



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
Departamento de Engenharia Eletromecânica.

PROJETO DE INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO NUM MUNICÍPIO ISOLADO DE ANGOLA

António Adriano Miranda da Silva

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
(2º ciclo de estudos)

Orientadora: Prof^a. Doutora Maria do Rosário Alves Calado

Covilhã, setembro de 2021

DEDICATÓRIA

Gostava de dedicar esta dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores à minha família, a minha mãe e a meus irmãos que sempre me apoiaram incondicionalmente para que esta causa se tornasse real.

AGRADECIMENTOS

Em novembro de 2018 comecei o Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, sendo esta data já muito tarde, isto é, o primeiro semestre estava quase no final. Foi uma grande luta e eu acreditava que terminaria o primeiro semestre com sucesso, fui resiliente e estudei sem parar e incansavelmente recuperava o material didático que não conseguira alcançar no princípio do semestre. Graças a alguns Professores e Colegas, que foram muito pacientes, consegui terminar o primeiro semestre com sucesso.

Portanto, neste momento consegui alcançar a tão esperada e difícil conclusão da Dissertação (Trabalho final do Mestrado). Queria aqui desde já agradecer à minha Orientadora Professora Doutora Maria Do Rosário Alves Calado que desde o começo desta Dissertação me acompanhou e apoiou, mostrando sempre disponibilidade em me ajudar.

Não esqueceria de agradecer também ao Professor Doutor José Álvaro Nunes Pombo, que me deu muita força e muitos conselhos, e que me acompanhou na parte de dimensionamento e simulação desta Dissertação, e que estava sempre disponível, mostrando vontade de me ajudar nesta tarefa difícil.

Agradeço à minha família, minha mãe e meus irmãos que, mesmo estando longe de mim neste momento, sempre me deram muita força, coragem e apoio.

E por fim agradecer a todos os que direta ou indiretamente contribuíram para a conclusão desta Dissertação de Mestrado.

RESUMO

Para a implementação do sistema fotovoltaico (FV) na província do Moxico - município de Cazombo, avaliou-se o recurso energético solar do local e, tendo em conta o fato de este ser um local afastado da capital da província, dimensionou-se a instalação FV isolada, aproveitando a radiação solar numa superfície horizontal, que nesta província de Angola é de aproximadamente 1800 kWh/m² ano. A eletrificação rural permite que as ações sejam quantificadas e repensadas de forma a reforçar o carácter sustentável do planeamento e na própria característica inclusiva que a energia pode assumir perante os outros aspetos envolvidos na melhoria da qualidade de vida da população.

O objetivo principal deste estudo é o dimensionamento de um sistema/instalação fotovoltaico isolado para o município do Cazombo. Para se alcançar este objetivo, surgiu a necessidade de pesquisar e analisar os dados de temperatura e irradiância do local em estudo, uma vez que o desempenho dos sistemas FV depende da temperatura e da intensidade da radiação incidente sobre os painéis FV. Estes dados foram apresentados em graficos de extremos e quartis, nos quais se podem observar as variações da temperatura e da irradiância em cada hora.

Para o dimensionamento de um sistema isolado é imprescindível que se conheça o perfil de carga da zona de implementação da instalação, para que a partir desse perfil se determine os restantes elementos da instalação tais como: número de painéis a instalar, capacidade do banco de baterias, número de reguladores de carga, potência máxima do inversor (no uso de cargas CA) e, se possível, as secções dos condutores para os circuitos da instalação FV.

Após a determinação de todos os elementos contituíntes da instalação ter-se-á que realizar a simulação do sistema, recorrendo-se a algoritmos realizados no *software MATLAB*, mais especificamente para a implementação dos modelos das baterias e dos modelos fotovoltaicos. A análise destas simulações, para cada estação do ano, representadas pelos meses de janeiro e julho, e para cada semana, permite calcular o custo da instalação FV, que se considera poder ser rentável para a empresa nacional de distribuição de eletricidade de Angola, devido à grande distância a que o local da instalação FV isolada se encontra da rede pública.

PALAVRAS-CHAVE

Módulo/painel fotovoltaico, instalação fotovoltaica isolada, dimensionamento do sistema fotovoltaico, município de Cazombo.

ABSTRACT

For the implementation of the isolated photovoltaic system (PV) in the province of Moxico - municipality of Cazombo, the solar energy resources of the site were evaluated and, considering that it is a location far from the capital of the province, the isolated PV installation was designed, taking advantage of the solar radiation from the horizontal surface, which in this province is approximately 1800 kWh/m² year. Rural electrification allows actions to be quantified and rethought in order to reinforce the sustainable nature of the system and the very inclusive characteristic that energy can assume in relation to other aspects, like improving the quality of life of the population.

The objective of this study is the design of an isolated photovoltaic system/installation for the municipality of Cazombo. In order to achieve this objective, it was necessary to collect and analyze temperature and irradiance data of the location under study, since PV systems performance depends on the temperature and intensity of the radiation incident on the PV panels. These data were presented in extreme and quartile graphs, in which it is possible to observe the variation of temperature and irradiance for each hour.

For the design of an isolated system, it is essential to know the load profile of the area covered by the installation, so that from the load profile the remaining elements of the installation can be determined, such as: number of panels to be installed, capacity of the battery bank, number of charge regulators, maximum inverter power (when using AC loads) and, if possible, the conductor sections for the PV installation circuits.

After determining all the elements of the installation, it is necessary to perform a simulation task, by using algorithms working in SOFTWARE MATLAB platform, specifically for the mathematical modeling of battery and photovoltaic system models. The installation simulation analyzes, for each season, represented by January and July months, and for each week, allows the calculation of the PV installation cost, which is considered to be a profitable investment for the national electricity distribution company in Angola, due to the great distance that the location of the isolated PV installation is from the public grid.

KEYWORDS

Photovoltaic module/panel, isolated photovoltaic installation, photovoltaic system design, municipality of Cazombo.

Índice

DEDICATÓRIA	iii
AGRADECIMENTOS	v
RESUMO	vii
PALAVRAS-CHAVE	vii
ABSTRACT	viii
KEYWORDS	viii
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE TABELAS	xvii
LISTA DE ACRÓNIMOS, SÍMBOLOS E SIGLAS.....	xix
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	23
1.1 - Objetivos	24
1.2 - Enquadramento	24
1.3. Necessidades energéticas da região	25
CAPÍTULO 2 DISPONIBILIDADES ENERGÉTICAS	27
2.1 - Análise estatística da temperatura e irradiância	27
2.2 - Análise das médias anuais de temperatura e irradiância	39
2.3 - Análise das médias diárias de temperatura e irradiância	41
CAPÍTULO 3 MODELOS MATEMÁTICOS DE BATERIAS E DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	55
3.1 - Baterias. Generalidade	55
3.1.1 - Principais características das baterias	56
3.1.2 - Bateria de chumbo-ácido	57
3.1.3 - Bateria de níquel-cádmio	59
3.1.4 - Bateria de íões de lítio	60
3.2 - Modelo matemático de baterias	61
3.2.1 - Modelo cinético de KIBAM (Kinetic Battery Model)	63
3.3- Módulos/células fotovoltaicos. Generalidades	64
3.3.1 - Efeito fotovoltaico	65
3.4 - Características dos módulos fotovoltaicos	68
3.4.1 - Características físicas e mecânica dos módulos FV	68
3.4.2 - Características elétricas dos módulos/painéis FV	69
3.5 - União/ligação dos módulos FV	72
3.6 - Proteção dos módulos fotovoltaicos	74
3.6.1 - Díodos de desvio e díodos de fileiras	74
3.6.2 - Díodos de bloqueio	76
3.7 - Modelos de células/módulos fotovoltaicos	77
CAPÍTULO 4 DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA ISOLADA	83
4.1 - Escolha do painel/módulo fotovoltaico	84
4.1.1 - Orientação e inclinação dos módulos PV	85

4.1.2 - Distanciamento entre fileiras ou ramais dos módulos FV	85
4.2 - Regulador de carga	86
4.2.1 - Tipos de reguladores	88
4.2.1.1 - Regulador série	88
4.2.1.2 - Regulador paralelo ou shunt	88
4.2.1.3 - Regulador MPPT	89
4.3 - Inversores	91
4.3.1 - Inversores DC-AC para sistemas autônomos	92
4.3.2 - Classificação dos inversores autônomas	93
CAPÍTULO 5 PROPOSTA DO DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA ISOLADA .	94
5.1 - Estimativa do perfil de carga de consumo	94
5.2 - Determinação do número de módulos FV	95
5.3 - Determinação do ângulo de inclinação e orientação dos módulos FV	95
5.4 - Cálculo da capacidade dos acumuladores de baterias	96
5.5 - Escolha do inversor	99
5.6 - Custo da instalação fotovoltaica isolada	104
CAPÍTULO 6 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO FV ISOLADA	106
6.1 - Resultados sazonais da instalação FV	106
CAPÍTULO 7 CONCLUSÃO	110
7.1 - Recomendações finais	111
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	112
ANEXOS	115
Anexo A - Média anual de irradiância global numa superfície horizontal	115
Anexo B - Média anual de temperatura	116
Anexo C - Pesquisa/colheita dos dados de Irradiância e temperatura	117
Anexo D - Algoritmo de simulação da instalação FV isolada	120

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Mapa de irradiação solar numa superfície horizontal de Angola [2].....	23
Figura 2.1 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de janeiro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	27
Figura 2.2 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de fevereiro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	29
Figura 2.3 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de março, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	30
Figura 2.4 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de abril, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	30
Figura 2.5 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de maio, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	31
Figura 2.6 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de junho, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	32
Figura 2.7 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de julho, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	33
Figura 2.8 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de agosto, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	34
Figura 2.9 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de setembro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	35
Figura 2.10 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de outubro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	36
Figura 2.11 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de novembro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	37
Figura 2.12 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de dezembro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.....	38
Figura 2.13 - Representação gráfica das médias mensais de temperatura durante o ano.	39
Figura 2.14 - Representação gráfica das médias mensais de irradiância global horizontal durante o ano.	40
Figura 2.15 - Representação gráfica para o dia 21 de janeiro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	41
Figura 2.16 - Representação gráfica para o dia 07 de fevereiro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	42
Figura 2.17 - Representação gráfica para o dia 24 de março da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	43
Figura 2.18 - Representação gráfica para o dia 07 de abril da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	44
Figura 2.19 - Representação gráfica para o dia 05 de maio da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	45

Figura 2.20 - Representação gráfica para o dia 10 de junho da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	46
Figura 2.21 - Representação gráfica para o dia 09 de julho da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	47
Figura 2.22 - Representação gráfica para o dia 02 de agosto da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	48
Figura 2.23 - Representação gráfica para o dia 28 de setembro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	49
Figura 2.24 - Representação gráfica para o dia 19 de outubro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	50
Figura 2.25 - Representação gráfica para o dia 10 de novembro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	51
Figura 2.26 - Representação gráfica para o dia 06 de dezembro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.....	52
Figura 3.1 - Circuito elétrico equivalente de uma bateria [12].	54
Figura 3.2 - Pormenor em corte de uma bateria de chumbo-ácido [11].	57
Figura 3.3 - Bateria estacionária de chumbo-ácido especial para sistemas FV [18].	57
Figura 3.4 - Bateria de níquel-cádmio [11].	58
Figura 3.5 - Bateria de íões de lítio [11].	59
Figura 3.6 . Representação do modelo cinético de KIBAM [23].	62
Figura 3.7 - Célula fotovoltaica elementar sob radiação solar [11].	64
Figura 3.8 - Ilustração de uma célula, módulo e instalação FV [11].	65
Figura 3.9 - Tipos de células fotovoltaicas num módulo FV [11].	66
Figura 3.10 - Células fotovoltaicas de 2ª geração: CdTe (à esquerda), CIGS (no centro) e silício amorfo (à direita) [11].	67
Figura 3.11 - Corte transversal de um módulo FV [1].	68
Figura 3.12 - Variação da característica I-V em função da intensidade da radiação incidente e da temperatura de uma célula FV.	70
Figura 3.13 - Variação da característica P-V em função da intensidade da radiação incidente e da temperatura da célula FV típica de um módulo FV.	70
Figura 3.14 - Representação esquemática da associação de n módulos em série [12].	71
Figura 3.15 - Representação esquemática da associação de n módulos em paralelo [28].	72
Figura 3.16 - Representação esquemática da associação mista de $n \times m$ módulos fotovoltaicos [29].	72
Figura 3.17 - Configuração típica de um painel com duas caixas de ligação, uma para o terminal positivo e outra para o negativo [1].	74
Figura 3.18 - Representação de díodos de fileiras e de bypass [29].	74
Figura 3.19 - Díodo de bloqueio num módulo FV [12].	75
Figura 3.20 - Curvas de iluminação e de escuridão de um gerador fotovoltaico, indicando os sentidos de circulação da corrente durante o dia e a noite [1].	76
Figura 3.21 - Circuito equivalente para o modelo matemático de um único díodo [12].	77

Figura 3.22 - Circuito equivalente para o modelo matemático de dois díodos.	79
Figura 4.1 - Esquema típico de uma instalação fotovoltaica isolada.	82
Figura 4.2 - Ilustração da regra de posicionamento a aplicar em fileiras de painéis FV quando existe sombreamentos [12].	85
Figura 4.3 - Regulador de carga [41].	86
Figura 4.4 - Regulador série [43].	87
Figura 4.5 - Regulador paralelo ou shunt [43].	88
Figura 4.6 - Regulador MPPT [43].	89
Figura 4.7 - Exemplo de um esquema de ligações de um regulador num sistema FV com cargas [11].	90
Figura 4.8 - Simbologia elétrica de um inversor [11].	90
Figura 4.9 - Inversor DC-AC acoplado a um sistema fotovoltaico isolado [11].	91
Figura 4.10 - Inversor DC-AC da SMA Sunny Boy para instalações fotovoltaicas isoladas [11].	91
Figura 4.11 - Formas de onda de inversores fotovoltaicos autónomos [18].	92
Figura 5.1 - Representação do perfil de carga de consumo em dois meses, referentes às estações de Verão e de Cacimbo (janeiro e julho).	94
Figura 5.2 - Bateria Solar 48 V 720 Ah SOPZS [45].	96
Figura 5.3 - Inversor selecionado. Inversor híbrido MPPT SPC III-5000-48 Outback Power [46].	99
Figura 5.4 - Representação esquemática da instalação FV para habitação unifamiliar.	102
Figura 5.5 - Representação esquemática da instalação FV para um conjunto de habitações.	103
Figura 6.1 - Estado de carga (SOC) do banco de baterias da instalação durante o ano.	105
Figura 6.2 - Representação gráfica da simulação da instalação FV na primeira semana de janeiro para uma habitação unifamiliar.	106
Figura 6.3 - Representação gráfica da simulação da instalação FV na primeira semana de julho para uma habitação unifamiliar.	107
Figura 6.4 - Representação gráfica da simulação da instalação FV numa semana para o conjunto de habitações.	108
Figura C.1 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura(1) [11].	116
Figura C.2 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura (2) [11].	116
Figura C.3 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura (3) [11].	117
Figura C.4 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura (4) [11].	117
Figura C.5 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura (5) [11].	118

Figura C.6 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura (6) [11].
.....118

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Principais características elétricas do módulo FV SHARP ND-R250 A5 em STC (Standard Test Conditions) [38].	83
Tabela 4.2 - Principais características elétricas do módulo FV SHARP ND-R250 A5 em NOTC (<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>) [34].	83
Tabela 4.3 - Situações a ter em conta para a inclinação dos módulos FV [39]	84
Tabela 5.1 - Dados da carga anual de uma habitação unifamiliar.	93
Tabela 5.2 - Características da Bateria Solar 48V 720Ah SOPZS [45].	98
Tabela 5.3 - Características adicionais da Bateria Solar 48V 720Ah Sopzs [45].	98
Tabela 5.4 - Principais características elétricas do inversor híbrido MPPT SPC III-5000-48 Outback Power [47].	99
Tabela 5.5 - Custo estimado da instalação FV isolada.	104
Tabela A.1 - Média anual de irradiâncias global da superfície horizontal em (W/m^2).	114
Tabela B.1 - Média anual de temperatura em °C.	115

LISTA DE ACRÓNIMOS, SÍMBOLOS E SIGLAS

μ_{MMPT}	Rendimento do módulo FV	[%]
h_o	Altura mínima do Sol	[°]
C_{Bat}	Capacidade de cada bateria	[Ah]
$C_{Máx.Bat}$	Capacidade máxima do banco de baterias	[Ah]
$C_{Total\ de\ Bat}$	Capacidade total do banco de baterias	[Ah]
G_{NOCT}	Irradiância em NOCT	[W/m ²]
G_{STC}	Irradiância em STC	[W/m ²]
G_T	Irradiância retirada a partir dos dados meteorológicos	[W/m ²]
$H_{1,2}$	Altura dos reservatórios	
I_{01}	Corrente de saturação do díodo 1	[A]
I_D	Corrente do díodo	[A]
I_P	Corrente da resistência em paralelo	[A]
I_S	Corrente da resistência em série	[A]
I_{SC}	Corrente de curto circuito do módulo FV	[A]
I_{carga}	Corrente de carga	[A]
I_{d1}	Corrente do díodo 1	[A]
I_{d2}	Corrente do díodo 2	[A]
$I_{descarga}$	Corrente de descarga	[A]
I_o	Corrente de saturação do díodo	[A]
I_{o2}	Corrente de saturação do díodo 2	[A]
I_{ph}	Corrente fotovoltaica	[A]
N_{Bat}	Número de baterias	
$N_{Módulos\ FV\ por\ fileiras}$	Número de módulos FV por fileiras	
N_{MFV}	Número de módulos FV da instalação	
N_P	Número de células conectadas em paralelo	
N_S	Número de células conectadas em série	
$P_{FV\ por\ fileira}$	Potência fotovoltaica por fileira	[Wp]
$P_{Máx.STC}$	Potência máxima em STC gerada pelo módulo FV	[W]
$P_{Módulo\ FV}$	Potência do módulo FV	[Wp]
P_{MAX}	Potência máxima do módulo FV	[W]
k	Condutância entre reservatórios	

K	Constante de Boltzman	[J/K]
R_p	Resistência em paralelo	[Ω]
R_s	Resistência em série	[Ω]
R_i	Resistência interna	[Ω]
T	Temperatura da junção em Kelvin	[K]
T_{Cel}	Temperatura da célula	[$^{\circ}$ C]
T_{NOCT}	Temperatura em NOCT	[$^{\circ}$ C]
T_{STC}	Temperatura em STC	[$^{\circ}$ C]
T_{amb}	Temperatura ambiente	[$^{\circ}$ C]
$V_{M\acute{a}x. \text{ do M'odulo FV}}$	Tensão máxima do módulo FV	[V]
$V_{M\acute{a}x. \text{ por fileira}}$	Tensão máxima por fileira	[V]
$V_{OC \text{ M\acute{a}x por fileira}}$	Tensão de circuito aberto máxima por fileira	[V]
V_{OC}	Tensão de circuito aberto do módulo FV	[V]
V_i	Tensão ideal	[V]
n_1	Fator de idealidade do díodo 1	
n_2	Fator de idealidade do díodo 2	
q	Carga do eletrão	[C]
q_{max}	Capacidade máxima da bateria nos reservatórios	[kW]
AGM	Abosorved Glass Material	
AM	Air Mass	
AC	Alternating Current	
DC	Direct Current	
CdTe	Célula de Telureto de Cádmiio	
CIGS	Célula de Desseleneto de Cobre de Índio	
DC-DC	Direct Current - Direct Current	
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance	
DNI	Direct Normal Irradiance	
DOD	Deep of Discharge	
ENDE	Empresa Nacional de Distribuição de Eletricidade	
FF	Fator de forma	
FV	Fotovoltaico	
GEE	Gases de Efeito de Estufa	
GHI	Global Horizontal Irradiance	
INAMET	Instituto Nacional de Meteorologia de Angola	

IRENA	International Renewable Energy Agency	
I-V	Corrente - Tensão	
KIBAM	Kinetic Battery Model	
MOSFET	Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor	
MPPT	Maximum Power Point Tracking	
NOTC	Nominal Operating Temperature Conditions	[°C]
PWM	Pulse Width Modulation	
q-Si	Célula de Silício Amorfo	
SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado	
Si	Silício	
SOC	Estado de Carga	[%]
STC	Standard Conditions	
TIC	Tecnologias de Informação e Comunicação	
TiO ₂	Dióxido de Titânio	
TMY	Typical Meteorological Year	
VDC	Voltage Direct Current	
VE	Veículo Elétrico	
VRLA	Valve Regulated Lead Acid	
α	Ângulo de inclinação dos módulos FV	[°]
c	Fração da capacidade entre reservatórios	
d	Distância entre fileiras/ramais dos módulos FV	[m]
l	Comprimento do módulo FV	[m]
n	Fator de idealidade do diodo	
αV_{oc}	Coefficiente de temperatura do módulo FV	[%/°C]

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

A presente dissertação foca-se na eletrificação de uma das zonas mais isoladas de Angola, na província do Moxico, concretamente no município do Alto Zambeze com sede na vila do Cazombo. Esta eletrificação será apoiada recorrendo a um dos recursos renováveis, isto é aproveitando a radiação solar, que nesta província é de aproximadamente 1800 kWh/m² ano, segundo o Atlas e Estratégia Nacional para as novas energias renováveis do Ministério da Energia e Águas de Angola [1].

A Figura 1.1 ilustra o potencial de energia solar que o território angolano possui, onde se pode igualmente observar a localização do município remoto Cazombo “Alto Zambeze”, que irá beneficiar da instalação fotovoltaica; contudo, esta não é a província ou o município com a maior radiação solar no País, mas foi escolhida por ser um território muito isolado e esquecido pelo governo de Angola e porque, ainda assim, se caracteriza por uma irradiância numa superfície horizontal considerável, de aproximadamente 1700 a 1800 kWh/m² anual.

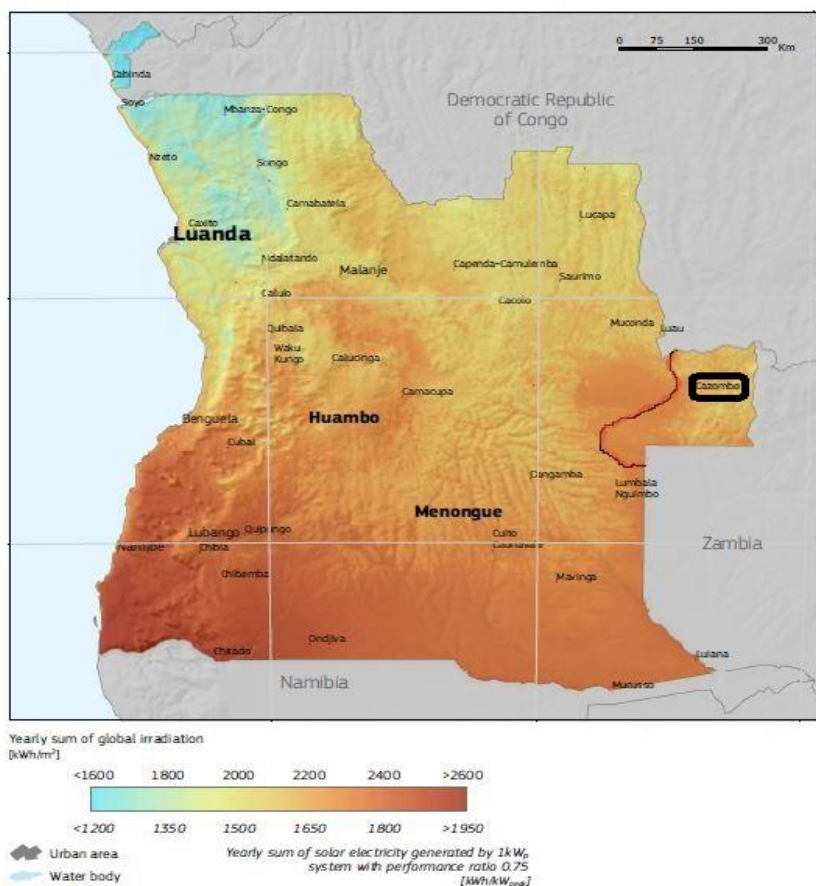


Figura 1.1 - Mapa de irradiância solar numa superfície horizontal de Angola [1].

Portanto, estes níveis de irradiância permitem aproveitar as tecnologias para conversão de energia renovável solar para a eletrificação desta zona tão isolada, e desprovida de quase todos os serviços básicos, entre eles a ligação à rede pública de eletricidade. Os munícipes recorrem a fontes geradoras

de eletricidade como os geradores diesel, estes que são inimigos do ambiente e provocam um grande impacto ambiental. Os combustíveis fósseis tornaram-se muito caros em Angola e são de difícil distribuição para esta região devido aos acessos que também se encontram degradados.

As energias renováveis podem em muitos casos representar um importante papel na eletrificação rural e na provisão de serviços básicos, essenciais para o desenvolvimento socioeconómico de regiões isoladas [1]. A grande importância da eletrificação na zona identificada é dar aos habitantes oportunidade de acesso à eletricidade e de alguma forma aos serviços básicos sociais para a melhoria da qualidade de vida da população que aí habita.

O benefício social mais significativo do uso de fontes de energia descentralizadas é a sua disponibilização em áreas isoladas e remotas [2].

A eletrificação rural permite que as ações sejam quantificadas e repensadas de forma a reforçar o carácter sustentável do planeamento e na própria característica inclusiva que a energia pode assumir perante os outros aspetos envolvidos na melhoria da qualidade de vida da população.

Ainda, uma vez que o município se localiza na fronteira com dois países, a Norte com a República do Congo, a Este e Sul com a República da Zâmbia, e ao longo da fronteira estarem instalados postos fronteiriços (Postos Policiais) que necessitam de energia elétrica para assegurar condições técnicas e táticas no controlo da violação e invasão da fronteira, justifica o estudo da instalação de sistemas FV nesta região.

1.1 - Objetivos

O presente estudo tem como objetivos principais a seleção, dimensionamento, simulação e proposta de instalação de um sistema de produção fotovoltaica isolada no município do Cazombo como fonte de eletricidade, garantindo assim um crescimento socio-económico-tecnológico da região e catapultar o padrão de vida dos habitantes. Uma vez que a maioria das famílias que vive nesta zona remota se dedica principalmente ao cultivo de arroz e de outros produtos agrícolas, precisam de eletricidade para que as suas explorações se tornem mais eficientes. Outro grande objetivo será o de analisar a possibilidade de se obterem níveis de potência que sejam aceitáveis para esta região, uma vez que teremos que ter também em consideração o futuro próximo da região e o seu desenvolvimento.

A província do Moxico é um dos maiores territórios de Angola, com cerca de 758.568 habitantes [3], sendo que no município que mais nos interessa aqui habitam cerca de 445 famílias. Entretanto, o nosso objetivo é fornecer energia elétrica a estas famílias, instalando um sistema fotovoltaico isolado [4].

1.2 - Enquadramento

O presente estudo enquadra-se na produção de energia limpa e na descarbonização da produção e transição energética, priorizando assim o meio ambiente e cumprindo com as diretrizes dos Acordos de

Quioto sobre as alterações climáticas. A descarbonização energética é vital para manter o aumento das temperaturas globais bem abaixo dos 2 °C, em consonância com os objectivos do Acordo de Paris [5]. A maior parte da poluição atmosférica por CO₂ e por gases de efeito de estufa (GEE) provém da produção de energia, transportes, e das indústrias, havendo a necessidade de inverter o aumento dessas emissões, pelo que muitos países no mundo inteiro apostam já na produção de energia a partir de fontes renováveis.

A análise da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA) mostra, através da captação acelerada, ser possível estabelecer que 65% do consumo de energia poderá vir de energias renováveis até 2050 [5]. Deste modo, concluirá numa diminuição considerável da poluição no ambiente, e até ao ano referenciado a indústria automóvel poderá apostar na produção de veículos elétricos (VE).

O presente estudo enquadra-se também no tema das redes inteligentes (*smart grid*). As redes inteligentes são redes nas quais ocorre uma convergência das tecnologias das redes de energia e das redes de Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) [6]; ou seja, é possível utilizar a informação para estabelecer um conjunto de funções, possibilitando monitorizar, supervisionar, controlar, proteger e gerir o sistema de produção. O sistema fotovoltaico Off-Grid instalado nesta região remota será um sistema incorporado nas redes inteligentes, uma vez que surgirá a necessidade de medir e conhecer a potência de saída (P_{out}), a carga, as ações de carga e descarga das baterias e a qualidade da energia.

1.3. Necessidades energéticas da região

A grande densidade populacional e o seu crescimento nos últimos tempos impactam na procura e na necessidade de eletricidade dos habitantes; portanto, o crescimento demográfico influencia o crescimento do consumo de eletricidade. Segundo [7], o forte crescimento do consumo de eletricidade nos últimos anos está associado: i) ao elevado esforço de eletrificação que tem vindo a ser feito pelo Governo de Angola; ii) à melhoria das condições de vida das populações, o que se traduz num maior consumo de eletricidade, e iii) ao aumento da capacidade de produção disponível. A aposta do governo de Angola até ao ano 2025, segundo o documento do Ministério da Energia e Águas publicado na fonte [7], é fornecer as populações das regiões isoladas com soluções mini-hídricas, solares ou diesel de acordo com a melhor solução técnica e de custo/benéfico que se aplicar, considerando que a população alvo é essencialmente de baixo rendimento.

Angola é uma nação muito rica em recursos energéticos, sendo produtor de petróleo e gás com importantes reservas destes hidrocarbonetos [8]. Apesar desta riqueza energética que o país possui, a mesma não é distribuída de forma equitativa, sendo uma das causas dessa má distribuição as consequências da guerra que assolou o país num período de aproximadamente 30 anos. No que diz respeito às energias renováveis, a extensão do seu território e a sua localização geográfica dotam o país de um extraordinário recurso solar, ainda praticamente por utilizar [8].

A eletrificação da região por intermédio dos sistemas solares fotovoltaicos irá contribuir para o desenvolvimento socioeconómico da região. Sabendo que a região sobrevive à base da agricultura, a eletrificação da mesma surge para aplicações como: bombeamento de água para irrigação, conservação dos produtos agrícolas e escoamento do produto final.

Em Angola prevê-se a eletrificação rural em 3 modelos de implementação [7]:

1. Eletrificação rural por extensão da rede;
2. Eletrificação por sistemas isolados;
3. Eletrificação por sistemas individuais.

Assim sendo, segundo a fonte acima citada, este nosso estudo de implementação de uma instalação FV isolada na região do Cazombo - Alto Zambeze enquadra-se nos pontos 2 e 3, já que se trata de um sistema isolado, e que pode ser individual como prevíamos desde o início deste trabalho.

Estes locais são preferencialmente abastecidos através de mini-hídricas competitivas e, quando estas não existem, são abastecidas por geradores diesel e sistemas solares [7]. Esta região é isolada e a rede elétrica nacional não a alcança, sendo normalmente a eletricidade fornecida por grupos geradores; para além disso, atualmente os derivados do petróleo apresentam preços altos e ao mesmo tempo existe uma grande dificuldade no seu transporte para esta região devido às péssimas condições das estradas de acesso, sendo também elevado o custo de transporte. Por estes motivos, o conceito de implementação de uma aldeia ou parque solar na região é a grande aposta e provavelmente o melhor caminho para uma melhor qualidade de vida e bem-estar dos habitantes desta região.

A eletrificação por sistemas individuais consiste na implementação de sistemas autónomos em pequenas redes locais, que poderão trazer grandes benefícios para o suprimento das cargas de hospitais, escolas, sede da administração comunal e iluminação pública, principalmente se forem sistemas individuais fotovoltaicos.

Sobre o desenvolvimento territorial a partir da eletrificação, podemos afirmar que a rede elétrica nacional, ou mesmo os sistemas isolados e individuais em Angola, constituídos por mini-hídricas, ciclos combinados e termoelétrica ainda não se encontram preparados para suprir a demanda da população. Assim sendo, prevê-se para Angola um crescimento contínuo do rendimento nacional, esperando-se igualmente uma forte pressão para o aumento da geração elétrica disponível para atender ao aumento da demanda.

CAPÍTULO 2 DISPONIBILIDADES ENERGÉTICAS

Angola conta com um elevado potencial em energias renováveis, principalmente em energias hidroelétrica, solar e biomassa. Estas fontes de energia, exploradas de forma sustentável, podem abastecer uma parte muito significativa das necessidades energéticas do país [8].

A região em estudo (província do Moxico, município do Cazombo - Alto Zambeze) possui um grande potencial energético a partir da energia solar, como mencionado acima na Introdução da presente dissertação, caracterizando-se por uma irradiação solar de 17000 a 18000 kWh/m² ano, portanto há uma disponibilidade energética considerável das renováveis, mais concretamente no que diz respeito à energia solar. Por ser uma zona demasiadamente afastada da capital da província e que padece de energia elétrica, e estando desconectada do serviço elétrico da rede pública, pode-se aproveitar este potencial e disponibilidade energético solar da região utilizando-se tecnologias de conversão fotovoltaica.

Segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia de Angola (INAMET), o país recebe no seu território diariamente radiação solar durante 10 horas, com 80% de dias ensolarados por ano (292 dias), o que representa um grande potencial energético solar [9]. Recorrendo a este recurso energético que é inesgotável, é possível alimentar instalações clássicas ou ainda alguns sistemas como: aquecimento, destilação e pasteurização de água, fogões ou fornos solares, etc. Esta possibilidade permitirá resolver alguns problemas nas áreas rurais, criar emprego e alavancar o nível da qualidade de vida dos habitantes.

Para a comprovação destas disponibilidades energéticas escritas acima, executámos várias pesquisas à procura de dados meteorológicos da região, tendo-se obtido os dados de temperatura e irradiação da região, através da utilização da plataforma *Solarcast*, de acesso livre, que permite avaliar os recursos solares e dados de previsão de irradiância e energia fotovoltaica numa determinada região, em apenas alguns minutos, com base na informação de uma frota global de satélites meteorológicos, através do *Solcast API Toolkit* [10]. A partir destes dados, construímos várias bases de dados durante o ano (para cada mês).

2.1 - Análise estatística da temperatura e irradiância

Nesta secção, representar-se-ão os diagramas de extremos e quartis que poderão ilustrar as variações de temperatura e de irradiância a partir das suas respectivas médias ao longo do dia em cada mês (valores mostrados nos Anexos A e B); este tipo de representação é ilustrativa da forma como os valores médios de irradiância e temperatura se distribuem por hora em cada dia de cada mês.

A Figura 2.1 ilustra a representação do diagrama de extremos e quartis de irradiância global horizontal (*GHI*) e temperatura referentes ao mês de janeiro. No primeiro diagrama (a)) podemos observar a forma como a *GHI* varia em cada hora; analisando os extremos nas respectivas horas podemos observar os valores mínimos e máximos de *GHI* em cada hora dos dias do mês. A cada extremo durante as horas

encontramos os quartis e medianas, podendo-se verificar que no mesmo gráfico há grandes variabilidades dos valores de GHI, isso diz-nos que o mês de janeiro foi um mês com muita nebulosidade, com dias fechados e com dias de céu aberto ou limpo, dada a variabilidade da *GHI*.

No segundo diagrama (b)) mostrado na mesma figura, referente à temperatura do mesmo mês, ilustram-se os valores extremos (máximos e mínimos) de temperatura em cada hora dos dias do mês, observando-se a variação dos valores de temperatura; podemos aqui anotar uma variabilidade no valor das temperaturas ao longo de 12 horas.

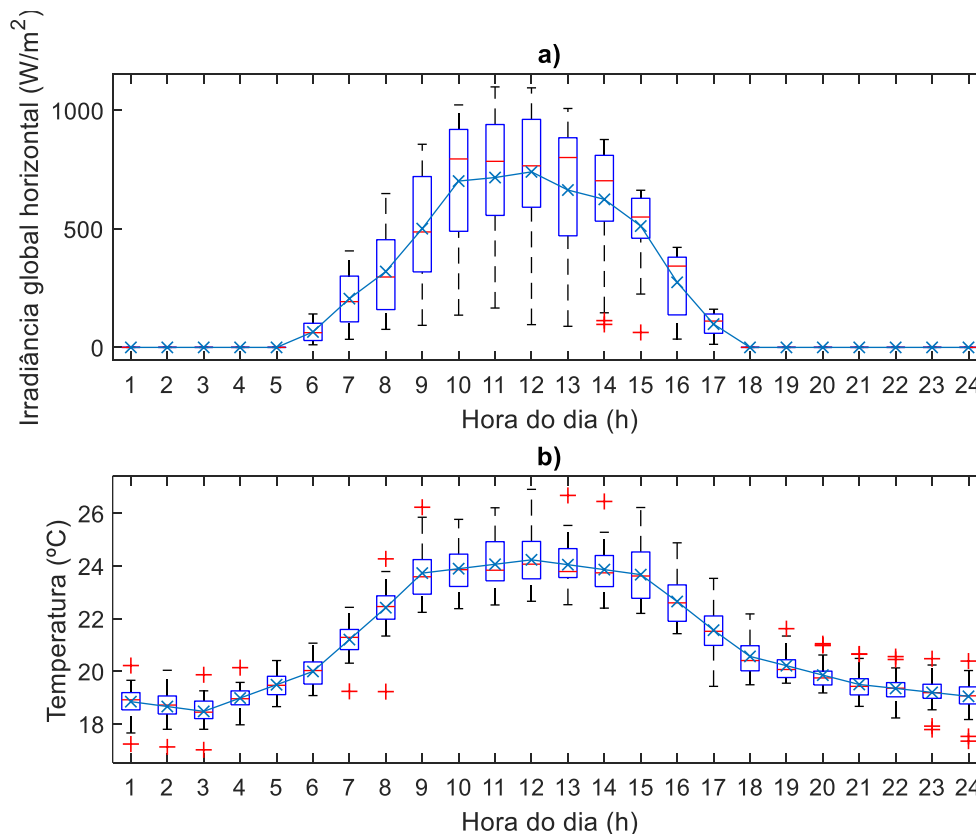


Figura 2.1 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de janeiro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura

A Figura 2.2 ilustra a representação gráfica do digrama de extremos e quartis da GHI e da temperatura para o mês de fevereiro. Na representação gráfica a), ilustram-se os extremos e os quartis para a GHI do mês, observando-se variações de irradiâncias consideráveis ao longo das horas e, do mesmo modo, conseguem-se notar valores atípicos em determinadas horas; estes valores são extremamente baixos e verificam-se nas horas 9, 10, 11, e 13.

Na representação gráfica b), ilustram-se os extremos e os quartis da temperatura; neste, encontram-se algumas variações dos valores de temperatura nas respetivas horas, a meridiana conjuga com as médias das temperaturas em cada hora do mês, e observam-se alguns valores atípicos nas horas 2, 3, 4, 17 e 22.

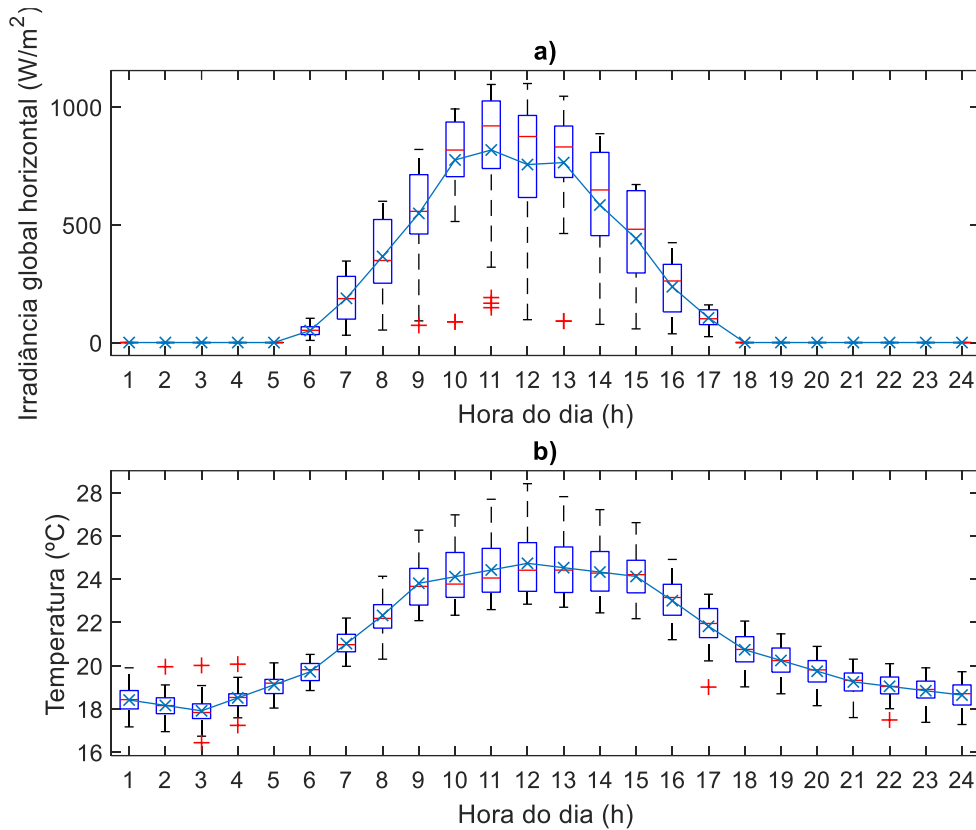


Figura 2.2 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de fevereiro, a) Irradiância global horizontal;b) Temperatura.

Na Figura 2.3, ilustra-se a representação gráfica do diagrama de extremos e quartis das médias da GHI e da temperatura referente ao mês de março. O gráfico a) corresponde à variação da GHI, mostrando a forma como os valores de irradiância variam em cada hora, e também se observa o valor da média das irradiâncias por hora. Na hora de 9, 10 e 11, há valores extremamente afastados da variação das irradiâncias.

O gráfico b) ilustra o diagrama de extremos e quartis para a temperatura; neste, observa-se a forma como os valores de temperatura variam a cada hora coincidindo com a meridiana dos quartis. Em determinadas horas podem-se notar símbolos vermelhos superiores e inferiores à curva da média da temperatura, representando os valores atípicos da variação da temperatura (inferiores ou superiores aos extremos da variação da temperatura).

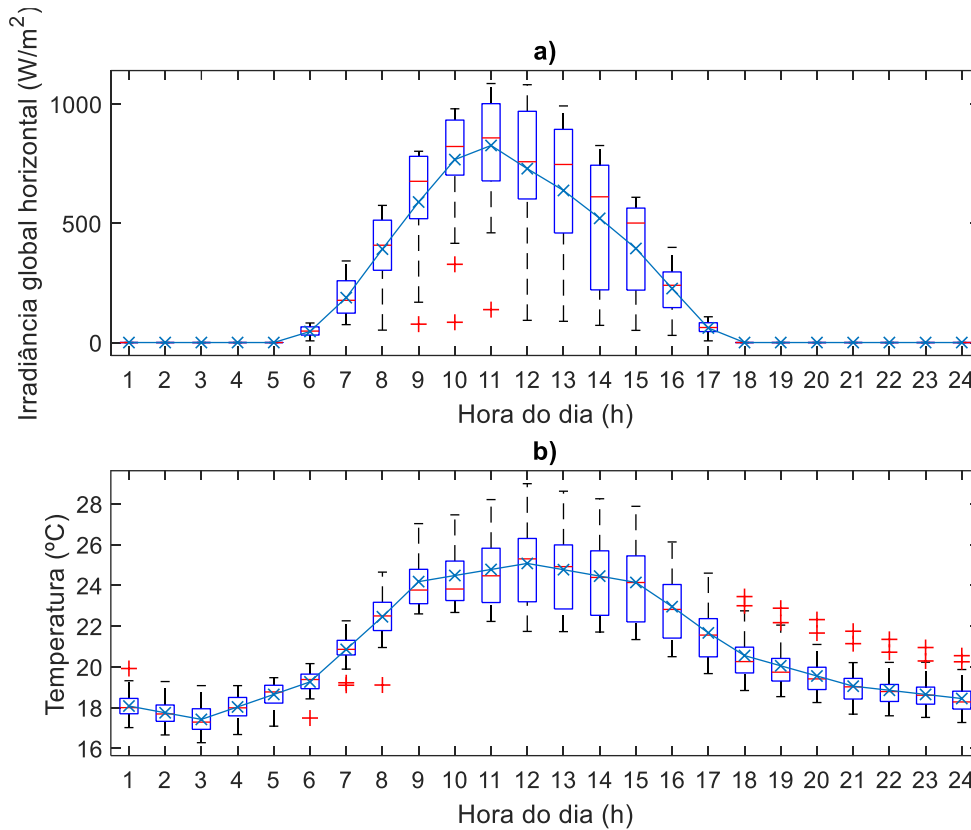


Figura 2.3 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de março, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.

Na Figura 2.4 ilustra-se a representação gráfica do diagrama de extremos e quartis da GHI e temperatura no mês de abril. No primeiro diagrama (a)) mostram-se os valores de extremos e quartis da GHI, isto é a variação dos valores de irradiâncias nas respetivas horas; na mesma representação, assinala-se um conjunto de valores discrepantes ou mesmo afastados dos extremos (máximos e mínimos) dos valores de irradiância; estes valores atípicos mostram-nos a variabilidade do GHI que ocorre no mês em análise.

No segundo diagrama (b)), ilustra-se a representação gráfica dos valores de extremos e quartis de temperatura; no mesmo observa-se uma ligeira variabilidade nos valores de temperatura em cada hora, do mesmo modo observam-se valores atípicos de temperatura nas respetivas horas; estes valores estão afastados dos extremos e quartis dos valores de variação de temperatura a cada hora.

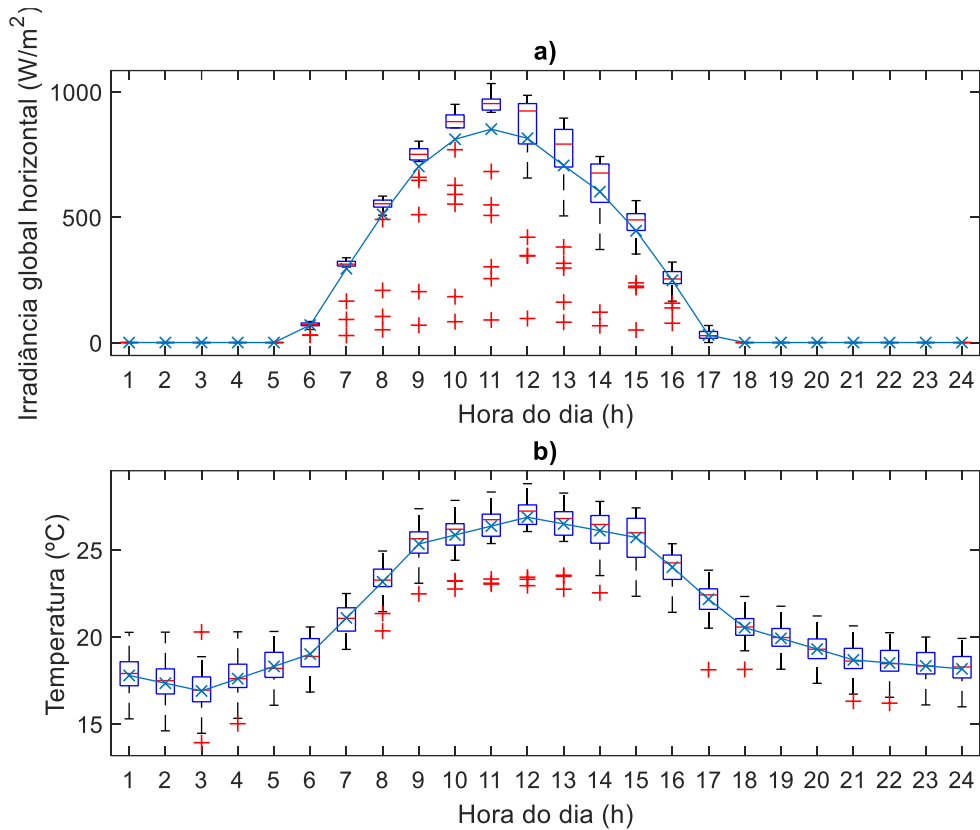


Figura 2.4 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de abril, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.

A representação gráfica do diagrama de extremos e quartis de GHI e temperatura do mês de maio mostra-se na Figura 2.5. Estas representações correspondem à variação da GHI no caso do gráfico a), onde se observa no período da manhã alguma variabilidade dos valores de irradiância e consideráveis variabilidades após o meio-dia. A partir dos valores *outlier* (atípicos) percebe-se que no mês considerado existe uma certa instabilidade nos valores de irradiância.

No gráfico b), ilustra-se o diagrama de extremos e quartis de temperatura, observando-se alguma variabilidade dos valores de temperatura em cada hora. Nas horas 8, 13, 14, 15 e 16 existem valores atípicos que estão afastados dos extremos dos valores da variação de temperatura; estes valores indicam-nos que seria impossível a existência dos mesmos nas respetivas horas.

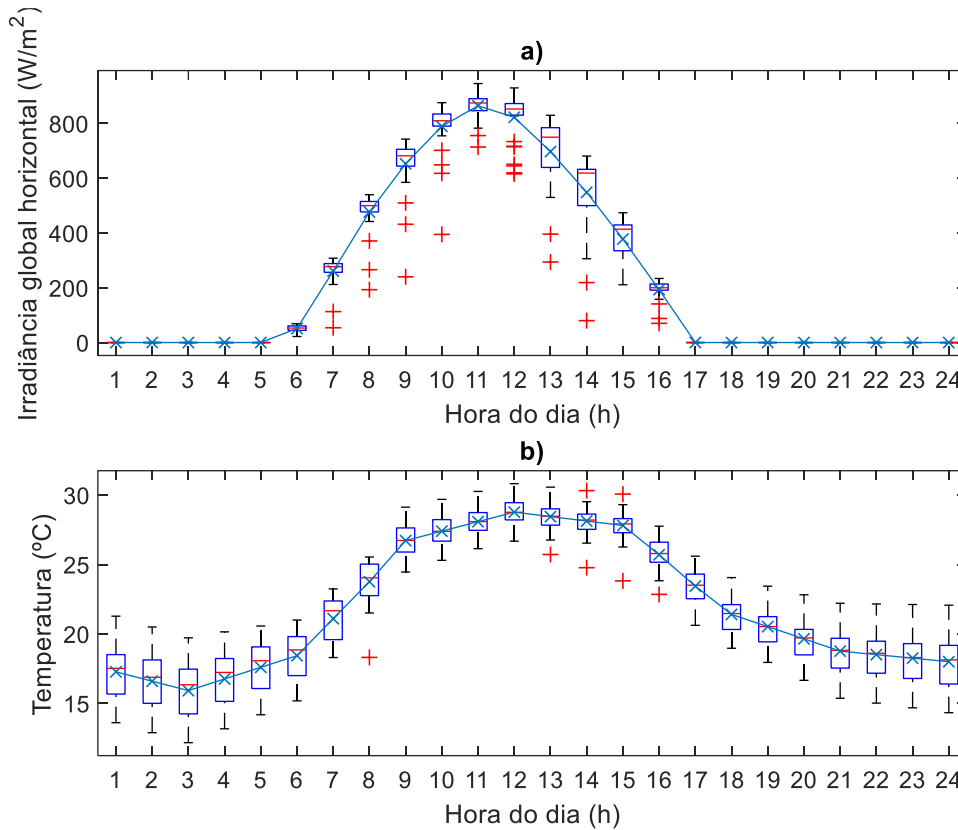


Figura 2.5 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de maio, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.

A representação gráfica do diagrama de extremos e quartis de GHI e temperatura referente ao mês de junho é mostrada na Figura 2.6, em que em a) representa-se o gráfico de GHI e b) o da temperatura. Observando o gráfico a) de extremos e quartis de GHI, nota-se pouca variabilidade dos valores de irradiâncias, podendo-se descrever que este seja um mês de estabilidade a nível de irradiâncias, observando-se nas horas 10 e 11 a existência de valores atípicos, traduzindo-nos que podem ser valores de irradiâncias inalcançáveis nas horas descritas acima.

O gráfico representado em b) mostra os extremos e quartis dos valores de temperatura por hora, que nas primeiras horas do dia revela alguns valores atípicos afastados dos extremos da variação de valores de temperatura que são encontrados entre a hora 1 e a hora 8.

Relativamente à análise do gráfico a), pode-se afirmar que a variabilidade dos valores de temperatura é estável, o que denota que estamos na presença de um clima estável, o que é um importante fator na produção fotovoltaica.

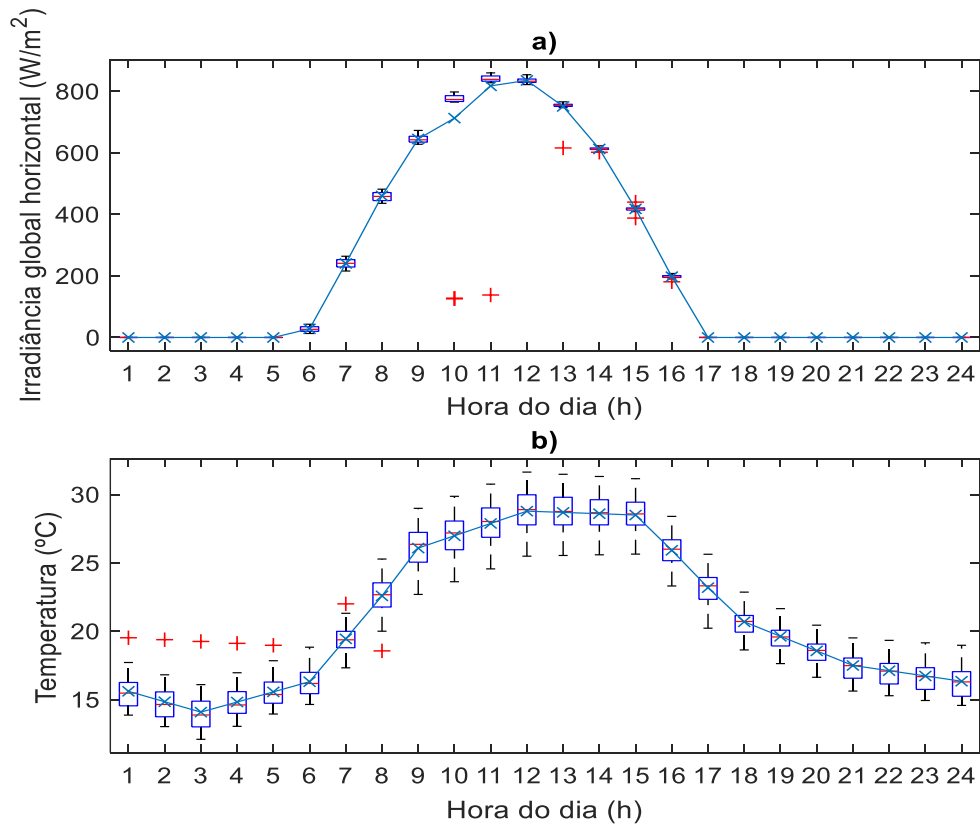


Figura 2.6 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de junho, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.

Na Figura 2.7, mostra-se a representação gráfica do diagrama de extremos e quartis de GHI e temperatura referente ao mês de julho. No gráfico a) representa-se a variação da *GHI*, observando-se estabilidade nessa variação, traduzindo-nos que se trata de dias puramente de céu limpo ou nebulados; do mesmo modo mostram-se alguns valores atípicos que se encontram muito próximos da variação dos valores de *GHI*.

No gráfico em b) observam-se os valores para a temperatura, notando-se que nas 8 horas existem valores discrepantes ou atípicos.

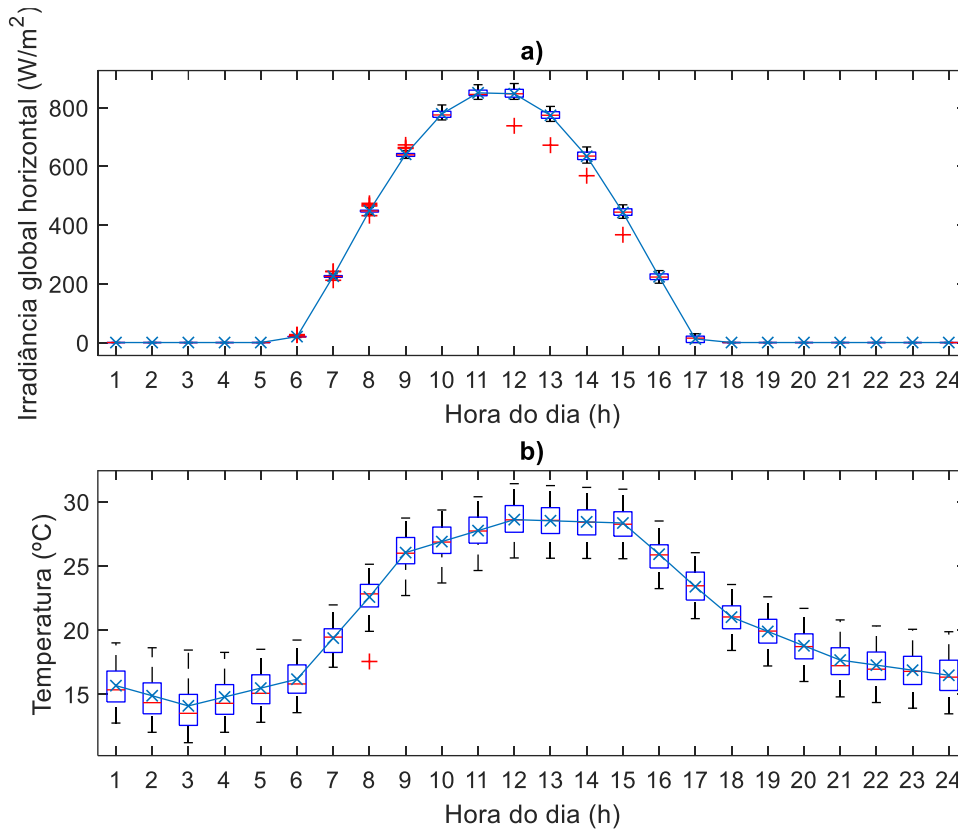


Figura 2.7 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de julho, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.

A representação gráfica do diagrama de extremos e quartis de GHI e temperatura referente ao mês de agosto mostra-se na Figura 2.8, correspondendo o gráfico a) aos valores de GHI e o gráfico b) aos valores de temperatura. No diagrama em a) é possível observar algumas variabilidades dos valores de irradiância em cada hora; deste modo percebe-se que no mês em causa existe pouca estabilidade no que concerne à irradiância a cada hora do dia, assim como é notável alguns valores discrepantes afastados da variação dos valores de GHI.

No gráfico em b) observa-se a variação dos valores de temperatura por hora, onde se notam algumas variabilidades, bem como valores atípicos que ocorrem no período diurno.

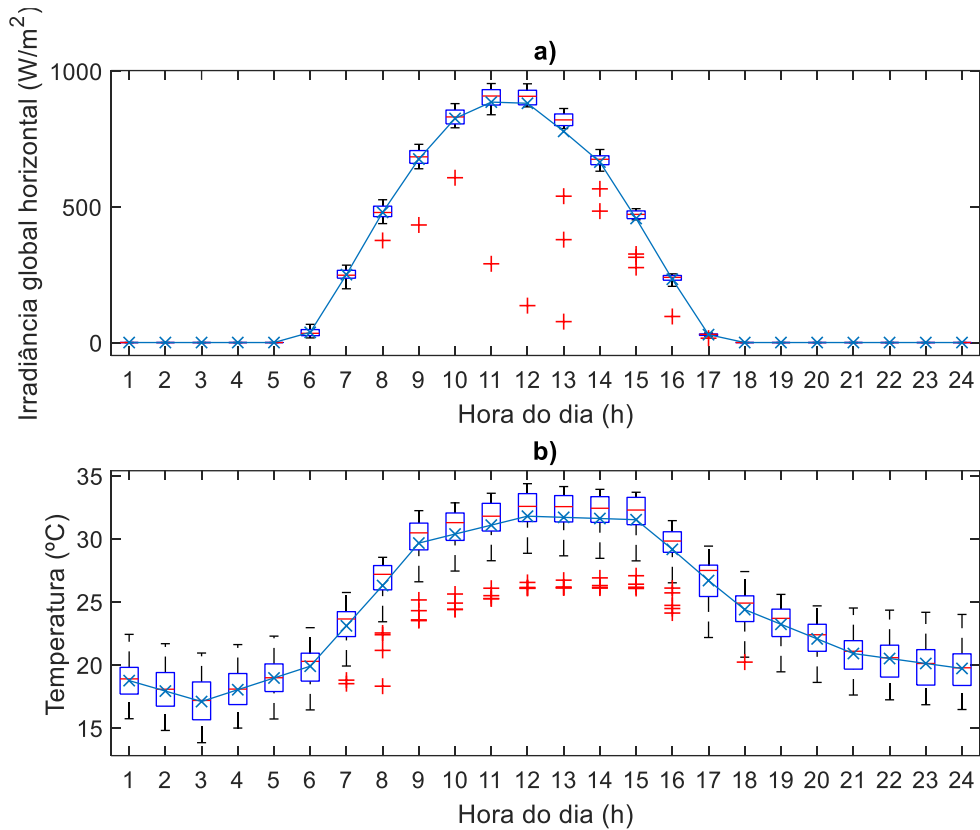


Figura 2.8 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de agosto, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.

A representação gráfica do diagrama de extremos e quartis de GHI e temperatura referente ao mês de setembro é mostrada na Figura 2.9, na qual no gráfico a) são mostrados os valores de GHI e em b) os valores de temperatura. Em a) observa-se a variação dos valores de irradiância por hora, no período do dia no qual existe incidência solar, notando-se uma grande variabilidade dos valores atípicos, assim sendo percebe-se que há uma instabilidade nos valores de irradiância.

Na representação gráfica em b), notam-se também enormes variações dos valores de temperatura nas diferentes horas do mês. Entre as 14 horas e as 19 horas observam-se valores atípicos.

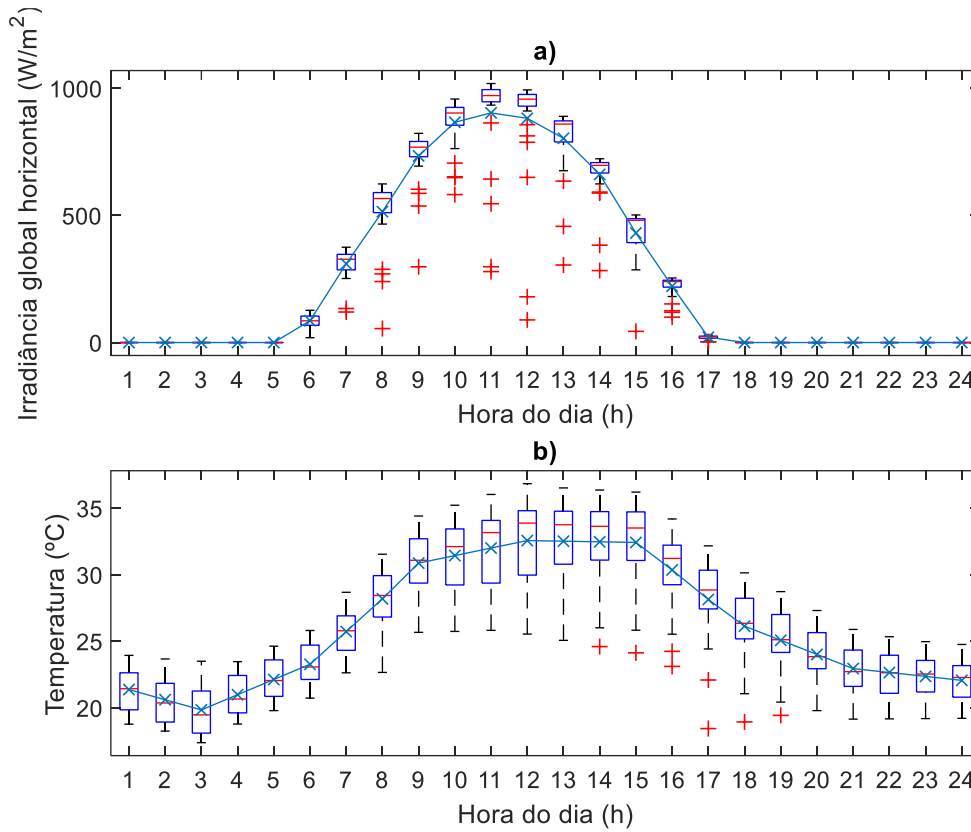


Figura 2.9 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de setembro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.

Na Figura 2.10 ilustra-se a representação gráfica do diagrama de extremos e quartis de GHI e temperatura referente ao mês de outubro, na qual no gráfico a) são mostrados os valores de GHI e em b) os valores de temperatura. Em a), notam-se variações dos valores de irradiância e dos seus valores atípicos nas distintas horas; isso dá-nos a percepção de instabilidade na irradiância, podendo traduzir-se numa grande variação climática (chuva, nebulosidade e céu limpo com alta incidência solar).

Na representação gráfica em b), notam-se variabilidades nos valores de temperatura, podendo atingir valores altos, cerca de 40 °C, encontram-se também alguns valores atípicos inferiores e superiores aos máximos e mínimos.

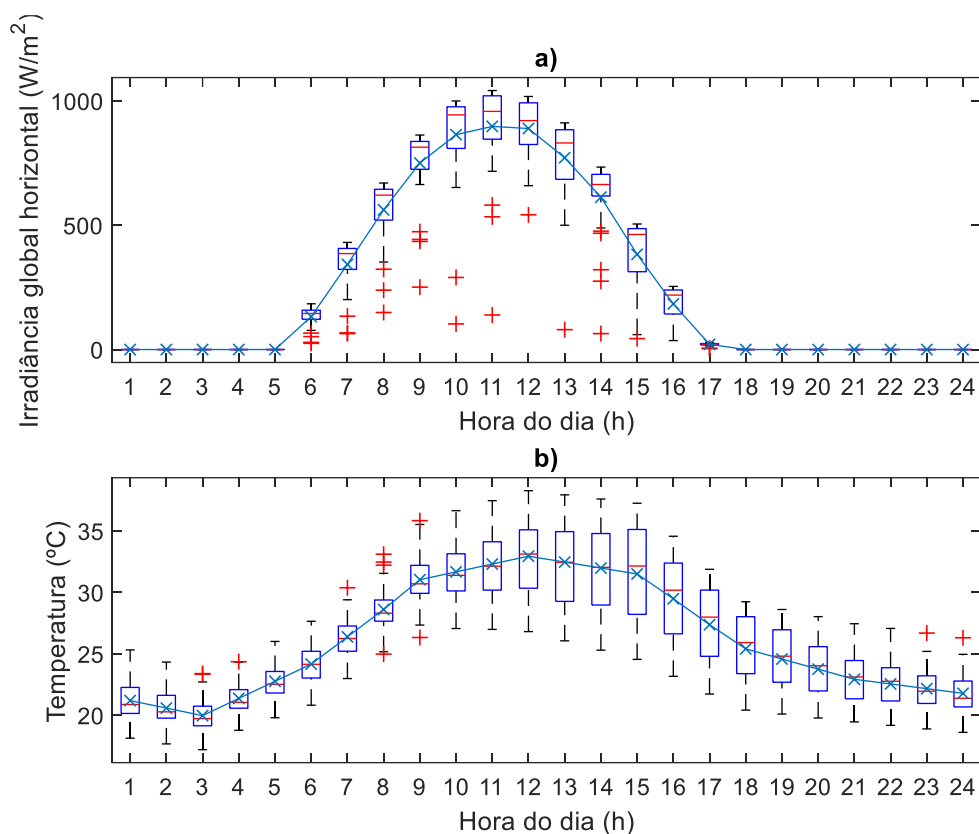


Figura 2.10 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de outubro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.

A Figura 2.11 mostra a representação gráfica do diagrama de extremos e quartis de GHI e temperatura referente ao mês de novembro, na qual no gráfico a) são mostrados os valores de GHI e em b) os valores de temperatura. No gráfico em a), observam-se enormes variabilidades dos valores de GHI nas respetivas horas; do mesmo modo, em algumas horas observam-se enormes variações dos valores de GHI, pelo que estamos em presença de um mês com grande instabilidade nos níveis de irradiância.

Na representação gráfica em b), notam-se algumas variações de valores de temperatura nas respetivas horas e em algumas horas observam-se valores superiores e inferiores aos extremos da variação dos valores de temperatura; nas horas 12 e 13 encontram-se valores atípicos muito acima dos extremos.

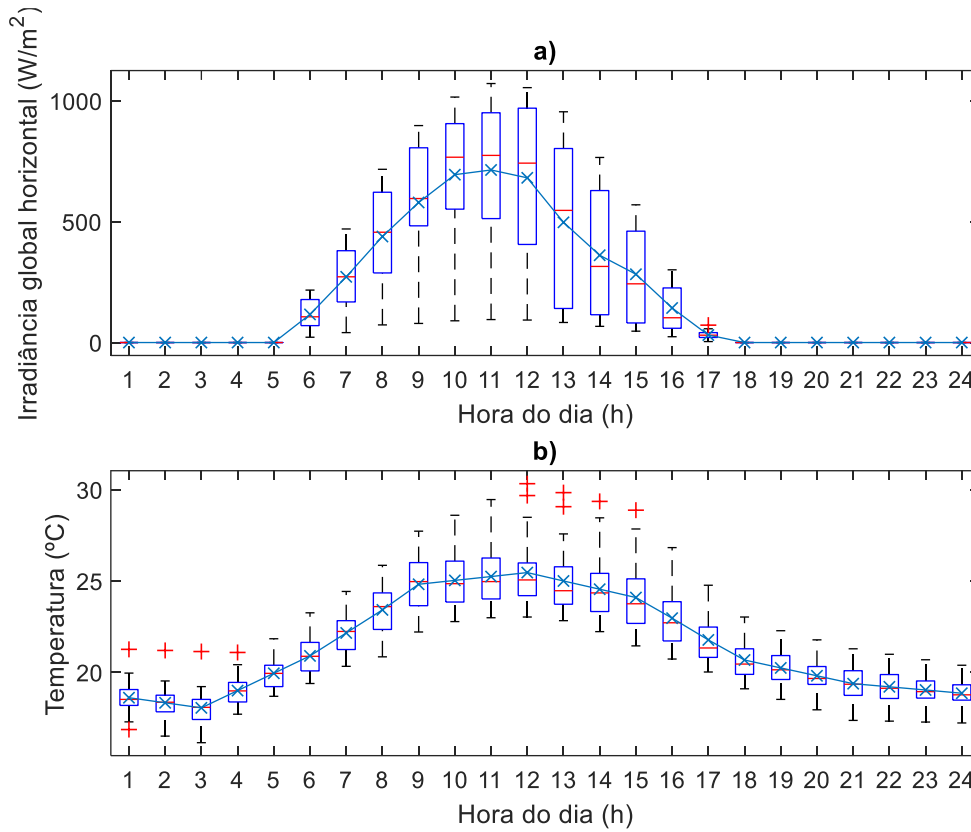


Figura 2.11 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de novembro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.

A Figura 2.12 mostra a representação gráfica do diagrama de extremos e quartis de GHI e temperatura referente ao mês de dezembro, na qual no gráfico a) são mostrados os valores de GHI e em b) os valores de temperatura. Na representação em a), percebe-se a forma como a irradiância varia ao longo das 24 horas, mostrando-nos uma considerável variabilidade dos níveis de irradiância; assim, pode-se dizer que estamos em presença de um mês com grande instabilidade nas irradiâncias.

O gráfico em b) permite concluir que os valores de temperatura não exibem uma variabilidade considerável se observarmos os extremos (máximos e mínimos), mas se observarmos também os *outlier* (valores atípicos) notam-se consideráveis variabilidades dos níveis de temperatura.

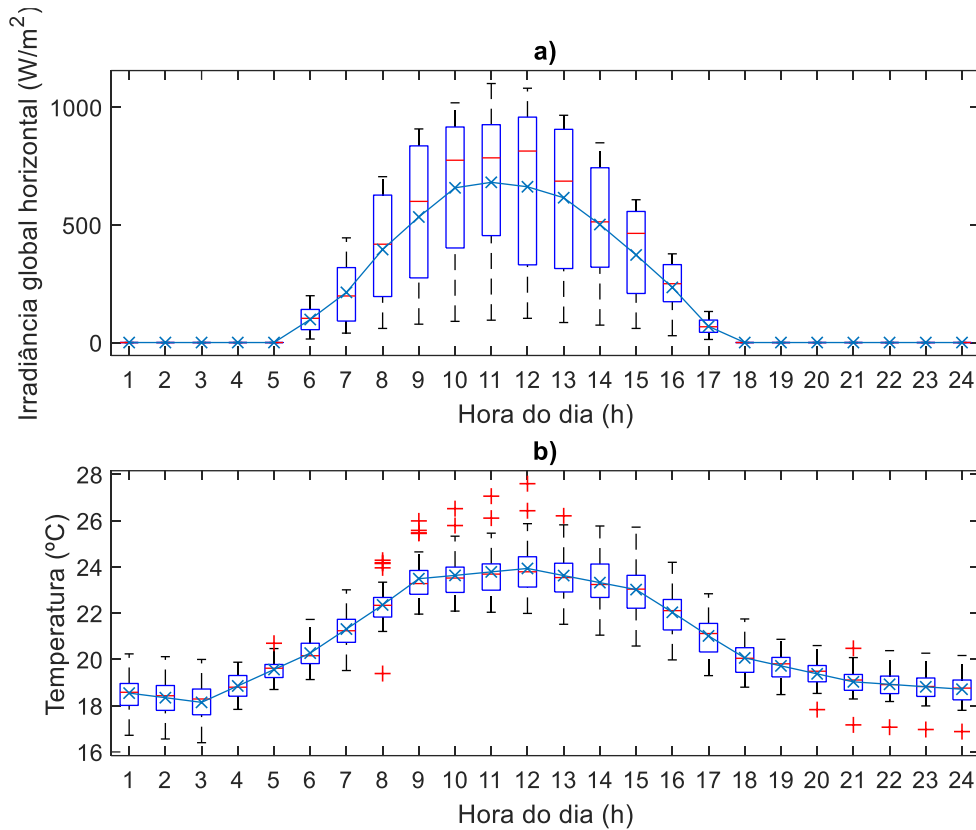


Figura 2.12 - Diagrama de extremos e quartis referente ao mês de dezembro, a) Irradiância global horizontal; b) Temperatura.

Nesta subsecção ilustraram-se gráficos ou diagramas de extremos e quartis durante o ano para GHI e temperatura, apresentados em cada mês, para uma análise estatística dos valores de irradiâncias e temperaturas durante o ano, ao mesmo tempo percebemos que num mês com consideráveis instabilidades de níveis de GHI e temperatura estamos em presença de climas instáveis e isso influencia diretamente a produção FV.

2.2 - Análise das médias anuais de temperatura e irradiância

Após a análise estatística da GHI e da temperatura, representada nos diagramas de extremos e quartis mostrados na subsecção anterior, podemos agora construir os gráficos das médias mensais da temperatura e da irradiância global horizontal durante o ano.

O gráfico das médias mensais de temperatura durante o ano ilustra-se na Figura 2.13, no qual se observam as variações de temperatura ao longo dos meses do ano, que influenciam na média da potência FV. Esta figura mostra que as temperaturas são baixas de janeiro a julho, e a partir de agosto a outubro verificam-se temperaturas consideráveis; ainda assim, nota-se que nos meses de novembro e dezembro se observam temperaturas baixas.

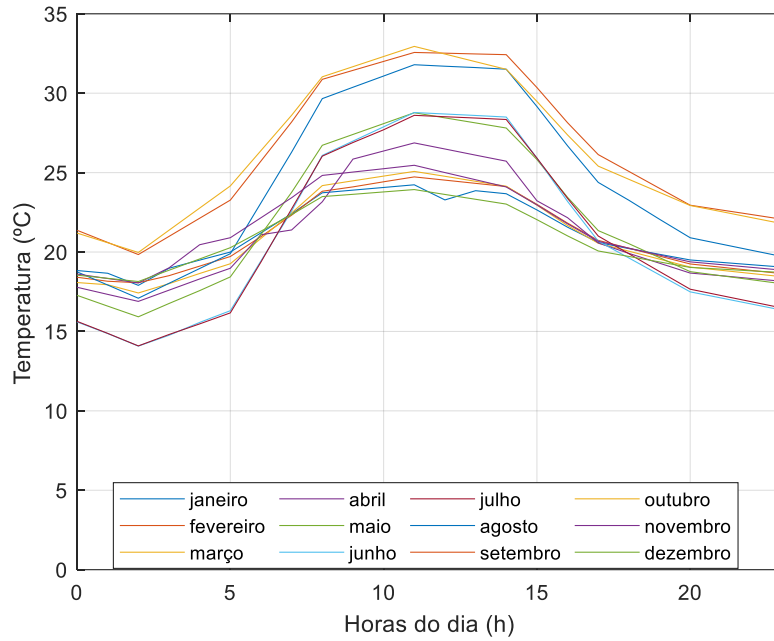


Figura 2.13 - Representação gráfica das médias mensais de temperatura durante o ano.

O gráfico das médias mensais de irradiância é mostrado na Figura 2.14, na qual os dados são ilustrados apenas no período em que há irradiação solar, isto é no período em que há incidência solar. À semelhança das médias da temperatura durante o ano, representam-se também as médias mensais da irradiância; observa-se que as tendências de variação das duas grandezas são semelhantes. Verificam-se médias altas de irradiância global entre os meses de agosto a outubro, pelo que se poderá inferir serem estes os meses com maiores potencialidades para a produção de energia FV

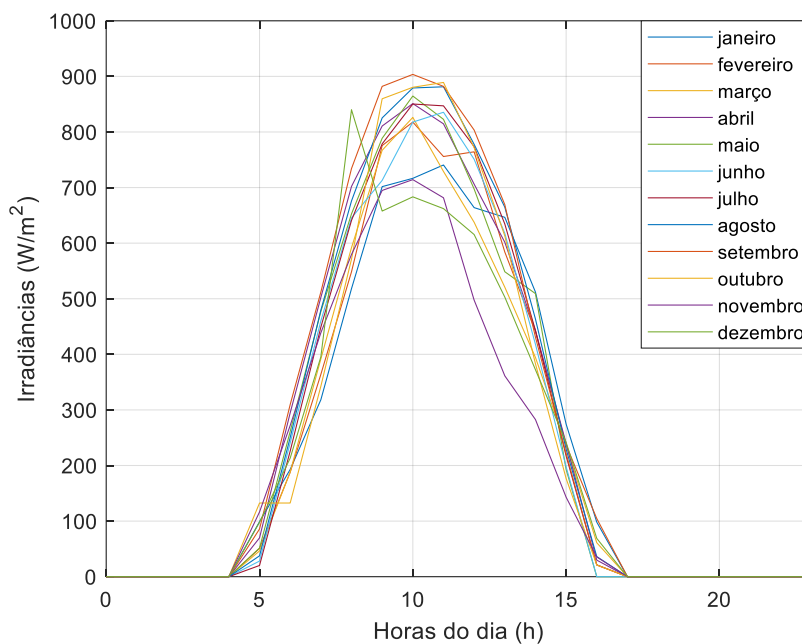


Figura 2.14 - Representação gráfica das médias mensais de irradiância global horizontal durante o ano.

2.3 - Análise das médias diárias de temperatura e irradiância

Nesta subsecção ilustrar-se-ão as representações gráficas de temperatura e irradiância a partir de dados colhidos da nossa base de dados [10], considerando-se um único dia em cada mês para a análise dos parâmetros temperatura em (°C) e irradiação global horizontal em (W/m^2). Os dias determinados em cada mês, e aqui representados, foram selecionados com base em critérios de médias diárias de irradiância e temperatura consideráveis para a produção de energia FV.

Assim sendo, mostramos o gráfico com os valores do dia 21 do mês de janeiro, sendo a temperatura média de 24 °C e a irradiância global média de 465.42 W/m^2 com um valor máximo de 1008 W/m^2 . A Figura 2.15 a) ilustra as irradiâncias em relação às horas do dia, sendo que as horas do dia para as quais não existe radiação solar correspondem à noite, madrugada ou alturas de nebulosidade.

Na representação gráfica em b), observamos os valores de temperaturas durante as horas do dia, visto que a temperatura é um parâmetro de grande importância para a produção de energia FV; encontramos os maiores valores de temperatura entre as 12 e as 13 horas.

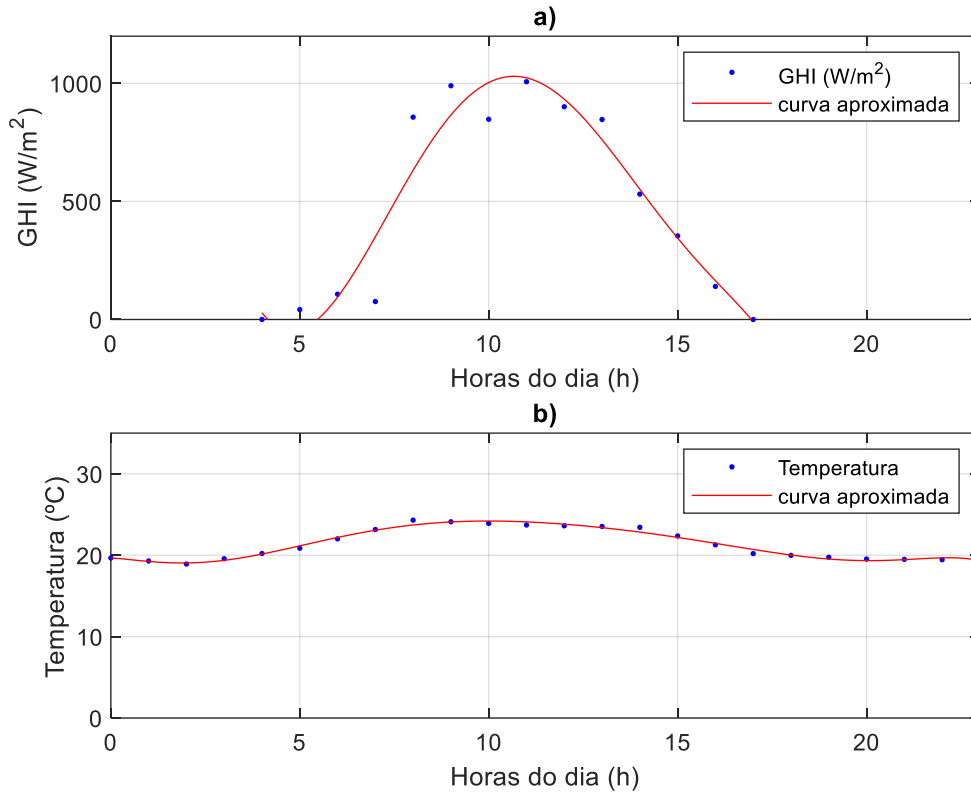


Figura 2.15 - Representação gráfica para o dia 21 de janeiro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A Figura 2.16 mostra a representação gráfica de GHI (a)) e temperatura (b)) referente ao dia 07 de fevereiro, com uma média diária de GHI de 560.33 W/m² e uma média diária de temperatura de 23 °C. Na ilustração gráfica em a), observa-se que os maiores valores de GHI se verificam entre as 09 e as 12 horas, sendo que também nestas horas se verificam no gráfico b) os maiores valores de temperatura.

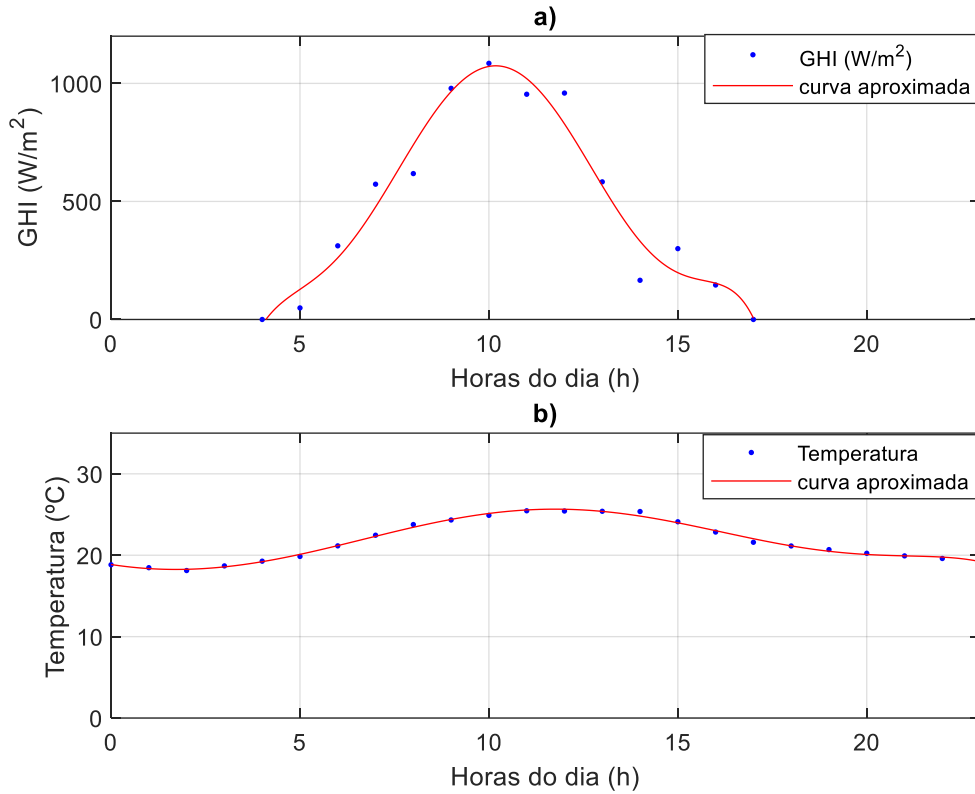


Figura 2.16 - Representação gráfica para o dia 07 de fevereiro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A Figura 2.17 mostra a representação gráfica de GHI (a)) e temperatura (b)) referente ao dia 24 de março, com uma média diária de GHI de 563.5 W/m² e uma média diária de temperatura de 24 °C. Por observação do gráfico em a), verificam-se valores de GHI entre as 11 e as 12 horas próximos de 1000 W/m², sendo que neste intervalo teremos a maior produção de energia FV; nas mesmas horas no gráfico em b) verificam-se temperaturas consideráveis. No gráfico de GHI notam-se altas variabilidades nos seus níveis; isso diz-nos que estamos em presença de um dia com alguma nebulosidade.

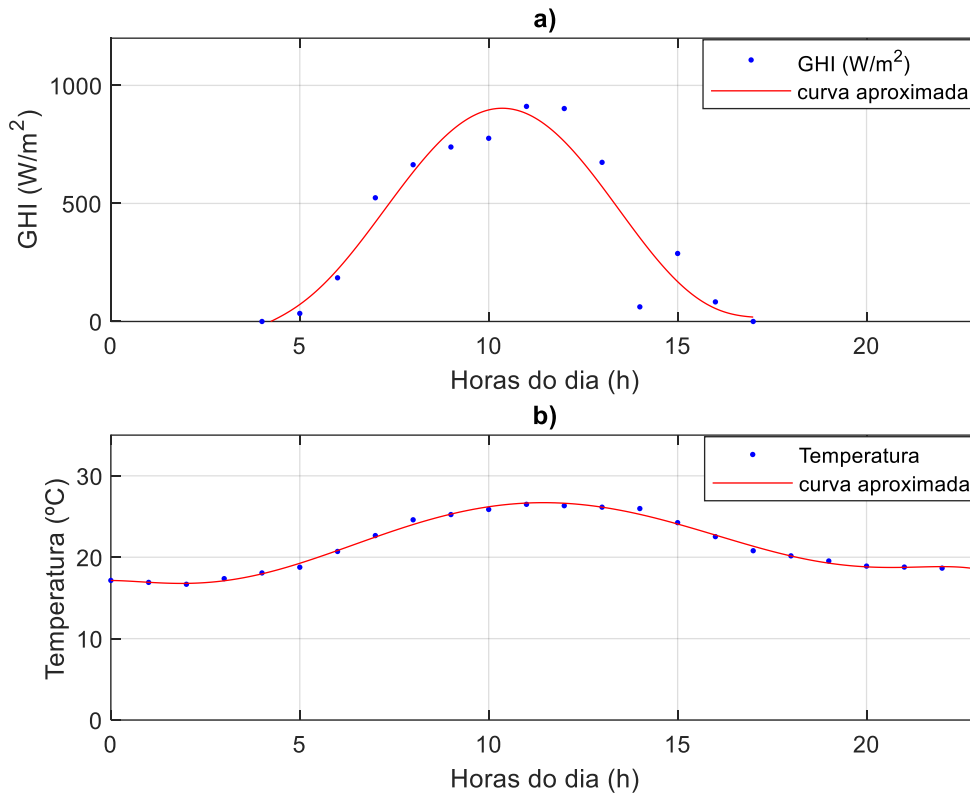


Figura 2.17 - Representação gráfica para o dia 24 de março da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A Figura 2.18 mostra a representação gráfica de GHI (a)) e temperatura (b)) referente ao dia 07 de abril, com uma média diária de GHI de 537.6 W/m² e uma média diária de temperatura de 23.5 °C. Observando o gráfico em a), notam-se os valores aproximados de 1000 W/m² entre as 11 e as 12 horas; do mesmo modo, ao observamos o gráfico de temperatura nota-se que nas horas acima referidas encontram-se temperatura consideráveis.

Ao observamos os níveis de GHI notam-se variabilidades dos seus valores; portanto, isso mostra-nos que estamos em presença de um dia com grande sombreamento, ou de grande nebulosidade ou de chuva, com períodos de grande incidência solar.

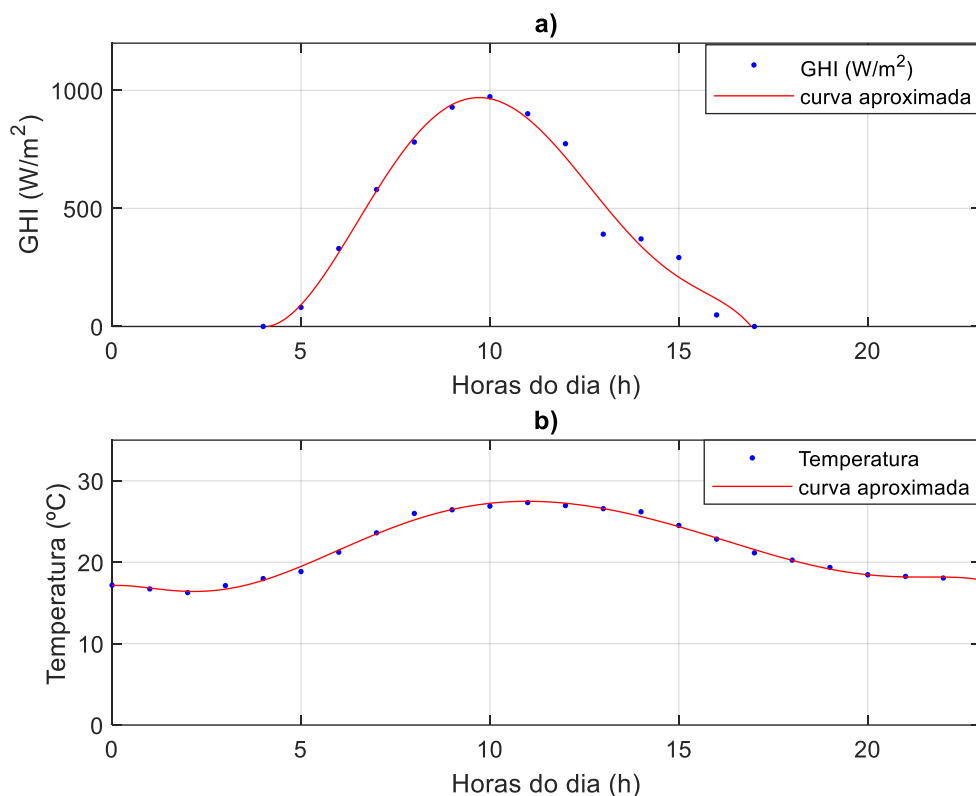


Figura 2.18 - Representação gráfica para o dia 07 de abril da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A Figura 2.19 mostra a representação gráfica de GHI (a) e temperatura (b) referente ao dia 05 de maio, com uma média diária de GHI de 565 W/m² e uma média diária de temperatura de 24.6 °C. No território angolano, o mês de maio é o início de cacimbo (equiparado a inverno), no qual há pouca incidência solar portanto, observando o gráfico em a), nota-se pouca variabilidade dos níveis ou valores de *GHI*, mostrando o mesmo comportamento o gráfico de temperatura, com uma notável estabilidade.

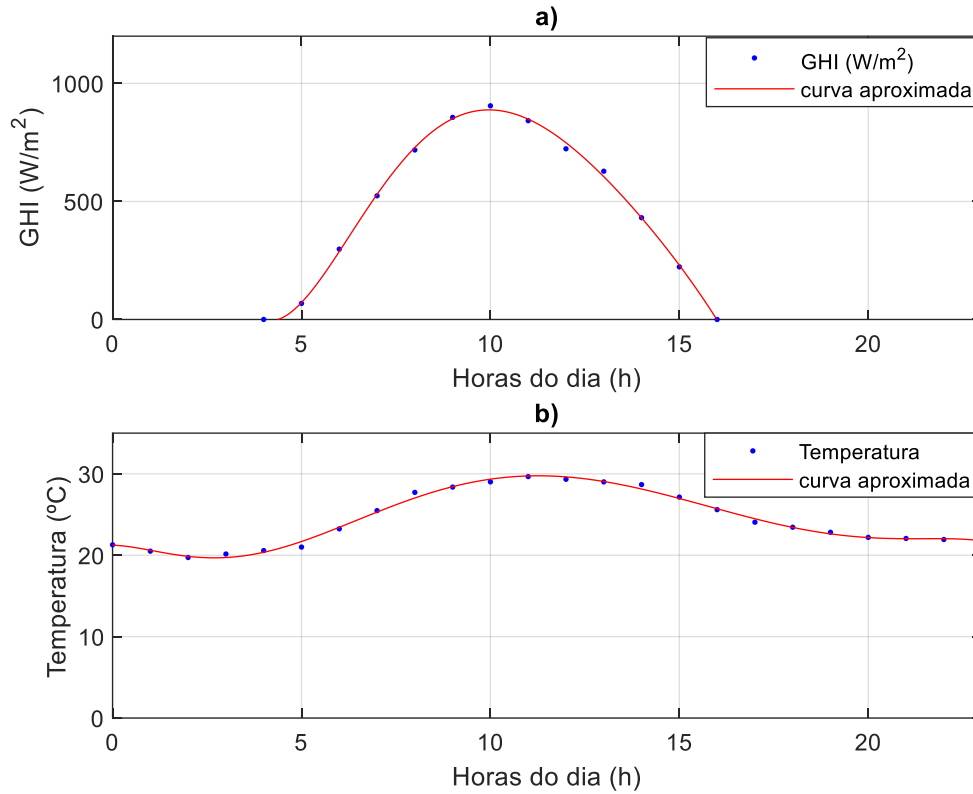


Figura 2.19 - Representação gráfica para o dia 05 de maio da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A representação gráfica de GHI e de temperatura referente ao dia 10 de junho ilustra-se na Figura 2.20, na qual em a) se mostra a variação de GHI e em b) da temperatura. Neste dia obtém-se uma média de 533.6 W/m² para a GHI e de 24 °C para a temperatura; este mês é considerado frio no território angolano. Em a) observa-se um gráfico idêntico ao do mês de maio; estes são meses de pouca incidência solar uma vez que a região em causa se encontra no leste do país e praticamente no interior. Do mesmo modo, em b) representamos o gráfico de temperatura referente ao mesmo dia com temperaturas abaixo de 25 °C, visto que estamos num mês de cacimbo, onde a temperatura máxima se encontra no período entre as 13 e as 14 horas. Nos gráficos ilustrados na Figura 2.20 notam-se estabilidades dos níveis de GHI e de temperatura.

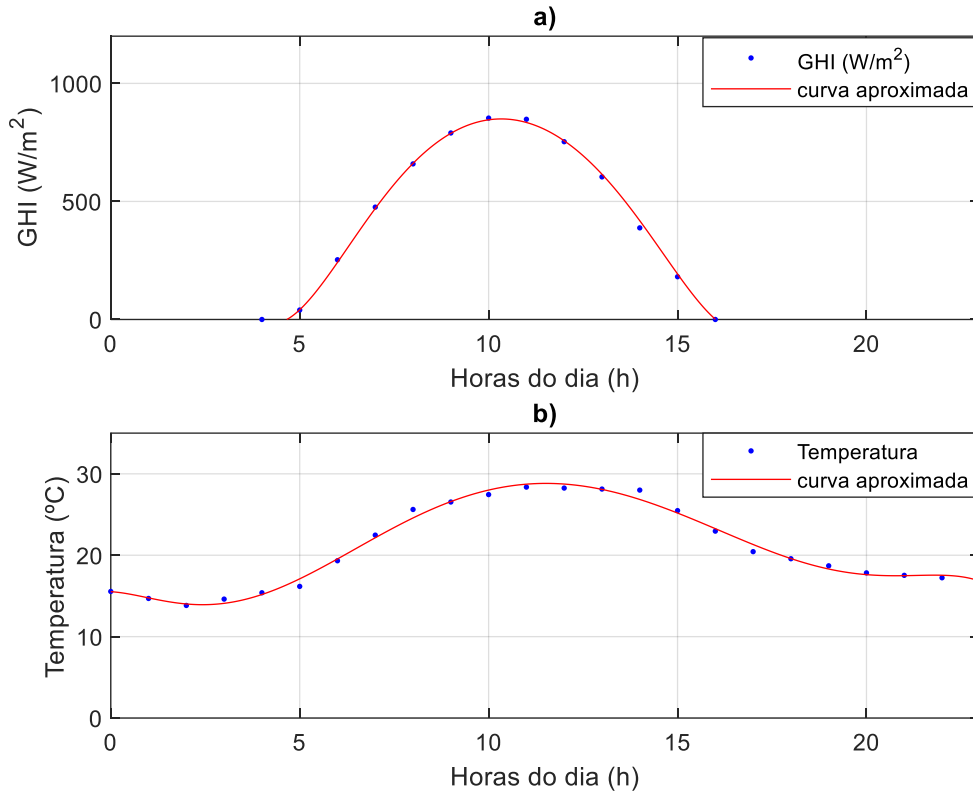


Figura 2.20 - Representação gráfica para o dia 10 de junho da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A representação gráfica de GHI e de temperatura referente ao dia 09 de julho mostra-se na Figura 2.21, na qual em a) se mostra a GHI e em b) a temperatura. Neste dia obtém-se valores médios de GHI e de temperatura de, respetivamente 528 W/m² e 24 °C; este é um mês também considerado frio no território angolano. No gráfico ilustrado em a), observamos estabilidade dos níveis de GHI neste dia, o mesmo acontecendo com os valores temperatura. A partir das 10 até às 12 horas encontram-se valores estáveis possibilitam consideráveis níveis de produção FV.

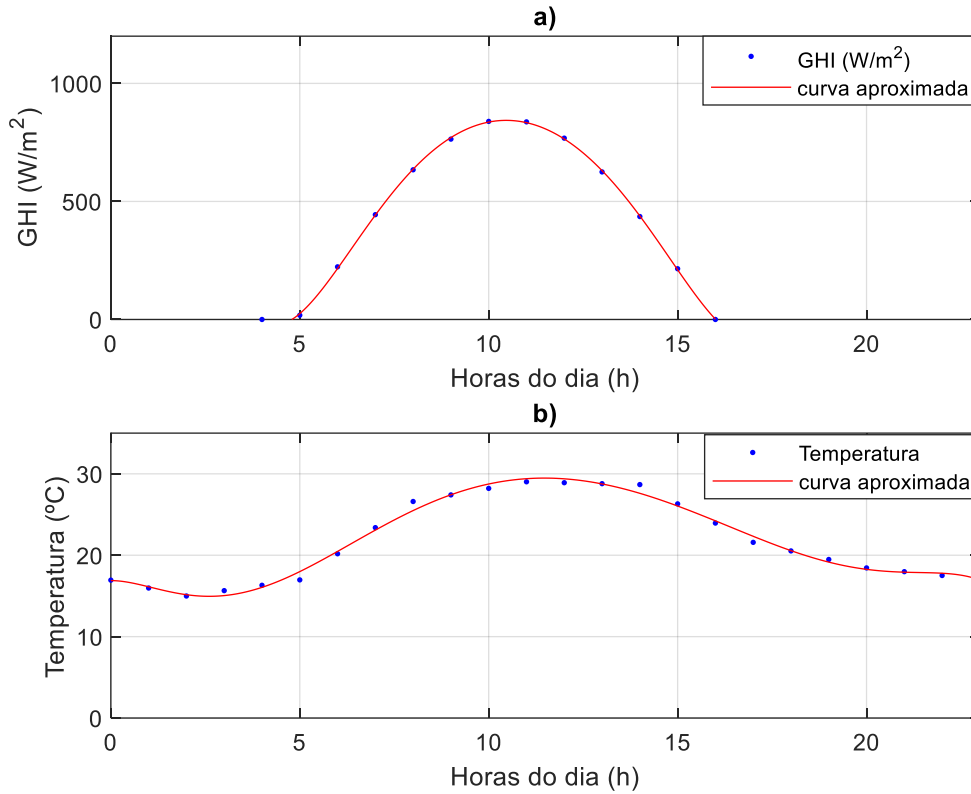


Figura 2.21 - Representação gráfica para o dia 09 de julho da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A representação gráfica de GHI (a)) e de temperatura (b)) referente ao dia 02 de agosto mostra-se na Figura 2.22, com uma média de 505 W/m² para GHI e de 24.5 °C para a temperatura. Por ser o mês onde termina o cacimbo no território angolano, no gráfico em a) nota-se uma estabilidade dos níveis ou valores de GHI, com uma variabilidade típica ao longo do dia, verificando-se entre as 9 e as 12 horas bons valores de GHI para uma produção considerável de energia FV.

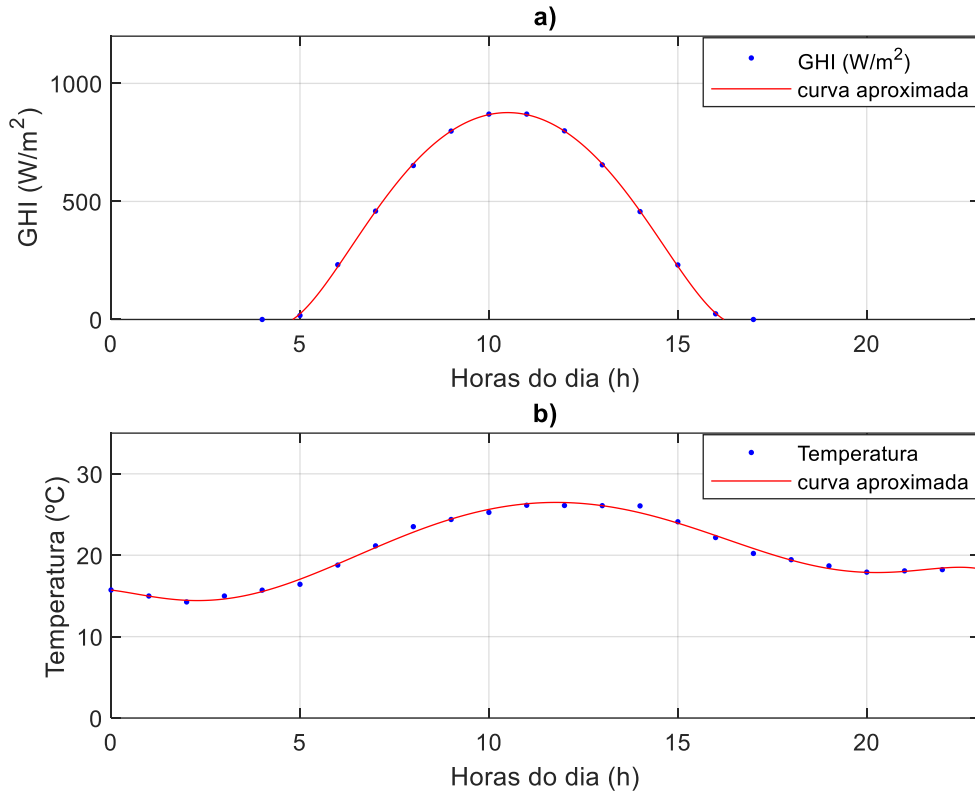


Figura 2.22 - Representação gráfica para o dia 02 de agosto da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A representação gráfica de GHI (a)) e de temperatura (b)) referente ao dia 28 de setembro mostra-se na Figura 2.23. Neste dia obtém-se uma média de 418 W/m² de GHI e uma média de 23 °C de temperatura. No gráfico em a), conseguem-se notar níveis de GHI com alta variabilidade de valores, não existindo assim estabilidade; isso refere-nos que estamos em presença de um dia com grandes mudanças climáticas, podendo ser dias de chuva ou nebulosos, mas entre as 10 e as 11 horas observam-se valores consideráveis de GHI e, no que concerne à temperatura, nas mesmas horas supracitadas notam-se valores altos de temperatura, acima de 25 °C; neste período pode existir uma perda de produção de energia FV causada pelos altos níveis de temperatura.

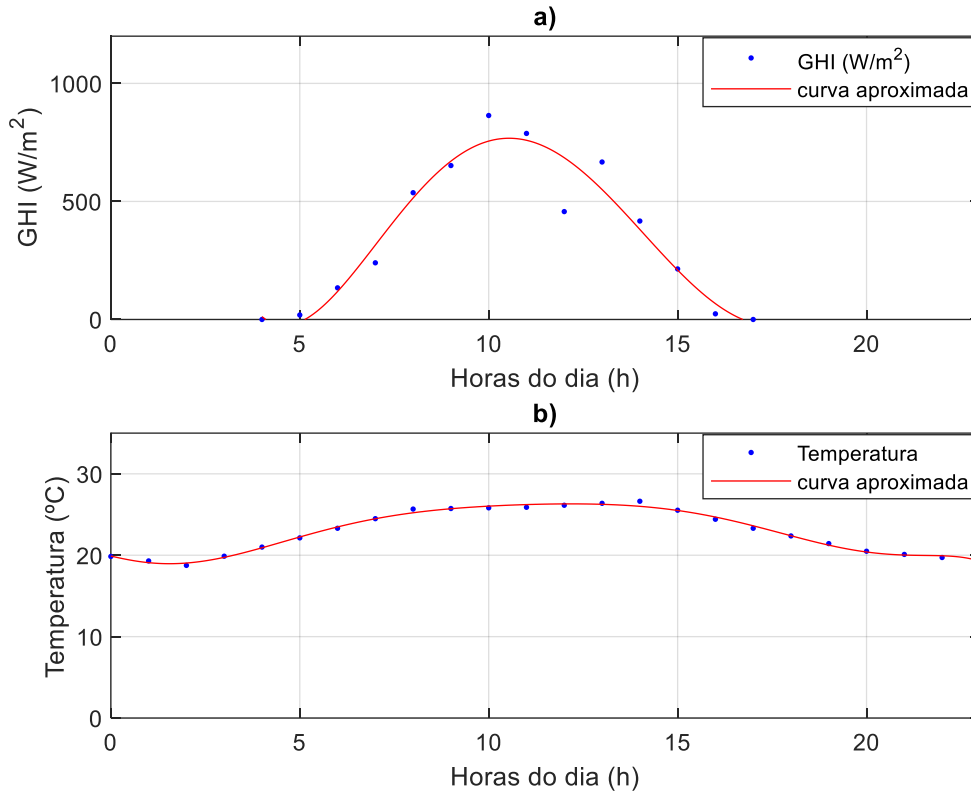


Figura 2.23 - Representação gráfica para o dia 28 de setembro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A representação gráfica de GHI e de temperatura referente ao dia 19 de outubro mostra-se na Figura 2.24, na qual a) ilustra a variação de GHI e b) da temperatura. Neste dia obtém-se médias de GHI de 570.83 W/m² e de temperatura de 25.17 °C.

No gráfico em a) observa-se uma grande incidência solar, com valores próximos dos 1000 W/m², pode-se dizer que este dia o céu se encontrava limpo. No que concerne o gráfico em b), a temperatura alcança valores altos, podendo influenciar a produção de energia FV.

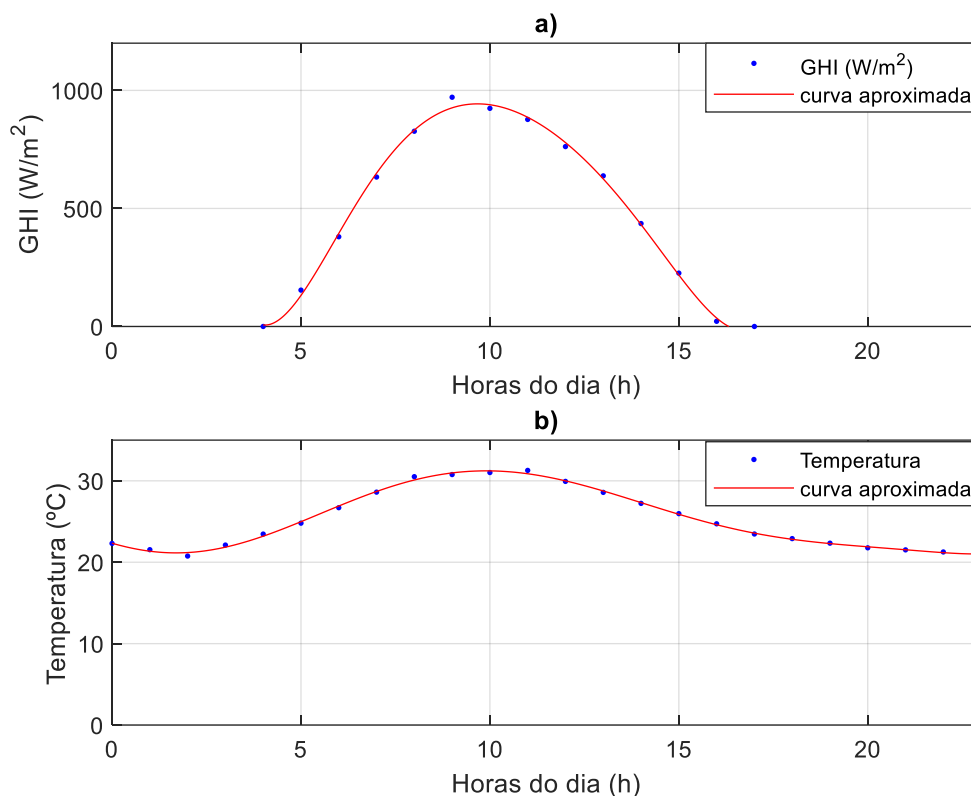


Figura 2.24 - Representação gráfica para o dia 19 de outubro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A representação gráfica de GHI (a)) e de temperatura (b)) referente ao dia 10 de novembro mostra-se na Figura 2.25. Neste dia, obtém-se uma média de GHI de 392.58 W/m² e uma média de temperatura de 21.32 °C.

No gráfico em a), observa-se algumas variabilidades nos níveis de GHI, com valores consideráveis para a produção de energia FV; no que concerne ao gráfico em b), notam-se algumas variabilidades dos valores de temperatura nas horas 10 e 11.

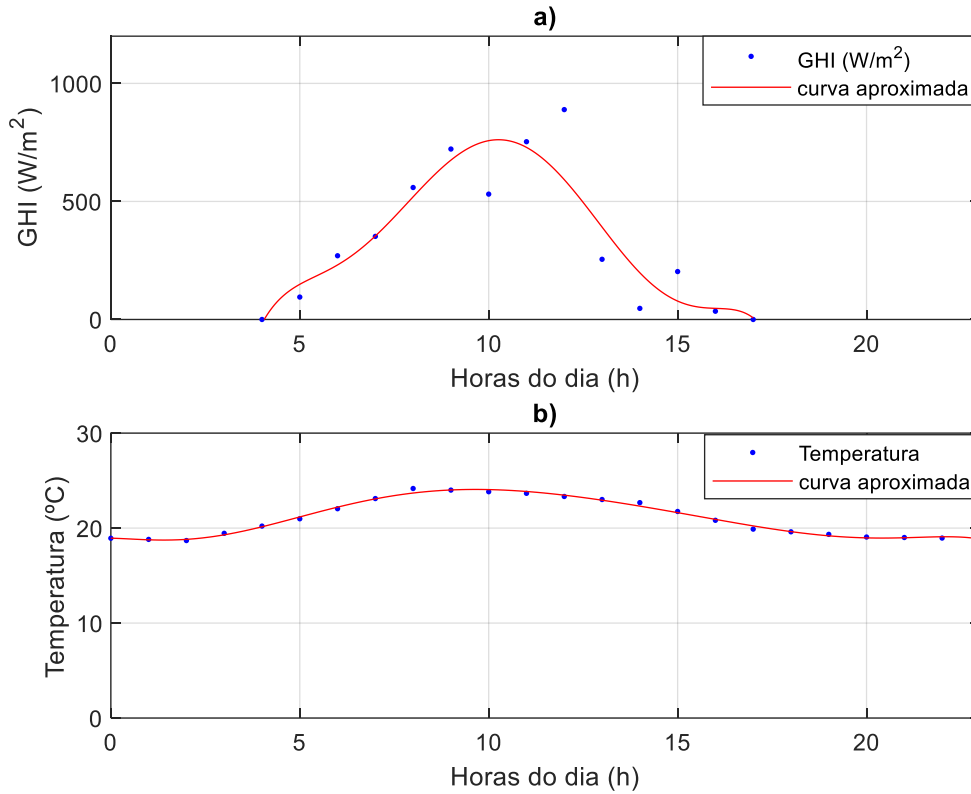


Figura 2.25 - Representação gráfica para o dia 10 de novembro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

A representação gráfica de GHI (a) e de temperatura (b) referente ao dia 06 de dezembro mostra-se na Figura 2.26. Neste dia obtém-se médias de 561.41 W/m² para GHI e de 21.03 °C para a temperatura. O gráfico em a) mostra-nos que no dia referente ao mês de dezembro também se atingem valor elevados de GHI, notando-se algumas variações resultado do clima deste mês, com alguma precipitação. Na hora 10 registam-se os maiores valores de GHI e de temperatura.

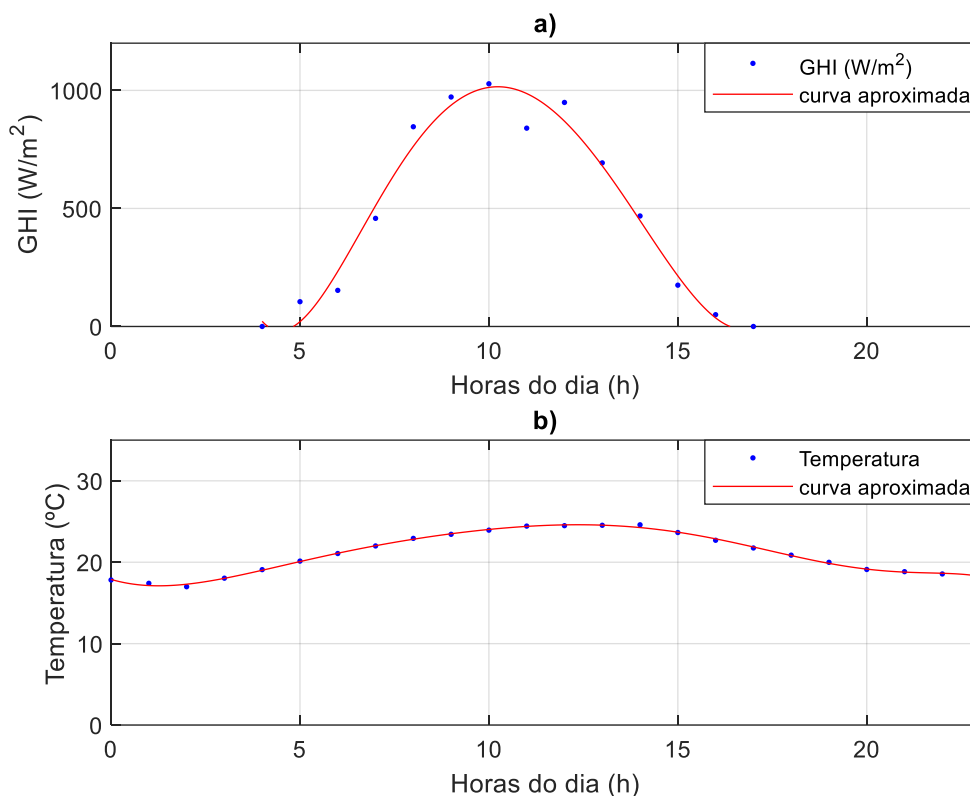


Figura 2.26 - Representação gráfica para o dia 06 de dezembro da: a) Irradiância global horizontal (GHI), b) Temperatura.

Após observarmos todos os gráficos das irradiâncias e das temperaturas, podemos aqui descrever que nos meses de verão obtemos altos valores destas grandezas, sendo que nos meses de cacimbo se obtêm baixos valores de irradiância e de temperatura. Nos meses de janeiro, fevereiro, março e abril verificaram-se médias de temperatura de pelo menos 25 °C, e nestes mesmos meses há altas irradiâncias; isto, de alguma forma, diz-nos que poderemos alcançar uma boa produção de energia nestes meses. Nos meses de maio, junho, julho e agosto, meses de cacimbo, verificaram-se irradiâncias reduzidas, uma vez existe pouca incidência solar; em termos de temperaturas podemos tomar em atenção o mês de agosto, onde se atingem valores de 32 °C. Segundo a referência [11], a temperatura é um parâmetro importante, uma vez que as células quando expostas aos raios solares sofrem aquecimento que reduz a eficiência da produção, além disso, uma parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia elétrica, mas sim dissipada sob forma de calor.

Já para os outros meses de verão, setembro, outubro, novembro e dezembro, verifica-se uma grande incidência solar (irradiância), com altos valores de temperatura, o que de alguma forma influenciam a eficiência do sistema; entretanto, podemos aqui destacar o mês de dezembro, que alcança temperaturas ideais para o desempenho do sistema, com uma produção aceitável.

Segundo [12], a irradiância difusa (DHI) consiste na radiação solar descendente numa superfície horizontal decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (moléculas, material particulado, nuvens, etc.). Segundo [13], a irradiância normal direta (DNI) é a

irradiâncias solar recebida diretamente a partir do sol, sem que a mesma seja distribuída ou espalhada pela atmosfera; a irradiância global numa superfície horizontal (GHI), é composta pelas DNI e DHI.

Quando o céu está claro/limpo e o sol está muito alto, a irradiância direta é cerca de 80% da insolação total que atinge o solo e a irradiância difusa é cerca de 15%. À medida que o sol se põe mais baixo no céu, a percentagem de irradiância difusa continua a subir até atingir 40% quando o sol está 10° acima do horizonte [13]. As condições atmosféricas como a nebulosidade e a poluição também aumentam a percentagem da irradiância difusa; num dia bastante nublado praticamente 100% da radiação solar é difusa, isso significa que quanto maior for a percentagem da irradiância difusa, menor será o total da radiação solar incidente.

CAPÍTULO 3 MODELOS MATEMÁTICOS DE BATERIAS E DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.1 - Baterias. Generalidade

Em [14], o autor define uma bateria como sendo um dispositivo que converte a energia química contida em materiais ativos diretamente em energia elétrica, através de reações eletroquímicas de oxirredução (redox).

As baterias ou acumuladores de carga são dispositivos presentes no nosso quotidiano, que fornecem energia a todo o tipo de dispositivos eletrónicos, tais como telefones móveis, computadores portáteis, sensores sem fios, veículos elétricos, entre outros. De acordo com os autores em [14], as baterias, segundo o seu princípio de funcionamento, podem ser classificadas em:

- Primárias (não-recarregáveis) - essas possuem uma quantidade finita de reagentes envolvidos na reação; uma vez que esta quantidade é consumida (em descarga completa), uma bateria primária não pode ser carregada novamente;
- Bateria de múltiplos ciclos - também denominadas de baterias secundárias ou recarregáveis. Em descarga completa, a bateria pode ser recarregada através da passagem de uma corrente elétrica forçada através de uma direção oposta; isto irá regenerar reagentes originais do produto de reação;
- Células de combustível (*Fuel cells*) - neste tipo de armazenamento de energia, os reagentes estão continuamente a alimentar as células, enquanto que os produtos de reação estão continuamente a serem removidos. As *fuel cell* são o tipo de armazenamento de energia menos utilizado.

O modelo elétrico de uma bateria ilustra-se na Figura 3.1.

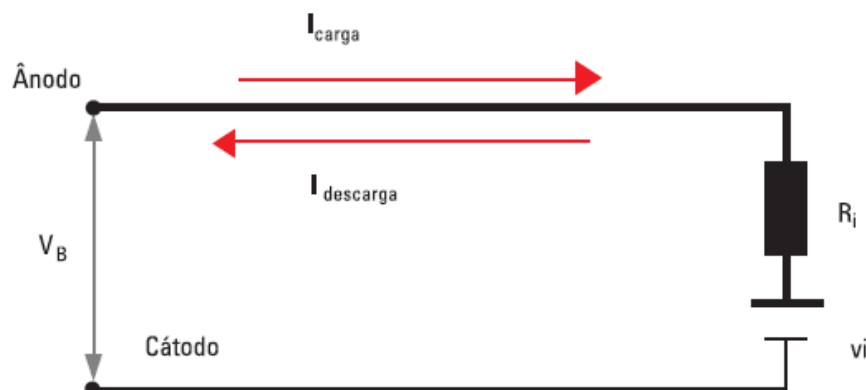


Figura 3.1 - Circuito elétrico equivalente de uma bateria [11].

Segundo [11], o modelo elétrico da bateria é composto por uma fonte de tensão ideal (V_i) e por uma resistência interna (R_i). Esta resistência possui um comportamento dinâmico ao longo dos processos de carga e descarga; assim, a tensão medida nos terminais de uma bateria é influenciada pelo sentido da corrente da bateria.

3.1.1 - Principais características das baterias

Em [11] e [15] são descritas as características principais das baterias e que são:

- Capacidade da bateria: É a medida da capacidade de uma bateria para armazenar energia elétrica, normalmente expressa em unidades de Ampère-hora (Ah), obtida através da integral da corrente de descarga em Ampère ao longo de um período de tempo específico. O valor desta capacidade é o produto da corrente de descarga vezes o tempo de descarga (quando medida experimentalmente), e depende da corrente utilizada, da tensão final de descarga permitida e da temperatura a que foi realizado o teste;
- Ciclo de vida: É a característica especificada pelo fabricante para determinadas condições de utilização. Indica o número de vezes que podem ser feitas as operações de carga e descarga da bateria; quando uma bateria não consegue apresentar uma carga superior a 80 % da carga nominal, poder-se-á considerar que o ciclo de vida da bateria terminou;
- Densidade de energia: É o valor de energia que uma bateria pode fornecer por unidade de volume, para uma taxa de descarga específica;
- Estado de carga (*State of Charge* - SOC): É definido como sendo a percentagem de energia armazenada em relação à da bateria completamente carregada. O estado de carga aumenta quando a bateria é carregada e diminui quando ela é descarregada. Esse parâmetro é importante para se definir os ciclos de carga e a quantidade de energia remanescente na bateria que pode ser utilizada. O SOC normalmente é usado para monitorização da bateria;
- Auto-descarga: É o efeito é causado pelo processo eletroquímico interno e assemelha-se ao efeito causado por uma pequena carga ligada à bateria; de forma a reduzir este efeito, recomenda-se que as baterias que estejam a ser usadas sejam armazenadas a baixas temperaturas;
- Profundidade de descarga (*Depth of Discharge* - DOD): É definida como sendo a percentagem de energia da bateria que foi retirada, em relação à da bateria completamente carregada. Esse parâmetro normalmente está relacionado com o projeto de um sistema de armazenamento para sistemas elétricos, pois é importante para definir a autonomia ou vida útil da bateria, uma vez que esta está diretamente relacionada com a sua profundidade de descarga nos diversos ciclos de uso;
- Resistência interna: É a resistência elétrica à passagem da corrente elétrica através da bateria. Esta resistência depende do projeto das células, construção e tempo de uso. Vários fatores provocam o aumento da resistência interna da bateria, tais como a sulfatação, a temperatura, a descarga completa ou profunda, levando ao uso excessivo do material ativo, e o nível de carga.

As baterias são de grande importância quando se trata de sistemas FV isolados, já que são usadas nestes tipos de sistemas para suprir o desencadeamento de energia disponível durante o dia (quando há incidência solar) e as exigências para fornecer energia durante as horas noturnas. Segundo a referência [16], as baterias recarregáveis são amplamente usadas nos sistemas FV isolados para armazenar energia excedente e alimentar a carga nos casos de baixa produção de energia renovável.

Nesta secção iremos realizar uma sucinta revisão sobre as baterias mais utilizadas em sistemas FV isolados, sendo que as mais utilizadas são:

- Chumbo-ácido;
- Níquel-cádmio;
- Iões de lítio.

3.1.2 - Bateria de chumbo-ácido

A tecnologia chumbo-ácido (Pb-a) é o tipo de armazenamento eletroquímico mais antigo no mercado e são hoje as baterias de armazenamento mais utilizadas no mundo, segundo [14]. Consistem em células, sendo que cada uma delas possui uma tensão nominal de 2 V, ligadas em série e agrupadas numa armação comum para proporcionar a tensão de saída desejada, Figura 3.2. Por exemplo, 6 células ligadas em série perfazem uma tensão nominal de 12 V.

As baterias de chumbo-ácido podem ser de vários tipos [17]:

- Baterias de arranque: utilizam-se no setor da automação e no arranque de motores de combustão interna, caracterizando-se por proporcionar elevadas correntes em períodos curtos de tempo. Foram concebidas para ciclos pouco profundos;
- Baterias de tração: utilizam-se principalmente em veículos elétricos, tendo sido concebidas para ciclos muito duradouros;
- Baterias estacionárias: é o tipo de baterias mais adequado para instalações fotovoltaicas, tendo sido concebido para operações intermitentes; raramente descarregam. As baterias de uso fotovoltaico distinguem-se das outras pela sua capacidade de aguentar os ciclos de descarga, sendo que a sua duração depende da profundidade do ciclo.

Na Figura 3.2, ilustra-se o pormenor em corte de uma bateria de chumbo-ácido.

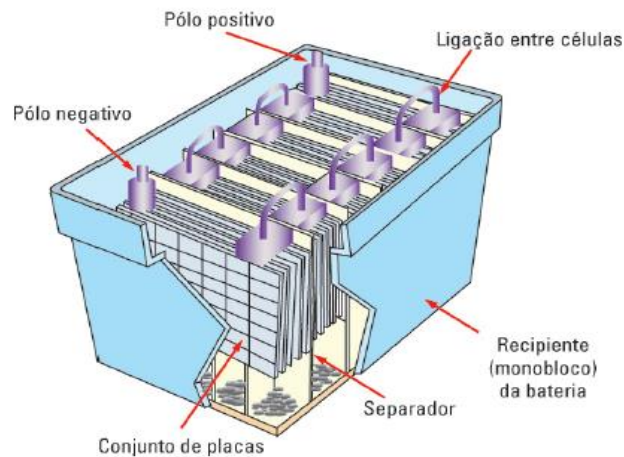


Figura 3.2 - Pormenor em corte de uma bateria de chumbo-ácido [11].

Também se observa na Figura 3.3 uma bateria estacionária de chumbo-ácido para sistemas FV.



Figura 3.3 - Bateria estacionária de chumbo-ácido especial para sistemas FV [17].

As principais tecnologias de acumuladores chumbo-ácido usadas hoje são classificadas primeiramente (i) quanto ao design de placa (plana, tubular ou espiral); (ii) se são do tipo ventilada (eletrólito “livre”) ou regulada por válvula (VRLA) - também conhecidas como baterias seladas ou livres de manutenção; e por fim, as baterias VRLA podem ter o eletrólito imobilizado por (iii) uma manta de fibra de vidro (AGM - *absorbed glass material*), ou através do processo de gelificação do eletrólito, dando origem às duas novas classificações AGM e Gel [15]. A AGM representa o último passo na evolução de baterias de chumbo-ácido; em vez de utilizar gel, uma bateria AGM utiliza um separador especial de microfibras de vidro muito poroso para envolver o eletrólito [11].

3.1.3 - Bateria de níquel-cádmio

Inventada em 1899, a bateria de níquel-cádmio (Ni-Cd) foi o segundo tipo de bateria recarregável a ser desenvolvida comercialmente [6]. Essas baterias são as mais comuns em equipamentos eletrónicos [18]; os elétrodos desta bateria são fabricados em níquel e um composto de cádmio, elas são pequenas, leves e robustas, possuem um elevado débito de potência e possibilitam um grande número de ciclos de carga e descarga [11].

As baterias de Ni-Cd costumam ser utilizadas nas instalações fotovoltaicas situadas em sistemas remotos, que necessitem de elevada fidelidade e baixa manutenção. A sua composição é idêntica à das baterias de Pb-a; a principal diferença consiste no facto do eletrólito não participar nas reações de carga e descarga e, portanto, a densidade deste não é influenciada pelo estado do carregamento [17]. As principais características destas baterias são a sua longa duração, a sua baixa necessidade de manutenção, a possibilidade de permanecer longos períodos de tempo com carga baixa e o facto de não serem afetadas por sobrecargas excessivas. No entanto, o seu preço é muito superior às de chumbo-ácido e a sua auto-descarga também é ligeiramente superior [11].

A Figura 3.4 ilustra uma bateria de níquel-cádmio.



Figura 3.4 - Bateria de níquel-cádmio [11].

Segundo aos autores em [11] e [18], as principais características deste tipo de bateria são:

- Elevado número de ciclos de carga e descarga;
- Boa *performance* de carga;
- Não são afetadas pelas descargas profundas;
- O preço é baixo em comparação com outras baterias;
- Baixa densidade de energia, comparada com as baterias mais modernas;
- É necessário descarregar este tipo de baterias para prevenir o *efeito de memória*;

- Com Válvula de Segurança, que abre automaticamente quando a pressão interna se eleva, evitando explosões;
- Larga faixa de temperatura, de 233 K a 333 K;
- Longa Vida Útil, de 500 a 1000 ciclos;
- Excelente desempenho em altas correntes de carga e descarga; podem ser carregadas com uma carga de 1 C, e descarregadas com 3 C, três vezes a corrente nominal.

3.1.4 - Bateria de íões de lítio

As baterias de íões de lítio são dispositivos de armazenamento de energia, que podem transformar e armazenar energia numa forma química; são consideradas promissoras em termos de eficiência, económicas e ecológicas [19]. Esta bateria requer uma baixa manutenção, sendo esta uma vantagem que a maioria das outras baterias não têm, não existe efeito de memória e nenhum ciclo programado é exigido para prolongar a vida da bateria [11]. As características mais relevantes deste tipo de baterias segundo a referência [11] são:

- Densidade de energia elevada - potencial para capacidades ainda maiores;
- Auto-descarga relativamente baixa;
- Manutenção reduzida - nenhuma descarga periódica é necessária, sem memória;
- Requer um circuito de proteção - o circuito de proteção limita os valores da tensão e da corrente;
- Bateria sujeita ao envelhecimento, mesmo se não estiver em uso (colocar a bateria num lugar fresco e a 40 % do seu estado de carga, reduz o efeito de envelhecimento);
- Funcionam normalmente numa gama de temperatura entre -40 °C e os +80 °C;
- A eficiência ainda não é muito boa, devido à dispersão de energia sob a forma de calor.

A Figura 3.5 ilustra uma bateria de íões de lítio.



Figura 3.5 - Bateria de íões de lítio [11].

Essa tecnologia, apesar de muito presente no nosso quotidiano, ainda se encontra em desenvolvimento, principalmente por questões de segurança no seu uso. Os óxidos metálicos, como o que se apresenta no cátodo da bateria, são instáveis a alta temperatura, podendo chegar a uma situação de realimentação de calor, com o aumento da temperatura, a ponto de disparar e atingir a combustão [6].

3.2 - Modelo matemático de baterias

Os modelos matemáticos das baterias são utilizados para representar o seu comportamento, e incluem as mais importantes características das baterias. Um modelo de bateria é essencial para prever e atuar, sendo uma ferramenta para analisar o seu desempenho em etapas de projeto, particularmente para projetos de bancos de baterias [20].

A modelização do comportamento das baterias é complexo, devido ao seu efeito não-linear durante a descarga [21]. Na literatura podemos encontrar vários modelos, tais como: eletroquímico, estocástico, elétrico, analítico, entre outros.

As baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos funcionam diariamente em vários ciclos de cargas e descargas, trocando energia com o resto da instalação. A quantidade de carga que se extrai da bateria, em cada ciclo, relativamente à capacidade nominal, depende das condições de geração de energia dos painéis, função da radiação incidente e da energia necessária.

Em função da aplicação, o ciclo pode ser superficial, se a profundidade do ciclo diário for inferior a 15%, ou profundo, se for superior a 80%. A profundidade da descarga afeta a vida útil da bateria e o número de ciclos carga/descarga de uma bateria diminui com a profundidade de descarga [17].

Os modelos acima descritos estão detalhados em [21], [22], [23] e [24], que iremos descrever a seguir:

- Modelos eletroquímicos: Estes modelos são utilizados para descreverem os processos eletroquímicos fundamentais que ocorrem nas baterias, com maior detalhe, necessitando da informação de uma grande quantidade de parâmetros da bateria. Por isto, estes modelos são altamente complexos e difíceis de implementar. Requerem um profundo conhecimento da composição química e das propriedades dos diversos materiais, uma grande quantidade de parâmetros e de um elevado tempo computacional, devido à sua complexidade. Utilizando os modelos eletroquímicos, os quais são suficientemente exatos, obtêm-se vantagens em projetos de baterias, sendo adequados para os produtores inovadores de células de baterias para aplicações específicas. Este modelo pode ser encontrado no programa Fortran Dualfoil, disponível gratuitamente na Internet, para simular baterias de íões de lítio. O programa computa a mudança de todas as propriedades da bateria ao longo do tempo para um perfil de carga definido pelo utilizador. A partir dos dados de saída do programa, é possível obter o tempo de vida da bateria. Além do perfil de carga, o utilizador tem que definir mais de cinquenta parâmetros relacionados com a bateria, como por exemplo: a espessura dos elétrodos, a concentração inicial de sal no eletrólito e a capacidade global de calor. Para a

definição de todos estes parâmetros, deve-se ter um conhecimento detalhado sobre a bateria que está a ser modelizada. Assim sendo, devido à alta precisão dos resultados gerados pelo programa Dualfoil, este é frequentemente utilizado como uma referência de comparação com outros modelos da literatura, em substituição à utilização de resultados experimentais.

- **Modelos estocásticos:** Os modelos estocásticos descrevem a bateria de uma forma abstrata, onde o processo de descarga e o efeito de recuperação são descritos como processos estocásticos, utilizando cadeias de Markov para modelizar a descarga de uma bateria. O estudo de predição é elaborado com base em estados, que correspondem ao número de unidades de carga que a bateria é capaz de efetuar, onde estes estados podem assumir valores referentes à transmissão de um pacote de descarga de energia, ou pela transmissão contínua de corrente. Neste modelo, em cada etapa de consumo de energia é efetuado um cálculo probabilístico, cujo objetivo é verificar a recuperação da bateria em função da mudança de corrente. Este cálculo também é feito na transmissão do pacote de descarga, em que é verificada a descarga da bateria.
- **Modelos elétricos:** Também denominados de modelos de circuitos elétricos, utilizam uma combinação de fontes de tensão, resistências e condensadores para a simulação de descarga da bateria. A precisão destes modelos, em relação à predição do tempo de vida da bateria, situa-se entre a precisão dos modelos analíticos e a dos eletroquímicos (i.e., entre 1% e 5%). Na área de engenharia elétrica, estes modelos são mais intuitivos e fáceis de manusear, principalmente quando utilizados a partir de simuladores de circuitos elétricos. A forma básica dos modelos elétricos para diferentes tipos de baterias é a mesma: um condensador representa a capacidade da bateria, uma taxa de descarga normalizadora determina a perda de capacidade em altas correntes de descarga, um circuito representa o consumo da capacidade da bateria, uma tabela de pesquisa representa a tensão versus o estado da carga, e uma resistência representa a resistência interna da bateria
- **Modelos analíticos:** Nestes, as principais propriedades da bateria são modelizadas utilizando-se um conjunto menor de equações, o que torna a implementação deste tipo de modelo mais simples quando comparada com outros modelos. Os modelos analíticos podem incluir modelos de carga constante ou de carga variável, e alguns conseguem capturar o efeito da taxa de capacidade e o efeito de recuperação. Eles são computacionalmente eficientes e flexíveis, requerendo a avaliação de simples expressões analíticas e podem ser facilmente estendidos para diferentes tipos de baterias. Na literatura, podem encontrar-se vários modelos analíticos tais como: modelo linear, Lei de *Peukert*, Modelo de Difusão de *Rakhmatov* e *Vrudhula* e modelo cinético de *KIBAM (Kinetic Battery Model)*.

Realizado, assim, um estudo sucinto sobre os principais modelos das baterias existentes na literatura, neste trabalho adotou-se o modelo analítico cinético de *KIBAM*, por ser simples comparando com os demais modelos.

3.2.1 - Modelo cinético de KIBAM (Kinetic Battery Model)

O modelo de KIBAM proposto por [21], [22] e [24] é descrito como um modelo de baterias compacto que inclui as mais importantes características das baterias, como o efeito de índice de capacidade e o efeito de recuperação. Originalmente, o modelo foi destinado às baterias de chumbo-ácido, mas alguns trabalhos mostraram que este poderia também ser utilizado na modelização de descargas para outros tipos de baterias.

No modelo, a carga é distribuída em dois reservatórios (poços), num reservatório considera-se a carga disponível (*Available-Charge*) e no outro a carga limite (*Bound-Charge*), como se ilustra na Figura 3.6. A fração C da capacidade total é posta no reservatório *Available-Charge*, expressa por q_1 , e a fração $1-C$ no reservatório *Bound-Charge*, expressa por q_2 . O reservatório *Available-Charge* é responsável pelo fornecimento de elétrons diretamente para a carga I , enquanto que o *Bound-Charge* fornece elétrons somente para o reservatório *Available-Charge*. As mudanças de fluxo de carga do reservatório *Bound-Charge* para o reservatório *Available-Charge* fluem através de uma válvula de condutância fixa K ; o índice com o qual a carga flui entre os dois reservatórios depende da diferença de altura entre os dois reservatórios, e expressas em H_1 para o reservatório *Available-Charge* e H_2 para o *Bound-Charge*.

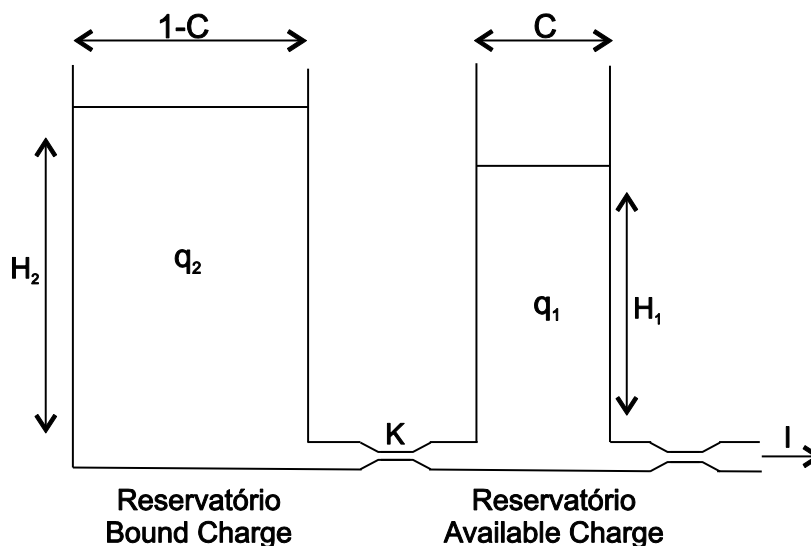


Figura 3.6 . Representação do modelo cinético de KIBAM [23].

O princípio de funcionamento é bastante intuitivo. Num processo de descarregamento, a carga armazenada, e prontamente disponível no reservatório *Available-Charge*, diminui com maior rapidez em comparação com o reservatório *Bound Charge*, fazendo com que aumente a diferença de alturas entre os dois reservatórios.

Ao terminar o processo de descarregamento, ocorre um fluxo de cargas entre os dois reservatórios, até que ambas as alturas dos reservatórios se igualem, simulando o efeito de recuperação. Esse fluxo de carga, como foi dito anteriormente, depende da diferença de alturas e da condutância K .

No processo de carregamento, a carga no reservatório *Available-Charge* aumenta com maior rapidez em comparação com o reservatório *Bound-Charge*. Ao terminar o processo de carregamento, ocorre um fluxo de cargas entre os dois reservatórios, até que ambas as alturas dos reservatórios se igualem.

A utilização deste modelo pode ser realizada de duas formas distintas, dependendo da necessidade de considerar a tensão aos terminais da bateria como explícita ou não, surgindo assim o modelo de capacidade ou modelo de tensão. Um dos pormenores que é detalhado no modelo cinético de KIBAM é a influência da capacidade das baterias em relação à temperatura.

Neste trabalho, foi utilizado o modelo de capacidade. Assim, há três parâmetros que descrevem a bateria:

- A capacidade máxima da bateria (q_{max});
- A fração da capacidade entre reservatórios (c);
- A condutância entre reservatórios (k).

O modelo cinético de KIBAM aqui apresentado foi implementado na ferramenta computacional *MATLAB* a partir das equações matemáticas adotadas em [21] e [22] para simular o comportamento das baterias utilizadas neste trabalho.

3.3- Módulos/células fotovoltaicos. Generalidades.

A função de uma célula solar consiste em converter diretamente a energia solar em eletricidade. A forma mais comum das células solares o fazerem é através do efeito fotovoltaico [25]. A célula fotovoltaica funciona quando a luz incide sobre certas substâncias e desloca elétrons que, circulando livremente de átomo para átomo, formam corrente elétrica; são os fótons com uma faixa de luz visível que fazem com que exista a agitação e que os elétrons da banda de valência passem para a banda de condução, Figura 3.7 [11].

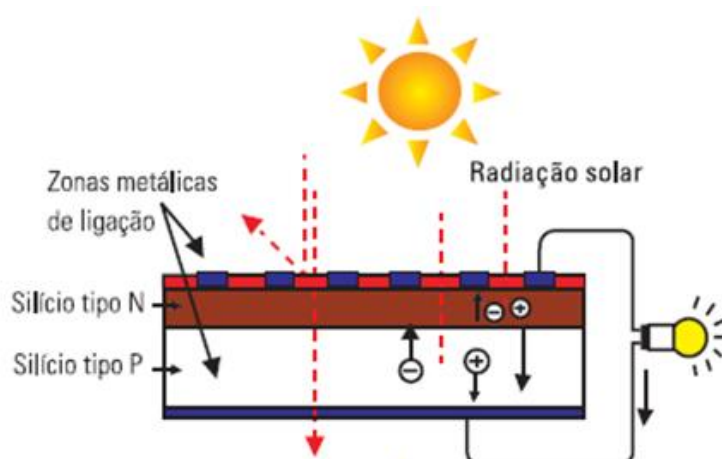


Figura 3.7 - Célula fotovoltaica elementar sob radiação solar [11].

3.3.1 - Efeito fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico, segundo [11], é um fenómeno que transforma a energia luminosa em energia elétrica recorrendo a células fotovoltaicas, sendo que o material nelas usado deve ter um grau de pureza o mais elevado possível; para o conseguir é necessário realizar sucessivas etapas na produção química.

Para favorecer o efeito fotovoltaico, introduzem-se elementos químicos no material semiconductor para ajudar a produzir um excesso de eletrões ou de lacunas. Este processo é chamado de dopagem. Os elementos químicos que ajudam a realizar este processo são denominados de dopantes. Um bom dopante para o silício (Si) é o boro, já que tem um eletrão de valência a menos que o silício, pelo que cada átomo de boro, ao unir-se com um de silício, deixará uma lacuna no lugar onde teria de existir outro eletrão. Esta estrutura é denominada de semiconductor do tipo P, semiconductor positivo. Outro dopante para o silício pode ser o fósforo. Como tem um eletrão de valência a mais que o silício, ao substituir um átomo de silício por outro de fósforo na rede cristalina, o eletrão excedente fica livre e o semiconductor é denominado de tipo N, semiconductor negativo [26].

Ao incidir luz sobre a célula fotovoltaica, os fotões (fluxo de ínfimas partículas de energia) que a integram chocam com os eletrões da estrutura do Si, dando-lhes energia e, conseqüentemente, transformando-os em condutores. Devido ao campo elétrico gerado na união P-N, os eletrões são orientados e fluem da camada P para a camada N. Através de um condutor externo, liga-se a camada negativa à positiva, gerando-se assim um fluxo de eletrões (corrente elétrica). Enquanto a luz continuar a incidir na célula, o fluxo de eletrões manter-se-á, e a intensidade da corrente gerada variará proporcionalmente conforme a intensidade da radiação solar incidente na célula fotovoltaica.

Os módulos ou painéis FV, Figura 3.8, são constituídos por várias células FV ligadas em série ou/e em paralelo, dependendo dos níveis de tensão e corrente adotados. Ligações de células FV em série aumentam a tensão disponibilizada, enquanto as ligações em paralelo aumentam a corrente

disponibilizada. As células FV convertem a luz solar incidente em eletricidade através do efeito fotovoltaico.

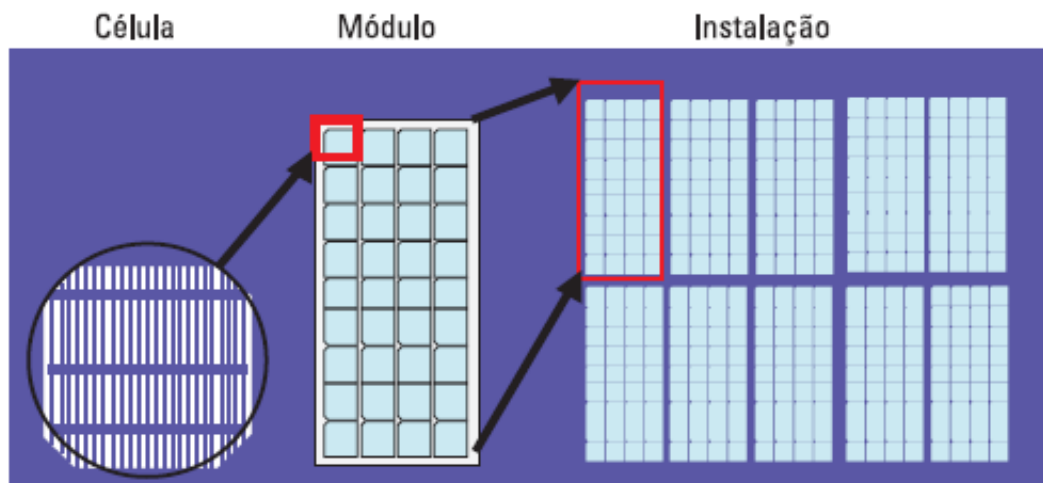


Figura 3.8 - Ilustração de uma célula, módulo e instalação FV [11].

O desenvolvimento tecnológico dos sistemas FV deu-se, em grande parte, baseado em células de Si, que constituem as tecnologias de 1ª geração. Mais recentemente, as tecnologias de filme fino começaram a ganhar importância, devido ao seu processo de fabrico conduzir a uma poupança significativa de matéria-prima, surgindo a tecnologia de 2ª geração, estando as de 3ª geração ainda em fase de investigação [27].

As tecnologias de 1ª geração, Figura 3.9, são baseadas de silício cristalino e estão repartidas em três tipos principais:

- Células de Silício Monocristalino: Estas células obtêm-se a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino produzidas em fornos especiais; estas representam cerca de 35% do mercado [11], [27];
- Células de Silício Multicristalino (Policristalino): Proveniente de um lingote de silício com múltiplos cristais, que correspondem a 49 % do mercado [27];
- Fitas de Silício: Envolvem um processo de produção em que o silício fundido é puxado, dando origem a uma fita, com uma participação residual no mercado [27].



Figura 3.9 - Tipos de células fotovoltaicas num módulo FV [11].

As tecnologia de 2^a e 3^a geração são descritas em [11], [27]. As tecnologias de filmes fino, chamadas de 2^a geração, têm experimentado um crescimento acentuado nos últimos anos, guiado, essencialmente, pelo grande potencial de redução de custos que apresentam, mas também pela maleabilidade e flexibilidade dos processos de fabricação.

As principais tecnologias de células fotovoltaicas de 2^a geração, Figura 3.10, podem ser:

- Células de Telureto de Cádmio (CdTe): São o tipo mais difundido de células com tecnologia de filmes finos, apresentando os melhores módulos comerciais com um rendimento da ordem de 10 - 11% (16 % em laboratório). No entanto, a utilização desta tecnologia tem levantado alguns problemas devido ao uso de produtos contaminantes e venenosos;
- Células de Disseleneto de Cobre-Índio (CIGS): São hoje em dia as mais eficientes de todas as células de filmes finos (películas finas), não sendo suscetíveis a deterioração por exposição à luz e os respetivos constituintes não são tóxicos. A eficiência destas células é de 7.5 a 9.5 % e apresentam uma estrutura homogénea de cor preta;
- Células de Silício Amorfo (a-Si): Estas células são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal. A sua eficiência na conversão da luz solar em eletricidade varia entre 5 e 7 %.

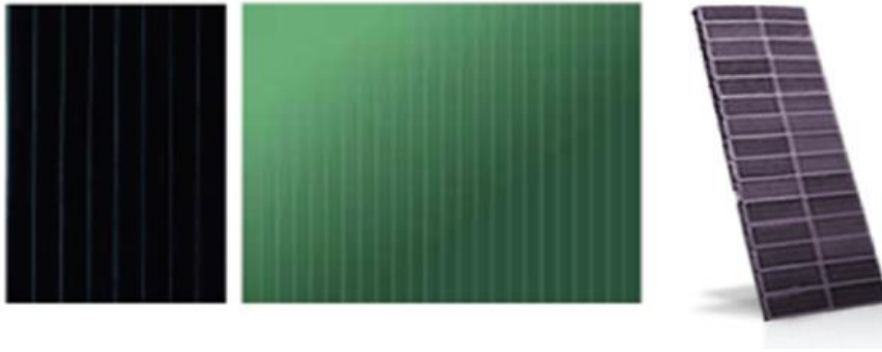


Figura 3.10 - Células fotovoltaicas de 2ª geração: CdTe (à esquerda), CIGS (no centro) e silício amorfo (à direita) [11].

Existe ainda um conjunto de novas tecnologias emergentes de células FV de filmes finos que se encontram em fase de investigação. A seguir, mencionamos as principais células FV de 3ª geração, que são:

- Células Sensibilizadas por Corante: Também conhecidas como células de *Gratzel*, são compostas por um elétrodo de dióxido de titânio (TiO_2), com corante, obtido a partir de um complexo metálico de ruténio ou osmónio, sobre um vidro coberto por óxido de estanho (SnO_2), dopado com flúor, têm um elétrodo de platina, e um eletrólito;
- Células Orgânicas: Este tipo de células utiliza pigmentos orgânicos como dadores e recetores de eletrões e lacunas, ao invés de junção P - N, com eficiência máxima de 7 a 8 %;
- Células de Nanoantenas: Células promissoras de revolucionar o modo como é captada a energia solar, possuindo uma forma de funcionamento completamente diferente das células de camadas; esta tecnologia assenta na ideia de sintonizar uma antena para a frequência da radiação de infravermelhos, captando a energia do Sol, durante o dia, e a radiação da Terra, durante a noite.

3.4 - Características dos módulos fotovoltaicos

As características de cada módulo FV são dependentes do tipo de tecnologia e fabrico e, como se sabe, existem grandes variedades de módulos/painéis, com cada fabricante a obter as suas características construtivas. Neste ponto, apresentam-se algumas das características mais importantes dos módulos FV, que se podem encontrar em todos os módulos.

3.4.1 - Características físicas e mecânica dos módulos FV

As características se que aqui se apresentam foram retiradas da referência [26].

Os painéis têm forma quadrada ou retangular, com áreas que vão desde aproximadamente $0,05 \text{ m}^2$ até $1,5 \text{ m}^2$. A sua espessura total, sem incluir o caixilho protetor, não costuma ultrapassar os 4 cm. Apesar de parecerem muito pesados não o são (um painel com cerca de $0,5 \text{ m}^2$ pode pesar 5 ou 6 kg), e são

capazes de suportar deformações ligeiras para se poderem adaptar aos esforços mecânicos a que sejam sujeitos.

Na Figura 3.11 ilustra-se o corte transversal de um módulo FV, na qual pode-se observar os seus diversos componentes que constituem um módulo/painel FV.

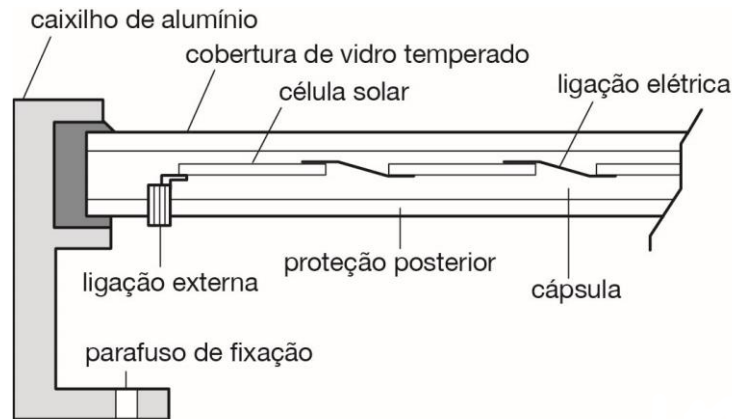


Figura 3.11 - Corte transversal de um módulo FV [26].

Os componentes que constituem o módulo/painel FV são:

- Uma cobertura de vidro temperado;
- Várias camadas de material orgânico envolvente que protegem as células do painel, e que são os seus elementos mais delicados. O material utilizado como envolvente deve possuir um coeficiente alto de transmissão da radiação solar e um índice baixo de degradação sob a ação da mesma;
- Uma ou várias camadas protetoras posteriores, geralmente de tedlar, opacas e de cor clara, já que apresentam a propriedade adicional de refletir a luz que conseguiu passar pelos interstícios das células, fazendo com que a radiação regresse à parte frontal do módulo, podendo ser novamente refletida pela face interior do vidro e incidindo novamente sobre as células;
- Um caixilho de aço inoxidável ou alumínio anodizado para suportar o conjunto, os terminais, assim como todos os parafusos e encaixes necessários para a sua montagem adequada.

3.4.2 - Características elétricas dos módulos/painéis FV

O comportamento de um módulo fotovoltaico, face à radiação solar incidente, é determinado pelas células que o formam e pode ser descrito por intermédio de uma série de parâmetros característicos, que definimos em seguida:

- Corrente de curto-circuito (I_{SC}): É a corrente obtida entre os contactos de um painel, medida com um amperímetro, se se provocar um curto-circuito;

- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): É a tensão máxima que se poderá medir com um voltímetro, sem deixar passar corrente entre os terminais de um painel solar, ou seja, em circuito aberto. Neste caso, a resistência entre os parafusos é infinita;
- Corrente (I) a uma determinada tensão (V): É a corrente elétrica que circula através do circuito externo que une os terminais do painel quando há diferença de tensão entre estes;
- Potência máxima ($P_{Máx}$): A corrente que o painel gerará terá um valor que poderá variar entre 0 e I_{SC} , correspondendo-lhe uma tensão V entre terminais do painel que variará entre 0 e V_{OC} , dependendo de algumas condições. Como a potência é produto da tensão e da corrente, esta será máxima apenas para uma única combinação de valores I e V ;
- Eficácia total do painel: É o quociente entre a potência elétrica produzida e a potência da radiação que incide no painel;
- Fator de forma (FF). Conceito teórico que serve para medir a forma da curva, definida pelas variáveis I e V .

Os fabricantes de painéis fotovoltaicos costumam fornecer a curva característica I-V para os padrões de medida, obtida para uma intensidade radiante de 1000 W/m^2 , ou intensidade de “um sol”, uma temperatura na célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e um coeficiente de massa de ar de 1,5 AM.

Na prática, as condições de trabalho dos painéis instalados podem variar muito em comparação com as condições normais obtidas em laboratório. Por isso convém conhecer as condições reais de intensidade e temperatura e a forma como variam, dependendo do lugar onde tenhamos instalados os nossos painéis, para efetuar as correções oportunas nos cálculos.

Na Figura 3.12 ilustra-se a característica I-V de um módulo/painel FV, no qual são dados reais a intensidade da radiação solar e a temperatura incidentes sobre a superfície horizontal de um módulo/painel FV. As curvas I-V foram medidas no laboratório de Eletrotecnia da Faculdade de Engenharia da Universidade da Beira Interior, utilizado um painel FV instalado no teto do edifício da Faculdade. As curvas foram obtidas para diferentes irradiâncias para se poder analisar detalhadamente o seu comportamento em cada nível de irradiância e de temperatura.

Analisando as mesmas, pode-se notar que a corrente depende da intensidade da radiação solar incidente sobre o painel. Quanto maior for a intensidade da radiação solar maior será a corrente e a tensão diminuirá com o aumento da temperatura.

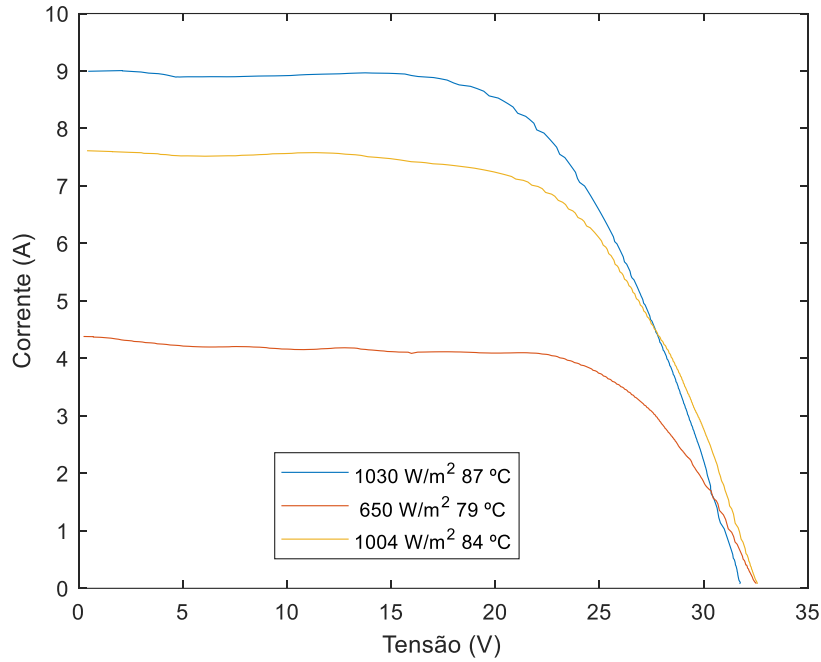


Figura 3.12 - Variação da característica I-V em função da intensidade da radiação incidente e da temperatura de uma célula FV.

Na Figura 3.13 ilustra-se a curva característica de potência e tensão (P-V) de um painel FV medidas a partir dos dados de corrente e tensão obtendo, deste modo, a potência através da multiplicação dos valores de corrente pelos valores da tensão.

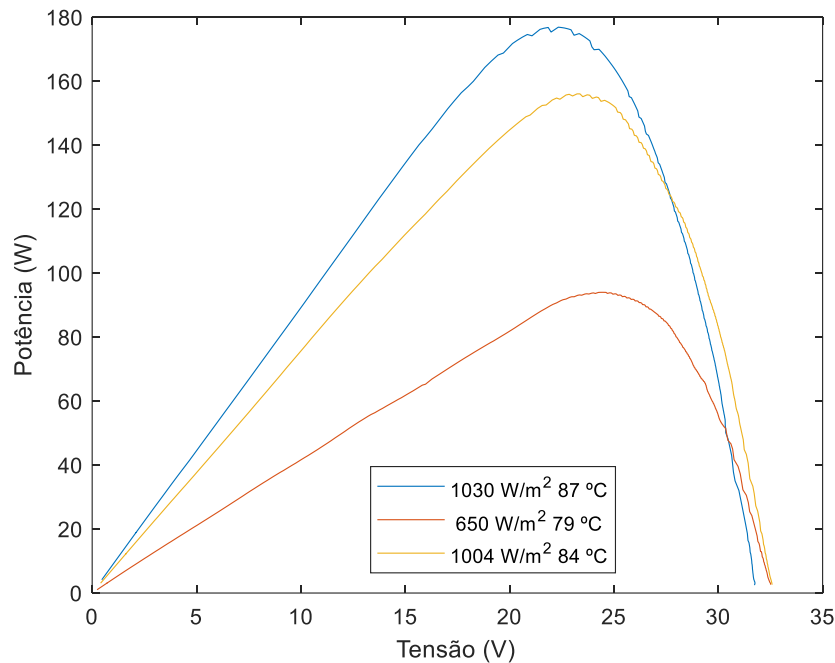


Figura 3.13 - Variação da característica P-V em função da intensidade da radiação incidente e da temperatura da célula FV típica de um módulo FV.

3.5 - União/ligação dos módulos FV

A maioria das instalações FV precisa de vários painéis interligados para satisfazer as necessidades energéticas das mesmas, portanto os painéis FV são interligados em série, em paralelo e de forma mista de modo a obter-se a potência desejada.

Os módulos fotovoltaicos interligados em série constituem o que normalmente se denomina por fileiras. É importante realçar que na associação de módulos fotovoltaicos devem-se, sempre que possível, utilizar módulos do mesmo tipo, de forma a minimizar as perdas de potência no sistema [28].

Na Figura 3.14 representa-se esquematicamente a associação série de n módulos FV.

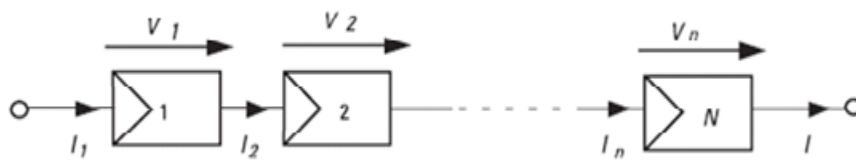


Figura 3.14 - Representação esquemática da associação de n módulos em série [11].

Para a configuração da figura anterior, têm-se as seguintes equações:

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (3.1)$$

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (3.2)$$

em que V_T é a tensão aos terminais da associação de módulos, V_i a tensão aos terminais de cada módulo i , I_T a corrente que circula na associação e I_i a corrente que circula em cada módulo i . A ligação de dois ou mais painéis em série produzirá uma tensão igual à soma das tensões individuais de cada painel, sendo que a corrente fornecida por um painel será a mesma de todos os painéis [26]. Com efeito, a associação em série de módulos fotovoltaicos permite obter tensões mais elevadas mantendo a corrente estipulada do módulo [28].

A ligação em paralelo entre módulos individuais é realizada quando se pretende obter correntes elevadas e manter o nível de tensão estipulada do módulo, Figura 3.15 [28].

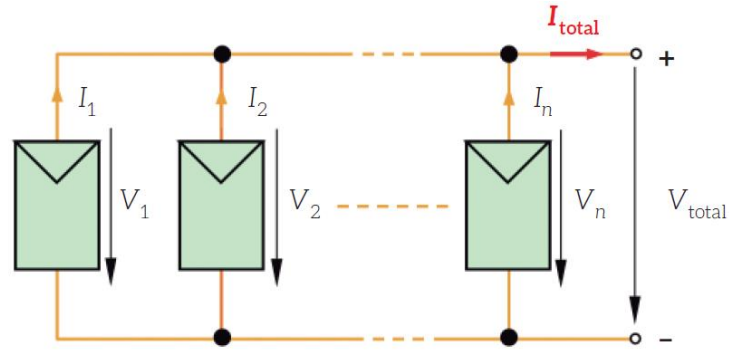


Figura 3.15 - Representação esquemática da associação de n módulos em paralelo [28].

Analisando a figura anterior têm-se as seguintes equações:

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n \times I \quad (3.3)$$

$$V_T = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (3.4)$$

Na ligação mista entre módulos fotovoltaicos são obtidas as características das duas associações referidas acima, série e paralelo.

Assim, conseguem-se obter valores mais elevados de corrente e de tensão.

Na Figura 3.16 ilustra-se a representação esquemática da associação mista entre módulos fotovoltaicos.

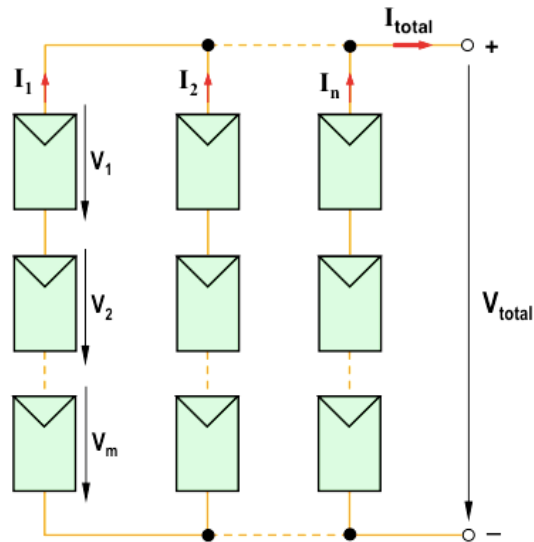


Figura 3.16 - Representação esquemática da associação mista de $n \times m$ módulos fotovoltaicos [29].

Analisando a Figura 3.16 tem-se o seguinte:

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (3.5)$$

$$I_{Total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n \leftrightarrow I_{Total} = n \times I \quad (3.6)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_m \quad (3.7)$$

$$V_{Total} = V_1 + V_2 + \dots + V_m \rightarrow V_{Total} = m \times V \quad (3.8)$$

onde:

n - Número de fileiras de módulos associados em paralelo;

m - Número de módulos associados em série.

3.6 - Proteção dos módulos fotovoltaicos

Normalmente, nos módulos FV, são instalados díodos para a proteção dos mesmos contra diversos fenómenos que podem comprometer o funcionamento do campo fotovoltaico (conjunto de módulos/painéis que constituem o sistema de geração) ou da instalação em geral.

3.6.1 - Díodos de desvio e díodos de fileiras

Para evitar os problemas que uma iluminação solar irregular poderá causar, a presença de sombras ou outros fatores que fazem com que uma parte das células de um painel trabalhe em condições diferentes das restantes, recorre-se à utilização de proteções. Os díodos de desvio (*bypass*) ligam-se em paralelo com associações de células ligadas em série, para impedir que todos os elementos da série se descarreguem sobre a célula que estiver coberta ou sombreada [26].

Através da ligação em série de módulo FV, a célula solar com sombra aquece, podendo danificar-se; os díodos de *bypass* têm a função de proteger as células sombreadas, podendo o painel dispor de um a três díodos de *bypass*, consoante o número de células [11]. Estes díodos são instalados nos módulos FV com a polaridade inversa/oposta das células, para que se estas trabalharem corretamente o díodo não interfere no seu funcionamento. Se um grupo de células não estiver exposta ao sol, a polaridade é invertida e oferece o caminho mais fácil à passagem da corrente gerada pelos restantes grupos de células.

Quando há sombreamento de uma célula, o efeito fotovoltaico cessa, fazendo com que o único caminho para a corrente gerada pelas outras células seja a junção da célula afetada; a tensão a que a junção da célula afetada fica submetida leva o díodo a operar na região de polarização inversa, permitindo a circulação de uma corrente igual à corrente de geração das outras células, dissipando uma grande quantidade de energia. A potência dissipada na junção inversamente polarizada é dada pelo produto da corrente de geração das outras células e da tensão inversa negativa.

A seguir, apresenta-se o exemplo de uma configuração típica de um painel com díodos de *bypass*; estes díodos são incorporados nas tomadas de caixa de ligações dos módulos FV pelos fabricantes, Figura 3.17.

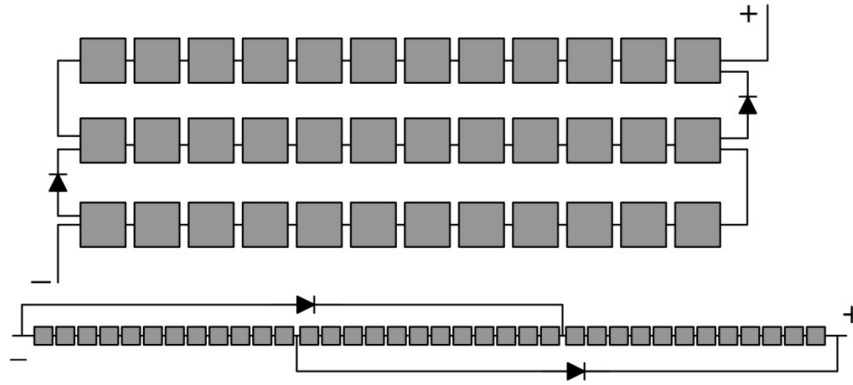


Figura 3.17 - Configuração típica de um painel com duas caixas de ligação, uma para o terminal positivo e outra para o negativo [26].

Na configuração ilustrada na Figura 3.17, instala-se um diodo em cada uma das caixas de ligação. Caso exista sombreamento severo, a corrente circula por um grupo de 1/3 de células e depois através do diodo, ou seja, 2/3 do painel é interposto no caso de existirem sombras [26].

Quando existem módulos ligados em paralelo, são utilizados diodos de fileira para evitar curto-circuitos e correntes inversas entre fileiras, no caso de aparecer qualquer avaria em alguma das fileiras do sistema FV [11]. Os diodos mais utilizados são do tipo Schottky, no entanto, se forem utilizados módulos do mesmo tipo, também é comum não serem utilizados os diodos de fileira; nesta situação, procede-se à colocação de fusíveis de proteção nos dois lados da fileira de modo a garantir a proteção contra sobreintensidades [28].

Na Figura 3.18, pode-se observar a configuração dos diodos de fileira de um campo gerador fotovoltaico.

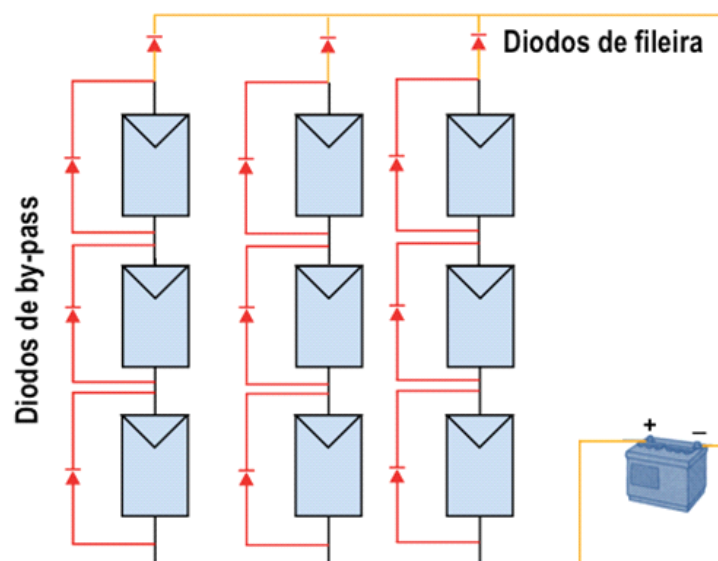


Figura 3.18 - Representação de diodos de fileiras e de by-pass [29].

3.6.2 - Díodos de bloqueio

Os díodos de bloqueio são utilizados nas instalações FV para realizar duas funções [26]:

- Evitar que a bateria se descarregue sobre o campo fotovoltaico, durante a noite;
- Bloquear a circulação de correntes inversas de ramos paralelos sombreados durante o dia.

Na Figura 3.19 ilustra-se a implementação de um diodo de bloqueio, que é ligado entre o módulo FV e a bateria.

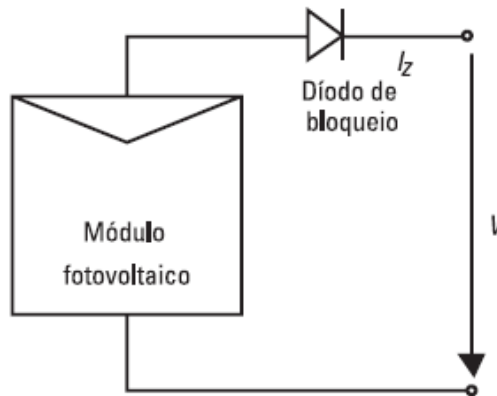


Figura 3.19 -Díodo de bloqueio num módulo FV [11].

3.6.2.1 - Díodos de bloqueio para evitar descargas noturnas das baterias

Nos sistemas fotovoltaicos com baterias, se não se utilizarem proteções, a bateria poderá descarregar-se durante toda a noite através dos módulos. Este efeito não seria perigoso para os módulos, mas originaria uma perda de energia no sistema de armazenamento.

Para evitar estas perdas, colocam-se díodos de bloqueio ligados em série entre o gerador fotovoltaico e a bateria. Estes díodos permitem a circulação de corrente do campo fotovoltaico até à bateria durante o dia, mas bloqueiam a circulação no sentido inverso de corrente da bateria ao campo fotovoltaico [26].

A Figura 3.20 mostra as curvas de iluminação e de escuridão de um gerador fotovoltaico, indicando os sentidos de circulação da corrente. Durante a noite, a bateria mantém a sua tensão de operação e a corrente que passa pelo módulo circulará em sentido oposto [26].

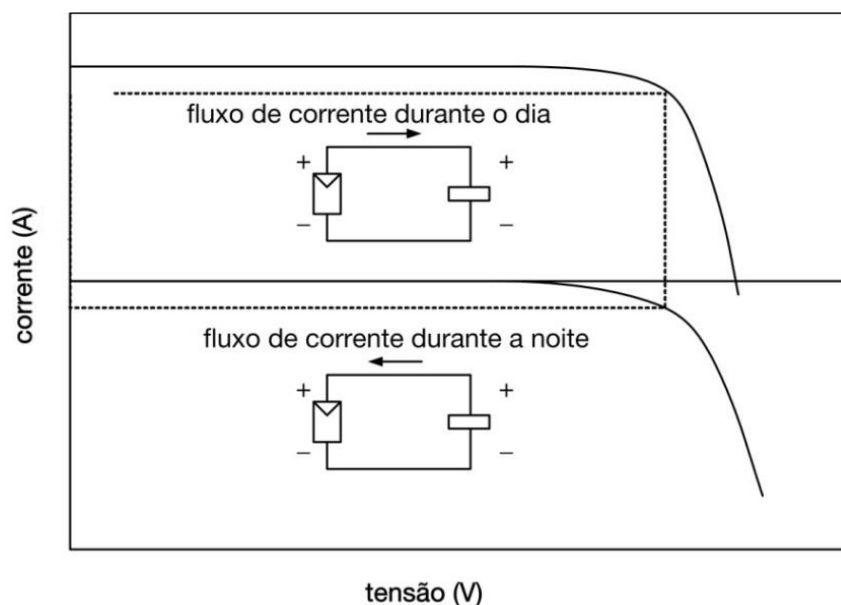


Figura 3.20 - Curvas de iluminação e de escuridão de um gerador fotovoltaico, indicando os sentidos de circulação da corrente durante o dia e a noite [26].

Para evitar estas perdas, colocam-se díodos de bloqueio ligados em série entre o gerador fotovoltaico e a bateria. Estes díodos permitem a circulação de corrente do campo fotovoltaico até à bateria durante o dia, mas bloqueiam a circulação no sentido inverso de corrente da bateria ao campo fotovoltaico [26].

3.6.2.2 - Díodos de bloqueio para evitar a circulação de correntes de ramo em paralelo durante o dia

A utilização de díodos de bloqueio, ligados em série a cada um dos ramos em paralelo, evita a passagem de corrente no sentido inverso, “isolando” os ramos encobertos. Normalmente, neste tipo de configurações, os díodos de bloqueio estão todos situados numa caixa de ligações exterior, à qual chegam os cabos positivos provenientes de cada um dos ramos do campo gerador e um cabo de maior secção onde se agrupam os terminais negativos.

3.7 - Modelos de células/módulos fotovoltaicos

Os modelos matemáticos de células FV são utilizados para, de um modo geral, simular o comportamento de células/módulo FV, na literatura existe vários modelos e neste caso de estudo descreveremos os modelos de um único e de dois díodos. Estes modelos apresentam vários parâmetros elétricos desconhecidos, que são determinados a partir de algoritmos computacionais recorrendo à aplicação das Leis de Ohm e de Kirchhoff.

O modelo de um único díodo é o modelo mais utilizado na literatura pelo seu compromisso entre a simplicidade e a precisão; portanto, a fim de aprimorar a precisão, o modelo de duplo-díodo (ou dos dois díodos) é o preferido por muito autores [30].

O modelo de um único diodo ilustrado na Figura 3.21, inclui: i) uma fonte de corrente que depende das características do material semicondutor, da temperatura da célula e, principalmente, da variação da radiação solar; ii) o diodo que representa o efeito físico da junção P-N em paralelo com a fonte de corrente, e cujos valores variam em função da temperatura e da carga; iii) uma resistência em série, que representa as perdas no semicondutor, bem como nos contactos metálicos que influenciam no declive da curva na região de circuito aberto e, iv) uma resistência em paralelo que traduz o vazamento da corrente que influencia no declive da curva da região de curto circuito [30].

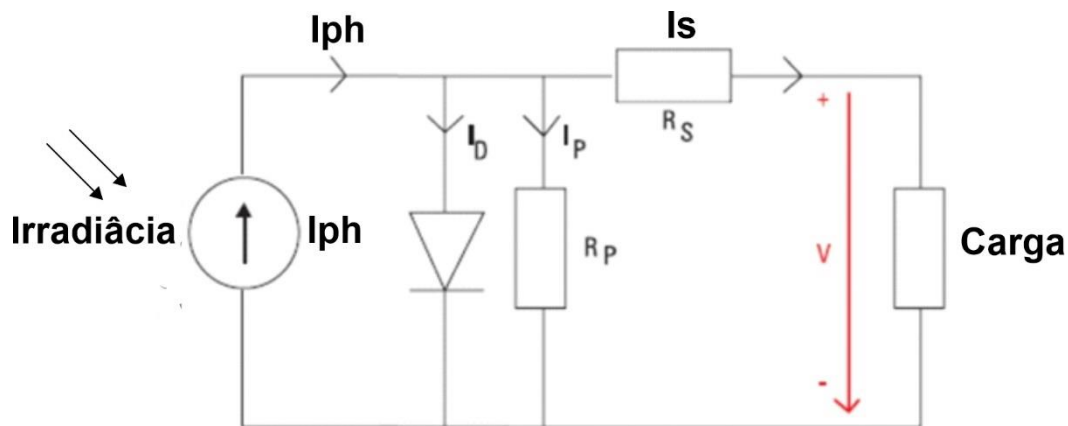


Figura 3.21 - Circuito equivalente para o modelo matemático de um único diodo [11].

Para concretizar este modelo matemático, afim de simular o comportamento da célula FV, deve-se determinar com precisão cinco parâmetros desconhecidos que o caracterizam. Estes parâmetros, descritos em [31], são:

- A corrente do diodo (I_d) em [A];
- A corrente fotovoltaica (I_{ph}) em [A];
- O fator de idealidade do diodo (n);
- A resistência em série (R_s) em [Ω];
- A resistência paralela de desvio (R_p) em [Ω].

Estes parâmetros desconhecidos descritos acima são determinados ou estimados aplicando ao circuito equivalente da Figura 3.21 as leis de Ohm e de Kirchhoff, obtendo-se a equação do circuito equivalente dada em (3.9), onde a corrente de diodo é determinada em (3.10) de acordo a equação de Shockley [30] e [32].

$$I_s = I_{ph} - I_d - I_p \quad (3.9)$$

Onde I_p é a corrente na resistência em paralelo em [A] e I_s a corrente de saída do circuito. Para a corrente no diodo, tem-se:

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{n \times V_t} \right) - 1 \right] \quad (3.10)$$

Onde:

I_0 é a corrente de saturação inversa do díodo em [A];

V é a tensão de saída ou tensão fotovoltaica em [V];

n é o fator de idealidade do díodo e V_t a tensão do díodo em [V], que depende da temperatura da junção (T), dada pela equação (3.11), de acordo com [32].

$$V_t = \frac{N_s \times K \times T}{q} \quad (3.11)$$

Onde, N_s é o número de células conectadas em série, $K = 1.3806503E-23$ J/K é a constante de Boltzman, $q = 1.60217646E-19$ C é a carga do eletrão e T a temperatura da junção em Kelvin. De acordo com a Lei de Ohm, a corrente da resistência em paralelo (I_p) é calculada pela equação (3.12).

$$I_p = \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.12)$$

Portanto, a equação (3.13) obtém-se a partir da combinação das equações (3.10), (3.11) e (3.12), e substituindo-as em (3.9), descreve-se a corrente de saída ou corrente fotovoltaica.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{N_s \times n \times \frac{K \times T}{q}} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.13)$$

O modelo de duplo-díodo representado na Figura 3.22 descreve com maior exatidão os fenómenos físicos ao nível da junção P-N. Um díodo representa a corrente de difusão na junção, enquanto o outro tem em conta o efeito de recombinação na região espaço-carga e oferece melhor precisão do que o modelo de um díodo, especialmente para níveis de baixa irradiância e para a tecnologia policristalina, contudo é mais complexo devido ao aumento do número de parâmetros [33].

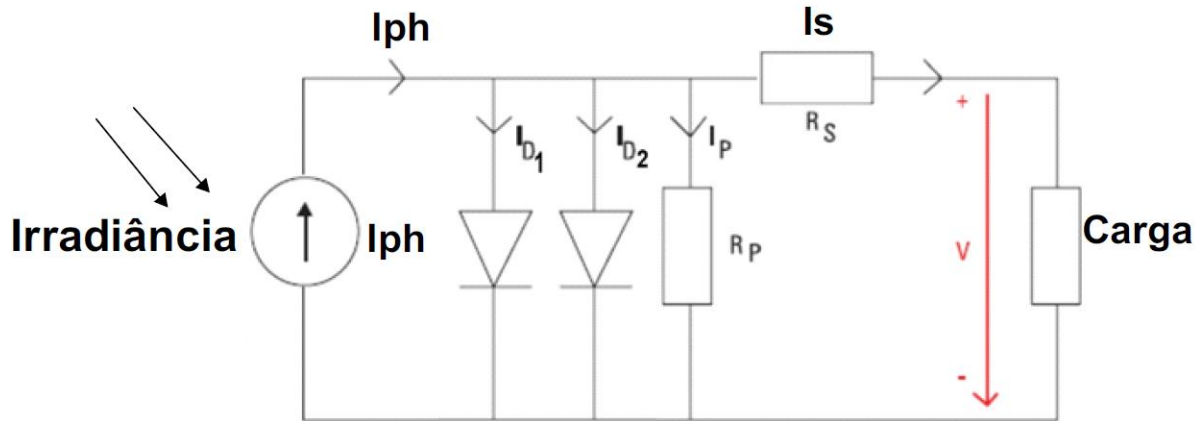


Figura 3.22 - Circuito equivalente para o modelo matemático de dois díodos.

À semelhança do modelo de único díodo, neste modelo de duplo-díodo também existem parâmetros desconhecidos, neste caso são sete que se mencionam a seguir:

- A corrente fotovoltaica (I_{ph}) em [A];
- A corrente de saturação inversa do díodo 1 (I_{01}) em [A];
- A corrente de saturação inversa do díodo 2 (I_{02}) em [A];
- O fator de idealidade do díodo 1 (n_1);
- O fator de idealidade do díodo 2 (n_2);
- A resistência em série (R_s) em [Ω];
- A resistência paralela de desvio (R_p) em [Ω].

Estes parâmetros descritos acima são estimados ou calculados aplicando as Leis de Ohm e de Kirchhoff ao circuito equivalente de duplo-díodo ilustrado na Figura 3.22. A corrente de saída ou corrente FV (I) será expressa pela equação (3.14) [32].

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_p \quad (3.14)$$

Onde:

I_{d1} é a corrente do díodo 1 em [A];

I_{d2} é corrente do díodo 2 em [A].

As correntes nos díodos são descritas pela equação de Shockley (3.15) e (3.16).

$$I_{d1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{n_1 \times V_t} \right) - 1 \right] \quad (3.15)$$

$$I_{d2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{n_2 \times V_t} \right) - 1 \right] \quad (3.16)$$

Onde:

I_{01} é a corrente de saturação inversa do díodo 1 em [A];

I_{02} é a corrente de saturação reversa do díodo 2 em [A];

n_1 é o fator de idealidade do díodo 1 e n_2 é o fator de idealidade do díodo 2.

Agrupando ou combinando as equações (3.14), (3.15) e (3.16), obtém-se a equação (3.17) que permite descrever a corrente de saída para o modelo de duplo-díodo e que é uma equação implícita [32].

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{n_1 \times V_t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{n_2 \times V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.17)$$

Os modelos matemáticos apresentados acima, tanto o modelo de um único díodo como o de duplo-díodo, apresentam grandes desvantagens para o cálculo dos parâmetros desconhecidos, já que nos levam a recorrer a ferramentas computacionais e consomem um tempo elevado no que concerne à extração dos parâmetros; muitos autores recorrem aos algoritmos de otimização baseados na natureza, embora estes algoritmos requeiram um grande domínio matemático. Devido a tais desvantagens, muitos outros autores optam pela utilização de um modelo matemático sintetizado que não consuma tanto tempo computacional. A potência produzida por uma *string* fotovoltaica P_{PV} no instante de tempo t é determinada em função da temperatura das células e da radiação solar incidente nesse instante de tempo, expressa pela seguinte equação [24], [34]:

$$P_{PV} = \mu_{MMPT} \left[P_{max,STC} \times \frac{G_T}{G_{STC}} \times (1 - \alpha V_{oc} \times (T_{cel} - T_{STC})) \right] \times N_S \times N_P \quad (3.18)$$

Onde:

μ_{MMPT} é o rendimento do módulo FV;

$P_{Máx,STC}$ [W] é a potência máxima em condições de teste padrão (STC) gerada pelo módulo FV;

αV_{oc} [%/°C] é o coeficiente de temperatura do módulo FV;

N_S e N_P número de módulos ligados em série e em paralelo;

T_{STC} [°C] a temperatura em STC;

G_T [W/m²] a irradiância que nos é dada a partir dos dados meteorológicos da região;

G_{STC} [W/m²] a irradiância em STC.

Entretanto, T_{cel} em [°C] é a temperatura da célula que é dada pela equação (3.19) e é uma função da temperatura ambiente T_{amb} [°C] e da temperatura da célula em operação nominal, $NOCT$ [°C], em condições $NOCT$ (condições de temperatura em operação nominal), isto é, com uma temperatura do ar T_{NOCT} [°C] e uma irradiância G_{NOCT} [W/m²] [34]:

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{G_T}{G_{NOCT}} \times (NOCT - T_{NOCT}) \quad (3.19)$$

As especificações STC e $NOCT$ são usadas para a avaliação ou quantificação da potência de saída do módulo FV; as condições STC consistem numa irradiância de 1000 W/m², AM (massa do ar) de 1.5 G e uma temperatura de 25 °C [13], enquanto que as condições $NOCT$ consistem numa irradiância de 800 W/m², temperatura do ar de 20 °C e uma velocidade do vento de 1 m/s.

Assim sendo, a partir das características técnicas de um determinado modelo de módulo FV, podemos calcular a potência de saída gerada através das equações (3.18) e (3.19), onde a mesma é calculada a partir dos parâmetros dados para STC, $NOCT$ e pelos dados meteorológicos da região em estudo (temperaturas e irradiâncias) [35].

CAPÍTULO 4 DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA ISOLADA

O rigoroso dimensionamento de uma instalação FV será a base fundamental para o bom funcionamento da mesma, e também para a garantia da sua longevidade; os sistemas FV isolados/autónomos utilizam baterias, e as mesmas sofrem grandes perdas devido ao processo de carga/descarga.

Um dos aspetos mais importantes no dimensionamento de instalações FV isoladas é conhecermos a carga ou o perfil de carga de consumo que irá beneficiar da instalação FV isolada/autónoma; portanto, neste caso de estudo devido à ausência de dados de perfil de carga do local, mas conhecendo as suas necessidades energéticas, fez-se uma pesquisa rigorosa de dados reais de perfil de carga de habitações exemplificadas em [36], ajustados consoante o perfil ou as necessidades do local em estudo.

Os componentes ou elementos que constituem uma instalação fotovoltaica isolada/autónoma representam-se na Figura 4.1.

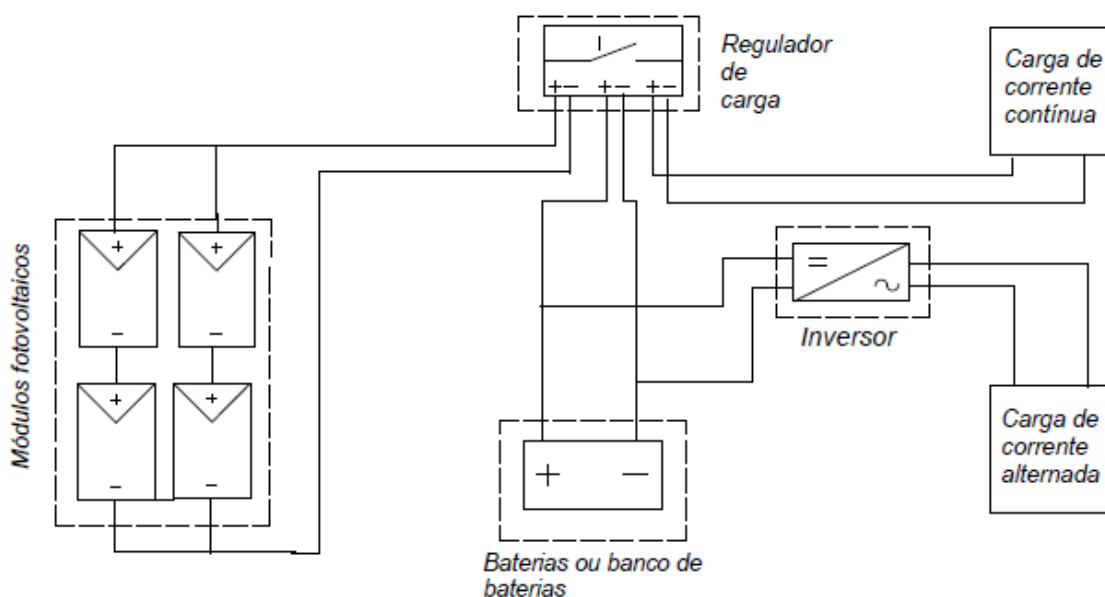


Figura 4.1 - Esquema típico de uma instalação fotovoltaica isolada.

Na representação da Figura 4.1 é esquematizada a constituição de uma instalação fotovoltaica isolada. Relativamente ao bloco de carga de corrente contínua (DC), dever-se-á referir que nem sempre este estará presente na instalação, pelo que somente nalguns casos teremos que incluir a ligação do regulador de carga para a carga DC. Já no que diz respeito ao bloco do inversor, na maioria dos casos este estará presente, já que normalmente as cargas existentes são de corrente alternada (CA). Assim sendo, iremos escolher os componentes da nossa instalação para alimentar a carga.

4.1 - Escolha do painel/módulo fotovoltaico

No capítulo 3, já se abordou a generalidade dos painéis/módulos fotovoltaicos (PFV); nesta subsecção iremos focar-nos na escolha ou seleção do PFV que irá ser considerado para a nossa instalação. Para este estudo escolheu-se o PFV da marca SHARP modelo ND-R250 A5, por oferecer preço acessível no mercado, por oferecer garantia de produto de 10 anos, garantia de desempenho linear de 25 anos, mínimo de 96 % da saída da energia mínima especificada durante o primeiro ano e pela redução anual máxima de 0,667 % da produção de energia para os 24 anos seguintes [37]. A Tabela 4.1 ilustra as principais características elétricas do módulo FV SHARP ND R-250 A5, em condições STC. A Tabela 4.2 ilustra as principais características elétricas do mesmo módulo, em condições NOTC.

Tabela 4.1 - Principais características elétricas do módulo FV SHARP ND-R250 A5 em STC (*Standard Test Conditions*) [38].

Parâmetros	Símbolos	Unidades	Valores
Potência máxima	P_{max}	Watt pico [Wp]	250
Tensão máxima	V_{max}	Volt [V]	30.9
Corrente máxima	I_{max}	Ampère [A]	8.10
Tensão de circuito-aberto	V	Volt [V]	37.6
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	Ampère [A]	8.68
Eficiência do módulo FV	η	%	15.2

Tabela 4.2 - Principais características elétricas do módulo FV SHARP ND-R250 A5 em NOTC (*Nominal Operating Cell Temperature*) [34].

Parâmetros	Símbolos	Unidades	Valores
Potência máxima	P_{max}	Watt pico [Wp]	182.2
Tensão máxima	V_{max}	Volt [V]	27.7
Tensão de circuito-aberto	V_{oc}	Volt [V]	36.7
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	Ampère [A]	7.0
Nominal Operating Cell Temperature	NOTC	Graus Celsius [°C]	47.5

4.1.1 - Orientação e inclinação dos módulos PV

É imprescindível que os módulos FV de uma instalação possam ter uma ótima orientação e inclinação de modo a alcançar o melhor rendimento e a captação máxima da radiação solar incidente. Para determinarmos a inclinação ideal para a instalação devemos ter em conta a latitude do local onde se encontra a mesma. Após isso, determinamos o ângulo de inclinação ideal tendo em conta três situações de dimensionamento. Na Tabela 4.3 apresentam-se as situações de inclinação dos módulos FV.

Tabela 4.3 - Situações a ter em conta para a inclinação dos módulos FV [39]

Período de utilização da instalação FV	Ângulo de inclinação
Todo ano	Latitude do local -5°
Inverno	Latitude do local $+15^\circ$
Verão	Latitude do local -15°

Para a determinação do ângulo de inclinação da instalação utiliza-se a expressão (4.1):

$$\alpha = \text{latitude do local} - 5^\circ \quad (4.1)$$

Onde:

α - É o ângulo de inclinação dos módulos FV.

Neste caso, dado Angola se encontrar no hemisfério sul e a localização da instalação FV isolada/autónoma se encontrar na Província do Moxico, no Município de Cazombo, a latitude a considerar é de -11.895° [4].

4.1.2 - Distanciamento entre fileiras ou ramais dos módulos FV

Antes da montagem de uma instalação ou sistemas FV, deve ser sempre assegurada a distância entre as fileiras dos painéis FV, de forma a evitar sombreamentos mútuos, bem como assegurar uma disposição que evite os sombreamentos de elementos arquitetónicos ou naturais [11].

Para resolver esta questão, deve-se realizar a montagem de acordo com a Figura 4.2.

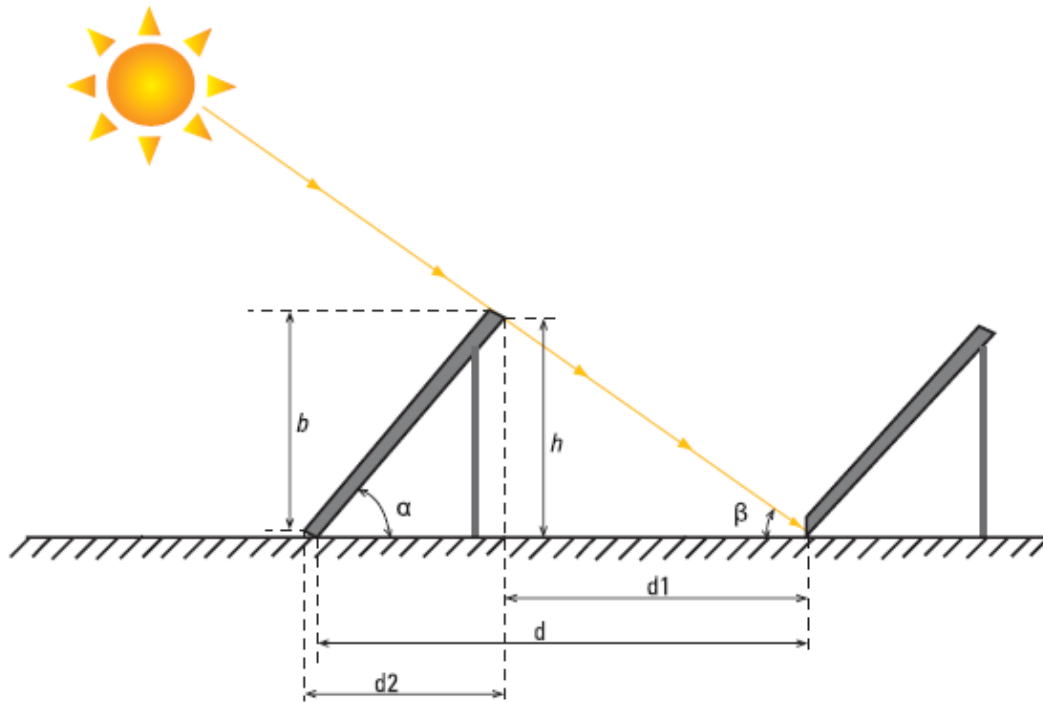


Figura 4.2 - Ilustração da regra de posicionamento a aplicar em fileiras de painéis FV quando existe sombreamentos [11].

Para o determinar a distância mínima entre fileiras dos módulos FV deve-se aplicar a expressão (4.2) [39]:

$$d = l \left(\frac{\sin \alpha}{\tan h_0} + \cos \alpha \right) \quad (4.2)$$

Onde:

d - Afastamento ou distância entre fileiras/ramais dos módulos FV em metro [m];

l - Comprimento do módulo FV, em metro [m];

α - Ângulo de inclinação dos módulos FV, em graus [°];

h_0 - Altura mínima do Sol, calculada pela expressão (4.3).

$$h_0 = (90^\circ - \textit{latitude local}) - 23.5^\circ \quad (4.3)$$

4.2 - Regulador de carga

É imprescindível que nas instalações fotovoltaicas isoladas sejam instalados reguladores de carga entre o campo gerador fotovoltaico e as baterias; este dispositivo tem a função de proteger as baterias contra descargas profundas e sobrecargas.

O regulador de carga também impede que a bateria continue a receber carga do campo gerador fotovoltaico uma vez este tenha alcançado a sua carga máxima, o que previne que a bateria se venha a deteriorar por meio da gaseificação ou aquecimento, o que encurta a sua vida útil [11]. A maioria dos reguladores permite inicialmente que toda a corrente produzida, pelo campo gerador fotovoltaico, passe para a bateria. Assim, quando a bateria se aproxima do seu estado final de carga, fornecem-se correntes intermitentes para manter a bateria num estado de “flutuação”. Além disso, alguns reguladores sobrecarregam a bateria periodicamente (cargas de compensação) para homogeneizar todas as células ou elementos e diminuir a estratificação do eletrólito [39].

Numa instalação FV, o regulador é selecionado em função da tensão do sistema e da corrente de curto-circuito do campo gerador fotovoltaico em condições normais de operação, aplicando-se um fator de segurança, normalmente de 1.25, já que em algumas circunstâncias a irradiância pode ultrapassar os 1000 W/m² [11]. Além disso, o regulador também tem a função de interromper o fornecimento de energia às cargas externas sempre que é atingida a profundidade de descarga máxima da bateria [40].

A maior parte dos reguladores de carga permite o ajuste das tensões de regulação para adequar os níveis de corte ao tipo de bateria utilizado na instalação fotovoltaica, estes ajustes devem ser realizados por pessoal qualificado e não deverão estar acessíveis ao utilizador [11].

Todos os reguladores de carga modernos dispõem de um amperímetro, de um voltímetro e de um sensor de temperatura que regula automaticamente o valor máximo da tensão de carga, possuindo ainda um diodo de bloqueio, que impede que a corrente saia da bateria no sentido dos módulos FV. Como durante a noite a tensão na bateria pode ser superior à do campo gerador fotovoltaico, o diodo evita assim a circulação de correntes inversas.

A Figura 4.3 mostra um regulador de carga típico.



Figura 4.3 - Regulador de carga [41].

Os reguladores de carga utilizam uma tecnologia chamada de PWM (*Pulse Width Modulation*), para manter a bateria na carga máxima e minimizar a sulfatação de baterias, através da aplicação de pulsos de tensão de alta frequência; ainda, podem incluir tecnologias de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), para extrair a máxima energia possível de um módulo solar, através da alteração de sua

tensão de operação para maximizar a potência de saída, de modo que a bateria possa ser carregada até atingir a sua capacidade máxima [42].

4.2.1 - Tipos de reguladores

Em função do sistema fotovoltaico e mediante os propósitos da instalação, segundo [11], [39] e [43], os reguladores podem ser:

- Regulador série;
- Regulador paralelo ou shunt;
- Regulador MPPT.

4.2.1.1 - Regulador série

Na Figura 4.4 ilustra-se o circuito elétrico de um regulador série.

Este regulador tem esta designação pelo facto de o interruptor de controlo eletrónico S1 ficar em série como gerador fotovoltaico, Figura 4.4. Quando atingida a tensão máxima, o controlador interrompe a entrega da potência por parte dos módulos FV através do controlo S1, que pode ser um relé ou um semiconductor, evitando desta forma a sobrecarga, voltando a ligar-se quando a tensão da bateria diminui.

Este regulador também inclui outro interruptor entre a bateria e a carga, S2, que evita a descarga da mesma, cortando o abastecimento de energia quando se alcança a tensão de corte por descarga profunda. Este é utilizado em instalações onde se aplicam intensidades mais elevadas.

As tensões de operação são normalmente na ordem dos 12, 24 e 48 V. A sua principal vantagem reside no facto de ser muito utilizado em sistemas de grandes potências.

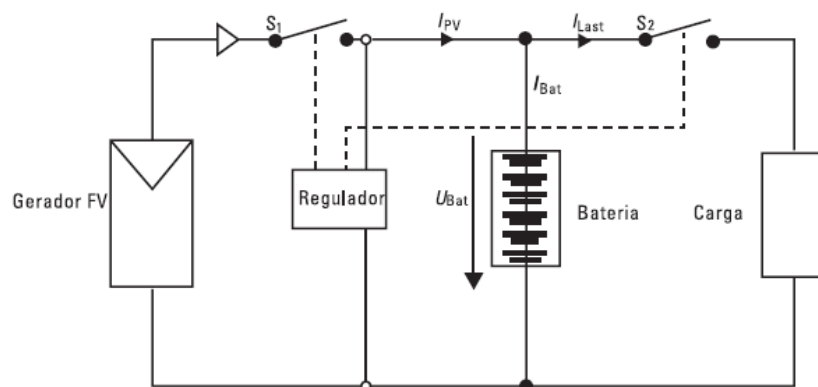


Figura 4.4 - Regulador série [43].

4.2.1.2 - Regulador paralelo ou shunt

Na Figura 4.5 ilustra-se o circuito elétrico de um regulador paralelo ou shunt.

O regulador paralelo funciona por dissipação do excesso de energia através de um transistor ou de um MOSFET, colocado em paralelo com o sistema de baterias. Normalmente, este tipo de reguladores traz um bom dissipador térmico, possuindo um diodo de bloqueio para evitar as correntes inversas. É utilizado em sistemas autónomos de pequenas potências, pois na presença de valores elevados de potência ter-se-ia que recorrer a dissipadores térmicos maiores, obrigando a instalar sistemas de refrigeração, levando assim à diminuição da fiabilidade dos equipamentos e aumentando os custos da instalação.

Analisando a Figura 4.5, verifica-se que este regulador fica com o interruptor de controlo S1 em paralelo com o gerador FV, e daí a designação de paralelo. Quando a tensão aos terminais da bateria atinge o valor de tensão de sobrecarga V_{sc} , o regulador desvia parte da corrente que chega à bateria ao invés de a interromper, deixando passar apenas uma quantidade de corrente que evita a auto-descarga. A tensão da bateria mantém-se num valor equivalente à carga de flutuação, permitindo uma carga mais completa das baterias e um melhor aproveitamento da energia que o campo gerador FV produz. Neste regulador e no anterior, o interruptor S2 vai preservar a bateria, isto é, vai controlar a corrente que se dirige para a carga.

Quando anoitece, o regulador *shunt* permite que os módulos FV fiquem em curto-circuito, evitando correntes inversas vindas do mesmo. Uma vez alcançada a tensão de corte por sobrecarga, o gerador fotovoltaico entra em curto-circuito através do dispositivo de dissipação, e o resto da corrente consome-se como corrente de curto-circuito no campo gerador FV, transformando-se em calor.

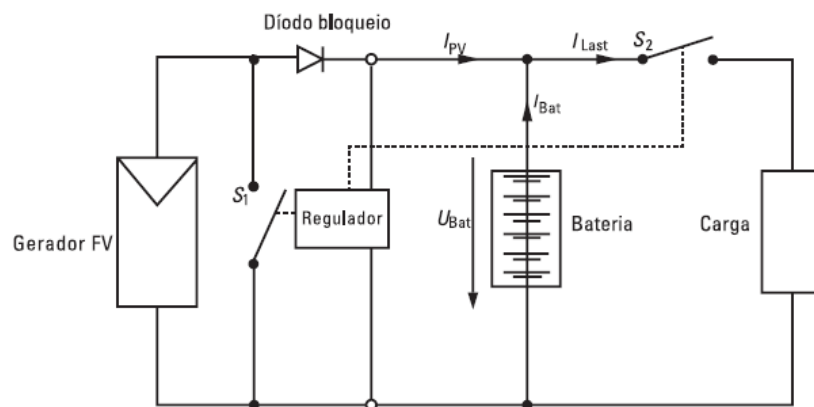


Figura 4.5 - Regulador paralelo ou shunt [43].

4.2.1.3 - Regulador MPPT

Na Figura 4.6 ilustra-se o circuito elétrico de um regulador MPPT.

Quando a radiação solar diminui nos módulos FV, a tensão nos módulos também baixa. Os reguladores estudados até agora não permitiam aproveitar a energia produzida pelos módulos FV (embora em pouca quantidade) e, sendo assim, o ponto de máxima potência (MPP, visto atrás), não seria alcançado. Este

regulador permite aproveitar a energia produzida do gerador FV, situando o ponto de funcionamento na máxima potência, mantendo um valor de tensão superior ao da bateria que, desta forma, irá carregar. Trata-se de um regulador que não desperdiça energia.

Por outro lado, e de modo a efetuar esta operação, o regulador necessita também de um conversor DC/DC que ajuste o valor da tensão e procure o MPP.

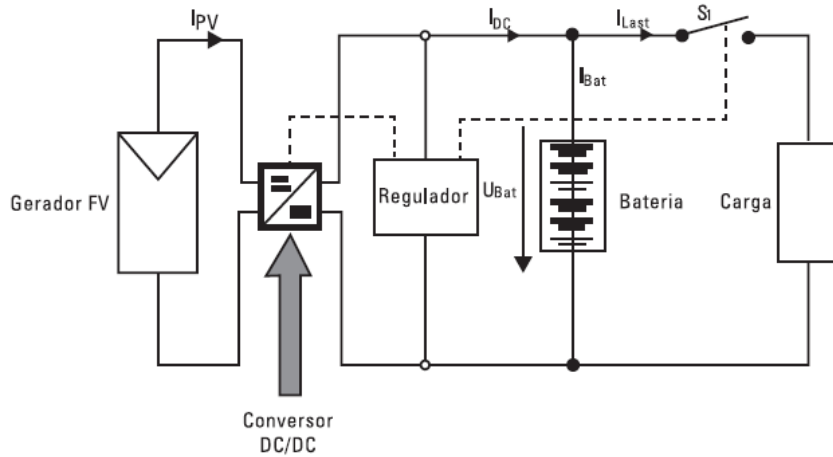


Figura 4.6 - Regulador MPPT [43].

A regulação é efetuada pelo regulador MPPT no conversor que, a intervalos de tempo especificados, percorre a curva característica I-V do gerador fotovoltaico e determina qual o ponto de máxima potência.

O conversor DC/DC é então regulado para a máxima potência disponível do gerador FV, ajustando por outro lado o sinal de saída em função da tensão de carga da bateria. Este tipo de conversores já vem incluído no interior do próprio regulador. Este regulador só é utilizado para potências superiores a 200 W.

A Figura 4.7 ilustra um exemplo de ligação de um regulador num sistema FV com cargas.

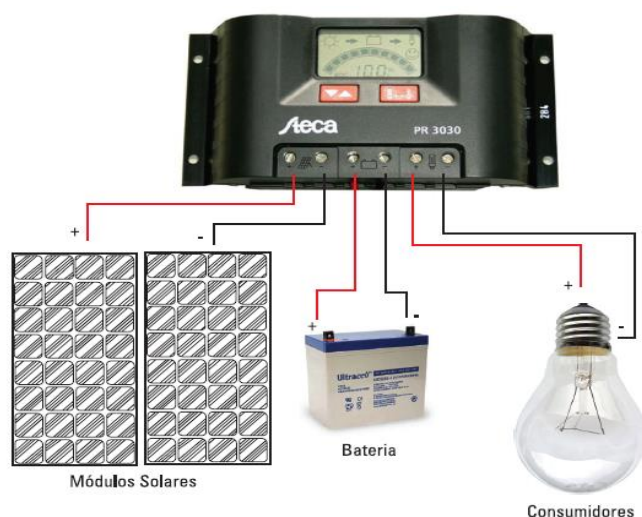


Figura 4.7 - Exemplo de um esquema de ligações de um regulador num sistema FV com cargas [11].

4.3 - Inversores

Os módulos FV transformam a radiação solar incidente sobre a sua superfície em energia elétrica de corrente contínua (DC), a qual pode alimentar diretamente cargas DC, por exemplo motores de corrente contínua, iluminações a corrente contínua, etc. A maior parte das cargas a alimentar ou cargas de consumo são de corrente alternada (AC), portanto, a produção de energia através de módulos FV na sua maioria tem como objetivo alimentar ou suprir cargas AC, para isso precisamos de um dispositivo importantíssimo nos sistemas FV, o inversor que converte a corrente contínua em corrente alternada e ajusta a tensão e a frequência à carga que desejamos satisfazer. O símbolo do inversor está mostrado na Figura 4.8 e a ilustração das ligações de um inversor DC-AC acoplado a um sistema fotovoltaico isolado pode ser encontrada na Figura 4.9.

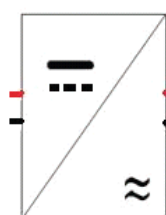


Figura 4.8 - Simbologia elétrica de um inversor [11].

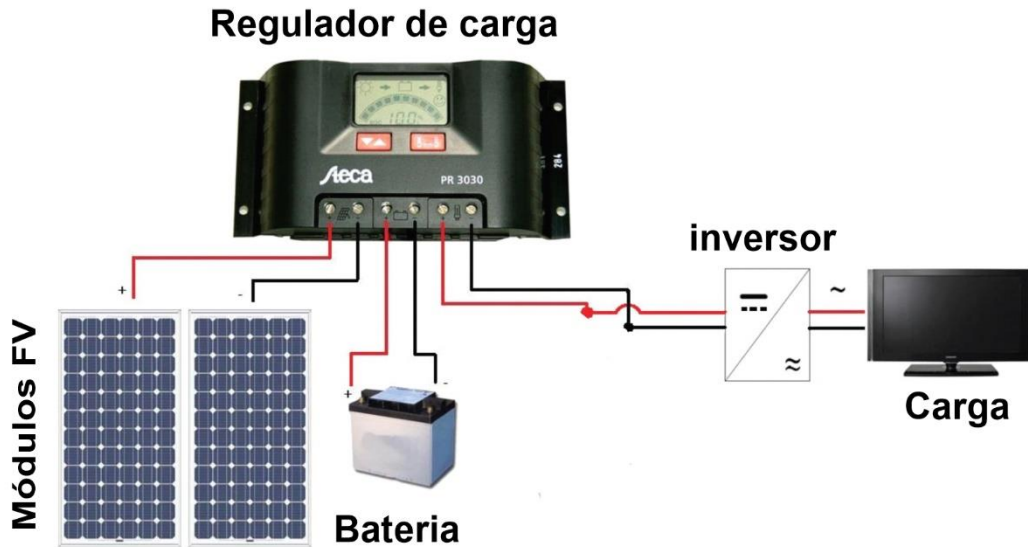


Figura 4.9 - Inversor DC-AC acoplado a um sistema fotovoltaico isolado [11].

Nas instalações fotovoltaicas autónomas, o inversor liga-se diretamente aos terminais da bateria. Estes inversores são geralmente monofásicos a 50 Hz, com tensões nominais de entrada de 12 ou 24 V e com um leque amplo de potências disponíveis, desde alguns watt até vários quilowatt [17].

4.3.1 - Inversores DC-AC para sistemas autónomos

O inversor, Figura 4.10, liga-se diretamente aos terminais da bateria, uma vez que as correntes solicitadas são geralmente demasiado elevadas para o regulador de carga (especialmente no arranque de uma carga de 230 V). A ligação direta com a bateria implica que o inversor possua um sistema integrado de controlo de profundidade de descarga [11].



Figura 4.10 - Inversor DC-AC da SMA Sunny Boy para instalações fotovoltaicas isoladas [11].

Os inversores deverão estar obrigatoriamente identificados com a seguinte informação [17]:

- Potência nominal [VA] ou [W];
- Tensão nominal de entrada [V];

- Tensão (V_{RMS}) nominal de saída [V];
- Frequência nominal de saída [Hz];
- Fabricante e número de série;
- Polaridade e terminais.

4.3.2 - Classificação dos inversores autónomas

Os inversores autónomos podem classificar-se em função da forma de onda da tensão de saída [11], [39] [17]:

- De onda quadrada: São os mais baratos, sendo que a onda de saída tem um grande conteúdo harmónico indesejado que gera ruídos e perdas da potência. Não regulam bem tensão de saída. De referir que este inversor não deve ser utilizado em sistemas FV isolados, onde possam existir cargas que não são puramente resistivas;
- De onda modificada ou semi-sinusoidal: A sua utilização está bastante generalizada, dado que são os que oferecem melhor relação qualidade-preço. Embora a sua saída não seja uma onda sinusoidal pura, aproxima-se bastante da mesma. Podem alimentar quase todos os tipos de cargas, embora não se recomende a sua utilização para aparelhos eletrónicos delicados. Apresentam uma distorção harmónica em torno dos 20% e os seus rendimentos são superiores a 90%;
- De onda sinusoidal (semelhante à onda da rede eléctrica): São os que utilizam à saída uma forma de onda sinusoidal pura. São indicados para trabalhar com aparelhos eletrónicos sensíveis e atualmente estão a impor-se sobre o resto dos inversores, incluindo para aplicações mais simples. Não apresentam problemas em relação à distorção harmónica ou estabilidade de tensão e o seu custo é maior que o dos inversores de onda quadrada ou de onda modificada.

A Figura 4.11 ilustra as diferentes formas de onda de tensão de saída dos inversores aqui descritas.

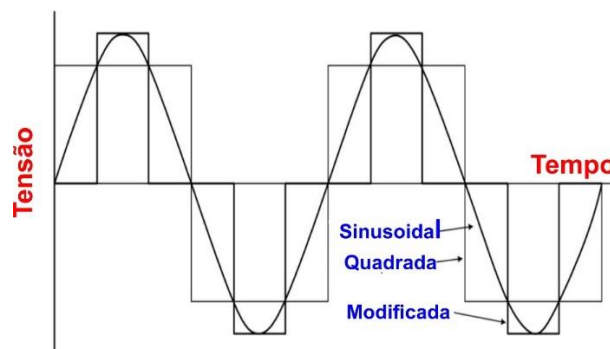


Figura 4.11 - Formas de onda de inversores fotovoltaicos autónomos [17].

CAPÍTULO 5 PROPOSTA DO DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA ISOLADA

A primeira análise e mais importante num dimensionamento de uma instalação fotovoltaica isolada é conhecer e definir as necessidades energéticas a satisfazer, portanto deve-se ter em conta a estimativa do perfil carga de consumo ou da potência máxima diária consumida pelas cargas.

Para o dimensionamento de uma instalação FV isolada deve-se executar escrupulosamente os seguintes passos:

- Estimativa do perfil de carga de consumo;
- Determinação do número de módulos FV;
- Determinação do ângulo de inclinação e orientação dos módulos FV;
- Cálculo da capacidade dos acumuladores de baterias;
- Escolha do inversor.

5.1 - Estimativa do perfil de carga de consumo

É imprescindível que se conheça o perfil de carga de consumo que a instalação irá alimentar. O perfil de carga da zona em estudo, assunto já abordado no Capítulo 4, é relativo a uma habitação unifamiliar, para a qual se admitem os valores da carga para as duas estações do ano que se ilustram na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Dados da carga anual de uma habitação unifamiliar

Estações do ano		Carga em kWh
Verão	Valor máximo da carga	1.4513
	Valor médio da carga	0.5229
	Valor mínimo da carga	0.1223
Cacimbo	Valor máximo da carga	1.0359
	Valor médio da carga	0.4185
	Valor mínimo da carga	0.1351
Carga total	Média anual	0.4939

Na Figura 5.1 mostra-se os gráficos de perfil de cargas da habitação unifamiliar para dois meses referentes às estações de Verão e de Cacimbo (janeiro e julho). Nestes gráficos é possível observar o consumo ao longo das horas, considerando-se uma semana (168 horas).

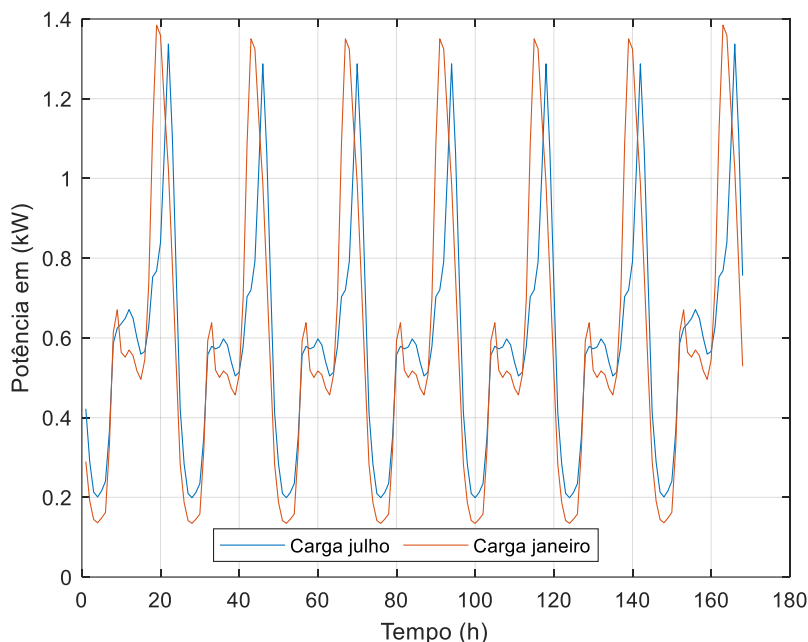


Figura 5.1 - Representação do perfil de carga de consumo em dois meses, referentes às estações de Verão e de Cacimbo (janeiro e julho).

Portanto, para fornecer eletricidade a um conjunto de habitações a partir da energia FV, multiplica-se a carga pelo número de habitações a considerar.

5.2 - Determinação do número de módulos FV

O número de módulos FV para uma habitação unifamiliar foi determinado a partir de dados de irradiância, temperatura e perfil de carga de consumo do local em estudo, utilizando um programa de cálculo e simulação baseado no *Software MATLAB*. Para a nossa instalação serão instalados 11 módulos FV, os mesmos estarão ligados em série, portanto, a instalação será constituída por 1 fileira (ramal) de 11 módulos fotovoltaicos, resultando assim numa tensão máxima em cada fileira de 340 VDC e uma tensão de circuito aberto de fileira de 413.6 VDC.

Para um conjunto de habitações (4 habitações) teremos instalados 39 módulos FV que também estarão ligados em série, portanto, a instalação será constituída por 3 fileiras, e em cada fileira estarão instalados 13 módulos FV; neste caso, obtém-se uma tensão máxima em cada fileira de 401.7 VDC e uma tensão de circuito-aberto de 488.8 VDC.

5.3 - Determinação do ângulo de inclinação e orientação dos módulos FV

Para determinar o ângulo de inclinação dos módulos FV utilizamos a equação (4.1), descrita no Capítulo 4, na subsecção 4.1.1, onde os pormenores mais importantes são conhecer a latitude do local da instalação e o período de utilização da instalação.

Como já referido, a latitude do local da instalação é -11.895° , aproximadamente -12° e o período de utilização da instalação será todo o ano; ou seja, o ângulo de inclinação será:

$$\alpha = 12^\circ - 5^\circ = 7^\circ$$

Os módulos FV terão um ângulo de inclinação de (7°) .

Como sabemos que Angola se encontra no hemisfério Sul, os módulos estarão orientados a Norte.

Para determinarmos a distância entre fileiras (ramais), utilizam-se as equações (4.2) e (4.3) do Capítulo 4; portanto, em primeiro lugar determina-se a altura mínima do sol a partir da equação (4.3) e tem-se:

$$h_0 = (90^\circ - \text{latitude local}) - 23,5^\circ$$

$$h_0 = (90^\circ - 12^\circ) - 23,5^\circ = 54,5^\circ$$

A distância entre fileira será:

$$d = 1.652 \left(\frac{\sin(7^\circ)}{\tan(54,5^\circ)} + \cos(7^\circ) \right) \cong 2 \text{ m}$$

5.4 - Cálculo da capacidade dos acumuladores de baterias

No programa de cálculo/simulação a partir do *Software MATLAB*, e apresentado no Anexo D, obteve-se para a energia do banco de baterias um valor nominal de 150 kWh; assim sendo, utilizando baterias de 48 V, implica que teremos um banco acumulador de baterias com uma capacidade de 3125 Ah. Este valor servirá de base para selecionar o banco de baterias.

Para se assegurar uma adequada recarga das baterias, a capacidade nominal das mesmas não deverá exceder em 25 vezes a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico escolhido [44]. Para determinar a capacidade máxima do banco de baterias utilizamos a equação (5.1):

$$C_{M\acute{a}x.Bat} = N_{MFV} \times I_{SC} \times 25 \quad (5.1)$$

Onde:

$C_{M\acute{a}x.Bat}$ - Capacidade máxima do banco de baterias em Ampère-hora [Ah];

N_{MFV} - Número de módulos FV da instalação;

I_{SC} - Corrente de curto-circuito do módulo FV em Ampère [A].

$$C_{M\acute{a}x.Bat.} = 48 \times 8.68 \times 25 = 10416 \text{ Ah} \quad (5.2)$$

O banco de baterias não deverá exceder os 10416 Ah.

A bateria selecionada para o banco de baterias da instalação é a Bateria Solar 48 V 720 Ah SOPZS, composta por 24 células de 2 V que perfazem 48 V.

A Figura 5.2 mostra a Bateria Solar 48V 720 Ah SOPZS, cujas características estão indicadas nas Tabelas 5.2 e 5.3.

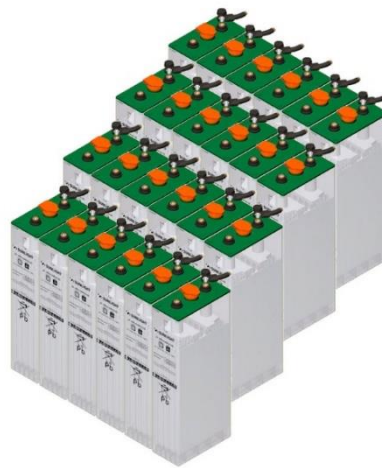


Figura 5.2 - Bateria Solar 48 V 720 Ah SOPZS [45].

A bateria SOPZS 48V 720Ah é uma solução avançada e económica, ideal para armazenamento de energia em instalações solares residenciais, estações de telecomunicações ou outras infraestruturas que exigem um ciclo de vida longo e com pouca manutenção. A tecnologia de placa tubular está especialmente desenhada para aplicações de energias renováveis, com critérios de fabrico segundo as normas ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001 [45].

Para suprir as cargas da instalação durante a noite e em períodos de ausência ou pouca incidência solar deve-se ter em conta o número de acumuladores de baterias a instalar; os mesmos serão determinados pela equação (5.3).

$$N_{Bat.} \geq \frac{C_{Total\ de\ Bat.}}{C_{Bat.}} \quad (5.3)$$

Onde:

$N_{Bat.}$ - Número de acumuladores de baterias;

$C_{Total\ de\ Bat.}$ - Capacidade total do banco de baterias em [Ah];

$C_{Bat.}$ - Capacidade de cada bateria em [Ah].

A capacidade dos bancos de baterias para cada instalação (habitação unifamiliar e o conjunto de habitações) foi determinado no Software MATLAB a partir das simulações executadas, em que se obteve 1875 Ah de capacidade do banco de baterias para a instalação que alimenta uma habitação unifamiliar e 3125 Ah para a instalação que alimenta o conjunto de habitações.

Os cálculos da capacidade do banco acumulador de baterias para as duas instalações são mostrados a seguir:

Para uma habitação unifamiliar:

$$N_{Bat.} \geq \frac{1875}{720} \geq 2.6$$

O banco de baterias para esta instalação será constituído por 3 baterias.

Para o conjunto de habitações:

$$N_{Bat.} \geq \frac{3125}{720} \geq 4.34$$

O banco de baterias para instalação do conjunto de habitações será constituído por 5 baterias.

Tabela 5.2 - Características da Bateria Solar 48V 720Ah SOPZS [45].

Parâmetro	Descrição
Ciclo de vida	Funcionamento cíclico até uma DoD de 60 % com uma vida útil de 2000 ciclos a 20 °C
Rendimento e fiabilidade	Estrutura robusta e fabrico em modernas instalações europeias de produção garantem um rendimento, eficiência e fiabilidade excelentes.
Fácil manutenção	O maior volume de eletrólito nos grandes contentores translúcidos e as ligas especiais baixas em antimónio garantem poucas e simples tarefas de reenchimento.
Segurança operacional	Exaustivos testes de conformidade realizados segundo as normas europeias e globais verificadas por agências independentes de certificação de terceiros.
Solução de armazenamento de energia completa e flexível	Fornecimento rápido de sistemas de baterias modulares com todos os acessórios necessários para uma instalação segura em suportes.
Custo total de aquisição (TCO) ótimo	Benefícios significativos em termos de custo por ciclo e maximização do valor da vida útil.

Tabela 5.3 - Características adicionais da Bateria Solar 48V 720Ah SOPZS [45].

Característica	Epzs	Opzs	Topzs/Sopzs
Profundidade Descarga	80%	80%	80%
Caixa	Polipropileno preto	Plástico SAN transparente	Polipropileno translúcido
Revisão Eletrolito	1 / mês	1 / semestre	1 / trimestre
Densidade Ácido	1,28 Kg/L	1,24 Kg/L	1,24 Kg/L
Instalação	Com Caixa	Sem Caixa	Com Caixa
Garantia	3 anos	2 anos	2 anos
Vida Útil*	15 anos	18 anos	15 anos

*Nota: Vida útil de rendimento de bateria solar em condições ambientais e manutenção ótimas.

5.5 - Escolha do inversor

Uma vez que as cargas que a instalação irá alimentar são de corrente alternada iremos utilizar inversores. Para o dimensionamento da instalação teremos que considerar o valor das perdas do inversor

e determinarmos a energia diária necessária em corrente alternada [44]. Tendo em conta a carga a satisfazer, teremos 3 inversores do tipo Inversor Híbrido MPPT SPC-III-500-48 =Outback Power, Figura 5.3, cujas características estão mostradas na Tabela 5.4.

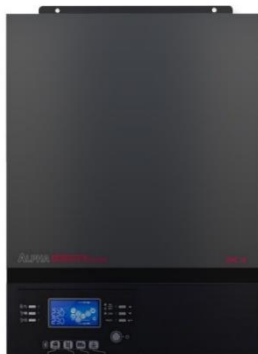


Figura 5.3 - Inversor selecionado. Inversor híbrido MPPT SPC III-5000-48 Outback Power [46].

Para a nossa instalação, selecionou-se um inversor híbrido em vez de reguladores/controladores de carga, uma vez que os inversores híbridos já incluem o regulador/controlador de carga; sendo assim, reduzem-se os custos da instalação e economiza-se espaço. Ainda, e no caso de haver necessidade de fazer um upgrade na instalação, seja por adicionamos um grupo de geradores diesel ou por a rede pública de eletricidade chegar à zona isolada, poder-se-á ligar à entrada AC do inversor híbrido o grupo gerador diesel ou a rede pública de eletricidade.

Tabela 5.4 - Principais características elétricas do inversor híbrido MPPT SPC III-5000-48 Outback Power [46].

Modelo	SPC III 5000-48
Potência nominal	5000 VA/5000 W
Entrada	
Tensão	230 V AC
Faixa de tensão selecionável	90-280 V AC
Faixa de frequência	50/60 HZ (<i>autosensing</i>)
Saída	
Relação de tensão AC (modo de bateria)	230 V AC +-5 %
Potência da onda	10000 VA
Eficiência (pico)	90-93 %
Tempo de transferência	15 ms
Onda	Onda sinusoidal pura
Bateria	
Tensão da bateria	48 V DC
Tensão de flutuação	54 V DC
Faixa de tensão personalizada	48 - 61 V DC
Carregador solar e carregador de AC	
Tipo de carregador solar	MPPT
Potência máxima da matriz fotovoltaica	4000 W
MPPT faixa de tensão de operação	120 - 450 V DC
Tensão Máxima de circuito aberto da matriz FV	500 V DC
Corrente de carga solar máxima	80 A
Corrente máxima de carga AC	60 A
Corrente máxima de carga	80 A

Os inversores selecionados por cada fileira da instalação FV devem suportar a tensão máxima por fileira, a potência fotovoltaica por fileira e a tensão máxima de circuito aberto por fileira, que serão obtidas, respetivamente, a partir das equações (5.4), (5.5) e (5.6).

$$V_{M\acute{a}x \text{ por fileira}} = N_{M\acute{o}dulos \text{ FV por fileiras}} \times V_{M\acute{a}x \text{ do M\acute{o}dulo FV}} \quad (5.4)$$

Onde:

$V_{M\acute{a}x \text{ por fileira}}$ - Tensão máxima por fileira, [V];

$N_{M\acute{o}dulos \text{ FV por fileiras}}$ - Número de módulos fotovoltaicos por fileira;

$V_{M\acute{a}x \text{ do M\acute{o}dulo FV}}$ - Tensão máxima do módulo fotovoltaico, [V].

$$P_{FV \text{ por fileira}} = N_{M\acute{o}dulos \text{ FV por fileira}} \times P_{M\acute{o}dulo \text{ FV}} \quad (5.5)$$

Onde:

$P_{FV \text{ por fileira}}$ - Potência fotovoltaica por fileira, [Wp];

$N_{M\acute{o}dulos \text{ FV por fileira}}$ - Número de módulos fotovoltaicos por fileira;

$P_{M\acute{o}dulo \text{ FV}}$ - Potência do módulo fotovoltaico, [Wp].

$$V_{OC \text{ M\acute{a}x.por fileira}} = N_{M\acute{o}dulos \text{ FV por fileira}} \times V_{OC \text{ M\acute{o}dulos FV}} \quad (5.6)$$

Onde:

$V_{OC \text{ M\acute{a}x.por fileira}}$ - Tensão máxima de circuito-aberto por fileira, [V];

$N_{M\acute{o}dulos \text{ FV por fileira}}$ - Número de módulos fotovoltaicos por fileiras;

$V_{OC \text{ M\acute{o}dulos FV}}$ - Tensão de circuito-aberto do módulo fotovoltaico, [V].

Aplicando as equações (4.4), (4.5) e (4.6) ao caso concreto da instalação constituída por 11 módulos FV, obtém-se os seguintes valores:

$$V_{M\acute{a}x \text{ por fileira}} = 11 \times 30.9 = 340 \text{ V}$$

$$P_{FV \text{ por fileira}} = 11 \times 250 = 2750 \text{ Wp}$$

$$V_{OC \text{ Máx. por fileira}} = 11 \times 37.6 = 413.6 \text{ V}$$

Entretanto, para a instalação de 39 módulos FV, analisando os valores admissíveis pelo inversor escolhido, obtém-se os seguintes valores:

$$V_{Máx \text{ por fileira}} = 13 \times 30.9 = 401.7 \text{ V}$$

$$P_{FV \text{ por fileira}} = 13 \times 250 = 3250 \text{ Wp}$$

$$V_{OC \text{ Máx. por fileira}} = 13 \times 37.6 = 488.8 \text{ V}$$

A Figura 5.4 mostra o esquema da instalação FV isolada para uma habitação unifamiliar.

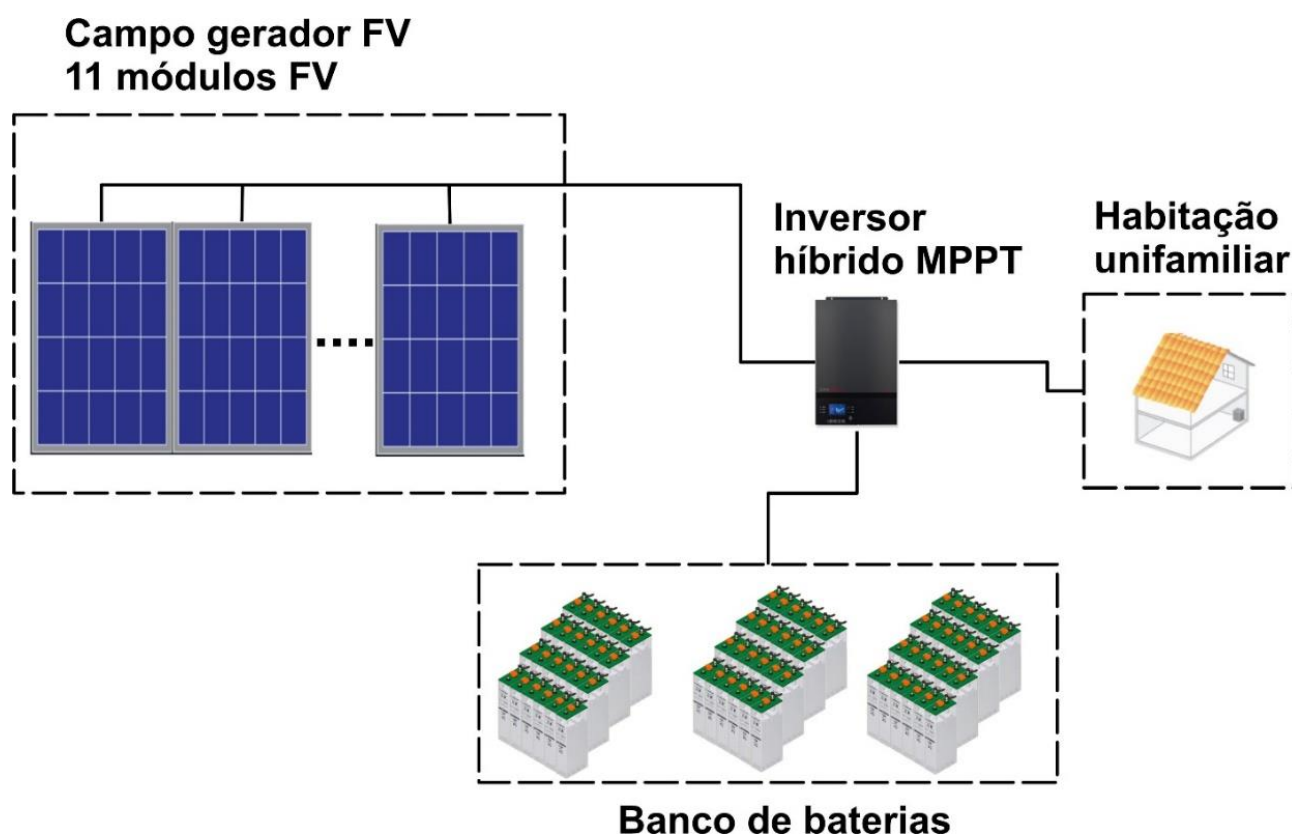


Figura 5.4 - Representação esquemática da instalação FV para habitação unifamiliar.

A Figura 5.5 ilustra o esquema da instalação FV isolada para 4 habitações.

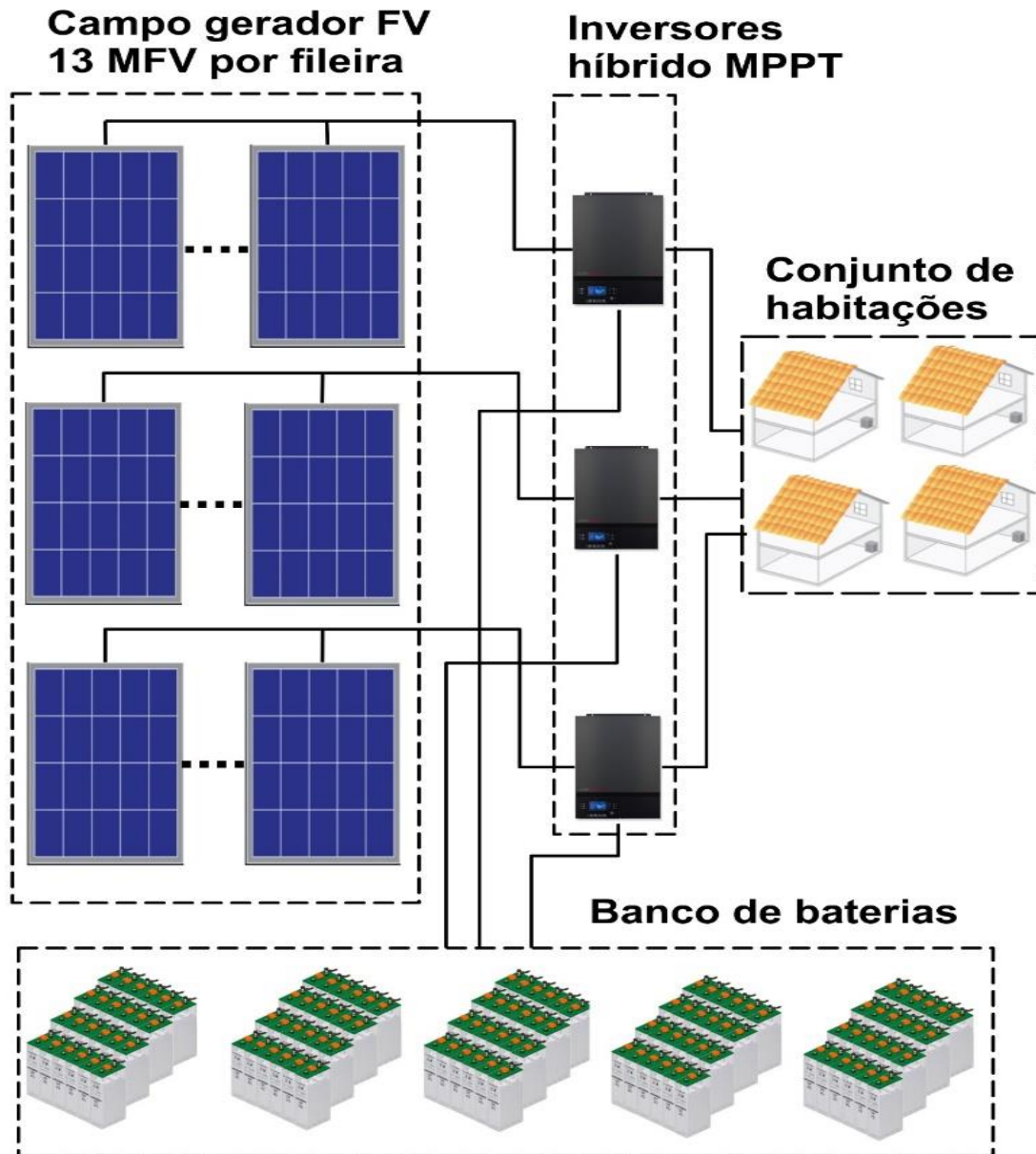


Figura 5.5 - Representação esquemática da instalação FV para um conjunto de habitações.

5.6 - Custo da instalação fotovoltaica isolada

Nesta seção pretende-se apresentar uma estimativa de custos da instalação FV isolada proposta anteriormente. A Tabela 5.5 lista os custos dos principais componentes adotados. Nela, não se incluem os custos das proteções, cabos de ligação, isolamentos, aparelhos de medida, bem como os custos de mão-de-obra de instalação, tendo-se optado por somente referir os equipamentos que envolvem maiores contribuições de custos.

Tabela 5.5 - Custo estimado da instalação FV isolada.

Material	Unidades	Preço unitário c/IVA	Preço total c/IVA
Painel FV Sharp ND-R250 A5	39	250.00 €	9750.00 €
Inversor híbrido MPPT SPC III-5000-48 Outback Power	3	1142.42 €	3427.26 €
Bateria Solar 48 V 720 Ah SOPZS	5	3398.00 €	16990.00 €
Custo total			30164.26 €

Analisando o custo da instalação FV isolada para um conjunto de habitações para a província do Moxico, município de Cazombo, quando comparada com o custo de instalação de uma rede de distribuição por parte da empresa de distribuição de eletricidade, este projeto seria sustentável. Segundo [1] e [7] a capital da província do Moxico é abastecida por algumas subestações e turbinas a diesel, mas para que a rede pública chegasse ao município de Cazombo, ter-se-ia que construir uma rede desde o município do Lumeje, que é o município com subestações mais próximo de Cazombo, e que fica a 396 km de distância. Esta instalação seria muito dispendiosa para a empresa distribuidora de eletricidade, pelo que a instalação FV isolada para o município de Cazombo aqui proposta seria rentável e de grande interesse.

CAPÍTULO 6 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO FV ISOLADA

A instalação FV foi simulada a partir do Software MATLAB; para a mesma precisou-se dos dados de irradiância e de temperatura ao longo do ano no local da instalação. O resultado da simulação apresenta-se em gráficos anuais e sazonais, uma vez que no território angolano existe duas estações (Verão e Cacimbo).

Pode-se também analisar o comportamento do banco de baterias, verificando o estado de carga (SOC). Neste caso, partimos do princípio que a instalação opera com as baterias com carga completa, isto é, SOC= 100 %, portanto ao longo do ano, as baterias vão-se descarregando durante a noite devido ao consumo sem produção nesse período, e carregando durante o dia, quando existe produção, com excesso de energia FV. Para além disto, e dado que existe intermitência na produção devido às características meteorológicas de diferentes dias (dias de sol, dias fechados/nebulados ou de baixa incidência solar), o comportamento das baterias dependerá do balanço energético entre a produção e o consumo, podendo ocorrer maiores níveis de descarga em dias de menor incidência solar, podendo mesmo as baterias chegarem a profundidades de descarga de 50 %. A Figura 6.1 mostra o estado de carga das baterias ao longo do ano.

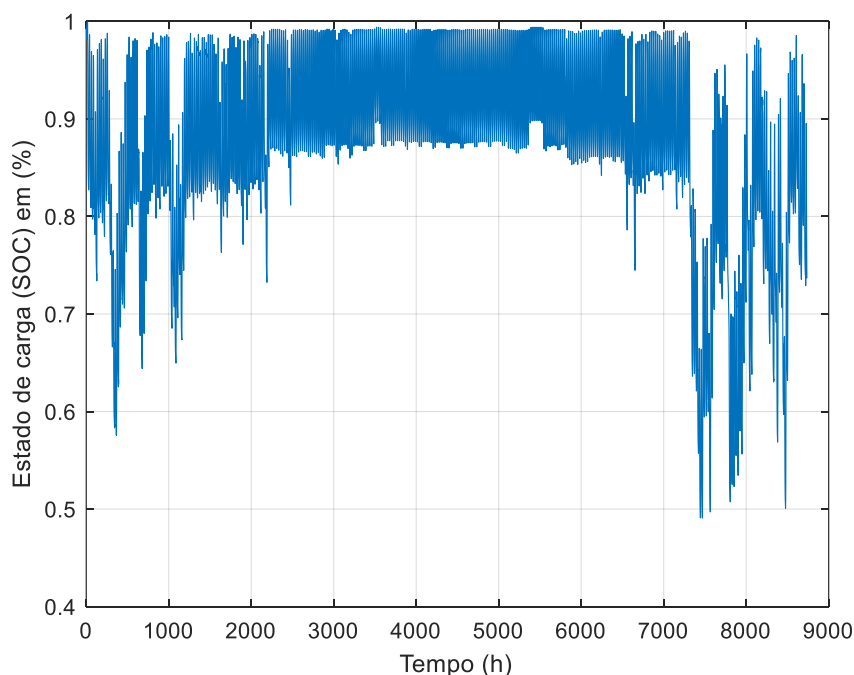


Figura 6.1 - Estado de carga (SOC) do banco de baterias da instalação durante o ano.

6.1 - Resultados sazonais da instalação FV

Analisando agora o comportamento da instalação para cada estação, mostra-se na Figura 6.2 o gráfico semanal de funcionamento da instalação fotovoltaica, para o mês de janeiro (um dos meses do pico do

Verão em Angola), onde se representa o diagrama de carga, a produção FV e a potência armazenada e fornecida pelas baterias.

Portanto, como partimos do pressuposto que a instalação começa a funcionar com as baterias carregadas, nota-se que no primeiro dia há uma elevada energia FV, podemos considerar como excesso de energia FV, mas a mesma servirá para carregar as baterias. Na nossa instalação foram implementados os inversores híbridos MPPT, que minimizam o desperdício de energia FV por trabalharem no ponto de máxima potência do campo fotovoltaico.

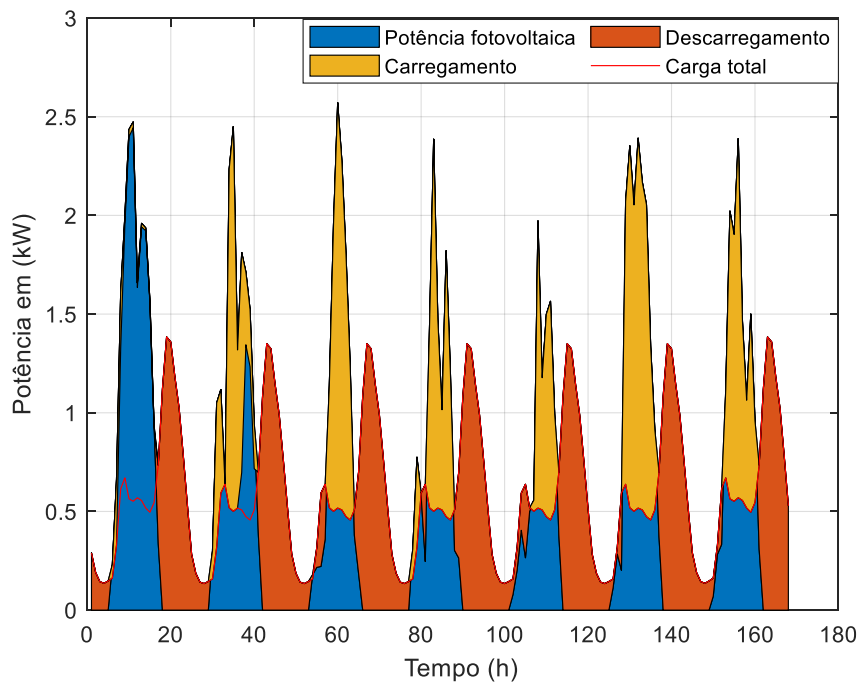


Figura 6.2 - Representação gráfica da simulação da instalação FV na primeira semana de janeiro para uma habitação unifamiliar.

Pode-se também notar que durante a noite não existe energia fotovoltaica, e as cargas são supridas/alimentadas pelas baterias, estas descarregam durante a noite dependendo das cargas de consumo da instalação FV.

Na representação do funcionamento da instalação para o mês de julho, visto ser o mês de Cacimbo, no qual a temperatura é muito baixa em relação ao Verão, as temperaturas alcançadas nesta época são temperaturas ideais para o bom desempenho das células fotovoltaicas, Figura 6.3.

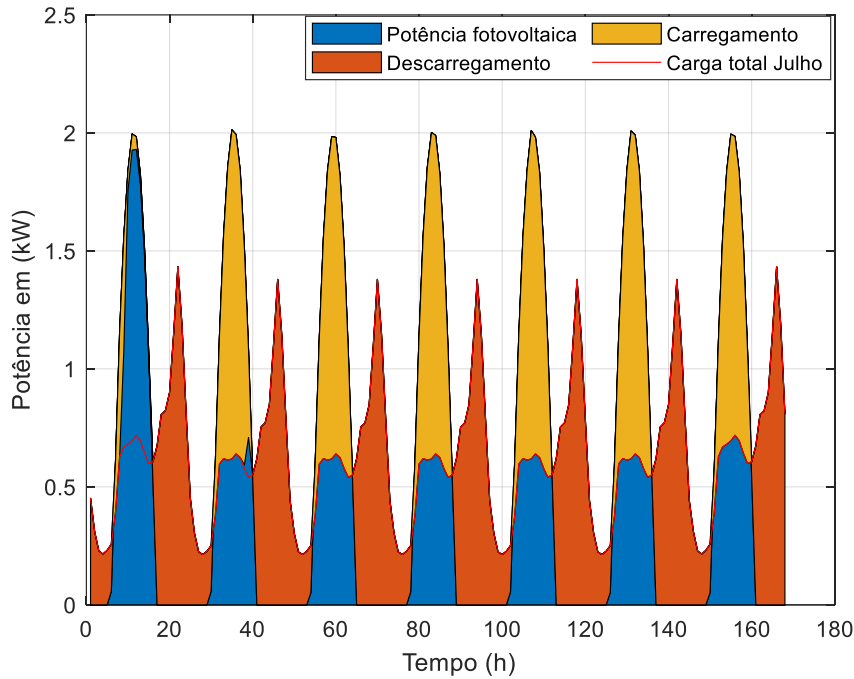


Figura 6.3 - Representação gráfica da simulação da instalação FV na primeira semana de julho para uma habitação unifamiliar.

Nas simulações executadas, em cada semana dos dois meses supracitados, encontramos dias em que há excesso de energia FV. Uma vez que a instalação é isolada, poderemos não ter possibilidades de armazenar a energia excedente, nos casos em que baterias já se encontrem carregadas. A solução poderá passar pela saída de serviço da instalação ou colocar resistências para dissipar a energia FV excedente.

A partir dos dados ilustrados na Figura 6.1, onde se observa o estado de carga do banco de baterias ao longo do ano, poder-se-á com esta simulação obter o comportamento da instalação FV para o conjunto de habitações, durante uma semana, e que está ilustrado na Figura 6.4.

Por observação das Figuras 6.1, 6.2, 6.3 e 6.4, conclui-se que o sistema FV isolado é sustentável.

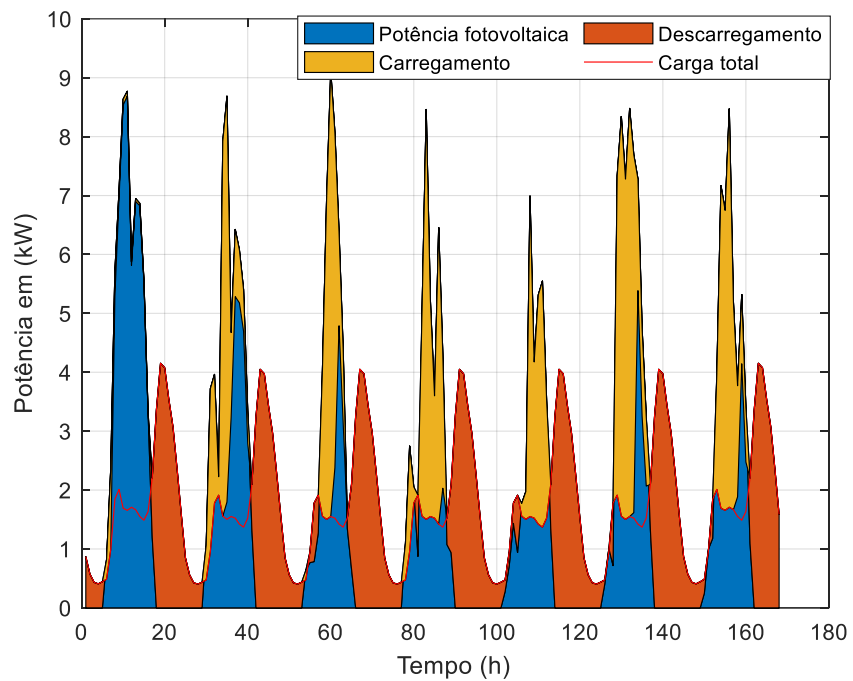


Figura 6.4 - Representação gráfica da simulação da instalação FV numa semana para o conjunto de habitações.

CAPÍTULO 7 CONCLUSÃO

Antes de mais, pode-se aqui discutir o local de escolha para a construção da instalação FV isolada, escolha essa sustentada pela circunstância deste município (Cazombo) se encontrar muito distante do centro ou mesmo da capital da província do Moxico. De facto, devido à natureza dos acessos para a interligação com o município, sem estradas asfaltadas, e a falta de eletrificação do local em estudo, por outro lado, justifica essa escolha. Para além disso, a análise rigorosa das condições meteorológicas do local, as irradiâncias e as temperaturas, permitiu concluir que este seria um bom local para a instalação do sistema FV isolado. Neste local obtêm-se níveis de irradiação global numa superfície horizontal de entre 1700 e 1800 kW/m² ano, ideais para a implementação deste projeto.

Angola tem um elevado potencial energético em energia renováveis, especificamente energia solar, recebendo diariamente no seu território radiação solar durante 10 horas, com 80% de dias ensolarados por ano, o que equivale a 292 dias de radiação por ano. Os dados de irradiância e de temperatura do local em estudo foram representados em vários gráficos, tendo-se conseguido analisar estatisticamente as variações de irradiância e de temperatura por hora em cada mês.

No dimensionamento da instalação FV no local em estudo, a partir de uma carga estabelecida, com o apoio do Software *MATLAB*, calculou-se o número de painéis fotovoltaicos a instalar, 39, para alimentar um conjunto de 4 habitações, propondo-se a sua colocação em 3 fileiras de associações série. Para além disso, incluiu-se a instalação de inversores híbridos MPPT, evitando a utilização de reguladores de carga, já incorporados nos primeiros. Tendo em conta o carácter de isolamento da instalação, o perfil de carga e os níveis e períodos de produção, instalou-se ainda um banco de baterias constituído por 5 baterias, de 720 Ah.

Os painéis da nossa instalação FV isolada foram orientados a Norte, uma vez que o local da instalação se encontra no hemisfério Sul, e estão inclinados de um ângulo de 7°, colocados em 3 fileiras de 13 painéis FV, com um distanciamento entre fileiras de 2 metros, para evitar sombreamento.

Para apresentação da simulação da instalação FV isolada no local em estudo, analisou-se o desempenho da mesma durante um ano. Desta feita, concluímos que a instalação é sustentável para o local e para o conjunto de habitações. Os dados apresentados nas simulações foram retirados em cada estação do ano (cacimbo e verão) de Angola, em que o cacimbo representa a estação do ano na qual as temperaturas variam entre os 18 ° e os 26° e no verão entre os 29° e os 33°. Para representar cada estação escolheu-se o mês de janeiro (verão) e o mês de julho (o cacimbo), onde se analisou o desempenho da instalação em duas semanas de cada um dos dois meses. Conclui-se que existe algum excesso de energia FV no mês de janeiro, portanto, não tendo como armazenar esta energia excedente, deve-se utilizar resistências de Dummy para a dissipar.

No final, determinou-se o custo estimado da instalação FV, resultando num valor rentável para empresa nacional de distribuição de eletricidade de Angola, uma vez que o local em estudo se encontra numa zona muito isolada da capital da província do Moxico.

7.1 - Recomendações finais

O tema em estudo enquadra-se na esfera das energias renováveis, tema muito pertinente que hoje em dia já é uma realidade. Observamos em muitos países instalações FV isoladas para a eletrificação rural, para o bombeamento de água para irrigação agrícola e para a eletrificação de zonas isoladas. É muito importante obtermos os dados reais da carga de consumo para o correto dimensionamento de uma instalação FV isolada, garantindo um bom funcionamento da instalação.

Recomenda-se que numa investigação futura sobre o tema em questão se estude a instalação de um sistema híbrido (fotovoltaico/diesel, fotovoltaico/eólico). No caso do sistema fotovoltaico/eólico, poder-se-ia tirar partido da complementaridade das duas fontes (ventos fortes durante a noite), no sentido de se obter um sistema mais rentável e eficaz.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Republic of Angola Ministry of Energy and Water, *Atlas and National Strategy for the new renewable energies*, p. 242, 2017.
- [2] S. Chakrabarti and S. Chakrabarti, *Rural electrification programme with solar energy in remote region- A case study in an island*, *Energy Policy*, vol. 30, no. 1, pp. 33-42, 2002, doi: 10.1016/S0301-4215(01)00057-X.
- [3] *Censo 2014 da Província do Moxico, Censo 2014 Angola*, p. 229 paginas, 2014.
- [4] PVGIS, *Global irradiation and solar electricity potential Optimally-inclined photovoltaic modules*, p. 10, 2014.
- [5] A. S. C. Solution, *Renewable Energy as a Climate Solution*, *Environ. Prot.*, pp. 1-8, 2016.
- [6] José Roberto Simões Moreira, *Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética*, 1ª edição. Rio de Janeiro, 2018.
- [7] M. D. E. E. Á. MINEA, “Angola Energia 2025, *Ministério da Energ. e Águas* » *Contéudo* » *Geração*, p. 13, 2018.
- [8] S. Energy, F. O. R. All, and A. Agenda, *Agenda de acção de angola sustainable energy for all - action agenda - angola.*”
- [9] P. E. L. B. T. Prof. Eng. Eduardo Rivero San Martin, Prof. Eng. Fraima Amaro Sanchez, *Potencialidades de Angola em energias renováveis*, Novembro, 2012. [Online]. Available: <https://www.monografias.com/pt/trabalhos3/potencialidades-angola-energias-renovaveis/potencialidades-angola-energias-renovaveis2.shtml>. [Accessed: 20-Jan-2020].
- [10] *Solcast API Toolkit*. [Online]. Available: <https://toolkit.solcast.com.au/weather-sites/f981-f729-ddaa-bd7e/detail>.
- [11] M. Â. S. O. Filipe Alexandre de Sousa, *Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica*, 2ª edição. .
- [12] M. J. Reno, C. W. Hansen, and J. S. Stein, *Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models: Implementation and Analysis*, *SANDIA Rep. SAND2012-2389 Unltd. Release Print. March 2012*, no. March, pp. 1-66, 2012, doi: 10.2172/1039404.
- [13] R. Eke, T. R. Betts, and R. Gottschalg, *Spectral irradiance effects on the outdoor performance of photovoltaic modules*, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, no. April 2016, pp. 429-434, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.062.
- [14] R. M. Ford and R. M. Burns, *Energy storage technologies for power grids and electric transportation*, *Energy Storage Technol. Power Grids Electr. Transp.*, pp. 1-197, 2012.
- [15] A. Mu, *Previsão da autonomia de baterias de chumbo-acido aplicadas a sistemas híbridos de geração de energia utilizando o método KiBaM*, vol. 53, no. 9, pp. 1-69, 2017.
- [16] N. H. Saad, A. A. Sattar, and A. M. Mansoar, *Stand-Alone Photovoltaic System With a Battery*

- Bank, vol. 42, no. 4, pp. 683-698, 2015, doi: 10.13140/RG.2.1.4493.7767.
- [17] MasterD, Manual do curso de Energias Renováveis da MasterD., in *Constituintes das Instalações Fotovoltaicas*, .
- [18] R. H. L. Trindade, *Estudo das Características de Baterias Recarregáveis Possíveis de Serem Utilizadas no Projeto Satélite Universitário, ITASAT, 12 O Encontro Iniciação Científica e Pós-Graduação d o ITA - XII ENCITA*, pp. 1-7, 2006.
- [19] N. Cheng, L. Ren, X. Xu, Y. Du, and S. X. Dou, Application of organic-inorganic hybrids in lithium batteries, *Mater. Today Phys.*, vol. 15, 2020, doi: 10.1016/j.mtphys.2020.100289.
- [20] M. I. Ardani, M. Ab. Wahid, M. H. Ab. Talib, Z. H. Che Daud, Z. Asus, and M. A. M. Ariff, *Thermal component for an electrochemical lithium-Ion battery model: Impact and variation on the battery performance*, *Mater. Today Proc.*, no. xxxx, pp. 4-7, 2020, doi: 10.1016/j.matpr.2020.04.681.
- [21] R. M. Spotnitz, *Battery modeling*, *Electrochem. Soc. Interface*, vol. 14, no. 4, pp. 39-42, 2005, doi: 10.1002/9781118970553.ch12.
- [22] M. Jongerden and B. Haverkort, *Battery aging and the Kinetic Battery Model*, 2016.
- [23] M. Matem and U. Regional, *Aplicação de Modelos Elétricos de Bateria na Predição do Tempo de Vida de Dispositivos Móveis Cleber Mateus Duarte Porciuncula Aplicação de Modelos Elétricos de Bateria na Predição do Tempo de Vida de Dispositivos Móveis Cleber Mateus Duarte Porciuncula*, 2012.
- [24] J. Álvaro and N. Pombo, *Universidade da Beira Interior Galp Energia Sistema de Armazenamento Lista de Figuras*.
- [25] T. D. E. Micro-gera and S. Perif, *6 - Painéis Solares Fotovoltaicos 48*, *Renew. Energy*, pp. 48-52.
- [26] C. P. de E. R. da MasterD., *Introdução às instalações fotovoltaicas*, 2020.
- [27] R. Castro, *Uma introdução às energias renováveis: Eólica, fotovoltaica e mini-hídrica.*, 3ª Edição. Lisboa, Portugal, 2018.
- [28] Joaquim Carneiro e Mário Passos., *Sistemas Fotovoltaicos - Fundamentos sobre dimensionamento*. Porto: Quântica Editora, 2020.
- [29] G. L. Pollack, D. R. Stump, and C. Inglefield, *Electromagnetism*, *Am. J. Phys.*, vol. 73, no. 6, pp. 574-574, 2005, doi: 10.1119/1.1891171.
- [30] H. G. G. Nunes, J. A. N. Pombo, S. J. P. S. Mariano, M. R. A. Calado, and J. A. M. Felipe de Souza, *A new high performance method for determining the parameters of PV cells and modules based on guaranteed convergence particle swarm optimization*, *Appl. Energy*, vol. 211, no. July 2017, pp. 774-791, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.11.078.
- [31] G. Cibira, *PV cell electrical parameters dynamic modelling based on double-diode five-parameter reduced forms*, *Appl. Surf. Sci.*, vol. 461, no. May, pp. 98-101, 2018, doi: 10.1016/j.apsusc.2018.05.195.

- [32] H. G. G. Nunes, J. A. N. Pombo, P. M. R. Bento, S. J. P. S. Mariano, and M. R. A. Calado, *Collaborative swarm intelligence to estimate PV parameters*, *Energy Convers. Manag.*, vol. 185, no. March, pp. 866-890, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.02.003.
- [33] J. A. N. Pombo, *Matéria da Cadeira de Sistema de Energia Elétrica. Produção Fotovoltaica.* .
- [34] P. Bento, H. Nunes, J. Pombo, M. do Rosário Calado, and S. Mariano, *Daily operation optimization of a hybrid energy system considering a short-term electricity price forecast scheme*, *Energies*, vol. 12, no. 5, 2019, doi: 10.3390/en12050924.
- [35] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, and S. Ploix, *Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries*, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 309-320, 2011, doi: 10.1109/TSTE.2011.2114901.
- [36] *Data Platform - household data*. [Online]. Available: https://data.open-power-system-data.org/household_data/.
- [37] *Painel fotovoltaico - Sharp ND-R250 A5*. [Online]. Available: <https://www.euromed.company/products-reel/photovoltaic/sharp-nd-r250a5/>.
- [38] S. li, *Solarstrom - ja bitte!*, vol. 5, pp. 19-26.
- [39] Manual do curso de Energias Renováveis da MasterD. *Dimensionamento de instalações fotovoltaicas.*, Coimbra, 2021, p. 128.
- [40] S. S. A. Freitas, *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos Engenharia Industrial Engenharia Electrotécnica*, 2008.
- [41] *Regulador de carga 'Steca.'* [Online]. Available: <https://www.steca.com/index.php?Steca-Tarom-en#productdescription>.
- [42] E. Eletrot, P. Botas, and C. Gago, *Projeto, acompanhamento e execução de instalações de energias renováveis*, 2013.
- [43] P. GreenPro, *Energia Fotovoltaica. Manual sobre tecnologia, projeto e instalações.* .
- [44] Manual do curso de Energias Renováveis da MasterD, in *Dimensionamento de uma instalação Fv autónoma para uma vivenda familiar.*, 2021.
- [45] *Baterías y Amperios. Soluciones en Baterias.* [Online]. Available: <https://bateriasyamperios.com/>.
- [46] MerkaSol. *Energias Renováveis.* [Online]. Available: https://merkasol.com/epages/62387086.sf/pt_PT/?ObjectPath=Categories.

ANEXOS

Anexo A - Média anual de irradiância global numa superfície horizontal

Tabela A.1- Média anual de irradiâncias global numa superfície horizontal em (W/m²).

Hora	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	98.87	51.00	46.26	69.80	51.48	28.07	20.16	37.52	85.77	132.50	116.40	97.93
6	192.87	187.75	188.26	294.70	261.16	240.63	225.87	250.19	309.57	132.50	271.97	213.26
7	318.23	363.89	391.68	502.33	477.03	460.10	448.84	479.45	511.93	342.56	438.73	395.32
8	518.13	548.43	591.91	702.03	652.71	645.37	640.90	675.85	734.20	571.18	579.63	840.00
9	701.68	775.54	767.03	810.70	788.68	712.93	778.61	825.30	882.07	859.71	694.83	657.71
10	716.61	817.79	826.23	851.07	864.68	817.77	850.29	879.17	903.57	880.38	714.27	683.32
11	740.61	755.86	728.94	814.67	822.74	835.50	847.00	881.29	882.07	889.12	681.63	662.13
12	663.90	764.28	637.60	706.13	697.42	750.93	773.61	777.81	803.53	771.69	497.50	615.52
13	646.48	584.04	520.81	601.63	548.58	617.67	634.52	664.74	669.27	613.07	361.30	502.94
14	646.48	441.07	394.35	442.79	509.26	418.10	442.87	463.52	430.83	382.97	282.70	372.29
15	274.55	236.82	236.29	239.90	193.13	197.60	217.26	229.40	221.53	176.61	142.97	241.69
16	98.16	104.54	61.10	29.80	0.00	0.00	21.17	36.16	21.10	20.99	35.43	68.84
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Anexo B - Média anual de temperatura

Tabela B.1 - Média anual de temperatura em °C.

Hora	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
0	18.84	18.41	18.08	17.78	17.27	15.60	15.64	18.75	21.37	21.19	18.61	18.54
1	18.66	18.16	17.94	17.33	16.60	14.87	14.88	17.92	20.61	20.59	18.33	18.35
2	17.90	18.07	17.42	16.89	15.92	14.08	14.09	17.09	19.84	19.97	18.06	18.14
3	18.98	18.51	18.01	17.60	16.76	14.76	14.81	18.03	20.98	21.37	19.00	18.85
4	19.49	19.11	18.65	18.30	17.57	15.57	15.48	18.96	22.13	22.77	20.46	19.56
5	20.00	19.72	19.26	18.98	18.43	16.31	16.17	19.90	23.27	24.16	20.90	20.27
6	21.21	20.97	20.86	21.09	21.10	19.44	19.37	23.10	25.73	26.39	22.16	21.31
7	22.42	22.32	22.46	21.39	23.76	22.72	22.72	26.29	28.19	28.61	23.42	22.36
8	23.73	23.83	24.18	23.16	26.72	26.08	26.04	29.66	30.87	31.03	24.82	23.49
9	23.90	24.10	24.48	25.85	27.40	26.98	26.89	30.37	31.44	31.67	25.04	23.63
10	24.07	24.42	24.78	26.36	28.08	27.88	27.70	31.08	32.00	32.31	25.25	23.79
11	24.23	24.73	25.08	26.87	28.77	28.78	28.61	31.79	32.57	32.95	25.46	23.93
12	23.28	24.53	24.77	26.49	28.45	28.68	28.52	31.70	32.52	32.47	25.00	23.63
13	23.86	24.33	24.45	26.10	28.13	28.60	28.44	31.61	32.47	31.98	24.55	23.32
14	23.67	24.12	24.14	25.72	27.81	28.50	28.34	31.51	32.43	31.50	24.10	23.02
15	22.65	23.00	22.95	23.23	25.82	25.92	25.91	29.16	30.36	29.48	22.97	22.04
16	21.56	21.82	21.67	22.16	23.44	23.19	23.38	26.69	28.14	27.37	21.78	21.02
17	20.60	20.73	20.55	20.57	21.35	20.69	21.01	24.38	26.13	25.41	20.68	20.07
18	20.21	20.24	20.05	19.92	20.53	19.63	19.89	23.26	25.08	24.58	20.24	19.72
19	19.86	19.74	19.55	19.30	19.65	18.56	18.77	22.06	24.01	23.75	19.81	19.38
20	19.50	19.25	19.05	18.68	18.76	17.66	17.66	20.90	22.95	22.93	19.38	19.03
21	19.35	19.05	18.85	18.51	18.51	17.26	17.26	20.51	22.65	22.55	19.21	18.93
22	19.20	18.84	18.65	18.26	18.26	16.87	16.87	20.11	22.36	22.17	19.04	18.82
23	19.05	18.64	18.45	18.00	18.00	16.34	16.48	19.72	22.06	21.79	18.86	18.71

Anexo C - Pesquisa/colheita dos dados de Irradiância e temperatura

Mostra-se a pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura, no qual utilizou-se para o dimensionamento da instalação FV isolada. Para obter os dados, primeiramente deve-se fazer o registo na pagina Web <https://toolkit.solcast.com.au/live-forecast>, assim como a figura seguinte nos ilustra.



Figura C.1 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura(1) [10].

Nesta página a seguir, encontra-se a cima 'HISTÓRICO E TMY', portanto, clica-se neste item.

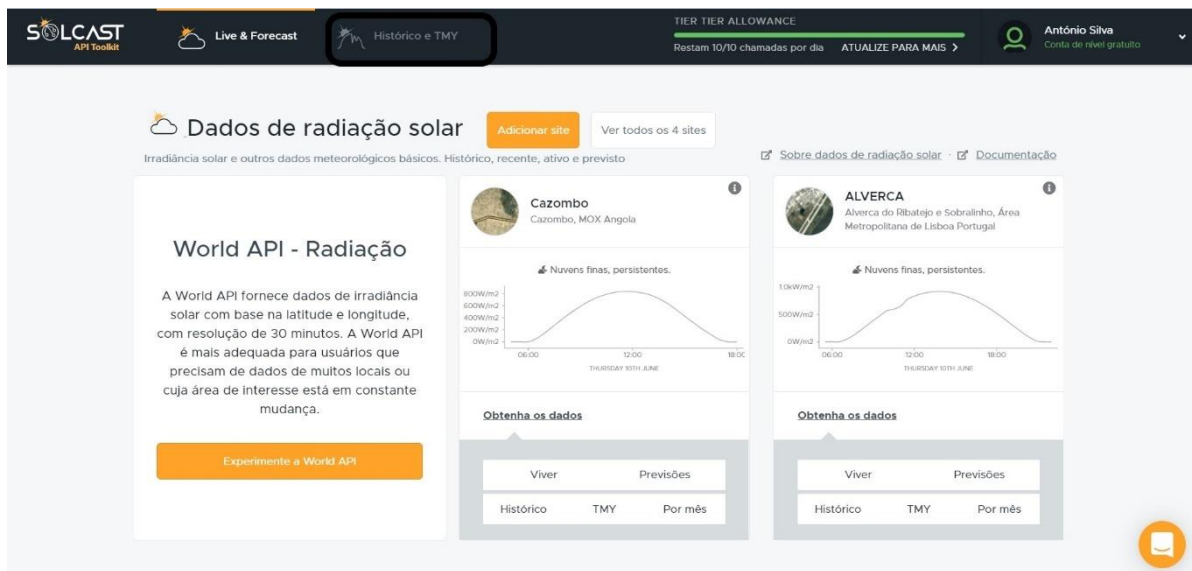


Figura C.2 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura (2) [10].

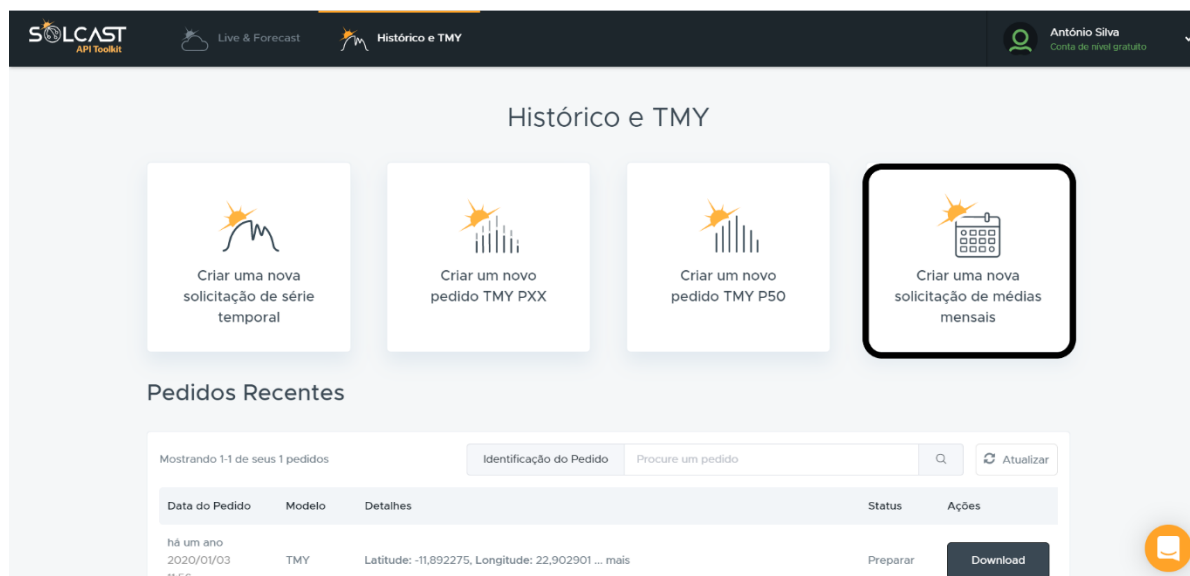


Figura C.3 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura (3) [10].



Figura C.4 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura (4) [10].

Projeto de instalação de um sistema fotovoltaico isolado num município isolado de Angola

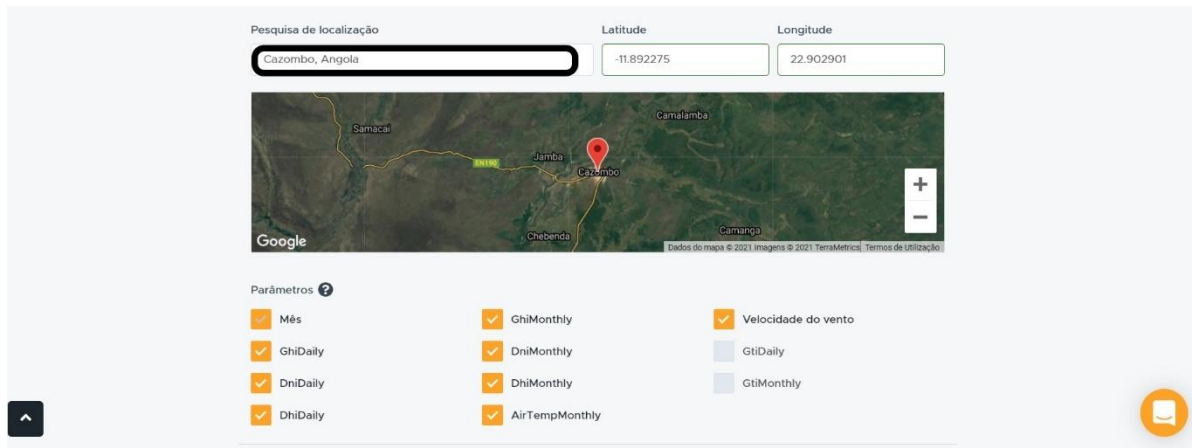


Figura C.5 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura (5) [10].

Por último baixa-se os dados em formato CSV.

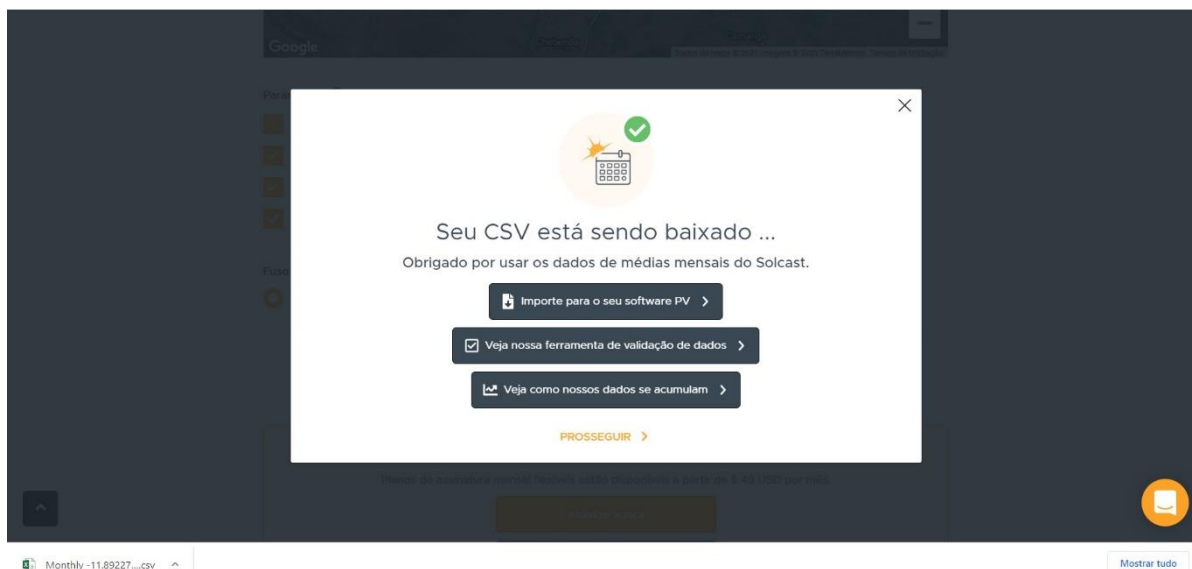


Figura C.6 - Ilustração de pesquisa/colheita de dados de irradiância e temperatura (6) [10].

Anexo D - Algoritmo de simulação da instalação FV isolada

```
close all
clc
load('perfil_carga_house1234.mat')           % Perfil de carga anual para o conjunto de
habitações
load('Dados_anuaisTemp.mat');               % Dados anuais de temperatura
load('Dados_anuaisIrrad.mat');             % Dados anuais de irradiância
format short

global qmax;
global k_b;
global c_b;

qmax=150;                                   % capacidade máxima da bateria em kW
k_b=0.4;                                    % condutância entre reservatórios
c_b=0.6;                                    % fração da capacidade entre reservatórios

Dados_anuaisTemp=table2array (Dados_anuaisTemp);
Dados_anuaisIrrad=table2array (Dados_anuaisIrrad);

Gref_NOTC = 800;                            % irradiância de referência em NOTC em W/m^2
NOTC = 47.5;                               % NOTC- nominal operating temperature cell em °C
Tref_NOTC = 20;                            % temperatura de referência em NOTC em °C
n = 15.2;                                  % valor do rendimento (%)
P_max = 250;                               % potência máxima em W (Watt)
Gref_STC = 1000;                           % irradiância de referência (W/m^2) em STC
alfa_Voc = -0.00329;                       % coeficiente de temperatura da tensão de circuito
aberto
Tref_STC = 25;                             % temperatura (°C) de referência em STC
Ns = 39;                                   % células em séries
Np = 1;                                    % células em paralelas
UMPPT = 0.97;                             % Coeficiente do seguidor do ponto máximo de potência
horas_simula=168*1;
```

Projeto de instalação de um sistema fotovoltaico isolado num município isolado de Angola

```
P_descarregamento=zeros(horas_simula,1);           % potência de descarregamento
P_carregamento=zeros(horas_simula,1);              % potência de carregamento
soc=1;
hora=0;

for t = 1:1:horas_simula                             % tempo (h) de simulação

    Tamb = Dados_anuaisTemp(t,1);                    % temperatura ambiente em °C

    G = Dados_anuaisIrrad(t,1);                      % irradiância global em W/m^2

    T_cell(t,1) = Tamb + (G/Gref_NOTC).*(NOTC - Tref_NOTC); % formula para o calculo da
    temperatura da célula

    P_solar(t,1) = UMPPT * ( (P_max .*(G/Gref_STC).*(1 + alfa_Voc.*(T_cell(t,1) - Tref_STC))).*Ns
    *Np)/1000;

    P_total(t,1)=P_solar(t,1);                        % potência total do sistema

    carga_total(t,1)= perfil_carga_house1234(t,1).*3; % carga total de consumo
    verifica(t,1)= carga_total(t,1)- P_total(t,1);    % analise do excesso e déficit da Pfv, quando
    verifica for + temos um déficit de Pfv, quando verifica for - temos um excesso de Pfv

    if verifica(t,1)>0
        aux=modelo_bateria(verifica(t,1));
        P_descarregamento(t,1)=aux(1,2);
        soc=aux(1,1);
    else
        aux=modelo_bateria(verifica(t,1));
        P_carregamento(t,1)=aux(1,2);
        soc=aux(1,1);
    end

    hist_soc(t,1)=soc;
```

end

```
save('carga_anual_perfil.mat','carga_total')
```

```
figure (1)
```

```
hold on
```

```
box on
```

```
grid on
```

```
plot(P_solar);
```

```
plot(carga_total);
```

```
legend('Potência PV', 'Carga');
```

```
xlabel('Tempo (h)');
```

```
ylabel('Potencia em (kW) ');
```

```
figure(2)
```

```
hold on; grid on; box on;
```

```
plot(verifica);
```

```
xlabel('Tempo (h)');
```

```
ylabel('Verifica');
```

```
figure (3)
```

```
hold on;grid on; box on;
```

```
Y=[P_solar, P_descarregamento, P_carregamento];
```

```
area(Y)
```

```
plot(carga_total,'r')
```

```
legend('Potência fotovoltaica','Descarregamento','Carregamento','Carga total')
```

```
xlabel('Tempo (h)');
```

```
ylabel('Potência em (kW)');
```

```
figure (4)
```

```
hold on; grid on; box on;
```

```
plot(hist_soc)
```

```
xlabel('Tempo (h)');
```

```
ylabel('Estado de carga (SOC) em (%)');
```

