



**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-
BRASILEIRA**

INSTITUTO DE ENGENHARIA E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS

DIXON FORTUNAS DIGAL FERNADO GOMES

**Microrredes de energia elétrica: uma solução sustentável
para a eletrificação de Bissau**

Redenção - Ceará

2025

DIXON FORTUNAS DIGAL FERNADO GOMES

Microrredes de energia elétrica: uma solução sustentável para a eletrificação de Bissau

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia em
Energias, do Instituto de Engenharia e
Desenvolvimento Sustentável da Universidade
da Integração Internacional da Lusofonia Afro-
Brasileira, como requisito parcial para a
obtenção do Título de Graduado.

Orientador: Prof. Dr. Herivelton Alves de
Oliveira.

Coorientador: Ezi Adjoino Indi (doutorando)

Redenção-Ceará

2025

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Sistema de Bibliotecas da UNILAB
Catalogação de Publicação na Fonte.

Gomes, Dixon Fortunas Digal Fernando.

G633m

Microrredes de energia elétrica: uma solução sustentável para a
eletrificação de Bissau / Dixon Fortunas Digal Fernando Gomes. -
Redenção, 2025.

Of: il.

Monografia - Curso de Engenharia De Energias, Instituto de
Engenharias e Desenvolvimento Sustentável, Universidade da
Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção,
2025.

Orientador: Prof. Dr. Herivelton Alves de Oliveira.

Coorientador: Pesq. Me. Ezi Adjoino Indi.

1. Energia Elétrica - Microrredes. 2. Bairro São Paulo (Guiné-
Bissau). 3. Energia solar. 4. Sistemas híbridos. 5.
Eletrificação. I. Título

CE/UF/BSCA

CDD 621.3

Dixon Fortunas Digal Fernando Gomes

Microrredes de energia elétrica: uma solução sustentável para a eletrificação de Bissau

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia em
Energias, do Instituto de Engenharia e
Desenvolvimento Sustentável da Universidade
da Integração Internacional da Lusofonia Afro-
Brasileira, como requisito parcial para a
obtenção do Título de Graduado.

Aprovada em: 05/12/2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Herivelton Alves de Oliveira (Orientador)

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (Unilab)

Prof. Dr. Sabi Moïse Bandiri

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (Unilab)

Prof. Dr. Vandiberto Pereira Pinto

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (Unilab)

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha profunda gratidão a todas as pessoas que tornaram possível a realização deste projeto.

Agradeço primeiramente aos meus pais, **Fernando Gomes e Albertina Digal**, pelo apoio incondicional e por nunca deixarem faltar nada ao longo da minha trajetória. Pai, sei que, onde quer que esteja, ficará feliz por eu ter concluído mais esta etapa da minha vida acadêmica. Este momento também é seu.

Registro meu especial agradecimento ao meu coorientador **Ezi Adjonio** e ao meu orientador, **professor Herivelton Alves**, pela confiança, acolhimento em um momento inesperado e pela orientação sábia que me guiou até aqui. Seus conselhos, dedicação e apoio constante foram fundamentais para a concretização deste sonho.

Agradeço também aos meus familiares — às minhas irmãs, à minha tia **Sisaltina** e ao meu tio Mario — pelo apoio financeiro como sempre tens me dado, além do amor incondicional, do encorajamento permanente e do suporte emocional nos momentos mais desafiadores.

Aos amigos **Nuno, Rico, Makai e Martinho**, minha gratidão pela presença constante, pelo apoio moral, pelas ideias compartilhadas e por tornarem esta jornada mais leve e significativa.

À instituição **IEDS**, pela oportunidade de aprendizado, pelo acesso aos recursos e pelo ambiente que possibilitou o desenvolvimento deste trabalho.

Por fim, a todos que, de alguma forma, contribuíram para esta conquista, deixo meu mais sincero agradecimento. Este projeto só foi possível graças a cada um de vocês.

Muito obrigado!

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo avaliar, a partir do conceito de microrredes, a promoção da eletrificação no Bairro São Paulo, em Guiné-Bissau, analisando as viabilidades técnica, econômica e social decorrentes de sua implementação. A proposta surge diante das limitações estruturais do sistema elétrico nacional, marcadas pela elevada dependência de geradores a diesel, pela instabilidade no fornecimento e pelo acesso restrito à energia elétrica. O estudo dimensiona uma microrrede solar híbrida de 3 MWp, composta por 5.405 módulos fotovoltaicos, seis inversores híbridos Solatek Mega de 500 kW e um banco de baterias BYD LVS com 754 unidades, capaz de assegurar entre 12 e 14 horas de autonomia. A metodologia adotada inclui estimativas demográficas, cálculo da demanda energética do bairro e o dimensionamento dos componentes do sistema. Os resultados indicam que a usina é capaz de gerar 4,86 GWh/ano, atendendo aproximadamente 78% do consumo local, com Índice de Desempenho (PR) igual a 0,81. A análise econômica confirma a viabilidade do projeto, apresentando um LCOE (Custo Nivelado de Energia) de 0,127 €/kWh, payback de 5 anos e 4 meses e Valor Presente Líquido positivo, evidenciando a atratividade do investimento. Do ponto de vista social, o projeto contribui para ampliar o acesso à eletricidade e reduzir a vulnerabilidade energética da comunidade. Portanto, a implementação dessa microrrede mostra-se tecnicamente viável, economicamente competitiva e socialmente relevante, podendo servir como referência para futuras iniciativas de eletrificação sustentável na Guiné-Bissau, especialmente em zonas rurais onde o acesso à energia elétrica é mais limitado.

Palavras-chave: microrredes; bairro São Paulo (Guiné-Bissau); energia solar; sistemas híbridos; eletrificação.

ABSTRACT

This study aims to evaluate, based on the concept of microgrids, the promotion of electrification in the São Paulo neighborhood in Guinea-Bissau, analyzing the technical, economic, and social feasibility of its implementation. The proposal arises in light of the structural limitations of the national electricity system, marked by high dependence on diesel generators, instability in supply, and restricted access to electricity. The study designs a 3 MWp hybrid solar microgrid, consisting of 5,405 photovoltaic modules, six 500 kW Solatek Mega hybrid inverters, and a BYD LVS battery bank with 754 units, capable of ensuring between 12 and 14 hours of autonomy. The methodology adopted includes demographic estimates, calculation of the neighborhood's energy demand, and sizing of the system components. The results indicate that the plant is capable of generating 4.86 GWh/year, meeting approximately 78% of local consumption, with a Performance Ratio (PR) of 0.81. The economic analysis confirms the project's viability, with a LCOE (Levelized Cost of Energy) of €0.127/kWh, a payback period of 5 years and 4 months, and a positive Net Present Value, highlighting the attractiveness of the investment. From a social perspective, the project contributes to expanding access to electricity and reducing the community's energy vulnerability. Therefore, the implementation of this microgrid is technically feasible, economically competitive, and socially relevant, and can serve as a reference for future sustainable electrification initiatives in Guinea-Bissau, especially in rural areas where access to electricity is more limited.

Keywords: microgrids; São Paulo neighborhood (Guinea-Bissau); solar energy; hybrid systems; electrification.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema do sistema off-grid	25
Figura 2 - Esquema de um sistema on-Grid	26
Figura 3 - Esquema de um sistema Híbrido	27
Figura 4 - Baterias de Chumbo-Ácido.....	28
Figura 5 - Bateria de níquel sólido	29
Figura 6 - Baterias de Lítio (LiFePO4)	29
Figura 7 - Bateria Solar de Fluxo	30
Figura 8 - Mapa político de Guiné-Bissau com as regiões e limitações geográficas	32
Figura 9 - Módulo solar de 555 Wp	39
Figura 10 - Inversor híbrido Solatek Mega 500 kW	44
Figura 11 - Bateria BYD B-Box Premium LVS 15.4	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 : características gerais do sistema fotovoltaico	38
Tabela 2: Ângulo de Inclinação	41
Tabela 3: Distribuição dos inversores e strings do sistema fotovoltaico	43
Tabela 4: Características Técnicas do Inversor Solatek Mega Hybrid (500 kW).....	43
Tabela 5: Especificações técnicas da bateria BYD Premium LVS.....	45
Tabela 6: A distribuição do banco de baterias e strings conectadas a cada inversor.....	46
Tabela 7: Especificações dos principais equipamentos do sistema	47
Tabela 8: Resumo consolidado dos resultados do projeto	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ALER	Associação Lusófona de Energias Renováveis
AC	Corrente Alternada
ANPP	Plano de Ação Nacional para a Eficiência Energética
CAPEX	Capital Expenditure (Despesas de Capital)
CC	Corrente Contínua
CIA	Central Intelligence Agency (Agência Central de Inteligência)
DoD	Depth of Discharge (Profundidade de Descarga)
EAGB	Empresa de Eletricidade e Águas da Guiné-Bissau
GHI	Irradiância Global Horizontal
GII	Irradiância Global Inclinada
GWh	Gigawatt-hora
ISC	Corrente de Curto-Circuito
kVA	Quilovolt-ampere
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
LCOE	Levelized Cost of Energy (Custo Nivelado de Energia)
LFP	Lítio-Fosfato de Ferro
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)

MWp	Megawatt-pico
VPL	Valor Presente Líquido
O&M	Operação e Manutenção
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OMVG	Organização para o Valorização do Rio Gâmbia
PR	Performance Ratio (Índice de Desempenho)
PV	Photovoltaic (Fotovoltaico)
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável
SEforALL	Energia Sustentável para Todos
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
VA	Volt-Ampère
Voc	Voltage Open Circuit (Tensão de Circuito Aberto)

LISTA DE SÍMBOLOS

Σ	Soma (somatório)
O	Custo operacional anual
R_t	Receita líquida no ano t
C_t	Custo operacional no ano t
E_t	Energia entregue no ano t
P	Potência (W ou kW)
R	Taxa de desconto anual
%	Porcentagem
W	Watt
Wh	Watt-hora
H	Hora
M	Mega
K	Quilo
Q	Energia (kWh)
μ	Média
Δ	Variação (delta)
n	Vida útil do projeto
I	Corrente (A)
V	Tensão (V)

kWh/m ² /dia	Irradiação solar média diária
CO ₂	Dióxido de Carbono (kg/ano)
€	Euro

Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1. Objetivos.....	17
1.1.1. Objetivo geral	17
1.1.2. Objetivos específicos.....	17
1.2. Justificativa.....	18
1.3. Organização do Trabalho.....	19
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	20
2.1. Geração Distribuída:.....	20
2.2. Microrredes.....	21
2.3. Energia Solar Fotovoltaica	22
2.3.1. Princípios de Funcionamento	22
2.3.2. Tipos Células Fotovoltaicas	22
2.3.3. Inversores	23
2.3.4. Modelos de Sistemas Fotovoltaicos	24
2.3.4.1. O Sistema Fotovoltaico Isolados	24
2.3.4.2. O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR).....	25
2.3.4.3. Sistemas Híbridos	26
2.4. Sistemas de Armazenamento de Energia.....	27
2.4.1. Tipos de Baterias	28
2.4.1.1. Baterias de Chumbo-Ácido	28
2.4.1.2. Bateria de níquel sólido	29
2.4.1.3. Baterias de Lítio (LiFePO4)	29
2.4.1.4. Bateria Solar de Fluxo	30
3. CARACTERIZAÇÃO DO BAIRRO SÃO PAULO EM GUINÉ-BISSAU.....	31
3.1. Contextualização Geográfica.....	31
3.2. Caracterização do sistema energético da Guiné-Bissau	33
3.3. Delimitação e Justificativa do Caso de Estudo (São Paulo).....	34
4. METODOLOGIA.....	36
4.1. Modelagem da Carga da Comunidade.....	36
4.1.1. Determinação do perfil de carga de consumo ou estimativa do consumo e potência instalada.	37
4.1.2. Dimensionamento do tamanho do sistema (área e número de módulos)	37
Cálculo da área necessária:.....	39

Dimensionamento do Ângulo de Inclinação dos Módulos.....	40
4.1.3. Dimensionamento da capacidade do inversor	41
4.1.4. Dimensionamento da capacidade do armazenamento	44
4.2. Estratégia de Operação Híbrida (PV + Bateria + Diesel).....	46
4.3. Resumo dos Equipamentos do Sistema	46
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	48
5.1. Análise Viabilidade Econômica e Social	49
5.1.1. Autonomia Energética	49
5.1.2. Performance Ratio (PR)	49
5.1.3. Viabilidade Econômica (LCOE, Payback e VPL).....	50
5.1.4 Consideração Sobre Sazonalidade.....	53
6. CONCLUSÃO.....	54
REFERÊNCIAS	56
ANEXO I - Dimensionamento do Sistema	59
ANEXO II - Cálculo de PR	66
ANEXO III - Resumo Econômico – LCOE e Payback (Cenário Guiné-Bissau).....	69

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos pilares fundamentais para o desenvolvimento econômico e social de qualquer nação. No contexto africano, particularmente na Guiné-Bissau, o acesso à eletricidade ainda constitui um dos principais desafios para a melhoria da qualidade de vida da população e para o fortalecimento das atividades produtivas. Grande parte do

território nacional, especialmente nas zonas periurbanas e rurais, permanece sem cobertura adequada da rede elétrica convencional, o que limita o desenvolvimento de comunidades e perpetua desigualdades regionais. A matriz elétrica nacional é caracterizada predominantemente pela utilização de geradores a diesel, responsáveis por um fornecimento caro, irregular e ecologicamente insustentável. O país convive com limitações estruturais significativas, que incluem a ausência de um sistema interligado robusto, alto nível de perdas técnicas e comerciais, falta de investimentos contínuos, e uma distribuição concentrada na capital Bissau, deixando grande parte das regiões periféricas e rurais sem atendimento adequado. Essa realidade agrava a vulnerabilidade social e econômica da população, especialmente em bairros periféricos, como o Bairro São Paulo, onde o acesso à energia permanece restrito, instável e insuficiente diante das necessidades básicas da comunidade.

Nos últimos anos, as microrredes elétricas — também conhecidas como *microgrids* — têm se apresentado como uma alternativa tecnológica promissora para a eletrificação descentralizada e sustentável. Essas estruturas permitem o fornecimento autônomo de energia a partir de fontes renováveis locais, como solar, eólica e biomassa, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e fortalecendo a segurança energética. Além disso, as microrredes oferecem flexibilidade operacional, maior resiliência frente a falhas no sistema principal e potencial de integração com redes inteligentes (*smart grids*), alinhando-se às tendências globais de transição energética e descarbonização.

Nesse contexto, destaca-se a importância dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), estabelecidos pela Organização das Nações Unidas (ONU) em 2015 como parte da Agenda 2030. Entre esses objetivos, o ODS 7 — Energia Acessível e Limpa busca assegurar o acesso universal, confiável, sustentável e a preço acessível à energia moderna para todos. A promoção de microrredes em países em desenvolvimento, como a Guiné-Bissau, insere-se diretamente nesse propósito, pois contribui para ampliar a cobertura elétrica, diminuir

desigualdades e incentivar o uso de fontes renováveis, reduzindo os impactos ambientais.

Em Bissau, capital do país, observa-se um cenário caracterizado por demanda crescente por energia elétrica e infraestrutura limitada. Nesse contexto, a implantação de microrredes em bairros específicos — como o bairro São Paulo — pode representar uma solução viável para ampliar o acesso à eletricidade, promovendo desenvolvimento econômico, inclusão social e sustentabilidade ambiental. Entretanto, para que essa solução seja efetiva, é necessário compreender não apenas os aspectos técnicos e econômicos envolvidos, mas também as implicações sociais e comunitárias da sua implementação.

A relevância deste estudo reside na possibilidade de oferecer subsídios técnicos e estratégicos para a formulação de políticas públicas e projetos de energia sustentável na Guiné-Bissau, contribuindo para o avanço da eletrificação rural e urbana, a redução da pobreza energética e o cumprimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, especialmente o ODS 7, que visa garantir energia acessível e limpa para todos.

1.1. Objetivos

Os objetivos deste trabalho visam direcionar a pesquisa acerca do uso de microrredes como alternativa para a ampliação do acesso à energia elétrica e a promoção do desenvolvimento sustentável em Bissau, com foco no bairro São Paulo. A definição de metas claras permite compreender de que forma a adoção de soluções descentralizadas de geração de energia pode contribuir para reduzir a dependência de fontes não renováveis e fortalecer a infraestrutura energética local.

1.1.1. Objetivo geral

Avaliar como as microrredes podem contribuir para a promoção da eletrificação em Bissau e para a redução da dependência de fontes não renováveis de energia.

1.1.2. Objetivos específicos

Para atingir o objetivo geral, este estudo propõe-se a:

- Analisar os recursos energéticos renováveis que podem ser utilizados em microrredes

isoladas;

- Identificar as comunidades que podem se beneficiar com a implantação de microrredes em Bissau, com ênfase no bairro São Paulo;
- Estudar os aspectos técnicos, econômicos e sociais relacionados à implementação de uma microrrede no referido bairro, considerando sua viabilidade e impacto local.

1.2. Justificativa

A razão para a escolha deste tema decorre da inquietação como estudante guineense de Engenharia de Energias, a partir de uma observação sobre a realidade energética do país.

A Guiné-Bissau é um país em que a maior parte da população ainda não possui acesso à energia elétrica, tanto na capital (Bissau), quanto nas regiões e cidades do interior. O fornecimento de eletricidade é altamente centralizado na capital, deixando muitas comunidades rurais sem acesso à energia. Embora a cidade de São Paulo esteja próxima de Bissau, a energia que chega nela é intermitente e nem toda a população tem acesso a mesma.

Por isso, pensar numa fonte de energia mais acessível como é o caso de Solar, pode ser bastante útil para que a maior parte da população tenha acesso à carga. Outrossim, a energia elétrica disponibilizada à população pela Eletricidade e Água da Guiné-Bissau (EAGB) é originada de fontes fósseis (termelétrica a diesel).

Embora haja uma leve diversificação na matriz energética com a introdução de energia hidráulica da Organização para o Valorização do Rio Gâmbia (OMVG), essa contribuição ainda é modesta. Portanto, é fundamental incentivar o uso de fontes de energia limpa, como a solar e demais renováveis (ADJOINO INDI et al., 2025).

Com o crescimento da demanda por eletricidade, é necessário encontrar soluções sustentáveis que estejam em sintonia com a transição energética, reduzindo o uso de diesel na produção de energia elétrica e o consumo excessivo de biomassa convencional. Assim, torna-se cada vez mais importante promover fontes de energia mais limpas, como a energia solar abordada nesta monografia.

1.3. Organização do Trabalho

O trabalho está dividido em seis (6) capítulos, organizados de forma a conduzir o leitor desde a contextualização do tema até a apresentação dos resultados e a conclusão do estudo.

O Capítulo 1 apresenta uma visão geral, destacando a importância da energia elétrica para o desenvolvimento da Guiné-Bissau, e a relevância das microrredes como solução sustentável. Inclui os objetivos gerais e específicos, a justificativa da escolha do tema e a organização do trabalho.

No Capítulo 2 é apresentada a fundamentação teórica com o conhecimento essencial sobre microrredes, sistemas fotovoltaicos e os contextos geográfico e energético da Guiné-Bissau. Este capítulo fornece a estrutura teórica necessária para a compreensão do projeto; incluindo funcionamento de sistemas isolados, conectados à rede e híbridos.

No Capítulo 3 é apresentado o caso de estudo do bairro de São Paulo, na cidade de Bissau em Guiné-Bissau, apresentando a descrição da área de estudo e a caracterização do sistema elétrico local.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia adotada para estimar a demanda energética local e dimensionar o sistema fotovoltaico híbrido. Incluindo os cálculos de potência, área, distribuição dos módulos, banco de baterias e dimensionamento dos inversores.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos no dimensionamento da microrrede, como a geração anual estimada, taxas de cobertura, PR e desempenho técnico, incluindo previsões energéticas, econômicas e operacionais. Aborda também os impactos sociais e ambientais da solução proposta.

O Capítulo 6 apresenta a síntese das principais conclusões, reforçando a previsão técnica, econômica e social da implantação de microrredes solares no bairro São Paulo (Guiné-Bissau). Além disso, indica recomendações para estudos futuros.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Geração Distribuída:

A geração distribuída (GD) refere-se à produção de energia elétrica realizada próxima ao ponto de consumo, em contraposição ao modelo tradicional de geração centralizada, no qual grandes usinas estão localizadas a longas distâncias dos consumidores finais. Essa proximidade espacial entre geração e carga confere à GD um papel estratégico no contexto da modernização dos sistemas elétricos, da integração de fontes renováveis e da ampliação do acesso à energia em regiões remotas ou com infraestrutura limitada.

No cenário internacional, a GD tem se destacado como uma solução capaz de reduzir perdas elétricas, aumentar a confiabilidade do fornecimento e diversificar a matriz energética. Em países com redes frágeis ou com elevado índice de perdas técnicas e comerciais, como ocorre no contexto guineense, sua adoção se torna ainda mais relevante. A descentralização permite que comunidades produzam sua própria energia, reduzindo a dependência de grandes linhas de transmissão, que muitas vezes são sujeitas a falhas operacionais e interrupções frequentes.

A expansão da geração distribuída também está diretamente associada à popularização das fontes renováveis, especialmente a energia solar fotovoltaica. O avanço tecnológico, a queda dos custos dos equipamentos e a implementação de políticas de incentivo têm consolidado sistemas fotovoltaicos como uma das principais modalidades de GD em diversos países. Essa combinação de fatores possibilita que consumidores individuais, empreendimentos comerciais, órgãos públicos e comunidades inteiras se tornem produtores de energia, ampliando sua autonomia energética e contribuindo para a transição energética global.

Além dos benefícios operacionais e econômicos, a GD desempenha um papel importante do ponto de vista socioambiental. A utilização de fontes limpas reduz emissões de gases de efeito estufa, promove o desenvolvimento sustentável e gera oportunidades de capacitação técnica e empregos locais. Em comunidades isoladas ou rurais, a geração distribuída pode representar a diferença entre dispor de acesso contínuo à energia ou depender de sistemas caros, poluentes e instáveis, como geradores a diesel.

Por todas essas características, a geração distribuída constitui um dos pilares fundamentais para o desenvolvimento de microrredes. Seu uso permite que essas redes operem

de forma isolada (*off-grid*) ou conectada ao sistema principal (*on-grid*), oferecendo maior flexibilidade e resiliência. Assim, compreender os princípios da GD é essencial para analisar a proposta de implantação de microrredes sustentáveis, especialmente em regiões que enfrentam desafios estruturais em seus sistemas elétricos.

2.2. Microrredes

As microrredes consistem em sistemas locais de energia que podem operar de maneira autônoma ou conectada à rede elétrica convencional. Reunindo diferentes fontes distribuídas, como painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, sistemas de armazenamento e geradores convencionais, possibilitando a geração, armazenamento e a gestão da energia em uma área geográfica definida. De acordo com Lasseter (2002), as microrredes representam uma evolução natural dos sistemas de geração distribuída, ao proporcionar maior controle, confiabilidade e estabilidade no fornecimento de energia elétrica.

Esses sistemas apresentam alta flexibilidade e escalabilidade, o que permite sua adaptação às demandas energéticas de diferentes contextos, desde pequenas comunidades rurais até grandes centros urbanos.

Além disso, as microrredes podem ser projetadas para atender a diferentes perfis de carga, abrangendo desde residências individuais até agrupamentos maiores de consumidores, como campi universitários, hospitais, bases militares e bairros inteiros. Essa adaptabilidade faz com que as microrredes sejam consideradas soluções estratégicas para a expansão de sistemas elétricos em regiões que apresentam restrições estruturais, garantindo maior segurança energética, maior penetração de fontes renováveis e redução de perdas no sistema (GUERRERO; CHANDRA; ZHOU, 2013). Conforme Haridas (2025), as possibilidades de customização permitem que cada microrrede seja configurada de acordo com requisitos específicos de confiabilidade, autonomia e sustentabilidade, tornando esse modelo particularmente relevante para países em desenvolvimento, como a Guiné-Bissau.

Nesse contexto, a Guiné-Bissau enfrenta desafios significativos no setor elétrico, incluindo perdas técnicas e comerciais que alcançam aproximadamente 47%, uma das mais altas da África Ocidental. Diante desse cenário, a implementação de microrredes apresenta-se como uma alternativa estratégica para mitigar tais limitações. A microrrede proposta opera de forma descentralizada, com geração próxima ao consumidor final, o que reduz drasticamente as perdas de transmissão e distribuição, uma vez que a energia é produzida dentro da própria

comunidade, diminuindo distâncias, melhorando a eficiência e elevando a confiabilidade do suprimento local.

2.3. Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica constitui uma das principais tecnologias para geração distribuída e descentralizada, sendo amplamente utilizada em projetos de microrredes devido à sua modularidade, baixo custo operacional e abundância do recurso solar em regiões tropicais. Seu funcionamento baseia-se na conversão direta da radiação solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico, fenômeno descoberto por Edmond Becquerel em 1839 e amplamente desenvolvido pela indústria a partir da segunda metade do século XX. Em países com alta irradiação global, como Guiné-Bissau, a aplicação de sistemas fotovoltaicos representa uma alternativa eficiente, econômica e ambientalmente sustentável.

2.3.1. Princípios de Funcionamento

A conversão da energia solar em eletricidade ocorre por meio do efeito fotovoltaico, princípio físico no qual a radiação incidente sobre materiais semicondutores gera pares elétron-lacuna que são separados pelo campo elétrico interno de uma junção p-n, produzindo uma corrente elétrica utilizável. A corrente e a tensão produzidas por uma célula fotovoltaica variam de acordo com as características do material semicondutor, a quantidade de luz solar recebida, a temperatura ambiente e o tipo de conexão do sistema.

Cada célula opera como um pequeno gerador de corrente contínua, fornecendo tipicamente entre 0,5 V e 0,7 V; dessa forma, para atingir níveis adequados de tensão e potência, as células são associadas eletricamente em série, quando se deseja elevar a tensão total do sistema, ou em paralelo, quando o objetivo é aumentar a corrente elétrica (CRESESB, 2014).

2.3.2. Tipos Células Fotovoltaicas

O módulo fotovoltaico é o equipamento responsável por captar a radiação solar e convertê-la em energia elétrica. Os módulos fotovoltaicos tradicionais eram geralmente fabricados com 60 ou 72 células completas. Nas tecnologias modernas, os módulos fotovoltaicos utilizam 120, 132 ou 144 células half-cut, que são células cortadas ao meio com o objetivo de reduzir perdas ôhmicas e melhorar o desempenho térmico. Esse tipo de

configuração proporciona maior eficiência e maior densidade de potência, sendo amplamente empregado em usinas solares de médio e grande porte. (Aslam et al., 2022)

As tecnologias mais usadas são células fotovoltaicas feitas de silício cristalino que podem ser monocristalino e policristalino.

As células fotovoltaicas de silício monocristalino apresentam as maiores eficiências entre as tecnologias convencionais, variando entre 15% e 22%. Essa vantagem resulta do processo de fabricação pelo método Czochralski, que gera cristais de alta pureza, garantindo melhor desempenho mesmo com perdas durante o corte dos lingotes. As células possuem cantos arredondados para evitar pontos de curto-circuito e exibem coloração uniforme, característica do processo produtivo. Por serem mais eficientes, requerem menos área de instalação e mantêm bom rendimento sob baixa luminosidade (EVOSOLAR, 2020).

As células de silício policristalino apresentam menor custo porque seu processo de fabricação é menos rigoroso que o das células monocristalinas, o que resulta em eficiência um pouco inferior. Podem ser produzidas por corte de lingotes, fitas ou por deposição de filmes, métodos que geram cristais com diferentes tamanhos e níveis de impurezas. Em escala industrial, alcançam eficiências próximas de 12,5% (CRESESB, 2014).

Neste trabalho, módulos monocristalinos de 555 Wp, devido à sua maior eficiência energética, mesmo em dias nublados, e melhor aproveitamento da radiação solar sob condições típicas de operação, o que resulta em maior produção por área quando comparado a outros tipos de módulos.

2.3.3. Inversores

Os inversores têm o papel fundamental de converter a energia elétrica de corrente contínua (CC), proveniente dos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (CA), permitindo sua aplicação em equipamentos e sistemas que operam com essa forma de energia. Essa conversão é necessária porque a maior parte das cargas elétricas residenciais, comerciais e industriais como motores, televisores, computadores e eletrodomésticos exige alimentação em CA para funcionar corretamente.

Dessa forma, o inversor atua como o elo entre a geração fotovoltaica e o consumo, garantindo compatibilidade entre a fonte de energia e os dispositivos alimentados (PEREIRA; GONÇALVES, 2008).

Além da conversão CC/CA, os inversores modernos vêm equipados com um conjunto de funções inteligentes que aumentam a eficiência, a segurança e a confiabilidade do sistema fotovoltaico. Entre elas, destaca-se o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), que reajusta continuamente as condições de operação dos módulos para extrair a potência máxima disponível conforme as condições de irradiação e temperatura variam. Outra característica fundamental é o controle de tensão e frequência, que permite ao inversor operar em sincronismo com a rede elétrica ou com outras fontes de geração distribuída.

Os inversores atuais também oferecem mecanismos de proteção elétrica, como detecção de ilhamento, proteção contra sobrecargas, curtos-circuitos, subtensão e sobretensão, além de sistemas de monitoramento local e remoto, que permitem o acompanhamento em tempo real da geração, desempenho e eventuais falhas. (PEREIRA; GONÇALVES, 2008.)

Neste trabalho, foi empregado um inversor híbrido capaz de operar tanto conectado à rede elétrica quanto em conjunto com bancos de baterias e fontes auxiliares, como geradores. Tal inversor permite maior flexibilidade operacional, assegurando o fornecimento de energia mesmo em casos de falha na rede pública, além de possibilitar estratégias de armazenamento, gerenciamento inteligente da carga e maior autonomia energética.

2.3.4. Modelos de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias principais: **sistemas isolados (off-grid)**, **sistemas conectados à rede elétrica (on-grid)** e **sistemas híbridos**. Essa classificação considera o modo de integração do sistema à rede pública de energia e as estratégias adotadas para o gerenciamento da eletricidade gerada. Cada categoria apresenta características operacionais próprias e diferentes possibilidades de aplicação, que serão detalhadas nos tópicos seguintes.

2.3.4.1. O Sistema Fotovoltaico Isolados

Os sistemas off-grid, também chamados de sistemas isolados da rede elétrica, funcionam de forma independente.

Segundo Cordeiro e Couceiro (2024), os sistemas off-grid não são conectados à rede

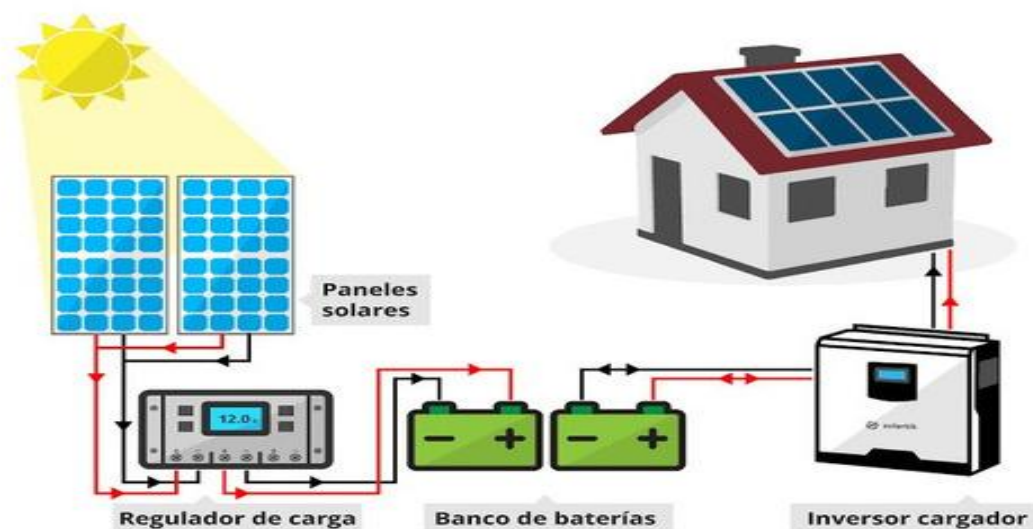
elétrica, geram energia elétrica através de placas fotovoltaicas de maneira independente. Em outras palavras, são completamente autônomas e sustentáveis.

Eles utilizam bancos de baterias para armazenar a energia produzida, e quando não há mais sol por exemplo a noite, essa energia que é armazenada através de baterias e utilizada para o consumo. Eles são localizados ou utilizados em áreas com pouco acesso à eletricidade.

São encontrados, sobretudo, em locais de difícil acesso à energia elétrica, onde normalmente a transmissão ou a distribuição de energia ainda não é possível. Igualmente, apresentam muitas vantagens, especialmente em regiões com baixa densidade populacional e abastecimento precário de energia elétrica.

Entre os principais locais de aplicação desses sistemas, destacam-se propriedades rurais, como fazendas e sítios, além de estacionamentos, praias etc., como mostra figura 1.

Figura 1 - Esquema do sistema off-grid



Fonte: Hertz Solar

2.3.4.2. O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCD)

O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCD), conhecido internacionalmente como on-grid, é integrado à rede elétrica convencional.

De acordo com Bortoloto et al. (2017), o sistema de geração de energia solar ligado à rede, conhecido com *on-grid*, funciona como gerador de energia elétrica, que usa energia solar como fonte para produzir a eletricidade. Este sistema não precisa de baterias para

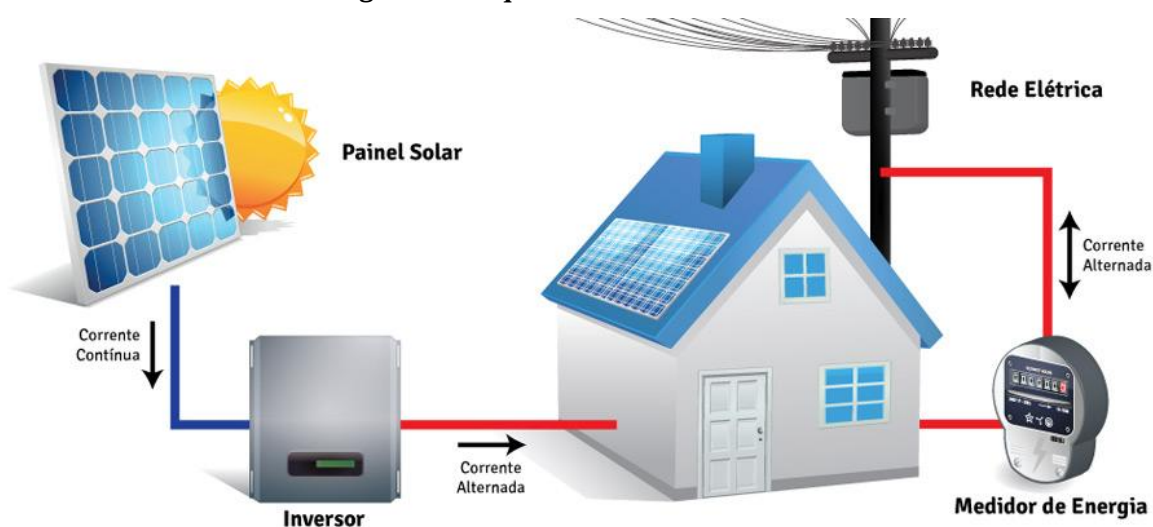
armazenamento de energia. Toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é usada diretamente nas cargas, ou seja, nos aparelhos e equipamentos.

Esse sistema é formado por painéis solares que transformam energia solar em energia elétrica através de corrente contínua para alternada por meio de inversores. Pode ser classificado em dois tipos:

Centralizada que funciona como usina de grande porte, localizado distante dos consumidores e descentralizada que são instalados próximas ao local de consumo integrando a edificações, pequeno porte.

A vantagem que esse sistema possui é que ele transfere a energia para a rede quando há excedente, e retira durante o pôr do sol ou quando houver mais necessidade de consumo ou seja, a rede elétrica atua como backup, armazenando o excesso e fornecendo quando necessário, como mostra a figura 2.

Figura 2 - Esquema de um sistema on-Grid



Fonte: Hertz Solar

2.3.4.3. Sistemas Híbridos

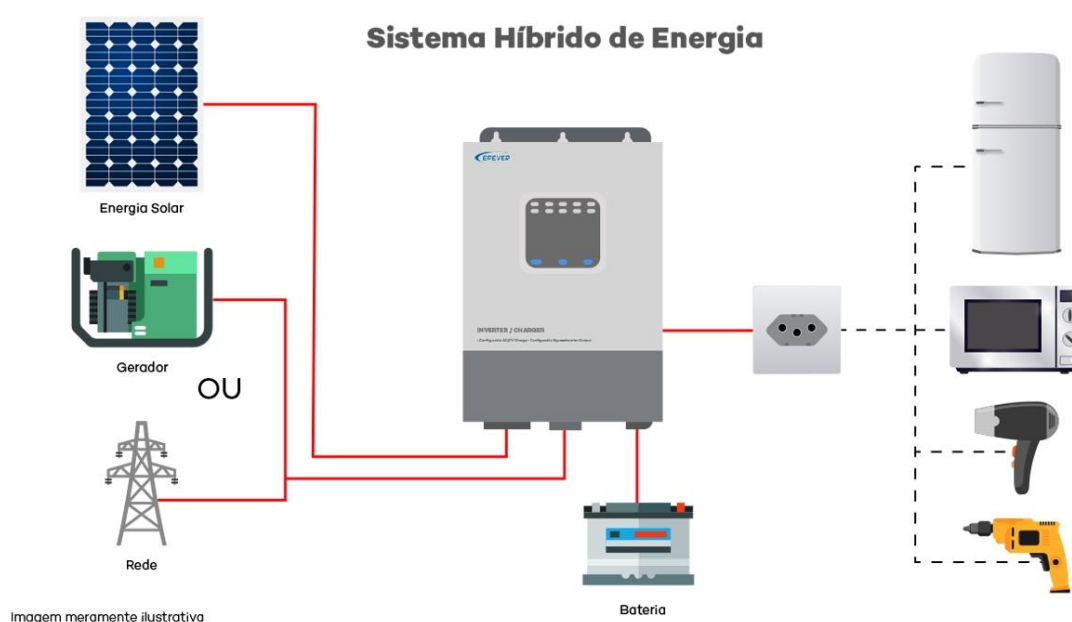
O sistema híbrido é visto como uma das alternativas eficazes para comunidades isoladas, principalmente nas regiões com acesso limitado à rede elétrica convencional. De acordo com Silva, Severino e Oliveira (2010), o sistema híbrido funciona com mais de uma fonte de energia ao mesmo tempo.

Isso significa que, se uma das fontes falhar ou estiver indisponível por um tempo, pode ser substituída pela outra fonte, mantendo o funcionamento do sistema e garantindo que o fornecimento de energia elétrica continue sem interrupções e por um longo período.

O funcionamento de um sistema fotovoltaico híbrido é simples e eficiente. Durante o período diurno, os painéis solares convertem a radiação solar em energia elétrica, utilizada para suprir a demanda local, diminuindo a dependência da rede pública de energia. Quando ocorre produção excedente, essa energia é direcionada para o banco de baterias, possibilitando seu aproveitamento em momentos posteriores.

Nos períodos em que a geração solar não é suficiente como à noite ou em dias nublados. Sistema pode acionar o gerador a diesel, garantindo a continuidade do fornecimento de energia. Além disso, essa integração entre diferentes fontes aumenta a autonomia, a flexibilidade e a confiabilidade do sistema energético. Eden Global Solutions (2024), como mostra figura 3.

Figura 3 - Esquema de um sistema Híbrido



Fonte: Neosolar

2.4. Sistemas de Armazenamento de Energia

Os sistemas de armazenamento de energia desempenham um papel fundamental na operação de microrredes, sobretudo em regiões onde a rede elétrica apresenta elevados níveis de instabilidade ou inexistência total de infraestrutura. Em sistemas fotovoltaicos, o

armazenamento permite compensar a intermitência natural da geração solar, garantindo continuidade no fornecimento durante períodos noturnos ou de baixa irradiação. Além disso, proporciona maior confiabilidade, melhora a qualidade da energia e permite a operação em modo isolado com estabilidade de tensão e frequência. Dessa forma, o armazenamento é um elemento central na viabilidade técnica de microrredes híbridas em contextos como Guiné-Bissau, onde a energia elétrica é frequentemente limitada e dispendiosa.

2.4.1. Tipos de Baterias

A seleção da tecnologia de armazenamento é determinante para o desempenho, a durabilidade e o custo total do sistema. Diferentes tipos de baterias apresentam características específicas quanto à vida útil, eficiência, manutenção, profundidade de descarga e custo, o que requer uma avaliação criteriosa conforme o perfil de carga e as condições operacionais da microrrede.

2.4.1.1. Baterias de Chumbo-Ácido

As baterias de Chumbo-Ácido são as mais antigas e economicamente acessíveis. Devido ao baixo preço de aquisição, têm sido frequentemente utilizadas em projetos isolados da rede elétrica. No entanto, são menos duráveis e seu desempenho requer manutenção periódica. Com um custo inicial reduzido e boa disponibilidade no mercado, tornam-se uma alternativa comum em sistemas de pequeno porte ou mesmo em instalações com restrições financeiras (GETPOWER, 2025).

Figura 4 - Baterias de Chumbo-Ácido



Fonte: GETPOWER

2.4.1.2. Bateria de níquel sólido

As baterias de níquel sólido são fabricadas a partir de materiais primários amplamente disponíveis, como níquel, ferro e cloreto de sódio, elas se mostram muito mais benéficas e seguras em comparação com outras tecnologias de armazenamento fotovoltaico. Além disso, apresentam custos relativamente baixos. Entre suas principais vantagens destacam-se a boa densidade energética, a elevada eficiência e a longa vida útil (RENTEL, 2020).

Figura 5 - Bateria de níquel sólido



Fonte:PortalSolar

2.4.1.3. Baterias de Lítio (LiFePO₄)

As baterias de lítio são uma das tecnologias mais avançadas para sistemas de energia solar e se destacam por seu desempenho superior e alta confiabilidade, especialmente na versão LiFePO₄, ou fosfato de ferro-lítio. Esse tipo de bateria tem uma vida útil consideravelmente maior, de até 10 a 15 anos, em comparação com as baterias de chumbo-ácido.

Figura 6 - Baterias de Lítio (LiFePO₄)



Fonte: Neosolar

Suas vantagens incluem alta eficiência e alta densidade de energia, o que permite maior capacidade de armazenamento ocupando menos espaço físico. Outro benefício relevante é a alta profundidade de descarga, permitindo que até cerca de 80% da capacidade total seja utilizada sem qualquer prejuízo à vida útil do equipamento. Operando em uma ampla faixa de temperaturas, as baterias de lítio são praticamente estáveis e não requerem manutenção. Além disso, sem a possibilidade de vazamento ou corrosão, são muito mais seguras em comparação com a tecnologia convencional de chumbo-ácido (GETPOWER, 2025).

2.4.1.4. Bateria Solar de Fluxo

As baterias de fluxo utilizam uma solução líquida composta por zinco-brometo que flui continuamente entre tanques internos, sendo esse movimento responsável pelo armazenamento da energia gerada. Nesse tipo de tecnologia, a capacidade de armazenamento está diretamente relacionada ao volume dos tanques: quanto maiores eles forem, mais energia a bateria poderá armazenar. Diferentemente das demais tecnologias de baterias fotovoltaicas, os sistemas de fluxo alternam de manutenção periódica para evitar prejuízos em sua eficiência ao longo do tempo (RENTEL, 2020).

Figura 7 - Bateria Solar de Fluxo



Fonte: Portal Solar

Para este projeto, a bateria BYD B-Box Premium LVS 15.4 foi escolhida por oferecer alta segurança, eficiência e durabilidade, graças à tecnologia LiFePO_4 utilizada, que possui excelente estabilidade térmica e longa vida útil. Além disso, este modelo oferece ampla compatibilidade com inversores híbridos, incluindo certificações de segurança e desempenho

comprovadas, tornando-se uma solução confiável e tecnicamente viável para o sistema fotovoltaico proposto.

3. CARACTERIZAÇÃO DO BAIRRO SÃO PAULO EM GUINÉ-BISSAU

A caracterização do contexto territorial e socioeconômico é etapa fundamental para a avaliação da viabilidade de implantação de microrredes em comunidades com acesso limitado à energia elétrica. O Bairro São Paulo, localizado na cidade de Bissau, apresenta particularidades demográficas, infraestruturais e sociais que influenciam diretamente o dimensionamento, a operação e os impactos esperados de um sistema elétrico descentralizado. A análise dessas condições permite compreender não apenas o perfil de consumo energético local, mas também as necessidades específicas da população, os desafios estruturais do ambiente urbano e as oportunidades de desenvolvimento proporcionadas pela eletrificação sustentável.

Este capítulo tem como objetivo apresentar uma visão abrangente do Bairro São Paulo, abordando sua localização, formação histórica, características populacionais, condições socioeconômicas, atividades produtivas e a atual infraestrutura de serviços públicos, com ênfase no fornecimento de energia elétrica. A partir dessa contextualização, busca-se evidenciar os fatores que justificam a adoção de uma microrrede solar híbrida como solução tecnicamente adequada e socialmente relevante. Além disso, a caracterização detalhada serve de base para os capítulos seguintes, nos quais são analisados o consumo energético, o dimensionamento dos componentes e a viabilidade do projeto para atender às necessidades da comunidade.

Assim, ao compreender a realidade do Bairro São Paulo de forma ampla e estruturada, torna-se possível estabelecer uma relação direta entre as limitações enfrentadas no contexto atual e os benefícios potenciais da eletrificação por meio de microrredes, contribuindo para a tomada de decisão informada e para o desenvolvimento sustentável da região.

3.1. Contextualização Geográfica

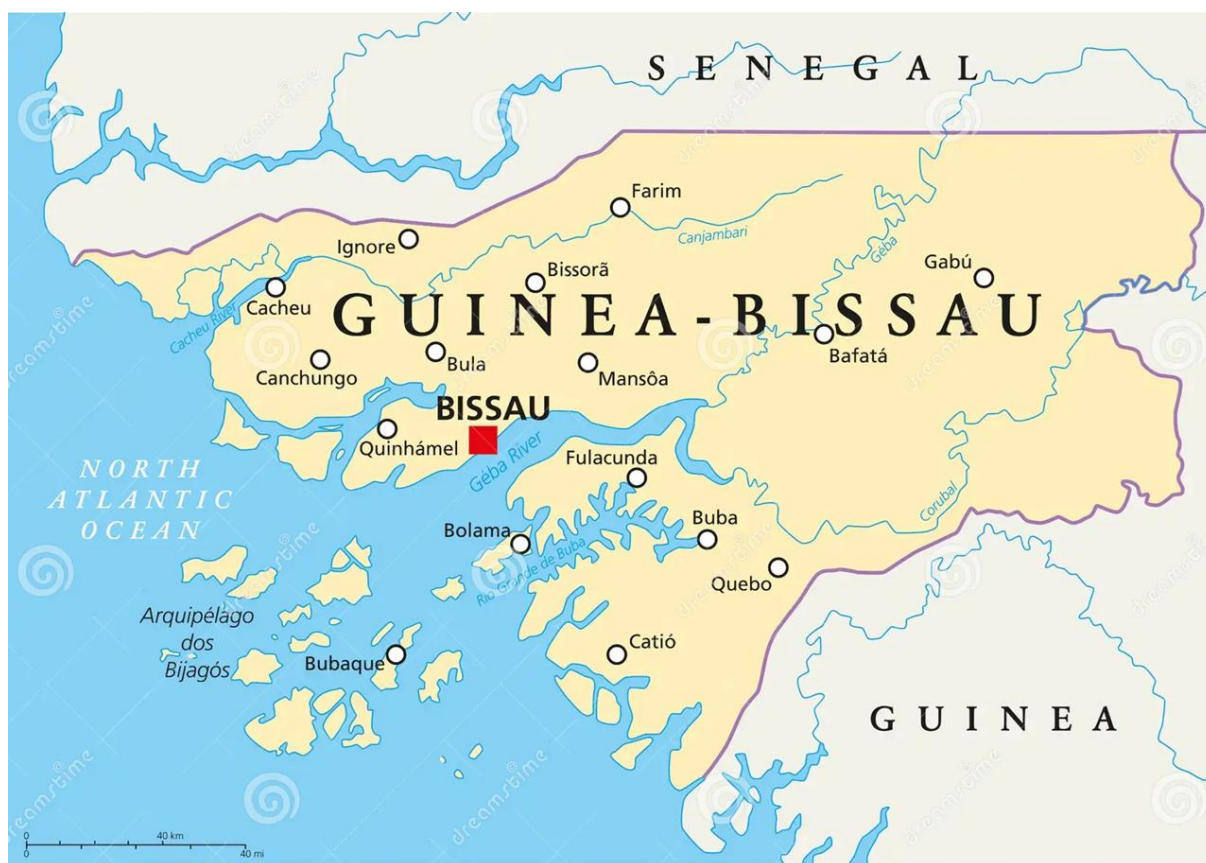
A Guiné-Bissau é um país localizado na costa ocidental do continente africano, limitado ao Norte pelo Senegal, a Leste e ao Sul pela Guiné Conacri e a Oeste pelo Oceano Atlântico. O

território situa-se entre as latitudes 11° e 13° Norte e as longitudes 13° e 17° Oeste, abrangendo uma área total de 36.125 km², dos quais cerca de 27.700 km² correspondem à superfície emersa, em virtude da baixa altitude média em relação ao nível do mar. (ALER, 2018).

De acordo com estimativas recentes da CIA World Factbook (2024), a população total da Guiné-Bissau em 2024 é de aproximadamente 2.132.325 habitantes. Do ponto de vista administrativo, o país está dividido em oito regiões que seguem:

Bafatá, Biombo, Bolama/Bijagós, Cacheu, Gabú, Oio, Quinara e Tombali além do Setor Autônomo de Bissau, que é a capital nacional. O território guineense é composto por uma parte continental e outro insular, que inclui o Arquipélago dos Bijagós, formado por cerca de 90 ilhas e ilhéus, dos quais 17 são habitados (ALER, 2018)

Figura 8 - Mapa político de Guiné-Bissau com as regiões e limitações geográficas



Fonte: Dreamtime

A língua oficial e institucional do país é o português. No entanto, a maior parte de sua população só fala Criolo e dialetos étnicos compostos por diferentes grupos, entre os quais se destacam os Balantas (30%), os Fulas ou Fulani (30%), os Manjacos (14%), os Mandingas

(13%) e os Papel (7%), e outros grupos menores que representam cerca de 6% da população (CIA World Factbook, 2024).

3.2. Caraterização do sistema energético da Guiné-Bissau

O sistema energético da Guiné-Bissau caracteriza-se por uma elevada dependência de combustíveis fósseis, evidenciada pela predominância da geração térmica a diesel.

A produção de energia elétrica é majoritariamente assegurada pela empresa Karpower, que opera centrais térmicas flutuantes, enquanto a Empresa de Eletricidade e Águas da Guiné-Bissau (EAGB) é responsável pelas atividades de transmissão e distribuição. Essa estrutura revela uma concentração significativa da oferta energética em fontes não renováveis, o que impõe desafios relevantes à diversificação da matriz e à promoção de uma transição energética sustentável no país (ADJOINO INDI, 2022)

A Guiné-Bissau enfrenta desafios estruturais em todas as etapas do setor energético, abrangendo desde a produção primária até os processos de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

A limitação no acesso à energia elétrica constitui um dos principais entraves ao desenvolvimento socioeconômico nacional, uma vez que uma parcela expressiva da população ainda não dispõe de fornecimento contínuo e confiável. Ademais, o país carece de um planejamento energético integrado e de longo prazo, capaz de orientar a formulação de políticas públicas eficazes e de promover uma gestão sustentável dos recursos energéticos de que dispõe (ADJOINO INDI et al. 2025).

A infraestrutura elétrica nacional caracteriza-se por um sistema fragmentado e de limitada fiabilidade operacional. A ausência de uma rede interligada acentua a vulnerabilidade do fornecimento interno, restringindo a capacidade de compensação em casos de falhas ou interrupções no sistema.

A rede existente apresenta configuração predominantemente radial, na qual a energia gerada é distribuída diretamente aos consumidores, sem mecanismos de redundância que assegurem maior estabilidade e continuidade no abastecimento. Ademais, o sistema é marcado por elevadas perdas técnicas e comerciais de eletricidade, que atingem aproximadamente 47%, ultrapassando à média da África Ocidental, estimada em torno de 30% (ALER, 2018)

Apesar dos desafios estruturais, a Guiné-Bissau delineou, no âmbito do planeamento energético, metas ambiciosas de transição para fontes renováveis. Segundo projeções do Sustainable Energy for All - Implementation Plan (SEforALL IP ,2017), estima-se que, até 2030, o sistema elétrico do país seja constituído por aproximadamente 85% de geração proveniente de fontes renováveis, com cerca de 54% de origem hídrica, enquanto apenas 15% da produção seria assegurada por centrais térmicas convencionais.

A implementação dessas metas reduziria significativamente a predominância de fontes não renováveis no mix energético nacional. Contudo, desde a formulação dessas projeções, não foram estabelecidas estratégias de curto e médio prazo que possibilitem a materialização desses objetivos, comprometendo a consistência e a efetividade do plano de transição energética (ALER, 2018).

3.3. Delimitação e Justificativa do Caso de Estudo (São Paulo)

O Bairro São Paulo, localizado na cidade de Bissau, foi selecionado como a área de referência para a avaliação da microrrede de energia elétrica. Esta escolha é fundamental para a viabilidade do estudo, dado que o bairro apresenta particularidades demográficas, infraestruturais e sociais que demandam uma solução descentralizada.

A área delimitada para a intervenção possui 1,87 km² de extensão e 6,37 km de perímetro, conforme medições geoespaciais obtidas por meio de ferramentas digitais de mapeamento. A região tem características predominantemente residenciais.

A justificativa para a escolha deste caso está diretamente ligada aos desafios estruturais do sistema elétrico nacional, que se concentra majoritariamente na capital Bissau e é marcado pela elevada dependência de geradores a diesel. Essa dependência resulta em um fornecimento caro, irregular e ecologicamente insustentável. No Bairro São Paulo, o sistema elétrico existente é limitado, apresentando falhas recorrentes, o que torna o fornecimento de energia instável e insuficiente para atender às necessidades da comunidade. Essa realidade agrava a vulnerabilidade social da população e restringe o desenvolvimento local.

Diante desse contexto de restrição no acesso à eletricidade, o presente estudo propõe a implantação de uma usina solar fotovoltaica para suprir a demanda energética local. O sistema foi dimensionado com capacidade instalada de 3 MWp (Megawatt-pico). Essa potência é

necessária para atender o consumo anual estimado do bairro de São Paulo, que é de 6.245.325 kWh por ano, garantindo um fornecimento contínuo e sustentável.

A viabilidade técnica do projeto é reforçada pelas condições geográficas e climáticas locais. A região de São Paulo caracteriza-se por relevo plano e elevada incidência de radiação solar ao longo do ano, fatores que favorecem a instalação do sistema fotovoltaico e asseguram sua eficiência operacional.

O empreendimento será configurado como uma microrrede solar híbrida, projetada para maior estabilidade e continuidade no suprimento energético. A solução técnica envolve a integração de 5.405 módulos fotovoltaicos a um sistema de armazenamento composto por 754 baterias de lítio-fosfato de ferro (LiFePO_4), projetado para assegurar uma autonomia operacional de até 12 a 14 horas no fornecimento elétrico.

Portanto, o Bairro São Paulo configura-se como um local estratégico e socialmente relevante, pois a implementação da microrrede servirá para ampliar o acesso à energia elétrica, reduzir a dependência de fontes não renováveis, e potencialmente, ser um modelo replicável para futuras iniciativas de eletrificação sustentável na Guiné-Bissau.

4. METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho foi desenvolvida de maneira sistemática, com o propósito de dimensionar um sistema fotovoltaico híbrido com armazenamento de energia, projetado para atender à demanda elétrica do bairro de São Paulo, situado na cidade de Bissau, Guiné-Bissau.

Inicialmente, realizou-se uma estimativa do número de habitantes da cidade de São Paulo, etapa fundamental para o cálculo da demanda energética local. Para tanto, empregou-se uma metodologia quantitativa baseada na relação entre a área do bairro e a população total. Essa etapa mostrou-se essencial para a determinação do consumo total de energia elétrica a ser atendido pelo sistema proposto.

4.1. Modelagem da Carga da Comunidade

A carga foi estimada usando 677 kWh/ano per capita de consumo de energia elétrica da Guiné-Bissau e a população local (9.225 hab.). Isso implica perfil de carga plano, reconhecido como simplificação, uma vez que cargas reais apresentam variação horária e sazonal.

É importante considerar que essa simplificação não representa a variabilidade real do consumo, que inclui picos de demanda no início da noite, flutuações sazonais e redução de carga durante o dia. Perfis reais podem afetar a taxa de cobertura calculada (78%), especialmente em horários de demanda específicos. Essa limitação foi considerada na análise crítica e reforça a necessidade de estudos futuros com profundidade real de carga.

A população total de Bissau foi estimada em 439.704 habitantes (dados de 2024), e sua área total, delimitada por meio do Google Maps, corresponde a 89,13 km². A área do bairro de São Paulo, igualmente demarcada utilizando a mesma ferramenta, totalizou 1,87 km². Considerando-se uma distribuição populacional heterogênea, aplicou-se uma regra de três simples para estimar o número de habitantes do bairro, com base na relação proporcional entre a área do bairro e a população total da cidade.

Os dados empregados neste estudo foram obtidos a partir de fontes secundárias e por meio de ferramentas de georreferenciamento, conforme descrito a seguir:

- População de Bissau: 439.704 habitantes (dados de 2024);

- Área total da cidade: 89,13 km², delimitada por meio do Google Maps;
- Área da cidade de São Paulo: 1,87 km², também delimitada via Google Maps.

Com os dados disponíveis foi possível calcular o número de habitantes

Assim, obteve-se:

$$N = \frac{1,87 \text{ km}^2 \times 439.704 \text{ hab}}{89,13 \text{ km}^2} = 9.225 \text{ habitantes}$$

4.1.1. Determinação do perfil de carga de consumo ou estimativa do consumo e potência instalada.

A demanda total de energia elétrica do bairro foi estimada em 6.245.325 kWh/ano, a partir do consumo per capita anual de 677 kWh por habitante e de uma população de 9.225 habitantes, conforme mostrado na Equação (1).

$$E_{\text{total}} = 9.225 \times 677 = 6.245.325 \text{ kWh/ano} \quad (1)$$

Esse valor corresponde ao consumo anual total da localidade analisada e serviu como base para o dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica apresentado na sequência.

4.1.2. Dimensionamento do tamanho do sistema (área e número de módulos)

A potência necessária do sistema fotovoltaico foi estimada a partir da relação entre a energia anual demandada e a média de horas de insolação diária, metodologia amplamente utilizada em dimensionamentos preliminares de sistemas solares (CRESESB, 2014). Assim, aplicou-se a Equação (2):

$$P_{\text{FV}} = \frac{E_{\text{total}}}{365 \times 5,48} = 3.122,35 \text{ kW} \quad (2)$$

Com base na média de insolação de **5,48 h/dia**, o sistema foi dimensionado para uma potência nominal aproximada de **3 MWp (3.000 kWp)**, necessária para suprir a demanda energética da localidade. Esse valor representa a capacidade instalada requerida para atender o consumo anual, considerando o aproveitamento médio da radiação solar e as perdas inerentes ao sistema fotovoltaico.

Características Técnicas do Sistema Fotovoltaico

O sistema proposto foi configurado com 5.405 módulos fotovoltaicos de 555 Wp, fabricados com tecnologia de silício monocristalino e apresentando eficiência de 21,5%. A potência total instalada do arranjo fotovoltaico é de 3.000.000 Wp (3 MWp), conforme apresentado na Tabela 1.

A quantidade de módulos necessária para atingir essa potência foi calculada pela relação entre a potência total instalada e a potência nominal de cada módulo, conforme a Equação (3):

$$N = \frac{P_{\text{instalada}}}{P_{\text{módulo}}} \quad (3)$$

Substituindo-se os valores:

$$N = \frac{3.000 \text{ kW}}{0,555 \text{ kW}} = 5.405 \text{ módulos}$$

Assim, obteve-se o total de 5.405 módulos fotovoltaicos, valor adotado no dimensionamento do sistema.

Tabela 1 : características gerais do sistema fotovoltaico

Parâmetro	Valor	Unidade
Potência do módulo	555	Wp
Número de módulos	5.405	unid.
Potência total instalada	3.000	kWp
Eficiência média	21,5	%
Área total ocupada	13.962,5	m ²
Horas de sol pleno	5,48	h/dia

Fonte: o autor

A adoção de módulos fotovoltaicos de 555 Wp para a composição da microrrede solar proposta fundamenta-se em critérios técnicos, econômicos e logísticos que os tornam particularmente adequados ao contexto do Bairro São Paulo, em Guiné-Bissau. Em primeiro lugar, módulos desta faixa de potência pertencem à atual geração de painéis de alta eficiência,

baseados majoritariamente em células monocristalinas, oferecendo melhor desempenho em condições de elevada irradiância e altas temperaturas que são características climáticas comuns em Bissau.

Do ponto de vista da otimização do espaço físico, módulos de 555 Wp apresentam uma relação potência–área mais favorável quando comparados a modelos de menor potência, permitindo atingir a capacidade instalada desejada de 3 MWp com menor número de unidades. Essa redução no número total de módulos implica menor área ocupada no solo, menor quantidade de estruturas de suporte, cabos, conectores e proteções, reduzindo significativamente o custo global de instalação e os desafios logísticos em regiões com infraestrutura limitada.

A Figura 5 apresenta um módulo de 555Wp fabricado pela empresa chinesa Trina Solar. O **painel solar Half Cell de 555W** monocristalino possui 144 células com excelente eficiência do módulo fotovoltaico de 21,5%.

Figura 9 - Módulo solar de 555 Wp



Fonte: Trina Solar

Cálculo da área necessária:

A determinação da área necessária para a instalação do sistema fotovoltaico é uma etapa fundamental do dimensionamento, pois influencia diretamente a escolha do local, o arranjo físico dos módulos e a viabilidade do projeto. Para isso, é necessário, inicialmente, conhecer as

dimensões físicas dos módulos utilizados, dado que a área total do arranjo depende da área unitária de cada equipamento (CRESESB, 2014; RÜTHER, 2017).

Os módulos fotovoltaicos de 555 Wp adotados pertencem à categoria industrial Large Format (182 mm) e apresentam dimensões médias de 2,278 m de comprimento e 1,134 m de largura, valores típicos para painéis dessa classe, como o modelo Trina Solar Vertex S 555 W e outros equivalentes disponíveis no mercado (TRINA SOLAR, 2023). Assim, a área de cada módulo pode ser calculada pela Equação (4):

$$A = 2,278 \text{ m} \times 1,134 \text{ m} \approx 2,58 \text{ m}^2 \quad (4)$$

Com base na configuração adotada, composta por 5.405 módulos fotovoltaicos de 555 Wp, cada unidade possui área útil aproximada de 2,58 m², conforme suas dimensões padronizadas. Para considerar os espaçamentos técnicos necessários para ventilação, segurança, sombras e manutenção, aplicou-se um fator adicional de 20%, valor recomendado em estudos de ocupação de usinas solares (CRESESB, 2014). Assim, a área ocupada por módulo passa a ser de aproximadamente 3,10 m².

A área total estimada para a instalação do arranjo fotovoltaico é dada por:

$$A_{\text{total}} = 5.405 \times 3,10 = 16.755,5 \text{ m}^2 \quad (5)$$

Portanto, a área total necessária para a implantação dos módulos fotovoltaicos é de **16.755,5 m²**, o que representa uma estimativa realista e alinhada às práticas recomendadas para o dimensionamento físico de usinas solares.

Dimensionamento do Ângulo de Inclinação dos Módulos

O ângulo da inclinação foi realizada com base na latitude geográfica do local de instalação, conforme as recomendações apresentadas na Tabela 2 encontrada no manual *Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules*.

Tabela 2: Ângulo de Inclinação

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: *Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules*

De acordo com esse manual, para locais situados entre as latitudes de 11° e 20°, o ângulo de inclinação recomendado (α) deve ser igual à latitude do local. Considerando que Guiné-Bissau está localizada a aproximadamente 11,86° de latitude norte, adotou-se um ângulo de inclinação de 11,86°. Como o país encontra-se no hemisfério norte, a orientação dos módulos deve ser voltada para o sul, de modo a otimizar a captação da radiação solar direta ao longo do ano.

4.1.3. Dimensionamento da capacidade do inversor

A seleção dos inversores é uma etapa crítica no dimensionamento de usinas fotovoltaicas, pois influencia diretamente o desempenho, a confiabilidade e a eficiência global do sistema. Optou-se pelos **inversores híbridos Solatek Mega de 500 kW** devido à sua alta capacidade de processamento de corrente contínua, ampla janela de operação do MPPT, compatibilidade com módulos de alta potência (classe 182 mm), além da robustez necessária para operação em plantas de grande porte. Esses equipamentos apresentam ainda elevada eficiência (>98%) e arquitetura modular que facilita a distribuição das strings, características recomendadas pela literatura técnica para sistemas de grande escala (CRESESB, 2014; RÜTHER, 2017).

A conversão da energia gerada em corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) foi realizada por meio de **seis inversores híbridos Solatek Mega de 500 kW**, totalizando **3 MW de potência de conversão**, conforme recomendação de proporcionalidade entre potência dos módulos e potência nominal de inversores para usinas fotovoltaicas de grande porte

(CRESESB, 2014; RÜTHER, 2017).

Para garantir o balanceamento da geração entre os equipamentos, a distribuição das strings foi organizada da seguinte forma:

- Cinco inversores configurados com 69 strings cada;
- Um inversor configurado com 70 strings.

Inicialmente, foram previstas 415 strings contendo 13 módulos em série, totalizando 5.395 módulos, valor inferior aos 5.405 módulos necessários para atender ao projeto. A solução adotada consistiu em manter o total de 415 strings, porém distribuindo-as da seguinte maneira:

- 405 strings com 13 módulos;
- 10 strings com 14 módulos.

As tensões das strings foram calculadas a partir da tensão em circuito aberto do módulo ($V_{oc} = 50,91 \text{ V}$), obtida de seu respectivo datasheet (TRINA SOLAR, 2023). Assim, obtêm-se:

$$V_{13} = 50,91 \times 13 = 661,83 \text{ V} \quad (6)$$

$$V_{14} = 50,91 \times 14 = 712,74 \text{ V} \quad (7)$$

Ambos os valores encontram-se dentro da faixa de operação do MPPT dos inversores (**450–850 V**) e abaixo da tensão máxima admissível (**1.000 V**), conforme especificações técnicas do fabricante (SOLATEK, 2023). A corrente de curto-circuito por string foi considerada como **13,98 A**.

A corrente total de entrada para cada inversor foi calculada da seguinte forma:

- Nos **cinco inversores com 69 strings**:

$$I = 69 \times 13,98 = 964,6 \text{ A} \quad (8)$$

- No **inversor com 70 strings**:

$$I = 70 \times 13,98 = 978,6 \text{ A} \quad (9)$$

Os valores calculados permanecem abaixo do limite máximo de **1.600 A** de corrente de entrada do equipamento, assegurando a operação segura, eficiente e dentro dos parâmetros

recomendados pelo fabricante.

A Tabela 3 apresenta um resumo das informações referentes à distribuição dos inversores e strings do sistema fotovoltaico projetado.

Tabela 3: Distribuição dos inversores e strings do sistema fotovoltaico

Faixa de Inversores	Quantidade de Inversores	Potência individual (kW)	Strings conectadas por inversor	Corrente total (A)
1 – 5	5	500	69	964,6
6	1	500	70	978,0
Total	6	—	415	—

A Figura 10 apresenta os inversores híbridos Solatek Mega 500 kW, com entrada fotovoltaica de até 720 kW, faixa de operação MPPT de 250V a 850V fabricados pela empresa Solatek Power Technology Co., Ltd e suas características técnicas são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4: Características Técnicas do Inversor Solatek Mega Hybrid (500 kW)

Parâmetro	Unidade	Valor
Potência nominal (AC)	kW	500
Potência máxima (AC)	kVA	550
Tensão nominal	V	400
Corrente nominal	A	722
Tensão máxima de entrada FV	V	1000
Potência máxima FV	kW	720
Faixa de tensão MPPT	V	250 – 850
Tensão do banco de baterias	V	500 – 850
Temperatura de operação	°C	30°C a 55°C

Fonte: Solatek, 2023

Figura 10 - Inversor híbrido Solatek Mega 500 kW



Fonte: Solatek, 2023.

4.1.4. Dimensionamento da capacidade do armazenamento

O sistema de armazenamento de energia foi dimensionado para atender a 50% da demanda diária da microrrede, equivalente a 8.555,24 kWh/dia (calculos no anexo). Para esse propósito, foram selecionadas baterias BYD B-Box Premium LVS 15.4, cada uma operando com tensão nominal de 51,2 V, capacidade de 300 Ah, eficiência de 95% e profundidade de descarga (DoD) de 80%, características que asseguram elevada confiabilidade e vida útil adequada ao perfil operacional do sistema.

Considerando as correções relativas às perdas do sistema e ao rendimento efetivo das baterias, a capacidade total necessária de armazenamento foi estimada em 11.256,89 kWh, o que corresponde a um banco total de 17.318 Ah. Para atingir essa capacidade, o sistema foi configurado com 13 baterias ligadas em série por conjunto, de modo a atingir a tensão operacional desejada, e 58 conjuntos em paralelo, totalizando 754 baterias no arranjo final.

A Figura 11 apresenta a bateria **BYD B-Box Premium LVS 15.4** fabricado pela empresa BYD Company Limited, uma multinacional com sede na China, cujas características técnicas são apresentadas pel Tabela 5.

Figura 11 - Bateria BYD B-Box Premium LVS 15.4



Fonte: BYD, 2024

Tabela 5: Características Técnicas da Bateria BYD Battery-Box Premium LVS

Parâmetro	Unidade	Valor (Modelo LVS 23.0)
Capacidade útil	kWh	23,04
Tensão nominal	V	51,2
Faixa de tensão operacional	V	40 – 59
Corrente máxima de saída	A	250
Corrente de pico (5 s)	A	360
Tecnologia das células	—	Lítio-Fosfato de Ferro (LFP), livre de cobalto
Eficiência ida/volta	%	≥ 95
Temperatura operacional	°C	-10 a +50
Peso	Kg	262
Aplicações	—	On-grid / On-grid + Backup / Off-grid
Garantia	Anos	10

Fonte: BYD, 2024.

A Tabela 6 apresenta a distribuição do banco de baterias e a quantidade de strings conectadas a cada inversor. Essa configuração garante a estabilidade operacional e permite que o sistema armazene energia suficiente para períodos de baixa insolação, garantindo a continuidade da alimentação.

Tabela 6: A distribuição do banco de baterias e a quantidade de strings conectadas a cada inversor

Inversor	Strings	Baterias
1 a 5	69	625
6	70	129
Total	415	754

Fonte: própria

4.2. Estratégia de Operação Híbrida (PV + Bateria + Diesel)

O sistema PV+Bateria atende 78% da demanda do bairro de São Paulo. Os 22% restantes serão supridos por dois mecanismos: a rede pública (quando disponível) e um gerador a diesel de apoio com capacidade de 750kW sendo acionado exclusivamente em situações de emergência, como períodos prolongados de baixa irradiação solar, descargas profundas do banco de baterias, picos inesperados de demanda ou falhas temporárias do sistema fotovoltaico. Ele atua como backup em períodos de baixa geração ou demanda elevada.

A redução estimada do uso de diesel é de 78%, com impacto direto na diminuição de emissões de CO₂ e na economia com despesas de combustível e manutenção.

4.3. Resumo dos Equipamentos do Sistema

Esta seção apresenta um resumo completo dos equipamentos que compõem a microrrede fotovoltaica híbrida proposta através da Tabela 7, incluindo os módulos fotovoltaicos, inversores híbridos, banco de baterias e o gerador diesel de backup. A consolidação desses componentes permite entender a infraestrutura do sistema e sua capacidade de geração e armazenamento de energia.

Tabela 5: Especificações dos principais equipamentos do sistema

Equipamento	Quantidade	Características Técnicas Principais	Função no Sistema
Módulos Fotovoltaicos (555 Wp)	5.405	555 Wp; monocristalino; Voc = 50,3 V; Isc = 13,98 A; eficiência 21,5%	Geração de energia em corrente contínua
Inversores Híbridos Solatek 500 kW	6	500 kW AC; entrada FV até 720 kW; faixa MPPT 250–850 V; eficiência > 98%	Conversão CC/CA e gerenciamento da bateria, controle da microrrede
Banco de Baterias LFP	754	51,2 V; 300 Ah por módulo; tecnologia LiFePO ₄ ; profundidade de descarga (DoD) 80%; eficiência > 95%	Armazenamento de energia,
Gerador Diesel (Backup)	1	750 kW; acionamento automática; operação emergencial	Emergência

Fonte: própria

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta os resultados do dimensionamento do sistema fotovoltaico híbrido desenvolvido para o bairro da cidade de São Paulo, na Guiné-Bissau. Os dados consolidados dos principais parâmetros técnicos definidos durante o projeto incluindo estimativas de consumo, capacidade instalada, número de equipamentos, área necessária, previsão de produção de energia e dimensionamento do sistema de armazenamento são apresentados na Tabela 8.

Tabela 6: Resumo consolidado dos resultados do projeto

Parâmetro	Valor obtido	Unidade
Consumo anual estimado	6.245.325	kWh/ano
Potência total instalada	3.000	kWp
Módulos fotovoltaicos	5.405	unid.
Área total	13.962,5	m ²
Ângulo de inclinação	11.86° N	graus
Inversores híbridos	6	unid.
Capacidade de armazenamento	11.256,89	kWh
Baterias	754	unid.
Geração anual estimada (PR = 0,81)	4,86	GWh/ano

Fonte: própria

Os resultados obtidos confirmam a viabilidade técnica e operacional do sistema fotovoltaico híbrido proposto, cuja potência instalada de 3 MWp é suficiente para suprir a maior parte da demanda elétrica do bairro de São-Paulo.

Com base na energia solar disponível na região e na configuração adotada, o sistema é capaz de atender cerca de 78% do consumo anual, garantindo fornecimento contínuo e confiável de eletricidade.

5.1. Análise Viabilidade Econômica e Social

5.1.1. Autonomia Energética

O banco de baterias foi dimensionado para armazenar aproximadamente 50% do consumo diário do bairro, garantindo autonomia entre 12 e 14 horas. Essa capacidade permite suprir todo o período noturno — quando não há produção fotovoltaica — sem acionar imediatamente o gerador a diesel, assegurando continuidade no fornecimento. Ampliar o sistema para 24 horas de autonomia duplicaria o investimento no armazenamento, sem ganhos proporcionais de desempenho ou confiabilidade, conforme indicam boas práticas de engenharia de sistemas híbridos (IRENA, 2021; CRESESB, 2014). Assim, a autonomia adotada representa um ponto de equilíbrio técnico-econômico.

5.1.2. Performance Ratio (PR)

O **Performance Ratio (PR)** é um indicador que expressa o rendimento real do sistema em relação ao rendimento teórico, considerando perdas por temperatura, sombreamento, cabeamento, incompatibilidades e eficiência dos inversores. O valor calculado foi **PR = 0,81**, que se encontra dentro da faixa típica para regiões tropicais (**0,75–0,85**), conforme relatado em estudos internacionais (FRAUNHOFER ISE, 2023).

O PR foi determinado pela **Equação (10)**:

$$PR = \frac{E_{\text{Grid}}}{GII \times P_{\text{nomPV}}} \quad (10)$$

Onde:

- E_{Grid} : energia útil entregue à carga (kWh/ano);
- GII : Irradiação Global no Plano Inclinado (kWh/m²/ano);
- P_{nomPV} : potência nominal instalada do sistema fotovoltaico (kWp).

Os valores utilizados foram:

$$E_{\text{Grid}} = 4.860.480 \text{ kWh/ano}$$

$$GII = 2.000,2 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$$

$$P_{\text{nomPV}} = 3.000 \text{ kWp}$$

Aplicando na equação:

$$PR = \frac{4.860.480}{2.000,2 \times 3.000} \approx 0,8100 \approx 0,81$$

Com o PR calculado, estimou-se o percentual de atendimento da demanda anual do bairro, conforme a **Equação (11)**:

$$Cobertura = \frac{E_{Grid}}{E_{bairro}} \quad (11)$$

Considerando:

$$E_{bairro} = 6.245.325 \text{ kWh/ano}$$

obtem-se:

$$Cobertura = \frac{4.860.486}{6.245.325} \approx 0,78 = 78\%$$

Assim, o sistema fotovoltaico é capaz de suprir aproximadamente **78%** da demanda elétrica anual da comunidade.

5.1.3. Viabilidade Econômica (LCOE, Payback e VPL)

a) Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) representa o custo médio por kWh produzido ao longo da vida útil do sistema, sendo amplamente utilizado para avaliar e comparar fontes de geração (IBM, 2024; IRENA, 2021).

A equação geral, apresentada pela IRENA (2021), é dada pela **Equação (12)**:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{O}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+r)^t}} \quad (12)$$

Onde:

- I : investimento inicial (CAPEX);
- O : custo operacional anual (OPEX);
- E : energia gerada por ano;
- r : taxa de desconto;
- n : vida útil do projeto.

Dados utilizados

- **CAPEX total:** € 4.764.085,54
- Painéis: $5.405 \times € 89,32 = € 482.774,60$
- Inversores: $6 \times € 37.200 = € 223.200,00$
- Baterias: $754 \times € 5.382,11 = € 4.058.110,94$
- **Energia anual estimada (E):** 4.860.486 kWh/ano
- **Vida útil (n):** 25 anos
- **Taxa de desconto (r):** 10 %
- **O&M anual:** € 95.281,71/ano

Aplicando os valores na Equação (12):

$$LCOE = \frac{4.764.085,54 + \sum_{t=1}^{25} \frac{95.281,71}{(1 + 0,10)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{4.860.486}{(1 + 0,10)^t}}$$
$$LCOE = 0,1276 \text{ €/kWh}$$

O valor obtido é substancialmente inferior à tarifa média da Guiné-Bissau (€ 0,33/kWh), segundo dados do World Bank (2020), demonstrando forte competitividade econômica frente à energia fornecida pela EAGB e a geradores particulares a diesel.

b) Payback

O *Payback* expressa o tempo necessário para recuperar o investimento inicial. A fórmula utilizada é apresentada na **Equação (13)** (FONSECA; BRUNI, 2010):

$$Payback = \frac{I}{R - O} \quad (13)$$

Onde:

- *I*: CAPEX total;
- *R*: receita anual bruta;
- *O*: custos anuais de operação.

Aplicando os valores:

$$Payback = \frac{4.764.085,54}{983.828,55 - 95.281,71}$$

$$Payback \approx 5 \text{ anos}$$

O período corresponde aproximadamente a **5 anos e 4 meses**, considerado excelente para empreendimentos energéticos.

c) Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL é uma das metodologias mais robustas para avaliação de investimentos, pois considera o valor do dinheiro ao longo do tempo (FONSECA; BRUNI, 2010). A fórmula geral está apresentada na **Equação (14)**:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{F}{(1+r)^t} - I \quad (14)$$

Onde:

- *F*: fluxo de caixa anual líquido;
- *r*: taxa de desconto;
- *n*: vida útil;
- *I*: investimento inicial.

Aplicando os valores:

$$VPL = \sum_{t=1}^{25} \frac{888.546,84}{(1 + 0,10)^t} - 4.764.085,54$$
$$VPL = 3.301.284,96 \text{ €}$$

O VPL positivo demonstra que o sistema **gera valor econômico**, reforçando sua viabilidade na realidade da Guiné-Bissau.

5.1.4 Consideração Sobre Sazonalidade

A sazonalidade não foi incorporada de forma explícita neste estudo devido à ausência de séries históricas mensais consolidadas de irradiância para a Guiné-Bissau. A utilização de dados incompletos poderia introduzir vieses significativos no dimensionamento energético e econômico do sistema. Em estudos preliminares de usinas solares, é prática consolidada adotar valores anuais médios de irradiação global, especialmente quando não há disponibilidade de dados mensais confiáveis, conforme recomendam manuais internacionais de engenharia solar (FRAUNHOFER ISE, 2023; IRENA, 2021).

Além disso, regiões tropicais de baixa latitude, como Bissau, apresentam flutuações sazonais reduzidas ao longo do ano, com variações típicas inferiores às observadas em zonas temperadas (SOLARGIS, 2022). Dessa forma, o uso da irradiância anual não compromete a robustez do dimensionamento energético, sobretudo porque o sistema analisado é híbrido (fotovoltaico + baterias + gerador diesel), o que minimiza o impacto de variações mensais na produção solar.

O Performance Ratio (PR) adotado, igual a 0,81, já incorpora perdas estruturais, térmicas, ambientais e operacionais compatíveis com climas tropicais úmidos, o que inclui parte dos efeitos sazonais. Assim, o emprego de valores médios anuais é tecnicamente adequado para a etapa de pré-dimensionamento e garante estimativas coerentes para geração, autonomia e viabilidade econômico-financeira do sistema.

6. CONCLUSÃO

O presente estudo conclui que a implantação de uma microrrede fotovoltaica híbrida no bairro São Paulo, em Bissau, constitui uma alternativa tecnicamente viável, economicamente vantajosa e socialmente relevante. Os resultados obtidos indicam que um sistema com potência instalada de 3 MWp, associado a um banco de baterias composto por 754 unidades, é capaz de atender até 78% da demanda anual da comunidade. Tal configuração promove a redução significativa da dependência de geradores a diesel, além de contribuir para o aumento da segurança e diversidade energética local.

Do ponto de vista técnico, o desempenho do sistema é expressivo, apresentando um Performance Ratio (PR) de 0,81 e geração anual estimada em 4,86 GWh. Esses indicadores confirmam que a região onde se localiza o Bairro de São Paulo possui condições favoráveis à exploração da energia solar em larga escala, reforçando o potencial de expansão de soluções renováveis no contexto regional.

A análise econômica reforça a atratividade do projeto, evidenciada por indicadores robustos, como o LCOE competitivo de 0,127 €/kWh, o payback inferior a seis anos e o Valor Presente Líquido (VPL) positivo. Estes resultados confirmam que o investimento não apenas se recupera em um período relativamente curto, mas também proporciona economia financeira ao longo do tempo, consolidando a viabilidade econômica da iniciativa.

Sob a perspectiva social, a microrrede proposta contribui para ampliar o acesso à eletricidade, melhorar a qualidade de vida da população local e gerar oportunidades para o desenvolvimento comunitário, impulsionando a sua economia.

Espera-se que, por meio da implementação deste projeto, o bairro de São Paulo possa reduzir significativamente sua dependência de energia termelétrica a diesel, atualmente fornecida pela Eletricidade e Água da Guiné-Bissau (EAGB). Tal iniciativa contribui para o avanço de uma transição energética mais sólida e limpa no país, servindo como referência para outras localidades, tanto nas periferias de Bissau quanto em zonas rurais. Além disso, o projeto oferece um modelo replicável na busca pela diminuição do uso de fontes de energia não renováveis em larga escala, promovendo desenvolvimento sustentável e fortalecimento da segurança energética regional.

Por fim, para trabalhos futuros, recomendam-se pesquisas que aprofundem a análise do perfil de carga horária real, aproximando-se de dados levantados da localidade em estudo, dos

custos operacionais específicos da região e dos impactos socioeconômicos diretos sobre a comunidade. Tais estudos permitirão aprimorar o dimensionamento do sistema, ampliar sua eficiência, expandir e incentivar a aplicabilidade de microrredes híbridas em diferentes contextos.

REFERÊNCIAS

- ALER – Associação Lusófona de Energias Renováveis. *Relatório Nacional de Energia Renovável – Guiné-Bissau 2018*. Lisboa: ALER, 2018. Disponível em: https://www.aler-renovaveis.org/contents/files/aler_relatorio_gb_2018.pdf. Acesso em: 3 nov. 2025.
- ALVES, Marliana de Oliveira Lage. *Energia solar: estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid*. 2019.
- ASLAM, Adnan et al. Advances in solar PV systems: A comprehensive review of PV performance, influencing factors, and mitigation techniques. *Energies*, v. 15, n. 20, p. 7595, 2022.
- BORTOLOTO, Valter A. et al. Geração de energia solar on grid e off grid. In: VI JORNACITEC – Jornada Científica e Tecnológica. 2017.
- CIA – Central Intelligence Agency. *The World Factbook: Guinea-Bissau*. Atualizado em 30 dez. 2024. Disponível em: <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/guinea-bissau/#geography>. Acesso em: 3 nov. 2025.
- CORDEIRO, Nicolás Duarte; COUCEIRO, Marcio Akira. Sistema fotovoltaico no Brasil e em Roraima e as diferenças entre os sistemas on grid e off grid. *Revista de Administração de Roraima – RARR*, v. 15, n. 1, p. 6, 2024.
- CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.
- EDEN GLOBAL SOLUTIONS. *Sistemas fotovoltaicos híbridos: la clave para la eficiencia energética en tu empresa*. 31 out. 2024. Disponível em: <https://edenglobalsolutions.com/sistemas-fotovoltaicos-hibridos-la-clave-para-la-eficiencia-energetica-en-tu-empresa/>. Acesso em: 30 out. 2025.
- FONSECA, Yonara Daltro da; BRUNI, Adriano Leal. Técnicas de avaliação de investimentos: uma breve revisão da literatura. 2006. Disponível em: <https://repositorio.ufba.br/bitstream/ri/25449/1/T%C3%A9cnicas%20de%20avalia%C3%A7%C3%A3o%20de%20investimentos%20uma%20breve%20revis%C3%A3o%20da%20literatura.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2025.
- FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS (ISE); PSE PROJECTS GmbH. *Photovoltaics Report*. Freiburg, 2023. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de>. Acesso em: 9 dez. 2025.
- FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE; PSE PROJECTS GmbH. *Photovoltaics Report*. Freiburg, 31 Oct. 2025. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>. Acesso em: 21 nov. 2025.
- GETPOWER. *Guia completo de bateria estacionária para energia solar*. 2025. Disponível em: <https://www.getpower.com.br/bateria-estacionaria-para-energia-solar/>. Acesso em: 3 dez. 2025.
- GUERRERO, J. M.; CHANDRA, A.; ZHOU, X. Hierarchical Control of Microgrids: Concepts, Solutions, and Challenges. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, n. 11, p. 2847–2860, 2013.

HARIDAS, A. *Microgrid Design and Energy Management Systems*. Singapore: Springer, 2025.

HARIDAS, Amrutha. *An Introduction to Microgrids: Benefits, Components and Applications for a Sustainable Energy Future*. The Energy Consortium, 2025. Disponível em: <https://energyconsortium.org/an-introduction-to-microgrids-benefits-components-and-applications-for-a-sustainable-energy-future/>. Acesso em: 31 out. 2025.

HATZIARGYRIOU, N. et al. *Microgrids: Architectures and Control*. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2014.

IBM. O que é custo nivelado de energia (LCOE)? Publicado em: 15 jun. 2024. Disponível em: <https://www.ibm.com/br-pt/think/topics/levelized-cost-of-energy>. Acesso em: 20 nov. 2025.

INDI, Ezi Adjoino. *Importância de planejamento integrado de recursos (PIR) para planejamento energético de longo prazo na Guiné-Bissau*. 2022.

INTELBRAS. *Datasheet de produto — Módulo Fotovoltaico C-555 (Monocristalino Half Cell 144 células 555)*. São José (SC): Intelbras, 2024. Disponível em: <https://backend.intelbras.com/sites/default/files/202406/RENO%20C%20555%20-%2006.2024.pdf>. Acesso em: 12 nov. 2024.

INTELLIGENTE. *Guinea-Bissau Population*. Worldometers. Disponível em: <https://www.worldometers.info/world-population/guinea-bissau-population>. Acesso em: 13 nov. 2024.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. Abu Dhabi: IRENA, 2021. Disponível em: <https://www.irena.org>. Acesso em: 9 dez. 2025.

IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2021*. Abu Dhabi: IRENA, 2022. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf. Acesso em: 20 nov. 2025.

LASSETER, R. H. Microgrids. In: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. New York: IEEE, 2002. p. 305–308.

PEREIRA, Osvaldo L. S.; GONÇALVES, Felipe F. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão-SC. *Revista Brasileira de Energia*, v. 14, n. 1, p. 25–45, 2008.

PLANO DE AÇÃO NACIONAL PARA A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA GUINÉ-BISSAU (PANEE). Guiné-Bissau: Ministério da Energia e Indústria, 2017. Disponível em: https://www.se4all-africa.org/fileadmin/uploads/se4all/Documents/Country_PANEE/Guinea_Bissau_Plan_de_Ac%C3%A7%C3%A3o_Nacional_para_a_Efici%C3%82ncia_Energe%C3%81tica.pdf. Acesso em: 11 nov. 2025.

PV MAGAZINE BRASIL. Microrredes integram de tudo e a todos: sistemas autônomos que combinam diferentes fontes de geração. Disponível em: <https://www.pv-magazine-brasil.com>. Acesso em: 27 out. 2025.

RENTEL. *Bateria solar*. Disponível em: <https://rentel.com.br/bateria-solar/>. Acesso em: 3 dez. 2025.

RÜTHER, R. *Energia Solar Fotovoltaica: conceitos, tecnologias e aplicações*. 3. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2017.

SOLARGIS. *Solar Resource Maps and GIS Data*. Bratislava, 2022. Disponível em: <https://solargis.com>. Acesso em: 9 dez. 2025.

SOLATEK. *Datasheet – Solatek Mega Hybrid Inverter 500 kW*. 2023. Disponível em: site do fabricante. Acesso em: 3 dez. 2025.

SOUZA, Kevin. Microrredes: como implementar geração distribuída eficiente. Watt Consultoria. Disponível em: <https://wattconsultoria.com.br/microrredes-como-implementar-geracao-distribuida-eficiente/>. Acesso em: 28 out. 2025.

STUDY FINANCE. *Payback Period | Formula, Example, Analysis, Conclusion*. Disponível em: <https://studyfinance.com/payback-period/>. Acesso em: 21 nov. 2025.

TRINA SOLAR. *Datasheet – Trina Solar Vertex S 555W*. 2023. Disponível em: <https://trinasolar.com>. Acesso em: 3 dez. 2025.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

WORLD BANK. *Guinea-Bissau Power Sector Policy Note*. Disponível em: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/603551614958568883/txt/Guinea-Bissau-Power-Sector-Policy-Note.txt>. Acesso em: 9 nov. 2025.

ANEXO I - Dimensionamento do Sistema

Estimativa da carga:

Consumo médio de Guiné-Bissau ---> 677 kWh/(ano /per capita)

Estimado o número de habitantes pela área do bairro

9225 habitantes

Consumo de energia do bairro

$$9225 \times 677 = 6245325 \text{ kWh/ano}$$

Dimensionar sistema fotovoltaico

Horas de sono pleno --> 5,48 horas/dia

$$\text{Potência} = 6245325 / (365 \times 5.48) = 3122.3503 \text{ kW}$$

3 MW --> a potência do sistema fotovoltaico

Dimensionamento de placas solar

calculando o número de modulo fotovoltaico, a potência de 555w

painéis de silício monocristalino com eficiência de até 21,5% com

$$N = 3000000\text{W}/555 = 5405 \text{ placas}$$

Calculando a área do sistema

$$A = (A \times L) = (2278 \times 1134) = 2,58 \text{ m}^2$$

$$A = 2,58 \text{ m}^2$$

$$A \text{ total} = 5405 \times 2,58 = 13962,5\text{m}^2$$

Divisão de 3MW para 3 usinas

$$1 = 1801$$

$$2 = 1802$$

$$3 = 1802$$

Determinação do ângulo da inclinação

Fórmula de cálculo da inclinação do painel: ângulo do local **11,86°**

$$\text{Inclinação} = \text{latitude} + (\text{latitude}^3)$$

$$\text{Inclinação} = 11,86^\circ$$

Dimensionamento do Inversor Híbrido Fotovoltaico

Dados do Projeto:

- Potência total da usina: 3 MW (ou 3.000 kW)
- Número total de módulos: 5405 módulos
- Potência máxima por módulo: 555 W
- Tensão de circuito aberto (Voc): 50,30 V
- Corrente de curto-circuito (Isc): 13,98 A
- Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto (BVoc): -0,0027/°C
- Temperatura mínima (Tmin): 20,5°C
- Temperatura de referência (Tref): 25°C

Especificações do Inversor (Solatek Mega 500kW):

Potência nominal: 500 kW

Faixa de MPPT: 450-850 V

Tensão máxima de entrada: 1000 V

Potência máxima de entrada: 720 kW

Corrente de saída nominal: 722 A

Tensão de saída: 400 V

1- Cálculo da Tensão de Circuito Aberto Corrigida

$$V_{ocorreto} = V_{oc} * (1 + BV_{oc} * (T_{min} - T_{ref}))$$

$$= 50,30 * (1 + (-0,0027) * (20,5 - 25))$$

$$= 50,30 * (1 + 0,01215) = 50,30 \times 1,01215 \approx \mathbf{50,91V}$$

2- Cálculo do número de módulos por string:

$$= 650V / 50,91 = 12,76 \text{ arredondado} = 13 \text{ módulos por string}$$

3- Tensão Total por String (Vstring)

$$V_{string} = V_{ocorreto} * \text{número de módulos por string}$$

$$= 50,91 \times 13 = \mathbf{661,83V}$$

$$= 50,91 \times 14 = \mathbf{712,74 V}$$

Ambos tensão **661,83V** e **712,74 V** está dentro da faixa de **450-850 V** do MPPT e abaixo do limite máximo de **1000 V**.

4- corrente por String (Iscstring)

$$I_{scstring} = 13,98 A$$

5- Número Total de Strings

Verificação dos cálculo de string

- $415 \text{ strings} \times 13 \text{ módulos} = 13 \times 415 = 5.395 \text{ módulos} \rightarrow \text{faltando } 10 \text{ módulos para atingir } 5.405.$

Ajuste de cálculo

- as 10 strings com 14 módulos e 405 strings com 13 módulos.
 - Módulos totais = $10 \times 14 + 405 \times 13 = 140 + 5.265 = \mathbf{5.405}$
 - Total de strings = $10 + 405 = 415 \text{ strings}$ (mesma quantidade de strings calculada inicialmente).

6- Número de Inversores

$$N^{\circ} \text{ inversores} = 3000\text{kW} / 500\text{kW} = 6 \text{ inversores}$$

7- Strings por Inversor

5 inversores continuam com **69 strings** ($69 \cdot 13 = 897$) módulos/inversor

1 inversor terá **70 strings** ($60 \times 13 + 10 \times 14 = 780 + 140 = 920$ módulos/inversor)

Verificação total de Módulos:

- Módulos para 5 inversores: $5 \cdot 897 = 4485$ módulos
- Módulos para 1 inversor: 910 módulos
- Total: $4485 + 920 = 5405$ módulos.

$$= 415 / 6 = 69 \text{ strings/inversor}$$

8- Cálculo da Corrente Total de Entrada CC por Inversor

$I_{cc\text{total}} = I_{cc\text{string}} \times \text{Strings por Inversor}$

$$13,98\text{A} \times 69 = 964,62 \text{ A}$$

$$13,98\text{A} \times 70 = 978,60 \text{ A}$$

964,62 A e 978,60 A estão abaixo do limite de **1600 A**. A corrente total de entrada CC por inversor está dentro dos limites, garantindo a operação segura e eficiente dos equipamentos

Nota: base de cálculo P_m da entrada / $V_{min\text{mppt}}$ **verificação:**

- Embora a especificação do inversor não declare explicitamente a corrente máxima de entrada, a potência máxima é **720 kW** com tensão máxima de 1000 V:

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{V_{min}} = \frac{720 \text{ kW}}{450 \text{ V}} = 1.600 \text{ A.}$$

1600 A é a corrente máxima de entrada CC que cada inversor Solatek Mega 500kW pode suportar

Tensão na temperatura de 75°C

Dados:

- $V_{mmp} = 42,27V$
- $BV_{mmp} = -0,0027/^{\circ}C$
- $T_{modulo} = 75^{\circ}C$
- $T_{ref} = 25^{\circ}C$

1- Cálculo da Tensão de Circuito Aberto Corrigida

$V_{occorrigido} = V_{mmp} * (1 + BV_{mmp} * (T_{modulo} - T_{ref}))$

$$\begin{aligned} &= 42,27 * (1 + (-0,0027) * (75^{\circ} - 25^{\circ})) \\ &= 42,27 * (1 - 0,0027 * 50) \\ &= 42,27 * (1 - 0,135) \approx \\ &= 42,27 * 0,865 = 36,56V \end{aligned}$$

Tensão Total da String (V_{mmp})

$V_{string} = V_{mmpcorrigido} * \text{número de módulos por string}$

$$\begin{aligned} &= 36,56 \times 13 = 475,28V \\ &= 36,56 \times 14 = 511,84 \end{aligned}$$

As Tensões **475,28V** e **511,84** estão dentro da faixa de **450-850 V** do MPPT e abaixo do limite máximo de **1000 V**.

Ligação para o Projeto

- **Ligação em Série:**
 - **Módulos em série:** 13 módulos por string.
 - **Tensão por string Voc:** 661,83 V. temperatura mínima
 - **Tensão por string V_{mmp} :** 475,28 V temperatura de operação máxima)
 - **Módulos em série:** 14 módulos por string.
 - **Tensão por string Voc:** 712,74 V. temperatura mínima
 - **Tensão por string V_{mmp} :** 511,84 V temperatura de operação máxima)
 - **Corrente por string:** 13,98 A.
 - **Número total de strings:** 415 strings (arredondado).
- **Ligação em Paralelo:**
 - **Strings em paralelo:** 5 inversores receberão **69 strings** cada.

- 1 inversor receberá **70 strings**.
- **Número de inversores:** 6 inversores.
- **Corrente total de entrada por inversor:**
- 964,62 A (a soma da corrente de 69 strings).
- Para 69 strings: $69 \cdot 13,98 = 964,62$ A
- Para 70 strings: $70 \cdot 13,98 = 978,6$ A
- Ambos os valores estão abaixo do limite máximo de entrada CC do inversor (1600 A).

DIMENSIONAMENTO DE BATERIAS * consumo de carga plana *

Dividimos o consumo anual de energia por 12 meses para obter o consumo mensal

Consumo mensal para diário = $6245325 \text{ kWh/ano} / 365 \text{ dias} = 17110,479 \text{ kWh/dia}$

Para obter metade do consumo diário, dividimos o valor por 2:

Metade do consumo diário = $17110,479 / 2 = 8555,239 \text{ kWh/dia}$

Energia Total (kWh) para Wh:

$8555,239 \text{ kWh/dia} \cdot 1000 = 8.555,239 \text{ Wh}$

$E_A = 8.555,239 \text{ Wh}$

Dados do dimensionamento de baterias:

Módulo escolhido: BYD B-Box Premium LVS 15.4.

- Tensão do sistema escolhida (Banco de baterias): 650 V
- Faixa de tensão do banco de baterias: 500–850 V
- Tensão nominal da bateria (Vbat): 51,2 V
- Capacidade de cada bateria (Cbat): 300 Ah
- Eficiência da bateria: 95% (0,95)
- Profundidade de descarga (DoD): 80% (0,80)
- Energia consumida diária (Ec): 8555239 Wh

O sistema de armazenamento foi projetado para suprir metade do consumo diário, o que corresponde a 8.555,24 kWh/dia. Utilizaram baterias BYD B-Box Premium LVS 15.4, com 51,2 V e 300 Ah cada, eficiência de 95% e profundidade de descarga (DoD) de 80%.

$$E_A = E_C / P_D$$

$E_A =$ energia armazenada no banco de baterias(Wh)

$E_C =$ Energia consumida(Wh)

P_D = profundidade de descarga, permitida

$$E_{A\text{corrigido}} = (8555239 \text{ Wh}) / (0,95 * 0,80) = 11256893 \text{ Wh}$$

Essa capacidade permite uma autonomia de aproximadamente 12 a 14 horas de operação contínua sem geração solar, garantindo o fornecimento de energia noturna e em dias de baixa insolação.

Capacidade total de banco de baterias em Ah:

$$C_{BANCO} = E_A / V_{BANCO}$$

$$C_{BANCO} = 11256893 \text{ Wh} / 650 \text{ V} = 17318 \text{ Ah}$$

Após as correções por perdas e eficiência, a energia armazenada totalizou 11.256,89 kWh , resultando em um banco de 17.318 Ah .

Número de baterias em série:

$$N_{BS} = V_{BANCO} / V_{BAT}$$

$$= 650 / 51.2 = 12.7 \text{ arredondamos para 13 baterias em serie}$$

Número de baterias em paralelo:

$$N_{BP} = C_{BANCO} / C_{BAT}$$

$$= 17318 \text{ Ah} / 300 \text{ Ah} = 57.7 \text{ arredondamos para 58 baterias em paralelo}$$

O sistema foi configurado com 13 baterias em série e 58 conjuntos em paralelo, totalizando 754 baterias.

O número total de baterias

$$N_{\text{total}} = N^{\circ} \text{serie} \times N^{\circ} \text{paralelo} = 13 \times 58 = 754 \text{ baterias.}$$

Resumo do Dimensionamento

- **Número de baterias em série (NBS): 13**
- **Capacidade do banco de baterias (CBANCO) 17.332 Ah**
- **Número de conjuntos em paralelo (NBP): 58**
- **Número total de baterias 754**
- **Energia armazenada no banco de baterias (EA): 11256893 Wh**

Determinação quantas baterias serão alocadas por inversor

Configuração Básica do Banco de Baterias

- **Número de baterias em série (NBS): 13 baterias.**
 - Isso é fixo para atender à tensão do sistema (650 V) e compatibilidade com o inversor.
- **Número de conjuntos em paralelo (NBP): 58.**
 - Cada conjunto paralelo tem 13 baterias em série.

Número total de baterias (NTOTAL):

$$NTOTAL = NBS \times NBP = 13 \times 58 = 754 \text{ baterias}$$

Distribuição Entre Inversores

O nosso projeto utilizamos 6 inversores, onde:

- **5 inversores recebem 69 strings cada.**
- **1 inversor recebe 70 strings.**

como a carga de baterias deve ser proporcional ao número de strings conectadas a cada inversor, a distribuição será feita de acordo com essa proporção

Baterias por inversor com 69 strings.

$$\begin{aligned} \text{Baterias por inversor} &= (\text{Numero de strings por inversor} / \text{Total de strings}) \times NTOTAL \\ &= (69/415) \times 754 \approx 125,3 \text{ baterias.} \end{aligned}$$

Arredondando:

- **Cada um dos 5 inversores com 69 strings terá 125 baterias.**

Baterias para o inversor com 70 strings

$$\text{Baterias restantes} = 754 - 625 = 129 \text{ baterias}$$

Arredondando:

- **O inversor com 70 strings terá 127 baterias.**

Soma total das baterias:

$$(5 \times 125) + 129 = 625 + 129 = 754 \text{ baterias.}$$

Resumo

- **5 inversores (69 strings cada): 125 baterias cada.**
- **1 inversor (70 strings): 129 baterias.**

ANEXO II - Cálculo de PR

Performance Ratio (PR) de 0,81. O PR representa o desempenho global da usina fotovoltaica após a aplicação de todas as perdas que ocorrem entre a irradiação solar incidente e a energia útil entregue em corrente alternada ao ponto de consumo. Ele engloba perdas por temperatura, eficiência dos inversores, mismatch entre módulos, sujeira, sombreamento eventual, degradação, perdas ôhmicas e demais ineficiências do sistema.

estimativa anual de energia AC, desde que:

- P_{FV} = potência instalada (kWp)
- H_{sol} = horas equivalentes de sol por dia (kWh/m²/dia)
- PR = performance ratio
- 365 = dias

Valores

- $P_{FV} = 3000 \text{ kWp}$
- $H_{sol} = 5,48 \text{ h/dia}$
- 365 dia

$$E_{\text{anual}} = P_{FV} \times H_{\text{sol}} \times \text{PR} \times 365 = 3000 \text{ kWp} \times 5,48 \text{ h/dia} \times 365 \text{ dias}$$

Resultado:

- $E_{\text{bruto}} = 6\,000\,600 \text{ kWh/ano}$
- $E_{\text{bruto}} = 6,0006 \text{ GWh/ano energia real}$

Energia anual aplicando PR

$$E = 6\,000\,600 \times 0,81 = 4\,860\,486 \text{ kWh/ano} = 4,860486 \text{ GWh/ano energia teórica}$$

Percentual de atendimento da demanda do bairro

A sua demanda anual (conforme documentos anteriores) é **6,245 GWh/ano = 6.245.325 kWh/ano.**

$$\text{PR } 0,81 \Rightarrow 4\,860\,486 / 6.245.325 = 77,83\% \Rightarrow 78\%$$

Fórmula do PR (Performance Ratio)

Performance Ratio (PR) de 0,81. O PR representa o desempenho global da usina fotovoltaica após a aplicação de todas as perdas que ocorrem entre a irradiação solar incidente e a energia útil entregue em corrente alternada ao ponto de consumo. Ele engloba perdas por temperatura, eficiência dos inversores, mismatch entre módulos, sujeira, sombreamento eventual, degradação, perdas ôhmicas e demais ineficiências do sistema.

No presente trabalho, o valor $PR = 0,81$ foi obtido por estimativa analítica, calculado a partir da relação entre a energia anual útil prevista e a energia bruta teórica disponível a partir da irradiação solar do local.

Utilizou-se a fórmula:

$$PR = \frac{E_{\text{Grid}}}{GII \times P_{\text{nomPV}}}$$

Onde:

- **E_Grid** = Energia útil entregue (kWh/ano)
- **GII** = Irradiação Global no Plano Inclinado (kWh/m²/ano)
- **P_{nomPV}** = Potência instalada dos módulos (kWp)

- $E_{\text{Grid}} = 4.860.480 \text{ kWh/ano,}$
- $GII = 2.000,2 \text{ kWh/m}^2\text{/ano,}$
- $P_{\text{nomPV}} = 3.000 \text{ kWp.}$

Calculando o PR usando a fórmula

$$PR = \frac{4.860480}{2.000,2 \times 3.000}$$

Primeiro multiplicamos o denominador:

$$GII \times P_{\text{nomPV}} = 2.000,2 \times 3.000 = 6.000.600$$

Agora calculamos:

$$PR = \frac{4.860480}{6.000.600}$$

$$PR = 0,8100 \approx 0,81$$

$$\boxed{PR = 0,81}$$

Esse valor está totalmente alinhado com o que aponta a literatura e com o desempenho observado em usinas fotovoltaicas de grande porte instaladas em regiões tropicais, onde os PR costumam variar entre 0,75 e 0,85 (FRAUNHOFER, 2023)

O uso de $PR = 0,81$ é uma escolha tecnicamente sólida e ainda conservadora o suficiente para assegurar a confiabilidade da estimativa de geração anual — e, por consequência, da taxa de cobertura energética de 78% calculada para o bairro.

ANEXO III - Resumo Econômico – LCOE e Payback (Cenário Guiné-Bissau)

1. Dados do Sistema

- CAPEX inicial: **€4.764.085,54**
 - Painéis: $5.405 \times €89,32 = €482.774,60$
 - Inversores: $6 \times 37.200€ = 223.200,00€$
 - Baterias: $754 \times 5.382,11€ = 4.058.110,94€$
- Energia anual estimada (E): **4.860.486 kWh/ano**
- Horizonte de análise (n): **25 anos**
- Taxa de desconto (r): **10% a.a.**
- O&M anual (2% do OPEX): **€95.281,71/ano**

1. Equação do LCOE

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{O}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+r)^t}}$$

Onde:

- **I**: Investimento inicial(CAPEX),
- **O**: Custos operacionais por ano (OPEX)
- **E**: Energia gerada por ano
- **r**: Taxa de desconto
- **n**: Vida útil do projeto

2. Substituição dos valores

- **$I = 4.764.085,54€$**
- **$O = 95.281,71€/ano$**
- **$E = 4.860.486kWh/ano$**
- **$r = 0,10$**
- **$n = 25$**

3. Cálculo dos valores descontados

a) Soma dos OPEX descontados

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{95.281,71}{1,1^t} = 864.875,89$$

O cálculo corresponde à soma dos valores anuais trazidos a valor presente pela fórmula de série geométrica de valor atual. Pode ser conferido como:

$$PV_{OPEX} = O \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r}$$

$$PV_{OPEX} = 95.281,71 \cdot \frac{1 - (1,1)^{-25}}{0,10} = 864.875,89$$

b) Soma da energia descontada

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{4.860.486}{1,1^t} = 44.118.825,93 \text{ kWh}$$

Mesma lógica da série geométrica:

$$PV_{Energia} = E \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r}$$

$$PV_{Energia} = 4.860.486 \cdot \frac{1 - (1,1)^{-25}}{0,10} = 44.118.825,93$$

4. Cálculo do LCOE

- Numerador: $4.764.085,54 + 864.875,89 = 5.628.961,43$
- Denominador: $44.118.825,93 \text{ kWh}$

$$LCOE = \frac{5.628.961,43}{44.118.825,93} = 0,12758 \text{ €/kWh}$$

$$LCOE = 0,12758 \text{ €/kWh}$$

3. Cálculo do Payback

Investimento inicial $I = € 4.764.085,54$

OPEX = € 95.281,71/ano

Produção anual $E = 4.860.486 \text{ kWh/ano}$

Tarifa média (Guiné-Bissau) $C_{tarifa} = €0,33/\text{kWh}$

Custo do sistema (LCOE) $C_{sistema} = €0,12758638$

1. Economia por kWh

$$\Delta C = C_{tarifa} - C_{sistema} = 0,33 - 0,12758638 = 0,20241362 \text{ €/kWh}$$

2. Economia anual

$$R = E \times \Delta C = 4.860.486 \times 0,20241362 = 983.828,55\text{€/ano}$$

3. Fluxo líquido anual

$$F = R - O = 983.828,55 - 95.281,71 = 888.546,84\text{€/ano}$$

4. Payback

$$\text{Payback} = \frac{4.764.085,54}{888.546,84} = 5,36 \text{ anos}$$

Parte inteira = **5 anos**

Parte decimal = 0,36 ano $\times$ 12 meses/ano = **4,33 meses** $\rightarrow$ **4 meses** completos

Resto decimal meses = 0,339 mês $\times$ 30 dias $\approx$ **10, dias**

Retorno: 5 anos, 4 meses e 10 dias.

4. Conclusão de Viabilidade Econômica

O sistema é economicamente viável, apresentando LCOE inferior à tarifa média nacional e payback dentro de 5 anos 4 meses e 10 dias anos, recuperando o investimento antes da metade da vida útil dos módulos.

1. Fórmula Geral do VPL

A fórmula padrão do VPL é:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{F}{(1+r)^t} - I$$

onde:

- F = Fluxo de caixa anual (fluxo líquido)
- r = taxa de desconto (anual)
- n = número de anos
- I = Investimento inicial

Como o fluxo anual é **constante** (uniforme), podemos simplificar usando o fator soma de valores presentes (**anuidade**):

$$FA_{n,r} = \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r}$$

Assim:

$$VPL = F \cdot FA_{n,r} - I$$

2. Substituindo os valores do seu projeto

- Investimento inicial: $I = €4.764.085,54$
- Fluxo líquido anual: $F = €888.546,84$
- Taxa de desconto: $r = 10\% = 0,10$
- Período: $n = 25\text{anos}$

2.1. Calculando o fator anuidade presente

$$FA_{n,r} = \frac{1 - (1 + 0,10)^{-25}}{0,10}$$

Calculando o termo $(1 + 0,10)^{-25}$:

- $1 + 0,10 = 1,10$
- $(1,10)^{-25} \approx 0,0923$

Então:

$$FA_{25,0,10} = \frac{1 - 0,0923}{0,10} = \frac{0,9077}{0,10} = 9,077$$

2.2. Valor presente líquido

$$VPL = F \cdot FA_{n,r} = 888.546,84 \times 9,077 \approx € 8.065.370,50$$

2.3. Cálculo final do VPL

$$VPL = 8.065.370,50 - 4.764.085,54 = € 3.301.284,96$$

Resumo

- **Investimento inicial:** €4.764.085,54
- **Fluxo líquido anual:** €888.546,84
- **Taxa de desconto:** 10%
- **Fator anuidade presente:** 9,077
- **VP dos benefícios:** €8.065.370,50
- **VPL:** €3.301.284,96