



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA

**Dimensionamento de um Sistema de Iluminação a LED
Alimentado Por Painéis Solares Para Melhoramento De
Iluminação Pública no Parque da Mozal**

Autor:

Sambo, Manuel Eusébio

Supervisores:

Da Faculdade:

Prof. Engº Dinis Albino Chissano

Da Instituição:

Aime Sozinho Macabaça

Maputo, Junho de 2024



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA

**Dimensionamento de um Sistema de Iluminação a LED
Alimentado Por Painéis Solares Para Melhoramento De
Iluminação Pública no Parque da Mozal**

Autor:

Sambo, Manuel Eusébio

Supervisores:

Da Faculdade:

Prof. Engº Dinis Albino Chissano

Da Instituição:

Aime Sozinho Macabaça

Maputo, Junho de 2024



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA

TERMO DE ENTREGA DE RELATÓRIO DO RELATÓRIO ESTÁGIO
PROFISSIONAL

Declaro que o estudante Manuel Eusébio Sambo entregou no dia ____/____/2024 as cópias do relatório do seu relatório de estágio profissional com referência: 2024ELEPD17

Intitulado: Dimensionamento de um sistema de iluminação a LED alimentado por painéis solares para melhoramento de iluminação pública no parque da Mozal.

Maputo, _____ de _____ de 2024

A chefe da Secretaria

(Arlete Chiconela)

DECLARAÇÃO SOB COMPROMISSO DE HONRA

Eu, Manuel Eusébio Sambo, estudante do curso de Engenharia Eléctrica da Faculdade de Engenharia da Universidade Eduardo Mondlane, declaro por minha honra que este relatório de estágio profissional é da minha autoria, sendo fruto dos conhecimentos adquiridos ao longo da minha formação, investigação pessoal e da orientação do supervisor. O conteúdo deste trabalho é original e todos os documentos consultados estão devidamente identificados na bibliografia.

Maputo, Junho de 2024

Manuel Eusébio Sambo
(Manuel Eusébio Sambo)

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho com todo o meu carinho e gratidão a minha família, que sempre esteve ao meu lado em cada passo desta jornada.

Dedico este trabalho especialmente aos meus pais, Eusébio Amade Sambo e Rosa Victor Luís, por seu amor incondicional e por me ensinar a importância da dedicação e do esforço.

Aos meus irmãos, Amade, Victor e Isabel Eusébio Sambo, que me inspiraram a compreender melhor os desafios que temos que enfrentar e visualizar o melhor caminho a ser trilhado, com valores e princípios que me dão sustentação para ser o mais justo possível.

Dedico aos meus docentes que com competência e extraordinária capacidade buscaram sempre me auxiliar em todos os momentos e me proporcionaram muitas lições e desafios que contribuíram para a minha caminhada até aqui.

A todos vocês, minha eterna gratidão.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me proporcionar a oportunidade de buscar novos conhecimentos e por me conceder forças em todos os momentos, desde os mais alegres aos mais desafiadores desta caminhada.

Expresso minha profunda gratidão à minha família, especialmente aos meus pais, Eusébio Amade Sambo e Rosa Victor Luís por transmitirem a mim todos os ensinamentos e conhecimentos, sendo a base fundamental para essa jornada. Seu amor, apoio e sacrifício fizeram toda a diferença em minha jornada. Sou imensamente grato por tudo que fizeram por mim. À minha família cristã, agradeço pela paciência, suporte, consolo e pela tranquilidade e serenidade para superar as dificuldades.

Um especial agradecimento ao meu irmão Amade Eusébio Sambo, por ter acreditado em mim e apoiado durante a minha formação académica, pela força e confiança imposta. Um especial agradecimento aos meus queridos irmãosinhos, Victor Eusébio Sambo e Isabel Eusébio Sambo.

Manifesto meu sincero e profundo agradecimento ao meu supervisor académico, Engenheiro Dinis Albino Chissano, por aceitar me supervisionar e orientar durante a realização deste trabalho com toda a vontade, paciência, disposição e motivação.

Agradeço também ao meu supervisor da empresa onde estou estagiei, Engenheiro Aime Sozinho e também o director da empresa, Engenheiro Alberto Pondeca, pelo suporte e orientação no ambiente profissional. A Isac Agostinho, meu colega que se mostrou mais do que um amigo durante esta jornada, sou imensamente grato pela parceria e amizade.

Aos meus amigos e colegas, em especial ao meu grupo de atividades, e a todos os docentes, expresso minha profunda gratidão pela oportunidade de compartilhar conhecimentos e experiências, trocando ideias e sugestões que foram essenciais para o desenvolvimento da minha formação.

RESUMO

Este trabalho aborda o dimensionamento de um sistema de iluminação pública utilizando LEDs alimentados por painéis solares, visando a melhoria da iluminação no parque da Mozal. Inicialmente, descreveu-se o local de estudo, destacando suas características e necessidades de iluminação. Em seguida, foi realizado o dimensionamento dos componentes do sistema fotovoltaico híbrido, que inclui a escolha dos painéis solares, levantamento da demanda energética, dimensionamento do banco de baterias, inversor, cablagem de proteção e um prévio dimensionamento de sistema de aterramento.

A escolha do painel fotovoltaico recaiu sobre o modelo JAM54D40 da JA Solar, com uma potência de 410 Wp, uma tensão de circuito aberto de 37,82 V e uma corrente de curto-circuito de 13,95 A, devido à sua excelente relação custo-desempenho e garantia de eficiência. O desempenho desses painéis é influenciado significativamente pela temperatura e pela irradiância que incide sobre as células fotovoltaicas. Esses aspectos foram minuciosamente analisados utilizando a ferramenta PSimi para garantir uma compreensão abrangente de como esses factores afectam a operação dos painéis solares.

Para substituir as luminárias convencionais HPS por LEDs, buscou-se manter as condições do projecto luminotécnico original, assegurando que as novas luminárias tivessem características técnicas iguais ou superiores às existentes. Entre os fornecedores analisados, seleccionou-se a luminária LEDLUME XP3 de 147 W da BekaSchröder, que apresenta um fluxo luminoso de 23 496 lm. O consumo energético do sistema de iluminação HPS foi determinado em 7 kW e 8,4 kWh/dia. Com a substituição por LEDs, o novo sistema apresenta um consumo de 4,116 kW e 49,392 kWh/dia.

A avaliação do recurso solar envolveu a determinação da inclinação ideal dos painéis (21 graus voltados para o norte geográfico) e a utilização dos dados de irradiação obtidos pela ferramenta PVyst, focando no período mais desfavorável (Junho) com uma irradiação de 4,52 kWh/m². dia. Com base nisso, calculou-se que seriam necessários 11 módulos para atender à carga prevista, ocupando uma área

de 21,483 m². A potência mínima do inversor foi definida em 4,510 kW, optando-se por um modelo SUNSYNK de 5 kW, com potência máxima de entrada DC de 6500 V, tensão de entrada PV de 370 V, potência nominal de saída de 5000 W e tensão de saída de 220 V.

No dimensionamento do banco de baterias tem-se a energia armazenada necessária de 27,440 kWh/dia e a capacidade do banco (571,667 Ah), utilizando baterias LiFePO₄ modelo LPBF48200-H. E a configuração resultou em 2 baterias em paralelo para atender à capacidade total necessária, mantendo a tensão desejada de 48 V no sistema. Para a cablagem, foram utilizados cabos de 4 mm² e 35 mm², conforme a necessidade de condução de corrente em diferentes trechos, e os dispositivos de protecção foram dimensionados para garantir a segurança do sistema.

A análise econômica do projecto mostrou que o investimento inicial para o sistema fotovoltaico é de 2.300.192,87 MZN, com um payback simples de aproximadamente 5 anos, e uma economia total estimada de 8.707.167,13 MZN ao longo dos 25 anos de vida útil dos painéis. Além disso, o software AutoCAD 2022 foi utilizado para representar o diagrama unifilar do sistema.

Palavras-chave: *Painel fotovoltaico, potência, eficiência, temperatura, irradiância, células fotovoltaicas, Psimi, PVsyst.*

ABSTRAT

This work addresses the design of a public lighting system using LEDs powered by solar panels, aiming to improve lighting in the Mozal park. Initially, the study location was described, highlighting its characteristics and lighting needs. Then, the components of the hybrid photovoltaic system were sized, including the selection of solar panels, energy demand assessment, battery bank sizing, inverter, and protective cabling.

The chosen photovoltaic panel was the JAM54D40 model from JA Solar, with a power of 410 Wp, an open-circuit voltage of 37.82 V, and a short-circuit current of 13.95 A, due to its excellent cost-performance ratio and efficiency guarantee. The performance of these panels is significantly influenced by temperature and the irradiance incident on the photovoltaic cells. These aspects were meticulously analyzed using the PSimi tool to ensure a comprehensive understanding of how these factors affect the operation of the solar panels.

To replace the conventional HPS luminaires with LEDs, the conditions of the original lighting design were maintained, ensuring that the new luminaires had technical characteristics equal to or superior to the existing ones. Among the analyzed suppliers, the 147 W LEDLUME XP3 luminaire from BekaSchröder was selected, which has a luminous flux of 23 496 lm. The energy consumption of the HPS lighting system was determined to be 7 kW and 8.4 kWh/day. With the replacement by LEDs, the new system presents a consumption of 4.116 kW and 49.392 kWh/day.

The solar resource evaluation involved determining the optimal tilt of the panels (21 degrees facing true north) and using irradiation data obtained by the PVsyst tool, focusing on the most unfavorable period (June) with an irradiation of 4.52 kWh/m². day. Based on this, it was calculated that 11 modules would be required to meet the predicted load, occupying an area of 21.483 m². The minimum inverter power was defined as 4.510 kW, opting for a 5 kW SUNSYNK model, with a maximum DC input power of 6500 V, PV input voltage of 370 V, nominal output power of 5000 W, and output voltage of 220 V.

The battery bank was sized with the necessary stored energy of 27.440 kWh/day and a bank capacity of 571.667 Ah, using LiFePO₄ batteries model LPBF48200-H. The configuration resulted in 2 batteries in parallel to meet the total required capacity, maintaining the desired system voltage of 48 V. For the cabling, 4 mm² and 35 mm² cables were used as needed for current conduction in different sections, and the protective devices were sized to ensure system safety.

The economic analysis of the project showed that the initial investment for the photovoltaic system is 2,300,192.87 MZN, with a simple payback of approximately 5 years and an estimated total savings of 8,707,167.13 MZN over the 25-year lifespan of the panels. Additionally, AutoCAD 2022 software was used to represent the system's single-line diagram.

Keywords: Photovoltaic panel, power, efficiency, temperature, irradiance, photovoltaic cells, PSimi, PVsyst.

ÍNDICE

DECLARAÇÃO SOB COMPROMISSO DE HONRA	i
DEDICATÓRIA	ii
AGRADECIMENTOS	iii
ABSTRAT	vi
CAPÍTULO 1 : CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.1. Introdução	1
1.2. Formulação do Problema	2
1.3. Justificativa	2
1.4. Objectivos	3
1.4.1. Objectivo Geral	3
1.4.2. Objectivos específicos	3
1.5. Metodologia	3
1.6. Estrutura do Trabalho	5
CAPÍTULO 2 : REVISÃO DE LITERATURA	6
2.1. Lâmpadas e Luminárias utilizadas na Iluminação Pública	6
2.1.1. Lâmpada de Vapor de Sódio de Alta Pressão	6
2.1.2. Luminária LED	7
2.1.3. Comparação entre luminárias e luminárias convencionais	7
2.2. Energia Solar	8
2.2.1. Radiação Solar	8
2.2.2. Energia solar fotovoltaica	10
2.2.3. Painel Fotovoltaico	11
2.2.4. Ligação dos Módulos Fotovoltaicos	11
2.2.5. Unidades de condicionamento de potência	12
CAPÍTULO 3 : DESENVOLVIMENTO DO PROJECTO	14
3.1. DESCRIÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO	14
3.2. DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA	16
3.2.1. Escolha do painel/módulo fotovoltaico	19
3.2.2. Levantamento de demanda e consumo de energia eléctrica	22
3.2.3. Levantamento de recurso solar	23
3.2.4. Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos	26

3.2.5. Dimensionamento do Inversor	28
3.2.6. Dimensionamento de Banco de Baterias	34
3.3. DIMENSIONAMENTO DE CABLAGEM E PROTECÇÕES ELÉCTRICAS	36
3.3.1. Dimensionamento de cabeamento	36
3.4. Dimensionamento de protecções eléctricas	43
3.4.1. Protecção para os trechos entre os módulos e o Inversores	43
3.4.2. Dimensionamento da chave seccionadora do lado DC	43
3.4.3. Dimensionamento do disjuntor do lado DC	44
3.4.4. Dimensionamento do disjuntor CA	44
3.4.5. Dispositivo de protecção contra surtos de tensão	44
3.5. Sistema de aterramento	45
CAPÍTULO 4 : ESTIMATIVA DE CUSTO	50
CAPÍTULO 5 : AVALIAÇÃO ECONÓMICA DO PROJECTO	52
CAPÍTULO 6 : CONSIDERAÇÕES FINAIS	55
6.1. Conclusão	55
6.2. Recomendações	56
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57

LISTA DE SIMBOLOS E ABREVIATURAS

α	Ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos os mesmos sobre os planos horizontal
γ_s	Ângulo Azimutal do Sol
θ_z	Ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local
β	Inclinação da superfície de captação
γ	Ângulo Azimutal da Superfície
θ	Ângulo de incidência do sol
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
V_{sc}	Tensão de curto-circuito
P_{max}	Potência de pico do módulo fotovoltaico
N_s	O número de módulos a serem conectados em série
N_p	O número de módulos a serem conectados em paralelo
N_{total}	O número total de módulos
P_{inv}	Potência do inversor mínima do inversor
E_A	Energia armazenada no banco
E_c	Energia consumida diariamente
P_d	Profundidade de descarga permitida
C_{Banco}	A capacidade do banco em Ah
N_{Bs}	O número de baterias em série
N_{Bp}	O número de baterias em paralelo
N_{TB}	O número de baterias em total
η_{inv}	Eficiência do inversor
η_{bat}	Eficiência da bateria
SFV	Sistema fotovoltaico
HPS	luminárias de alta pressão de vapor de sódio
$W_{módulo}$	É a energia gerada por cada módulo fotovoltaico em KWh/dia
$I_{irradiação}$	É a irradiação verificadas no pior mês
$\eta_{sistema}$	É a eficiência tendo em conta as perdas no sistema
$\eta_{módulo}$	É a eficiência do módulo;
$A_{módulo}$	É a área do módulo fotovoltaico.
$P_{Sujidade}$	As perdas devido a sujeira e outros materiais estranhos na superfície do módulo fotovoltaico
$QMM/String$	É o número de módulos por string;
V_{oc}	É a tensão de circuito aberto
$V_{i_{max}}$	É a tensão de entrada máxima PV do inversor
V_{in}	É a tensão permitida na entrada do inversor
$V_{MPPTmin}$	É a tensão mínima de entrada MPPT
$V_{MPPTmax}$	É a tensão máxima de entrada MPPT
$N_{maxString}$	É o número máximo de strings
$I_{maxDCInv}$	É a corrente máxima de entrada do inversor
$\beta_{V_{mpp}}$	É o coeficiente de temperatura para tensão máxima do módulo.
K	O ganho de tensão por módulo fotovoltaico tendo em conta a temperatura
N_{aut}	É o número de autonomia
E_{CD}	É a energia consumida pela carga diariamente
$I_{Cabo DC}$	É a corrente que o cabo no lado DC terá de transportar

$I_{SCArranjo}$	É a corrente que circula no arranjo fotovoltaico
I_{Zmax}	É a corrente máxima permitida no cabo DC
$\Delta V\%$	É a queda de tensão admissível
R_{CTa}	É a resistência do cabo a temperatura ambiente na qual está submetido
V_{invDC}	É a tensão nominal de entrada do inversor
$R'_{C_{20^{\circ}C}}$	É a resistência do cabo a 20 °C em Ω
I_{nAC}	É a corrente nominal em AC
$\cos\theta$	É o factor de potência do inversor
L_{caboAC}	É o comprimento do cabo AC
S_{caboAC}	É a secção do cabo AC escolhido
V_{invAC}	É a tensão nominal na saída do inversor
L_{CABOP1}	É o comprimento do cabo entre os módulos fotovoltaicos e o inversor
$I_{nChaveDC}$	É a corrente de projecto da chave seccionadora
$I_{disjuntor}$	É corrente de nominal do disjuntor
P_{CC}	Poder de corte
Payback time	Tempo de recuperação do investimento
UCP	Unidade de condicionamento de potência
DPS	Dispositivo de protecção contra surtos de tensão
h_2	Profundidade da segunda camada
a_t	Ponto de transição do segundo trecho
R_h	Resistência apresentada pela haste inserida no conjunto considerando as interferências das outras hastes;
R_{hh}	Resistência individual de cada haste sem a presença de outras hastes
R_{hm}	Acréscimo de resistência na haste “h” devido a interferência mutua da haste “m”
e_{hm}	Espaçamento entre as hastes “h” e a haste “m”;
K	Coeficiente de reflexão
ρ_1	Resistividade do solo da primeira camada
ρ_2	resistividade do solo da segunda camada
L	Comprimento da haste (m)
d	Diametro da haste (m).

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Lâmpada HPS	6
Figura 2.2-Relações geométricas entre os raios solares a superfície terrestre	9
Figura 2.3-Outras relações geométricas entre os raios solares a superfície terrestre	9
Figura 2.4 processo de criação de pares elétron-lacuna na ocorrência do efeito fotoeléctrico.	10
Figura 2.5-Comparação entre célula fotovoltaico (a) e um módulo fotovoltaico (b) ..	11
Figura 2.6-Representação esquemática da associação de n módulos em série	11
Figura 2.7-Representação esquemática da associação de n módulos em paralelo	12
Figura 2.8-Sistema fotovoltaico Híbrido	13
Figura 3.1-Localização geográficas de Mozal. Imagem extraído do PVsyst.	15
Figura 3.2-Representação em diagrama de bloco dos elementos de SFV híbrido ..	16
Figura 3.3- Fluxograma de etapas principais para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico híbrido.	18
Figura 3.4-Variação da característica I-V em função da intensidade da radiação incidente.	20
Figura 3.5-Variação da característica P-V em função da intensidade da radiação incidente..	21
Figura 3.6-Influência da temperatura na operação de um módulo fotovoltaico.	21
Figura 3.7-Variação de energia solar ao longo do tempo.	25
Figura 3.8-Irradiação solar tendo em conta a inclinação dos módulos solares	25
Figura 3.9- Curva p_{xa}	46
Figura 3.10-Estratificação do solo	47
Figura 3.11- Sistema de duas hastes alinhadas	48
Figura 5.1-Fluxo do custo de energia ao longo da vida útil do projecto	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1-Características de uma luminária utilizando tecnologia LED	7
Tabela 2.2-Comparação das características principais dos principais tipos de luminárias	7
Tabela 3.1-Principais características elétricas do módulo FV JAM54D40 em STC	19
Tabela 3.2-Principais características térmicas do módulo	19
Tabela 3.3- Levantamento de demanda e consumo diário das luminárias existente no local de estudo	22
Tabela 3.4-Demanda de potência activa do sistema proposto com luminária LED..	23
Tabela 3.5-Dados da Irradiação diária média mensal	24
Tabela 3.6- Valor de medição em campo	45
Tabela 4.1-Estimativa de Custo	50
Tabela 4.2-Continuação de Estimativa de Custo	51
Tabela 5.1-Consumo diário do sistema usando luminária HPS	52
Tabela 5.2-Consumo mensal de energia e custo anual do sistema com HPS	52
Tabela 5.3-Análises Econômica.	53

CAPÍTULO 1 : CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1.1. Introdução

Nos últimos anos, a demanda por energia eléctrica tem crescido de forma constante, com os combustíveis fósseis ainda sendo a principal fonte de energia primária utilizada pelas sociedades industriais. No entanto, o uso desenfreado desses recursos tem gerado diversos problemas ambientais, como a poluição do ar, o aceleração do efeito estufa, a redução na camada de ozônio e a chuva ácida.

Diante desses desafios, tem-se buscado activamente soluções que possam minimizar os impactos negativos do uso de combustíveis fósseis, sem comprometer o desenvolvimento econômico e a qualidade de vida das pessoas. Uma das abordagens mais promissoras tem sido o estímulo ao uso eficiente de energia e à adoção de fontes renováveis e sustentáveis.

No contexto da iluminação pública, essa busca por soluções inovadoras e sustentáveis tem se tornado uma prioridade em diversas comunidades ao redor do mundo. Nesse sentido, a integração de tecnologias de iluminação LED e energia solar fotovoltaica surge como uma alternativa altamente vantajosa. Além de proporcionar eficiência energética e redução de custos, essa integração também traz benefícios ambientais significativos.

No entanto, mesmo com os avanços tecnológicos e econômicos nessa área, é observado que no Parque da Mozal, a iluminação pública ainda é fornecida por luminárias HPS Street Light, que apresentam limitações em eficiência energética e qualidade de iluminação. Diante da necessidade de melhorar a iluminação pública para garantir a segurança dos frequentadores e reduzir os custos operacionais, torna-se evidente a urgência de adotar uma abordagem mais inovadora e sustentável.

Nesse contexto, o presente trabalho propõe o dimensionamento de um sistema de iluminação LED alimentado por painéis fotovoltaicos como uma solução viável e sustentável para o melhorar da iluminação pública no Parque da Mozal. Essa abordagem não apenas atenderá às demandas por iluminação mais eficiente e econômica, mas também contribuirá para a preservação do meio ambiente e o bem-estar dos frequentadores do parque.

1.2. Formulação do Problema

A iluminação pública desempenha um papel fundamental na promoção da segurança e do conforto em espaços urbanos e industriais. No entanto, o parque da Mozal, a iluminação pública actualmente é fornecida por luminárias de alta pressão de vapor de sódio (HPS), as quais apresentam diversas limitações, como alto consumo de energia, baixa eficiência luminosa e custos elevados de manutenção. Além disso, essas luminárias não oferecem flexibilidade em termos de controle de intensidade e direcção de luz, dificultando a adaptação às necessidades específicas do parque e desperdiçando a energia. Essas deficiências impactam negativamente na qualidade da iluminação, na segurança dos frequentadores do parque e representam um ônus financeiro.

Diante desse cenário, surge o seguinte problema central: ***Como superar as deficiências do sistema actual, visando melhor a qualidade da iluminação pública do parque da Mozal e reduzir os custos operacionais?***

1.3. Justificativa

A necessidade de melhorias na iluminação pública do parque da Mozal é evidente diante das limitações do sistema actual, que utiliza luminárias de alta pressão de vapor de sódio (HPS). Estas luminárias apresentam um alto consumo de energia e uma eficiência luminosa inferior, resultando em uma iluminação de qualidade insatisfatória, especialmente durante a noite.

A implementação de um sistema de iluminação LED alimentado por painéis solares surge como uma solução promissora para superar essas limitações e promover melhorias significativas. A adopção dessa tecnologia permitirá melhorar significativamente a qualidade da iluminação pública, proporcionando uma iluminação mais uniforme, com maior eficiência luminosa e menor índice de manutenção.

Do ponto de vista económico, a adopção de um sistema de iluminação LED alimentado por energia solar representará uma redução significativa nos custos operacionais, incluindo consumo de energia e manutenção, resultando em economias a longo prazo para a gestão do parque.

Além disso, a adopção deste sistema de iluminação não apenas modernizaria a infraestrutura de iluminação do parque, mas também demonstraria o compromisso da Mozal com sustentabilidade ambiental.

1.4. Objectivos

1.4.1. Objectivo Geral

- Dimensionar um sistema de iluminação alimentado por painéis solares para melhoramento de iluminação pública no parque da Mozal.

1.4.2. Objectivos específicos

- Realizar levantamento detalhado das demandas energéticas do parque da Mozal;
- Selecionar os componentes adequado para o sistema fotovoltaico;
- Fazer estimativa de custo;
- Analisar viabilidade económica do projecto.

1.5. Metodologia

Para alcançar os objetivos propostos neste projecto de dimensionamento de um sistema de um sistema de iluminação a LED alimentado por painéis solares para melhoramento de iluminação pública no Parque da Mozal, será empregada uma abordagem metodológica que engloba pesquisa bibliográfica, pesquisa de campo e a simulação computacional.

- **Pesquisa bibliográfica:** A pesquisa bibliográfica será o ponto de partida para a fundamentação teórica deste projeto. Serão revisadas publicações científicas, artigos, livros e documentos técnicos relacionados à energia solar fotovoltaica, dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e às suas aplicações na iluminação pública.

- **Pesquisa de campo:** A pesquisa de campo desempenhará um papel crucial na obtenção de dados específicos e informações contextuais relevantes para o projeto. Serão realizadas visitas dentro das instalações da Mozal, onde serão coletados dados sobre o consumo energético actual, quantidade de luminárias existente. Além disso, serão conduzidas entrevistas com funcionários para entender as condições de iluminação actual e os desafios enfrentados na falta de energia eléctrica convencional.
- **Simulação computacional:** Com o uso de software Pvsyst, serão obtidos os dados de radiação solar local, considerando os factores como a orientação e a inclinação dos painéis solares.

1.6. Estrutura do Trabalho

O trabalho segue uma estrutura bem definida, organizada em capítulos que fornecem uma visão abrangente e detalhado do estudo. O presente trabalho está estruturado da seguinte maneira:

CAPITULO 1: CONSIDERAÇÕES INICIAIS, tem por objectivo delimitar e apresentar os objectos de estudo deste trabalho, bem como a formulação do problema, explicar a relevância do estudo, destacando a importância da electricidade em ambientes públicos e descrever a abordagem de pesquisa, incluindo revisão bibliográfica, pesquisa do campo e simulações. Além disso, ela ambienta o leitor à estrutura que será observada nos capítulos seguintes.

CAPITULO 2: REVISÃO DE LITERATURA, explora conceitos-chaves, como energia solar, energia solar fotovoltaico, painéis solares e outros tópicos relacionados.

CAPITULO 3: DESENVOLVIMENTO DO PROJECTO, apresenta a descrição do local do estudo, faz-se o dimensionamento do sistema fotovoltaico, incluindo o dimensionamento de cabos e dispositivos de protecção.

CAPITULO 4: ESTIMATIVA DE CUSTO, detalhamento dos custos associados à implementação do sistema fotovoltaico.

CAPITULO 5: AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÓMICA, neste capítulo foi feito análise da viabilidade económica com base em duas técnicas presente na economia, o valor presente líquido (VAL) e o tempo de retorno do investimento (Payback)

CAPITULO 6: CONSIDERAÇÕES FINAIS, apresenta a conclusão, sugestões para acções futuras ou melhorias e também são listadas fontes consultadas e citadas.

CAPITULO 7: ANEXOS, apresenta informações adicionais relevantes para o estudo.

CAPÍTULO 2 : REVISÃO DE LITERATURA

A primeira lâmpada foi desenvolvida por Thomas Edison, em 1879, actualmente denominada de lâmpada incandescente. Desde então, o uso da luz artificial foi aprimorado e com o constante desenvolvimento tecnológico apareceram novas tecnologias em iluminação como alternativa de aplicação, sendo, em sua maioria, voltadas para a visão humana.

2.1. Lâmpadas e Luminárias utilizadas na Iluminação Pública

Actualmente, existem diversos modelos de lâmpadas, com diferentes tecnologias disponíveis, utilizadas na iluminação pública. No entanto, cada tipo de lâmpada possui características diferentes que devem ser levadas em conta para a sua escolha. As principais características luminotécnicas de uma lâmpada são: índice de reprodução de cor; fluxo luminoso; tempo de vida; eficiência luminosa; factor de manutenção da luminosidade; e potência.

2.1.1. Lâmpada de Vapor de Sódio de Alta Pressão

É uma lâmpada de descarga de alta intensidade (HDI – *high discharge intensity*) controlada por um balastro. No seu interior uma mistura de sódio e mercúrio é vaporizada provocando um arco entre os eléctrodos no tubo de descarga, permitindo a condução e consequente emissão de luz visível. A tensão de arco existente na lâmpada aumenta entre 1 a 2 V por cada 1000 horas de funcionamento, devido à diminuição da pressão dos gases que compõem a mistura dentro do tubo de descarga.



Figura 2.1. Lâmpada HPS

Fonte: Extraído de Varela (2021)

2.1.2. Luminária LED

As luminárias LED possuem características tais como: alta eficiência eléctrica e luminosa, longa vida útil, flexibilidade fotométrica (facho de luz), variedade de temperatura de cor, alto índice de reprodução de cor, baixa emissão de calor, maior estabilidade e segurança operacional, versatilidade de aplicações. A tabela 2.1, mostra-se as características de uma luminária utilizando tecnologia LED.

Tabela 2.1- Características de uma luminária utilizando tecnologia LED

Potência disponível (por Led)	DE 6 W A 15 W
Rendimento luminoso (Luminária Led)	Por vezes superiores a 150 lm
Temperatura de cor	3.000 K
Índice de reprodução de cor (IRC)	> 75
Duração de vida media	60.000 horas
Tempo de arranque	Instantâneo
Luminância	Dependente do nível de iluminação pretendido

Fonte: Varela (2021)

2.1.3. Comparação entre luminárias e luminárias convencionais

Com base nos estudos feitos e nos catálogo das luminárias LEDs dos fabricantes, a tabela 2.2 apresenta uma análise comparativa entre as luminárias LEDs e as convencionais. Neste tabela foram considerados somente aspectos essenciais, expondo valores máximos e mínimos presentes nos catálogos, que varia de fabricante para fabricante.

Tabela 2.2- Comparação das características principais dos principais tipos de luminárias

Tipo de luminária	Eficiência vida luminosa(lm/W)	Vida útil (h)	IRC (%)	Temperatura da cor(K)
Vapor de mercúrio	46-55	9.000-15.000	40-55	46-55
Vapor metálico	82-104	8.000-12.000	65-85	82-104
Vapor de sódio	80-150	18.000-32.000	22	80-150
LED	35-130	50.000-100.000	75-95	35-130

Fonte: Autoria própria

2.2. Energia Solar

A energia solar é uma forma de energia renovável que é obtida a partir da luz do sol. Ela é gerada quando a luz solar é capturada e convertida em electricidade ou usada directamente para aquecimento de água, aquecimento de espaços ou outras aplicações.

A energia gerada no interior do Sol leva um milhão de anos para chegar à superfície. A cada segundo 700 milhões de toneladas de hidrogênio são convertidos em cinza de hélio. Durante este processo 5 milhões de toneladas de energia pura são liberados. Dessa forma, o Sol irradia energia por todas as direcções e uma pequena fracção atinge a Terra, aquecendo-a e controlando o sistema climático global (Hamilton, 2017).

A Terra, por sua vez, em seu movimento anual em torno do Sol descreve uma trajectória elíptica com uma pequena excentricidade ($\varepsilon \approx 0,017$). O seu eixo, em relação ao plano normal à elipse, apresenta uma inclinação de aproximadamente $23,45^\circ$. Essa inclinação, juntamente com o seu movimento de translação, dá origem às estações do ano, pois à medida que a Terra orbita em torno do Sol, os raios solares incidem mais directamente em um hemisfério ou outro, proporcionando mais horas de luz e aquecimento.

A radiação solar que a terra recebe não é constante, sofre variações sazonais e de acordo com a localização geográfica. Estas variações também dependem de factores tais como as condições meteorológicas e a data e a hora, entre outros. A energia solar pode ser convertida directamente em electricidade utilizando tecnologias como células fotovoltaicas ou com ciclos termodinâmicos que utilizem como fonte de calor a concentração de radiação solar para produzir vapor e assim mover uma turbina com um gerador acoplado (Varela, 2021).

2.2.1. Radiação Solar

O termo “radiação solar” é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar, ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, de irradiação solar (Robert & Brown, 2004). De acordo autor, “as relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol e a superfície terrestre, são descritas através de vários ângulos”, os quais estão apresentados na figura 2.2 e figura 2.3 definidos a seguir:

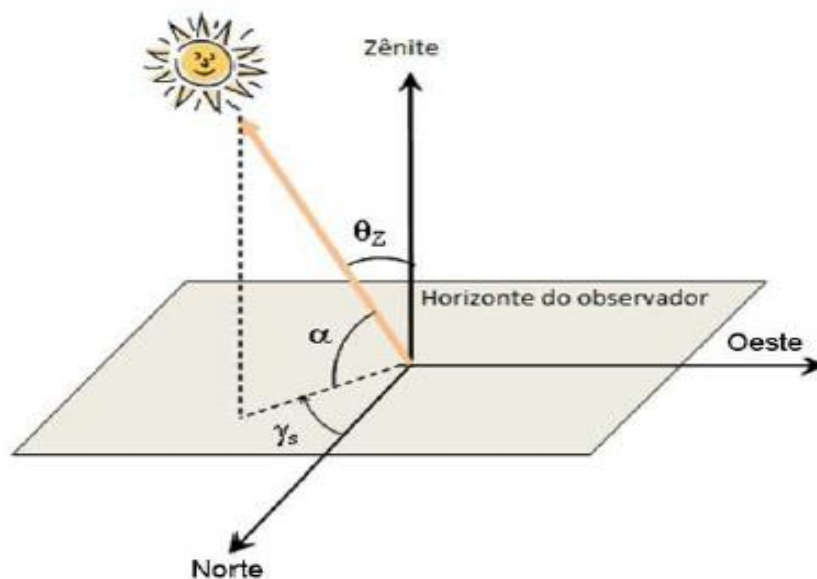


Figura 2.2-Relações geométricas entre os raios solares a superfície terrestre

Fonte: Extraído de Robert & Brown (2004)

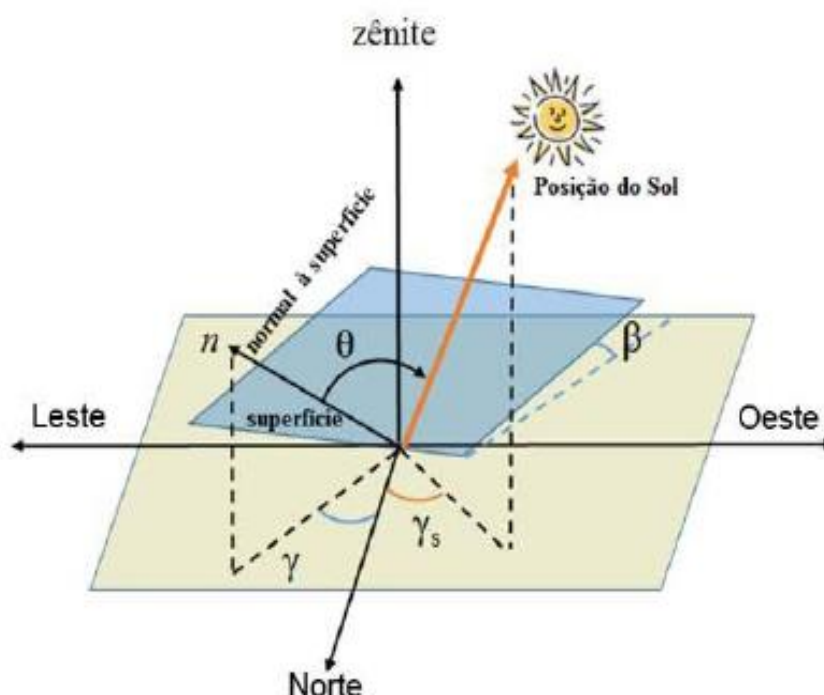


Figura 2.3-Outras relações geométricas entre os raios solares a superfície terrestre

Fonte: Extraído de Robert & Brown (2004)

A radiação directa é aquela que provém directamente da direcção do Sol e produz sombras nítidas. Em outras palavras, é a fracção da radiação solar que atravessa a atmosfera terrestre sem sofrer qualquer alteração em sua direcção

original. A difusa é aquela proveniente de todas as direcções e que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre. Destaca-se que ainda que o dia esteja totalmente sem nuvens, pelo menos 20% da radiação que atinge a superfície é difusa. Já em um dia totalmente nublado, não há radiação directa, e 100% da radiação é difusa. Por fim, a radiação de albedo é a resultante das ondas directas e difusas que ao se chocarem com a superfície terrestre são refletidas e voltam para a atmosfera.

2.2.2. Energia solar fotovoltaica

A energia fotovoltaica é produzida quando a radiação solar incide sobre uma superfície capaz transformar a energia do fóton em corrente eléctrica. Essa forma de energia é obtida através do efeito fotovoltaico que ocorre em dispositivos conhecidos como células fotovoltaicas (Creseb, 2006). Estas células são componentes optoelectrónicos que convertem directamente a radiação solar em electricidade. São basicamente constituídas de materiais semicondutores, sendo o silício o material mais empregado.

O material semicondutor absorve os fótons e os converte em pares de electrón-lacuna que gera um campo eléctrico na junção pn. Quando este campo eléctrico proporciona energia suficiente para que os electróns se livrem das forças de atracção das ligações covalentes, ocorre o movimento dos electróns para a região do material tipo n e das lacunas para o material tipo p (Masters, 2013 apud Leopoldino, 2019). Desta forma, uma diferença de potencial é observada nas extremidades. Este fenómeno é ilustrado na figura 2.4.

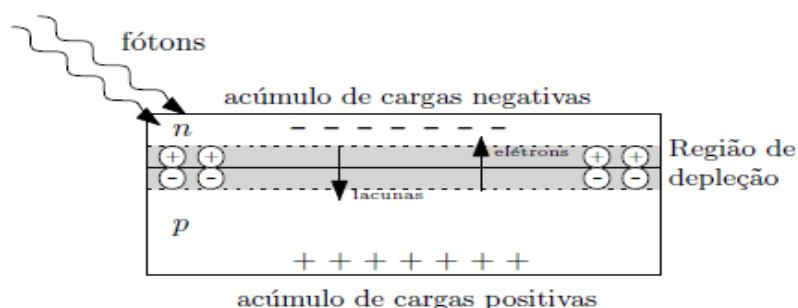


Figura 2.4- Processo de criação de pares elétron-lacuna na ocorrência do efeito fotoelétrico.

Fonte: Extraído de Leopoldino (2019)

2.2.3. Painel Fotovoltaico

O sistema de geração de energia solar tem como seu principal elemento constituinte as placas fotovoltaicas. Estas placas são constituídas de módulos fotovoltaicos, que são aglomerados de células fotovoltaicas (Malamut, 2017). Os vários módulos podem ser ligados em diferentes arranjos de conexões em série e em paralelo. Uma célula fotovoltaica produz cerca de 0,4 V no seu ponto de máxima potência. Na Figura 2.5, pode observar-se a constituição de um painel fotovoltaico, onde se ilustra a diferença entre célula e módulo.

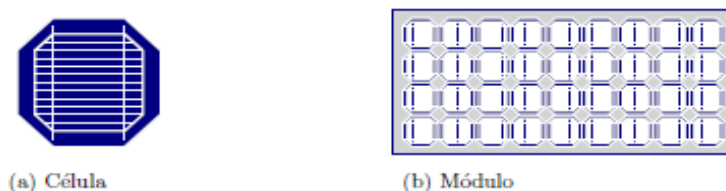


Figura 2.5-Comparação entre célula fotovoltaica (a) e um módulo fotovoltaico (b)

Fonte: Extraído de Leopoldino (2019)

2.2.4. Ligação dos Módulos Fotovoltaicos

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 (Carneiro & Passos, 2020). A figura 2.6, mostra esse tipo de agrupamento, que vai depender da tensão eléctrica desejada. Em que a tensão total é obtida através da soma das tensões de cada célula

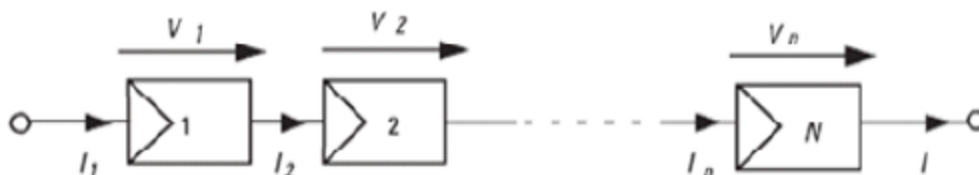


Figura 2.6-Representação esquemática da associação de n módulos em série

Fonte: Extraído de Braga (2008)

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

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.1)$$

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.2)$$

Em que V_T é a tensão aos terminais da associação de módulos, V_n a tensão aos terminais de cada módulo n , I_T a corrente que circula na associação e I_n a corrente que circula em cada módulo n . 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 (Robert & Brown, 2004). Com efeito, a associação em série de módulos fotovoltaicos permite obter tensões mais elevadas mantendo a corrente estipulada do módulo (Carneiro & Passos, 2020).

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

Na figura 2.7 é ilustrada a representação esquemática da associação de vários módulos em paralelo.

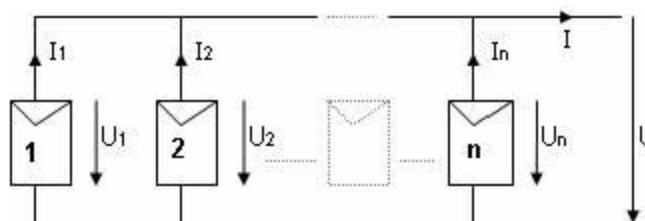


Figura 2.7-Representação esquemática da associação de n módulos em paralelo

Fonte: Extraído de Carneiro & Passos (2020)

2.2.5. Unidades de condicionamento de potência

Em um sistema fotovoltaico, a UCP, é a parte do sistema que transforma a potência proveniente de um arranjo fotovoltaico em valores elétricos adequados para serem utilizados pelas cargas em questão. Desta forma, um inversor c.c./c.a. utilizado para a conexão à rede quanto para um sistema autônomo ou ainda um controlador de carga, podem ser considerados UCPs (NBR 16690 apud Lorenzon, 2021).

A maioria dos inversores disponíveis no mercado possuem um sistema de controle que busca maximizar a energia proveniente dos arranjos fotovoltaicos, por meio de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPPM, em inglês *Maximum Power Point Tracking* - MPPT), “no qual o produto da corrente pela tensão é o máximo”.

2.2.5.1. Inversores Híbridos

Diferentemente dos inversores *Off Grid*, os inversores híbridos são conectados à rede elétrica de distribuição e o fluxo de potência pode assumir os dois sentidos. Apesar de possuir funcionamento semelhante ao inversor *On Grid*, seu maior diferencial é a possibilidade de também pode ser conectado a um banco de baterias, sendo que estas podem ser carregadas com a energia proveniente da rede de distribuição local conforme diagrama da Figura (Voni, 2021 apud Lorenzon, 2021).

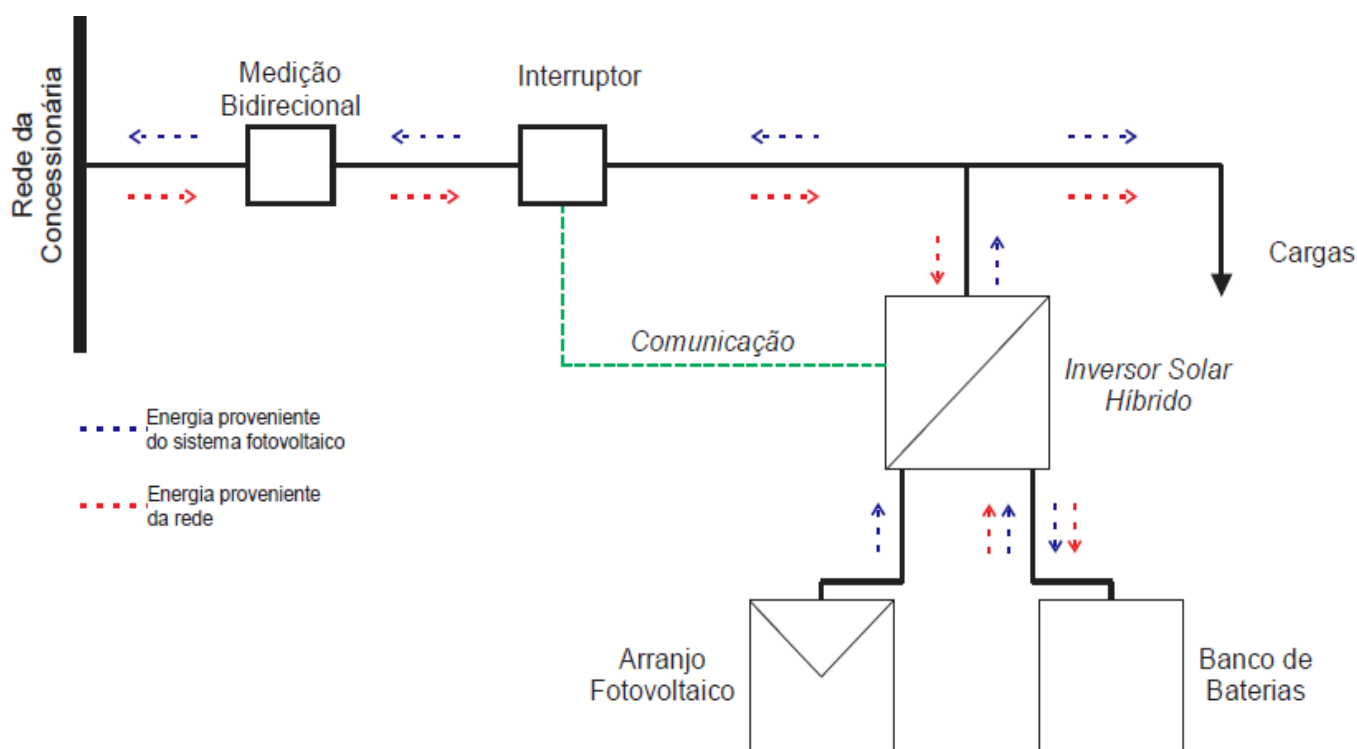


Figura 2.8-Sistema fotovoltaico Híbrido

Fonte: adaptado de INVT Solar Power, p.26.

CAPÍTULO 3 : DESENVOLVIMENTO DO PROJECTO

Neste capítulo, será abordado o desenvolvimento do projecto de dimensionamento de um sistema de iluminação pública utilizando LEDs alimentados por painéis solares, com foco na melhoria da iluminação do parque da Mozal. Inicialmente, será descrito o local de estudo, destacando suas características e necessidades de iluminação. Em seguida, será realizado o dimensionamento de todos os elementos do sistema fotovoltaico, incluindo o cálculo da demanda energética, a quantidade de painéis solares, a capacidade do banco de baterias e o dimensionamento do inversor. O dimensionamento do aterramento será abordado de forma superficial, destacando os componentes essenciais para a segurança do sistema. Por fim, serão discutidos os resultados obtidos, avaliando a eficiência, custo-benefício e sustentabilidade do projecto.

3.1. DESCRIÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO

Mozal é uma empresa de fundição de alumínio localiza se no distrito de Boane mais concretamente em Beluluane a 17 km da cidade Maputo. Nasceu com o estabelecimento das zonas francas indústrias no contexto de iniciativas desenvolvidas pelo governo no âmbito do programa de incentivo ao investimento, e teve como requisitos para a sua qualificação a criação de emprego para trabalhadores nacionais e produção para exportação.

Distrito de Boane está localizado sudeste da província de Maputo, sendo limitado a norte pelo distrito de Moamba, a Sul e Este pelo Distrito da Namaacha, e a Oeste pela Cidade da Matola e pelo Distrito de Matutuine. Tem uma superfície de 815 km² e uma população recenseada em 1997 de 56 703 habitantes e estimada à data 1/1/2005 em cerca de 81 406 habitantes, o distrito de Boane tem uma densidade populacional de 101 hab/km². A população é quase jovem (42%, abaixo dos 15 anos de idade), maioritariamente feminina (taxa de masculinidade de 47%) e de matriz urbana e semi-urbana (taxa de urbanização de 68%).

O clima da região é sub-húmido e com deficiência de chuva na estação fria, caracterizado por alternância entre as condições secas, induzidas pela alta pressão subcontinental e as incursões de ventos húmidos do oceano. Vegas de frio podem trazer tempestades violentas e chuvas torrenciais de curta duração.

A temperatura média anual é de 23,7°C. Os meses mais frios são junho e julho, enquanto os meses mais quentes são janeiro e fevereiro, com temperaturas variando de 17°C a 38°C. A amplitude térmica anual é de 8,8°C.

A humidade relativa média anual é de 80,5%, variando de um valor máximo de 86% em junho a um valor de mínimo de 73,5% em novembro. A pluviosidade média anual é de 752 mm variando entre os valores médios de 536,6 mm para o período húmido e os 43,6 mm no período seco. O período húmido entende-se entre novembro a março e o período seco de abril a outubro.

A Mozal tem como coordenadas geográficas (-25,997° de latitude e 32,3459° de longitude e uma Altitude de 42 m). A figura abaixo mostra a localização geográfica da Mozal.

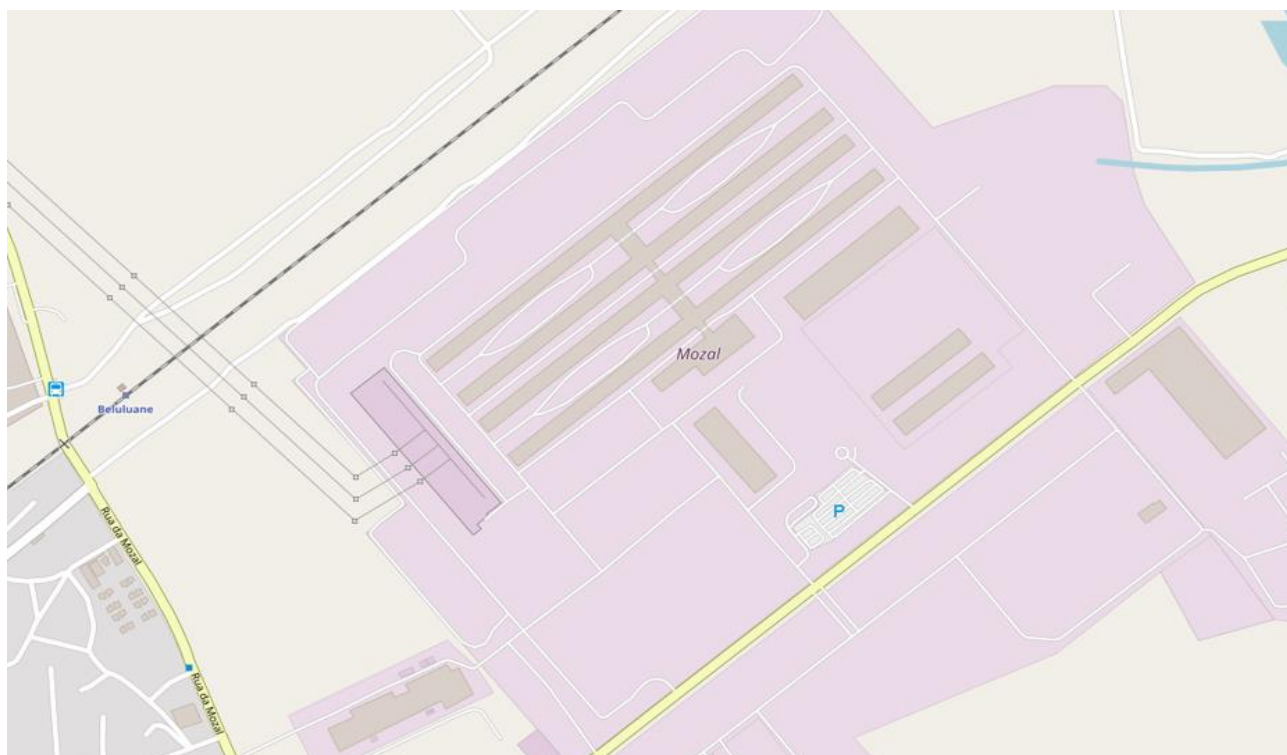


Figura 3.1-Localização geográficas de Mozal. Imagem extraído do PVsyst.

Fonte: Autoria própria

3.2. DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA

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 híbridos utilizam baterias, e as mesmas sofrem grandes perdas devido ao processo de carga/descarga.

Os componentes ou elementos que vão constituir a instalação fotovoltaica híbrido que se pretende implementar neste estudo, estão representados na figura 3.2.

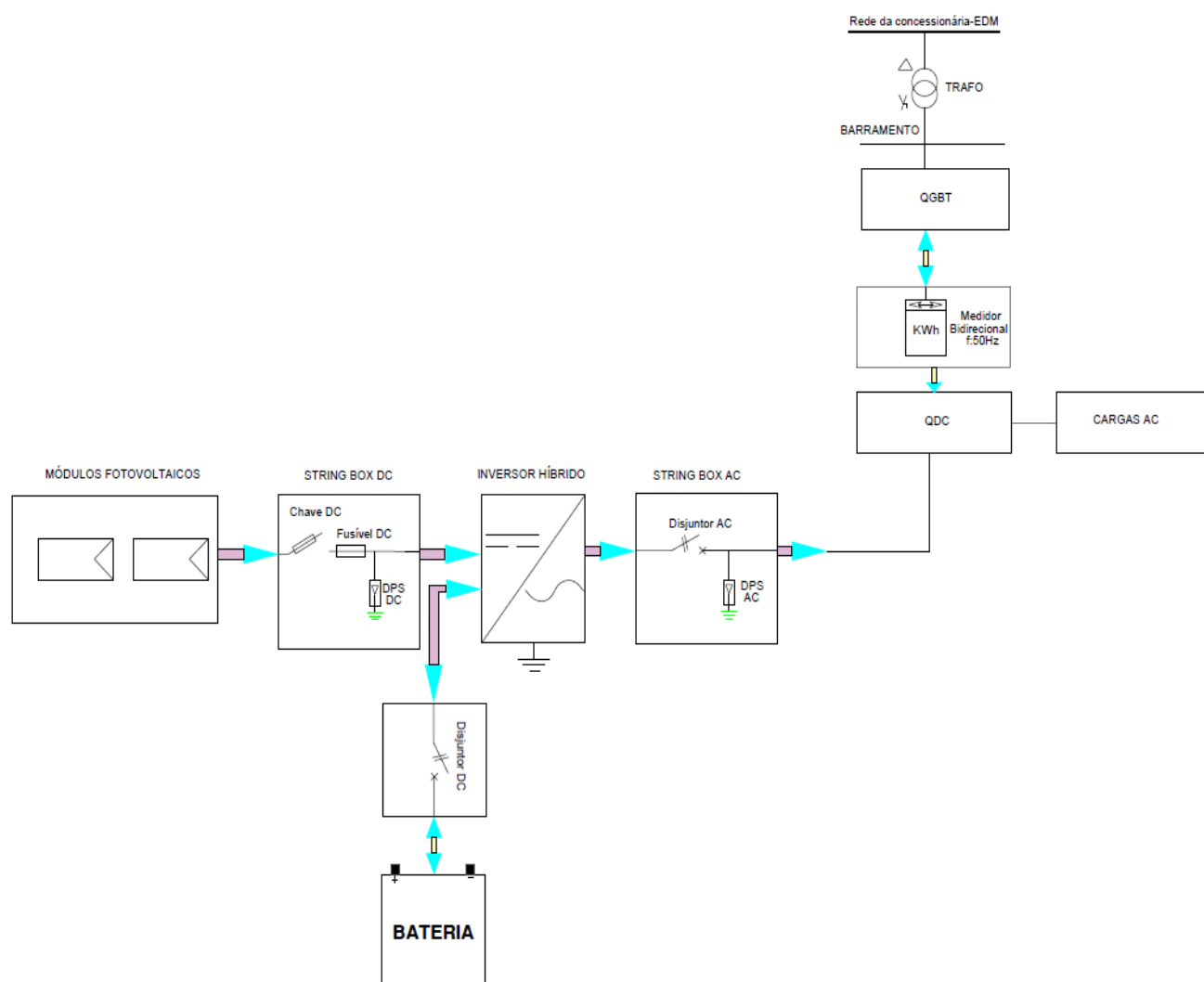


Figura 3.2-Representação em diagrama de bloco dos elementos de SFV híbrido

Fonte: Autoria própria

Na representação da figura 3.2, é esquematizada a constituição de uma instalação fotovoltaica híbrida. Relativamente ao bloco de carga de corrente contínua,

este não está incluído no esquema acima, mas poderia ser incluída. Contudo, é importante destacar que nem sempre esse bloco estará presente na instalação, pois muitas cargas actualmente são de corrente alternada. Por outro lado, o bloco do inversor estará presente na maioria dos casos, já que normalmente as cargas existentes são de corrente alternada (CA). Deste modo, vai-se dimensionar e escolher os componentes da nossa instalação para alimentar a carga.

Fadigas (2004, p. 61) diz que “ Para se projectar um sistema fotovoltaico é necessário se ter um profundo conhecimento da carga, suas características, perfil ao longo dos dias e meses como também das características da radiação solar incidente no local. O critério de dimensionamento pode ser o de menor custo, maximização da energia suprida (confiabilidade) ou uma combinação de ambos”. O projecto de um sistema fotovoltaico envolve a orientação dos módulos, disponibilidade de área, estética, disponibilidade do recurso solar, demanda a ser atendida e diversos outros factores (Robert & Brown, 2004).

As principais etapas ou fases que serão procedidas para a elaboração deste projecto de dimensionamento de um sistema fotovoltaico são as seguintes:

- Levantamento adequado de recurso solar disponível no local;
- Levantamento adequado de demanda e consumo de energia eléctrica;
- Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- Dimensionamento dos equipamento de condicionamento de potência.

O algoritmo implementado para efectuar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede com baterias seg é esquematizado através do fluxograma apresentado na figura 3.3.

Neste capítulo, começar-se-á pela escolha do módulo fotovoltaico a ser utilizado, que é a componente principal de um sistema fotovoltaico. A escolha dos módulos fotovoltaicos desempenha um papel fundamental na concepção e no desempenho dos sistemas de energia solar. A selecção adequada desses componentes é vital para otimizar a eficiência e a rentabilidade do projecto. Vários critérios, como potência, eficiência e preço, são considerados ao escolher os módulos mais adequados para um determinado projecto solar. Para compor os arranjos dos

painéis neste estudo, foram considerados esses factores. Serão utilizados os módulos monocristalinos da renomada marca JA Solar, que permitirão uma conversão eficiente da luz em eletricidade.

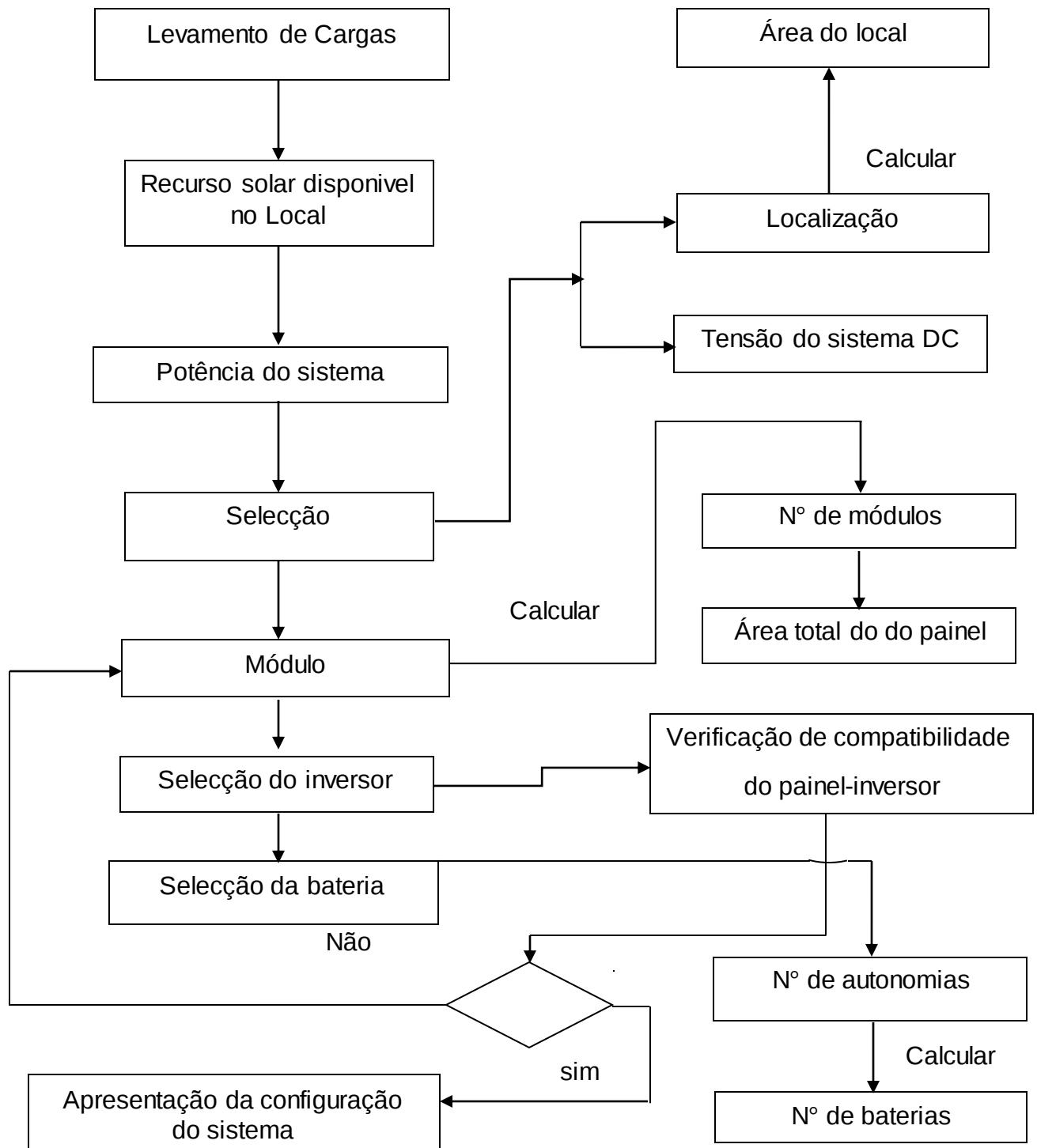


Figura 3.3- Fluxograma de etapas principais para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico híbrido.

Fonte: Autoria própria

3.2.1. Escolha do painel/módulo fotovoltaico

No capítulo 2, já se abordou a generalidade dos painéis/módulos fotovoltaicos (SFV); nesta subsecção, como supracitado focar-se-á na escolha ou selecção do SFV que irá ser considerado para a nossa instalação. Para este estudo escolheu-se o SFV da renomada marca JA Solar modelo JAM54D40, 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. A tabela 3.1, ilustra as principais características eléctricas do módulo FV JAM54D40, em condições STC.

Tabela 3.1-Principais características eléctricas do módulo FV JAM54D40 em STC

PARÂMETROS	SÍMBOLOS	UNIDADES	VALORES
Potência máxima	P_{max}	Watt pico [Wp]	410
Tensão máxima	V_{mp}	Volt [V]	31,37
Corrente máxima	I_{mp}	Ampère [A]	13,07
Tensão de circuito aberto	V_{oc}	Volt [V]	37,82
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	Ampère [A]	13,95
Eficiência do módulo FV	η	%	21

Fonte: Autoria própria. Extraído do datasheet do módulo fotovoltaico da JA solar

A tabela abaixo são apresenta as características térmicas do módulo, conforme foi descrito acima.

Tabela 3.2-Principais características térmicas do módulo

Coefficientes de Temperatura	
Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito (I_{sc})	0,046% / °C
Coeficiente de temperatura da tensão de curto aberto (V_{oc})	-0,260% / °C
Coeficiente de temperatura de potência de pico (P_{max})	-0,300% / °C
Temperatura nominal de operação de módulo	45 ±2°C

Fonte: Autoria própria. Extraído do datasheet da JA solar

O desempenho dos painéis é influenciado pela temperatura e irradiância que incide sobre as células fotovoltaicas. O primeiro factor afecta, em sua grande parte, a

corrente. Já o segundo factor tem uma influência directa sobre a tensão e potência, quando há um aumento da temperatura, ocorre uma diminuição da tensão gerada pelo módulo, consequentemente uma diminuição da potência (Pinho & Galdino, 2014)

As condições padrões de teste, em que são plotadas as curvas características dos módulos, são definidas como uma irradiância de 1 000 W/m² (radiação recebida na superfície da terra em um dia sem nuvens ao meio dia), uma temperatura de 25°C e um coeficiente de massa de ar de 1,5 AM.. Além desses factores, o sombreamento sobre apenas uma célula pode fazer com que o módulo fotovoltaico deixe de produzir energia.

A figura 3.4, ilustra-se a característica I-V do módulo/painel da marca JA solar modelo JAM54D40, no qual são dados reais a intensidade da radiação solar e a temperatura incidentes sobre a superfície horizontal de um módulo/painel FV. O gráfico abaixo, mostra a influência da irradiância na operação dos módulos.

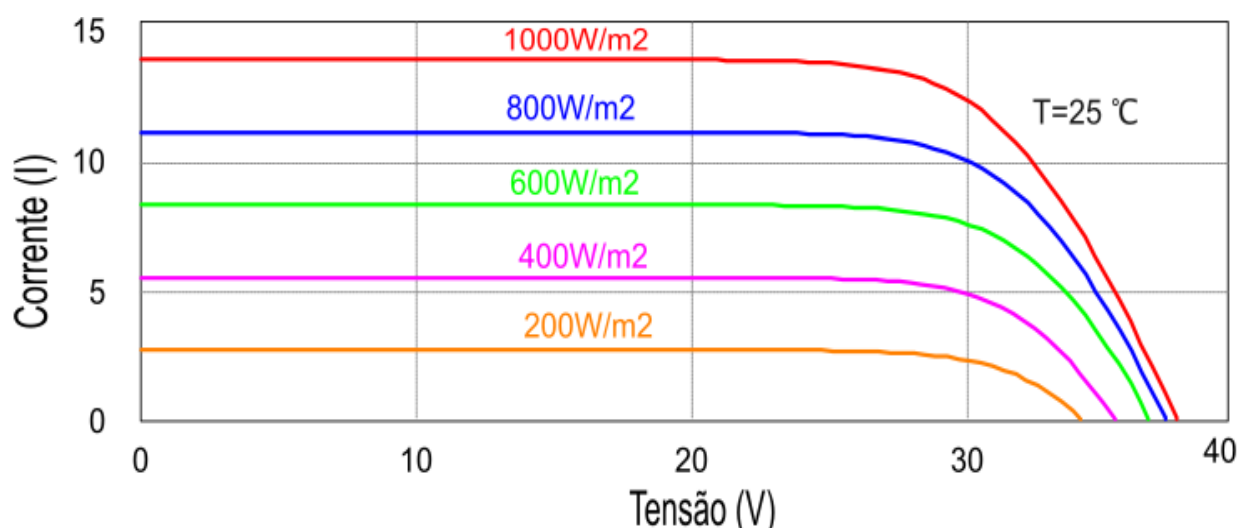


Figura 3.4-Varição da característica I-V em função da intensidade da radiação incidente.

Fonte: Autoria própria

Analisando a figura 3.4, note-se que a corrente I_{sc} (corrente de curto-circuito) está directamente relacionada com irradiação solar ao qual o painel solar está submetido. Observe também que quanto menor é a irradiação solar, menor também é a corrente I_{sc} .

Na figura (3.5) é representado variação da característica P-V em função da intensidade da radiação incidente.

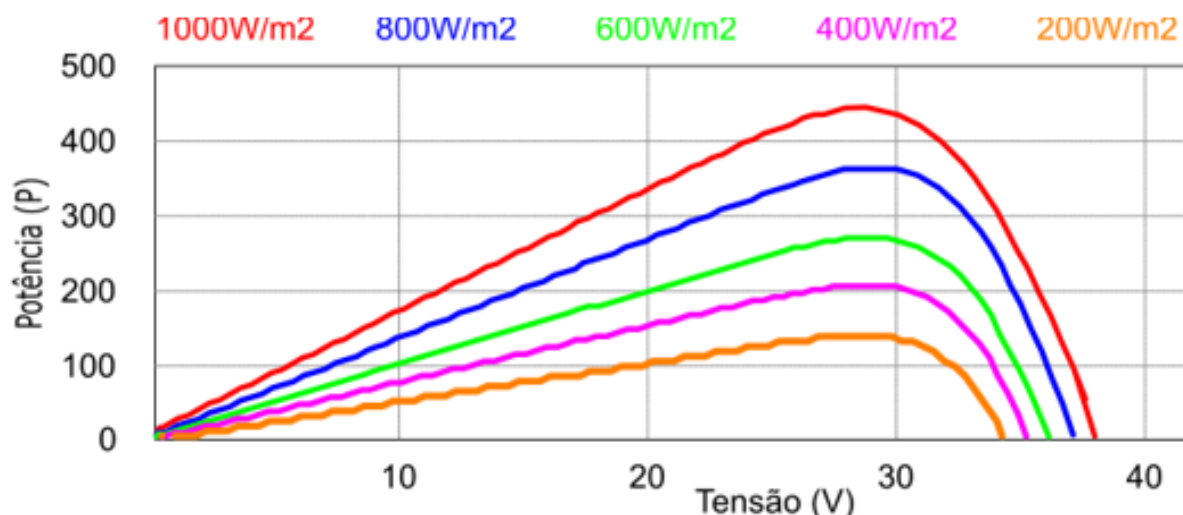


Figura 3.5-Variação da característica P-V em função da intensidade da radiação incidente..

Fonte: Autoria própria

Ao observar a figura 3.5, note que a relação da irradiação solar e a variação da corrente I_{sc} é tão forte que qualquer variação de irradiação solar representa uma variação significativa na corrente. Assim a variação de irradiação solar está directamente e fortemente relacionada na potência de saída conforme foi demonstrado na figura acima. A figura 3.6, mostra as curvas para diferentes valores de temperatura.

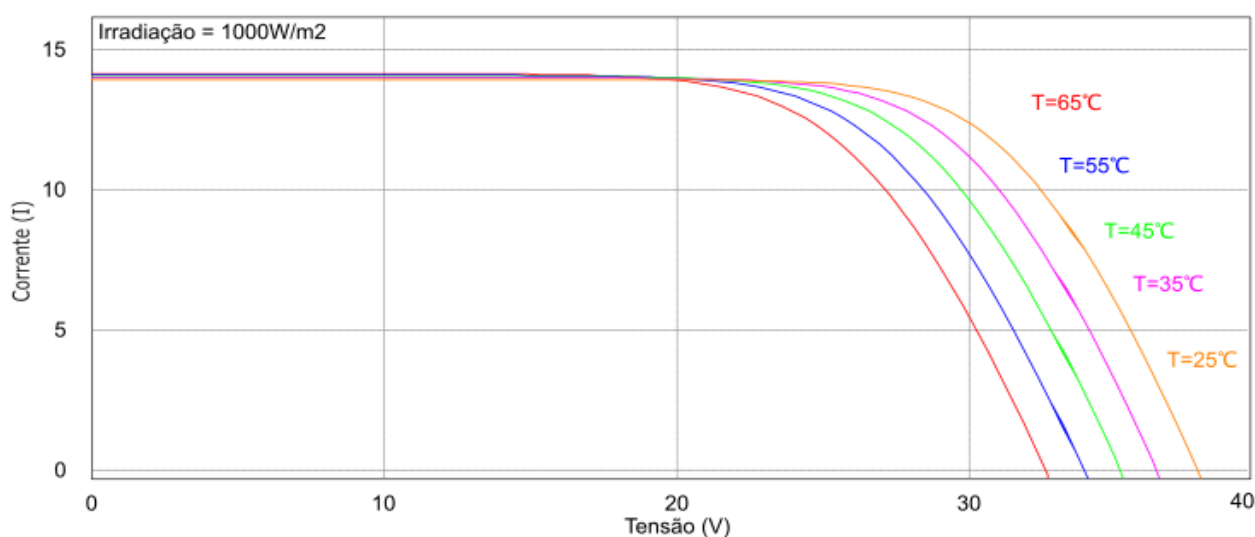


Figura 3.6-Influência da temperatura na operação de um módulo fotovoltaico.

Fonte: Autoria própria

3.2.2. Levantamento adequado de demanda e consumo de energia eléctrica

O primeiro passo na elaboração de qualquer projecto no âmbito da energia solar fotovoltaica é a elaboração detalhada da ficha de consumo do local a ser atendido pelo projecto. Neste sentido, foi realizado um levantamento de todas luminárias HPS existente no local de estudo, bem como a potência nominal e quantidade de horas (por dia) de utilização deste equipamento. Tais informações foram apresentadas na tabela 3.3.

Tabela 3.3- Levantamento de demanda e consumo diário das luminárias existente no local de estudo

Item	Quantidade	Unidades	Valores
Potência	28	W	250
Fluxo luminoso		lm	23 000
Total de potência		W	7 000
Tempo de utilização		h/dia	12
Consumo diário		Wh/dia	84 000
Potência total		kW	7

Fonte: Autoria própria

Considerando a substituição directa das luminárias convencionais, buscou-se luminarias LEDs que mantenham as condições do projecto luminotécnico original, assegurando que tenham características técnicas iguais ou superiores as existentes. Dentre os fornecedores existentes, seleccionou-se a luminária da empresa BekaSchröder modelo LEDLUME XP3.

Para a substituição das luminárias convencionais com potência de 250 W, será escolhida a luminária pública modelo LEDLUME XP3 147 W com fluxo luminoso de 23.496 lm.

Este projecto prevê a substituição de 28 pontos de iluminação convencional pelas luminárias LED como supracitado. Portanto, a tabela 3.4, apresenta a estimativa de potência do sistema proposto com luminárias LED.

Tabela 3.4-Demanda de potência activa do sistema proposto com luminária LED

Item	Quantidade	Unidades	Valores
Potência	28	W	147
Fluxo luminoso		lm	23 496
Total de potência		W	4 116
Tempo de utilização		h/dia	12
Consumo diário		Wh/dia	49 392
Potência total		kW	4,116

Fonte: Autoria própria

3.2.3. Levantamento de recurso solar

As características eléctricas de um painel solar fotovoltaico são dependentes da temperatura e da irradiância incidente, como foi visto anteriormente, sendo esta segunda muito mais significativa. Para determinar a energia gerada é necessário a quantificação da irradiação solar incidente sobre o painel fotovoltaico, pois são directamente proporcionais(Silva, Patrícia Guimarães, 2004).

Nesta fase busca-se quantificar a irradiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico. Os dados de irradiação solar podem estar especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia (com diversos períodos de integração de integração) por unidade de área.

Para otimizar a quantidade de irradiação solar captada pelos módulos, é essencial ajustá-los para um ângulo ideal. Isso maximiza a absorção de radiação solar. Para a determinação do ângulo de inclinação da instalação utiliza-se a seguinte expressão:

$$\alpha = \text{Latitude do local} - 5^{\circ} \quad (3.1)$$

$$\alpha = 26^{\circ} - 5^{\circ} = 21^{\circ}$$

Onde:

α – É o ângulo de inclinação dos módulos FV.

Com base na ferramenta de Google Earth foi achado as coordenadas geográficas do local de estudo, tendo uma latitude de 25,997 ° e 32,3450 ° de longitude.

Para determinar o ângulo de inclinação dos módulos FV utilizou-se a equação (3.1), descrita anteriormente, onde o pormenor mais importante é conhecer a latitude do local da instalação.

A partir do banco de dados meteorológico da ferramenta PVsyst foi possível obter informações do índice da irradiação solar da Mozal, para dois ângulos diferentes de instalação dos módulos solares; para o plano horizontal e para ângulo que oferece o maior valor mínimo mensal da irradiação solar. Abaixo é mostrado a tabela dos valores da irradiação solar, obtidos na ferramenta PVsyst.

Tabela 3.5-Dados da Irradiação diária média mensal

Mês	Irradiação horizontal total global (kWh/m ² .dia)	Irradiação do plano inclinado (kWh/m ² .dia)	Irradiação difusa horizontal (kWh/m ² .dia)
Janeiro	6,56	6,23	2,70
Fevereiro	6,27	5,98	2,42
Março	5,51	6,12	2,30
Abril	4,67	5,92	1,70
Maio	3,95	4,84	1,40
Junho	3,57	4,52	1,10
Julho	3,74	4,75	1,06
Agosto	4,26	5,81	1,57
Setembro	4,86	5,90	2,12
Outubro	5,40	5,94	2,65
Novembro	5,78	5,99	3,10
Dezembro	6,51	6,19	2,78

Fonte: Autoria própria. Extraído de banco de dados de PVsyst

Os dados da irradiação solar coletados e organizados na tabela 3.5 foram traduzidas em forma de um gráfico para oferecer uma visão abrangente e clara da variação de energia solar ao longo do tempo.

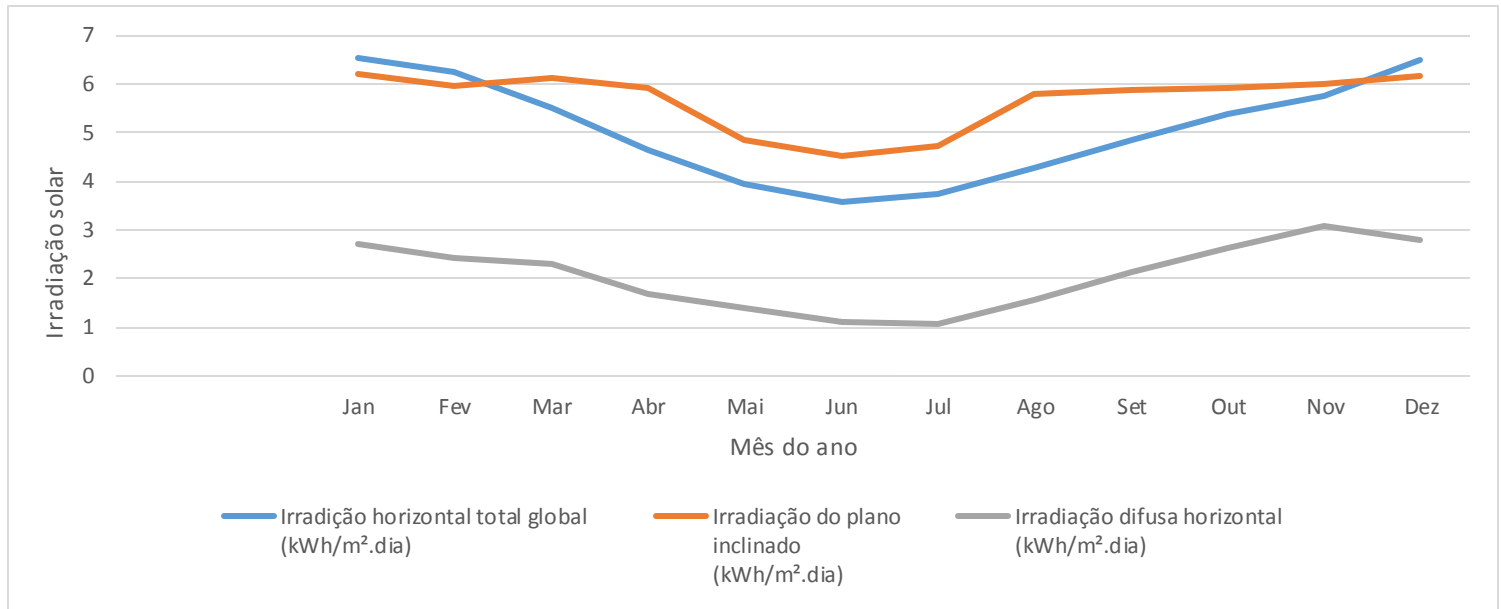


Figura 3.7-Variação de energia solar ao longo do tempo.

Fonte: Autoria própria

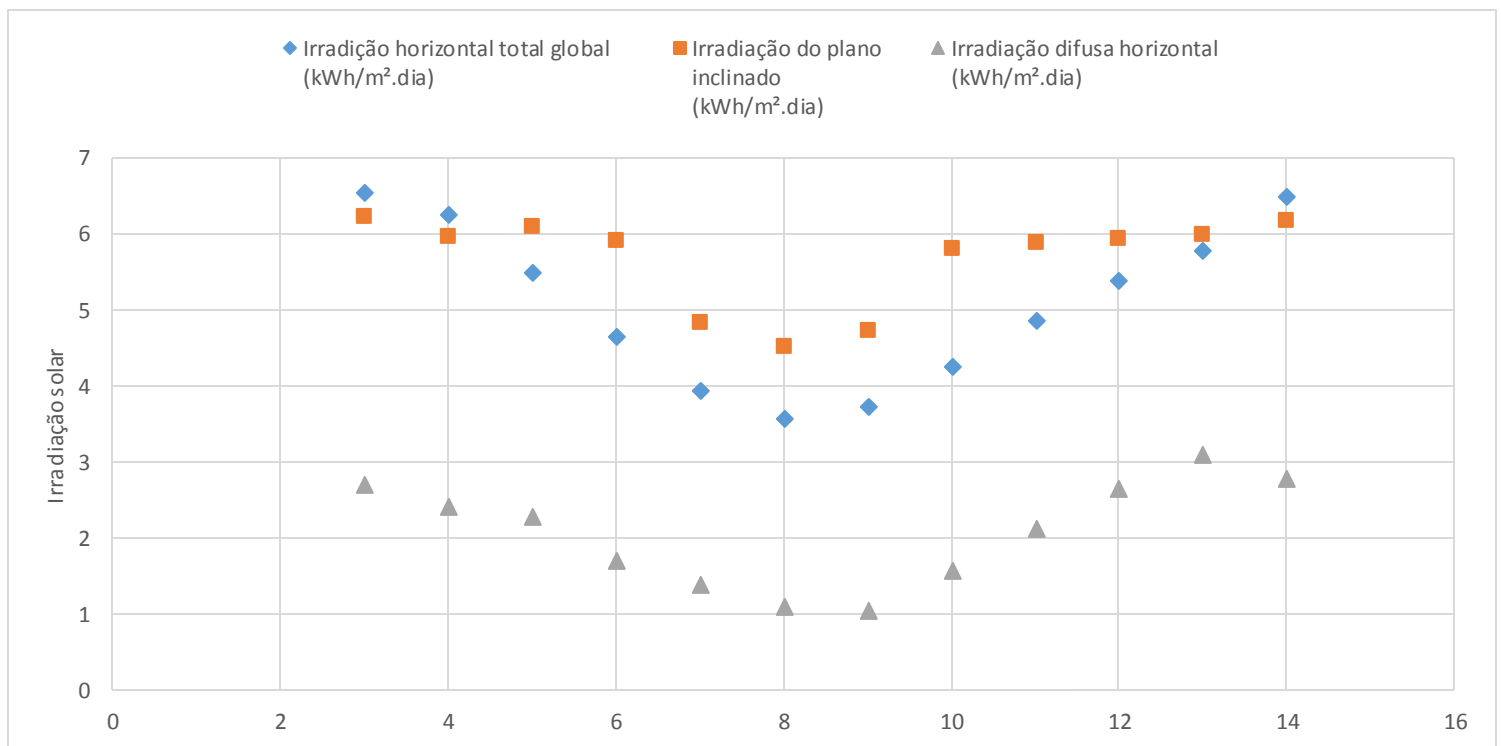


Figura 3.8-Irradiação solar tendo em conta a inclinação dos módulos solares

Fonte: Autoria própria

3.2.4. Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos (MFV) são dimensionados de acordo com a necessidade energética do cliente, a irradiância solar do local de instalação e a eficiência da usina fotovoltaica.

Pelas razões expostas anteriormente, utiliza-se para o dimensionamento dos painéis uma taxa diária de insolação de $4,52 \text{ kWh/m}^2$ correspondente ao mês com baixa irradiação (mês de junho).

A quantidade da energia gerada por cada unidade, $W_{\text{módulo}}$ é determinada por meio da expressão (3.2).

$$W_{\text{módulo}} = I_{\text{irradiação}} \times A_{\text{módulo}} \times \eta_{\text{módulo}} \times \eta_{\text{sistema}} \quad (3.2)$$

Para determinar área do módulo importa saber as suas dimensões. Sendo assim, é usada a expressão (3.3).

$$A_{\text{módulo}} = \text{Comprimento} \times \text{Largura} \quad (3.3)$$

$$A_{\text{módulo}} = 1,722 \times 1,134 = 1,953 \text{ m}^2$$

Tem-se, então, que cada módulo ocupa uma área de aproximadamente $1,953 \text{ m}^2$.

Com base na expressão (3.2), vai-se determinar a energia produzida por cada módulo fotovoltaico. Mas primeiro importa saber qual é o rendimento do sistema considerando as perdas. A partir da expressão (3.4), é determinado as perdas do sistema.

$$\begin{aligned} \eta_{\text{sistema}} &= \eta_{\text{bat}} \times \eta_{\text{dist}} \times \eta_{\text{inv}} \times (1 - P_{\text{Sujidade}}) \\ \eta_{\text{sistema}} &= 0,98 \times 0,98 \times 0,90 \times (1 - 0,02) = 0,85 \end{aligned} \quad (3.4)$$

Sendo:

- η_{bat} – representa as perdas devido à queda de tensão nos cabos que ligam o painel à bateria, tomando valores de 2%, logo o rendimento é de 98%;
- η_{dist} – representa as perdas nos cabos CC e CA conectando módulos, inversores e outras partes do sistema. O valor padrão é 2%, sendo o rendimento de 98%;

- η_{inv} – é o rendimento do inversor, na ordem de 90%.
- $P_{sujeidade}$ – As perdas devido a sujeira e outros materiais estranhos na superfície do módulo fotovoltaico que impedem que a radiação solar atinja as células. Adota-se o valor padrão de 2%.

Sendo assim, a energia produzida por cada módulo será:

$$W_{módulo} = 4,52 \times 1,953 \times 0,21 \times 0,85 = 1,576 \text{ kWh/dia}$$

Segundo Zilles et al., (2012), a quantidade de módulos fotovoltaicos para atender a potência instalada do sistema é a relação da potência instalada sobre a potência de pico de um modelo de módulos fotovoltaicos. A seguir é apresentada a equação 3.5 para determinar a quantidade de módulos.

Para este caso, visto que o sistema solar fotovoltaico só será destinado à alimentação das novas luminárias LED, e estas, por sua vez, funcionarão em simultâneo (factor de simultaneidade igual a 1), a potência do sistema a se instalar deve, então, ser igual à soma das potências de cada candeeiro LED. Sendo assim, teremos a seguinte expressão matemática:

$$P_{FV} = \sum_{i=1}^{N_{cand}} P_{LED} \quad (3.5)$$

Usando a expressão 3.5 é determinado a potência prevista a ser atendida pelos painéis solares.

$$P_{FV} = \sum_{i=1}^{28} 147 = 147 \times 28 = 4116 \text{ W} = 4,116 \text{ kW}$$

O número de módulos necessários para atender essa demanda pode ser determinado por seguinte expressão:

$$N_{mod} = \frac{P_{FV}}{P_{mod}} \quad (3.6)$$

Onde:

– N_{mod} é o número de módulo fotovoltaico;

– P_{mod} é a potência pico do módulo fotovoltaico em Wp.

A potência do pico do módulo fotovoltaico P_{mod} pode ser encontrada na subsecção 3.2.1 na tabela 3.1, na qual foi feito a escolha do módulo solar a ser usado neste projecto. Assim o número de módulos será:

$$N = \frac{4,116}{0,41} \cong 11 \text{ módulos}$$

Foram encontrados 11 módulos para atender à potência prevista do local. Com base nesse valor, será calculada a área total que será ocupada por esses painéis.

$$A_{Total} = N \times A_{módulo} \quad (3.7)$$

$$A_{Total} = 11 \times 1,953 = 21,483 \text{ m}^2$$

Sendo:

– A_{Total} é a área ocupada por painéis solares.

3.2.5. Dimensionamento do Inversor

O dimensionamento do inversor ideal para o projecto consiste em ser no mínimo acima da potência do sistema.

$$P_{inv} = P_{mod} \times N_{mod} \quad (3.8)$$

Com base na expressão (3.8), é determinado a potência requerida para a escolha do inversor.

$$P_{inv} = 410 \times 11 = 4510 \text{ W} = 4,510 \text{ kW}$$

sendo:

– P_{inv} é a potência mínima do inversor.

Para garantir um desempenho ideal neste projecto, foi determinado que a potência mínima do inversor deve ser de 4,510 kW. Assim, optou-se por um inversor da marca SUNSYNK com potência nominal de 5 kW (consultar a tabela A3.2-3 do anexo 3–Especificações Técnicas dos Equipamentos de SFV). Para este estudo de caso, foi seleccionado um inversor híbrido. Este tipo de inversor elimina a necessidade de reguladores/controladores de carga adicionais, pois já os incorpora.

A tensão de entrada do inversor pode ser calculada a partir do número de módulos ligados em série (*strings*) e tensão de circuito aberto. A máxima tensão do sistema ocorre quando o painel está circuito aberto V_{oc} . Segundo as especificações técnicas do módulo fotovoltaico dadas em condições laboratoriais (STC), como pode ser ver na tabela A3.1-4 do anexo 3, a tensão de circuito aberto V_{oc} é igual a 37,82 V.

Segundo Pinho (2017), o cálculo do número máximo de módulos em série deve levar em conta a tensão de circuito aberto e a tensão de entrada máxima permitida no inversor, que segundo as especificações técnicas do fabricante é igual 500 V.

$$QMM_{/String} \times V_{oc} < Vi_{max} \quad (3.9)$$

Sendo:

- $QMM_{/String}$ é o número de módulos por string;
- V_{oc} é a tensão de circuito aberto;
- Vi_{max} é a tensão de entrada máxima PV do inversor.

Sendo assim, com base na equação matemática (3.10), vai-se determinar o número máximo de inversor nas condições de testes.

$$QMM_{/String} = \frac{Vi_{max}}{V_{oc}} \quad (3.10)$$

$$QMM_{/String} = \frac{500}{37,82} \cong 13$$

A expressão para determinar a tensão permitada na entrada do inversor é apresentada na equação (3.11).

$$V_{in} = QMM_{/String} \times V_{oc} \quad (3.11)$$

$$V_{in} = 13 \times 37,82 = 491,66 \text{ V}$$

Sendo:

- V_{in} é a tensão permitada na entrada do inversor.

Como $491,66\text{ V} < 500\text{ V}$ este critério foi atendido. Esse valor não supera o valor máximo da tensão de corrente contínua suportada pelo inversor.

O número de módulos conectados em série também deve atender à faixa de tensão de rastreamento do ponto de máxima potência (Pinho, 2017), do inglês *maximum power point tracking*, do inversor. A faixa de tensão de operação admissíveis para geração a plena carga (MPPT) na tabela 3.7 para o respectivo inversor é de 150-425 V, e o valor de tensão de plena carga do painel solar é de 31,37 V, como foi indicado na tabela 3.1 da subsecção 3.2.1. Com base nesses dados, vai-se verificar se o número de módulos conectados em série atende à faixa de MPPT do inversor com base na expressão (3.12).

$$V_{MPPTmin} < QMM_{/String} \times V_{mp} < V_{MPPTmax} \quad (3.12)$$

Com base na expressão (3.12), vai-se verificar se o número de módulos por string respeita o critério estabelecido. Para tal, têm-se:

$$V_{MPPTmin} < QMM_{/String} \times V_{mp} < V_{MPPTmax}$$

$$150 < 13 \times 31,37 < 425$$

$$150 < 407,81 < 425$$

Como $150\text{ V} < 407,81 < 425\text{ V}$ esse critério foi atendido. Então a tensão de plena carga está adequada para este inversor.

É necessário limitar o número de strings de modo a não exceder a corrente máxima suportada pelo inversor.

$$N_{maxString} = \frac{Imax_{DCInv}}{I_{sc}} \quad (3.13)$$

Sendo:

– $N_{maxString}$ é o número máximo de strings;

– $Imax_{DCInv}$ é a corrente máxima de entrada do inversor;

– I_{sc} é a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico.

Com base nessa expressão (3.13), determina-se o número máximo de strings.

$$N_{maxString} = \frac{26}{13,95} = 1,86 \approx 1 \text{ string}$$

O número de string foi arredondado por defeito de modo a não extrapolar o limite da corrente máxima permitida no inversor.

O número de módulo permitido para este inversor considerando condições padrões de teste é determinado usando a expressão (3.14).

$$N_{mod} = QMM_{/String} \times N_{maxString} \quad (3.14)$$

$$N_{mod} = 13 \times 1 = 13 \text{ módulos}$$

Sendo:

– $N_{mod_{max}}$ é o número máximo de módulos permitido.

É necessário limitar o número de modo no arranjo fotovoltaico de modo a não exceder a potência máxima suportada pelo inversor.

$$N_{mod_{max}} \times P_{max} < P_{maxDC_{inv}} \quad (3.15)$$

$$N_{mod_{max}} = \frac{6500}{410} \approx 15 \text{ módulos}$$

Sendo:

– $N_{mod_{max}}$ é o número máximo de módulos permitido;

– $P_{maxDC_{inv}}$ é a potência máxima permitida no inversor.

Na subsecção 3.2.1, figura 3.6, das características dos painéis solares, foi constatado que a temperatura superficial dos módulos tem grande influência na tensão gerada. Portanto, é necessário conhecer as condições climáticas às quais esses módulos estarão submetidos. De acordo com os dados meteorológicos extraídos dos anos passados, a província de Maputo apresenta um clima morno durante todo o ano, com temperaturas variando geralmente de 17°C a 38°C. Neste projecto, considerar-se-á que os módulos fotovoltaicos estarão submetidos a uma temperatura máxima de 38°C e uma temperatura mínima de 17°C.

Na condição de menor temperatura, a máxima tensão possível nos painéis ocorrerá na condição de circuito aberto logo:

O ganho de tensão por módulo fotovoltaico é determinado a partir da expressão (3.16).

$$K = \frac{\beta_{V_{oc}}}{100} \times V_{oc} \times (T_a - T_c) \quad (3.16)$$

$$K = \frac{-0,260}{100} \times 37,82 \times (17 - 25) = 0,628$$

Sendo:

– K é o ganho de tensão por módulo fotovoltaico;

– $\beta_{V_{oc}}$ é o coeficiente de temperatura de tensão de circuito aberto igual à 0,260% / °C, correspondente ao módulo que será usado.

Com base no ganho de tensão encontrado, determinar-se-á a tensão de circuito aberto corrigida. A expressão para calcular essa tensão está descrita abaixo.

$$V'_{oc} = V_{oc} + K \quad (3.17)$$

$$V'_{oc} = 37,82 + 0,628 = 38,4 \text{ V}$$

Sendo:

– V'_{oc} é a tensão de circuito aberto corrigida.

Contundo como é uma string ou fileira de 13 módulos fotovoltaicos em séries temos:

$$V'_{oc_{string}} = V'_{oc} \times QMM_{/String} \quad (3.18)$$

$$V'_{oc_{string}} = 38,4 \times 13 = 499 \text{ V}$$

Como $499 \text{ V} < 500 \text{ V}$ o critério foi estabelecido.

Na condição de maior temperatura, a mínima tensão possível nos painéis ocorrerá na condição de plena carga, logo:

$$K = \frac{\beta_{V_{mpp}}}{100} \times V_{mp} \times (T_a - T_c) \quad (3.19)$$

Sendo:

$-\beta_{V_{mpp}}$ é o coeficiente de temperatura para tensão máxima do módulo.

O ganho de tensão por módulo fotovoltaico tendo em conta a temperatura máxima, é determinado a partir da expressão (3.19). De acordo com características térmicas do módulo usado dada pelo fabricante coeficiente de temperatura para tensão máxima do módulo ($\beta_{V_{mpp}}$) é de $-0,28\% / ^\circ\text{C}$.

$$K = \frac{-0,280}{100} \times 31,37 \times (38 - 25) = -1,142$$

$$V'_{oc} = 31,37 - 1,142 = 30,228 \text{ V}$$

$$V'_{oc} = 30,228 \text{ V}$$

Como é uma string de 13 módulos em série temos:

$$V'_{oc_{string}} = 30,228 \times 13 = 392,964 \text{ V}$$

$$V'_{oc_{string}} = 392,964 \text{ V}$$

Esse valor deve respeitar a condição que é descrita na equação abaixo.

$$V_{MPPTmin} < V'_{oc_{string}} \quad (3.20)$$

Como $150 \text{ V} < 392,964 \text{ V}$ então o critério foi estabelecido.

3.2.6. Dimensionamento de Banco de Baterias

A bateria deve ser dimensionada para armazenar a energia consumida diariamente, além de prever uma reserva adicional para alguns dias de consumo. Nesse sentido, foi considerada uma profundidade máxima de descarga de 90% da capacidade da bateria e uma autonomia de 12 horas.

O cálculo da energia consumida em 12 horas é determinado utilizando a expressão (3.21).

$$E_C = E_{CD} \times N_{aut} \quad (3.21)$$

$$E_C = 49392 \times 0,5 = 24,696 \text{ kWh/dia}$$

O cálculo de energia armazenada no banco de bateria é determinada por meio da expressão (3.22).

$$E_A = \frac{E_c}{P_d} \quad (3.22)$$

$$E_A = \frac{24696}{0,9} = 27\,440 \text{ Wh/dia}$$

A capacidade do banco em Ah (C_{Banco}) é dada por:

$$C_{Banco} = \frac{E_A}{V_{Banco}} \quad (3.23)$$

$$C_{Banco} = \frac{27440}{48} = 571,667 \text{ Ah}$$

Sendo:

– C_{Banco} é a capacidade do banco em Ah;

– V_{Banco} é a tensão nominal do banco de bateria escolhido.

Como o sistema a ser instalado operará a uma tensão nominal de 48 V, as baterias serão conectadas em paralelo, pois a tensão nominal da bateria escolhida

também é de 48 V. Essa conexão em paralelo permite manter a tensão desejada de 48 V no sistema.

A expressão para o cálculo do número de baterias em série é dada por:

$$N_{Bs} = \frac{V_{Banco}}{V_{Bateria}} \quad (3.24)$$

$$N_{Bs} = \frac{48}{48} = 1 \text{ bateria em série}$$

Sendo:

– N_{Bs} é o número de baterias em série.

O número de baterias em paralelo é determinado pela razão entre a capacidade total de carga desejada para o banco de baterias e a capacidade de carga de cada bateria individual. A expressão matemática para determinar o número de baterias em paralelo é a seguinte:

$$N_{Bp} = \frac{C_{Banco}}{C_{Bateria}} \quad (3.25)$$

$$N_{Bp} = \frac{571,66}{200} = 2 \text{ baterias}$$

Sendo:

– N_{Bp} é o número de baterias em paralelo.

O número de baterias em total é determinado utilizando a expressão (3.26)

$$N_{TB} = N_{Bs} \times N_{Bp} \quad (3.26)$$

$$N_{TB} = 1 \times 2 = 2 \text{ baterias}$$

Sendo:

– N_{BT} é o número total de baterias.

As baterias propostas para instalação são do tipo LiFePO4 (modelo LPBF48200-H). As especificações técnicas de uma dessas baterias estão detalhadas

na Tabela A3.2-6 (Anexo 3 – Fichas Técnicas dos Equipamentos de SFV). Essas baterias possuem as seguintes características: tensão à potência máxima (57,6 V) e capacidade (200 Ah).

3.3. DIMENSIONAMENTO DE CABLAGEM E PROTECÇÕES ELÉCTRICAS

3.3.1. Dimensionamento de cabeamento

Na instalação eléctrica de um sistema fotovoltaico, deve-se apenas usar cabos que cumpram os requisitos para este tipo de aplicação, uma vez que em corrente contínua, as cablagens estão sujeitas à acção de forças de natureza electromagnética (correntes paralelas de sentido inverso) e também ao aquecimento por efeito de Joule.

3.3.1.1. Cabos de corrente continua

Os cabos CC serão dimensionados de acordo com o regulamento RTIEBT. Tendo como parâmetros o tipo de instalação, temperatura do ambiente, agrupamento do circuito e a corrente conduzida. Determina-se a secção dos cabos de acordo com a sua capacidade de condução e pela queda de tensão. Sendo assim, para lado CC será determinado a secção dos cabos entre os módulos fotovoltaicos e os cabos entre as baterias e o inversor.

I. Cabos entre os módulos fotovoltaicos e o inversor

De acordo com a Norma Europeia IEC 60364-7-712, os cabos devem ser dimensionados para suportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito do sistema nas condições de referência. Vale destacar que a corrente do arranjo fotovoltaico corresponde à soma das correntes de curto-circuito de cada string. A corrente que fluirá entre os módulos fotovoltaicos e o inversor é calculada pela expressão (3.27).

$$I_{Cabo\ DC} = 1,25 \times I_{SC\ Arranjo} \quad (3.27)$$

A corrente $I_{SC\ Arranjo}$ é determinado por meio da expressão (3.28).

$$I_{SC\ Arranjo} = N_{string} \times I_{SC} \quad (3.28)$$

Como foi determinado anteriormente, para este projecto temos apenas uma string. Dessa forma, a corrente de curto-circuito que circulará no arranjo fotovoltaico é determinado a seguir.

$$I_{SC\ Arranjo} = 1 \times 13,95 = 13,95\ A$$

Como a norma diz que a corrente que o cabo deve suportar no lado DC deve estar acima de 25% determinar-se-á $I_{Cabo\ DC}$. Assim sendo, temos que:

$$I_{Cabo\ DC} = 1,25 \times 13,95\ A = 17,44\ A$$

Sendo:

– $I_{Cabo\ DC}$ é a corrente que o cabo no lado DC terá de transportar, ou seja, corrente de serviço no lado DC;

– $I_{SC\ Arranjo}$ é a corrente que circula no arranjo fotovoltaico.

Corrente que o cabo terá de transportar, deve ser menor ou igual à corrente máxima suportada pelo cabo escolhido. Para tal, deve se obedecer o seguinte critério:

$$I_{Cabo\ DC} \leq I_{Zmax} \quad (3.29)$$

Sendo:

– I_{Zmax} é a corrente máxima permitida no cabo DC.

A norma ABNT NBR 16612 diz que cabos fotovoltaicos devem ser capazes de suportar uma temperatura mínima de -15°C à 90°C em funcionamento normal. Sendo assim, serão usados cabos de cobre com revestimento a polietileno reticulado (XLPE).

O método de instalação escolhido é o B: condutores isolados em condutas circulares montadas à vista. Utilizando o quadro 52-C4 da norma RTIEBT (consultar tabela A5.1-10 do Anexo 5- Especificações técnicas dos cabos), será determinada a capacidade máxima de condução para uma temperatura ambiente de 30°C. Portanto, temos que:

$$I_{Zmax} > 17,44 \text{ A}$$

O I_{Zmax} que atende a essa condição, conforme verificado no quadro 52-C4 da norma RTIEBT, é de 20 A. Conforme a norma RTIEBT, a secção do cabo para corrente máxima de 20 A, é de 1,5 mm², mas a secção mínima recomendada para circuitos de força é de 2,5 mm², capaz de conduzir até 28 A a 30°C. Considerando a temperatura ambiente de Maputo (38°C), é necessário aplicar um fator de correção de 0,96 ($k_1 = 0,96$) e um factor de agrupamento de 1 ($k_2 = 1$, pois teremos dois condutores, fase e neutro).

O factor de correção total é determinado utilizando da expressão (3.30).

$$k = k_1 \times k_2 \quad (3.30)$$

$$k = 0,96 \times 1 = 0,96$$

Sendo:

— k é o factor de correção total;

Aplicando o fator de correção, determina-se a capacidade máxima de corrente que o cabo DC pode suportar na temperatura de 38°C. A corrente corrigida é então calculada com base neste factor.

$$I'_{Zmax} = k \times I_{Zmax} \quad (3.31)$$

$$I'_{Zmax} = 28 \times 0,96 = 26,88 \text{ A}$$

Sendo:

— I'_{Zmax} é a capacidade máxima de corrente do cabo corrigida.

Para garantir que o cabo escolhido não dissipe grandes quantidades de potência, é essencial verificar se a queda de tensão está dentro dos limites estabelecidos.

$$\Delta V\% = \frac{2 \times R_{C_{Ta}} \times I_{CaboDC}}{V_{invDC}} \times 100 \quad (3.32)$$

Sendo:

– $\Delta V\%$ é a queda de tensão admissível;

– $R_{C_{Ta}}$ é a resistência do cabo a temperatura ambiente na qual está submetido, dada em Ω/km ;

– V_{invDC} é a tensão nominal de entrada do inversor.

A resistência do cabo a uma determinada temperatura ambiente pode ser determinada utilizando a expressão (3.33).

$$R_{C_{Ta}} = R_{C_{20^\circ C}} \times [1 + 0,004 \times (20^\circ - T_a)] \quad (3.33)$$

Para calcular a queda de tensão admissível no cabo DC entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, primeiro determinamos a resistência do cabo a $30^\circ C$. Com base na tabela A5.4-13 do Anexo 5, a resistência a $20^\circ C$ para um cabo de $2,5 \text{ mm}^2$ é $7,82 \Omega/km$. A resistência total do cabo em ohms (Ω) é determinado por meio da expressão (3.34).

$$R'_{C_{20^\circ C}} = \frac{R_{C_{20^\circ C}} \times L_{CABOPI}}{1000} \quad (3.34)$$

Sendo:

– $R'_{C_{20^\circ C}}$ é a resistência do cabo a $20^\circ C$ em Ω ;

– $R_{C_{20^\circ C}}$ é a resistência do cabo a $20^\circ C$ em Ω/km ;

– L_{CABOPI} é o comprimento do cabo entre os módulos fotovoltaicos e o inversor.

Para este estudo vai ser considerado um comprimento de 60 m.

$$R_{C_{30^{\circ}\text{C}}} = 0,4692 \times [1 + 0,004 \times (20^{\circ} - 30^{\circ})] = 0,493 \, \Omega$$

$$\Delta V\% = \frac{2 \times 0,493 \times 17,44}{370} \times 100 = 4,65$$

A norma estabelece uma queda de tensão máxima de 3% para corrente contínua. Como o cabo de 2,5 mm² não atende a esse critério, será escolhido um cabo de 4 mm².

Para um cabo de 4 mm², a resistência a 20°C é de 4,6 Ω/km. Aplicando os mesmos cálculos, a resistência ajustada para 30°C é de 0,302 Ω. Portanto, a queda de tensão admissível é de:

$$\Delta V\% = \frac{2 \times 0,302 \times 17,44}{370} \times 100 = 2,85$$

Como a queda de tensão de 2,85% está dentro do limite de 3%, o cabo de 4 mm² foi selecionado. Sua capacidade máxima corrigida é de 34,41 A, e os cabos serão do tipo XV 0,6/1 kV-2×4 mm².

II. Cabos entre o banco de baterias e os inversores

Os cabos entre o banco de baterias e os inversores devem ser dimensionados para suportar a corrente de projecto que circulará nesse trecho.

$$I_{CaboBI} = \frac{P_{inv}}{V_{Bateria}} \quad (3.35)$$

$$I_{CaboBI} = \frac{6500}{48} = 135,42 \, A$$

$$I_{Zmax} > 135,42 \, A$$

O quadro 52-C4 da norma RTIEBT indica que a corrente máxima I_{Zmax} para um cabo de 35 mm² é de 144 A.

$$R'_{C_{20^{\circ}\text{C}}} = \frac{0,538 \times 5}{1000} = 0,0027 \, \Omega$$

O comprimento do cabo entre o banco de baterias e o inversor foi considerado como 5 metros para este estudo.

$$R_{C_{30^{\circ}\text{C}}} = 0,0027 \times [1 + 0,004 \times (30^{\circ} - 20^{\circ})] = 0,0028 \, \Omega$$

$$\Delta V\% = \frac{2 \times 0,0028 \times 135,42}{370} \times 100 = 0,205$$

Como a queda de tensão de 0,205% está dentro do limite de 3%, foi escolhido o cabo de 35 mm². Sua capacidade máxima corrigida é de 133,92 A, e os cabos serão do tipo XV 0,6/1 kV-2×35 mm².

3.3.1.2. Cabos do lado AC (saída do inversor)

O cabo do ramal AC é o cabo de ligação de corrente alternada que liga o inversor à rede receptora, através de um equipamento de protecção (Carneiro, 2009). A secção do cabo CA será determinado de acordo com a expressão abaixo onde a corrente será dada por:

$$I_{nAC} = \frac{P_{inv}}{V_{InvAC} \times \cos\theta} \quad (3.36)$$

$$I_{nAC} = \frac{5000}{220 \times 0,8} = 28,41 \, A$$

Sendo:

- I_{nAC} é a corrente nominal em AC;
- P_{inv} é a potência nominal na saída do inversor;
- V_{InvAC} é a tensão nominal na saída do inversor;
- $\cos\theta$ é o factor de potência do inversor.

A corrente que o cabo neste trecho precisará transportar deve ser inferior à corrente máxima suportada pelo cabo escolhido. Para garantir isso, deve-se seguir o seguinte critério.

$$I_{nAC} \leq I_{Zmax} \quad (3.37)$$

$$I_{Zmax} > 28,41 \, A$$

O quadro 52-C4 da norma RTIEBT mostra que a corrente máxima (I_{Zmax}) para um cabo de 4 mm² é de 37 A. Após aplicar o fator de correção, a capacidade máxima corrigida é de 34,41 A. Assim, é necessário verificar se esse cabo atende ao limite de queda de tensão admissível em corrente alternada. A queda tensão será determinada usando a expressão (3.38).

$$\Delta V\% = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC}}{V_{InvAC} \times S_{caboAC} \times \delta} \times 100 \quad (3.38)$$

$$\Delta V\% = \frac{2 \times 15 \times 28,41}{220 \times 4 \times 56} \times 100 = 1,730$$

O comprimento dos cabos de saída do inversor até o quadro de distribuição (QDC) foi considerado 15 metros. ($L_{caboAC} = 15$ m).

Sendo:

– L_{caboAC} é o comprimento do cabo AC;

S_{caboAC} é a secção do cabo AC escolhido;

– δ é a condutividade eléctrica do material (56 para o cobre 43 para o alumínio).

A norma recomenda que a queda de tensão admissível em corrente alternada deve estar dentro 5%. Como 1,73% está dentro do limite de 5%, o critério foi respeitado. Portanto, o cabo seleccionado será de secção de 4 mm², atendendo a esse critério. os cabos AC serão do tipo XV 0,6/1 kV–2×4 mm².

3.4. Dimensionamento de protecções eléctricas

Os cabos entre os módulos fotovoltaicos e o inversor serão protegidos por fusíveis, enquanto os cabos de corrente alternada serão protegidos por disjuntores.

3.4.1. Protecção para os trechos entre os módulos e o Inversor

Para dimensionar os cabos entre os módulos fotovoltaicos e o inversor solar, é necessário conhecer a tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito e o número de strings. Neste projecto, conforme determinado na subsecção 3.2.5, têm-se apenas uma string.

$$N_{strings} = 1$$

O Calibre do fusível para arranjo fotovoltaico, pode ser determinada utilizando expressão (3.39).

$$1,5 \times I_{SCArranjo} < I_n < 2,4 \times I_{SCArranjo} \quad (3.39)$$

O calibre do fusível CC entre os módulos fotovoltaicos e os inversores deve ser adequado para uma corrente de 13,95 A ($I_{scarranjo} = 13,95$ A), conforme determinado na subsecção 3.3.

$$1,5 \times 13,95 < I_n < 2,4 \times 13,95$$

$$20,93 \text{ A} < I_n < 33,48 \text{ A}$$

Sendo assim, pode-se escolher um fusível de calibre de 32 A.

3.4.2. Dimensionamento da chave seccionadora do lado DC (Entre painéis e baterias)

A corrente de projecto da chave seccionadora deve ser maior que a corrente suportado pelo cabo entre os módulos fotovoltaicos e os inversores e não superior a corrente máxima permitida neste cabo. Isso está discriminada na expressão (3.40).

$$I_{Cabo\ DC} < I_{nChaveDC} < I'_{Zmax} \quad (3.40)$$

$$17,44\ A < I_{nChaveDC} < 34,41\ A$$

Sendo assim, pode-se escolher uma chave seccionador com de calibre de 32 A.

3.4.3. Dimensionamento do disjuntor do lado DC (Entre baterias e inversor)

Para definir a escolha do equipamento usando a expressão (3.40), é essencial conhecer a máxima corrente suportada pelo cabo no trecho em questão.

$$135,42\ A < I_{nBI} < 138,24\ A$$

Sendo assim, pode-se escolher um disjuntor com calibre de 125 A.

3.4.4. Dimensionamento do disjuntor CA

Pode-se definir a escolha do disjuntor CA pela utilizando a expressão (3.41) .

$$I_{nAC} < I_{disjuntor} < I'_{Zmax} \quad (3.41)$$

$$28,41\ A < I_{disjuntor} < 34,41\ A$$

Sendo assim, escolhe-se um disjuntor de calibre 32 A.

3.4.5. Dispositivo de protecção contra surtos de tensão

Para o projeto do sistema de proteção contra surtos, o DPS deve ter uma corrente máxima de descarga de pelo menos 40 kA, ser da Classe II ($V_p \leq 1,5\ kV$) e ser compatível com a tensão do sistema (220 V). A corrente de tensão de operação contínua dos DPS é calculada com base na tensão máxima do PV no lado DC e na tensão de saída do inversor no lado AC.

Sendo assim para lado DC temos:

$$V_c > 1,1 \times V_{maxDC} \quad (3.42)$$

$$V_c = 1,1 \times 500 = 550\ V$$

Sendo assim escolhe-se $V_c = 800 \text{ V}$ com tenha corrente máxima de descarga de 40 kA, com corrente de descarga de 20 kA, classe II.

Para lado AC temos:

$$V_c > 1,1 \times V_{InvAC} \quad (3.43)$$

$$V_c = 1,1 \times 220 = 242 \text{ V}$$

Sendo assim escolhe-se $V_c = 275 \text{ V}$.

3.5. Sistema de aterramento

Segundo Kidermann & Campagnolo (1995), o projeto de sistema de aterramento exige medições da resistividade aparente do solo e do tipo de sistema de aterramento. O Método de Wenner, que utiliza quatro pontos alinhados e igualmente espaçados, será empregado para medir a resistividade do solo.

Tabela 3.6- Valor de medição em campo

Espaçamento a (m)	Resistividade Medida ($\Omega.m$)
1	976
2	848
4	686
6	549
8	361
12	276
16	235
22	220

Fonte: Autoria própria

Neste método para se efectuar a estratificação do solo, o primeiro passo a ser feito é traçar a curva $\rho \times a$ obtido pelo método de Wenner.

Após prolongar a curva até tocar o eixo das ordenadas, lê-se a resistividade da primeira camada como $\rho_1 = 1.000 \Omega.m$. Em seguida, traça-se a assíntota na curva, representada pela linha tracejada vermelha, e prolonga-se até o eixo das ordenadas para obter a resistividade da segunda camada, que é $\rho_2 = 200 \Omega.m$.

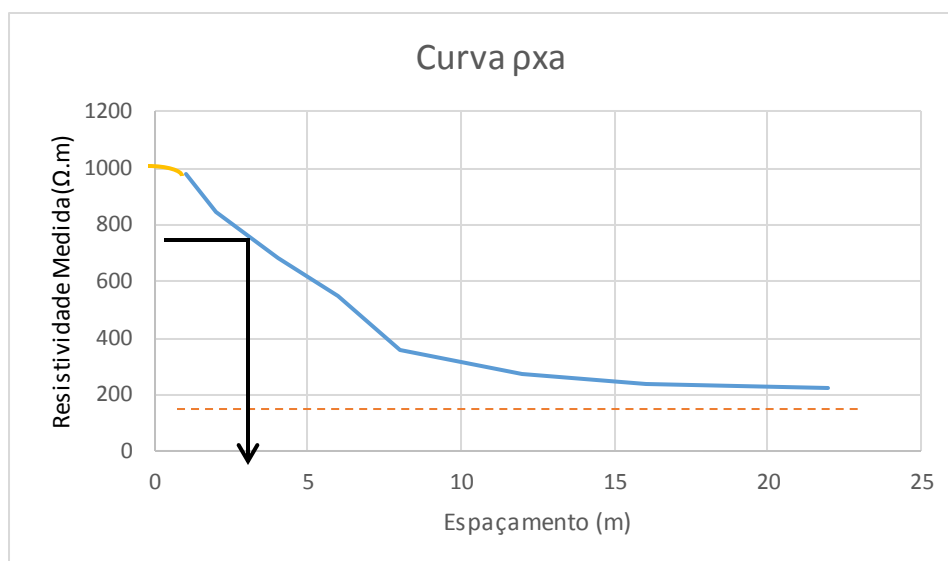


Figura 3.9- Curva $\rho x a$

Fonte: Autoria própria

O passo a seguir é determinar o coeficiente de reflexão k , através da expressão (3.44)

$$k = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} \quad (3.44)$$

$$k = \frac{200 - 1000}{200 + 1000} = -0,666$$

$$\rho(a = h) = M(a = h) \times \rho_1 \quad (3.45)$$

$$\rho(a = h) = 0,783 \times 1000 = 783$$

Com o valor de $\rho(a = h)$ encontrado, vai-se na curva $\rho \times a$ e traça-se uma recta até tocar um dos ponto da curva $\rho \times a$ e desce-se com a mesma recta até tocar o eixo das abcissas. Sendo assim, foi feito o traçado na curva $\rho \times a$ (recta preta) para determinar a profundidade da primeira camada, e o valor encontrada por meio disto é de 2,9 m, ou seja, $h = 2,9$ m.

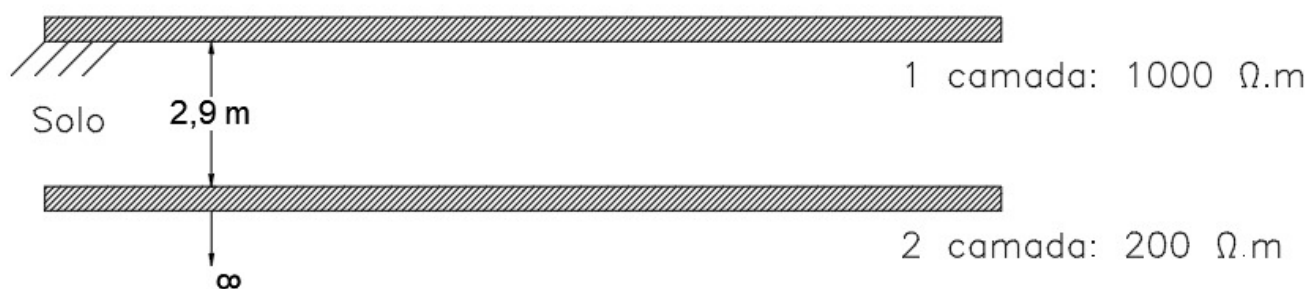


Figura 3.10-Estratificação do solo

Fonte: Autoria própria

A profundidade da segunda camada é determinada por expressão (3.46).

$$h_2 = \frac{2}{3} \times a_t \quad (3.46)$$

$$h_2 = \frac{2}{3} \times 8 = 5,34 \text{ m}$$

A espessura da segunda camada é determinada utilizando a expressão (3.47)

$$d_2 = h_2 - d_1 \quad (3.47)$$

Sendo:

- h_2 é a profundidade da segunda camada;
- a_t é o espaçamento correspondente ao ponto de transição do segundo trecho da curva;
- d_1 é a espessura da primeira camada;
- d_2 é a espessura da segunda camada.

Por questões de boa prática, é recomendável que o espaçamento entre hastes de aterramento seja igual à profundidade das hastes

Para calcular a resistência elétrica da haste de aterramento, é utilizada a expressão (3.48).

$$R = \frac{\rho_a}{2\pi \times L} \times \ln\left(\frac{4L}{d}\right) \quad (3.48)$$

Sendo:

- R é a resistência eléctrica da haste de aterramento (Ω);
- ρ_a é a resistividade do solo ($\Omega.m$);
- L é o comprimento da haste (m);
- d é o diâmetro da haste (m).

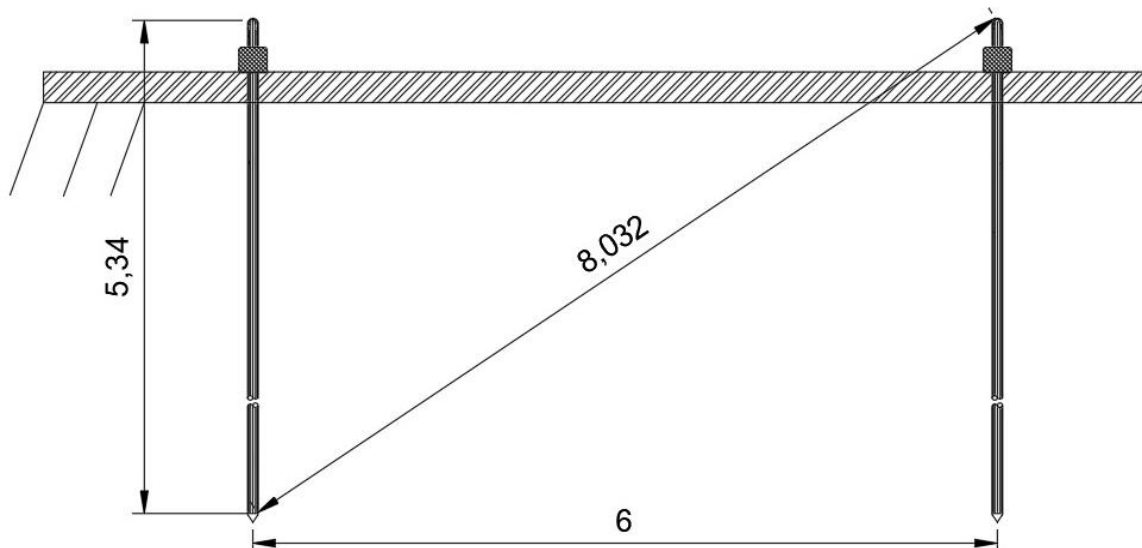


Figura 3.11- Sistema de duas hastes alinhadas

Fonte: Autor própria

A resistência que cada haste inserida no conjunto tendo em conta as interferências de das outras hastes, é determinada por meio da equação (3.49).

$$R_h = R_{hh} + \sum_{m=1, m \neq h}^n R_{hm} \quad (3.49)$$

$$R_{hm} = \frac{\rho_a}{4\pi \times L} \times \ln \left[\frac{(b_{hm} + L)^2 - e_{hm}^2}{e_{hm}^2 - (b_{mh} - L)^2} \right] \quad (3.50)$$

$$b_{hm} = \sqrt{L^2 + e_{hm}^2} \quad (3.51)$$

Calculando a resistência eléctrica de aterramento

Usando a expressão (3.49), tem-se que:

$$R_1 = R_{11} + R_{12}$$

$$R_2 = R_{22} + R_{21}$$

Usando a expressão (3.48), tem-se que:

$$R_{11} = R_{22} = \frac{200}{2\pi \times 5,34} \times \ln\left(\frac{4 \times 5,34}{0,254}\right) = 26,42 \, \Omega$$

$$R_{12} = R_{21} = \frac{200}{4\pi \times 5,34} \times \ln\left[\frac{(8,032 + 5,34)^2 - 6^2}{6^2 - (8,032 - 5,34)^2}\right]$$

$$R_{12} = R_{21} = 4,779 \, \Omega$$

$$R_1 = R_2 = 26,42 + 4,77 = 31,19 \, \Omega$$

Determinação da resistência eléctrica equivalente das hastes de aterramento

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}$$

Como $R_1 = R_2$, então:

$$R_{eq} = \frac{R_1}{2} = \frac{31,19}{2} = 15,6 \, \Omega$$

Sendo:

– R_{eq} é a resistência eléctrica equivalente das hastes de aterramento;

CAPÍTULO 4 : ESTIMATIVA DE CUSTO

Tabela 4.1-Estimativa de Custo

MATERIAL	Item	Produto	Espeficações Técnicas	Fabricante	Qtd	Preço Unitário [MZN]	Preço Total [MZN]
	01	Módulo Fovoltaico	Módulo Fotovoltaico de 410 Wp Monocristalino Dimensões 1722x1134x30 mm Voc 37,82 V, Isc 13,95 A, Vmp 31,37 V, Imp 13,07 A, Eficiência do Módulo 21%	JA Solar	11	12.000,00	132.000,00
	02	Inversor Fotovoltaico	Inversor Híbrido Modelo SYNK-5K-SG03LP1 PmaxDC 6,5 kW, PmaxAC 5,5 kW, Pn 5 kW, Número de MPPT 2, Corrente Máxima DC 26 A, Tensão de Entrada 370 V	SunYnk	1	340.995,77	340.995,77
	03	Bateria	Bateria LiFePO4, Modelo LBPF 48200H, Pmax de Saida 6 kW, Tensão Nominal 51,2 V	SegenSolar	2	385.841,84	771.683,68
	04	Luminária LED	LED LUME XP 3, Número de Leds 80, Fluxo Luminoso 23496 lm, 147 W, 160 lm/W	BekaSchröder	28	16.850,00	471.800,00
	05	Cabos	Cabo Solar DC: Azul (negativo) e Vermelho (positivo) do Pannel-Inversor XAV-0,6/1 kV-2X4 mm² Comprimento 60m	SolarFlex	120	200,00	24.000,00
			Cabo Solar DC: Azul (negativo) e Vermelho (positivo) da Bateria-Inversor XAV-0,6/1KV-2X35 mm² Comprimento 5m	SolarFlex	10	585,00	11.700,00
			Cabo Solar AC: Azul (neutro) e Vermelho (fase) do painel-inversor XAV-0,6/1 kV-2X4 mm² comprimento 15m	SolarFlex	30	200,00	12.000,00
	06	Fusíveis de Protecção	Fusivel Cartucho PV Monopolar-calibre 32 A, Vmax 1000 Vdc, Pcc 20 kA, Dimensão 10X38 mm	Worldsunlight	2	1.560,00	3.120,00
	07	Chave Seccionadora Entre Pannel-Inversor	Chave Seccionadora Rotativa Solar DC 32 A, Tensão operacional 1200 Vdc, Corrente de Curto 1 kA/1s Tempo de Arco 3 ms, Tensão de Pico 8 kV, Número de Polos: 2 polos Dimensões 6X95X95 mm, Retardador de Chamas, Montagem em Trilho DIN35 mm	Tomzn	1	2.088,45	2.088,45
	08	Disjuntor de corrente contínua Entre Bateria-Inversor	Disjuntor DC Bipolar de Calibre 125 A, Máxima Tensão 1000 Vdc, Poder de Corte de 10 kA	Sibratec	1	1.250,00	1.250,00
	09	Disjuntor de Protecção de AC	Disjuntor AC Bipolar 2P de calibre 32 A, 230/400 V Curva C, Poder de Corte 4,5 kA-2mód, Legrand RX3, Peso 1679 kg, Volume: 1,864 dm³	Legrand	1	2.700,00	2.700,00
	10	Disp. Protecção de Surtos	Dispositivo de Protecção contra Surtos (DPS) - SUP2-PV, 800 Vdc, 1 polo, In:20 kA, Imax: 40 kA, Calsse II, Up<1,5 kV, 1 Polo	Sibratec	2	1.181,05	2.362,10
			Dispositivo de Protecção contra Surtos (DPS) - Classe II, Uc: 275 V, Imax: 40 kA, In: 20 A, Up<1,5 kV, 1 Polo	Sibratec	2	1.095,59	2.191,18
	12	Haste de aterramento	Haste de Aterramento IH-512 Com Profundidade de 5,34 m, Polegada 1/2" , Peso 1,52 kg	Termotécnica	2	5.000,00	10.000,00

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.2-Continuação da Estimativa de Custo

MATERIAL	Item	Produto	Espeficações Técnicas	Fabricante	Qtd	Preço Unitário [MZN]	Preço Total [MZN]	
	13	Conectores de Cabos	Conector MC4 Macho, Un:1000 Vdc, Vermelho, In:30 A, Secção: 4,6 mm², Temp: -40 até 125°C, IP67, Cobre	Slocable	1	240,00	240,00	
	14		Conector MC4 Fêmea, Un: 1000 Vdc, Preto, In:30 A, Secção: 4,6 mm², Temp: -40 até 125°C, IP67, Cobre	Slocable	1	240,00	240,00	
			Conector TY Fêmea, 1000 Vdc, Preto, Isolado a XLPE, Temperatura 30°C, Classe5, In: 50 A , 25 Anos de Vida	Slocable	1	300,00	300,00	
			Conector TY Macho, 1000 Vdc, Vermelho, Isolado a XLPE, Temperatura 30°C, Classe5, In:50 A, 25 Anos	Slocable	1	300,00	300,00	
	15	Caixa de Junção	Caixa de Junção Para Lado DC e AC - 6 Entrada e 6 Saida, total: 12 Caminhos	Komeco	2	17.550,00	35.100,00	
	16	Perfil de Montagem	Perfil de Montagem 26*52L4000MM	Hogorgy	8	3.800,00	30.400,00	
	17	Braçadeira	Braçadeira Central YS-21-MO2 Dimensões 40x40 mm, Material: 6005-T5+SUS 304	Hogorgy	20	200,00	4.000,00	
	18		Braçadeira Final YS-04-ZO3 Dimensões 40x40 mm, Material: 6005-T5+SUS 304	Hogorgy	4	150,00	600,00	
	19	Pernas	Perna Frontal YS-136-Z1-Altura de 40 mm, Material: AL6005-T5+SUS304	Hogorgy	12	1.700,00	20.400,00	
	20		Perna Traseira, Dimensões 40x20x10 cm, Peso 20 kg, Material: AL6005-T5+SUS304	Hogorgy	12	1.900,00	22.800,00	
	21	Calha	Calha de PVC 110 mm X 50 mm, 2 m	Hogorgy	32	1.650,00	52.800,00	
	22	Buchas	Bucha Com Parafusos de 6 mm	Hogorgy	1	100,00	100,00	
	23	Fita Isolante	Fita Isolante, Preto, Tamanho 19 mm x 20 m, Tensão de operação até 750 V	Scotch	1	200,00	200,00	
#		Custo Total de Material					1.955.371,18	
MÃO	OBRA	Transporte				4	2.000,00	8.000,00
		Instalação do Sistema				1	19.553,71	19.553,71
		Total de Mão de Obra						27.553,71
		SUBTOTAL						1.982.924,89
		IVA(16%)						317.267,98
		TOTAL						2.300.192,87

Fonte: Autoria própria

CAPÍTULO 5 : AVALIAÇÃO ECONÓMICA DO PROJECTO

Dentre tantas técnicas presentes na economia, de maneira a seguir para a análise de viabilidade econômica de um investimento, neste estudo será abordado o **Valor Presente** (NPV, do inglês, *Net Present Value*) e **Tempo de Retorno do Investimento** (DPBT, do inglês, *Discounted Payback Time*).

Para analisar a viabilidade econômica da conta de luz após a aquisição do sistema solar, foi verificado a média de consumo antes e depois do sistema. A tabela mostra o consumo antes da utilização do sistema solar, de seguida é mostrado o consumo anual.

Tabela 5.1-Consumo diário do sistema usando luminária HPS

Sistema antes (Usando Luminária HPS)						
Item	Fluxo Luminoso (lm)	Potência Unitária (W)	Qtde	Potência Total (W)	Tempo (h/dia)	Consumo (Wh/dia)
1	23 000	250	28	7 000	12	84 000
TOTAL						84 000

Fonte: Autoria própria

Portanto, o consumo mensal de energia e o custo gasto mensalmente e anualmente pelo sistema de iluminação HPS são:

Tabela 5.2-Consumo mensal de energia e custo anual do sistema com HPS

Consumo mensal (kWh)	Tarifa (MZN/kWh)	Custo Mensal (MZN)	Custo Anual (MZN)
2.520,00	14,56	36.691,20	440.294,40

Fonte: Autoria própria

Podemos observar na tabela abaixo que ao longo dos 25 anos (tempo de vida útil dos painéis fotovoltaicos) encontrou-se o valor presente líquido de 8.707.167,13 MZN. O que torna o investimento altamente viável economicamente considerando que $VPL > 0$.

Tabela 5.3-Análises Econômica.

t (anos)	SEM SISTEMA SOLAR		USANDO SISTEMA SOLAR	
	Fluxo de caixa anual (MZN)	Fluxo de caixa acumulado (MZN)	Payback Simples (MZN)	Investimento ao longo do ano (MZN)
0	-	-	- 2.300.192,87	2.300.192,87
1	440.294,40	440.294,40	(1.859.898,47)	2.300.192,87
2	440.294,40	880.588,80	(1.419.604,07)	2.300.192,87
3	440.294,40	1.320.883,20	(979.309,67)	2.300.192,87
4	440.294,40	1.761.177,60	(539.015,27)	2.300.192,87
5	440.294,40	2.201.472,00	(98.720,87)	2.300.192,87
6	440.294,40	2.641.766,40	341.573,53	2.300.192,87
7	440.294,40	3.082.060,80	781.867,93	2.300.192,87
8	440.294,40	3.522.355,20	1.222.162,33	2.300.192,87
9	440.294,40	3.962.649,60	1.662.456,73	2.300.192,87
10	440.294,40	4.402.944,00	2.102.751,13	2.300.192,87
11	440.294,40	4.843.238,40	2.543.045,53	2.300.192,87
12	440.294,40	5.283.532,80	2.983.339,93	2.300.192,87
13	440.294,40	5.723.827,20	3.423.634,33	2.300.192,87
14	440.294,40	6.164.121,60	3.863.928,73	2.300.192,87
15	440.294,40	6.604.416,00	4.304.223,13	2.300.192,87
16	440.294,40	7.044.710,40	4.744.517,53	2.300.192,87
17	440.294,40	7.485.004,80	5.184.811,93	2.300.192,87
18	440.294,40	7.925.299,20	5.625.106,33	2.300.192,87
19	440.294,40	8.365.593,60	6.065.400,73	2.300.192,87
20	440.294,40	8.805.888,00	6.505.695,13	2.300.192,87
21	440.294,40	9.246.182,40	6.945.989,53	2.300.192,87
22	440.294,40	9.686.476,80	7.386.283,93	2.300.192,87
23	440.294,40	10.126.771,20	7.826.578,33	2.300.192,87
24	440.294,40	10.567.065,60	8.266.872,73	2.300.192,87
25	440.294,40	11.007.360,00	8.707.167,13	2.300.192,87

Fonte: Autoria própria

Na tabela acima, observa-se que o gasto anual é de 440.294,40 MZN. Portanto, o tempo de recuperação do investimento será:

$$\text{Payback time simples} = \frac{\text{Valor investido}}{\text{Economia anual}} = \frac{2.300.192,87}{440.294,40} = 5,22 \text{ anos}$$

Por meio do Payback simples, são necessários 5 anos e 2 meses e 19 dias, para recuperar o investimento inicial.

Discussão de Resultados

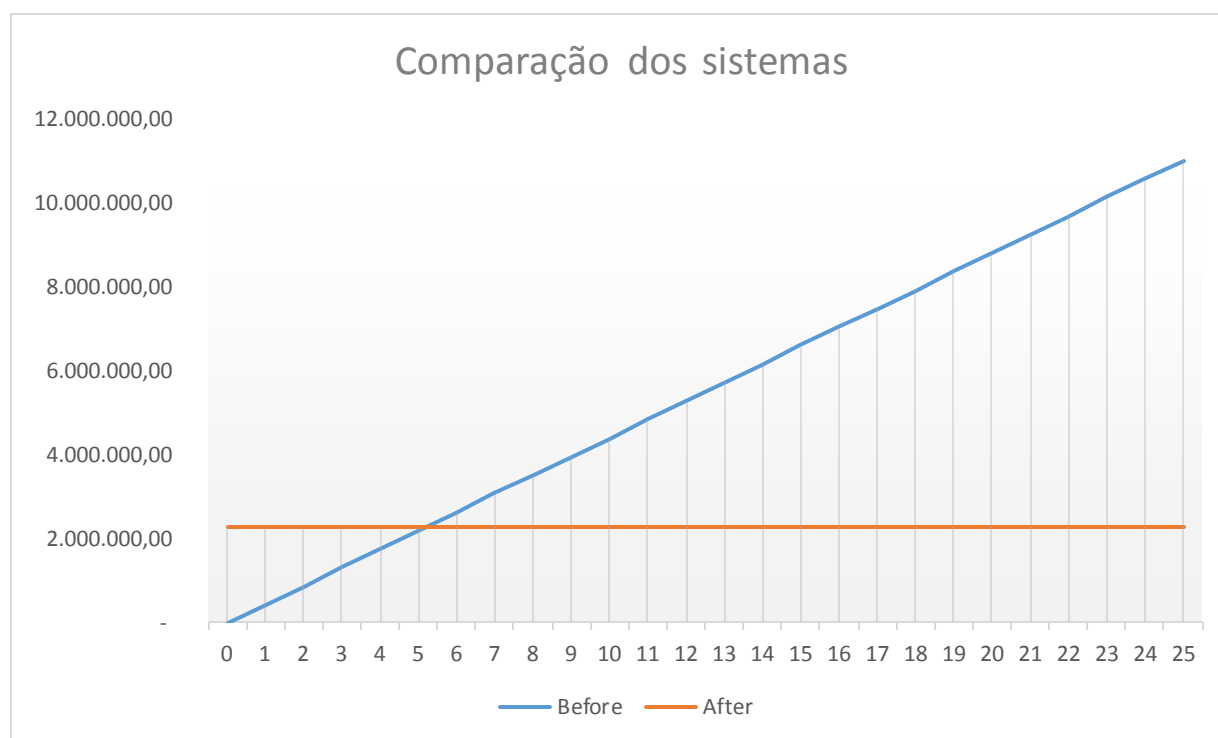


Figura 5.1-Fluxo do custo de energia ao longo da vida útil do projecto

Fonte: Autoria própria

Ao considerar a proposta de instalação de um sistema fotovoltaico para atender aos candeeiros eléctricos LEDs do Parque da Mozal, os dados calculados revelam uma perspectiva altamente favorável em termos de retorno financeiro e sustentabilidade ao longo prazo.

Ao optar pela instalação do sistema fotovoltaico, que requer um investimento inicial de 2.300.192,87 MZN, a Mozal poderá recuperar esse investimento em aproximadamente 5 anos, 2 meses e 19 dias. Esse período, conhecido como "payback time", indica quando o valor economizado em energia equivale ao custo inicial do sistema fotovoltaico. Durante os 25 anos de vida útil do sistema fotovoltaico, estima-se uma economia total de 8.707.167,13 MZN, representando um valor considerável de retorno sobre o investimento inicial.

CAPÍTULO 7 : CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1. Conclusão

A implementação de sistemas fotovoltaicos para iluminação pública no parque da Mozal representa um avanço significativo em direcção à sustentabilidade e eficiência energética. O estudo realizado neste projecto demonstrou que a substituição das luminárias convencionais de vapor de sódio de alta pressão (HPS) por luminárias LED alimentadas por energia solar não só é tecnicamente viável, mas também economicamente vantajosa a longo prazo.

Apesar dos custos iniciais elevados associados à instalação de sistemas fotovoltaicos, incluindo baterias e inversores, a análise financeira ao longo de um período de 25 anos (vida útil do projecto) revelou que o investimento a ser feito é recuperado rapidamente. A vida útil prolongada dos componentes fotovoltaicos e a redução significativa nos custos operacionais e de manutenção tornam o sistema altamente competitivo em comparação com a iluminação convencional. O retorno do investimento é alcançado em um tempo relativamente curto, dentro de período de 5 anos e 6 meses, com um valor presente líquido positivo ao longo da vida útil do projeto.

Além dos benefícios econômicos, o uso de energia solar para a iluminação pública contribui significativamente para a redução das emissões de carbono, promovendo uma matriz energética mais limpa e sustentável. A adopção de tecnologias LED também aumenta a eficiência energética, proporcionando uma iluminação mais eficaz com menor consumo de energia. Este projecto pode server como um modelo exemplar para outras iniciativas de iluminação pública, demonstrando que a transição para sistemas fotovoltaicos é uma estratégia viável e benéfica tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental.

7.2. Recomendações

Como sugestões de trabalhos futuros, são apresentadas as seguintes propostas:

- Realizar uma análise de impacto ambiental completa antes da implementação do sistema fotovoltaico. Embora os sistemas solares sejam geralmente benéficos para o meio ambiente, é importante considerar todos os possíveis impactos e tomar medidas para mitigá-los;
- Utilizar o software HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) para realizar simulações computacionais detalhadas. O HOMER permite a comparação de diferentes opções de projectos de sistemas, sejam eles renováveis ou não-renováveis. A ferramenta auxilia na análise técnica e econômica, proporcionando uma avaliação precisa da optimização do sistema;
- Realizar inspecções periódicas dos módulos fotovoltaicos, inversores e baterias para garantir o bom funcionamento do sistema;
- *Estudos detalhados de sistemas de aterramento:* Recomenda-se que seja realizada estudos mais detalhadas dos sistemas de aterramento. Isso inclui a consideração de factores como as características do solo, os efeitos da corrosão e a segurança eléctrica. Um sistema de aterramento adequado é essencial para garantir a segurança das instalações eléctricas, e uma avaliação minuciosa pode prevenir problemas futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. Carneiro, J. (2009). *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos*. universidade do minho.
- [2]. Fadigas, e. a. f. a. (2004). energia solar fotovoltaica: fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica. in *gepea – grupo de energia escola politécnica*.
- [3]. Goetze, f. (2017). projeto de microgeração fotovoltaica residencial: estudo de caso [universidade federal do rio grande do sul]. in *diponegoro of accounting* (vol. 2, issue 1).
- [4]. Kidermann, g., & campagnolo, j. m. (1995). *aterramento eletrico* (3 edição).
- [5]. Leopoldino, a. l. m. (2019). *estratégia híbrida para rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos sombreados*. universidade do estado do rio de janeiro.
- [6]. Lorenzon, m. (2021). *aplicação de sistemas fotovoltaicos híbridos no brasil : análise técnica e econômica aplicação de sistemas fotovoltaicos híbridos no brasil : análise técnica e econômica*. universidade do vale do taquar.
- [7]. Malamut, r. b. (2017). *dimensionamento de um sistema fotovoltaico* : universidade federal do rio grande do sul.
- [8]. Robert, b., & brown, e. b. (2004). *manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos* (m. a. g. joão tavares pinto (ed.); cepel, ufp, issue 1).
- [9]. Silva, patricia guimarães, a. (2004). *manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos* (cepel-cres).
- [10]. Varela, e. l. (2021). *sistemas autônomos de iluminação pública com energias renováveis em cabo verde*
- [11]. Helwig, N. E., Hong, S., & Hsiao-wecksler, E. T. (2004). *Energia Fotovoltaica-manual sobre tecnologias, projecto e instalação*.
- [12]. João, E. da S. (2016). *Metodologia de dimensionamento para instalações fotovoltaicas em autoconsumo*. Instituto Técnico Lisboa.
- [13]. Lins, L. R. P. (2018). *Universidade federal do ceará dimensionamento de sistema*

fotovoltaico off-grid para dimensionamento de sistema fotovoltaico off-grid para.

- [14]. Nawa, G. T., Lepiani, E. R., Rodrigues, R., & Colaferro, J. R. Q. (2019). *Projeto em Consulta Nacional Projeto em Consulta Nacional*.
- [15]. Vannucci, S. N. (1972). Energia solar. Principios e Aplicações. In *Solar Energy* (Vol. 13, Issue 4).
- [16]. International Electrotechnical Commission. (2002). *IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission.
- [17]. Direção-Geral de Energia e Geologia. (2012). *RTIEBT: Regulamento Técnico das Instalações Elétricas de Baixa Tensão*. Lisboa, Portugal: Ministério da Economia e do Emprego.
- [18]. Pinho, J. T. (2017). *Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações*. São Paulo, Brasil.
- [19]. Zilles, R., Nascimento, L. F., & Souza, J. R. (2012). *Energia solar fotovoltaica: Princípios e aplicações*. São Paulo, Brasil:
- [20]. Carneiro, M. (2009). *Instalações elétricas de baixa tensão: Princípios e práticas*. Lisboa, Portugal.
- [21]. Pinho, J. T., & Galdino, C. R. (2014). *Energia solar fotovoltaica: Fundamentos e aplicações*. São Paulo, Brasil: Editora ABC.
- [22]. Creseb. (2006). *Tecnologia fotovoltaica: Princípios e aplicações*. Lisboa, Portugal.
- [23]. Villalva, M. G. (2015). *Análise e modelagem de sistemas fotovoltaicos: Impacto da temperatura e irradiância*. São Paulo, Brasil.
- [24]. Nogueira, A. L. (2013). *Tecnologia de iluminação LED: Drivers e controle de LEDs*. São Paulo, Brasil.

ANEXOS

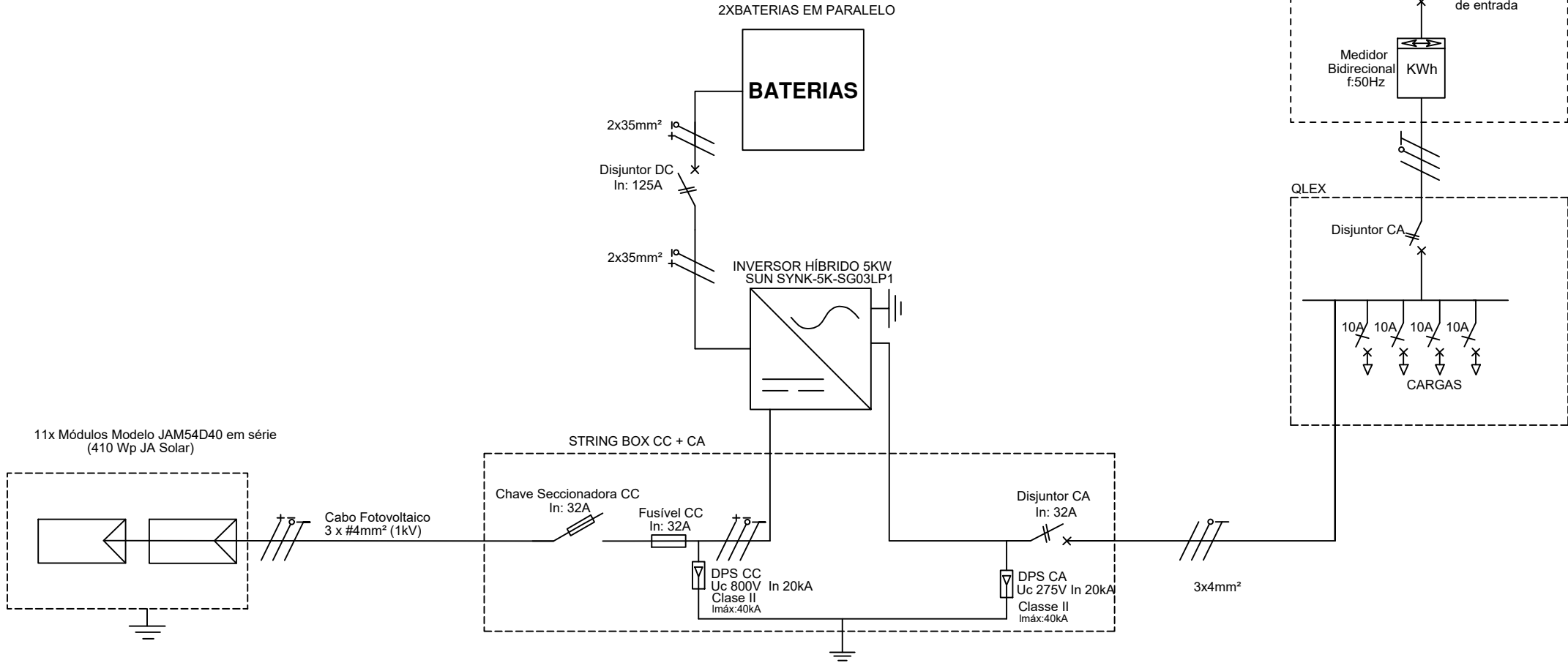
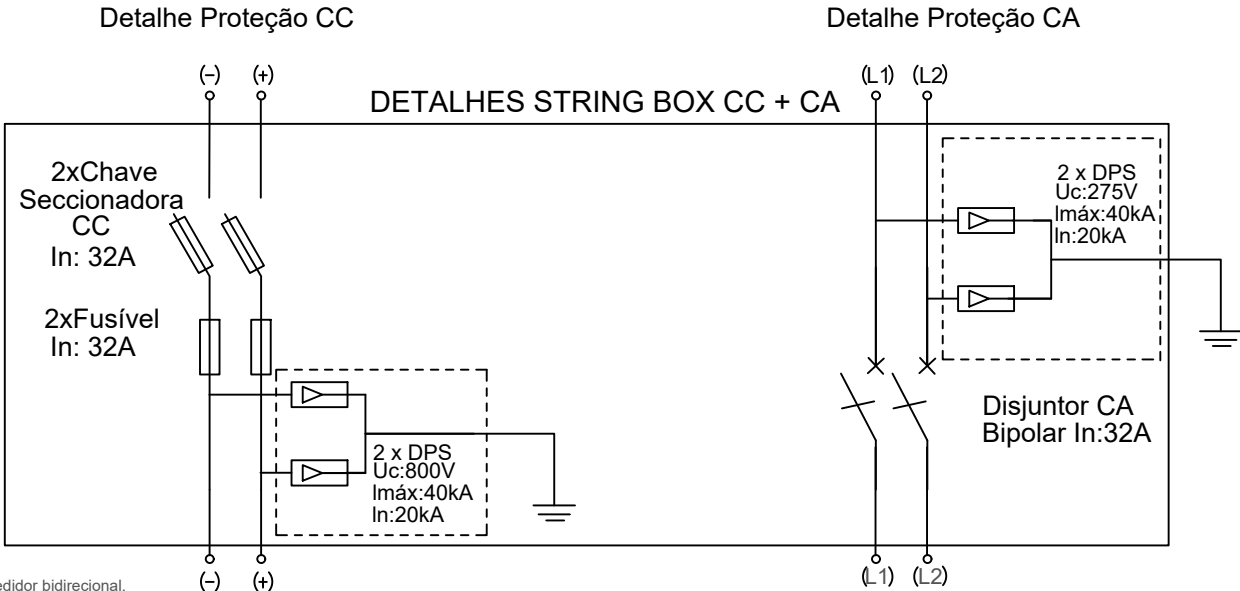


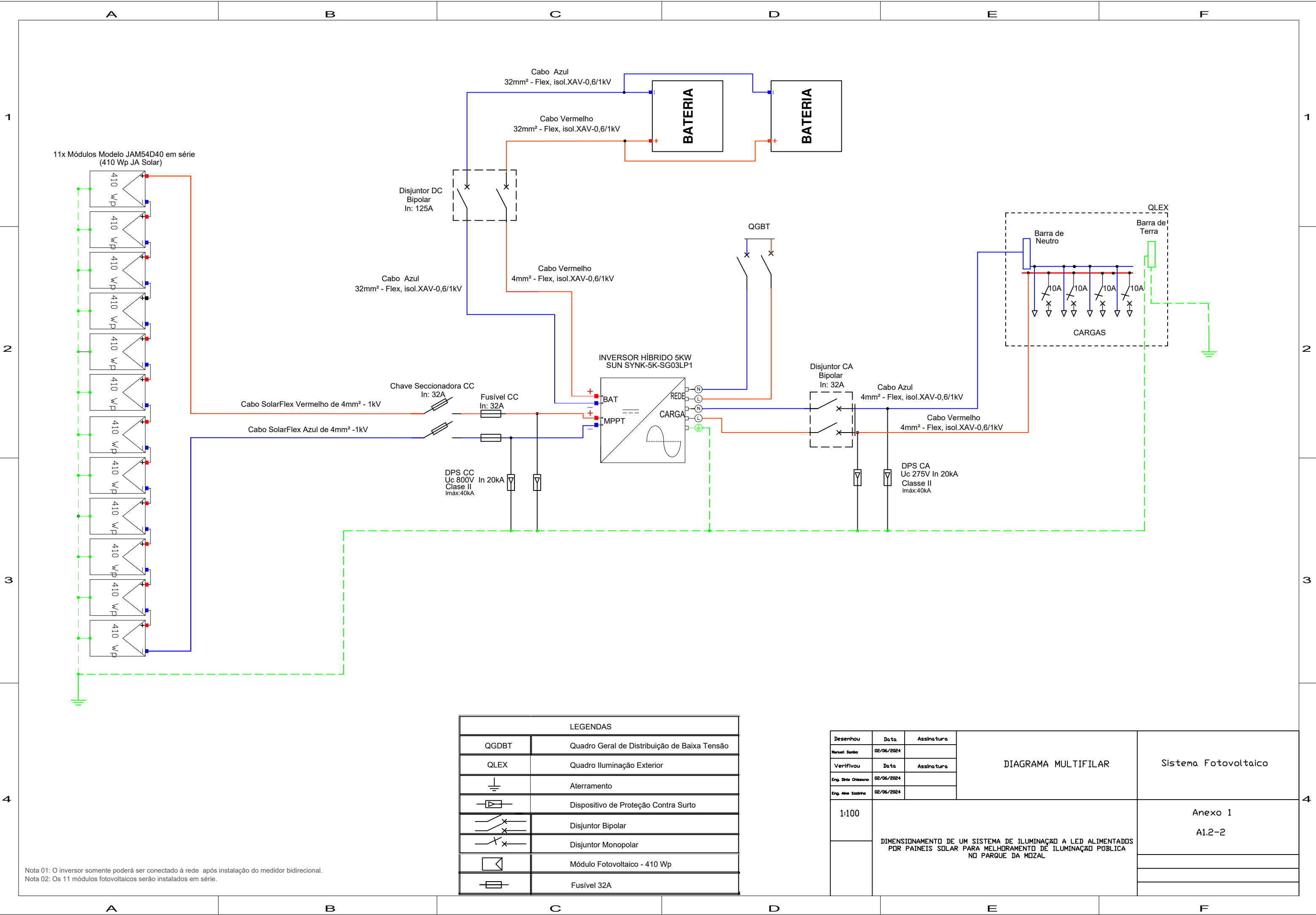
DIAGRAMA UNIFILAR

LEGENDAS	
QGBT	Quadro Geral de Distribuição de Baixa Tensão
QLEX	Quadro Iluminação Exterior
	Aterramento
	Dispositivo de Proteção Contra Surto
	Condutores: Positivo, Negativo e Proteção
	Condutores: Fase, Neutro e Proteção
	Disjuntor Bipolar
	Disjuntor Monopolar
	Módulo Fotovoltaico - 410 Wp
	Fusível



Nota 01: O inversor somente poderá ser conectado à rede após instalação do medidor bidirecional.
Nota 02: Os 11 módulos fotovoltaicos serão instalados em série.

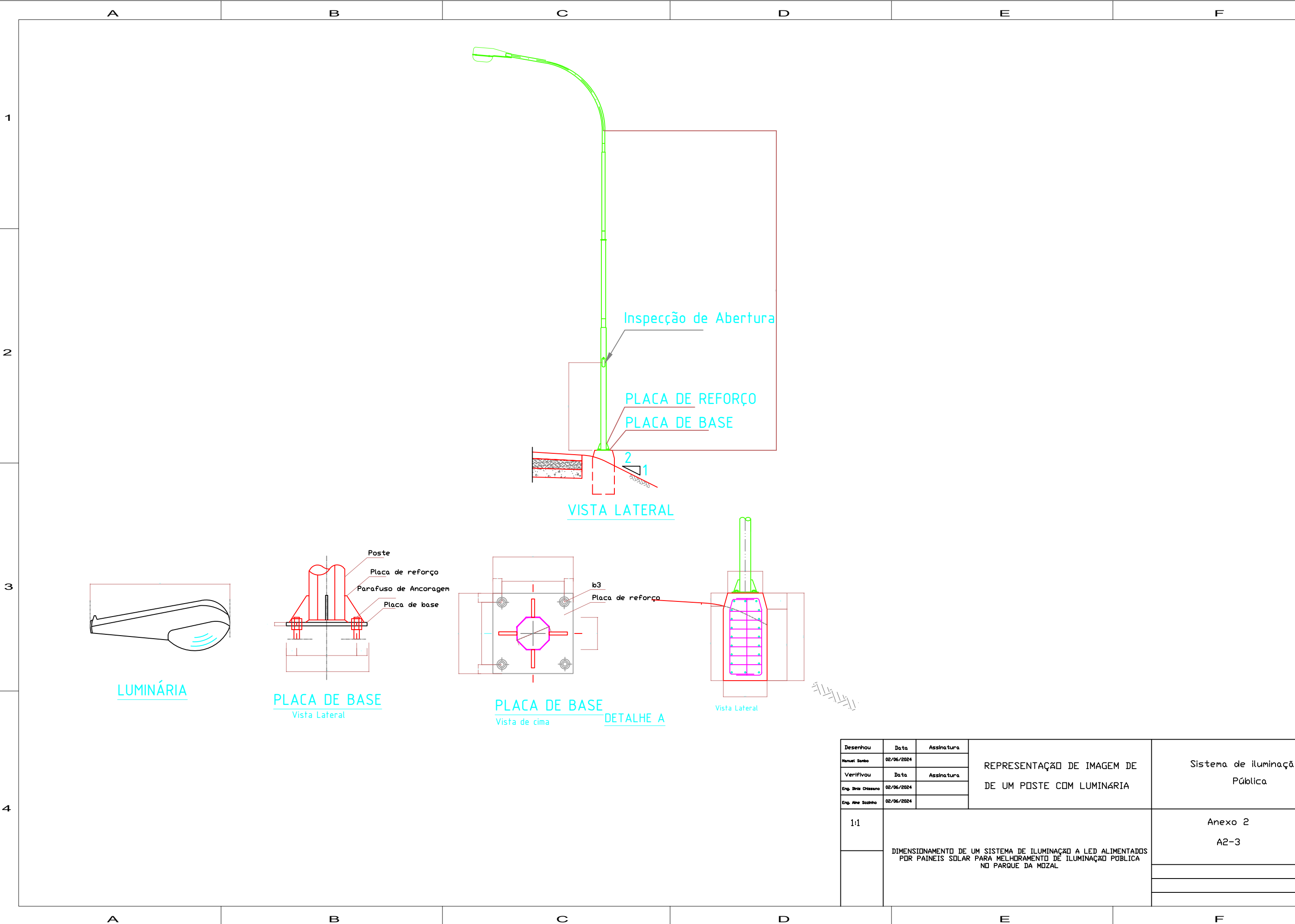
Desenhou	Data	Assinatura	DIAGRAMA UNIFILAR	Sistema Fotovoltaico
Manuel Simão	02/06/2024			
Verificou	Data	Assinatura		
Eng. Diogo Chissano	02/06/2024			
Eng. Ana Sotinho	02/06/2024			
1:100	DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE ILUMINAÇÃO A LED ALIMENTADOS POR PAINÉIS SOLAR PARA MELHORAMENTO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA NO PARQUE DA MOZAL			Anexo 1
				A1.1-1



Nota 01: O inversor somente poderá ser conectado à rede após instalação do medidor bidirecional.
Nota 02: Os 11 módulos fotovoltaicos serão instalados em série.

LEGENDAS	
QGBT	Quadro Geral de Distribuição de Baixa Tensão
QLEX	Quadro Iluminação Exterior
	Aterramento
	Dispositivo de Proteção Contra Surto
	Disjuntor Bipolar
	Disjuntor Monopolar
	Módulo Fotovoltaico - 410 Wp
	Fusível 32A

Desenhou	Data	Assinatura	DIAGRAMA MULTIFILAR	Sistema Fotovoltaico
Manuel Sanho	02/06/2024			
Verificou	Data	Assinatura		
Eng. Irlis Chassano	02/06/2024			
Eng. Alne Sostinho	02/06/2024			
1:100	DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE ILUMINAÇÃO A LED ALIMENTADOS POR PAINÉIS SOLAR PARA MELHORAMENTO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA NO PARQUE DA MOZAL			Anexo 1
				A1.2-2



Desenhou	Data	Assinatura	REPRESENTAÇÃO DE IMAGEM DE DE UM POSTE COM LUMINÁRIA	Sistema de iluminação Pública
Manuel Simão	02/06/2024			
Verificou	Data	Assinatura		
Eng. Diogo Chissano	02/06/2024			
Eng. Ana Sotinho	02/06/2024		DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE ILUMINAÇÃO A LED ALIMENTADOS POR PAINÉIS SOLAR PARA MELHORAMENTO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA NO PARQUE DA MOZAL	Anexo 2
				A2-3

Anexo 3- Especificações Técnicas dos Equipamentos de SFV

Tabela A3.1-4.Folha de dados do módulo fotovoltaico da marca JA Solar

ESPECIFICAÇÕES	
Célula	Monocristalino
Peso	22,7kg±3%
Dimensões	015±2mm×996±2mm×40±1mm
Tamanho de secção do cabo	4mm ²
No. de células	144 (6×24)
Caixa de junção	IP68, 3 diodos
Conector	QC 4.10-35
Configuração de empacotamento	27 por palete
PARAMETROS ELÉCTRICOS EM CONDIÇÃO PADRÃO DE TESTE (STC)	
Potência máxima (P_{max}) [Wp]	410
Tensão máxima(V_{mp}) [V]	31,37
Corrente máxima(I_{mp}) [A]	13,07
Tensão de circuito aberto(V_{oc}) [V]	37,82
Corrente de curto-circuito(I_{sc}) [A]	13,95
Eficiência do módulo(η) [%]	21
PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS DO MÓDULO	
Coeficiente de temperatura da Corrente de curto-circuito (I_{sc})	0,046% / °C
Coeficiente de temperatura da Tensão de curto aberto (V_{oc})	-0,260% / °C
Coeficiente de temperatura da Potência de pico (P_{max})	-0,300% / °C
Temperatura nominal de operação de módulo	45 ±2°C

Fonte: Autor. Extraído da folha de dado do módulo fotovoltaico da JA solar



INVERSOR HÍBRIDO MONOFÁSICO



FOLHA DE DADO

~SYNK-5 kW – SG03LP1

[www. Sunsynk.com](http://www.Sunsynk.com)

sales@sunsynk.com

Figura A3-5. Imagem do inversor híbrido da marca SUNSYNK

Fonte: Autor. Extraído da folha de dado do inversor da Sunsynk

Anexo 3- Especificações Técnicas dos Equipamentos de SFV

Tabela A3.2-6. Folha de dados do inversor híbrido da modelo SYNK-5K-SG03LP1

Modelo	SYNK-5 kW – SG03LP1
Dados de Entrada	
Tipo de bateria	Chumbo-ácido ou íon-lítio
Faixa de tensão da bateria	48Vd.c (40Vd.c~60Vd.c)
Máx.Corrente de carga/descarga	120Ad.c(máx)
Sensor de temperatura externo	Sim
Dados de entrada do módulo	
Máx. Potência de entrada CC	6500W
Tensão de entrada fotovoltaica	370V (125V-500V)
Faixa MPPT	150~425V
Faixa de tensão CC de carga total	300~425V
Corrente de entrada fotovoltaica	13Ad.c+13Ad.c
Nº de rastreadores MPPT	2
Nº de strings por rastreador MPPT	1+1
Dados de saída CA	
Saída CA nominal e potência UPS	5000W
Máx. Potência de saída CA	5500W
Corrente nominal de saída CA	22,7/21,7Aa.c
Máx. Corrente CA	25/23,9Aa.c
Fator de Potência	0,8 levando a 0,8 atrasado
Frequência e tensão de saída	50/60Hz;220/230V
Tipo de Sistema	Monofásico
Máx. Eficiência	97,60%
Eficiência MPPT	> 99%

Fonte: Autor. Extraído da folha de dado do inversor da Sunsynk

Anexo 3- Especificações Técnicas dos Equipamentos de SFV

Tabela A3.3-7. Folha de dados da bateria de LiFePO4 modelo LPBF48200H

Especificações	Modelo LPBF48200-H
Capacidade utilizável	10 kWh
Tensão nominal	51,2 V
Faixa de tensão	48-57,6 V
Corrente máxima de carga e descarga	120 A @ 30 s
Corrente recomendada de carga e descarga	≤80 A
Potência máxima de saída	6000 W
Potência recomendada de saída	4000 W
DOD (Profundidade de descarga)	≥95%
Conexão de módulos	1-6 em paralelo
Comunicação	CAN & RS485
Proteção contra ingresso	IP21
Vida útil (ciclos)	≥6000 @ 25°C, 80% DOD
Faixa de temperatura de trabalho	Descarga: -20°C a +65°C, Carga: 0°C a +55°C
Peso líquido (kg)	75 kg
Peso bruto (kg)	88 kg
Dimensões do produto (MM)	685 x 475 x 213 mm
Dimensões da embalagem (MM)	780 x 570 x 375 mm

Fonte: Autor. Extraído da folha de dado da bateria de LiFePO4

Anexo 4- Especificações Técnicas da Luminária HPS

Tabela A4.1-8. Especificações Técnicas da Luminária vapor de sódio de alta pressão

Lâmpadas de Sódio de Alta Pressão

Dados técnicos:

- Fonte de alimentação: Equipamento de controle
- Potência: 70W; 100W; 150W; 250W; 400W
- Índice de reprodução de cor: $Ra \geq 25$
- Temperatura de cor: 2000K
- Fator de manutenção do fluxo luminoso
 - LLMF a 2.000h: 0,99
 - LLMF a 4.000h: 0,98
 - LLMF a 8.000h: 0,95
 - LLMF a 16.000h: 0,85
 - LLMF a 20.000h: 0,78
- Base (design padrão): E27, E40
- Vida útil média: 20.000h
- Fator de sobrevivência da lâmpada
 - LSF a 2.000h: 0,99
 - LSF a 4.000h: 0,98
 - LSF a 8.000h: 0,95
 - LSF a 16.000h: 0,80
 - LSF a 20.000h: 0,60
- Conteúdo de mercúrio na lâmpada: 19mg / 24,0mg / 24mg / 24mg

Pot. (W)	Lum. (lm)	Temp. (K)	Corrente (A)	Tensão (V)	T.Igنيção (kV)	Capacitância (μF)	Base da Lâmpada	Cor	Tamanho (mm)
70	5500	23000	0,98	90	1,9 ± 0,2	12	E27	clara	155 x 37
100	8200	2000	1,20	100	3,3 ± 0,5	18	E40	clara	200 x 46
150	14000	2000	1,80	100	3,3 ± 0,5	32	E40	clara	210 x 46
250	23000	2000	3,00	100	3,3 ± 5,5	32	E40	clara	240 x 46
400	42000	2000	4,60	100	3,3 ± 5,5	45	E40	clara	270 x 46

Fonte: Autor. Extraído da folha de dado da luminária HPS

LEDLUME XP

IP 66

Up to IK 10

Up to 20kV

RoHS

LEDLUME XP 1

LEDLUME XP 2

LEDLUME XP 3

LEDLUME XP 4

LEDLUME XP 3	50	350	0.24	9226	55	169	8119	149
	50	500	0.34	12555	78	161	11048	142
	50	700	0.48	16814	111	152	14797	134
	60	350	0.28	11071	65	171	9742	150
	60	500	0.40	15066	93	163	13258	143
	60	600	0.48	17622	111	158	15507	139
	60	700	0.57	20177	131	154	17756	135
	80	350	0.37	14761	84	175	12990	154
	--	---	---	-----	---	---	-----	---

Figura A4.1-9. Folha de dado da luminária LEDLUME XP3

Fonte: Autor. Extraído da folha de dado da luminária LEDLUME XP3

Anexo 5- Especificações de cabos e protecções eléctricas

Tabela A5.1-10. Correntes amissíveis dos cabos XLPE e EPR.

[E] QUADRO 52-C4

Correntes admissíveis, em amperes, para os métodos de referência A, B e C
(de acordo com o quadro 52H)

Condutores isolados a polietileno reticulado (XLPE) ou etileno-propileno (EPR), para:

- *três condutores carregados*
- *cobre ou alumínio*
- *temperatura da alma condutora: 90°C*
- *temperatura ambiente: 30°C*

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Método de referência		
	A	B	C(*)
<i>Condutores de cobre</i>			
1,5	17,0	20,0	22
2,5	23	28	30
4	31	37	40
6	40	48	52
10	54	66	71
16	73	88	96
25	95	117	119
35	117	144	147
50	141	175	179
70	179	222	229
95	216	269	278
120	249	312	322
150	285	-	371
185	324	-	424
240	380	-	500
300	435	-	576

Fonte: Extraído do regulamento RTIEBT

Anexo 5- Especificações de cabos e protecções eléctricas

Tabela A5.2-11. Factores de correcção para temperatura e agrupamento de circuitos

[E] QUADRO 52-E1

Factores de correcção para agrupamento de cabos de diversos circuitos ou de vários cabos multicondutores, instalados ao ar, lado a lado, em camada simples,

(a aplicar aos valores dos quadros 52-C1 a 52-C14)

Refª	Disposição dos cabos	Factor de correcção												Quadros e métodos de referência
		N.º de circuitos ou de cabos multicondutores												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Encastrados ou embudados em elementos da construção	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52-C1 a 52-C14 A a F
2	Sobre as paredes ou pisos ou sobre caminhos de cabos não perfurados	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	O factor de correcção não diminui a partir de 9 cabos			52-C1 a 52-C6 C
3	Nos tectos	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				52-C7 a 52-C12 E, F
4	Em canalizações sobre caminhos de cabos, horizontais perfurados ou verticais	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Sobre escadas (para cabos), consola, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

[E] QUADRO 52-D1

Factores de correcção em função das temperaturas ambientes para canalizações instaladas ao ar

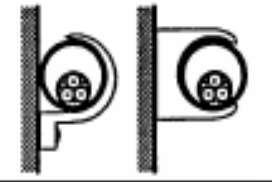
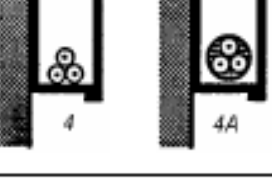
(a aplicar aos valores das correntes indicadas nos Quadros 52-C1 a 52-C14)

Temperatura ambiente (°C)	Isolamento			
	PVC	XLPE/EPR	Mineral(*)	
			(a)	(b)
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,76	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

(*) Para temperaturas ambientes superiores, consultar os fabricantes.
 (a) - Cabos com bainha em PVC ou cabos nus e acessíveis (70 °C).
 (b) - Cabos nus e inacessíveis (105 °C).

Anexo 5- Especificações de cabos e protecções eléctricas

Tabela A5.3-12. Método de instalação dos cabos

Exemplo	Designação	Ref ^a	Método de ref ⁽¹⁾
1	2	3	4
	Condutores isolados em condutas circulares (tubos) embebidas em elementos da construção, termicamente isolantes	1	A
	Cabos multicondutores em condutas circulares (tubos) embebidas em elementos da construção, termicamente isolantes	2	A2
	Condutores isolados em condutas circulares (tubos) montadas à vista	3	B
	Cabos mono ou multicondutores em condutas circulares (tubos) montadas à vista	3A	(em estudo)
	Condutores isolados em condutas não circulares montadas à vista	4	B2
	Cabos mono ou multicondutores em condutas não circulares montadas à vista	4A	(em estudo)
	Condutores isolados em condutas circulares (tubos) embebidas nos elementos da construção, em alvenaria	5	B
	Cabos mono ou multicondutores em condutas circulares (tubos) embebidas nos elementos da construção, em alvenaria	5A	(em estudo)

Anexo 5- Especificações de cabos e protecções eléctricas

Tabela A5.4-13. Características das almas condutores a uma temperatura de 20°C

FLEXÍVEIS					
Resistência máxima em corrente contínua a 20° C Ω/km					
SECÇÃO NOMINAL mm^2	DIÂMETRO DOS FIOS mm	Cabos monocondutores e cabos com condutores paralelos		Cabos multicondutores cableados	
		Cobre não estanhado	Cobre estanhado	Cobre não estanhado	Cobre estanhado
0,2	0,20	84,9	87,3	89,1	91,7
0,3	0,20	59,4	61,1	62,4	64,2
0,5	0,20	37,1	38,2	39,0	40,1
0,75	0,20	24,7	25,4	26,0	26,7
1	0,20	18,5	19,1	19,5	20,0
1,5	0,25	12,7	13,0	13,3	13,7
2,5	0,25	7,60	7,82	7,98	8,21
4	0,30	4,71	4,85	4,95	5,09
6	0,30	3,14	3,23	3,30	3,39
10	0,40	1,82	1,85	1,91	1,95
16	0,40	1,16	1,18	1,21	1,24
25	0,40	0,743	0,757	0,780	0,795
35	0,40	0,527	0,538	0,554	0,565
50	0,40	0,368	0,375	0,386	0,393
70	0,50	0,259	0,264	0,272	0,277
95	0,50	0,196	0,200	0,206	0,210
120	0,50	0,153	0,156	0,161	0,164
150	0,50	0,123	0,126	0,129	0,132
185	0,50	0,101	0,103	0,106	0,108
240	0,50	0,0763	0,0778	0,0801	0,0817
300	0,50	0,0611	0,0623	0,0641	0,0654
400	0,50	0,0463	0,0472	0,0486	0,0495
500	0,60	0,0366	0,0373	0,0384	0,0391
630	—	—	—	—	—
800	—	—	—	—	—
1000	—	—	—	—	—

Fonte: Extraído do manual de dimensionamento de condutores

Anexo 5- Especificações de cabos e protecções eléctricas

Tabela A5.5-14. Características dos corta-circuitos fusível

Quadro II
Características dos corta-circuitos fusíveis
(artº 134 – comentários 2)

Intensidade nominal (I_N) (A)	Intensidade convencional de não fusão (A)	Intensidade convencional de fusão (A)	Intensidade nominal (I_N) (A)	Intensidade convencional de não fusão (A)	Intensidade convencional de fusão (A)
2	3	4	50	65	80
4	6	8	60	78	96
6	9	13	63	82	101
8	12	16	80	104	128
10	15	19	100	130	160
12	17	21	125	162	200
15	21	26	160	208	256
16	22	28	200	260	320
20	28	35	250	325	400
25	35	44	315	410	504
30	39	48	400	520	640
32	41	51	500	650	800
40	52	64	630	820	1008

Quadro III
Características dos corta-circuitos fusíveis

	Intensidade nominal do fusível (I_N)	Tempo convencional (t_c)
a)	$I_N \leq 63A$	1h
b)	$63^A < I_N \leq 160A$	2h
c)	$160 < I_N \leq 400A$	3h
d)	$I_N > 400A$	4h

Fonte: Extraído do regulamento RTIEBT

Anexo 5- Especificações de cabos e protecções eléctricas

Tabela A5.6-15. Características dos disjuntores

Quadro IV
Características dos disjuntores
(artº 134 – comentários 3)

Intensidade nominal (I_N)	Intensidade convencional de não funcionamento	Intensidade convencional de funcionamento
Disjuntores sem regulação	$1,1 I_N$	$1,3 I_N$
Disjuntores com regulação	$1,05 I_N$	$1,2 I_N$
Nota – para os disjuntores com regulação, I é a corrente de regulação dos relés, variável, em geral, entre $0,65 I_N$ e I_N .		

Quadro V
Características dos disjuntores
(artº 134 – comentários 3)

Intensidade nominal (I_N) (A)	Intensidade convencional de não funcionamento (A)	Intensidade convencional de funcionamento (A)
6	7	8
10	11	13
15	16,5	19,5
20	22	26
25	27,5	32,5
30	33	39
40	44	52
50	55	65
60	66	78
80	88	104
100	110	130
125	137	162
150	165	195
200	220	260

Fonte: Extraído do regulamento RTIEBT

Anexo 5- Especificações de cabos e protecções eléctricas

Tabela A 5.7-16. Selecção do dispositivo de protecção contra surtos de tensão

Tabela 49 — Valor mínimo de U_c exigível do DPS, em função do esquema de aterramento								
DPS conectado entre				Esquema de aterramento				
Fase	Neutro	PE	PEN	TT	TN-C	TN-S	IT com neutro distribuído	IT sem neutro distribuído
X	X			$1,1 U_0$		$1,1 U_0$	$1,1 U_0$	
X		X		$1,1 U_0$		$1,1 U_0$	$\sqrt{3} U_0$	U
X			X		$1,1 U_0$			
	X	X		U_0		U_0	U_0	
NOTAS								
1 Ausência de indicação significa que a conexão considerada não se aplica ao esquema de aterramento.								
2 U_0 é a tensão fase-neutro.								
3 U é a tensão entre fases.								
4 Os valores adequados de U_c podem ser significativamente superiores aos valores mínimos da tabela.								

Tabela 31— Suportabilidade a impulso exigível dos componentes da instalação					
Tensão nominal da instalação V		Tensão de impulso suportável requerida kV			
		Categoria de produto			
		Produto a ser utilizado na entrada da instalação	Produto a ser utilizado em circuitos de distribuição e circuitos terminais	Equipamentos de utilização	Produtos especialmente protegidos
		Categoria de suportabilidade a impulsos			
		IV	III	II	I
Sistemas trifásicos	Sistemas monofásicos com neutro				
120/208 127/220	115-230 120-240 127-254	4	2,5	1,5	0,8
220/380, 230/400, 230/415	—	6	4	2,5	1,5

Fonte: Extraído do regulamento RTIEBT

Anexo 6- Projecto de aterramento eléctrico

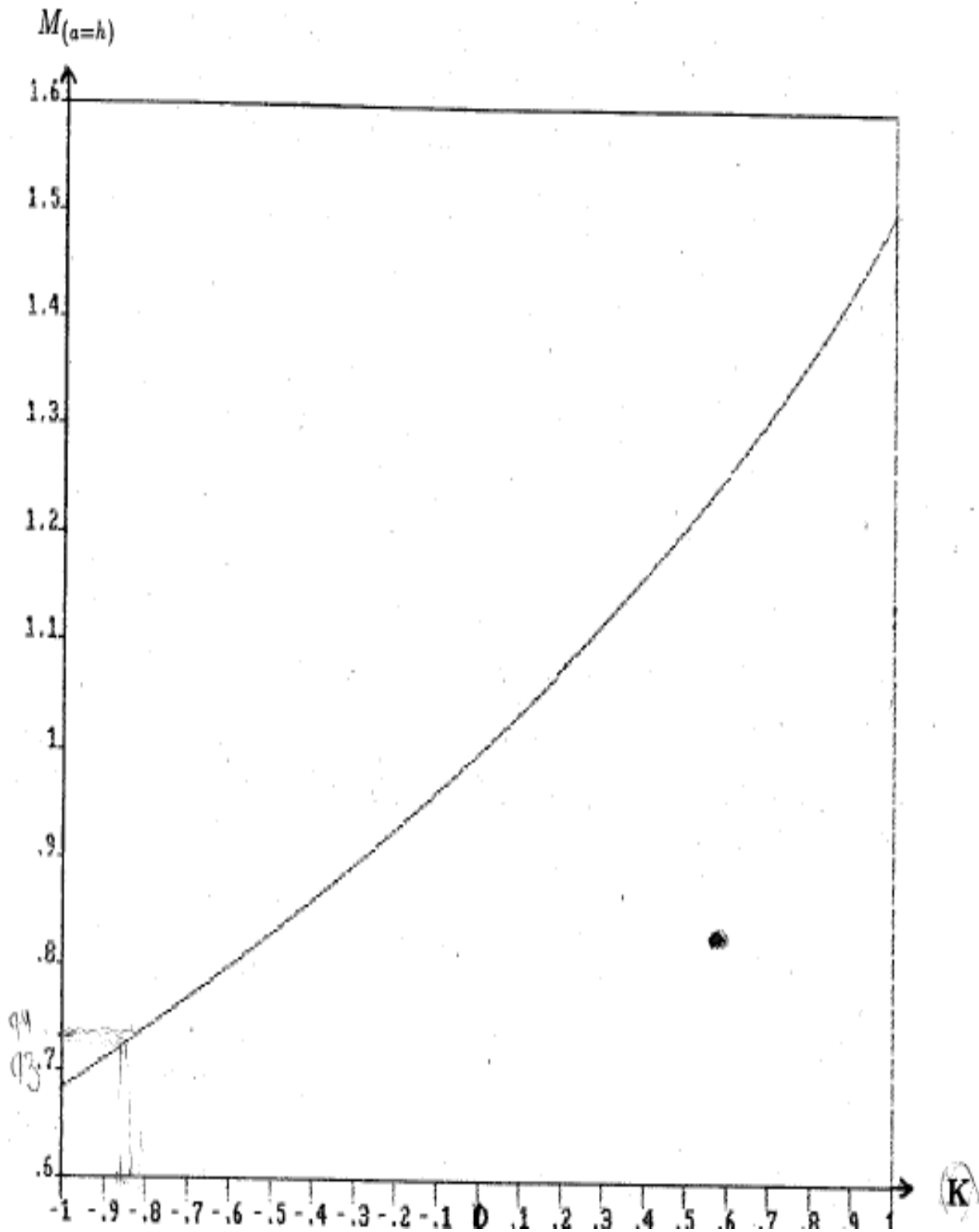


Figura A6-17- Método simplificado para estratificação do solo em duas camadas

Fonte: Extraído do manual de *aterramento elétrico*. Kidermann