[13] Resultados das simulações no PVSYSTconstam nos Apêndices A1-A7.

A Tabela 4.3, Tabela 4.4 e a Tabela 4.5, mostram os índices estatísticos para os seguintes parâmetros: energia, taxa de productividade e a TD.

Tabela 4.3. Comparação entre os desvios nos valores da energia estimada e simulada para as 3 tecnologias.

Tecnologia fotovoltaica	m-si	p-si	CdTe
rMBE (%)	4.48	4.87	4.42
rRMSE (%)	6.13	6.66	6.11

Fonte: (Autor).

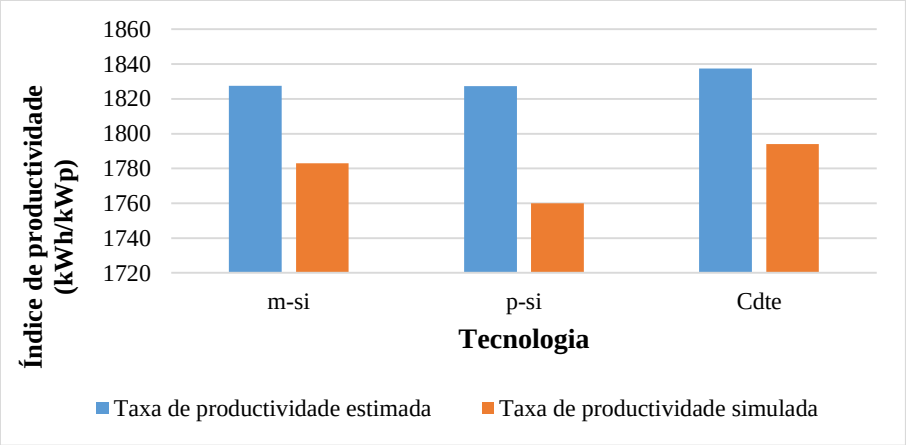


Figura 4.10. Comparação entre a índice de productividade estimada e simulada no PVSYST.

Fonte: (Autor).

Tabela 4.4. Comparação entre os desvios no valor da índice de productividade estimada e simulada para as 3 tecnologias.

Tecnologia fotovoltaica	m-si	p-si	CdTe
rMBE (%)	2.43	3.68	2.37

Fonte: (Autor).

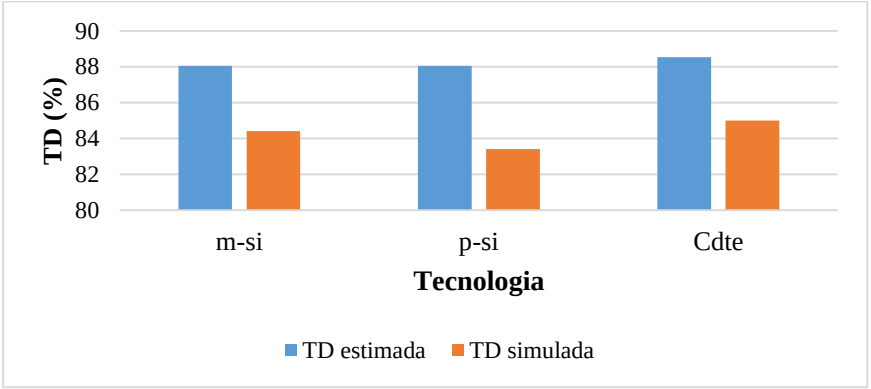


Figura 4.11. Comparação entre a TD estimada e simulada no PVSYST.

Fonte: (Autor).

Tabela 4.5. Comparação entre os desvios no valor da TD estimada e simulada para as 3 tecnologias.

Tecnologia fotovoltaica	m-si	p-si	CdTe
rMBE (%)	4.06	5.28	3.95
rRMSE (%)	4.08	5.29	3.96

Fonte: (Autor).

A **Figua 4.9**, **Figura 4.10** e a **Figura 4.11**, mostram que existe alguma diferença entre os resultados estimados e simulados no programa PVSYST. Essa diferença pode ser explicada principalmente pelas perdas por temperatura. Nos resultados estimados o modelo usado para a estimativa da temperatura foi o de DB levando-se em conta a configuração Rack Mount, este modelo entre os outros parâmetros, considera a velocidade do vento ao passo que para o modelo considerado no simulador o factor de perdas térmicas é condicionado por um factor e normalmente não considera a velocidade do vento.

No caso do trabalho foi considerado circulação livre. Considerar a velocidade do vento nas simulações tem como efeito a redução da temperatura de operação dos módulos FV e o aumento da productividade do SFV. Diferenças entre sistemas reais e simulados no PVSYST são normais, desde que os intervalos sejam aceitáveis, por exemplo, Morais, et al., (2021) compararam a produção energético de um SFV em Brasil com os valores simulados no programa PVSYST o resultado foi que as simulações produziram 5.66 % mais energia em relação ao valores reais.

A Tabela 4.3, Tabela 4.4 e a Tabela 4.5 mostram os índices estatísticos. O índice rMBE variou de 2.37 % à 5.28 % para todos os parâmetros analisados, e um valor baixo desse critério é desejável, e segundo IQBAL (1983) valores aceitáveis devem ser menores ou igual à 5 %. Em relação ao critério rRMSE, Li, et al. (2013) reportam:

- rRMSE<10%, as estimativas são consideradas excelentes;
- 10% <rRMSE<20%, as estimativas são consideradas aceitáveis (boas estimativas);
- 20% <rRMSE<30%, as estimativas são consideradas moderadas;
- rRMSE>30%, as estimativas são consideradas fracas.

Os resultados desse índice variam no intervalo de 3.96 % à 6.66 % que conforme a classificação acima pode-se considerar excelente, portanto os parâmetros estimados e simulados possuem uma boa aproximação.

4.6. Resultados do impacto ambiental

As emissões poupadas pelo SFV foram calculadas por meio da expressão 3.12, considerando-se um intervalo temporal de 25 anos para todas as tecnologia.

Os módulos de CdTe possuem uma queda linear de potência durante seu funcionamente com um valor anual de 0.3 % ao passo que a tecnologia do C-Si possuem também uma queda linear de 0.5 %. As quedas referenciadas são mostradas na **Figura 4.12**.

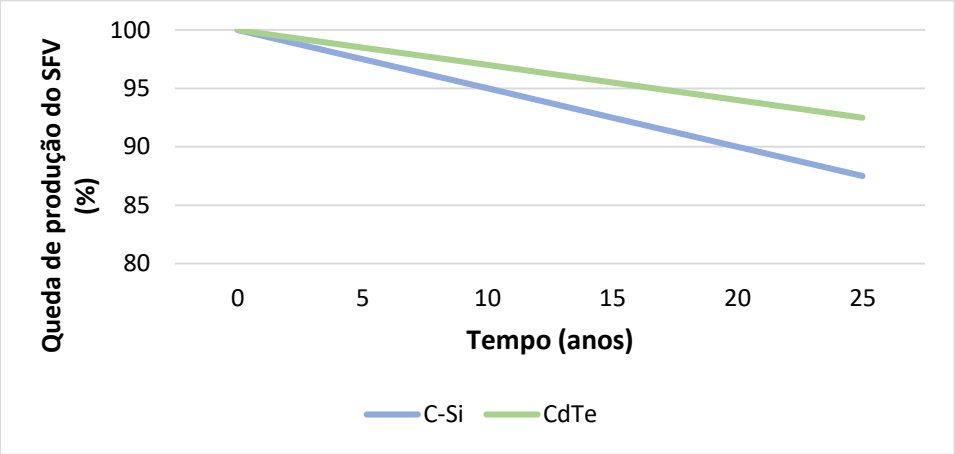


Figura 4.12. Perdas de energia do sistema ao longo do anos do seu funcionamentos.
Fonte: (Autor).

As quedas mostradas na **Figura 4.12**, permitem o cálculo efectivo da energia produzida pelo SFV e da quantidade de CO_2 poupada ou não enviada para a atmosfera devido ao uso de fonte de energias limpas ao longo do tempo do seu funcionamento. A **Figura 4.13** mostra a quantidade de CO_2 (kg) poupada para as 3 tecnologias durante os 25 anos.

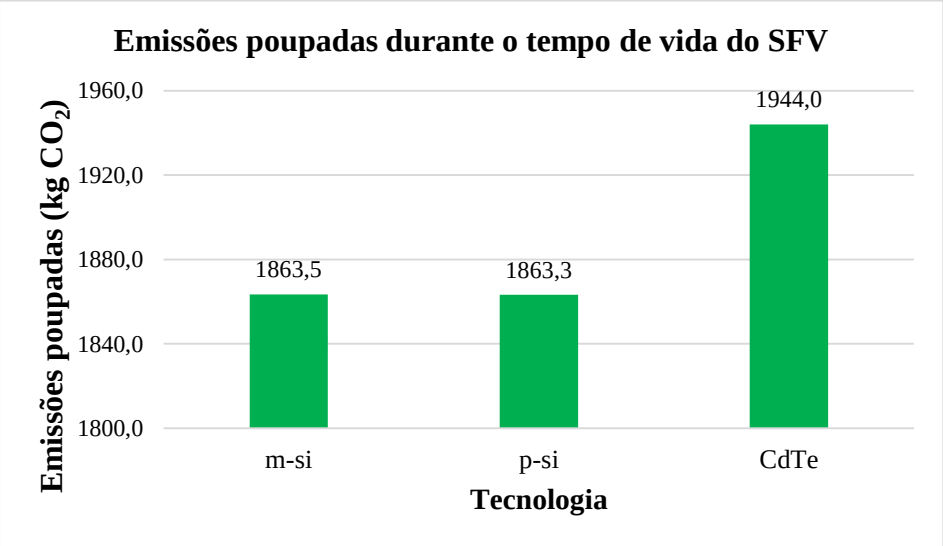


Figura 4.13. Emissões poupadas de CO2 em kg em função da tecnologia fotovoltaica durante o tempo de vida útil do sistema.
Fonte (Autor).

Os valores das emissões poupadas, dependem da energia produzida pelo SFV, isto é, da tecnologia, conforme mostrado na **Figura 4.13**, a tecnologia à base filme fino (CdTe), produz mais energia e evita mais emissões para o ambiente. O filme fino de CdTe produz mais energia principalmente por possuir a maior potência instalada.

Resultados iguais foram obtidos usando-se o simulador online disponível no seguinte endereço electrónico: www.sunearthtools.com/pt/tools/co2-emissions-calculator.php.

4.7. Resultados da análise económica

Um outro parâmetro necessário para a análise económica e a energia produzida pelo SFLR, as estimativas no primeiro ano são indicadas na Tabela 4.6.

Tabela 4.6. Estimativa da energia produzida por tecnologia.

Tecnologia	m-si	p-si	CdTe
Energia (kWh/ano)	177759.372	177744.142	181101.557

Fonte: (Autor).

Os principais resultados da análise econômica[14] financeira são mostrados na **Figura 4.14**, **Figura 4.15**, **Figura 4.16** e na Tabela 4.7.

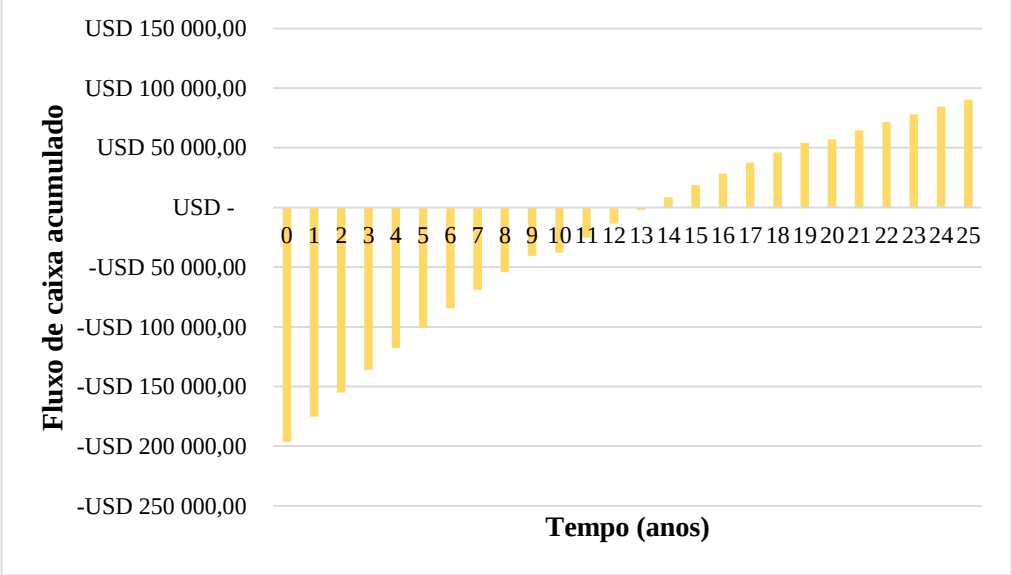


Figura 4.14. Fluxo de caixa acumulado para a tecnologia m-si.

Fonte (Autor).

[14] As tabelas do fluxo de caixa para as 3 tecnologias podem ser vistas nos apêndices B1-B3.

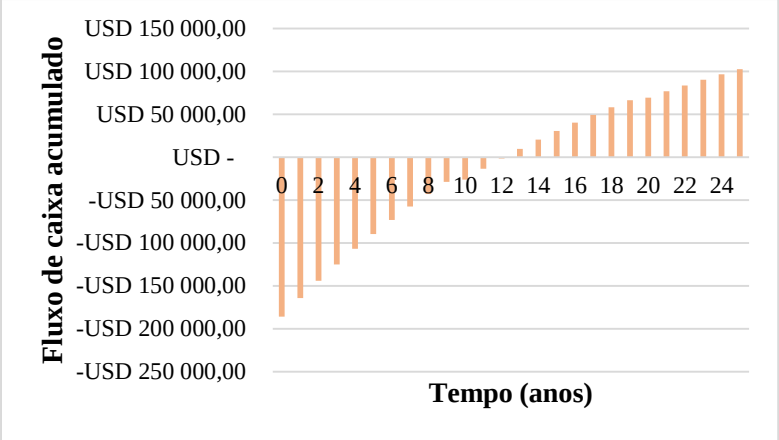


Figura 4.15. Fluxo de caixa acumulado para a tecnologia p-si.

Fonte (Autor).

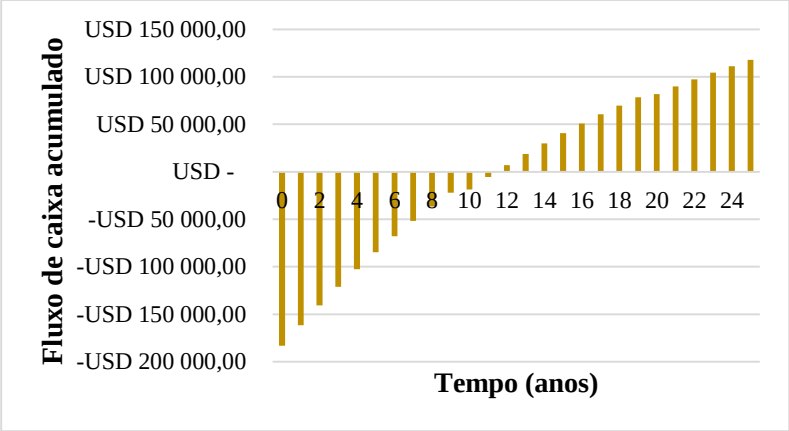


Figura 4.16. Fluxo de caixa acumulado para a tecnologia CdTe.

Fonte (Autor).

Tabela 4.7. Resultados do VAL, TIR, Payback time e LCOE para o SFLR

Parâmetro	m-si	p-si	CdTe	Valores orientadores	Fonte
VAL (USD)	90 408.53	102 565.70	117 788.00	-	-
TIR (%)	12.52	13	14	-	-
PRI (anos)	13.15	12.11	11.42	8-18	(Oloya, JL.Gutu, & Adaramola, 2021).
LCOE (USD/kWh)	0.131[15]	0.125	0.119	0.049-0.185 (Sistemas comerciais)	https://www.pv-magazine.com

Fonte: (Autor).

[15] Resultados próximos foram encontrados usando o calculador online de LCOE (https://lcoecalculator.com).

Os resultados da análise económica mostraram para todas as tecnologias:

- Um VAL>0, isto é, permite-se cobrir os valores investidos e produzir excedentes financeiros. Os excedentes dependem da tecnologia sendo maiores para o filme fino de CdTe;
- Um TIR>i, quando verifica-se essa condição o projecto pode ser aceite. Os valores do TIR também dependem da tecnologia e são maiores para o filme fino de CdTe e para a tecnologia p-si;
- Um PRI menor que o tempo de vida do SFLR que são 25 anos, isto é entre 11 à 13 anos apenas produzindo lucros dependendo da tecnologia à adoptar sendo que um Tempo de retorno menor foi encontrado para a tecnologia de CdTe;
- Um LCOE no intervalo de 0.119 USD/kWh à 0.131 USD/kWh que segundo os valores orientadores encontram-se dentro do intervalo aceitável.

CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1. Conclusões

Esta dissertação apresentou as estimativas de produção de energia eléctrica, o impacto ambiental e económico de um SFLR, que se pretende instalar no ISPS. Os dados usados foram a irradiação solar, a temperatura ambiente e a velocidade do vento obtidos em base mensal no seguinte endereço electrônico: power.larc.nasa.gov/data.acess-viewer, sendo que os mesmos cobrem um intervalo temporal de 21 anos (2001-2022) e um intervalo espacial de $1^{o}*1^{o}$. Em relação aos dados da irradiação usados seus valores foram comparados com os da base de dados da PVGIS que podem ser encontrados no seguinte endereço electrônico: https://re.jrc.eceuropa.eu/pvg-tools/en que cobrem um intervalo temporal de 15 anos (2005-2020). O rMBE entre os dados da NASA em relação aos da PVGIS é de 4.65 %.

Foram feitas estimativas de energia produzida para um módulo FV e para um SFLR. Para o módulo os resultados mostraram que os factores climáticos afectam a potência DC produzida, principalmente a temperatura do módulo e a irradiação. Verificou-se que nos meses de inverno principalmente Junho e Julho apesar do módulo possuir valores de eficiências maiores em relação a outros meses do ano, conforme mostrados na **Figura 4.6**, apresentam uma potência DC baixa para as 3 tecnologias consideradas nomeadamente m-si, p-si e CdTe pois nesses meses os valores de irradiação são baixos, conforme se observa na **Figura 3.9**. O inverso também acontece nos meses de verão, isto é, o módulo FV apresenta valores de eficiência baixo, devido a influência da temperatura, mas apresenta uma potência DC comparativamente maior, pois nesses meses existe maior irradiação solar. O módulo baseado na tecnologia m-si mostrou ter uma melhor eficiência seguido pelo filme fino de CdTe.

As estimativas de energia eléctrica produzidas por meio do SFLR foram comparadas com simulações feitas por meio de programa PVSYSY versão 7.2. Para além da energia produzida foram também calculados os índices de mérito nomeadamente a productividade e a TD, estes índices foram usados na comparação do desempenho das 3 tecnologias usadas nomeadamente m-si, p-si e o filme fino de CdTe. A análise da estimativa da energia produzida foi dividida em duas etapas.

Os resultados da primeira etapa mostraram que cabem na área disponível um total de 274 módulos FV com as tecnologias m-si e p-si e 224 com o filme fino de CdTe, e levando-se em consideração a potência W_p dos módulos FV, obteve-se uma potência instalada por tecnologia correspondente à: 97.27 kW_p para as tecnologias m-si e p-si e 98.56 kW_p para o

filme fino. E os resultados da segunda etapa mostraram que o SFLR possui uma produção anual de 177.759 MWh, 177.749 MWh e 181.102 MWh respectivamente com as tecnologias m-si, p-si e CdTe. Portanto conhecida a demanda do edifício pode-se calcular quanto dela poderia ser coberta pelo SFLR (nível de penetração) e quanto poderia ser coberta pela rede.

Quando comparados com os resultados das simulações feitas no programa PVSYST mostraram um rRMSE no intervalo de 3.96 % à 6.66 % para as tecnologias m-si, p-si e CdTe nomeadamente. Valores de rRMSE abaixo de 10 % são um indicativo de uma excelente proximidade entre os valores estimados e simulados pelo programa PVSYST.

De modo semelhante ao módulo as estimativas mostraram que os meses de Junho e Julho o SFLR produz menos potência e energia AC e nos meses de Setembro, Outubro e Novembro registam-se valores de pico de potência e energia AC, conforme pode-se verificar nas **Figura 4.3** e **Figura 4.4**.

Os resultados dos índices de mérito considerados a productividade e a TD mostraram valores de 1827.48 kWh/kWp, 1827.33 kWh/kWp e 1837.48 kWh/kWp para a productividade anual e 88.05%, 88.04 % e 88.53 % para a TD, para as tecnologias m-si, p-si e CdTe nomeadamente. Estes resultados mostraram que a tecnologia de CdTe teve a melhor productividade e a melhor TD em relacão as tecnologias baseadas em C-Si. Também verificou-se um desempenho competitivo entre as tecnologias de C-Si, com um desempenho ligeiramente maior para o m-si.

Em relação ao impacto ambiental, os SFV tem sido no geral umas das soluções para mitigação contra as mudanças climáticas. As estimativas mostraram que as emissões de CO_2 poupadas no primeiro ano estão relacionadas com a energia eléctrica produzida, isto é, a tecnologia com a maior produção é a que poupa mais em emissões de CO_2. O impacto ambiental do SFLR mostrou que durante o seu tempo de vida útil entre 1863.3 $kgCO_2$ à 1944.0 $kgCO_2$ não foram emitidos para a atmosfera, sendo que os maiores valores pertencem ao filme fino.

Os resultados da análise económica para todas as tecnologias mostraram uma viabilidade, pois apresentaram um VAL>0, TIR>i e PRI menor que o tempo de vida do SFLR. Em relação ao indicador LCOE, para todas as tecnologias analisadas resultou num custo de produção menor em relação ao custo da energia da rede, sendo o LCOE mais baixo verificado com o filme fino seguido da tecnologia p-si.

Os resultados encontrados nessa dissertação mostraram que a vila de Songo possui um bom potencial solarimétrico para a instalação de SFV (irradiação total segundo a latitude do

lugar de 2076,45 kWh/m^2/ano, temperatura ambiente média de 25º C). Os Resultados também mostram uma boa viabilidade técnica e económica se considerar-se a tarifa da rede da EDM. No geral o filme fino mostrou ser uma tecnologia com o melhor desempenho, baixo custo e melhor productividade, seguido da tecnologia m-si, no entanto, tendo-se em conta o custo elevado associado com a aquisição de módulo de m-si, pode-se concluir que as tecnologias p-si e o filme fino de CdTe podem ser tecnologias à considerar por parte do ISPS, ao implementar o seu SFV.

Portanto os SFLR podem ser uma alternativa para produção de energia eléctrica, aumentando desse modo a oferta desse recurso para as populações, contudo carece de mais incentivos governamentais.

5.2. Recomendações

Recomenda-se:

- Mais estudos similares, isso permitiria cruzar mais resultados;
- Estudos sobre as estimativas de temperatura do módulo com objectivo de propor o melhor modelo tendo em conta o contexto nacional.
- Novos estudos que envolvam desempenho de mais tecnologias como por exemplo células solares produzidas com base em silício amorfo e outros filmes finos no contexto de Moçambique;
- Estudo do impacto do SFLR nas redes eléctricas de baixa e de média tensão no contexto de sistemas descentralizados em Moçambique;
- Contínuo monitoramento do SFV, no período pós instalação; e
- Analisar a possibilidade de incluir o armazenamento ou sistemas híbridos no futuro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AFSIA, 2025, *AFRICA SOLAR OUTLOOK 2025. A country-by-country review of the status of solar energy in Africa.* Disponível em*: https://www.afsiasolar.com/data-center/outlook-report;*
- Agoundedemba, M., Kim, C. K., & Kim, H.-G. (2023). *Energy Status in Africa: Challenges, Progress and Sustainable Pathways*. Energies, 20. Disponível em https://doi.org/10.3390/en16237708;
- ALER, & AMER. (2023). *Resumo-Renováveis em Moçambique.* Maputo;
- ALER, & AMER. (2025). *Resumo-Renováveis em Moçambique.* Maputo;
- ALER. (2017). *Energias Renováveis em Moçambique – Relatório Nacional do Ponto de Situação.* Loures Gráfica;
- Alhamer, E., Grigsby, A., & Mulford, R. (2022). *The Influences of Seasonal Cloud Cover, Ambiente Temperature and Seasonal Variation in Daylight Hours on the Optimal PV Panel Tilt Angles in the Unit States*. Energies, 14. Disponível em**:** https://doi.org/10.3390/en15207516;
- Anenberg, S. C., Henze, D. K., Lacey, F., Irfan, A., Kinney, P., Kleiman, G., & Pillarisetti, A. (2017). *Air pollution-related health and climate benefits of clean cookstove programs in Mozambique*. Environ. Res. Lett., 13. Disponível em: https://doi.org/10.1088/1748-9326/aa5557;
- Brander, M., Sood, A., Wylie, C., Haughton, A., & Lovell, J. (2011). *Electricity-specific emission factors for grid electricity*. ecometrica, 22. Disponível em: https://studylib.net/doc/7951033/electricity-specific-emission-factors-for-grid electricity;
- Chand, M., Basrawi, F., Aziz, A. A., Azran, Z., Anwar, S., & Zulkepli, A. (2018). *Evaluation on Methods in Estimating the Photovoltaic Performances Affected by Module Operation Temperature in Tropical Region.* MATEC Web of Conferences (p. 11). EDP Sciences. Disponível em: https://doi.org/10.1051/matecconf/201822504018;
- Consultec. (2021). *Plano de Gestão Ambiental Projecto de Reabilitação da Subestação Conversora do Songo.* Maputo: Consultec -Consultores Associados, Lda;

- CREMASCO, N. P. (2021). *Estudo dos factores que reduzem o desempenho de sistemas Fotovoltaicos com diferentes tecnologias no estado do paraná.* Curitiba: Universidade Tecnológica Federal Do Paraná. Disponível em: http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/26271;
- DA, Q., MS, A., GK, A., & IA., E. (2017). *Performance analysis of different grid-connected solar photovoltaic (PV) system technologies with combined capacity of 20kW located in humid tropical climate.* Int J Hydrogen Energy. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.10.119;
- DEBASTIANI, G. (2022). *Avaliação do Desempenho de três Sistemas Fotovoltaicos, Sendo Um Estático E Dois Móveis, Rotacionados Em Um Plano E Dois Planos* . Paraná Brasil: Universidade Estadual do Oeste do Paraná. Disponível em: https://tede.unioeste.br/handle/tede/6008;
- Dias, J. H. (2017). *Análise econômico-financeira de um projecto de Energia Fotovoltaica numa grande área.* Aveiro: Universidade de Aveiro. Disponível em: http://hdl.handle.net/10773/23276;
- Dolla, R., Naspolini, H. F., & Rüther, R. (2018). *Comparação de Desempenho de Um Sistema Fotovoltaico Composto por seis Tecnologias Em Clima Tropical e Subtropical*. VI Congresso Brasileiro De Energia Solar (P. 8). Florianópolis: Universidade De Trindade;
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., & Blair, N. (2020). *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind.* New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP, 2020*), Global Photovoltaic Power Potential by Country;*
- Estatal, M. d. (2012). *Perfil do Distrito de Cahora Bassa Província de Tete* . Maputo: Ministério da Administração Estatal;
- Estratégia de Transição Energética de Moçambique (ETE, 2023). Disponível em: https://tempo.co.mz/tempo/wp-content/uploads/resolução 61-2023 estrategia transicao energetica de mocambique.pdf;

- Falcão, V. D. (2005). *Fabricação de Células Solares de Cds/Cdte* . Rio de Janeiro: Instituto Militar de Engenharia. Disponível em: https://www.imei.eb.mil.br/arquivos/teses/sec4/cm/dissertacaofinalviviennedenise.pdf
- Franco, a. C. (2021). *Análise de viabilidade econômico-financeira de energia fotovoltaica em parques industriais.* Ponta grossa: Universidade tecnológica Federal do Paraná programa de pós-graduação em engenharia de Produção;
- FUNAE. (2013). *ATLAS DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS DE MOÇAMBIQUE-Recursos e Projectos para Produção de Electricidade;*
- Gil, C. A. (2008). *Métodos e Técnicas de pesquisa Social.* São Paulo: Editora Atlas S.A;
- Guiping, C., Wei, N. T., & Nan, W. J. (2017). *Experimental Study of efficiency of solar panel by phase.* International Conference on Materials Technology and Energy (p. 7). Nilai University-Faculty of Engineering. Disponível em: https://doi.org/10.1088/1757-899X/217/1/012011;
- IRENA. (2013). *Biomass Potential in Africa.* Abu Dhabi. Disponível em: https://www.irena.org/;
- IRENA. (2023). *Renewable Energy Statistics 2023.* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency; Disponível em: https://www.irena.org/;
- ISE, F. (2024). *Photovoltaics Report.* Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE Projects GmbH. Disponível em: https://ise.fraunhofer.de/en/publication/studies/photovoltaics reports. html;
- Instituto Nacional de Estatística (INE), 2024. Disponível em: https://ine.gov.mz;
- Jahn, U., & Emmerthal, H. (2003). *Performance, Reliability and User Experience*. Elsevier, 21. Disponível em: https://doi.org/10.1016/B978-185617390-2/50032-5;
- Jed, M., Ihaddadene, N., Jed, M. E., Ihaddadene, R., & Bah, M. E. (2022). *Validation of the Accuracy of NASA Solar Irradiation Data for Four African Regions*. International Journal of Sustainable Development and Planning, 11. Disponível em: https://doi.org/10.18280/ijsdp.170103;

- Junior, a. A. (2019). *Métodos para dimensionamento de sistemas Fotovoltaicos conectados à rede (sfvcr): síntese e aplicação.* Cuiabá mt: Universidade Federal de Mato Grosso UFMT; Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Fecnologia-FAE programa de pós-graduação de Engenharia de Edificações e Ambiental – PPGEEA. Disponível em: http://ri.ufmt.br/handle/1/2365;
- Kalogirou, S. A. (2014). *Solar Energy Engineering Processes and Systems.* New York: Elsevier;
- Khatib, T., & Elmenreich, W. (2016). *Modeling of Photovoltaic Systems using Matlab.* Canada: John Wiley and Sons. Disponível em: https://doi.org/10.1002/9781119118138;
- Khosrojerdi, F., & Mazlum, N. (2018). *Effects of Irradiance Patterns on Efficiency of a Photovoltaic System Controlled by the Perturbation and Observation Method.* IEEE;
- Leow, W., Irwan, Y., Irwanto, M., Amelia, A., & Safwat, I. (2018). Influence of wind speed on the performance of photovoltaic panel. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, 9. Disponível em: https://doi.org 10.11591/ijeecs.v15.i1.pp62-70;
- Li, M.F., Tang, X.P., Wu, W., Liu, H.B. (2013). *General models for estimating daily global solar radiation for different solar radiation zones in mainland China*. Energy Conversion and Management, 70: 139-148. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.03.004;
- Maleki, S. A., Hizam, H., & Gomes, C. (2017). *Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces*: Models Re-Visited. *mdpi Energies*, 28. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en10010134;
- Maluta, E., & Sankaran, V. (2011). *Outdoor testing of amorphous and crystalline silicon solar panels at thohoyandou.* J Energy South Africa. Disponível em: https://doi.org/10.17159/2413-3051/2011/v22i3a3218;
- Marconi, D. A., & Lakatos, M. E. (2012). *Fundamentos de Metodologia Científica.* São Paulo: Editora Atlas S.A;

- Markvart, T., & Castafier, L. (2003). *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications.* Oxford: Elsevier Science Ltd. Disponível em: https://doi.org.10.1016/B978-1-85617-3902.X5000-4;
- Marques, H. S. (2020). *Influência da temperatura e irradiação nos parâmetros Elétricos de Módulos Fotovoltaicas.* São-Cristovão: Universidade Federal de Sergipe. Disponível em: http://ri.ufs.br/jspui/handle/riufs/16150;
- Martins, L. L., Martins, W. A., Moraes, J. F., & Gabriel, e. (s.d.). Utilização dos dados do NASA-POWER em estudos agrometeorológicos: análise qualitativa da evapotranspiração de referência. *Congresso de Pôs-graduação do Instituto Agromômico* , (p. 2). Campinas-SP;
- Medeiros, C. A., & Martins, A. M. (2020). *Geometria Sol-Terra: Revisão Didática com ênfase no hemisfério Sul e direcionada pela Abnt Nbr 10899:2013*. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, (p. 11). Fortaleza;
- Melo, O. A. (2018). *Análise da Viabilidade Econômico-financeira da energia Fotovoltaica: uma Aplicação da microgeração distribuída no nordeste Brasileiro.* Recife: Universidade Federal de Pernambuco Centro de Ciências Sociais Aplicadas mestrado profisisonal em gestão pública para o desenvolvimento. Disponível em: https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/32381;
- Messenger, R. A., & Ventre, J. (2010). *Photovoltaic Systems Engineering.* New York: Taylor & Francis Group, LLC;
- Milosavljević, D. D., Pavlović, T. M., & Piršl, D. S. (2014). *Performance analysis of A grid-connected solar PV plant in Niš republic of Serbia*. Elsevier, 13. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.031;
- Morais, F. H., Oliveira, O. A., Silva, L. d., Moraes, A. M., & Barbosa, F. R. (2021). *Influência da Irradiação Solar na Análise de Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos.* Revista Brasileira de Meteorologia, 12. Disponível em https://doi.org/10.1590/0102-7786360049;
- Morey, M., Gupta, N., Garg, M. M., & Kumar, A. (2023). *A comprehensive review of grid-connected solar photovoltaic system: Architecture, control, and ancillary services.* Elsevier. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.04.009

- Muteri, V., Cellura, M., Curto, D., Franzitta, V., Longo, S., Mistretta, M., & Parisi, M. L. (2020). *Review on Life Cycle Assessment of Solar Photovoltaic Panels*. MDPI-Energies, 38. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en13010252;
- Nour-eddine, I. o., Lahcen, B., Fahd, O. H., Amin, B., & Aziz, O. (2020). *Outdoor performance analysis of different PV technologies under hot semi-arid climate.* Elsevier, 14. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.08.023;
- NREL. (2012) /FS-6A20-56487, *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics,* Denver West Parkway: NREL. Disponível em: https://www.nrel.gov;
- NREL. (2022). *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022.* Denver West Parkway: NREL. Disponível em: https://www.nrel.gov;
- Pereira, P. T. (2010). *Energia Térmica: Perspectivas Presente e Futuras.* Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade de Porto. Disponível em: https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/60373/1/000142688.pdf;
- Pinho, J. T., & Galdino, M. A. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas FVs.* Rio de Janeiro: UFPA e Cepel;
- Prange, N. G. (2021). *Análise de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Baseados em Silício Monocristalino e Policristalino.* Santa Catarina: Universidade do Sul de Santa Catarina UNISUL. Disponível em: https://repositorio-apianimaeducacao.com.br./server/api/core/bitstream/709fbff6-f4ec-4a31-99d1-b49959d0f9f9/content;
- Quansah, A. D., Darkwah, L., & Mensah, P. (2022). *Assessment of solar radiation resource from the NASA-POWER reanalysis products for tropical climates in Ghana towards clean energy application.* nature, 10. Disponível em: https://www.nature.com/articles/s41598-022-14126-9;
- Quaschning, V. (2005). *Understanding Renewable Energy Systems.* London: Earthscan;
- Renac. (2021). *Aplicações da energia solar fotovoltaica.* Berlim: Renewables Academy;

- Salar, Ahmed Qadir. et al. (2023), *Design and Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems in Kalar City, Kurdistan, Iraq:* A Case Study, disponível em http://passer.garmian.edu.krd/;
- Santos, M. H. (2014). *Potencial de energia solar e de geração com sistemas Fotovoltaicos conectados à rede em Moçambique.* Rio de Janeiro: Universidade de Estado de Rio de Janeiro-Centro de Tecnologia e de Ciências. Disponível em: http://www.bdtd.uerj.br/handle/1/11703;
- Shaltout, M. M., El-Hadad, A., Fadly, M., Hassan, A., & Mahrous, A. (2000). *Determination of suitable types of solar cells for optima outdoor performance in desert climate.* Renew Energy. Disponível em: https://doi.org/10.1016/S0960-1481(99)00018-X;
- Silveira, C. d., Gomes, A. A., Freitas, D. V., & Junior, J. U. (2020). *Desempenho diário de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede operando com diferentes tecnologias.* VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, (p. 10). Fortaleza;
- Smets, A., Jäger, K., Isabella, O., van Swaaij, R., & Zeman, M. (2015). *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. UIT Cambridge Limited.
- SNL. (1991). *Maintenance and Operation of Stand Alone Photovoltaic System;*
- SolarPowerEurope. (2023). *Global Market Outlook For Solar Power 2023 – 2027.* Disponível em: https://www.solarpowereurope.org/;
- SolarPowerEurope. (2025). *Global Market Outlook For Solar Power 2025 – 2029. Focus on India.* Disponível em: https://www.solarpowereurope.org/;
- Stapleton, G., & Neill, S. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems The Earthscan Expert Handbook for Planning, Design and Installation.* Earthscan;
- Tiepolo, G. M. (2015). *Estudo do Potencial de Geração de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede no estado do paraná.* Curitiba: Pontifícia Universidade Católica do Paraná Escola Politécnica Programa de Pós-Gradução em Engenharia de Produção e Sistemas – PPGEPS. Disponível em: https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1728.1440;

- Vian, Â., Tahan, C. M., Aguilar, G. J., Gouvea, M. R., & Gemignani, M. M. (2021). *Energia Solar: fundamentos, tecnologia e aplicações.* São Paulo – SP: Edgard Blücher Ltda. Disponível em: https://www.blucher.com.br/;
- Weber, E. J. (2011). *Estimativa e Mapeamento da Radiação Solar incidente em superfícies com topografia heterogênea na zona de produção Vitivinícela Serra Grande.* Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul-Faculdade de Agronomia. Disponível em: http://hdl.handle.net/10183/32347;
- Xiao, W. (2017). *Photovoltaic Power System: Modeling, Design, and Control.* Sydney: WILEY. Disponível em: https://books.google.co.mz/;
- Yang, R. L., Tiepolo, G. M., Tonolo, É. A., Junior, J. U., & Souza, M. B. (2018). *Estimação da Temperatura em Células Fotovoltaicas Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede Elétrica em Curitiba*. Smart Energy (p. 6). Paraná: Universidade Tecnológica Federal de Paraná. Disponível em: https://doi.org/10.1590/1678-4324-smart-2019190016;
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., & Oliveira, S. H. F. de. (2012). *Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica.* São Paulo: Oficina de texto. Disponível em: https://repositorio.usp.br/item/002303103;
- https://canalsolar.com.br/analise-economica-de-um-sistema-FV-usando-pvsyst/ . Acessado em 28 de Maio 2024;
- https://energypedia.info/wiki/Category:Mozambique. Acessado em 2 de Junho de 2023;
- https://finance101.org.za/the cost of solar panels in south Africa. Acessado em 28 de Maio de 2024;
- https://greenlacer.com/post/solar panel racking. Acessado em 20 de Abril;
- https://nrel.gov/pv/cadmium tellerude-solar cells html. Acessado em 02 de Maio de 2024;
- https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/irradiance-and-insolation-2/spectral-content/. Acessado em 12 de Abril de 2023;
- https://solarsquare.co.za/how much do solar panels cost in south Africa. Acessado em 28 de Maio de 2024;

- https://www.pv-education.psu.edu/eme810/node/533. Acessado em 20 de Abril de 2023;
- https://www.meteoblue.com/en/weather/historyclimate/climatemodelled/songo-mozambique. (acessado em 20 de Dezembro de 2023);
- https://www.pv-magazine.com/2023/04/14/average-solar-lcoe-increases-for-first-time-this-year/. Acessado em 15 de Julho de 2024;
- https://www.pvsyst.com/help/investment_and_charges.htm. Acessado em 28.de Maio 2024;
- ONU: https://www.worldometers.info/world-population/mozambique-population/. (Acessado em 29 de Novembro 2023);
- The Most Efficient Solar Panels (2023 Guide) – Forbes Home. Acessado em 12 de Maio de 2023;
- www.altadevices.com/solar Monocrystalline vs Polycrystalline Solar Panels. Acessado em 24 de Maio de 2023;
- www.edm.co.mz. Acessado em 17 de Julho de 2024;
- www.first solar.com/en/products. Acessado em 9 Outubro de 2023;
- www.hisour.com/pt/Cadmium-Tellerude. Acessado em 14 novembro de 2023;
- www.sunearthtools.com/pt/tools/co2-emissions-calculator.php. Acessado em 12 de Junho de 2024;
- https://pt.knoema.com/atlas/Moçambique/topics/Economia. Acessado em 28 de Maio de 2024;
- https://pt.tradingeconomic./mozambique/inflation-cpi. Acessado em 28 de Maio de 2024;
- https://lcoecalculator.com. Acessado em 10 de Outubro de 2024;
- https://re.jrc.eceuropa.eu/pvg-tools/en. Acessado em 9 Outubro de 2023;
- http://www.portaldogoverno.gov.mz. Acessado em 28 de Junho 2024;
- power.larc.nasa.gov/data.acess-viewer. Acessado em 9 Outubro de 2023;
- https://learning.edx.org/course. Acessado em 15 de Julho de 2024;
- https://au-afrec.org/mozambique. Acessado em Janeiro de 2025
- Sun Earth Tools. 14 Novembro de 2023.

Apêndice A1: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia m-si, área 1.

Resultados principais

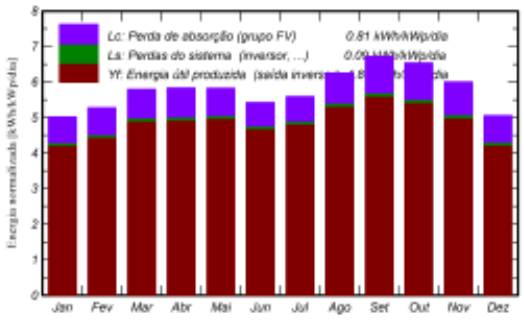
Produção do sistema

Energia produzida	*150.7 MWh/ano*	*Produção especifica*	*1783 kWh/kWp/ano*
		Índice de performance (PR)	*84.46 %*

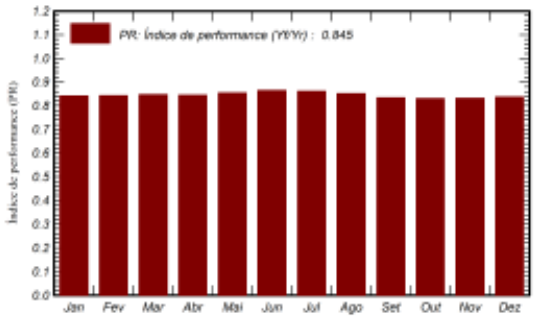
Avaliação económica

Investimento		Custo anual		LCOE	
Global	*165650.10 USD*	*Anuidades*	*0.00 USD/ano*	*Custo da energia*	*0.11 USD/kWh*
Especifico	*1.96 USD/Wp*	*Custos operação*	*2760.00 USD/ano*		
		Período amortização	*14.9 anos*		

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ràcio
Janeiro	167.7	77.19	24.40	155.6	143.3	11.27	11.06	0.841
Fevereiro	153.2	66.64	24.37	147.7	136.5	10.70	10.51	0.842
Março	174.8	63.86	24.40	160.0	167.0	13.10	12.87	0.846
Abril	159.6	49.80	24.00	175.2	163.2	12.72	12.50	0.844
Maio	154.1	39.37	22.54	180.8	168.8	13.27	13.05	0.854
Junho	134.7	36.30	20.75	162.8	151.8	12.10	11.90	0.865
Julho	145.4	38.44	20.80	173.5	161.8	12.85	12.63	0.862
Agosto	171.1	41.54	23.11	194.0	181.3	14.18	13.94	0.851
Setembro	190.2	47.70	26.66	201.9	188.0	14.46	14.22	0.833
Outubro	204.9	61.07	27.89	202.8	188.6	14.47	14.23	0.830
Novembro	191.7	68.40	27.01	180.1	167.0	12.89	12.66	0.832
Dezembro	170.8	76.26	24.91	156.8	144.5	11.31	11.09	0.837
Ano	2018.2	666.57	24.23	2111.1	1961.7	153.30	150.66	0.845

Legendas

GlobHor	*Irradiação horizontal total*	*EArray*	*Energia efetiva à saída do grupo*
DiffHor	*Irradiação difusa horizontal*	*E_Grid*	*Energia injetada na rede*
T_Amb	*Temperatura ambiente*	*PR*	*Índice de performance*
GlobInc	*Incidência global no plano dos sensores*		
GlobEff	*Global efetivo, corrigido para IAM e sombras*		

Apêndice A2: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia m-si, área 2.

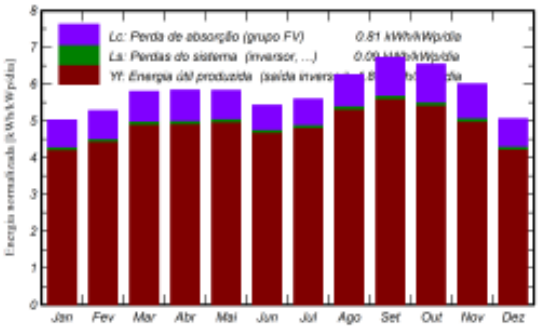
PVsyst V7.2.11
VC0, Data da simulação: 13/12/24 10:02
com v7.2.11

Resultados principais

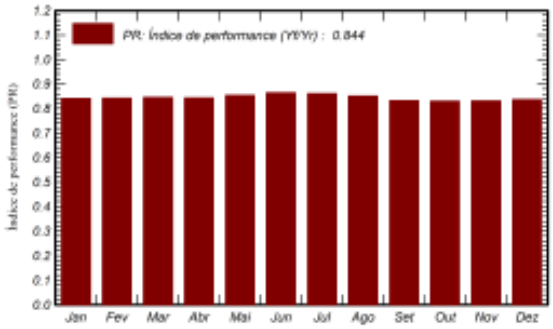
Produção do sistema

Energia produzida	*22.78 MWh/ano*	*Produção específica*	*1783 kWh/kWp/ano*
		Índice de performance (PR)	*84.45 %*

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ràcio
Janeiro	167.7	77.19	24.40	155.6	143.3	1.704	1.674	0.842
Fevereiro	153.2	66.64	24.37	147.7	136.5	1.619	1.590	0.842
Março	174.8	63.86	24.40	180.0	167.0	1.980	1.946	0.846
Abril	159.6	49.80	24.00	175.2	163.2	1.922	1.888	0.843
Maio	154.1	39.37	22.54	180.8	168.8	2.006	1.973	0.854
Junho	134.7	36.30	20.75	162.8	151.8	1.830	1.799	0.865
Julho	145.4	38.44	20.80	173.5	161.8	1.943	1.911	0.862
Agosto	171.1	41.54	23.11	194.0	181.3	2.145	2.109	0.851
Setembro	190.2	47.70	26.66	201.9	188.0	2.187	2.150	0.833
Outubro	204.9	61.07	27.89	202.8	188.6	2.189	2.152	0.830
Novembro	191.7	68.40	27.01	180.1	167.0	1.949	1.914	0.832
Dezembro	170.8	76.26	24.91	156.8	144.5	1.710	1.678	0.837
Ano	2018.2	666.57	24.23	2111.1	1961.7	23.184	22.784	0.844

Legendas

GlobHor	*Irradiação horizontal total*	*EArray*	*Energia efetiva à saída do grupo*
DiffHor	*Irradiação difusa horizontal*	*E_Grid*	*Energia injetada na rede*
T_Amb	*Temperatura ambiente*	*PR*	*Índice de performance*
GlobInc	*Incidência global no plano dos sensores*		
GlobEff	*Global efetivo, corrigido para IAM e sombras*		

Apêndice A3: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia p-si, área 1.

Resultados principais

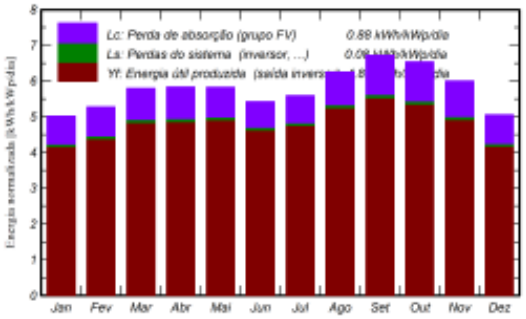
Produção do sistema

Energia produzida	*148.7 MWh/ano*	*Produção específica*	*1760 kWh/kWp/ano*
		Índice de performance (PR)	*83.37 %*

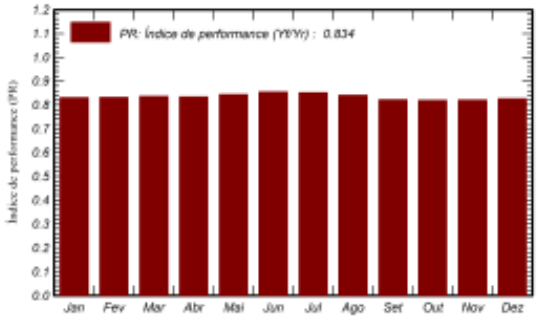
Avaliação económica

Investimento		Custo anual		LCOE	
Global	*156629.55 USD*	*Anuidades*	*0.00 USD/ano*	*Custo da energia*	*0.10 USD/kWh*
Específico	*1.85 USD/Wp*	*Custos operação*	*2482.54 USD/ano*		
		Período amortização	*13.5 anos*		

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	*107.7*	*77.19*	*24.40*	*155.6*	*143.3*	*11.12*	*10.92*	*0.831*
Fevereiro	*153.2*	*66.64*	*24.37*	*147.7*	*136.5*	*10.57*	*10.38*	*0.831*
Março	*174.8*	*63.86*	*24.40*	*160.0*	*167.0*	*12.93*	*12.71*	*0.836*
Abril	*159.6*	*49.80*	*24.00*	*175.2*	*163.2*	*12.55*	*12.33*	*0.833*
Maio	*154.1*	*39.37*	*22.54*	*160.8*	*166.8*	*13.10*	*12.88*	*0.843*
Junho	*134.7*	*36.30*	*20.75*	*162.8*	*151.8*	*11.95*	*11.75*	*0.854*
Julho	*145.4*	*38.44*	*20.80*	*173.5*	*161.8*	*12.69*	*12.48*	*0.851*
Agosto	*171.1*	*41.54*	*23.11*	*194.0*	*181.3*	*14.00*	*13.77*	*0.840*
Setembro	*190.2*	*47.70*	*26.66*	*201.9*	*188.0*	*14.26*	*14.03*	*0.822*
Outubro	*204.9*	*61.07*	*27.89*	*202.8*	*188.6*	*14.28*	*14.04*	*0.819*
Novembro	*191.7*	*68.40*	*27.01*	*180.1*	*167.0*	*12.71*	*12.49*	*0.821*
Dezembro	*170.8*	*76.26*	*24.91*	*156.8*	*144.5*	*11.16*	*10.95*	*0.826*
Ano	*2018.2*	*666.57*	*24.23*	*2111.1*	*1961.7*	*151.32*	*148.71*	*0.834*

Legendas

GlobHor	*Irradiação horizontal total*	*EArray*	*Energia efetiva à saída do grupo*
DiffHor	*Irradiação difusa horizontal*	*E_Grid*	*Energia injetada na rede*
T_Amb	*Temperatura ambiente*	*PR*	*Índice de performance*
GlobInc	*Incidência global no plano dos sensores*		
GlobEff	*Global efetivo, corrigido para IAM e sombras*		

Apêndice A4: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia p-si, área 2.

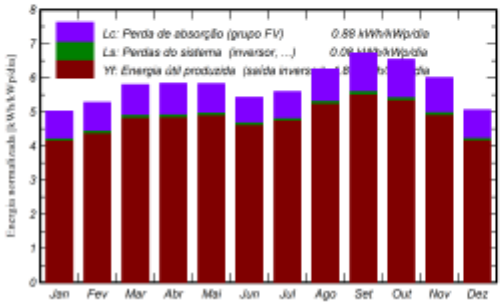
PVsyst V7.2.11
VC0, Data da simulação: 13/12/24 09:56
com v7.2.11

Resultados principais

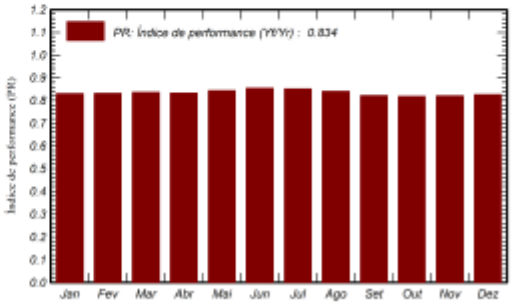
Produção do sistema

Energia produzida	*22.40 MWh/ano*	*Produção específica*	*1760 kWh/kWp/ano*
		Índice de performance (PR)	*83.37 %*

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	167.7	77.19	24.40	155.6	143.3	1.683	1.652	0.831
Fevereiro	153.2	66.64	24.37	147.7	136.5	1.598	1.570	0.831
Março	174.8	63.86	24.40	180.0	167.0	1.955	1.922	0.836
Abril	159.6	49.80	24.00	175.2	163.2	1.898	1.865	0.833
Maio	154.1	39.37	22.54	180.8	168.8	1.981	1.948	0.843
Junho	134.7	36.30	20.75	162.8	151.8	1.807	1.777	0.854
Julho	145.4	38.44	20.80	173.5	161.8	1.919	1.887	0.851
Agosto	171.1	41.54	23.11	194.0	181.3	2.118	2.082	0.840
Setembro	190.2	47.70	26.66	201.9	188.0	2.157	2.121	0.822
Outubro	204.9	61.07	27.89	202.8	188.6	2.159	2.123	0.819
Novembro	191.7	68.40	27.01	180.1	167.0	1.923	1.889	0.821
Dezembro	170.8	76.26	24.91	156.8	144.5	1.688	1.656	0.827
Ano	2018.2	666.57	24.23	2111.1	1961.7	22.887	22.493	0.834

Legendas

GlobHor	*Irradiação horizontal total*	*EArray*	*Energia efetiva à saída do grupo*
DiffHor	*Irradiação difusa horizontal*	*E_Grid*	*Energia injetada na rede*
T_Amb	*Temperatura ambiente*	*PR*	*Índice de performance*
GlobInc	*Incidência global no plano dos sensores*		
GlobEff	*Global efetivo, corrigido para IAM e sombras*		

Apêndice A5: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia CdTe.

Resultados principais

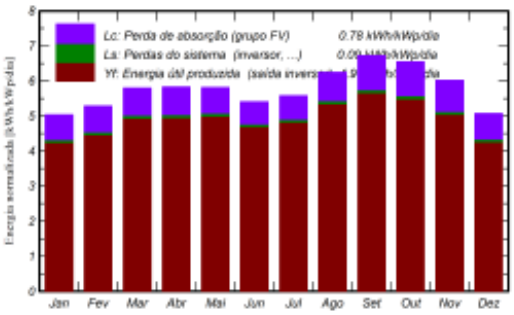
Produção do sistema

Energia produzida	*44.20 MWh/ano*	*Produção especifica*	*1794 kWh/kWp/ano*
		Índice de performance (PR)	*85.00 %*

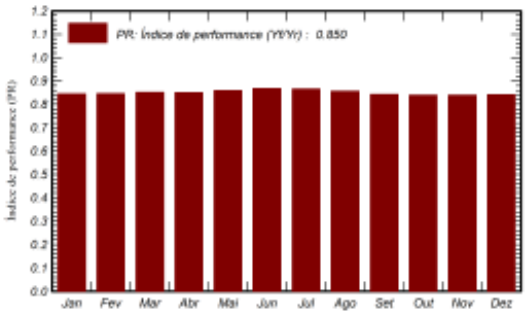
Avaliação económica

Investimento		Custo anual		LCOE	
Global	*46161.90 USD*	*Anuidades*	*0.00 USD/ano*	*Custo da energia*	*0.14 USD/kWh*
Especifico	*1.87 USD/Wp*	*Custos operação*	*2482.54 USD/ano*		
		Periodo amortização	*não rentável*		

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	107.7	77.19	24.40	156.0	144.7	3.307	3.247	0.845
Fevereiro	153.2	66.64	24.37	148.0	137.6	3.140	3.084	0.846
Março	174.8	63.86	24.40	180.0	167.9	3.839	3.773	0.851
Abril	159.6	49.80	24.00	174.9	163.9	3.727	3.663	0.850
Maio	154.1	39.37	22.54	180.3	169.2	3.881	3.817	0.859
Junho	134.7	36.30	20.75	162.2	152.1	3.529	3.470	0.868
Julho	145.4	38.44	20.80	172.9	162.2	3.752	3.690	0.866
Agosto	171.1	41.54	23.11	193.6	181.8	4.156	4.087	0.857
Setembro	190.2	47.70	26.66	201.8	188.9	4.256	4.187	0.842
Outubro	204.9	61.07	27.89	203.0	189.9	4.268	4.197	0.839
Novembro	191.7	68.40	27.01	180.5	168.5	3.797	3.730	0.839
Dezembro	170.8	76.26	24.91	157.2	146.0	3.320	3.257	0.841
Ano	2018.2	666.57	24.23	2110.4	1972.8	44.972	44.202	0.850

Legendas

GlobHor	*Irradiação horizontal total*	*EArray*	*Energia efetiva à saida do grupo*
DiffHor	*Irradiação difusa horizontal*	*E_Grid*	*Energia injetada na rede*
T_Amb	*Temperatura ambiente*	*PR*	*Índice de performance*
GlobInc	*Incidência global no plano dos sensores*		
GlobEff	*Global efetivo, corrigido para IAM e sombras*		

Apêndice A6: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia CdTe.

Projeto: projecto final da dissertacao

Variante: Nova variante da simulação

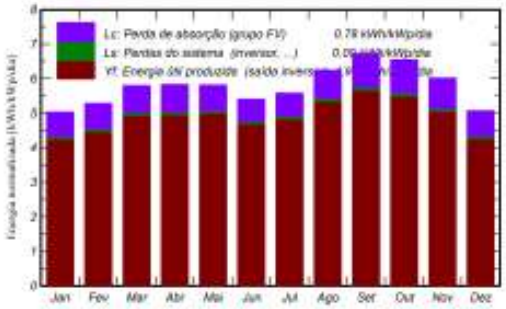
PVsyst V7.2.11
VC0, Data da simulação: 03/01/25 07:10
com v7.2.11

Resultados principais

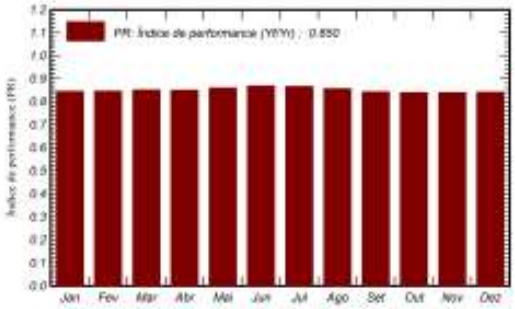
Produção do sistema

Energia produzida	*22.10 MWh/ano*	*Produção especifica*	*1794 kWh/kWp/ano*
		Índice de performance (PR)	*85.00 %*

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	167.7	77.19	24.40	156.0	144.7	1.654	1.623	0.845
Fevereiro	153.2	66.64	24.37	148.0	137.6	1.570	1.542	0.846
Março	174.8	63.86	24.40	180.0	167.9	1.919	1.886	0.851
Abril	159.6	49.80	24.00	174.9	163.9	1.864	1.831	0.850
Maio	154.1	39.37	22.54	180.3	169.2	1.941	1.908	0.859
Junho	134.7	36.30	20.75	162.2	152.1	1.764	1.735	0.868
Julho	145.4	38.44	20.80	172.9	162.2	1.876	1.845	0.866
Agosto	171.1	41.54	23.11	193.6	181.8	2.078	2.043	0.857
Setembro	190.2	47.70	26.66	201.8	188.9	2.126	2.093	0.842
Outubro	204.9	61.07	27.89	203.0	189.9	2.134	2.099	0.839
Novembro	191.7	68.40	27.01	180.5	168.5	1.899	1.865	0.839
Dezembro	170.8	76.26	24.91	157.2	146.0	1.660	1.629	0.841
Ano	2018.2	666.57	24.23	2110.4	1972.8	22.486	22.101	0.850

Legendas

GlobHor	*Irradiação horizontal total*	*EArray*	*Energia efetiva à saída do grupo*
DiffHor	*Irradiação difusa horizontal*	*E_Grid*	*Energia injetada na rede*
T_Amb	*Temperatura ambiente*	*PR*	*Índice de performance*
GlobInc	*Incidência global no plano dos sensores*		
GlobEff	*Global efetivo, corrigido para IAM e sombras*		

Apêndice A7: Resultados da simulação no programa PVSYST para tecnologia CdTe.

Resultados principais

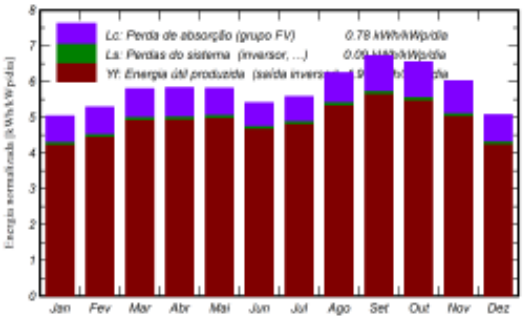
Produção do sistema

Energia produzida	*22.10 MWh/ano*	*Produção específica*	*1794 kWh/kWp/ano*
		Índice de performance (PR)	*85.00 %*

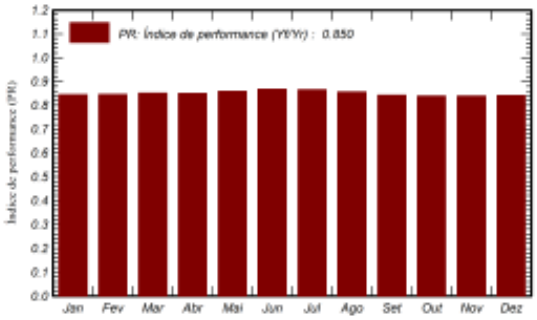
Avaliação económica

Investimento		Custo anual		LCOE	
Global	*23090.95 USD*	*Anuidades*	*0.00 USD/ano*	*Custo da energia*	*0.19 USD/kWh*
Específico	*1.87 USD/Wp*	*Custos operação*	*2482.54 USD/ano*		
		Período amortização não rentável			

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	167.7	77.19	24.40	156.0	144.7	1.654	1.623	0.845
Fevereiro	153.2	66.64	24.37	148.0	137.6	1.570	1.542	0.846
Março	174.8	63.86	24.40	180.0	167.9	1.919	1.886	0.851
Abril	159.6	49.80	24.00	174.9	163.9	1.864	1.831	0.850
Maio	154.1	39.37	22.54	180.3	169.2	1.941	1.908	0.859
Junho	134.7	36.30	20.75	162.2	152.1	1.764	1.735	0.868
Julho	145.4	38.44	20.80	172.9	162.2	1.876	1.845	0.866
Agosto	171.1	41.54	23.11	193.6	181.8	2.078	2.043	0.857
Setembro	190.2	47.70	26.66	201.8	188.9	2.128	2.093	0.842
Outubro	204.9	61.07	27.89	203.0	189.9	2.134	2.099	0.839
Novembro	191.7	68.40	27.01	180.5	168.5	1.899	1.865	0.839
Dezembro	170.8	76.26	24.91	157.2	146.0	1.660	1.629	0.841
Ano	2018.2	666.57	24.23	2110.4	1972.8	22.486	22.101	0.850

Legendas

GlobHor	*Irradiação horizontal total*	*EArray*	*Energia efetiva à saída do grupo*
DiffHor	*Irradiação difusa horizontal*	*E_Grid*	*Energia injetada na rede*
T_Amb	*Temperatura ambiente*	*PR*	*Índice de performance*
GlobInc	*Incidência global no plano dos sensores*		
GlobEff	*Global efetivo, corrigido para IAM e sombras*		

Apêndice B1: Resultados da avaliação econômica para tecnologia m-si.

Tempo (Anos)	Economia de energia (kWh)	Preço de energia (USD/kWh)	Receitas (USD)	O&M (USD)	Fluxo de caixa (USD)	Fluxo de caixa actualizado (USD)	Fluxo de caixa acumulado (USD)
0	0	0	0	0	-196 485,40	- 196 485,40	- 196 485,40
1	177759,4	0,14	24886,312	1964,854	22 921,46	21 223,57	- 175 261,83
2	176870,6	0,144	25504,737	2023,800	23 480,94	20 131,12	-155 130,71
3	175986,2	0,149	26138,530	2084,514	24 054,02	19 094,85	-136 035,86
4	175106,3	0,153	26788,072	2147,049	24 641,02	18 111,89	-117 923,97
5	174230,8	0,158	27453,756	2211,460	25 242,30	17 179,48	-100 744,49
6	173359,6	0,162	28135,982	2277,804	25 858,18	16 295,04	-84 449,45
7	172492,8	0,167	28835,161	2346,138	26 489,02	15 456,09	-68 993,36
8	171630,3	0,172	29551,714	2416,523	27 135,19	14 660,30	- 54 333,06
9	170772,2	0,177	30286,075	2489,018	27 797,06	13 905,45	-40 427,61
10	169918,3	0,183	31038,683	25227,599	5 811,08	2 691,66	-37 735,95
11	169068,7	0,188	31809,995	2640,599	29 169,40	12 510,25	-25 225,70
12	168223,4	0,194	32600,473	2719,817	29 880,66	11 866,02	-13 359,68
13	167382,3	0,200	33410,595	2801,411	30 609,18	11 254,93	- 2 104,75
14	166545,4	0,206	34240,848	2885,453	31 355,39	10 675,29	8 570,55
15	165712,6	0,212	35091,733	2972,017	32 119,72	10 125,47	18 696,02
16	164884,1	0,218	35963,763	3061,178	32 902,59	9 603,95	28 299,97
17	164059,7	0,225	36857,462	3153,013	33 704,45	9 109,27	37 409,24
18	163239,4	0,231	37773,370	3247,603	34 525,77	8 640,04	46 049,28
19	162423,2	0,238	38712,039	3345,031	35 367,01	8 194,96	54 244,24
20	161611,046	0,245	39674,033	26109,292	13 564,74	2 910,29	57 154,53
21	160802,991	0,253	40659,932	3548,743	37 111,19	7 372,35	64 526,88
22	159998,976	0,260	41670,332	3655,206	38 015,13	6 992,52	71 519,40
23	159198,981	0,268	42705,839	3764,862	38 940,98	6 632,24	78 151,65
24	158402,986	0,276	43767,080	3877,808	39 889,27	6 290,51	84 442,16
25	157610,971	0,285	44854,692	3994,142	40 860,55	5 966,37	90 408,53

VPL do projecto (USD)	90 408.43
TIR (%)	12.52
Tempo de payback (Anos)	13.15
LCOE (USD/kWh)	0.131

Apêndice B2: Resultados da avaliação econômica para tecnologia p-si.

Tempo (Anos)	Economia de energia (kWh)	Preço de energia (USD/kWh)	Receitas (USD)	O&M (USD)	Fluxo de caixa (USD)	Fluxo de caixa actualizado (USD)	Fluxo de caixa acumulado (USD)
0	0	0	0	0	185 785,70	185 785,70	-185 785,70
1	177744,142	0,14	24 884,18	1 857,86	23 026,32	21 320,67	-164 465,03
2	176855,421	0,144	25 502,55	1 913,59	23 588,96	20 223,73	-144 241,30
3	175971,144	0,149	26 136,29	1 971,00	24 165,29	19 183,19	-125 058,11
4	175091,289	0,153	26 785,78	2 030,13	24 755,65	18 196,14	-106 861,98
5	174215,832	0,158	27 451,40	2 091,03	25 360,37	17 259,84	- 89 602,13
6	173344,753	0,162	28 133,57	2 153,77	25 979,81	16 371,68	- 73 230,45
7	172478,029	0,167	28 832,69	2 218,38	26 614,31	15 529,20	-57 701,25
8	171615,639	0,172	29 549,18	2 284,93	27 264,25	14 730,03	-42 971,23
9	170757,561	0,177	30 283,48	2 353,48	27 930,00	13 971,95	-28 999,27
10	169903,773	0,183	31 036,02	25 087,99	5 948,03	2 755,09	-26 244,18
11	169054,254	0,188	31 807,27	2 496,80	29 310,47	12 570,76	-13 673,43
12	168208,983	0,194	32 597,68	2 571,71	30 025,97	11 923,73	- 1 749,70
13	167367,938	0,200	33 407,73	2 648,86	30 758,87	11 309,97	9 560,28
14	166531,098	0,206	34 237,91	2 728,32	31 509,59	10 727,79	20 288,06
15	165698,443	0,212	35 088,73	2 810,17	32 278,55	10 175,55	30 463,61
16	164869,951	0,218	35 960,68	2 894,48	33 066,20	9 651,71	40 115,32
17	164045,601	0,225	36 854,30	2 981,31	33 872,99	9 154,82	49 270,14
18	163225,373	0,231	37 770,13	3 070,75	34 699,38	8 683,49	57 953,62
19	162409,246	0,238	38 708,72	3 162,87	35 545,85	8 236,40	66 190,03
20	161597,200	0,245	39 670,63	25 921,67	13 748,96	2 949,82	69 139,84
21	160789,214	0,253	40 656,45	3 355,49	37 300,96	7 410,05	76 549,89
22	159985,268	0,260	41 666,76	3 456,15	38 210,61	7 028,48	83 578,37
23	159185,341	0,268	42 702,18	3 559,84	39 142,34	6 666,54	90 244,91
24	158389,415	0,276	43 763,33	3 666,63	40 096,70	6 323,22	96 568,13
25	157597,468	0,285	44 850,85	3 776,63	41 074,22	5 997,57	102 565,70

VPL do projecto (USD)	102 565.70
TIR (%)	13
Tempo de payback (Anos)	12.11
LCOE (USD/kWh)	0.125

Apêndice B3: Resultados da avaliação econômica para tecnologia Cdte.

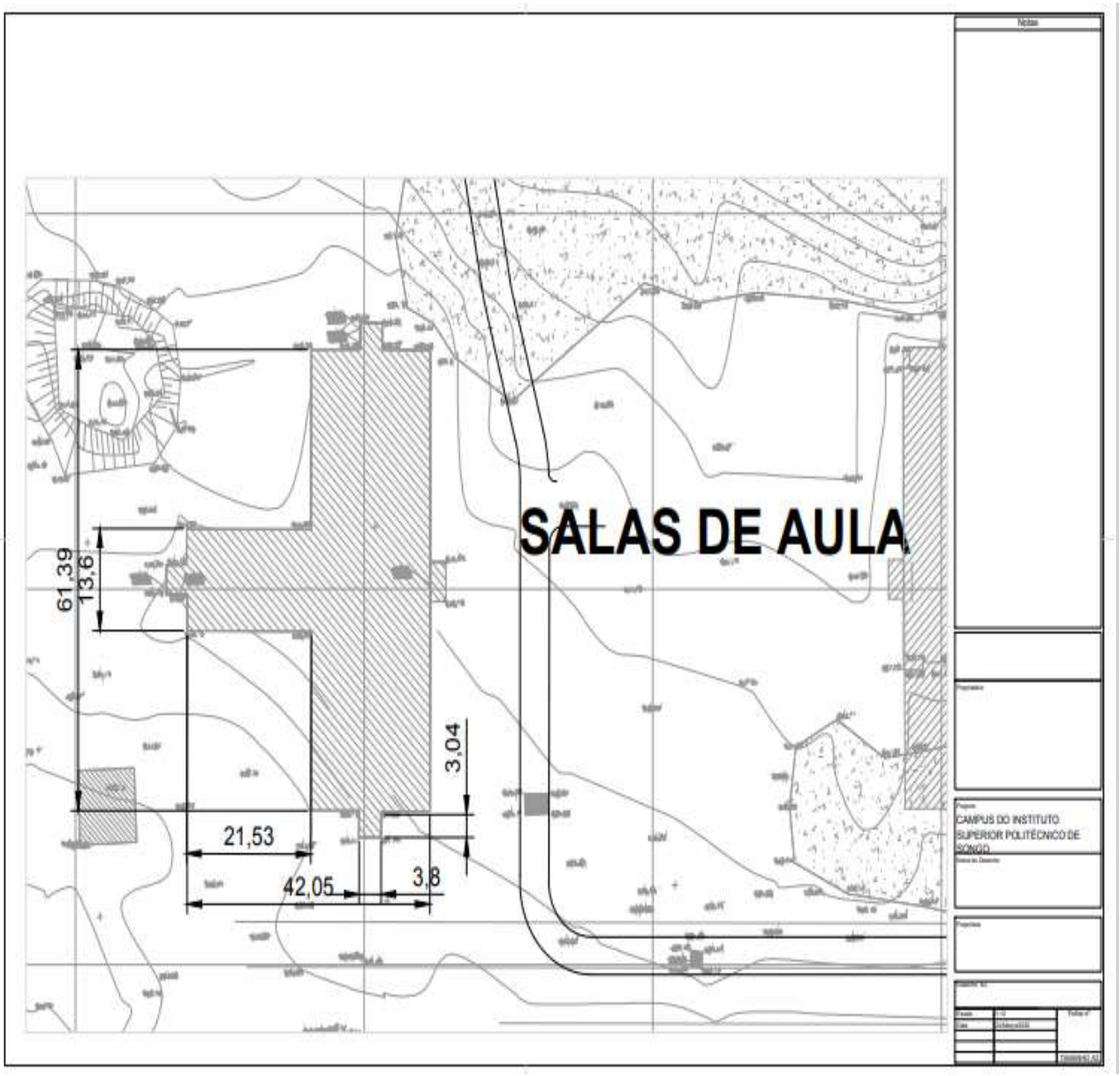
Tempo (Anos)	Economia de energia (kWh)	Preço de energia (USD/kWh)	Receitas (USD)	O&M (USD)	Fluxo de caixa (USD)	Fluxo de caixa actualizado (USD)	Fluxo de caixa acumulado (USD)
0	0	0	0	0	-183 321,60	-183 321,60	-183 321,60
1	181101,557	0,14	25 354,22	1 833,22	23 521,00	21 778,71	-161 542,89
2	180558,252	0,144	26 036,50	1 888,21	24 148,29	20 703,26	-140 839,63
3	180016,577	0,149	26 737,14	1 944,86	24 792,28	19 680,91	-121 158,72
4	179476,528	0,153	27 456,64	2 003,20	25 453,43	18 709,03	-102 449,68
5	178938,098	0,158	28 195,50	2 063,30	26 132,20	17 785,13	-84 664,55
6	178401,284	0,162	28 954,24	2 125,20	26 829,04	16 906,84	-67 757,70
7	177866,080	0,167	29 733,40	2 188,96	27 544,44	16 071,92	-51 685,79
8	177332,482	0,172	30 533,52	2 254,62	28 278,90	15 278,21	-36 407,58
9	176800,484	0,177	31 355,18	2 322,26	29 032,92	14 523,69	-21 883,89
10	176270,083	0,183	32 198,95	25 356,41	6 842,54	3 169,42	-18 714,48
11	175741,273	0,188	33 065,42	2 463,69	30 601,73	13 124,56	-5 589,92
12	175214,049	0,194	33 955,21	2 537,60	31 417,61	12 476,37	6 886,45
13	174688,407	0,200	34 868,95	2 613,73	32 255,22	11 860,18	18 746,63
14	174164,341	0,206	35 807,27	2 692,14	33 115,13	11 274,41	30 021,04
15	173641,848	0,212	36 770,84	2 772,90	33 997,94	10 717,57	40 738,61
16	173120,923	0,218	37 760,35	2 856,09	34 904,26	10 188,22	50 926,83
17	172601,560	0,225	38 776,48	2 941,77	35 834,70	9 685,01	60 611,83
18	172083,755	0,231	39 819,95	3 030,03	36 789,93	9 206,64	69 818,48
19	171567,504	0,238	40 891,51	3 120,93	37 770,58	8 751,90	78 570,38
20	171052,802	0,245	41 991,90	26 179,03	15 812,86	3 392,62	81 963,00
21	170539,643	0,252	43 121,90	3 310,99	39 810,90	7 908,66	89 871,66
22	170028,024	0,260	44 282,31	3 410,32	40 871,98	7 518,01	97 389,68
23	169517,940	0,268	45 473,95	3 512,63	41 961,31	7 146,65	104 536,33
24	169009,386	0,276	46 697,65	3 618,01	43 079,64	6 793,63	111 329,96
25	168502,358	0,284	47 954,28	3 726,55	44 227,73	6 458,04	117 788,00

VPL do projecto (USD)	117 788.00
TIR (%)	14
Tempo de payback (Anos)	11.42
LCOE (USD/kWh)	0.119

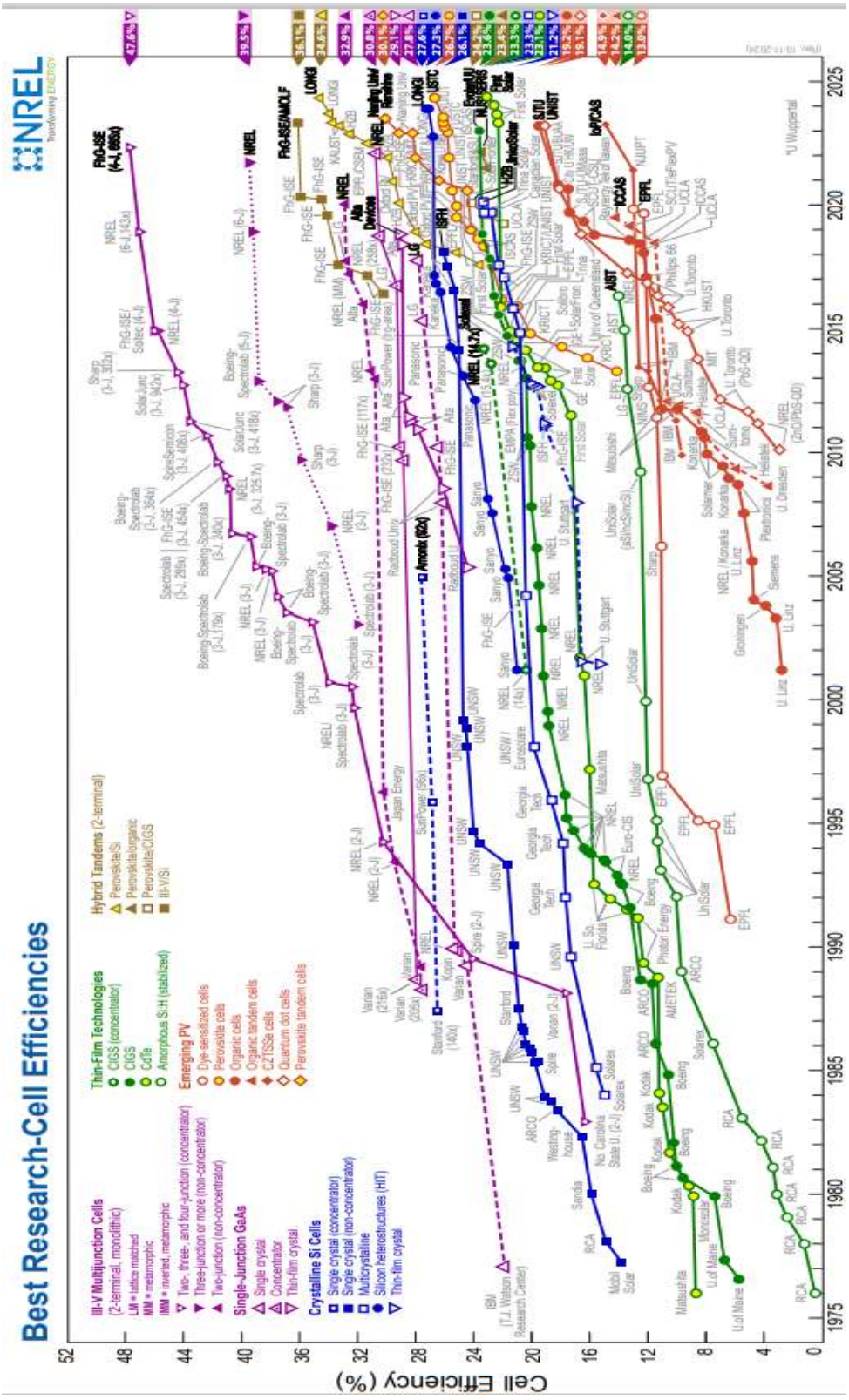
Anexo A: Factor de emissão da rede de alguns países Africanos. Fonte: (Brander et al, 2011).

Nome do País	**Factor de emissão ($kgCO_2/kWh$)**
África	0.73576632
Angola	0.037950113
Botswana	1.825675055
Moçambique	0.000445032
África do Sul	1.069026617
Tanzania	0.26675705
Zâmbia	0.003197305
Zimbabwe	0.600377947

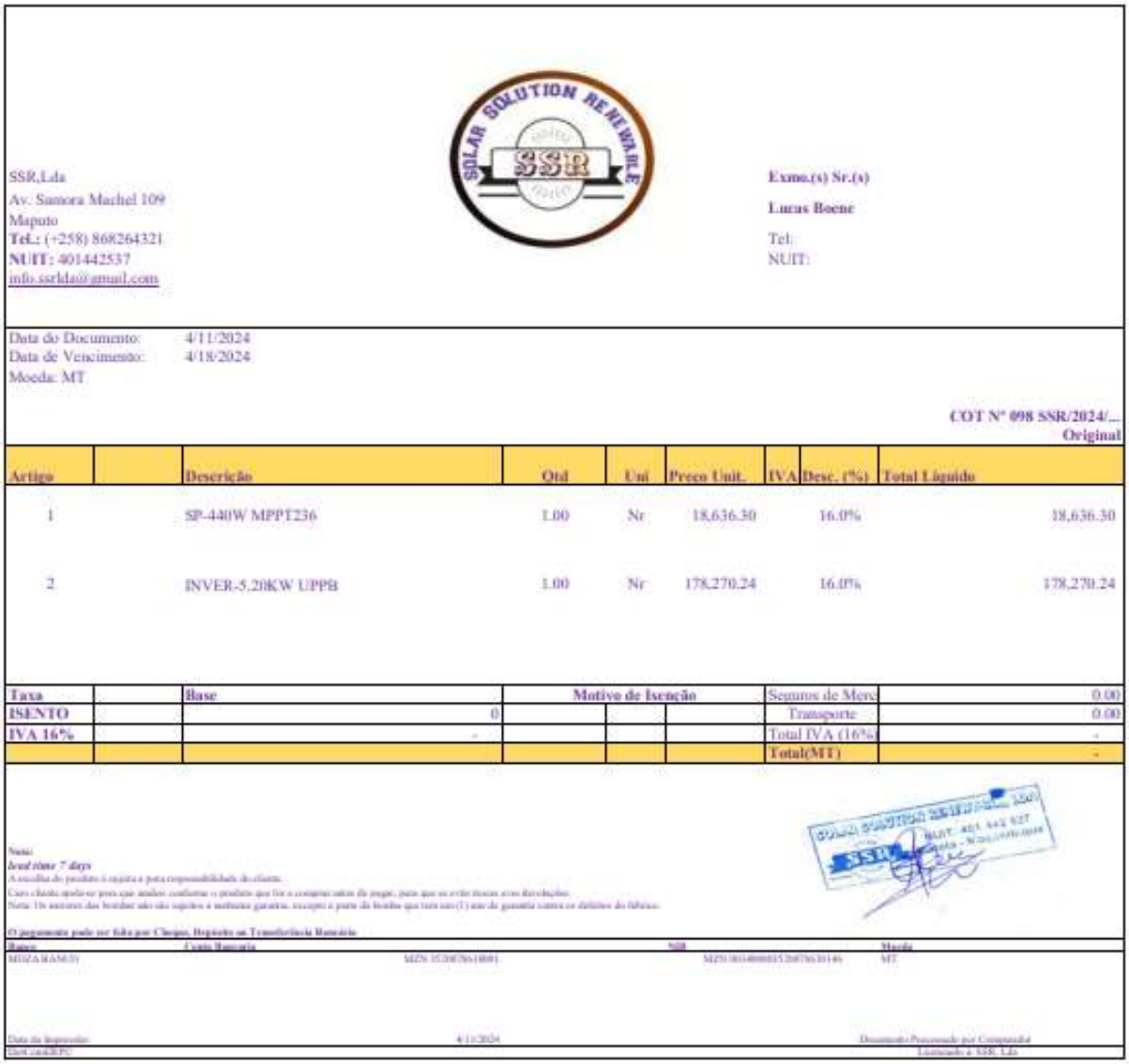
Anexo B: Planta arquitetônica do edifício de sala de aulas e gabinetes.



Anexo C: Eficiências máximas de células solares em STC. Fonte: https://www.nrelnrel.gov/pv/cell-efficiency.html



Anexo D: Factura de custos de módulo FV e inversor.



SSR,Lda
Av. Samora Machel 109
Maputo
Tel.: (+258) 868264321
NUIT: 401442537
info.ssrlda@gmail.com

Exmo.(s) Sr.(s)
Lucas Boene
Tel:
NUIT:

Data do Documento: 4/11/2024
Data de Vencimento: 4/18/2024
Moeda: MT

COT Nº 098 SSR/2024/...
Original

Artigo		Descrição	Qtd	Uni	Preço Unit.	IVA	Desc. (%)	Total Líquido
1		SP-440W MPPT236	1.00	Nr	18,636.30		16.0%	18,636.30
2		INVER-5.20KW UPPB	1.00	Nr	178,270.24		16.0%	178,270.24

Taxa		Base	Motivo de Isenção				
ISENTO		0				Seguros de Merc	0.00
IVA 16%		-				Transporte	0.00
						Total IVA (16%)	-
						Total(MT)	-

Nota:
lead time 7 days
A escolha do produto é exacta e para responsabilidade do cliente.
Caro cliente queira ter para que analise cuidadosamente o produto que for a comprar antes do pago, para que se evite futuras aos devolução.
Nota: Os acessórios das bombas não são sujeitos a methuma garantia, excepto a parte da bomba que tem um (1) ano de garantia contra os defeitos do fabrico.

O pagamento pode ser feito por Cheque, Deposito ou Transferência Bancária

Banco	Conta Bancaria	NIB	Moeda
MOZA BANCO	MZN 0520876618001	MZN 0014000005208766180146	MT

Data da Impressão: 4/11/2024 Documento Processado por Computador
Gerir Licenças PC Licenciado a SSR, Lda

Anexo E: Preço de módulos FV e inversor na África de Sul.

Fonte: de (https://solarsquare.co.za/how much do solar panels cost in south Africa; https://finance101.org.za/the cost of solar panels in south Africa; https://greenlacer.com/post/solar panel rackinge

Wattage – Brand – Type – Product	Approx Price (Inc VAT)
415W – Canadian Solar – Polycrystalline – Super High Power Poly PERC HiKU with T4	R2 298
410W – Canadian Solar – Polycrystalline – Super High Power Poly PERC HiKU	R2 222
410W – Canadian Solar – Polycrystalline -Super High Power Poly PERC HiKU with MC4	R2 320
405W – JA Solar – Monocrystalline Solar Panel	R2 334
405W – Canadian Solar – Polycrystalline – Super High Power Poly PERC HiKU	R2 174
390W – JA Solar – Monocrystalline – Mono Percium LW 5BB Silver Frame	R2 090
390W – JA Solar – Monocrystalline – Mono Percium Solar Panel	R2 134
365W – Canadian Solar – Polycrystalline – Poly KuMax Half-Cell 35mm Frame with T4	R1 950
335W – Canadian Solar – Polycrystalline – Super High Power Poly PERC HiKU with MC4	R1 840
325W – JA Solar – Monocrystalline – Mono Percium LW Silver Frame with MC4	R1 690
305W – Canadian Solar – Polycrystalline – Poly KuPower Half-Cell	R1 620

We're offlir

System Size	Inverter Cost Range
1-2 kW	R5,000 – R10,000
3 kW	R10,000 – R15,000
4 kW	R15,000 – R20,000
5 kW	R20,000 – R25,000
6 kW	R25,000 – R30,000
7 kW	R30,000 – R35,000
8 kW	R35,000 – R40,000
9 kW	R40,000 – R45,000
10 kW	R45,000 – R50,000