

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Cláudia de Andrade Lino

**Sistema Individual de Geração de energia elétrica com Fonte Intermitente fotovoltaica
em Comunidades Isoladas da Amazônia Legal: Um Estudo de Caso**

São Paulo

Dezembro de 2023

CLÁUDIA DE ANDRADE LINO

**Sistema Individual de Geração de energia elétrica com Fonte Intermitente fotovoltaica
em Comunidades Isoladas da Amazônia Legal: Um Estudo de Caso**

Monografia apresentada ao Programa de Educação
Continuada da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo como forma de avaliação do Curso de
Especialização em Energias Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor Msc. Álvaro Nakano

São Paulo

Dezembro

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Lino, Cláudia

Sistema Individual de Geração de energia elétrica com Fonte Intermitente fotovoltaica em Comunidades Isoladas da Amazônia Legal: Um Estudo de Caso / C. Lino -- São Paulo, 2014.

p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia solar fotovoltaica 2.Amazônia Legal 3.Comunidades isoladas 4.Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

LISTA DE ABREVIATURAS

SIGFI - Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes

SISOL - Sistemas Isolados

PEN SISOL - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados

SIN - Sistema Interligado Nacional

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

HSP - Horas de Sol Pleno

MPPT - Seguidor do Ponto de Máxima Potência

NDU- Norma de Distribuição Unificada

REN - Resolução Normativa

STC - Condição Padrão de Teste

NOCT – Temperatura de Operação Nominal da Célula

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 – Mapa da Amazonia Legal 2022.....	10
Figura 2-1 – Sistema Interligado Nacional 2022.....	20
Figura 2-2 - Distribuição geográfica dos sistemas isolados no Brasil.....	22
Figura 2-3 - Pessoas indígenas que vivem em Terras Indígenas em 2022.....	26
Figura 2-4- PIB per capita das regiões do Brasil e AMZ-L.....	27
Figura 2-5 - População sem acesso à energia elétrica na AMZ-L em 2019.....	30
Figura 2-6 - Áreas sem acesso ao serviço público de energia elétrica nos estados da AMZ-L em 2019.	30
Figura 2-7 - Órbita da Terra em torno do Sol. Eixo N-S inclinado no ângulo de declinação solar.....	34
Figura 2-8 - Ângulos característicos da geometria solar.....	35
Figura 2-9 - Dispersão da Irradiância Solar.....	39
Figura 2-10 - Variação da radiação média em relação a latitude.....	42
Figura 2-11- Estrutura de bandas de energia.....	46
Figura 2-12 - Junção PN de uma célula fotovoltaica.....	47
Figura 2-13 – Curva Característica de uma célula fotovoltaica de silício de 156mm x 156 mm, sob condições padrão de ensaio.....	48
Figura 2-14 - Potência elétrica em função da tensão de uma célula fotovoltaica de silício cristalino de 156mm x 156mm sob condições padrão de ensaio.....	51
Figura 2-15 - Alteração da curva I-V para células em série e paralelo.....	52
Figura 2-16 -Influência da variação da irradiância solar na curva I-V.....	53
Figura 2-17 - Curva I-V para diferentes valores de temperatura.....	54
Figura 2-18 - Alteração do PMP na curva I-V devido a variação da irradiância solar.....	58
Figura 2-19 - Densidade de potência por densidade de energia de diferentes tecnologias de bateria... 60	
Figura 2-20 - Vida útil da bateria em função da temperatura e DoD.....	64
Figura 2-21- SIGFI Instalado no Estado do Pará.....	65
Figura 2-22- Padrão de SIGFI adotado no Guia técnico da Eletrobras 2022.....	66
Figura 3-1 - Localização da Terra indígena Karipuna de Rondônia.....	69
Figura 3-2 - Demarcação da Terra indígena Karipuna de Rondônia.....	70
Figura 3-3 - Visão da comunidade Karipuna de Rondônia.....	71
Figura 3-4 - Visão detalhada da comunidade Karipuna de Rondônia.....	71
Figura 3-5 - Curva de carga da UC.....	74
Figura 3-6- Faixa de operação de corrente do controlador.....	91
Figura 3-7 - Faixa de tensão de operação do controlador de carga.....	91
Figura 3-8 - Faixa de operação do arranjo fotovoltaico.....	94
Figura 3-9 - Estrutura do SIGFI.....	99
Figura 3-10- Área ocupada pelo SIGFI.....	100
Figura 3-11 - Posicionamento do SIGFI.....	101
Figura 3-12 - Diagrama esquemático SIGFI.....	102
Figura 4-1 - Comparativo da energia gerada e energia demandada.....	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 - Características climáticas da Amazônia	24
Tabela 2-2- PIB per capta dos estados da Amazônia Legal	28
Tabela 2-3 - IDH dos estados da Amazônia Legal em 2021	29
Tabela 2-4 - Variação da radiação extraterrestre média diária mensal para diferentes latitudes ao longo do ano	43
Tabela 2-5 - Ciclos de vida de uma bateria de Íons de lítio em função da profundidade de descarga..	63
Tabela 2-6 - Disponibilização mínima de energia dos SIGFIS de acordo com a REN 1000 da ANEEL	68
Tabela 3-1 - Irradiação solar diária mensal obtida no portal do CRESESB	72
Tabela 3-2 - Dados de temperatura INMET	73
Tabela 3-3 - Consumo da UC	74
Tabela 3-4 - Disponibilidade, consumo e potência de um SIGFI80 segundo REN 1000/2021 da ANEEL	75
Tabela 3-5 - DoD máximo sugerido para baterias, conforme Eletrobrás	77
Tabela 3-6 - Bateria LiFePO4 - Unipower 48V 100Ah	80
Tabela 3-7 - Especificação do controlador de carga EPEVER XTRA 4415N	82
Tabela 3-8 - Especificação do Módulo Fotovoltaico ODA330-36-P	86
Tabela 3-9 - Dia médio do mês segundo Klein (1977)	88
Tabela 3-10 - Especificações do inversor EPEVER IP2000-41	96
Tabela 3-11 - Comparação de potência necessária para atender as cargas da UC e a potência gerada no arranjo FV	97
Tabela 4-1 - Dados Técnicos do SIGFI	103
Tabela 4-2 - Modalidade tarifária convencional - BT - ENERGISA RONDONIA	106
Tabela 4-3 - Composição dos custos do SIGFI	107

SUMÁRIO

LISTA DE ABREVIATURAS	1
LISTA DE FIGURAS	2
LISTA DE TABELAS	3
SUMÁRIO	4
DEDICATÓRIA	7
AGRADECIMENTOS.....	8
RESUMO	9
ABSTRACT.....	9
1. INTRODUÇÃO	10
1.1 OBJETIVO GERAL	15
1.1.1 Objetivos específicos.....	15
1.2 METODOLOGIA	15
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	18
2.1 A Energia Elétrica como fonte de subsistência humana	18
2.2 Sistema Interligado Nacional - SIN	19
2.3 Sistemas Isolados	20
2.4 A Amazonia legal.....	23
2.4.1 Aspectos históricos, climáticos e vegetação	23
2.4.2 Demografia.....	24
2.4.3 Indicadores sociais e econômicos	27
2.5 Programas de Universalização do acesso à energia elétrica no Brasil.....	31
2.5.1 – Programa Luz para Todos - LPT	31
2.5.2 – Programa Mais Luz para a Amazonia - MLA.....	32
2.6 Energia Solar Fotovoltaica.....	33
2.6.1 Geometria solar.....	33
2.6.1.1 Declinação solar (δ).....	35
2.6.1.2 Ângulo horário (ω)	36
2.6.1.3 Ângulo Zenital (θ_z)	37
2.6.1.4 Ângulo Azimutal Solar (γ_s)	38
2.6.1.5 Ângulo de incidência solar (θ)	38
2.6.1.6 Ângulo de inclinação da superfície (β)	38
2.6.2 Irradiância e Radiação solar	39

2.6.2.1	Irradiância Extraterrestre na superfície horizontal G_0	40
2.6.2.2	Irradiação Extraterrestre diária no plano horizontal (H_0)	41
2.6.2.3	Índice de claridade K_T	43
2.6.2.4	Componentes da radiação direta H_b e difusa H_d	44
2.6.2.5	Radiação total horária sobre superfície inclinada fixa H_T	44
2.6.3	Geração Fotovoltaica	45
2.6.3.1	Características das células fotovoltaicas	48
2.6.3.2	Associação em série e paralelo de células fotovoltaicas	51
2.6.3.3	Parâmetros que afetam as características das células fotovoltaicas	53
2.6.3.4	Influência da temperatura	54
2.6.3.5	Principais componentes dos Sistemas Fotovoltaicos SFV	54
2.7	Baterias de Lítio	58
2.7.1	Capacidade	61
2.7.2	Taxa de carga e descarga	62
2.7.3	Número de ciclos e profundidade de descarga DoD	63
2.8	Sistema Individual de Geração de Energia por Fonte Intermitente (SIGFI)	65
2.8.1	Regulação vigente do Sistema Individual de Geração de Energia por Fonte Intermitente (SIGFI)	67
3	ESTUDO DE CASO	69
3.1	Características do Local	69
3.2	Obtenção de dados climatológicos	72
3.3	Curva de Carga da Unidade Consumidora	73
3.4	Escolha da Potência do SIFGI baseado no consumo	75
3.5	Dimensionamento dos equipamentos	75
3.5.1	Dimensionamento do banco de baterias	76
3.5.1.1	Autonomia do banco de baterias	77
3.5.1.2	Profundidade de descarga máxima do banco de baterias DoD_{Max}	77
3.5.1.3	Ciclo de vida do banco de baterias Capacidade $_{EOL}$	77
3.5.1.4	Eficiência de conversão CC em CA $\eta_{CC/CA}$	78
3.5.1.5	Eficiência do inversor de bateria η_{IFR}	78
3.5.1.6	Eficiência do banco de baterias η_{bat}	78
3.5.1.7	Eficiência nas Transmissões CC/CA η_{Tr}	78
3.5.2	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	80
3.5.2.1	Taxa de Desempenho	80

3.5.2.2	Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos	84
3.5.2.3	Dimensionamento do controlador de carga	86
3.5.2.4	Dimensionamento do inversor.....	95
3.5.2.5	Definição da estrutura.....	99
3.5.2.6	Diagrama esquemático do SIGFI	101
4	RESULTADOS.....	103
5	CONCLUSÃO	109
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	111

DEDICATÓRIA

A meu esposo,

Você é a constante que me traz força e determinação todos os dias. Esta conquista é nossa, movida pela mesma energia com que compartilhamos os nossos sonhos."

Aos meus pais,

Em cada sacrifício silencioso, cada gesto de amor e apoio incondicional, vocês plantaram as sementes deste sucesso. Dedico a vocês não apenas este feito, mas cada passo que dei até aqui.

Aos meus irmãos,

Cúmplices de uma vida inteira. Com vocês, aprendi sobre parceria e sobre nunca deixar de lutar.

Aos meus amigos,

Vocês me trazem alegria e me ensinam o valor da riqueza que existe na diversidade de nossas jornadas individuais.

A todos vocês, meu eterno amor e gratidão.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar ao meu orientador, Álvaro Nakano, cuja paciência e sabedoria foram fundamentais para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

Ao Programa de Educação Continuada da Poli-USP (PECE) expresse minha sincera gratidão por proporcionar um ambiente de conhecimento, oferecendo os recursos e o apoio necessários para a minha formação.

Um agradecimento especial aos docentes do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, cujas aulas e orientações foram essenciais para o meu crescimento intelectual e profissional.

Não posso deixar de reconhecer os meus colegas de trabalho e de curso, com quem compartilhei desafios e conquistas ao longo desta jornada. Cada um de vocês contribuiu significativamente para a minha experiência e sucesso.

RESUMO

Segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), a Amazônia Legal, representa cerca de 59% do território brasileiro, cobrindo nove estados e com uma extensão de 5 milhões de quilômetros quadrados. No entanto, sua dispersa população rural enfrenta desafios geográficos e ambientais que resultam em falta de acesso regular à energia elétrica, afetando negativamente o seu desenvolvimento socioeconômico e restringindo o acesso a serviços de saúde, educação, higiene, comunicação e outros direitos fundamentais inerentes aos seres humanos. No Brasil há mais de duzentos e cinquenta comunidades isoladas que carecem de energia elétrica, em sua maioria na região Norte. Frequentemente, essas comunidades se organizam para gerar energia através de geradores a diesel, que resultam em custos operacionais elevados e danos ambientais devido às emissões de gases poluentes. O Programa do Governo Federal brasileiro "Luz para Todos" beneficiou mais de 16 milhões de pessoas desde sua criação em 2003, porém ainda existem áreas remotas desatendidas, seja por meio de sistemas autônomos ou extensão das redes elétricas. Em virtude disso, em 2020 foi criado o programa "Mais Luz para a Amazônia" para atender especificamente a população de regiões remotas da Amazônia Legal. Nos últimos anos, iniciativas como programas de financiamento e parcerias com organizações não governamentais têm incentivado a adoção de sistemas fotovoltaicos em comunidades isoladas. Esses sistemas, denominados como Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFIs) e Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDIs) pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), têm contribuído para o desenvolvimento sustentável e a melhoria da qualidade de vida nessas áreas. Neste âmbito, este trabalho foca em um estudo de caso concreto de uma Unidade Consumidora (UC) singular, localizada na comunidade indígena Karipuna em Rondônia, com implicações extrapoláveis para outras UCs na mesma comunidade. As etapas englobam a coleta de dados climáticos locais, estimativa do consumo da UC, cálculo da capacidade de geração fotovoltaica pelo método Duffie & Beckman, método de Horas de Sol Pleno do CRESESB e Guia Técnico da Eletrobrás, dimensionamento do banco de baterias, especificação e projeto do Sistema Individual de Geração de Energia por Fonte Intermitente (SIGFI), avaliação da viabilidade técnica da implantação do projeto.

Palavras chave: Energia solar fotovoltaica, Amazônia Legal, comunidades isoladas, Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI) .

ABSTRACT

According to the Institute for Applied Economic Research (IPEA), the Legal Amazon encompasses about 59% of Brazilian territory, covering nine states and spanning over 5 million square kilometers. However, the region's sparsely populated rural areas grapple with geographical and environmental challenges leading to irregular access to electricity, which in turn impedes socioeconomic development and restricts access to essential services such as health, education, hygiene, communication, and other fundamental human rights. In Brazil, there are over two hundred and fifty isolated communities, primarily in the Northern region, that lack electrical power. Often, these communities resort to diesel generators for energy production, incurring high operational costs and environmental damage due to pollutant emissions. The Brazilian Federal Government's "Light for All" program has reached over 16 million people since its inception in 2003, yet there remain remote areas without service, either through autonomous systems or electrical grid extension. In response, the "More Light for the Amazon" program was initiated in 2020 to specifically address the needs of populations in remote areas of the Legal Amazon. Recent years have seen initiatives such as financing programs and partnerships with non-governmental organizations promoting the adoption of photovoltaic systems in isolated communities. These systems, known as Individual Systems for Electric Energy Generation with Intermittent Sources (SIGFIs) and Isolated Microsystems for Generation and Distribution of Electric Energy (MIGDIs) by the National Electric Energy Agency (ANEEL), have been instrumental in driving sustainable development and enhancing quality of life. This study focuses on a case study of a unique Consumer Unit (UC) in the indigenous Karipuna community in Rondônia, with implications that can be extended to other UCs within the same community. The approach includes collecting local climatic data, estimating the UC's energy consumption, calculating the photovoltaic generation capacity using the Duffie & Beckman method, the CRESESB Full Sun Hours method, and the Eletrobrás Technical Guide, sizing the battery bank, and specifying and designing the Individual System for Energy Generation by Intermittent Source (SIGFI). Furthermore, the study evaluates the technical feasibility of project implementation.

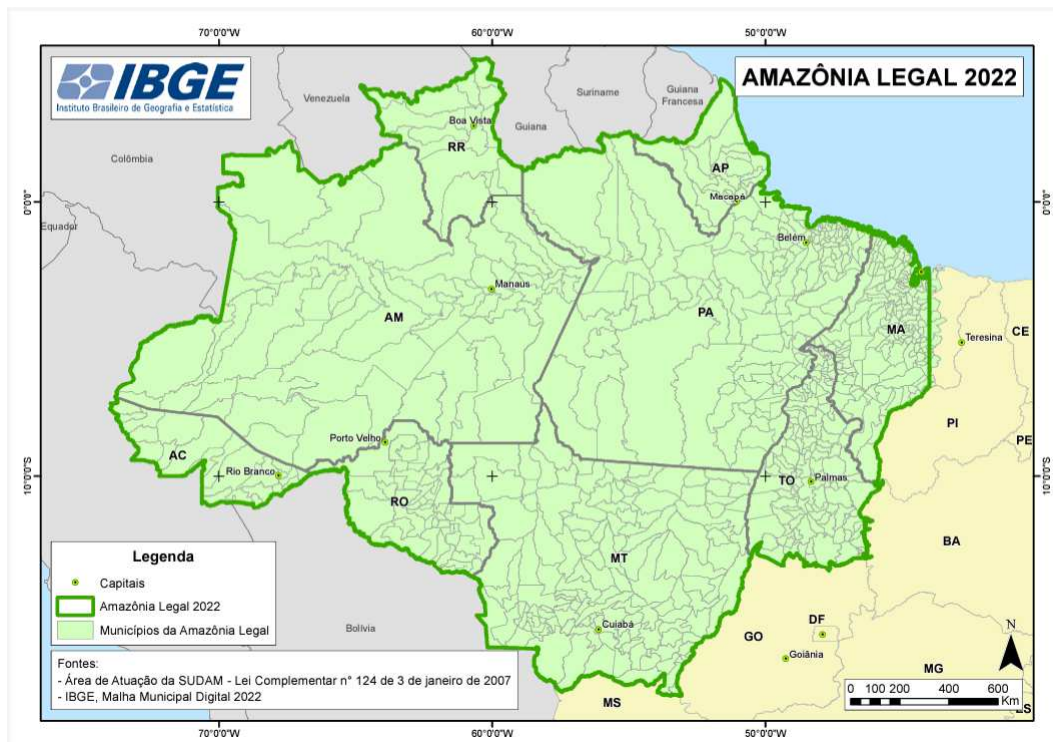
Keywords: *Photovoltaic solar energy, Legal Amazon, isolated communities, Individual Electric Energy Generation Systems with Intermittent Sources (SIGFI).*

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos principais fatores que desempenham um papel fundamental na integração da região da Amazônia Legal ao contexto nacional de desenvolvimento. Além de ser propulsora de atividades econômicas, também promove acesso à melhores condições de saúde, higiene, bem-estar, alimentação, cuidados médicos, educação e aos meios de comunicação modernos, entre outros direitos fundamentais e essenciais para todos os indivíduos, conforme consagrados pela Declaração Universal dos Direitos Humanos (ONU, 1948).

A Amazônia Legal envolve nove estados e engloba tanto a região Norte quanto partes do Centro-Oeste e Nordeste do Brasil e, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o território abrange os estados do Amazonas, Acre, Amapá, Mato Grosso, Rondônia, Roraima, Pará, Maranhão e Tocantins, conforme Figura 1-1. Essa área abrange uma extensão de 5 milhões de quilômetros quadrados, correspondendo a aproximadamente 59% da totalidade do território nacional, de acordo com o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA).

Figura 1-1 – Mapa da Amazonia Legal 2022.



Fonte: IBGE (2022)

As zonas rurais desses estados apresentam uma baixa densidade populacional e uma distribuição dispersa, além de restrições geográficas e ambientais que impedem a extensão das redes de distribuição, o que implica em dificuldades consideráveis e custos elevados para garantir o acesso à energia (ANDRADE, 2010). Conseqüentemente, a maioria das comunidades isoladas enfrenta a falta de um fornecimento regular de eletricidade. Essa realidade acarreta em baixa rentabilidade da atividade produtiva e causa sérias dificuldades econômicas para os seus moradores, que permanecem na pobreza e na exclusão social. Nas localidades onde não existe oferta de energia elétrica são registrados também os menores Índices de Desenvolvimento Humano (IDH), sendo fácil identificar que esta deficiência está diretamente relacionada ao desenvolvimento e ao bem-estar social (DI LASCIO; BARRETO, 2009).

No cenário brasileiro atual, há cerca de duzentos e cinquenta comunidades isoladas, a maioria na região Norte do país segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023), sendo que 99% das um milhão de pessoas sem nenhum acesso à energia elétrica vivem na Amazônia Legal (EPBR¹, 2022). Em algumas dessas comunidades os próprios moradores se organizam e mobilizam o fornecimento de energia elétrica, por meio da divisão de custos de combustível e manutenção e, em muitos casos, realizam a instalação da própria rede. Majoritariamente, esses sistemas consistem em geradores movidos a óleo diesel que são operados e mantidos pela própria comunidade (ANDRADE, 2010). De acordo com a EPE nesses locais, mais de 90% da energia gerada é proveniente do diesel como fonte de combustível (EPBR, 2022). Todavia, o fornecimento de eletricidade a partir do óleo diesel não é viável em razão dos custos operacionais excessivos, limitações de utilização e seu impacto ambiental negativo devido às emissões de gases poluentes (MATIELLO et al., 2018), além de que os custos e esforços para a autogeração dessas comunidades não são subsidiados pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que segundo Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2023) é um mecanismo de encargo custeado por todas as concessionárias de distribuição e transmissão de energia elétrica que tem a finalidade de subsidiar os gastos anuais relacionados à geração de energia em Sistemas Isolados, ou seja, em regiões não integradas à rede do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Nas áreas não conectadas ao SIN na Amazônia Legal, o fornecimento oficial de eletricidade é estruturado através de leilões, especificamente para os Sistemas Isolados definidos pelo Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados (PEN SISOL)

¹ EPBR: Organização independente de mídia, existe com o objetivo de informar e engajar a população em geral nas discussões sobre energia no Brasil (EPBR, 2023).

(FERREIRA; SILVA, 2021). Em 2021, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica negociou 54,7 MW de energia média anual para atender às demandas das regiões do Acre, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima a partir de janeiro de 2023 (CCEE, 2022). Um estudo feito pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA², 2018) revelou que a maioria das companhias vencedoras nos leilões de energia para sistemas isolados são aquelas que há tempos atuam na região, especialmente nos segmentos de geração e distribuição de combustíveis como o diesel. Essas empresas não apenas possuem influência econômica, como também exercem um significativo impacto político na região (IEMA, 2018).

O “Programa Nacional de Universalização de Acesso e Uso de Energia Elétrica - Luz Para Todos (LPT)” foi lançado em novembro de 2003 pelo governo federal brasileiro e subsidiado pelos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), encargo setorial criado pela Lei 10.438/2002. O programa teve como objetivo viabilizar o acesso à energia elétrica a dois milhões de domicílios no Brasil que, naquela época, careciam de uma fonte confiável e ininterrupta de energia elétrica (FREITAS; OLIVEIRA, 2017). Cerca de 90% das famílias residentes nesses domicílios possuíam renda inferior a 3 salários-mínimos (FERREIRA; SILVA, 2021). O programa considera uma variedade de opções tecnológicas para a geração de energia, como Micro e minicentrals hidrelétricas, PCHs, pequenas centrais térmicas a diesel ou biomassa, energia solar, energia eólica ou sistemas híbridos (combinação de duas ou mais de fontes primárias) (MME, 2018). No entanto as comunidades remotas da região ainda ficaram desassistidas, de acordo com o IEMA (EPBR, 2022).

Em áreas remotas onde não há previsão de expansão do plano PEN SISOL, a promoção do acesso à energia elétrica é conduzida principalmente através do programa LPT. Nesse cenário, a disponibilidade de serviços públicos de energia elétrica é alcançada por meio de geração descentralizada de pequeno porte: sistemas individuais de geração de energia elétrica com fonte intermitente - SIGFIs ou microssistemas isolados de geração e distribuição de energia elétrica - MIGDIs (FERREIRA; SILVA, 2021).

De 2004 a 2017, o programa LPT possibilitou mais de 3,3 milhões de conexões, abrangendo 16 milhões de indivíduos segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2023). No entanto, algumas comunidades, predominantemente localizadas em áreas distantes das redes de distribuição, ainda carecem de acesso aos serviços públicos de energia elétrica. Conforme

² Organização sem fins lucrativos brasileira, com o propósito de qualificar os processos para que os sistemas de transporte e de energia no Brasil assegurem o uso sustentável de recursos naturais com desenvolvimento social e econômico (IEMA, 2023).

um estudo elaborado pelo IEMA, estima-se que cerca de 990 mil pessoas estejam nessa situação na Amazônia Legal, sendo que pouco mais de 32% delas residem em territórios indígenas, áreas quilombolas reconhecidas, unidades de conservação ou assentamentos rurais (FERREIRA; SILVA, 2021).

Com o intuito de expandir ainda mais o acesso à energia elétrica para as comunidades localizadas em áreas remotas da Amazônia Legal, o Governo Federal introduziu em 2020, como complemento ao LPT, o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal – Mais Luz para a Amazônia (MLA). Esse programa tem como propósito tanto conectar as comunidades que ainda não dispõem de acesso à eletricidade quanto substituir geradores a diesel ou gasolina existentes. Notavelmente, ele enfatiza o uso exclusivo de fontes renováveis, como solar, eólica, hídrica e biomassa. Dentro dessas opções, o Ministério de Minas e Energia (MME) tem indicado uma **preferência por sistemas fotovoltaicos** (FERREIRA; SILVA, 2021).

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) lançou o programa pioneiro intitulado "Amazônia Social". Este programa visa viabilizar o financiamento de cerca de 1.600 instalações com módulos fotovoltaicos por parte dos consumidores na região Norte do Brasil, com o intuito de estimular iniciativas em áreas remotas. Um exemplo notável é o empenho da organização não-governamental Centro de Estudos Avançados de Promoção Social e Ambiental (CEAPS) que já proporcionou acesso à energia solar a mais de cem lares, assim como escolas, pousadas comunitárias e postos de saúde na Reserva Extrativista Tapajós, situada no oeste do estado do Pará. Além disso, o Instituto Socioambiental (ISA)³ desempenhou um papel crucial ao implementar sistemas fotovoltaicos em 80 aldeias no Território Indígena do Xingu, localizado no estado do Mato Grosso (EPBR, 2022). Assim como a Fundação Amazônia Sustentável (FAS)⁴ tem coordenado a instalação de sistemas fotovoltaicos em comunidades ribeirinhas do Amazonas, esses sistemas não apenas promovem o desenvolvimento do turismo e da pesca, mas também suprem as necessidades de pequenas usinas de beneficiamento de óleos vegetais. Em 2021 na localidade de Santa Helena do Inglês, situada na reserva do Rio Negro e próxima a Manaus foi implantado um projeto fotovoltaico e

³ Organização sem fins lucrativos brasileira que defende direitos socioambientais e culturais de comunidades indígenas e tradicionais, por meio de pesquisa, advocacia e projetos sustentáveis, buscando preservar territórios, biodiversidade e culturas locais (ISA, 2009).

⁴ Organização sem fins lucrativos brasileira dedicada à conservação e desenvolvimento sustentável da Amazônia. Por meio de parcerias locais, promove projetos que unem conservação ambiental, melhoria de qualidade de vida e fortalecimento de comunidades tradicionais (FAS, 2023).

nesse cenário, a energia fotovoltaica proporcionou iluminação para as vias públicas, centro comunitário, igreja, campo de futebol e as residências dos 96 habitantes (EPBR, 2022).

Dados publicados pelo Atlas Solarimétrico do Brasil pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2017) indicam que a Amazonia Legal possui alto índice de potencial fotovoltaico, apesar de não atingir os níveis de incidência solar do Nordeste, por exemplo, seus resultados chegam a 6,0 kWh/m² em radiação solar global média no plano horizontal. Contudo, devido às particularidades climáticas, notadamente a elevada incidência de cobertura de nuvens e seu grau de opacidade, o dimensionamento de geração de energia fotovoltaica é um desafio nessa região. (HAAG; KRENZINGER, 2010). Como a fonte solar é de característica intermitente, ou seja, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenada em sua forma original (ANEEL, 2004), e como não ocorre geração fotovoltaica no período noturno além da queda de rendimento em períodos nublados, faz-se necessário a integração de sistemas que possuem capacidade de armazenar e controlar a energia, como bancos de baterias associados a controladores de carga. Nesses períodos de baixo rendimento fotovoltaico ou nulo, os sistemas de armazenamento citados são capazes de fornecer a energia necessária para suprir as cargas diárias das unidades consumidoras conectadas. Quando aplicado à uma única unidade consumidora esse sistema é denominado de **Sistema Individual de Geração de energia elétrica por Fonte Intermitente (SIGFI)**.

Em 2004, com a finalidade de regulamentar esse tipo de sistema, a Resolução Normativa da ANEEL nº 83/2004 definiu os SIGFIs como um “sistema de geração de energia elétrica implantado por concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, utilizando exclusivamente fonte de energia intermitente para a unidade consumidora única, constituído basicamente de um sistema de geração, um sistema de acumulação e um sistema condicionador” de potência (ANEEL, 2004). No segmento dos SIGFIs as baterias de íons de lítio têm se destacado como uma solução promissora para o armazenamento de energia, devido à sua alta densidade de carga, alta velocidade de recarga, vida útil longa com ciclos de carga e descarga, e necessidade reduzida de manutenção (ROSOLEM et al., 2018).

Nessa perspectiva, por meio de um estudo de caso, este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade técnica da implantação de um SIGFI com fonte fotovoltaica associado à um banco de baterias de lítio em uma comunidade remota na Amazônia Legal, mais precisamente na comunidade indígena Karipuna localizada na latitude 9°45'18.0"S e longitude 64°19'04.3"W, onde atualmente residem 7 famílias que são abastecidas por um sistema de

geração à diesel. Além disso, busca-se investigar os impactos sociais e ambientais decorrentes dessa implementação.

1.1 OBJETIVO GERAL

O Objetivo deste trabalho consiste em analisar a viabilidade técnica de implementação de Sistemas Individuais de Geração de Energia por Fonte Fotovoltaica associados à banco de baterias de íons de lítio em uma comunidade isolada situada na região da Amazônia Legal, mais precisamente na comunidade indígena Karipuna em Rondônia, por meio de uma abordagem de estudo de caso.

1.1.1 Objetivos específicos

- Pesquisa de literaturas e normas;
- Pesquisa de dados demográficos e sociais de comunidades isoladas da Amazonia legal;
- Definição da comunidade para a implementação do SIGFI;
- Análise das condições climatológicas da região definida;
- Dimensionamento do sistema fotovoltaico;
- Dimensionamento do banco de baterias;
- Avaliação da viabilidade técnica do projeto

1.2 METODOLOGIA

Revisão Bibliográfica: Pesquisa ampla e sistemática para explorar e analisar criticamente as principais contribuições na literatura acadêmica ao tema. Identificação de Fontes relevantes nas bases de dados acadêmicas, como *Google Scholar* e Teses USP. A seleção de materiais, incluindo artigos e livros, contribuindo para construir uma base teórica sólida que guiará as discussões e conclusões deste trabalho acadêmico.

Definição do Local de implantação do Sistema Isolado: Identificação do local de estudo com base em dados demográficos e socioeconômicos do Censo IBGE para comunidades quilombolas e indígenas e dados de geolocalização pelo *Google Earth*.

Definição da Unidade Consumidora objeto do estudo: identificação de pontos de sombreamentos no local (árvores, edifícios, estruturas), latitude (ϕ) e longitude (λ).

Coleta de dados climáticos: Considerando as coordenadas geográficas, coletar dados climáticos da região, incluindo a radiação média mensal, temperatura ambiente, radiação solar global incidente sobre superfície horizontal (GHI) e outros fatores relevantes.

Cálculo da Insolação Diária Média Mensal (N): Calcular o inverso do número médio de horas de insolação diária (N) para cada mês, informação obtida a partir dos dados de "Duffie & Beckman".

Levantamento das cargas de consumo da Unidade Consumidora: Iluminação, refrigeração, e outros equipamentos se aplicáveis.

Cálculo do Consumo Diário Estimado: Determinar a demanda diária de energia elétrica, considerando todos os dispositivos e equipamentos que consomem energia na instalação. Considerar a demanda e o período sem insolação. Isso fornecerá uma estimativa de quanto energia fotovoltaica é necessária para suprir o consumo.

Escolha do Ângulo de Inclinação (β): Utilizando os dados fornecidos pelo CRESESB. Selecionar o ângulo de inclinação (β) que maximiza a geração de energia ao longo do ano, considerando a sazonalidade da radiação solar.

Determinações referentes ao banco de baterias:

Cálculo da Capacidade Diária Necessária: Calcular a capacidade diária necessária do banco de baterias, considerando a diferença entre a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos e a energia consumida pela carga, levando em conta as perdas de eficiência.

Definição da Profundidade de Descarga (DoD): Determinar a profundidade de descarga máxima a permitir nas baterias de lítio.

Cálculo da Capacidade Total do Banco de Baterias: Dividir a capacidade diária necessária pela profundidade de descarga para obter a capacidade total do banco de baterias.

Seleção da Tensão do Banco de Baterias: Escolha da tensão do banco de baterias, 12V, 24V ou 48V.

Configuração das Baterias em Série e Paralelo: Determinar o número de baterias que serão conectadas em série e em paralelo para atingir a capacidade e tensão desejadas.

Cálculo da Autonomia: Calcular a autonomia do sistema, ou seja, por quanto tempo o banco de baterias poderá fornecer energia antes de precisar ser recarregado, considerando o consumo diário e a capacidade total das baterias.

Determinação dos principais equipamentos do SIGFI com suas especificações técnicas, atendendo aos requisitos técnicos das normas e regulamentações e do

dimensionamento realizado anteriormente: Módulos fotovoltaicos, inversores de frequência, baterias de lítio, controladores de carga.

Determinação da estrutura de fixação dos equipamentos.

Elaboração de desenho esquemático do projeto.

Análise de viabilidade técnica do projeto.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 A Energia Elétrica como fonte de subsistência humana

Antes do século XIX, várias épocas, como a Idade da Pedra, a Idade do Bronze e a Idade do Ferro, desempenharam papéis significativos na evolução histórica da humanidade. Contudo, nenhuma dessas fases proporcionou benefícios tão abrangentes quanto a era elétrica.

Desde o seu surgimento, a eletricidade tem proporcionado uma crescente abundância de vantagens, incluindo iluminação, calor, refrigeração, industrialização, avanço de pesquisa e ciência, transporte, cuidados médicos, comunicação, entretenimento e qualidade de vida. A eletricidade se destaca como uma força singular que tem moldado a trajetória da civilização humana, sem ter paralelos em épocas históricas passadas. Ela surge diretamente do movimento intelectual do Iluminismo, emergindo em um contexto temporal específico e desencadeando seu próprio processo de esclarecimento, ao ampliar as horas ativas do homem e habilitá-lo a gerenciar os ritmos diários de luz e escuridão. Com um simples toque, o homem pode convocar energia praticamente inesgotável ou cancelar essa convocação, ele adquire a capacidade de controlar seu ambiente, aquecer ou resfriar conforme necessário e estabelecer comunicação instantânea com qualquer pessoa onde a energia elétrica também esteja presente. Além disso, ele pode ter participação política, educacional, cuidados médicos ou desfrutar de entretenimento, tudo isso sob seu controle (MEYER, 1971).

Segundo Ahlborg (2011) a eletricidade pode não ser fator único para o desenvolvimento econômico de uma sociedade, mas é um pré-requisito para tal em uma perspectiva de longo prazo.

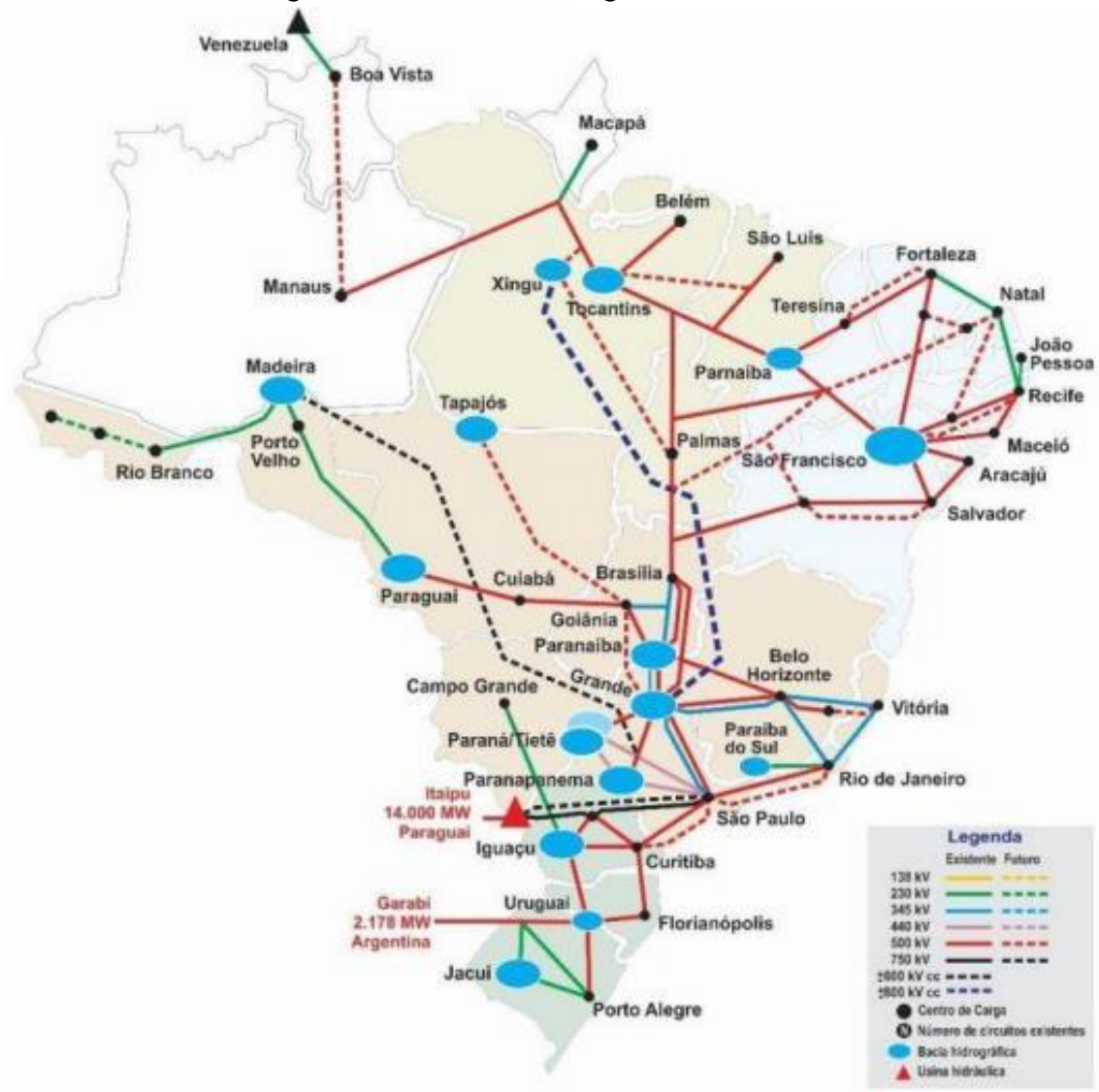
O investimento em tecnologias de geração e distribuição de eletricidade é um meio de fomentar o crescimento econômico e o progresso de países em desenvolvimento. A disponibilidade de eletricidade viabiliza a abertura de empresas, aumento da expectativa de vida da população, prestação de cuidados médicos, conservação de alimentos e a capacidade de oferecer estudos à noite à indivíduos, entre outras vantagens. Esses benefícios oferecidos pela eletricidade à população permitem melhorar as condições de vida e impulsionar a atividade econômica em uma região, resultando na geração de renda e no crescimento das comunidades (SILVA, 2016).

2.2 Sistema Interligado Nacional - SIN

Segundo Oliveira (2020) na década de 1960, o aumento no consumo de energia elétrica no Brasil resultou na necessidade da expansão da capacidade das usinas geradoras e da rede de transmissão no país. Essa demanda impulsionou a integração dos sistemas elétricos, visando otimizar o uso das fontes de energia disponíveis, trazendo diversos benefícios, como o aumento da disponibilidade de energia, redução dos custos operacionais e, conseqüentemente, tarifas mais acessíveis, além de maior confiabilidade no fornecimento de energia aos consumidores finais. Esse processo foi caracterizado pela construção de grandes projetos de geração e transmissão realizados por empresas públicas federais e estaduais, resultando no crescimento contínuo das linhas de transmissão de grande porte, permitindo a interconexão das regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul, formando o Sistema Interligado Nacional (SIN), que segundo o ONS (2022) atende mais de 99% do mercado de energia elétrica do país.

O SIN é um dos sistemas mais complexos e abrangentes criados pela Engenharia, estendendo-se por mais de 3.500 km de norte a sul e leste a oeste, conectando regiões de características diversas e assume uma configuração hidro-termo-eólica-solar, com predominância de usinas hidrelétricas com múltiplos proprietários. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o SIN engloba quatro subsistemas distintos: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parcela da região Norte. A conectividade entre esses sistemas elétricos através da rede de transmissão viabiliza a transferência de energia entre os subsistemas, capitalizando vantagens sinérgicas e tirando proveito das variações nos regimes das diferentes bacias hidrológicas (ONS, 2023) e dos diversos potenciais eólicos e solar. Ao longo dos anos, à medida que ocorreram mudanças nos conceitos energéticos, como a valorização das hidrelétricas, a interligação de diversas regiões do país e, mais recentemente, a incorporação de fontes de energia intermitentes, houve transformações significativas no funcionamento do SIN, resultando em uma operação consideravelmente mais complexa, especialmente pela necessidade de movimentar grandes quantidades de energia por longas distâncias (OLIVEIRA, 2020). A Figura 2-1 mostra abrangência do SIN no território nacional no ano de 2022.

Figura 2-1 – Sistema Interligado Nacional 2022



Fonte: ONS (2022)

2.3 Sistemas Isolados

Apesar da grande cobertura do Sistema Interligado Nacional (SIN) sobre o território brasileiro, segundo o ONS (2023), há mais de 200 localidades que não fazem parte do sistema no país, sendo caracterizados como Sistemas Isolados (SISOL). Conforme estabelecido pelo Decreto nº 7.246/2010, SISOLs se referem aos sistemas de distribuição de energia elétrica que, em suas configurações normais, não estão conectados ao SIN devido a fatores técnicos ou econômicos (PEN SISOL, 2023), consistindo em municípios ou vilas situados em áreas remotas que possuem sistema de produção de energia próprios. Concentrando-se majoritariamente na região Norte, essas localidades abrangem estados como Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima,

Amapá e Pará. Além disso, algumas áreas de Mato Grosso e a ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, sendo Boa Vista (RR) a única capital ainda atendida por um sistema isolado. Essas áreas isoladas normalmente dependem em grande parte de usinas termoeletricas movidas a óleo diesel para suprir suas demandas energéticas (ONS, 2023).

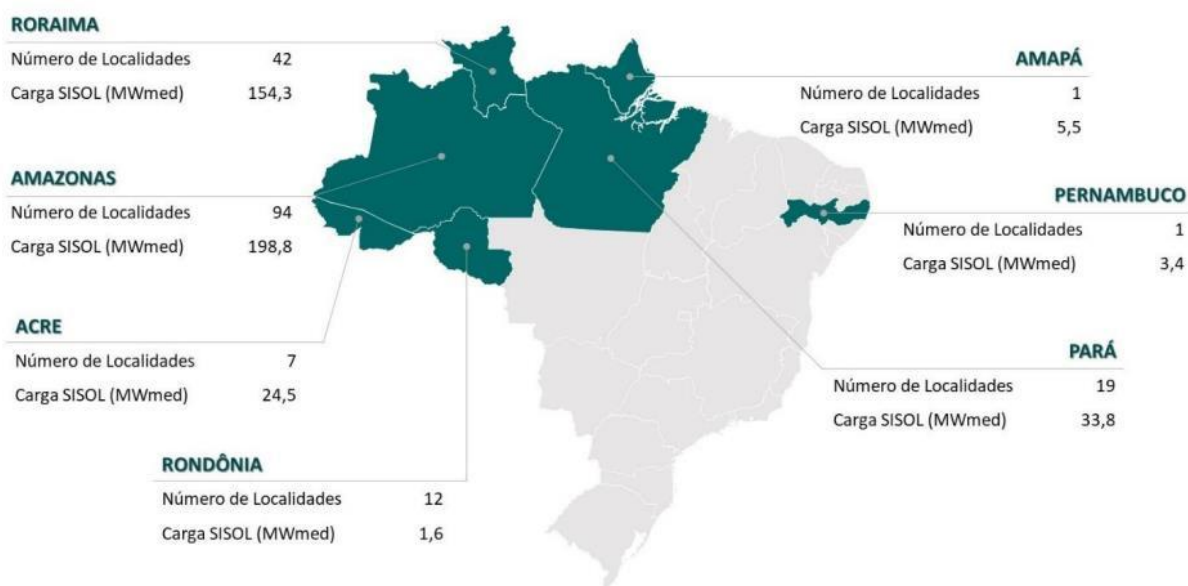
Em 22 de junho de 2016, a publicação da Medida Provisória nº 735/2016 instaurou a responsabilidade da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) na gestão dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR)⁵ e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)⁶ a partir de 2017. Esse marco culminou na Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, na qual foram estabelecidas diversas disposições, incluindo a transferência das atividades de previsão de carga e planejamento da operação energética dos SISOLs para o ONS. O detalhamento dessas atividades foi formalizado no Decreto da Presidência da República nº 9.022, de 3 de abril de 2017, que regulamentou as atividades do ONS relacionadas aos Sistemas Isolados, mediante procedimentos operacionais específicos intitulados "Procedimentos Operacionais para Previsão de Carga e Planejamento da Operação dos Sistemas Isolados", que de acordo com os termos legais, foram autorizados para utilização através do Despacho ANEEL nº 4.343/2017 (PEN SISOL, 2023). Esses procedimentos operacionais têm como objetivo definir produtos, critérios, prazos e atribuições tanto para o ONS quanto para os agentes envolvidos nos estudos. Entre os produtos delineados estão o Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados (PEN SISOL) e o Plano Anual da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados (PEL SISOL). O PEN SISOL é projetado para avaliar as condições de atendimento dos Sistemas Isolados no próximo ano civil, fornecendo subsídios à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para possíveis estudos de expansão visando adequar a oferta de energia. Ele também oferece estimativas de consumo de combustível e quantidades de energia a serem supridas por contratos, em auxílio à CCEE na formulação do Plano Anual de Custos (PAC). Por sua vez, o PEL SISOL tem como intuito avaliar o desempenho do sistema elétrico de Roraima, o único estado cuja capital ainda não foi conectada ao SIN. Esse plano engloba análises operacionais do sistema isolado, recomendações

⁵ A Reserva Global de Reversão (RGR) é um encargo do setor elétrico pago mensalmente pelos geradores, transmissões e distribuidores de energia e tem como objetivo financiar projetos de melhoria e expansão do setor energético (CCEE, 2023).

⁶ Encargo setorial destinado à promoção do desenvolvimento energético do Brasil e tem como finalidade conceder descontos tarifários aos usuários de baixa renda, rural, irrigante, custear a geração de energia nos sistemas isolados por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), pagar indenizações de concessões, incentivar o programa de subvenção à expansão da malha de gás natural, garantir a modicidade tarifária, promover a competitividade do carvão mineral nacional, entre outros (CCEE, 2023).

e ações para reforçar a segurança do fornecimento elétrico nesse sistema. No PEN SISOL 2023, foram consideradas 176 localidades nos Sistemas Isolados, concentradas principalmente na região norte do país, abrangendo estados como Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima, além da ilha de Fernando de Noronha, que é parte de Pernambuco. A distribuição geográfica desses Sistemas Isolados pode ser observada na Figura 2-2.

Figura 2-2 - Distribuição geográfica dos sistemas isolados no Brasil



Fonte: PEN SISOL (2023)

Segundo AMARAL (2020) para atender a demanda de 4,1 milhões MWh/ano de energia das 3 milhões de pessoas que residem nas áreas do SISOL, as usinas a diesel abrangem mais de 90% da produção de energia elétrica, implicando em um preço final da energia que ultrapassa R\$ 1000,00 por MWh, além da dificuldade de logística de abastecimento. No entanto, é esperada uma diminuição dessa porcentagem nos próximos anos, devido à introdução de usinas que utilizam gás natural (GN) e fontes renováveis. Segundo a EPE (2022) em 2019, o total de emissões somente da geração de energia nos SISOLs por fonte óleo diesel, biodiesel, GN e biomassa, foi de 2,94 MtCO₂eq, e é estimado que em 2024 esse número seja reduzido para 1.829 MtCO₂eq.

2.4 A Amazonia legal

2.4.1 Aspectos históricos, climáticos e vegetação

A Amazônia Legal (AMZ-L) teve sua origem principalmente no campo político e foi definida pela promulgação da Lei nº 1.806 de 06/01/1953. Naquele período, o governo federal vislumbrou nessa nova divisão administrativa um meio eficaz para impulsionar o progresso da região. A extensão territorial da Amazônia Legal abrange uma área de 5.217.423 km², equivalente a cerca de 61% do país, abrangendo os 9 estados: Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Roraima, Rondônia e Tocantins, além de uma parte do estado do Maranhão. Devido às suas dimensões continentais, a região se apresenta como um mosaico de ecossistemas diversos, cada um refletindo distintas características de vegetação, clima e solos. De modo geral, as áreas meridionais da AMZ-L e o nordeste de Roraima são predominantemente cobertos por vegetação de savana. Entre essa extensa faixa de vegetação savânica no sul da AMZ-L e a região conhecida como o "coração da Amazônia", onde a floresta ombrófila⁷ densa é proeminente, estende-se uma zona intermediária de floresta ombrófila aberta, essa faixa representa um elo entre os biomas do Cerrado e da Amazônia, marcando uma transição notável (BUENO et al., 2011).

De acordo com a classificação de Köppen⁸ a região da Amazônia se classifica como tropical úmida brasileira no grupo de clima A, presença de uma estação seca bem definida cobre apenas 52% do território, enquanto cerca de 20% da região amazônica não apresenta um período seco distinto, caracterizando um clima tropical chuvoso contínuo. Os restantes 28% possuem um clima tropical chuvoso, com um período seco que não excede 90 dias, geralmente, a estação chuvosa tem início em novembro-dezembro, estendendo-se até maio-junho, enquanto os outros meses do ano apresentam precipitações mais baixas. Os níveis pluviométricos variam entre 1.300 e 3.500 mm, com um excesso de chuvas de janeiro a junho e uma escassez entre agosto e dezembro (BUENO et al., 2011). A Tabela 2-1 apresenta um resumo das características climáticas da Região Amazônica.

⁷ "Floresta Ombrófila" substitui o termo anteriormente conhecido como "Floresta Pluvial", identificando um ecossistema distinto, notável por sua vegetação de folhagem larga e perene, e caracterizada por precipitações plenas e recorrentes. Essa paisagem é predominante nos biomas da Mata Atlântica e da Amazônia. Podem ser identificados três tipos predominantes: floresta densa, floresta aberta e floresta mista (SIGAM, 2015).

⁸ A classificação climática de Köppen-Geiger divide os climas em cinco grandes grupos e diversos tipos e subtipos, baseia-se na abundância e distribuição dos índices pluviiais e na variabilidade da temperatura anual e mensal (SAMPAIO et al, 2011)

Tabela 2-1 - Características climáticas da Amazônia

Característica	Valores
Precipitação pluviométrica	1.300 – 3.500 (média 2.100)
Temperatura (°C) média	24 – 28
máxima	29 – 34
mínima	16 – 24
Radiação solar (cal/cm ² /dia)	373 (Manaus)
Horas de brilho por ano	1.500 – 3.000 ¹
Déficit hídrico do solo (meses)	0 – 5
Regime de umidade do solo (% Amazônia)	Ústico: 52%
	Údico: 28%
	Perústico: 20%
Período chuvoso	(set) out – abr (mai)
Período seco	mai (jun) – set (out)

Fonte: Bueno et al. (2011)

2.4.2 Demografia

No ano de 2007, a região da AMZ-L abrigava uma população total de 22,3 milhões de habitantes, equivalente a 12,1% da população do Brasil naquele período. Nesse mesmo ano, a densidade populacional na AMZ-L era notavelmente baixa, aproximadamente 4,27 habitantes por quilômetro quadrado. Especificamente na Região Norte, essa densidade demográfica era ainda mais reduzida, chegando a cerca de 3,78 habitantes por quilômetro quadrado. Por outro lado, contrastando com esses números, a densidade populacional do Brasil como um todo em 2007 era de 21,61 habitantes por quilômetro quadrado, e na Região Sudeste, uma das áreas mais densamente povoadas do país, essa densidade atingia uma marca ainda maior, chegando a 84,23 habitantes por quilômetro quadrado (BUENO et al., 2011).

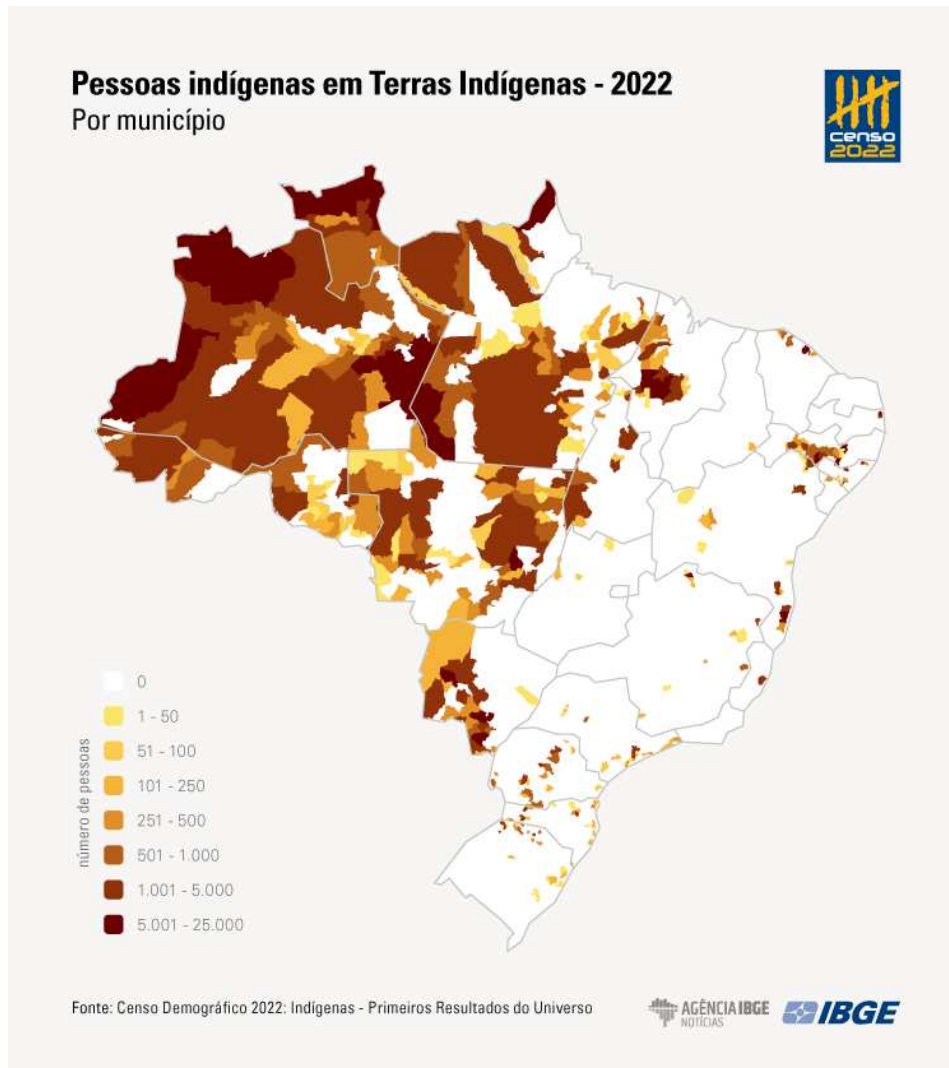
Ao longo da trajetória histórica da Região Amazônica, houve um incremento da sua diversidade social. A região que era inicialmente habitada por comunidades indígenas, vivenciou uma primeira onda migratória originada do Nordeste durante a segunda metade do século XIX e início do século XX, atraindo pessoas devido à expansão dos cultivos de seringueiras⁹. Esse período marcou o auge do chamado "primeiro ciclo da borracha". Um segundo ciclo ocorreu durante os anos da Segunda Guerra Mundial. Posteriormente, outros movimentos populacionais significativos aconteceram, especialmente a partir da década de 1970, com novas ondas de migrantes nordestinos sendo atraídas pela exploração de ouro e

⁹ A árvore seringueira, cientificamente conhecida como *Hevea brasiliensis*, é uma espécie nativa da região amazônica e é reconhecida principalmente pelo látex que produz, a partir do qual a borracha natural é obtida (CROPLIFE, 2020).

pedras preciosas. Movimentos migratórios mais recentes direcionaram-se a Rondônia e ao noroeste do Mato Grosso durante os anos 1980. Notavelmente, houve a chegada de produtores rurais em busca de terras, que avançaram para o norte mato-grossense, onde se desenvolveu um dos principais polos produtores de soja do Brasil. Essas migrações ao longo da história modelaram uma rica diversidade populacional e cultural em toda a região. Entretanto, essa diversidade é especialmente influenciada pelos distintos grupos indígenas presentes na região. Estes povos habitam terras coletivas formalmente reconhecidas como Terras Indígenas (TI), onde possuem usufruto exclusivo (BUENO et al, 2011). Essas terras são criadas pela Fundação Nacional do Índio (FUNAI) e a ocupação se dá com intuito de preservar o habitat e garantir a sobrevivência físico-cultural dos grupos indígenas. Em 2021, havia 761 TIs nos registros da FUNAI, ocupando 13,75% do território brasileiro e estando localizadas em todos os biomas, sobretudo na AMZ-L (FUNAI, 2021).

De acordo com dados do IBGE, o ano de 2022 registrou uma população de 689.202 habitantes vivendo em Terras Indígenas, sendo que quase metade (49,12% ou cerca de 338,5 mil) estava concentrada na Região Norte. A Figura 2-3 ilustra a distribuição da população indígena que reside em terras indígenas ao longo do ano de 2022. A taxa de crescimento demográfico entre os povos indígenas é significativamente superior à taxa estimada para o restante da população brasileira. O percentual de indígenas em relação à população total brasileira saltou de 0,2% em 1991 para 0,4% em 2000. Houve um aumento anual de 10,8% da população, a maior taxa de crescimento dentre todas as categorias, enquanto a média total de crescimento do país foi de 1,6% (FUNAI, 2022).

Figura 2-3 - Pessoas indígenas que vivem em Terras Indígenas em 2022



Fonte: IBGE (2022)

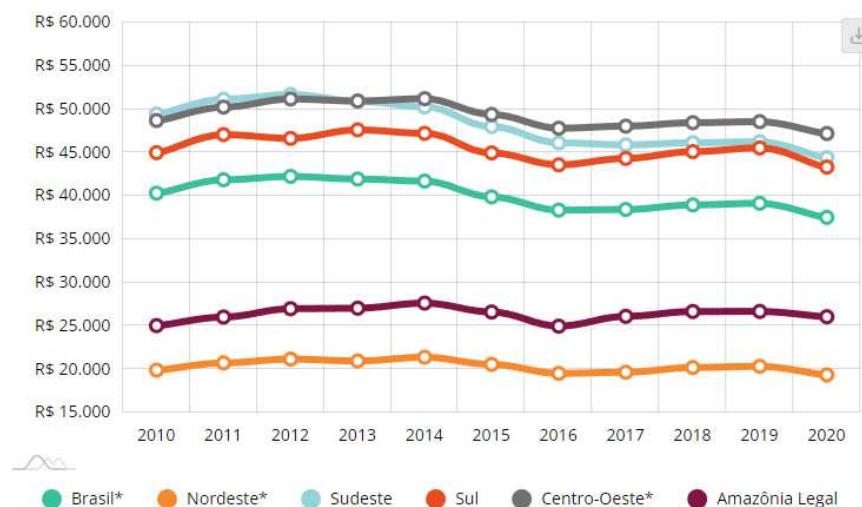
Além das comunidades indígenas, que são as mais numerosas, a região da Amazônia Legal (AMZ-L) abriga uma diversidade de grupos, incluindo os ribeirinhos e quilombolas que geralmente adotam uma abordagem de ocupação do espaço e gestão dos recursos naturais voltada para a subsistência, com pouca conexão com os mercados existentes e grande dependência de mão-de-obra familiar. Essas populações englobam ribeirinhos, seringueiros, quilombolas e outros, há muito tempo habitando a região e frequentemente sem registros legais de suas terras. O território que utilizam é considerado como área de uso comunitário, regulado por costumes que foram enraizados culturalmente há tempos. Essas populações tradicionais são definidas pela antropologia como manifestadoras de uma "cultura rústica" e são encontradas dispersas em várias partes da Região Amazônica. Além disso, suas identidades têm uma

característica marcante originada da decadência da exploração dos seringais. Como muitos dos exploradores de seringais eram migrantes do Nordeste, e muitos deles não puderam retornar devido a dificuldades, permaneceram na Amazônia, resultou gradualmente em uma miscigenação com as populações indígenas, dando origem ao chamado "povo caboclo", com um modo de vida distinto e um profundo conhecimento da floresta e das complexidades da região. Um segmento significativo dessas populações é representado pelos "ribeirinhos", que ocupam as áreas de várzea na Amazônia. Essas regiões possuem solos relativamente férteis e proporcionam acesso aos ricos recursos da vida aquática (BUENO et al.,2011).

2.4.3 Indicadores sociais e econômicos

Segundo dados da plataforma “Amazonia legal em Dados”¹⁰ os valores do PIB per capita da Amazonia legal em 2020 foi de R\$ 26 mil, 30,6% inferior ao do resto do Brasil, ficando apenas a frente da região Nordeste, conforme é apresentado no gráfico da Figura 2-4.

Figura 2-4- PIB per capita das regiões do Brasil e AMZ-L



Fonte: Amazônia Legal em Dados (2022)

¹⁰ A plataforma Amazônia Legal em Dados é uma iniciativa independente fomentada pela rede Uma Concertação Pela Amazônia e desenvolvida pela Consultoria Macroplan com apoio do Instituto Arapyau. A plataforma, com acesso liberado a qualquer pessoa, proporciona de forma inédita uma visão integrada dos nove estados da Amazônia Legal, reunindo 113 indicadores em 11 temas como ciência e tecnologia, demografia, desenvolvimento social, educação, economia, infraestrutura, institucional, meio ambiente, saneamento, saúde e segurança (AMAZONIA LEGAL EM DADOS, 2023).

O estado do Pará desempenha um papel significativo, contribuindo com 28,3% do PIB da Amazônia Legal, que junto a outros dois estados de grande porte, essa tríade responde por 66,9% de toda a produção na região da AMZ-L. O destaque absoluto em termos de PIB per capita na Amazônia Legal vai para o estado do Mato Grosso, com R\$ 50,7 mil, mais do que três vezes superior ao do Maranhão, que detém o menor PIB dentre os estados da região, com R\$ 15 mil. Notavelmente, o PIB per capita do Mato Grosso se posiciona apenas abaixo do estado de São Paulo e do Distrito Federal quando comparado a todos os estados do país. A Tabela 2-2 mostra o PIB de cada estado pertencente a Amazonia Legal individualmente e a sua participação no total da AMZ-L.

Tabela 2-2- PIB per capita dos estados da Amazônia Legal

Estado	PIB (R\$ milhões de 2020)	Participação no total da região	PIB per capita (em R\$ de 2020)
Pará	R\$ 215.936 M	28,3%	R\$ 24.846,62
Mato Grosso	R\$ 178.650 M	23,4%	R\$ 50.663,19
Amazonas	R\$ 116.019 M	15,2%	R\$ 27.572,96
Maranhão	R\$ 106.916 M	14,0%	R\$ 15.027,69
Rondônia	R\$ 51.599 M	6,8%	R\$ 28.722,45
Tocantins	R\$ 43.650 M	5,7%	R\$ 27.448,43
Amapá	R\$ 18.469 M	2,4%	R\$ 21.431,53
Acre	R\$ 16.476 M	2,1%	R\$ 18.420,26
Roraima	R\$ 16.024 M	2,1%	R\$ 25.387,77
Amazônia Legal	R\$ 763.739 M	100,0%	R\$ 26.054,24

Fonte: Adaptado de Amazonia Legal em Dados (2022)

O Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) considera, em adição à renda, o grau de escolaridade e a expectativa de vida. A análise do IDH por Unidade Federativa - UF revelou

valores médios para os estados da AMZ-L, em 2021, de 0,70, frente ao valor médio de 0,73 para o Brasil (IBGE, 2022). Valores acima de 0,8 são considerados indicativos de países ou regiões mais desenvolvidas. A Tabela 2-3 mostra os dados de IDH dos estados da AMZ-L no ano de 2021, segundo o IBGE.

Tabela 2-3 - IDH dos estados da Amazônia Legal em 2021

Localidade	2021
Acre	0,71000
Amazonas	0,70000
Amapá	0,68800
Maranhão	0,67600
Mato Grosso	0,73600
Pará	0,69000
Rondônia	0,70000
Roraima	0,69900
Tocantins	0,73100
Brasil	0,73015










Fonte: IBGE (2022)

Segundo Bueno et al. (2011) outros indicadores relevantes da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios - PNAD realizada pelo IBGE em 2015 revelou que os índices da AMZ-L são sempre inferiores ao índice do país:

- a) água encanada em domicílios, Brasil com 98%, e AMZ-L com 96%;
- b) disponibilidade de energia iluminação elétrica em domicílio, Brasil com 99%, e AMZ-L com 98%;
- c) posse de geladeira no domicílio, Brasil com 96%, e AMZ-L com 94%.
- d) Posse de microcomputador: Brasil com 39%, e AMZ-L com 30%.

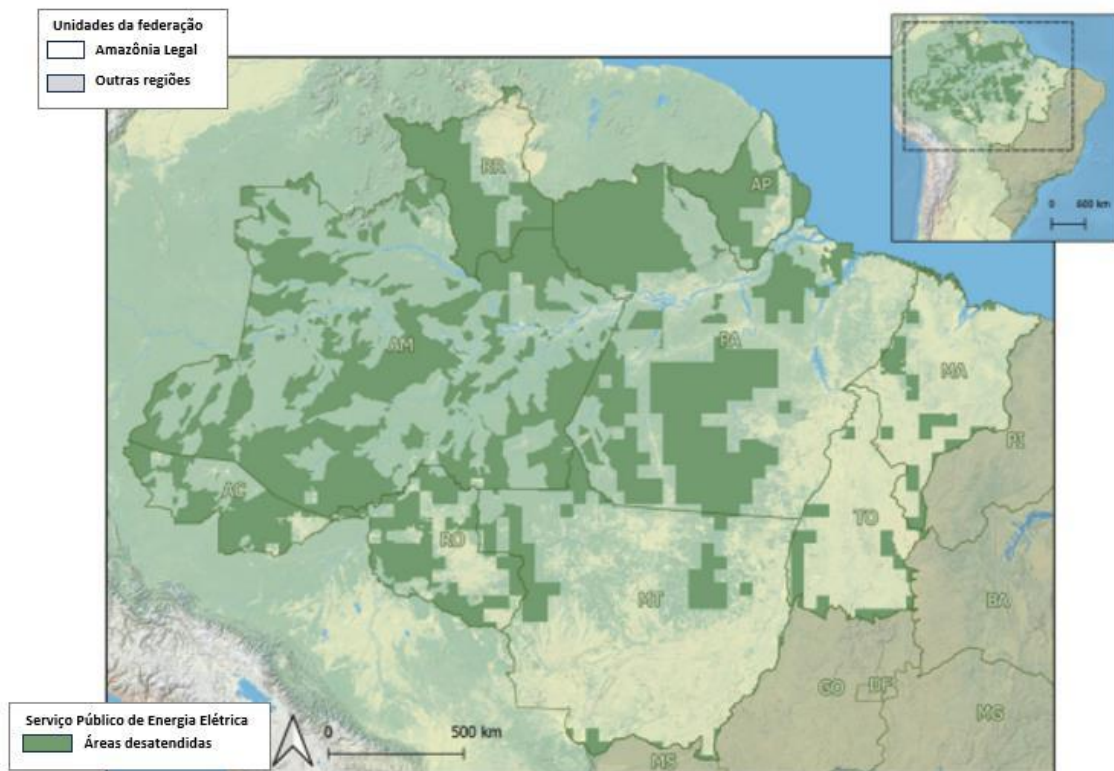
Um estudo conduzido pelo IEMA revelou que aproximadamente 990 mil indivíduos enfrentam a falta de acesso ao fornecimento público de energia elétrica na área da Amazônia Legal. Dentre esse grupo, um pouco mais de 32% estão situados em terras indígenas, territórios quilombolas homologados, unidades de conservação ou assentamentos rurais (FERREIRA; SILVA, 2021). O estudo também apresenta informações geográficas sobre a distribuição da população sem acesso à energia elétrica por estado, mostrada na Figura 2-5. Além disso, a Figura 2-6 ilustra a localização dessas áreas nos estados pertencentes à região da Amazônia Legal.

Figura 2-5 - População sem acesso à energia elétrica na AMZ-L em 2019

UF	População sem acesso à energia elétrica
 AC	87.074
 AM	159.915
 AP	25.593
 MA	121.326
 MT	21.655
 PA	409.593
 RO	107.749
 RR	22.848
 TO	34.350
Total	990.103

Fonte: Ferreira; Silva (2021)

Figura 2-6 - Áreas sem acesso ao serviço público de energia elétrica nos estados da AMZ-L em 2019.



Fonte: Adaptada de Ferreira; Silva (2021)

2.5 Programas de Universalização do acesso à energia elétrica no Brasil

2.5.1 – Programa Luz para Todos - LPT

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2023) “o Programa Luz para Todos foi instituído no ano 2003 para implementar a universalização do acesso à energia elétrica para as famílias que ainda não tinham acesso a esse serviço público.” O Programa foi desenvolvido como uma ferramenta de fomento para o desenvolvimento e promoção da inclusão social, pois segundo dados do censo realizado pelo IBGE no ano 2000, cerca de dois milhões de residências rurais não tinham acesso aos serviços de energia elétrica. Isso equivalia a aproximadamente dez milhões de indivíduos vivendo em áreas rurais sem acesso a esse serviço essencial, sendo que cerca de 90% dessas famílias possuíam renda mensal inferior a três salários-mínimos.

Quando criado, o Programa tinha como objetivo proporcionar acesso à energia elétrica até o ano de 2008 às residências rurais identificadas pelo IBGE. Entretanto, durante a sua implementação, foi identificado um número adicional de famílias sem acesso à eletricidade, levando à criação do Decreto nº 6.442 em 25 de abril de 2008, que ampliou os objetivos do Programa para eliminar a exclusão elétrica e estendeu o prazo até o final de 2010. Posteriormente, por meio do Decreto nº 7.324, datado de 5 de outubro de 2010, o Governo Federal estendeu o prazo para a realização das ligações de eletricidade até 31 de dezembro de 2011. Essa extensão tinha como objetivo garantir a conclusão das obras que já haviam sido contratadas ou que estavam em processo de contratação até 30 de outubro de 2010 (MME, 2023).

Inicialmente planejado para atingir dois milhões de ligações, o Programa alcançou essa meta em maio de 2009, beneficiando cerca de dez milhões de pessoas. Com a prorrogação do Programa até 2010, a nova meta foi estabelecida em mais de dois milhões de domicílios. Apesar dos resultados significativos alcançados na implementação das metas iniciais, surgiram novas necessidades, principalmente nas Regiões Norte e Nordeste do país, que já apresentavam altos índices de exclusão elétrica desde o lançamento do Programa em 2003. Além dos desafios logísticos na execução das obras, essas regiões também abrigam populações quilombolas, indígenas e comunidades em Unidades de Conservação.

Para atender a essa demanda adicional, o Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, estabeleceu a continuidade do Programa de 2011 a 2014, sendo prorrogado até o ano de 2018 pelo Decreto nº 8.387, de 30 de dezembro de 2014. Até abril de 2017, mais de 3,3 milhões de residências foram beneficiadas pelo Programa, proporcionando eletricidade para cerca de 16

milhões de pessoas nas áreas rurais. Isso estabeleceu o Programa de Inclusão Elétrica como uma das iniciativas mais abrangentes do mundo. Com o intuito de levar energia elétrica à parcela da população rural que não estava contemplada pelo Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, o Decreto nº 9.357 foi publicado em 27 de abril de 2018, prorrogando o Programa até o ano de 2022 (MME, 2023).

Segundo o MME o Luz para Todos é coordenado pelo próprio ministério e “tem como agentes Executores as concessionárias, Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica e as Prestadoras de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, conforme Portaria MME nº 388 de 26 de julho de 2016”. As conexões a serem estabelecidas não implicam em custos para os beneficiários do programa e são financiadas por meio dos recursos provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), cuja principal fonte de receita é composta pelas contribuições provenientes das partes envolvidas na comercialização de energia para os consumidores finais. Essas contribuições integram as tarifas pagas pelos usuários de eletricidade (FERREIRA; SILVA, 2021).

2.5.2 – Programa Mais Luz para a Amazonia - MLA

Com o objetivo de intensificar a promoção do acesso da energia elétrica na AMZ-L foi criado o **programa Mais Luz para Amazônia – MLA** em 2020. Segundo o MME, “O Programa Mais Luz para a Amazônia (MLA) foi criado com o objetivo de promover o acesso à energia elétrica para a população brasileira localizada nas regiões remotas dos estados da Amazônia Legal, visando o desenvolvimento social e econômico destas comunidades. Assim, também possibilita o fomento de atividades voltadas para o aumento da renda familiar e pelo uso sustentável dos recursos naturais da região, primando pela integração de ações das várias esferas de Governo e consequente promoção da cidadania e da dignidade daquela população.” À exemplo do programa LPT, as conexões dos beneficiários são efetuadas sem ônus, sendo financiadas pela CDE (FERREIRA; SILVA, 2021).

O objetivo do Programa MLA é tanto conectar comunidades que atualmente não possuem acesso à energia elétrica quanto substituir geradores movidos a diesel ou gasolina e, embora tenham sido avaliadas diversas alternativas tecnológicas, como energia solar, eólica, hídrica e biomassa, **o MME demonstrou preferência pelos sistemas fotovoltaicos** (FERREIRA; SILVA, 2021).

Segundo o decreto Nº 10.221, DE 5 DE fevereiro de 2020 as prioridades estabelecidas pelo Programa Mais Luz para a Amazônia são as seguintes:

- a) atender primeiro as famílias de baixa renda cadastradas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal;
- b) dar prioridade às famílias que são beneficiárias de programas sociais dos governos federal, estadual ou municipal, que tenham como objetivo o progresso socioeconômico;
- c) contemplar os assentamentos rurais, as comunidades indígenas, os territórios quilombolas e as comunidades situadas em áreas de reservas extrativistas, bem como comunidades diretamente afetadas por empreendimentos de geração ou transmissão de energia elétrica cuja responsabilidade não seja do concessionário;
- d) abranger escolas, postos de saúde e poços de água comunitários; e
- e) englobar também as famílias residentes em unidades de conservação.

Assim como no programa LPT, o programa MLA é coordenado pelo MME e executado pelas distribuidoras, que têm a obrigação de identificar as demandas em suas áreas de atuação, além de planejar e executar o Programa de Obras de acordo com os critérios definidos no Manual de Operacionalização do Programa MLA (MME, 2020).

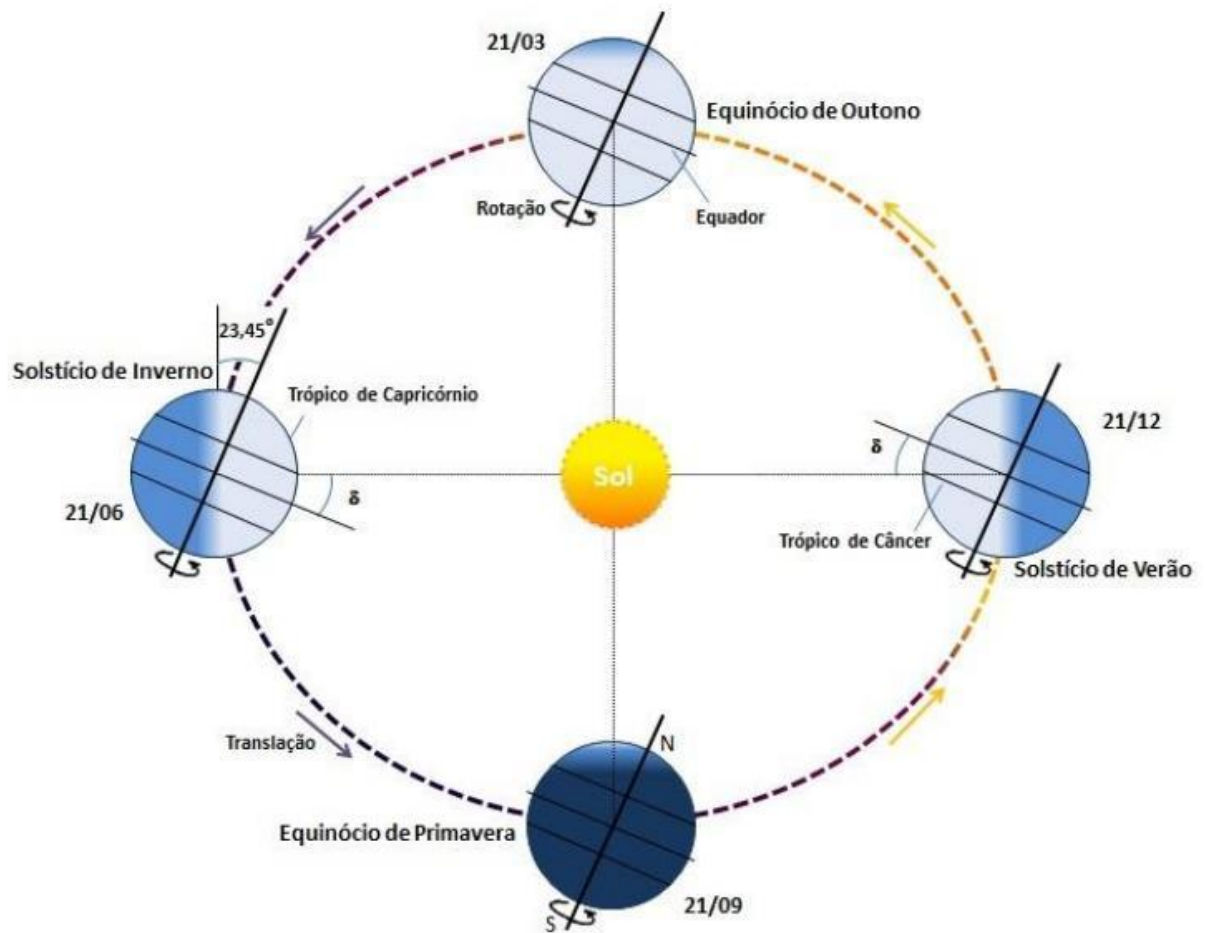
2.6 Energia Solar Fotovoltaica

2.6.1 Geometria solar

A distância média entre a Terra e o Sol é de aproximadamente uma unidade astronômica (UA), formando um ângulo de 32 minutos de arco observando da Terra. A intensidade da radiação solar (G_{sc}) que alcança o espaço externo à atmosfera terrestre é praticamente constante, conhecida como constante solar, que tem o valor de 1367 Watts por metro quadrado, com uma incerteza de cerca de 1% (DUFFIE & BECKMAN, 2020).

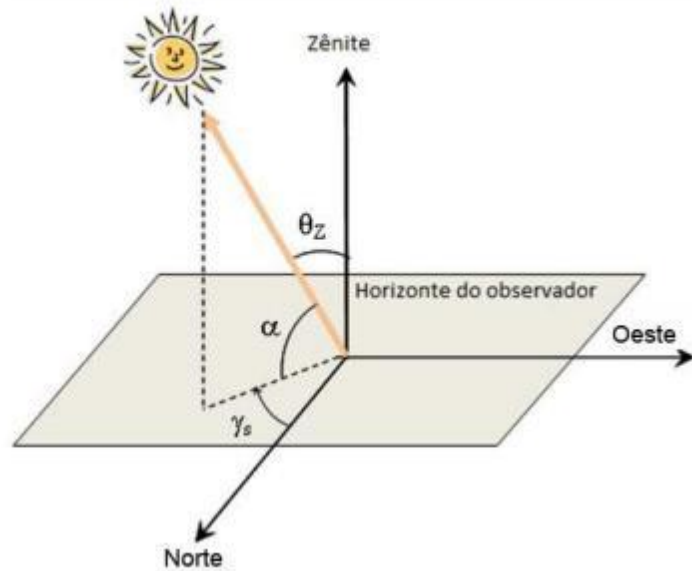
As relações geométricas entre um plano de qualquer orientação específica na superfície da Terra e a radiação solar incidente podem ser descritas usando vários ângulos, esses ângulos e convenções são fundamentais para entender como a radiação solar interage com diversas superfícies na Terra. Em função da Latitude (Φ) e Longitude (L) de um determinado local, baseado nos conceitos de Duffie e Beckman as relações geométricas são definidas conforme Figura 2-7 e Figura 2-8 que são comentadas individualmente na sequência.

Figura 2-7 - Órbita da Terra em torno do Sol. Eixo N-S inclinado no ângulo de declinação solar

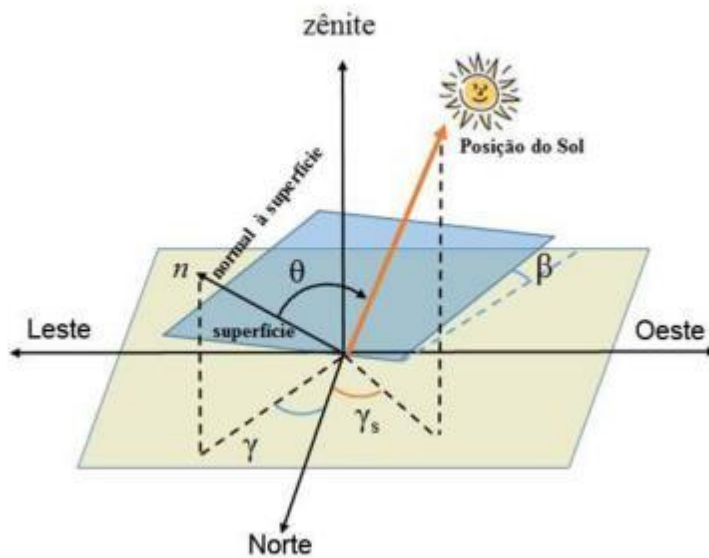


Fonte: CRESESB

Figura 2-8 - Ângulos característicos da geometria solar



(a)



Fonte: CRESESB (2014)

2.6.1.1 Declinação solar (δ)

A Terra se movimenta em uma trajetória elíptica ao redor do Sol, movimento conhecido como translação. Este percurso não apenas determina as diferentes estações do ano, mas também influencia o ângulo de declinação solar (δ). Este ângulo, que muda ao longo do ano, descreve a posição angular do Sol no céu ao meio-dia solar em relação ao plano do equador terrestre, variando entre $-23,45$ e $23,45$ graus. A declinação solar é considerada negativa

quando a linha imaginária que une os centros do Sol e da Terra cruza a superfície no hemisfério Sul (GOIS et al.,2020). A declinação solar é definida pela equação de Cooper (1969), em que n é o número sequencial de dias no ano.

$$\delta = 23,45 * \sin \left(\frac{360}{365} * (284 + n) \right) \quad (2.1)$$

2.6.1.2 Ângulo horário (ω)

O ângulo horário solar (ω), é um parâmetro que indica o deslocamento angular da projeção do Sol em relação ao meridiano local do observador na Terra. Este ângulo varia de -180 a +180 graus e muda à medida que a Terra gira em torno do seu eixo. Especificamente, cada hora que passa corresponde a uma mudança de 15 graus no ângulo horário solar. Por convenção, o valor do ângulo é positivo durante a manhã, torna-se zero ao meio-dia solar e fica negativo à tarde (GOIS et al.,2020). Em resumo, esse ângulo serve como uma medida do deslocamento do Sol para leste ou oeste em relação ao meridiano local, e é afetado pela rotação da Terra à taxa de 15 graus por hora, dado pela equação 2.2.

$$\omega = (HS-12) \times 15 \quad (2.2)$$

Sendo que HS é o horário solar, um conceito que se baseia no movimento aparente do Sol pelo céu, sendo o meio-dia solar o momento em que o Sol cruza o meridiano do observador. Embora o tempo registrado em dados meteorológicos modernos geralmente use o horário padrão local ou Horário Legal (HL), a hora solar é diferente do tempo no relógio local. Para converter o horário padrão em horário solar, dois ajustes são necessários. O primeiro ajuste corrige a diferença de longitude entre o observador e o meridiano em que o horário padrão local se baseia. Uma constante de 4 minutos é aplicada para cada grau de diferença entre a longitude do observador e a longitude do horário legal. O segundo ajuste vem da "equação do tempo", que contabiliza variações na taxa de rotação da Terra quando o Sol cruza o meridiano do observador (DUFFIE & BECKMAN, 2020). A diferença em minutos entre o horário solar e horário local é dada pela equação 2.3.

$$HS - HL = 4 (L_{st} - L_{loc}) + E \quad (2.3)$$

Em que L_{st} é a longitude padrão para o horário local e L_{loc} é a longitude da localização em questão. O parâmetro E é a equação do tempo (em minutos) para o período de um ano, dada por:

$$E = 229,2 * (0,000075 + 0,001868 \cos B - 0,032077 \sin B - 0,014615 \cos 2B - 0,04089 \sin 2B) \quad (2.4)$$

Onde B é dado em função do dia sequencial do ano “ n ” conforme equação 2.5.

$$B = (n - 1) * \left(\frac{360}{365}\right) \quad (2.5)$$

Logo o horário solar HS é dado pela soma do horário legal ao parâmetro E :

$$HS = HL + 4 (L_{st} - L_{loc}) + E \quad (2.6)$$

Outro conceito primordial para desenvolvimento dos cálculos de energia solar é o ângulo horário do pôr do sol (ω_s), que é basicamente o ângulo formado entre a projeção dos raios do Sol em relação ao meridiano local do observador no horário solar do pôr do sol, dado por:

$$\omega_s = \text{Arcos} (-\text{Tan } \Phi * \text{Tan } \delta) \quad (2.7)$$

2.6.1.3 Ângulo Zenital (θ_z)

O ângulo zenital solar (θ_z) é uma medida angular que indica a posição do Sol em relação a linha normal imaginária do local do observador. Esse ângulo é crucial para diversas aplicações, como o alinhamento ótimo de módulos solares e a estimativa da quantidade de luz solar que atinge uma dada superfície. Ele pode ser determinado usando três variáveis principais: a latitude do local (Φ), o ângulo de declinação solar (δ), e o ângulo horário solar (ω), conforme equação 2.11. No nascer ou o pôr do Sol, o ângulo zenital assume o valor de 90° , indicando que o Sol está justamente no horizonte (GOIS et al.,2020).

$$\theta_z = \text{Arcos} (\sin \delta * \sin \Phi + \cos \delta * \cos \Phi * \cos \omega) \quad (2.8)$$

2.6.1.4 Ângulo Azimutal Solar (γ_s)

O ângulo azimutal solar (γ_s) descreve a orientação do Sol em relação ao meridiano local de um observador. Variando entre -180 e +180 graus, este ângulo é positivo no sentido horário a partir do norte Geográfico e serve para indicar o deslocamento angular do Sol no plano horizontal. O sinal de γ_s é determinado pelo ângulo horário, sendo negativo no período da manhã e positivo no período da tarde (DUFFIE & BECKMAN, 2020). O ângulo Azimutal é definido em função do ângulo zenital (θ_z), latitude (Φ) e declinação solar (δ), conforme equação 2.9.

$$\gamma_s = \text{Arcos} \left(\frac{\cos \theta_z * \sin \Phi - \sin \delta}{\sin \theta_z * \cos \Phi} \right) \quad (2.9)$$

2.6.1.5 Ângulo de incidência solar (θ)

O ângulo de incidência solar (θ), conforme definido no contexto de Duffie e Beckman, é o ângulo formado entre a direção da radiação solar que atinge uma determinada superfície e a linha normal (perpendicular) a essa superfície. A eficiência na captação de energia solar está diretamente relacionada ao ângulo de incidência. Em um ângulo de incidência de zero graus, a radiação solar incide perpendicularmente à superfície, proporcionando a máxima irradiação possível por unidade de área. À medida que o ângulo de incidência se afasta de zero, a eficiência da captação de energia diminui, sendo β o ângulo de inclinação da superfície.

$$\theta = \text{Arcos} [\cos (\Phi + \beta) * \cos \delta * \cos \omega + \sin (\Phi + \beta) * \sin \delta] \quad (2.10)$$

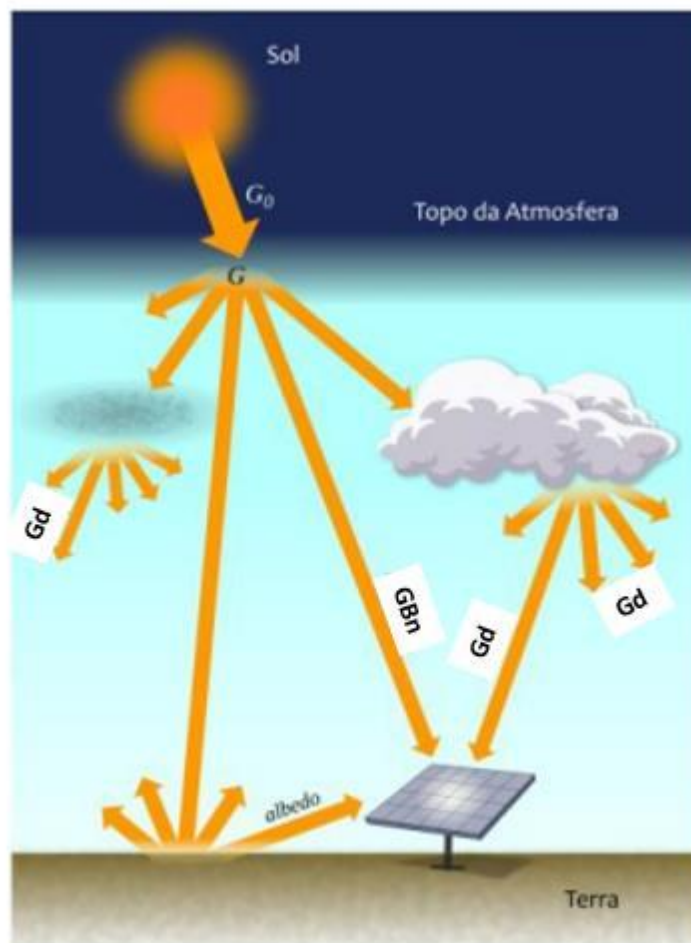
2.6.1.6 Ângulo de inclinação da superfície (β)

O ângulo de inclinação é o ângulo formado entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal e varia entre 0 e 180 graus. O objetivo principal da otimização do ângulo de inclinação é fazer com que o ângulo de incidência da radiação solar seja o mais próximo possível de zero graus. Isso ocorre porque a eficiência na captação de radiação solar é maximizada quando a radiação incide perpendicularmente à superfície.

2.6.2 Irradiância e Radiação solar

Segundo Duffie e Beckman o estudo da radiação solar não se limita apenas a entender a energia que emana do sol, mas também como essa energia interage com a atmosfera da Terra, eventualmente chegando a diferentes tipos de superfícies no planeta. A Irradiância é a taxa na qual a energia radiante é recebida por uma superfície, por unidade de área, alcançando seu pico durante o meio-dia solar. No entanto, essa energia não é distribuída uniformemente, sendo dividida em diversas componentes como a irradiância direta e a difusa. A irradiância direta é aquela que segue uma trajetória reta do sol até a superfície da Terra, sem ser absorvida ou dispersada pela atmosfera. Em contrapartida, a irradiância difusa engloba a energia solar que foi dispersa pelos elementos atmosféricos como gases e partículas, chegando à Terra em diferentes direções. A dispersão da irradiância solar pode ser vista na 2.14.

Figura 2-9 - Dispersão da Irradiância Solar



Fonte: Adaptada de GOIS et al. (2020).

De acordo com GOIS et al. (2020) a irradiância extraterrestre (G_0) é a energia solar por unidade de área que seria medida em um plano horizontal colocado acima da atmosfera terrestre. Este valor serve como um parâmetro teórico para entender a quantidade máxima de energia solar disponível antes da interação com a atmosfera. Outras subdivisões incluem:

- a) Irradiância direta normal (G_{Bn}): Energia proveniente diretamente do sol e que incide perpendicularmente em uma superfície na Terra;
- b) Irradiância difusa horizontal (G_d): Parcela de energia dispersa pela atmosfera e que incide sobre uma superfície horizontal;
- c) Irradiância direta horizontal (G_b): Representa a energia do sol diretamente incidente sobre uma superfície horizontal.
- d) Irradiância em Superfície Inclinada (G_T): Concentração total de energia solar que atinge uma área unitária de uma superfície inclinada, considerando sua latitude geográfica.
- e) Irradiância Horizontal Global (G): Quantidade agregada de energia solar que incide em um metro quadrado de uma superfície plana e horizontal. Ela é composta tanto pela energia solar direta que chega à superfície sem ser dispersa quanto pela irradiância difusa que é espalhada pela atmosfera antes de atingir o solo.

2.6.2.1 Irradiância Extraterrestre na superfície horizontal G_0

A variação da radiação extraterrestre se refere às mudanças na quantidade de energia solar recebida fora da atmosfera da Terra. Essas variações podem ser atribuídas a várias causas, mas em geral, dois fatores principais são mais discutidos: as variações na emissão solar e as variações na distância entre a Terra e o Sol. Algumas pesquisas mostram que a quantidade de energia emitida pelo Sol pode variar em torno de 1,5% para mais ou para menos e essas variações podem ser ligadas a eventos como manchas solares. Também há variação devido a órbita da Terra em torno do Sol não ser perfeitamente circular, mas sim ligeiramente elíptica, o que faz com que a distância entre a Terra e o Sol varie ao longo do ano, resultando em variações da ordem de mais ou menos 3,3% na radiação extraterrestre (DUFFIE & BECKMAN, 2020). A irradiância extraterrestre que varia ao longo do ano pode ser calculada pela equação 2.11, em que n é o número sequencial de dias no ano.

$$G_0 = G_{sc} * \left(1 + 0,033 * \cos \frac{360 * n}{365} \right) * \cos \theta_z \quad (2.11)$$

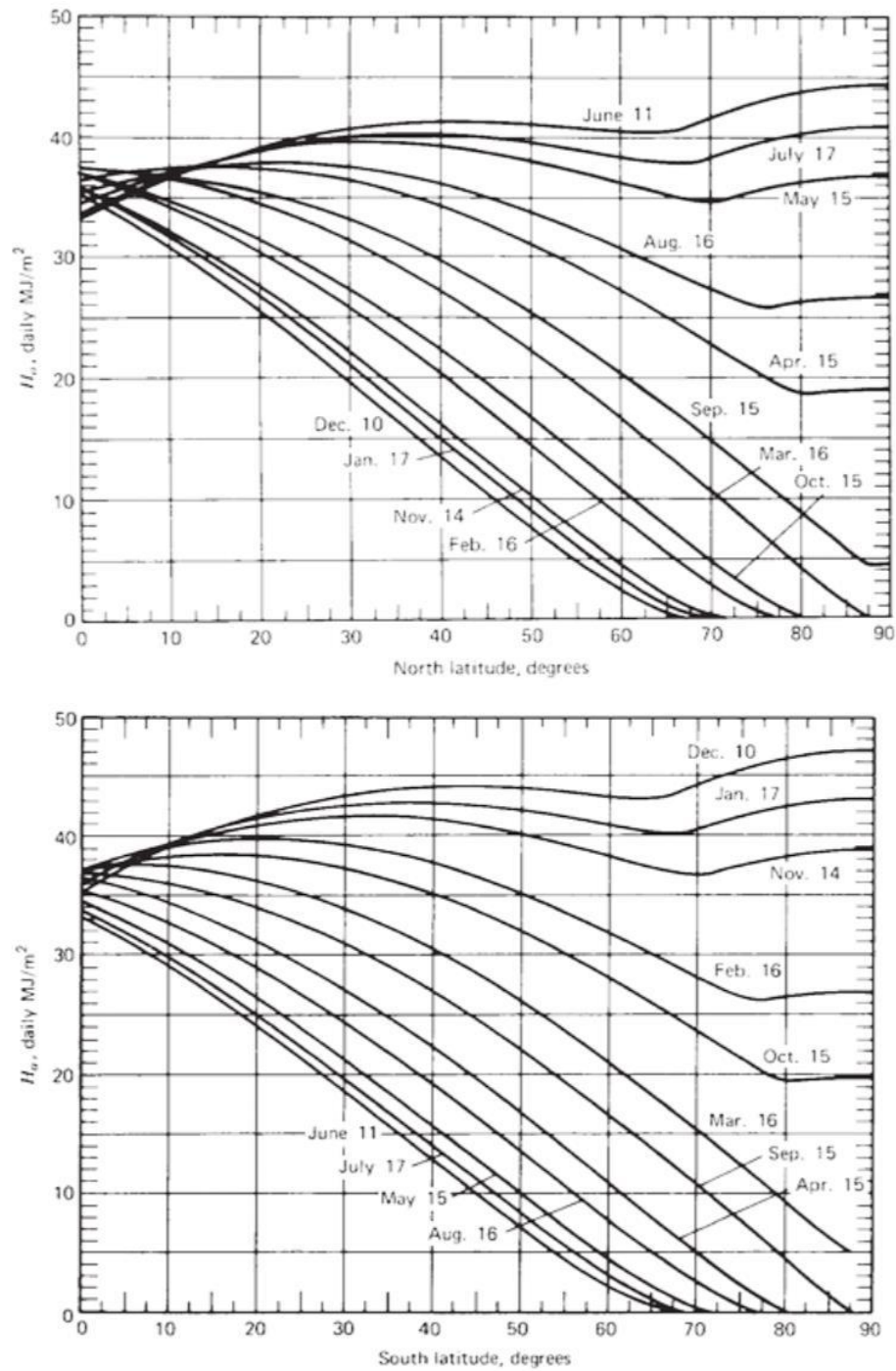
2.6.2.2 Irradiação Extraterrestre diária no plano horizontal (H_0)

O valor total da irradiação extraterrestre em uma superfície horizontal ao longo de um dia, designado como H_0 , pode ser determinado através da integração da equação 2.12 durante o intervalo do nascer ao pôr do sol. Enquanto G é expresso em watts por metro quadrado, H é expresso em joules por metro quadrado por dia.

$$H_0 = \frac{24 * 3600 * G_{sc}}{\pi} * \left(1 + 0,033 * \cos \frac{360 * n}{365} \right) * \left(\cos \Phi * \cos \delta * \sin \omega_s + \frac{\pi * \omega_s}{180} * \sin \Phi * \sin \delta \right) \quad (2.12)$$

A irradiação extraterrestre média diária mensal \bar{H}_0 é um parâmetro útil para cálculo de geração de energia solar. O gráfico da Figura 2-10 ilustra como a radiação média se comporta em relação à latitude, tanto para o hemisfério norte quanto para o sul.

Figura 2-10 - Variação da radiação média em relação a latitude



Fonte: Duffie & Beckman (2020)

Pode-se ver na Tabela 2-4 a variação da radiação extraterrestre média diária mensal para diferentes valores de latitude para os doze meses do ano.

Tabela 2-4 - Variação da radiação extraterrestre média diária mensal para diferentes latitudes ao longo do ano

Φ	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
90	0.0	0.0	1.2	19.3	37.2	44.8	41.2	26.5	5.4	0.0	0.0	0.0
85	0.0	0.0	2.2	19.2	37.0	44.7	41.0	26.4	6.4	0.0	0.0	0.0
80	0.0	0.0	4.7	19.6	36.6	44.2	40.5	26.1	9.0	0.6	0.0	0.0
75	0.0	0.7	7.8	21.0	35.9	43.3	39.8	26.3	11.9	2.2	0.0	0.0
70	0.1	2.7	10.9	23.1	35.3	42.1	38.7	27.5	14.8	4.9	0.3	0.0
65	1.2	5.4	13.9	25.4	35.7	41.0	38.3	29.2	17.7	7.8	2.0	0.4
60	3.5	8.3	16.9	27.6	36.6	41.0	38.8	30.9	20.5	10.8	4.5	2.3
55	6.2	11.3	19.8	29.6	37.6	41.3	39.4	32.6	23.1	13.8	7.3	4.8
50	9.1	14.4	22.5	31.5	38.5	41.5	40.0	34.1	25.5	16.7	10.3	7.7
45	12.2	17.4	25.1	33.2	39.2	41.7	40.4	35.3	27.8	19.6	13.3	10.7
40	15.3	20.3	27.4	34.6	39.7	41.7	40.6	36.4	29.8	22.4	16.4	13.7
35	18.3	23.1	29.6	35.8	40.0	41.5	40.6	37.3	31.7	25.0	19.3	16.8
30	21.3	25.7	31.5	36.8	40.0	41.1	40.4	37.8	33.2	27.4	22.2	19.9
25	24.2	28.2	33.2	37.5	39.8	40.4	40.0	38.2	34.6	29.6	25.0	22.9
20	27.0	30.5	34.7	37.9	39.3	39.5	39.3	38.2	35.6	31.6	27.7	25.8
15	29.6	32.6	35.9	38.0	38.5	38.4	38.3	38.0	36.4	33.4	30.1	28.5
10	32.0	34.4	36.8	37.9	37.5	37.0	37.1	37.5	37.0	35.0	32.4	31.1
5	34.2	36.0	37.5	37.4	36.3	35.3	35.6	36.7	37.2	36.3	34.5	33.5
0	36.2	37.4	37.8	36.7	34.8	33.5	34.0	35.7	37.2	37.3	36.3	35.7
-5	38.0	38.5	37.9	35.8	33.0	31.4	32.1	34.4	36.9	38.0	37.9	37.6
-10	39.5	39.3	37.7	34.5	31.1	29.2	29.9	32.9	36.3	38.5	39.3	39.4
-15	40.8	39.8	37.2	33.0	28.9	26.8	27.6	31.1	35.4	38.7	40.4	40.9
-20	41.8	40.0	36.4	31.3	26.6	24.2	25.2	29.1	34.3	38.6	41.2	42.1
-25	42.5	40.0	35.4	29.3	24.1	21.5	22.6	27.0	32.9	38.2	41.7	43.1
-30	43.0	39.7	34.0	27.2	21.4	18.7	19.9	24.6	31.2	37.6	42.0	43.8
-35	43.2	39.1	32.5	24.8	18.6	15.8	17.0	22.1	29.3	36.6	42.0	44.2
-40	43.1	38.2	30.6	22.3	15.8	12.9	14.2	19.4	27.2	35.5	41.7	44.5
-45	42.8	37.1	28.6	19.6	12.9	10.0	11.3	16.6	24.9	34.0	41.2	44.5
-50	42.3	35.7	26.3	16.8	10.0	7.2	8.4	13.8	22.4	32.4	40.5	44.3
-55	41.7	34.1	23.9	13.9	7.2	4.5	5.7	10.9	19.8	30.5	39.6	44.0
-60	41.0	32.4	21.2	10.9	4.5	2.2	3.1	8.0	17.0	28.4	38.7	43.7
-65	40.5	30.6	18.5	7.9	2.1	0.3	1.0	5.2	14.1	26.2	37.8	43.7
-70	40.8	28.8	15.6	5.0	0.4	0.0	0.0	2.6	11.1	24.0	37.4	44.9
-75	41.9	27.6	12.6	2.4	0.0	0.0	0.0	0.8	8.0	21.9	38.1	46.2
-80	42.7	27.4	9.7	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	20.6	38.8	47.1
-85	43.2	27.7	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	20.3	39.3	47.6
-90	43.3	27.8	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	20.4	39.4	47.8

Fonte: Adaptado pelo autor de DUFFIE & BECKMAN (2020)

2.6.2.3 Índice de claridade K_T

A frequência com que diferentes níveis de radiação ocorrem em dias ensolarados ou dias nublados, determinando o índice médio mensal de claridade (\bar{K}_t). Esse índice é a relação entre a radiação integrada média mensal \bar{H} e a radiação extraterrestre diária média mensal \bar{H}_0 ,

conforme equação 2.13. Sendo que \bar{H} pode ser obtida através de equipamentos de medição Solarimétricos como piranômetros¹¹ e é dada em Joule por metro quadrado dia.

$$\bar{K}_t = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (2.13)$$

2.6.2.4 Componentes da radiação direta \bar{H}_b e difusa \bar{H}_d

A radiação solar total \bar{H} representa a combinação da radiação direta e da radiação difusa que incide em uma determinada superfície. A Radiação Direta (\bar{H}_b) refere-se à radiação solar que atinge uma superfície no plano horizontal diretamente do sol, sem ter sido dispersada pela atmosfera. Já a Radiação Difusa (\bar{H}_d) é aquela que foi dispersada ou refratada pela atmosfera antes de chegar à superfície da Terra. A radiação difusa no plano horizontal média mensal varia em função do índice de claridade \bar{K}_t e em função do ângulo horário do pôr do sol ω_s , conforme equação 2.14.

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = [0,775 + 0,00653 * (\omega_s - 90)] - [0,505 + 0,00455 * (\omega_s - 90) * \cos (115 * \bar{K}_t - 103)] \quad (2.14)$$

Ao determinar a componente difusa \bar{H}_d , a componente direta \bar{H}_b é obtida através da diferença desta fração da radiação solar total \bar{H} :

$$\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d \quad (2.15)$$

2.6.2.5 Radiação total horária sobre superfície inclinada fixa \bar{H}_T

Os equipamentos para capturar energia solar, em sua maioria, são projetados com uma superfície inclinada em relação ao plano horizontal. Para estimar a radiação horária total em um plano inclinado, frequentemente se aplica o método de Liu e Jordan de 1962. Esse método é definido como a relação entre a radiação diária média mensal em uma superfície inclinada \bar{H}_T e a radiação diária média mensal em uma superfície horizontal \bar{H} (PACHECO, 2021). Portanto, \bar{H}_T pode ser calculada através da seguinte equação 2.16:

¹¹ Instrumento para medição de radiação solar global. Fonte: CRESESB, 2014

$$\bar{H}_T = \bar{H} * \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) * \bar{R}_b + \bar{H}_d * \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H} * \rho * \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.16)$$

Em que ρ é a refletividade do solo e \bar{R}_b é dado por:

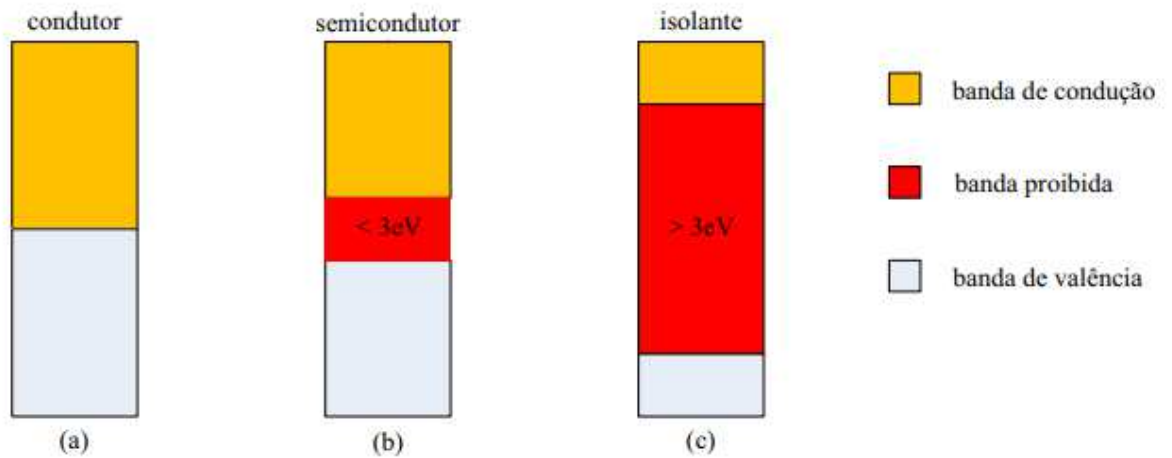
$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\Phi + \beta) * \cos \delta * \sin \omega_s + \frac{\pi}{180} * \omega_s * \sin(\Phi + \beta) * \sin \delta}{\cos \Phi * \cos \delta * \sin \omega_s + \frac{\pi}{180} * \omega_s * \sin \Phi * \sin \delta} \quad (2.17)$$

2.6.3 Geração Fotovoltaica

A geração de eletricidade a partir da luz do sol ocorre através de um processo de conversão direta realizado por um elemento chamado célula fotovoltaica. Este componente opera com base em fenômenos como o efeito fotovoltaico para transformar a radiação solar em energia elétrica (IMHOLFF, 2007).

Materiais categorizados como semicondutores apresentam, em temperatura de zero absoluto, uma banda de valência completamente preenchida por elétrons e uma banda de condução vazia. Um exemplo proeminente disso é o silício (Si), que se destaca como o semicondutor mais empregado na confecção de células fotovoltaicas. A distância entre essas duas bandas de energia é conhecida como "banda proibida", sendo simbolizada como E_g . Este intervalo pode chegar a valores de até 3eV (elétron-volt), distinguindo-se, assim, dos materiais isolantes, onde a banda proibida ultrapassa esse limiar. Já no caso dos materiais condutores, não existe uma separação definida entre as bandas. Na Figura 2-11 é esboçada a configuração dessas bandas de energia para diferentes tipos de materiais: condutores, semicondutores e isolantes (CRESESB, 2014).

Figura 2-11- Estrutura de bandas de energia



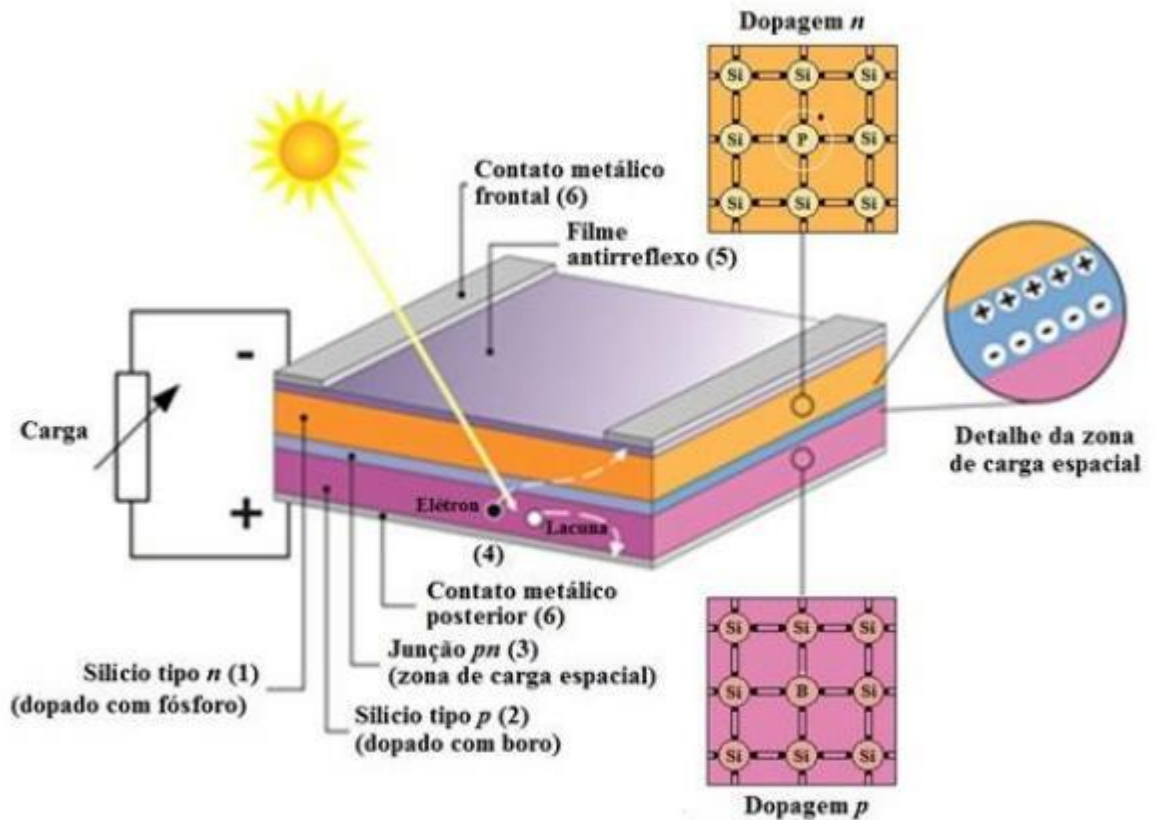
Fonte: CRESESB (2014)

Devido a existência dessas bandas de energia, os semicondutores aumentam a sua condutividade com o aumento da temperatura, proporcionada pela excitação térmica dos elétrons da banda de valência para a banda de condução. Esse processo deixa lacunas na banda de valência, as quais constituem, portadores de carga positiva, cuja mobilidade, é cerca de um terço dos elétrons da banda de condução. Dessa forma para temperaturas maiores que 0 K, no semicondutor há sempre um número de elétrons ocupando a banda de condução e o mesmo número de lacunas na banda de valência, que são denominados portadores intrínsecos. Além do estímulo térmico, os semicondutores podem ter portadores de carga gerados por meio da ionização por impacto, um processo que envolve a transferência de energia cinética de partículas que colidem com o material. Contudo, um aspecto crucial na produção de células fotovoltaicas é a habilidade de aproveitar os fótons que incidem sobre o material e possuem energia maior que o valor de E_g . Essa incidência pode gerar pares elétron-lacuna, que são capazes de se mover pelo material, incrementando assim sua condutividade elétrica — um fenômeno conhecido como efeito fotocondutivo. Esse princípio é usado em dispositivos eletrônicos específicos, como as fotocélulas e os foto resistores (LDRs), nos quais a resistência elétrica apresenta variação proporcional à intensidade luminosa incidente (CRESESB, 2014).

Através da implementação de uma junção PN, ocorre a aplicação de um campo elétrico que promove a separação dos portadores de carga, promovendo um fluxo constante de elétrons. A criação dessa junção envolve a introdução controlada de impurezas no semicondutor (dopagem), um processo que altera significativamente suas propriedades elétricas, a parte "p" é dopada com átomos que têm menos elétrons de valência do que os átomos do semicondutor,

criando uma escassez de elétrons, ou “lacunas”. Já a parte "n" é dopada com átomos que têm mais elétrons de valência, resultando em uma abundância de elétrons livres. O encontro dessas duas regiões cria uma junção onde ocorre um gradiente de concentração de portadores de carga, resultando na difusão de elétrons da região “n” para a região “p”, criando assim uma região de depleção, conforme mostrado na Figura 2-12. (CRESESB, 2014).

Figura 2-12 - Junção PN de uma célula fotovoltaica



Fonte: CRESESB (2014)

Nas células fotovoltaicas, quando a luz solar incide sobre a célula, os fótons da luz excitam os elétrons na região de junção, promovendo-os da banda de valência para a banda de condução, criando pares elétron-lacuna. A região de depleção existente na junção PN serve como um campo elétrico interno que separa esses pares elétron-lacuna, direcionando os elétrons para a região “n” e as lacunas para a região “p”. Este processo gera uma corrente elétrica. A separação dos portadores de carga pela junção PN dá origem ao efeito fotovoltaico. Este efeito ocorre em qualquer diodo semiconductor que é exposto a radiação solar (CRESESB, 2014).

A tecnologia de silício cristalino é a mais tradicional, devido a sua robustez e confiabilidade, além do silício ser o segundo material mais abundante na natureza. As células

solares fotovoltaicas produzidas a partir dessa tecnologia podem ser categorizadas em dois grupos principais: monocristalino (m-Si) e policristalino (p-Si), que juntos representam 84% de participação no mercado de módulos solares (PRANGE, 2021). Apesar de semelhantes, as células m-Si e p-Si têm características distintas:

Monocristalino (m-Si): Possui organização molecular mais homogênea, conferindo um aspecto visual mais brilhante e uniforme. Eficiência geralmente mais alta se comparada com a tecnologia policristalina, devido à pureza do material.

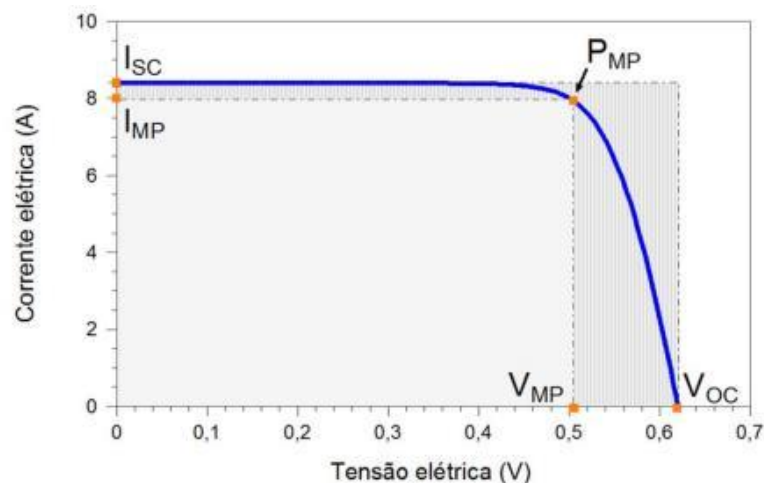
Policristalino (p-Si): Organização Molecular formada por múltiplos pequenos cristais de diferentes tamanhos e orientações, o que confere um aspecto visual rugoso. Menor custo em comparação ao monocristalino, o que pode torná-la uma opção mais acessível, embora um pouco menos eficiente.

O processo de fabricação dessas células tem início com a fusão e solidificação do silício, criando blocos conhecidos como lingotes. Após a formação dos lingotes, estes são cortados para formar “*wafers*” ou bolachas, que são a matéria-prima para as células fotovoltaicas.

2.6.3.1 Características das células fotovoltaicas

A célula fotovoltaica gera corrente elétrica a partir de dois componentes principais: a corrente intrínseca do diodo "pn" no estado de obscuridade e a corrente originada pela absorção de fótons provenientes da luz solar. A relação entre a corrente e a tensão na célula de silício (Si) pode ser visualizada através do gráfico da Figura 2-13, também conhecida como curva característica I-V.

Figura 2-13 – Curva Característica de uma célula fotovoltaica de silício de 156mm x 156 mm, sob condições padrão de ensaio



Fonte: CRESESB (2014)

Esta relação é matematicamente formulada pela equação de Shockley¹² conforme equação 2.18, que é central para entender o desempenho do dispositivo em diferentes condições de iluminação (CRESESB, 2014).

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + I * R_s)}{nKT}\right) - 1 \right] \frac{V + I * R_s}{R_p} \quad (2.18)$$

Em que:

R_s - a resistência em série

R_p - Resistência em paralelo.

I_L - Corrente fotogerada (A)

I_0 - Corrente de saturação reversa do diodo (A)

n - Fator de idealidade do diodo

A corrente de saturação reversa do diodo é calculada pela equação 2.19 considerando as propriedades do material.

$$i_0 = q * A * n_i^2 * \left(\frac{D_p}{L_p * N_d} + \frac{D_n}{L_n * N_a} \right) \quad (2.19)$$

Em que:

A - Area da seção reta da junção (área da célula);

N_i - Concentração de portadores intrínsecos no material;

N_d, N_a - Concentração dos dopantes tipo n e tipo p, respectivamente.

D_p, D_n - Coeficientes de difusão de lacunas e elétrons, respectivamente.

L_p, L_n - Comprimentos de difusão de lacunas e de elétrons;

q = carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C)

Para a curva mostrada na Figura 2-13 podem ser destacados os seguintes parâmetros que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos, que são definidos pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB, 2014):

¹² Cientista norte americano, Willian Bradford Schockley ganhador do Prêmio Nobel de Física em 1956. (CRESESB, 2014)

a) Tensão de circuito aberto (V_{oc}): Tensão máxima que uma célula fotovoltaica pode alcançar, observada nos terminais da célula quando não há corrente elétrica fluindo através dela. A V_{oc} é calculada em função da corrente de saturação (I_{oc}) e da corrente elétrica fotogerada (I_L), e pode ser obtida através da equação 2.20.

$$V_{oc} = \frac{k * T}{q} * \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (2.20)$$

Em que “k” é a constante de Boltzmann 1.380649×10^{-23} joules por Kelvin (J/K) e “q” é a carga elementar de um próton, aproximadamente $1.602176634 \times 10^{-19}$ Coulombs.

b) Corrente de curto-circuito (I_{sc}): Corrente máxima que a célula fotovoltaica pode alcançar com uma tensão nula. É medida curto-circuitando os terminais do módulo.

c) Fator de Forma: Este parâmetro é determinado pela relação entre a potência máxima que a célula pode entregar (P_{MP}) e o produto da corrente de curto-circuito (I_{sc}) com a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Esse índice indica a eficiência do dispositivo, e seu valor está diretamente relacionado à qualidade da curva I-V: quanto menores forem as perdas resistivas (tanto em série quanto em paralelo), mais próxima de uma forma retangular será a curva I-V, indicando uma operação mais eficiente da célula. Esse fator é obtido pela equação 2.21.

$$FF = \frac{V_{MP} * I_{MP}}{V_{oc} * I_{sc}} \quad (2.21)$$

d) Eficiência (η): Relação percentual entre a potência elétrica que a célula fotovoltaica pode gerar sob condições padrão de teste, e a potência da luz solar que incide sobre a célula, geralmente medida em watts por metro quadrado (W/m^2). Este indicador é fundamental para entender o desempenho e a eficácia de um módulo ou célula fotovoltaica.

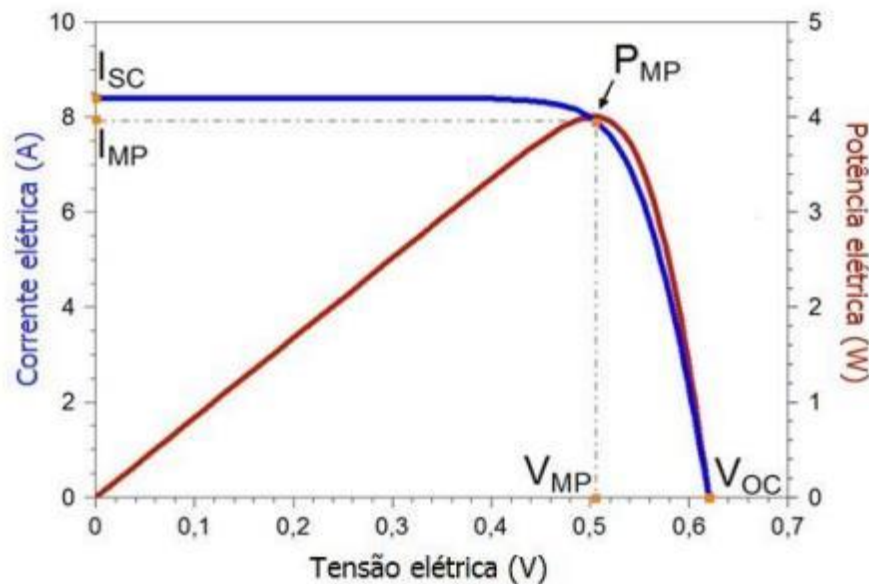
$$\eta = \frac{I_{sc} * V_{oc} * FF}{A * G} * 100\% = \frac{P_{MP}}{A * G} * 100\% \quad (2.22)$$

Em que “A” é a área da célula em m^2 e G é a irradiância solar incidente em W/m^2 .

e) Ponto de máxima potência (P_{MP}): ponto na curva corrente-tensão (I-V) de uma célula solar ou de um módulo fotovoltaico onde o produto da corrente elétrica (I) e da tensão (V) é máximo.

Sendo esse ponto a intersecção da corrente de máxima potência (I_{MP}) e tensão de máxima potência (V_{MP}). A partir dos dados da curva I- V pode ser determinada a curva da potência em função de tensão P-V (curva destacada em vermelho na Figura 2-14).

Figura 2-14 - Potência elétrica em função da tensão de uma célula fotovoltaica de silício cristalino de 156mm x 156mm sob condições padrão de ensaio.



Fonte: CRESESB (2014)

2.6.3.2 Associação em série e paralelo de células fotovoltaicas

Segundo o CRESESB (2014) as células, módulos ou arranjos fotovoltaicos podem ser configurados em conexões série e/ou paralelo, influenciando diretamente os níveis de tensão e corrente desejados para um determinado sistema.

a) Conexão em Série

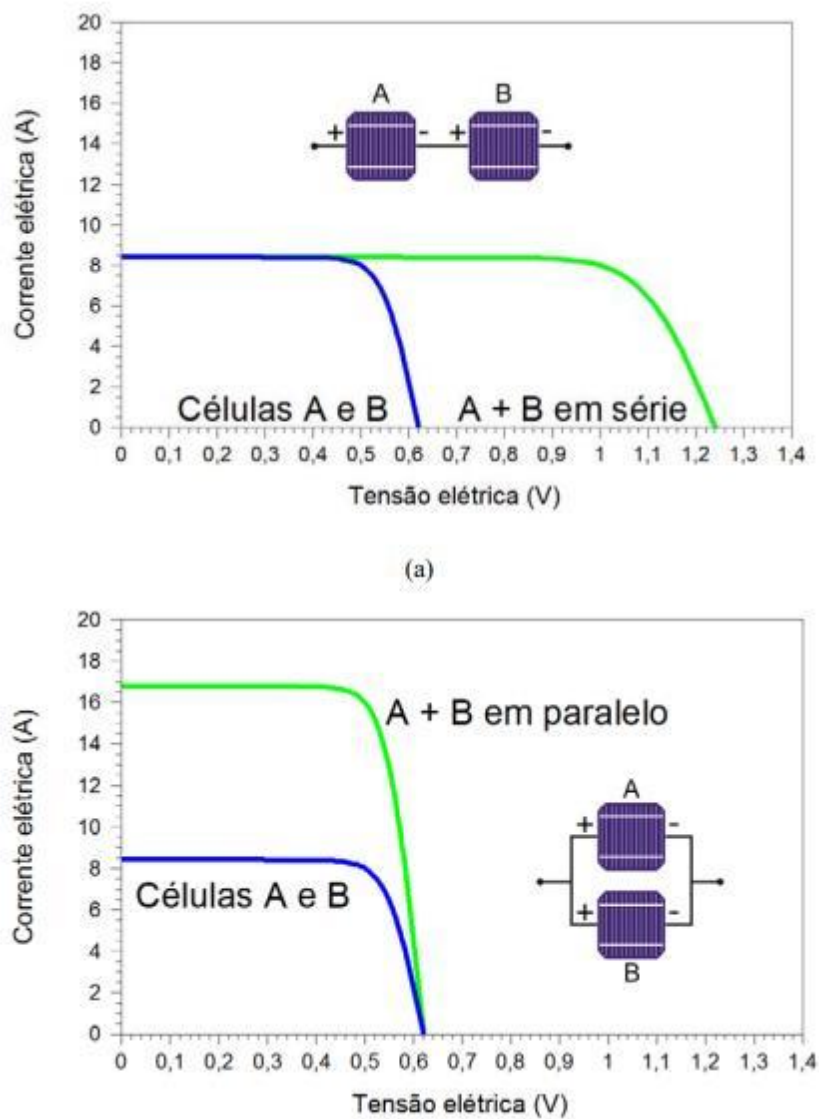
Na conexão em série, há a ligação do terminal positivo de uma unidade fotovoltaica ao terminal negativo da unidade subsequente, criando uma sequência encadeada. Quando temos equipamentos idênticos operando sob a mesma irradiância, esta configuração resulta na soma das tensões individuais, enquanto a corrente se mantém constante ao longo do circuito.

b) Conexão em Paralelo

Diferentemente, na configuração em paralelo, todos os terminais positivos dos equipamentos são conectados entre si, assim como todos os terminais negativos. Este tipo de conexão permite a soma das correntes de cada unidade, mantendo a tensão constante no circuito.

Ambas as configurações de série e paralelo influenciam de maneiras distintas a característica I-V do sistema fotovoltaico, conforme Figura 2-15 em que é demonstrado como a curva I-V se altera com diferentes configurações de conexões.

Figura 2-15 - Alteração da curva I-V para células em série e paralelo



Fonte: CRESESB (2014)

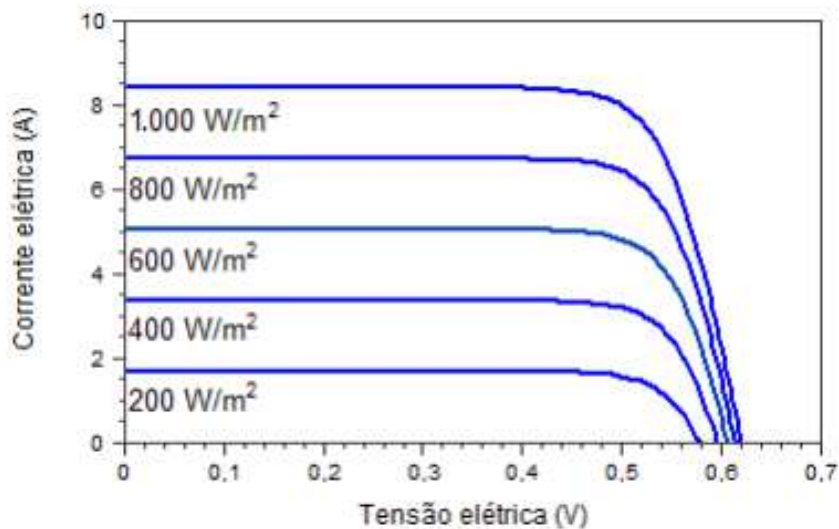
2.6.3.3 Parâmetros que afetam as características das células fotovoltaicas

O rendimento das células fotovoltaicas é afetado tanto pela intensidade e espectro da irradiância solar quanto pela temperatura de operação. Sob condições de alta concentração de radiação solar, alcançada através do uso de lentes ou espelhos, a eficiência pode ser melhorada, desde que a temperatura seja mantida sob controle. No entanto, em altos níveis de irradiância, a resistência série (R_s)¹³ pode diminuir a eficiência se a célula não for adequadamente projetada para tais circunstâncias. Por outro lado, em situações de baixa irradiância, a resistência em paralelo (R_p)¹⁴ pode depreciar ainda mais a energia produzida (CRESESB, 2014).

a) Influência da irradiância solar

A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o crescimento da irradiância solar (G) que incide sobre ela. A Figura 2-16 detalha como variações na irradiância solar incidente influenciam a curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício operando a uma temperatura estável de 25 °C (CRESESB, 2014).

Figura 2-16 -Influência da variação da irradiância solar na curva I-V



Fonte: CRESESB (2014)

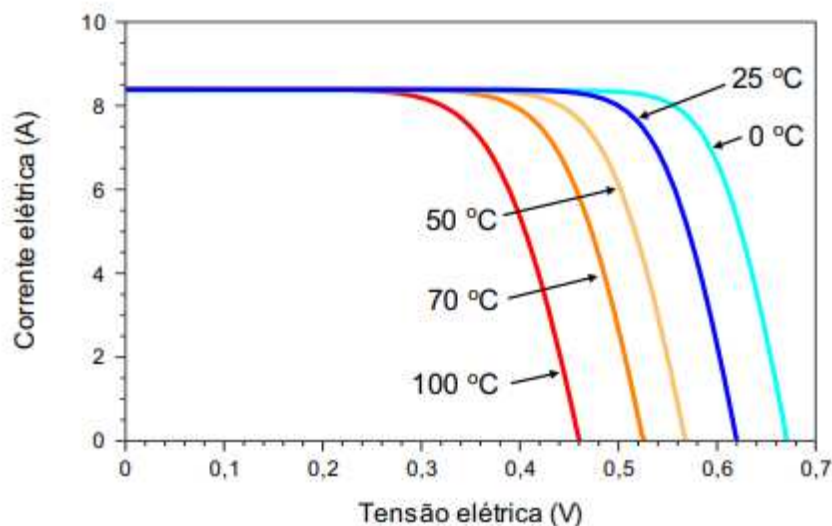
¹³ Resistencia originada das propriedades intrínsecas do material semiconductor (CRESESB, 2014).

¹⁴ Resistencia causada por impurezas e defeitos na estrutura do material (CRESESB, 2014).

2.6.3.4 Influência da temperatura

A temperatura ambiente influencia diretamente a performance dos equipamentos fotovoltaicos. O aumento da temperatura ambiente leva a um aumento da temperatura de operação da célula, resultando em uma diminuição da eficiência energética. Isso ocorre porque a elevação da temperatura causa uma redução substancial na tensão gerada pela célula (V_{oc}), enquanto o aumento correspondente na corrente (I_{sc}) é irrelevante. Em uma célula feita de silício cristalino, um acréscimo de 100 °C na temperatura pode desencadear uma queda de aproximadamente 0,2 V (ou 30%) na tensão V_{oc} e um aumento marginal na I_{sc} , na ordem de 0,2%. A Figura 2-17 ilustra as curvas I-V para uma variedade de temperaturas de operação das células, mantendo-se constante uma irradiância de 1.000 W/m² (CRESESB, 2014).

Figura 2-17 - Curva I-V para diferentes valores de temperatura



Fonte: CRESESB (2014)

2.6.3.5 Principais componentes dos Sistemas Fotovoltaicos SFV

Segundo o CRESESB (2014) os principais componentes de um Sistema Fotovoltaico SFV são descritos no que segue.

a) Módulos fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é um dispositivo formado por células fotovoltaicas agrupadas em uma estrutura que não apenas possibilita a geração de tensão e corrente apropriadas para a

utilização prática de energia, mas também assegura a proteção dessas células. Comumente, módulos de 12V são empregados em sistemas de carga de baterias, podendo ser conectados em série para compor sistemas de 24V ou 48V em corrente contínua. Para aplicações diversas, são geralmente utilizados módulos com tensões nominais variando entre 30V e 120V.

Dependendo da natureza da célula fotovoltaica empregada, os módulos podem ser classificados como rígidos ou flexíveis. Os rígidos, frequentemente, são sustentados por estruturas de vidro temperado e enquadramentos de alumínio, garantindo maior resistência e durabilidade. A potência máxima que um módulo pode alcançar, denotada em watt-pico (Wp), é determinada sob as condições padronizadas de ensaio (STC), que levam em consideração uma irradiância solar de 1000 W/m^2 e uma temperatura constante de 25°C e uma massa de ar AM 1.5. Parâmetros cruciais do módulo, como a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}), são obtidos mediante medições realizadas nos terminais quando o módulo está sob efeito da irradiação solar.

Semelhantemente às células individuais, os módulos fotovoltaicos apresentam características I-V, e a avaliação de seu desempenho e eficiência se dá de maneira análoga. É importante ressaltar que, no Brasil, todos os módulos comercializados devem ser avaliados conforme os requisitos do Regulamento de Avaliação da Conformidade (RAC) estabelecidos pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Além disso, cada módulo deve portar uma etiqueta, afixada em sua superfície posterior, indicando seu nível de eficiência, em uma escala que vai de A (mais eficiente) a E (menos eficiente), oferecendo assim uma métrica confiável para orientar os consumidores.

a.1) Caixa de conexões

A caixa de conexões (também conhecida como caixa de junção ou "junction box") é um componente crucial que desempenha várias funções importantes para garantir o funcionamento seguro e eficiente do módulo. Ela facilita a conexão segura e eficiente das células fotovoltaicas, seja em série, aumentando a tensão total, ou em paralelo, elevando a corrente total. Este componente também protege as conexões elétricas de danos mecânicos e condições climáticas adversas, oferecendo uma barreira contra umidade e corrosão. Além disso, facilita as conexões elétricas externas através de terminais de saída e, em alguns casos, conectores MC4¹⁵ padrão

¹⁵ Os conectores MC4 foram desenvolvidos e patenteados pela empresa alemã Multi-Contact especialmente para utilização em sistemas fotovoltaicos, sendo um padrão mundial para conexão de módulos fotovoltaicos (Neosolar, 2022)

da indústria, podendo integrar ainda dispositivos de proteção como diodos de *bypass* para proteção contra pontos quentes (*hot-spots* em inglês) e correntes excessivamente altas. Projetada para ser acessível e durável, a caixa permite manutenção e diagnóstico de forma simplificada.

a.2) Terminais

Os cabos e terminais dos módulos fotovoltaicos possuem um isolamento adequado para suportar a tensão máxima do sistema e são resistentes às intempéries. Comumente, os módulos modernos já vêm com cabos pré-instalados, equipados com um sistema de engate rápido (conectores MC4), simplificando o processo de conexão. Estes conectores têm grau de proteção IP67 ou superior e devem ser fixados aos módulos com abraçadeiras, evitando danos causados pela ação do vento.

a.3) Diodo de desvio (*by-pass*)

Os módulos fotovoltaicos podem ser afetados por efeitos de sombreamento parcial, um fenômeno que ocorre quando há uma diferença na quantidade de irradiação solar recebida pelas diversas células conectadas em série que compõem o módulo. Esse sombreamento pode ser resultado de obstruções parciais da luz solar, acúmulo de sujeira sobre o vidro do módulo, entre outros fatores. Essa potência que está sendo gerada e não está sendo consumida é dissipada no próprio módulo ou as vezes sobre uma única célula, devido a isto, um problema grave associado ao sombreamento é a formação de *hotspots*, áreas onde há uma produção intensificada de calor que pode causar a ruptura do vidro e a fusão de polímeros e metais no módulo. O resultado é uma redução da corrente no conjunto das células do módulo, efeito que se estende para todos os módulos conectados em série, levando a diminuição da eficiência do gerador fotovoltaico.

Para prevenir a ocorrência desses pontos quentes, são utilizados diodos de desvio (*by-pass*), que proporcionam uma rota alternativa para a corrente, limitando assim a dissipação de energia nas células afetadas pelo sombreamento e prevenindo danos mais sérios.

a.4) Diodo de bloqueio

Para prevenir o fluxo inverso de corrente de um conjunto de células em série de tensão mais elevada para um de tensão mais baixa, utiliza-se diodos de bloqueio. Esses componentes são cruciais, especialmente em sistemas que incluem armazenamento de energia, visto que

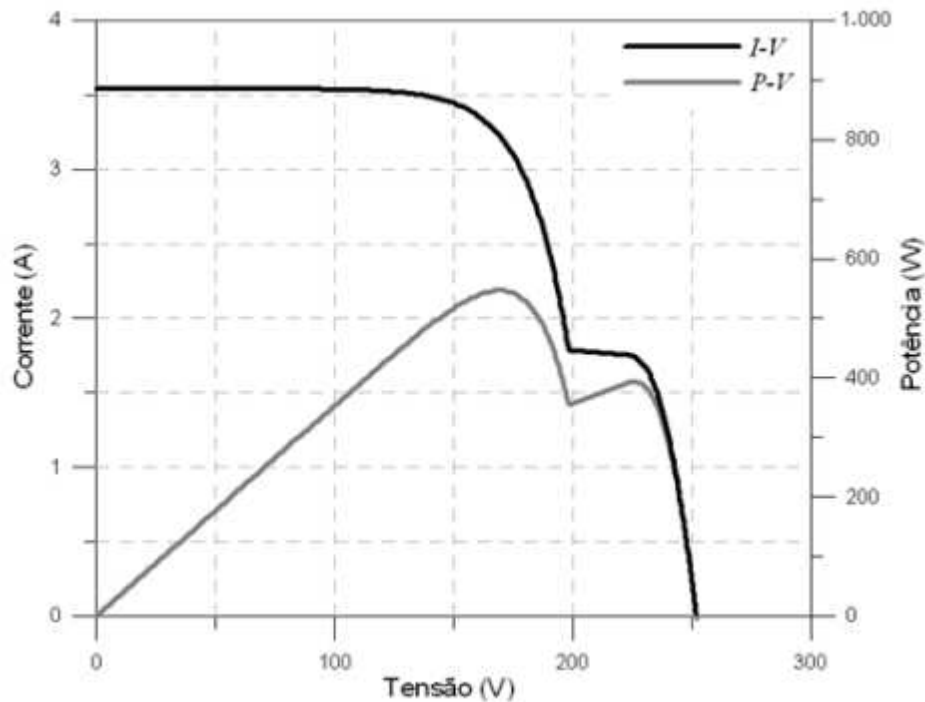
ajudam a controlar a corrente reversa que pode surgir em situações de ausência de radiação solar, evitando, assim, a descarga involuntária das baterias.

b) Inversor

Os inversores desempenham um papel fundamental nos SFVs, sendo responsáveis por converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), possibilitando assim o uso da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, baterias, entre outras fontes, em aplicações de cargas em CA. Essa conversão deve garantir que a tensão de saída CA esteja em harmonia com os requisitos específicos da carga que será alimentada, levando em conta aspectos de qualidade de energia como frequência, amplitude e conteúdo harmônico. Existe uma diversidade de tecnologias de inversores, quando focado em SFVs, sendo classificados em três categorias: on-grid, off-grid e híbridos. Os inversores on-grid são integrados à rede elétrica existente. Já os inversores off-grid operam de forma independente, sendo utilizados em sistemas isolados. No caso dos inversores híbridos, eles apresentam a versatilidade de operar tanto de maneira isolada quanto conectada à rede, adaptando-se conforme as necessidades da aplicação (CRESESB, 2014).

Nos inversores, comumente é integrado um sistema de rastreamento do ponto de máxima potência, conhecido pela sigla em inglês MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Esse sistema tem como principal função otimizar a extração de energia dos módulos fotovoltaicos, garantindo que o sistema sempre opere no ponto de máxima eficiência e, conseqüentemente, aumentando o rendimento geral do SFV. Uma vez que irradiância solar pode sofrer variações abruptas em um curto período devido a fenômenos naturais como a passagem de nuvens ou sombreamentos provocados por objetos próximos, entre outros. Essas mudanças influenciam diretamente as características da curva I-V do sistema fotovoltaico, alterando o ponto de máxima potência (PMP), conforme pode ser visto na Figura 2-18 .

Figura 2-18 - Alteração do PMP na curva I-V devido a variação da irradiância solar



Fonte: CRESESB (2014)

Sendo assim, são utilizados estes dispositivos MPPT que monitoram continuamente as flutuações na curva I-V e ajustam o funcionamento do inversor para manter o sistema operando sempre no PMP (CRESESB, 2014).

Outro ponto crucial a ser destacado sobre o MPPT é que ele requer que o GFV opere dentro de um intervalo de tensão preestabelecido. Para garantir a operação ótima, é indispensável que as tensões associadas a todas as entradas MPPT do inversor estejam dentro dos limites dessa faixa. Além disso, há um limite de tensão máxima que deve ser rigorosamente observado para evitar danos ou ineficiências ao sistema. A eficiência de um inversor é a relação entre a potência que ele consegue entregar e sua potência nominal de entrada. Essa métrica indica o quanto de energia é preservada no processo de conversão, e é vital para a avaliação do desempenho do inversor (NAKANO et. al, 2021).

2.7 Baterias de Lítio

Em sistemas de geração de energia solar isolados (desconectados do SIN), o armazenamento de energia é um fator essencial para a eficiência do seu funcionamento. Para tal são comumente utilizadas baterias que são comumente organizadas em bancos, sendo o

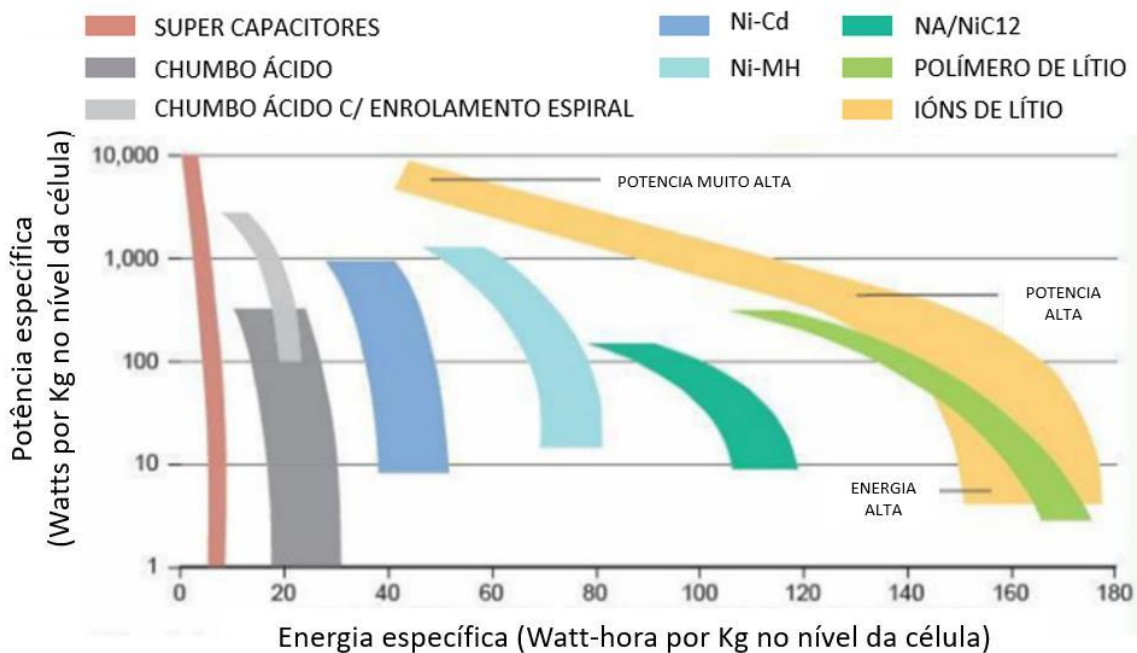
dimensionamento desses bancos uma função tanto da capacidade energética como da robustez desejada do sistema. O objetivo principal de agregar baterias ao sistema é assegurar uma fonte de energia estável, pois elas armazenam o excesso de energia gerada durante os picos de radiação solar, e libera durante períodos de pouca ou nenhuma radiação solar, garantindo assim um fornecimento de energia constante. No entanto, a inclusão de baterias também tem um impacto significativo nos custos dos SFVs, pois o armazenamento de energia pode compor uma parcela substancial do investimento inicial, às vezes chegando a representar até 15% do custo inicial e até 46% quando se considera a manutenção das baterias. Este custo é elevado principalmente porque as baterias têm um ciclo de vida significativamente menor em comparação com outros componentes do sistema (IMHOLFF, 2017).

Segundo Imholff (2017) as baterias usadas em aplicações solares enfrentam uma série de desafios operacionais. Estes incluem, mas não estão limitados a:

- Flutuações na carga e descarga, atribuíveis à variabilidade na radiação solar;
- Descargas de baixa corrente;
- Períodos prolongados de baixa carga devido à falta de sol.

Atualmente, o mercado oferece uma variedade de tecnologias de baterias, cada uma com suas próprias características de densidade de potência e densidade de energia. Conforme ilustrado na Figura 2-19, a bateria de íons de lítio se destaca por sua superior densidade de energia, alcançando até 180 watt-horas por quilograma. Este valor é notavelmente mais alto quando comparado com outras tecnologias de bateria disponíveis, conforme também demonstrado na Figura 2-19.

Figura 2-19 - Densidade de potência por densidade de energia de diferentes tecnologias de bateria



Fonte: Adaptada de Rosolem et al. (2018)

Embora as baterias de chumbo-ácido continuem sendo a escolha mais comum para sistemas de armazenamento eletroquímico, devido ao seu custo relativamente baixo, as baterias de íons de lítio, foco deste estudo, exibem uma série de benefícios que as diferenciam de outras tecnologias disponíveis (COSENTINO, 2021).

O lítio é o terceiro elemento com menor densidade na tabela periódica e é um ingrediente crucial nas baterias de íons de lítio. Suas propriedades, como elevado potencial eletroquímico e um raio iônico compacto, conferem a essas baterias vantagens como **alta densidade de energia e potência, eficiência de recarga de aproximadamente 95%, baixa taxa de autodescarga e uma vida útil prolongada** (ROSOLEM et al., 2018). Em contraste com outras tecnologias de baterias, como as de chumbo-ácido, níquel-hidreto metálico e níquel-cádmio, que dependem de eletrólitos aquosos, as baterias de lítio utilizam eletrólitos orgânicos. Isso ocorre porque o lítio metálico pode combustar espontaneamente quando entra em contato com oxigênio ou umidade. No entanto, esse eletrólito orgânico é estável apenas em uma faixa estreita de tensão (2,0 V a 5,0 V) e temperatura (até cerca de 100 °C). Dessa forma, **para garantir a operação segura dessas baterias, é crucial implementar um sistema eletrônico de gestão e controle conhecido como Sistema de Gerenciamento de Bateria (BMS)**. As funções principais do BMS incluem o monitoramento de parâmetros críticos como sobretensão,

subtensão, temperatura, sobrecarga e curto-circuito externo. Além disso, o BMS auxilia no balanceamento de energia entre as células e permite a integração de algoritmos para estimar tanto o estado de carga (SoC) quanto o estado de saúde da bateria (SoH) (ROSOLEM et al., 2018).

As células de íon de lítio destacam-se pela sua flexibilidade de design, que permite a sua fabricação em uma ampla gama de formatos e dimensões para se adaptar às diferentes aplicações e limitações de espaço. Cada célula é constituída por um ânodo (eletrodo negativo) e um cátodo (eletrodo positivo), que são isolados eletricamente através de um separador. Este, é geralmente composto por uma membrana polimérica saturada de um eletrólito rico em íons de lítio, este design garante a transição segura e eficiente dos íons de lítio entre os eletrodos. (RODRIGUEZ; CONSONI, 2020).

Na produção de células de baterias comerciais à base de íon de lítio, diversos materiais são habitualmente empregados, dentre eles o fosfato de ferro (LFP), óxido de cobalto (LCO), óxido de manganês e cobalto (NMC), óxido de níquel, cobalto e alumínio (NCA) e óxido de manganês (LMO). Cada um desses materiais é selecionado baseando-se em requisitos específicos de desempenho, como densidade de energia, densidade de potência, vida cíclica, segurança e custo. O LFP é conhecido por sua segurança elevada e longa vida útil, sendo uma escolha popular para aplicações que requerem uma alta estabilidade térmica e química. (RODRIGUEZ; CONSONI, 2020).

Dentro do contexto das inúmeras tecnologias de baterias, as baterias recarregáveis segundo o CRESESB (2014) “são aquelas que apresentam uma constituição química que permite reações reversíveis. Com o auxílio de uma fonte externa, pode-se recuperar a composição química inicial e deixá-la pronta para um novo ciclo de operação”. As baterias recarregáveis utilizadas em aplicações fotovoltaicas são especialmente **projetadas para suportar ciclos diários de descargas rasas a moderadas, operando com taxas baixas de descarga**. Além disso, essas baterias estão equipadas para **resistir a descargas profundas e ocasionais durante períodos de ausência de geração de energia solar** (CRESESB, 2014).

2.7.1 Capacidade

A capacidade de uma bateria, usualmente refere-se à quantidade máxima de amperes-hora (Ah) que ela pode fornecer partindo de uma carga completa. Segundo o CRESESB (2014) há vários parâmetros de capacidade, conforme segue:

Capacidade Nominal: Projeção do fabricante referente à quantidade total de amperes-hora que uma célula ou bateria nova é capaz de oferecer. Este valor é estabelecido levando-se em consideração determinadas condições predefinidas, que podem seguir normativas específicas ou critérios próprios do fabricante, e incluem variáveis como corrente de descarga, temperatura e tensão de corte¹⁶.

Capacidade Instalada: Quantidade de amperes-hora que uma unidade de célula ou bateria nova pode entregar sob condições operacionais definidas, abrangendo fatores como a taxa de descarga, a temperatura ambiente e a tensão limite.

Capacidade Disponível: Quantidade total de amperes-hora que uma célula ou bateria pode fornecer em um dado momento, considerando aspectos específicos como a taxa de descarga, a temperatura, o estado inicial de carga, a idade da bateria e a tensão de corte determinada.

Capacidade de Energia: Conjunto total de watts-hora que podem ser extraídos de uma célula ou bateria quando totalmente carregada, um valor que é geralmente calculado multiplicando-se a capacidade em Ah pela tensão nominal da bateria.

2.7.2 Taxa de carga e descarga

A taxa de carga de uma bateria é definida como a magnitude da corrente elétrica que é fornecida durante o carregamento, sendo este valor correlacionado à capacidade nominal da respectiva bateria (CRESESB, 2014). Para fins de ilustração considerando uma bateria que possui uma capacidade nominal de 100 Ah, e se planeja carregá-la em um período de 10 horas utilizando uma corrente constante, a taxa de carga será definida pela equação 2.23.

$$\begin{aligned} \text{Taxa de carga} &= \frac{\text{Capacidade nominal}}{\text{Duração do carregamento}} = \frac{100\text{Ah}}{10\text{ h}} = 10\text{A} & (2.23) \\ &= \textit{taxa C10} \end{aligned}$$

A taxa de descarga da bateria é o valor da corrente elétrica durante o processo de descarga. Essa taxa também é expressa em Ah e segue a mesma definição da taxa de carga da equação 2.23.

¹⁶ Valor de tensão em que a descarga da bateria é interrompida sem causar danos a ela. Especificada em função de condições operacionais ou determinada pelo fabricante (CRESESB, 2014).

2.7.3 Número de ciclos e profundidade de descarga DoD

A profundidade de descarga (DoD, sigla em inglês para "Depth of Discharge") representa a porcentagem da capacidade nominal da bateria que foi utilizada a partir de seu estado de carga total. Por exemplo, a utilização de 10Ah de uma bateria com capacidade nominal de 100Ah resulta em uma profundidade de descarga de 10%. Comumente, os **fabricantes recomendam uma profundidade de descarga máxima de cerca de 90%** para as baterias LFP.

A vida útil de uma bateria é normalmente estimada pelo número de ciclos de carga e descarga que a bateria sofre durante sua vida, sendo que um ciclo de carga e descarga pode variar e muitas vezes envolve cargas e descargas parciais. Os principais elementos que afetam a longevidade de uma bateria incluem **profundidade de descarga (DoD), temperatura, corrente de descarga e tensão máxima durante o carregamento**. Dessa forma expor a bateria a condições extremas nesses fatores pode reduzir sua vida útil, no entanto uma vantagem das baterias de íons de lítio é que elas são resistentes ao "efeito memória", o que significa que cargas e descargas parciais não são prejudiciais e podem até estender sua durabilidade (COSENTINO, 2021). A Tabela 2-5 mostra a correlação entre o número de ciclos de vida de uma bateria de íons de lítio e as respectivas profundidades de descarga empregadas.

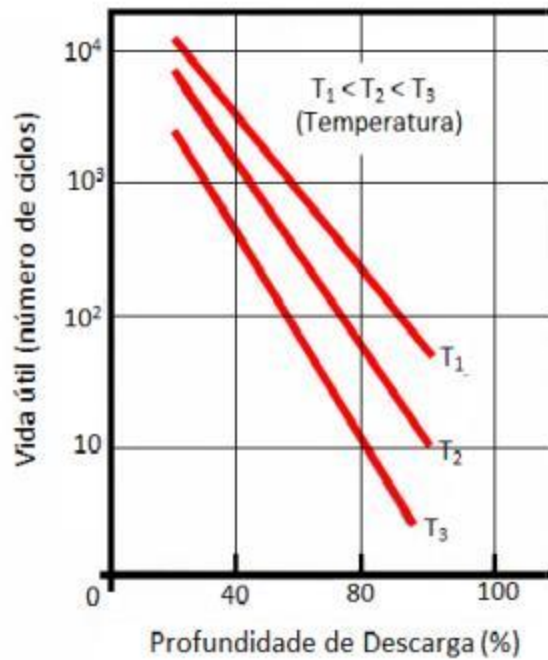
Tabela 2-5 - Ciclos de vida de uma bateria de Íons de lítio em função da profundidade de descarga

Profundidade de Descarga	Nº de ciclos
10%	15000
20%	9000
40%	3000
60%	1500
80%	900
100%	600

Fonte: Cosentino (2021)

A vida cíclica está inversamente relacionada com a profundidade de descarga. É observado que um aumento na temperatura de operação e na profundidade de descarga acelera o processo de degradação da capacidade da bateria, um fenômeno claramente ilustrado na Figura 2-20.

Figura 2-20 - Vida útil da bateria em função da temperatura e DoD



Fonte: CRESESB (2014)

4.5.6 Controladores de Carga

Os controladores de carga são componentes fundamentais em SFVs que operam em conjunto com bancos de baterias, tendo como principal função **proteger as baterias contra ciclos de carga e descarga excessivamente intensos**, colaborando para prolongar sua vida útil. Esses dispositivos são programados para desconectar o GFV do banco de baterias quando detectam que a carga alcançou seu ponto máximo, e para interromper a conexão quando os níveis de carga descem a um ponto crítico mínimo, garantindo assim a operação segura do sistema. Os controladores de carga são configuráveis, permitindo que os usuários ajustem os parâmetros operacionais e escolham o método de controle mais adequado, facilitando a adaptação a diferentes tipos e especificações de baterias. As baterias de íon de lítio (Li-Ion) são carregadas através de um processo que mantém uma tensão constante e controlada em cada célula individualmente, regulando-se a corrente de carga para assegurar eficiência e segurança (CRESESB, 2014).

2.8 Sistema Individual de Geração de Energia por Fonte Intermitente (SIGFI)

O SIGFI é um sistema de geração de energia elétrica que ocorre por meio de fonte de energia renovável intermitente e atende uma única unidade consumidora (UC). A Figura 2-21 apresenta um exemplo de um SIGFI instalado no estado do Pará.

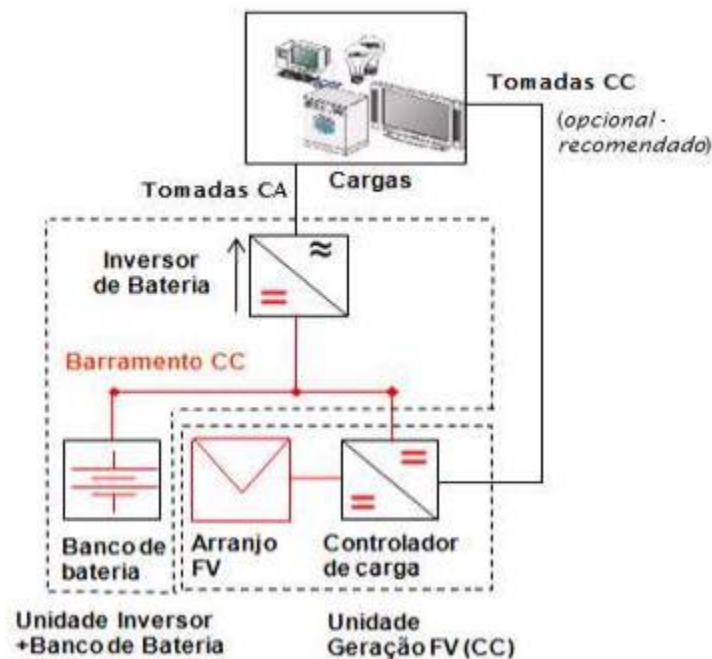
Figura 2-21- SIGFI Instalado no Estado do Pará



Fonte: Eletrobras, 2022

Em 2022, a Eletrobras lançou o Guia Técnico para Atendimento com Sistemas de Geração Fotovoltaica, concebido para fortalecer a implementação dos programas "Luz para Todos" e "Mais Luz para a Amazônia". Esta publicação trouxe uma padronização e otimização para os Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFIs). O Guia tomou como padrão um barramento de corrente contínua, o qual se integra a um arranjo fotovoltaico, baterias, inversor e um controlador de carga, conforme configuração da Figura 2-22.

Figura 2-22- Padrão de SIGFI adotado no Guia técnico da Eletrobras 2022



Fonte: Eletrobras, 2022

O guia técnico da Eletrobras destaca a **preferência pelo uso de módulos fotovoltaicos de silício cristalino**, uma escolha embasada na elevada eficiência desse material e na sua durabilidade que supera os 25 anos. Em relação aos inversores off-grid, o guia orienta observar as determinações da portaria nº 140 do INMETRO. Segundo ela, esses equipamentos devem, em funcionamento contínuo fornecer uma onda senoidal de tensão às cargas consumidoras CA, mantendo uma frequência rigorosamente controlada de $60 \text{ Hz} \pm 0,2 \text{ Hz}$. Também devem sustentar um valor eficaz que coincida com a tensão nominal explicitada pelo fabricante, admitindo-se uma margem de tolerância que varia de -8% a +5%. Quanto a eficiência dos inversores, ela deve respeitar os seguintes valores, de acordo com a sua faixa de operação:

- 75% para uma operação que englobe de 10% a 20% da potência nominal;
- 80% para uma operação que varie entre 20% e 50% da potência nominal;
- 85% para uma faixa de operação que compreenda de 50% a 100% da potência nominal.

O guia orienta a adoção de baterias de chumbo ácida ou íon de lítio, pois essas alternativas são adequadas para ciclos diários de descarga de profundidade variando de rasa a moderada, demonstrando uma alta resiliência inclusive em dias nublados ou chuvosos, ocasiões em que a geração fotovoltaica é comprometida.

Já os controladores de carga podem ser PWM ou MPPT a depender de qual dos tipos terá melhor desempenho no sistema, considerando a tensão do banco de baterias, o arranjo fotovoltaico montado e o efeito da temperatura sobre a tensão fornecida por ele.

2.8.1 Regulação vigente do Sistema Individual de Geração de Energia por Fonte Intermitente (SIGFI)

A Resolução Normativa nº 1.000, estabelecida pela ANEEL em 2021, define os procedimentos e as condições essenciais para o fornecimento de energia elétrica através dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFIs). No artigo 228 da mesma resolução, destaca-se que é papel da distribuidora a avaliação técnica das alternativas para a prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica por meio de sistemas isolados, como SIGFIs, em situações em que a UC se situa em regiões remotas, com dispersão considerável de consumidores e ausência de economia de escala, ou quando existem obstáculos técnicos ou ambientais que impedem o acesso à rede convencional. Os SIGFIs são destinados a suprir energia elétrica para uma única Unidade Consumidora (UC), e **devem assegurar uma provisão mensal de energia entre 45 e 180 kWh por UC**, sendo que a oferta varia conforme o porte do sistema em operação.

No que se refere aos padrões técnicos para o fornecimento através de SIGFI, a resolução determina que este **deve ser efetuado em corrente alternada (CA)**, adequando-se aos níveis de tensão predominantes no município da UC. O arranjo também pode incorporar um sistema misto com corrente contínua (CC), a depender das características da carga e mediante acordo com o consumidor. A distribuidora deve assegurar uma disponibilidade mensal condizente com a carga instalada na UC, atendendo prontamente a qualquer solicitação de aumento de carga que não exceda 80 kWh/UC após um ano da última intervenção. Na normativa também é exigida uma **autonomia mínima de 36 horas para fontes solares** e 48 horas para outras fontes, considerando a ausência total do fornecimento de energia pela fonte primária. Os SIGFIs devem ser dimensionados de tal forma a garantir no mínimo a disponibilização de energia, consumo de referência e potência mínima da Tabela 2-6 por UC, conforme o porte do sistema.

Tabela 2-6 - Disponibilização mínima de energia dos SIGFIS de acordo com a REN 1000 da ANEEL

Disponibilidade mensal garantida (kWh/ mês /UC)	Consumo de referência (Wh/dia/UC)	Potência mínima (W/UC)
45	1.500	700
60	2.000	1.000
80	2.650	1.250
120	4.000	1.500
180	6.000	1.800

Fonte: ANEEL, 2021

A resolução determina que todos os componentes integrantes do SIGFI devem ter conformidade com as normas estabelecidas pelos órgãos reguladores competentes, garantindo a aderência ao Programa Brasileiro de Etiquetagem ou outras certificações reconhecidas pelo Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (CONMETRO)¹⁷.

A distribuidora pode instalar de forma opcional equipamentos de medição de consumo nas UCs. Caso seja instalado medidor, a medição, pode ser realizada em intervalos de até doze ciclos consecutivos e, caso não haja medidor, os valores faturados são baseados na estimativa de consumo da UC. Há uma taxa mínima estabelecida pelas distribuidoras para garantir a disponibilidade do serviço elétrico aos consumidores, sendo aplicada mesmo na ausência de consumo, determinado como “custo de disponibilidade Este custo, porém, **não se aplica aos consumidores do Grupo B atendidos por SIGFIs ou MIGDIs.**

¹⁷ O CONMETRO é um colegiado interministerial que exerce a função de órgão normativo do SINMETRO e que tem o INMETRO como sua secretaria executiva. Fonte: INMETRO, 2020.

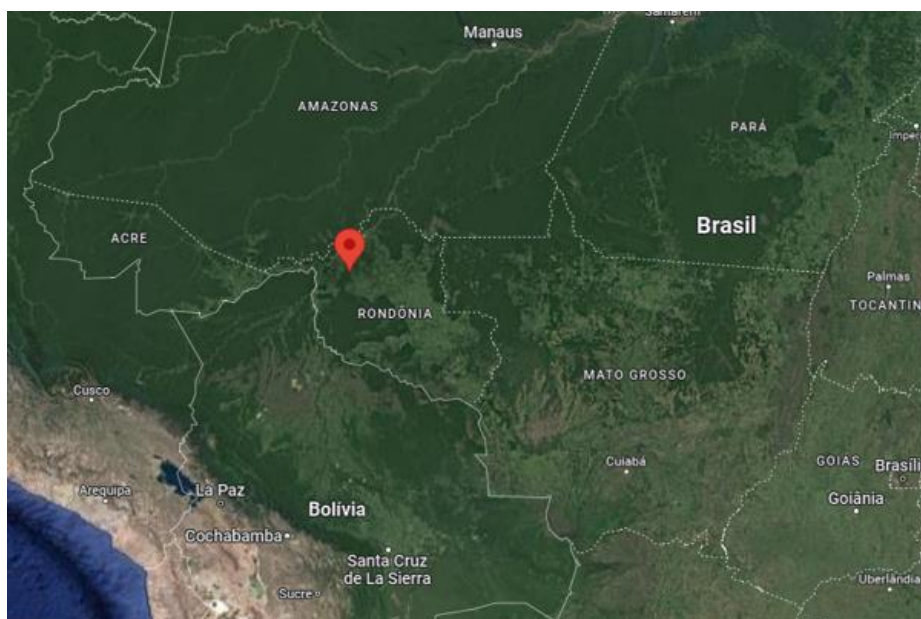
3 ESTUDO DE CASO

Diante do contexto apresentado nesta monografia, será desenvolvido um estudo de caso, que visa analisar a viabilidade técnica da implantação de um SIGFI com fonte fotovoltaica associado à um banco de baterias de lítio em uma comunidade remota na Amazônia Legal, mais precisamente na comunidade indígena Karipuna. Esse SIGFI será determinado para uma única UC e será dimensionado com base nos conceitos do programa LPT para que possa atender aos preceitos da legislação vigente e ser enquadrado no âmbito do programa para sua implementação.

3.1 Características do Local

A Comunidade Indígena Karipuna, situada no estado de Rondônia, está localizada entre os municípios de Nova Marmoré e Porto Velho. Apesar de sua presença regional, a comunidade concentra-se majoritariamente em uma única aldeia, denominada Panorama. A Terra Indígena Karipuna (TI) abraça as margens dos rios Jaci-Paraná e Formoso, que desempenham um papel fundamental na vida cotidiana e nas tradições dos indígenas da região. A Localização e a demarcação dessa TI é mostrada na Figura 3-1 e Figura 3-2 .

Figura 3-1 - Localização da Terra indígena Karipuna de Rondônia



Fonte: www.google.com.br/maps

Figura 3-2 - Demarcação da Terra indígena Karipuna de Rondônia



Fonte: Terras indígenas.org.br

Segundo informações obtidas a partir dos sites terrasindigenas.org.br, agenciabrasil.ebc.com.br e pt.climate-data.org, apresentamos a seguir dados relevantes sobre a Comunidade Karipuna:

- População: 7 famílias
- Área: 153 Mil Hectares
- Latitude: 9°45'18.0"S – (-9.755000)
- Longitude: 64°19'04.3"W (-64.317861)
- Temperatura mínima média mensal – Porto Velho: 21,2 °C
- Temperatura máxima média mensal – Porto Velho: 33,8 °C
- Período chuvoso: outubro a abril

A Figura 3-3 e a Figura 3-4 apresentam uma visão mais detalhada da comunidade de Karipuna. Podemos observar que a comunidade é margeada pelo Rio Jaci-Paraná e possui poucas edificações, com bastante área livre que propicia a implementação de SIGFIs.

Figura 3-3 - Visão da comunidade Karipuna de Rondônia



Fonte: www.google.com.br/maps

Figura 3-4 - Visão detalhada da comunidade Karipuna de Rondônia



Fonte: Adaptado pelo autor de google.com.br/maps

3.2 Obtenção de dados climatológicos

No portal do CRESESB, utilizando como referência as coordenadas Latitude: 9°45'18.0"S e Longitude 64°19'04.3"W, coletou-se dados pertinentes à irradiação solar diária média mensal. Esses dados foram mensurados pela estação meteorológica mais próxima da localidade especificada, situada a uma distância de 6,2 km. A irradiação, representada por HT, é expressa em Wh/m².dia, e sua distribuição mensal é detalhadamente ilustrada na Tabela 3-1. A tabela não apenas exibe os valores de irradiação no plano horizontal, como também apresenta dados no plano inclinado, para diferentes ângulos de inclinação. Esses ângulos abrangem: uma inclinação que corresponde à latitude do local, a inclinação que oferece a maior média mensal de irradiação e, por fim, a inclinação que proporciona a média anual ótima.

Baseado nessa análise e visando otimizar a absorção de luz solar durante o ano, **foi escolhido para este projeto uma inclinação, representada pelo ângulo β , de 11° direcionado ao Norte geográfico.**

Tabela 3-1 - Irradiação solar diária mensal obtida no portal do CRESESB

Estação: Porto Velho Município: Porto Velho, RO - BRASIL Latitude: 9,801° S Longitude: 64,349° O Distância do ponto de ref. (9,755° S; 64,317861° O): 6,2 km																
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	4,27	4,42	4,30	4,42	3,96	4,36	4,56	4,90	4,95	5,11	4,70	4,50	4,54	1,15
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	10° N	4,07	4,30	4,30	4,58	4,23	4,77	4,95	5,17	5,02	5,00	4,50	4,26	4,59	1,10
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	11° N	4,05	4,28	4,29	4,59	4,25	4,80	4,99	5,19	5,02	4,98	4,47	4,23	4,60	1,14
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	7° N	4,14	4,35	4,31	4,54	4,15	4,66	4,85	5,10	5,01	5,04	4,57	4,34	4,59	,96

As temperaturas locais foram obtidas com base nas medições do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), e podem ser visualizadas na Tabela 3-2.

Tabela 3-2 - Dados de temperatura INMET

Mês	Temperatura máxima recorde (°C)	Temperatura máxima média (°C)	Temperatura média compensada (°C)	Temperatura mínima média (°C)	Temperatura mínima recorde (°C)
Janeiro	37,2	30,7	25,9	23,2	14,4
Fevereiro	38,6	30,4	25,9	23,3	15,4
Março	40,0	30,8	26,1	23,5	12,0
Abril	37,2	31,2	26,2	23,3	12,8
Mai	37,4	30,6	25,8	22,7	12,0
Junho	38,8	31,4	26,0	22,0	11,8
Julho	38,0	32,0	25,9	21,2	7,4*
Agosto	40,9	33,8	27,1	22,2	10,0
Setembro	40,7	33,2	26,9	22,5	12,1
Outubro	40,0	32,9	27,2	23,6	16,4
Novembro	39,7	31,9	26,6	23,5	16,3
Dezembro	38,0	30,7	26,0	23,4	15,4
Média Ano	-	31,6	26,3	22,9	-

Fonte: Adaptado pelo autor de INMET

Com base nos dados da Tabela 3-2 pode-se destacar os seguintes dados:

- Temperatura máxima média mensal: 33,8° C (Agosto)
- Temperatura mínima média mensal: 21,2°C (Julho)
- Temperatura mínima recorde: 7,4 °C (Julho)
- Temperatura média anual: 26,3 °C

A temperatura mínima recorde de 7,4° C no mês de julho demarcada em (*) corresponde a menor temperatura registrada no município de Porto Velho em Rondônia, segundo dados o INMET.

3.3 Curva de Carga da Unidade Consumidora

Para calcular o consumo energético de uma Unidade Consumidora (UC) padrão, com ênfase na garantia de acesso a serviços essenciais como refrigeração, iluminação, inclusão digital e conforto, foi possível determinar uma série de eletrodomésticos e cargas necessárias para essa residência. Estes eletrodomésticos e cargas foram selecionados para assegurar que a UC possa desfrutar de uma vida moderna e conectada. Os valores e especificações dos eletrodomésticos e cargas elencados são baseados na curva de carga típica de uma UC que

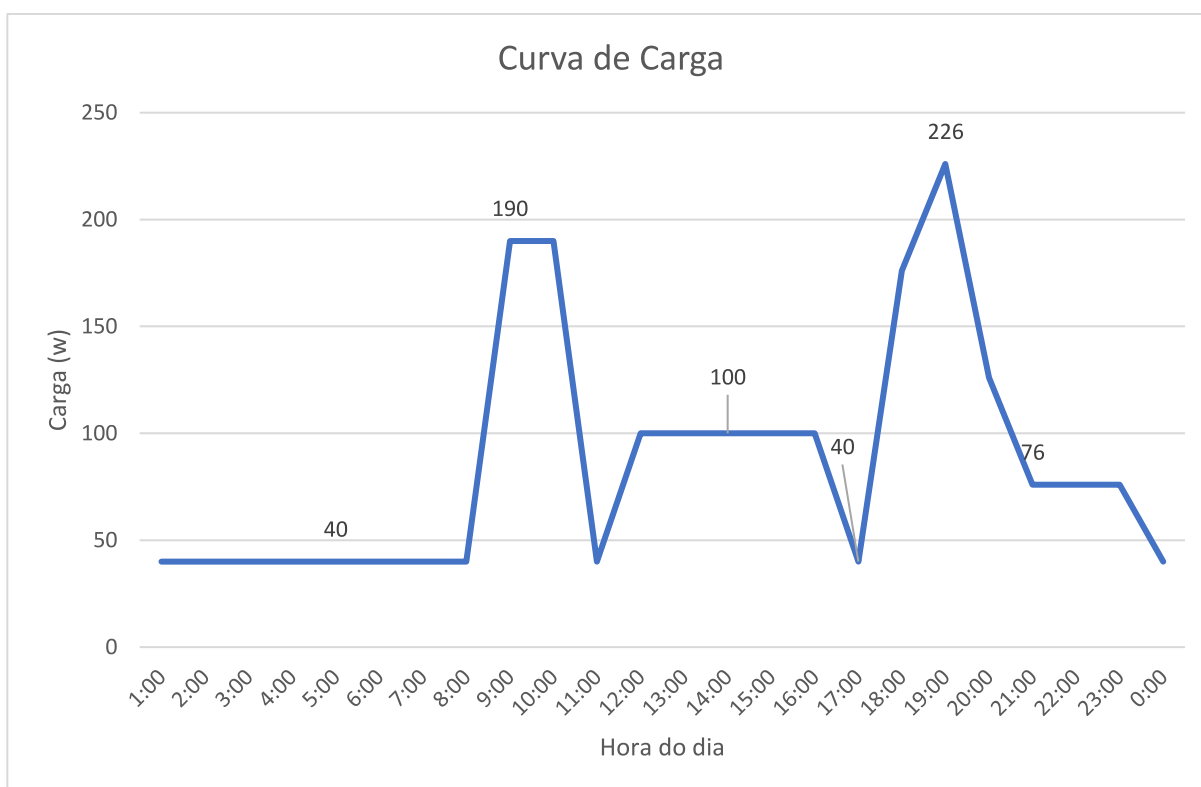
participa do programa LPT, detalhado pelo guia técnico da Eletrobrás, sendo assim os dados da Tabela 3-3 foram construídos com base nos valores e costumes típicos dessas UCs. Para este trabalho o usuário não foi consultado para a construção do perfil de consumo. Segue consumo calculado na Tabela 3-3 e curva de carga dessa UC na Figura 3-5.

Tabela 3-3 - Consumo da UC

Equipamento	Quantidade	Potência (W)	Uso diário (h/dia)	Fator de utilização ¹⁸	Consumo diário (Wh/dia)	Consumo Mensal (Wh/mês)
Geladeira Selo Procel	1	250	24	0,16	960	28.800
Lâmpadas LED	4	9	6	1	216	6.480
Televisão	1	100	4	1	400	12.000
Carregador de celular	2	50	2	1	200	6.000
Ventilador	1	60	5	1	300	9.000
Total Residência					2.076	62.280

Fonte: Adaptado pelo Autor baseado no Guia técnico Eletrobras

Figura 3-5 - Curva de carga da UC



¹⁸ O fator de utilização de um sistema é um percentual que representa a relação entre a máxima demanda que ocorre em um determinado período e a capacidade nominal do sistema (FEIS UNESP)

A curva de carga mostrada no gráfico acima revela um pico de demanda entre as 17 e as 21 horas, alcançando seu ápice às 19 horas, quando o maior número de dispositivos de consumo está em funcionamento, resultando em uma demanda de 226W. Durante este intervalo de tempo, há diversas cargas ativas, tais como iluminação, aparelhos de televisão, carregamento de celular e sistemas de refrigeração em funcionamento simultaneamente.

Outras cargas como bombas de água não foram consideradas nesse estudo pois, geralmente é implantado um SIGFI específico apenas para bombeamento de água para todos os moradores da comunidade, não sendo necessário o bombeamento de água individual por cada UC.

3.4 Escolha da Potência do SIGFI baseado no consumo

A partir da análise do perfil de consumo da Unidade Consumidora (UC), conforme apresentado na Tabela 3-3 que corresponde à 2.076 Wh/dia, e levando em consideração o pico de potência máxima gerado pela UC às 19:00 horas que corresponde à 226 W, optou-se por utilizar o modelo SIGFI80 neste estudo. A escolha deste modelo foi embasada nas potências previamente definidas pela REN 1000/2021 da ANEEL, conforme detalhado na Tabela 2-6, sendo selecionado o modelo SIGFI80 por ser mais adequado às demandas desta UC, cujos limites são estabelecidos na Tabela 3-4.

Tabela 3-4 - Disponibilidade, consumo e potência de um SIGFI80 segundo REN 1000/2021 da ANEEL

Parâmetro	Referência ANEEL	Perfil UC
Disponibilidade mensal garantida (kWh/mês/UC)	80	62,28
Consumo de referência (Wh/dia/UC)	2650	2076
Potência mínima (W/UC)	1250	226

3.5 Dimensionamento dos equipamentos

O processo de dimensionamento dos equipamentos do SIGFI considerado para este estudo é fundamentado em uma abordagem rigorosa e amplamente aceita. Para garantir precisão e confiabilidade, serão incorporadas três fontes principais de metodologia, sendo elas:

Guia Técnico da Eletrobrás: O capítulo 6 deste guia é reconhecido por sua abordagem detalhada e bem fundamentada para o dimensionamento de SIGFIs no âmbito do

programa LPT. Ao seguir as diretrizes e recomendações deste guia, **assegura-se que os equipamentos estejam em conformidade com os padrões estabelecidos pelos órgãos regulamentadores.**

Conceitos de Duffie e Beckman: Referências renomadas no campo da energia solar, Duffie e Beckman fornecem conceitos técnicos e metodologias para projetos de energia solar. Incorporar seus conceitos garante uma **abordagem tecnicamente sólida e cientificamente respaldada** ao dimensionamento dos equipamentos.

Metodologia das Horas de Sol Pleno (HSP): Considera a quantidade de insolação recebida por uma área específica em um dia típico. A HSP ajuda a determinar a eficiência potencial de um sistema em converter energia solar em energia elétrica, garantindo que o sistema seja dimensionado de forma mais simplificada para aproveitar ao máximo a luz solar disponível na região.

Combinando essas três metodologias, o dimensionamento dos equipamentos do SIGFI não apenas atenderá às demandas energéticas previstas, mas também garantirá um desempenho otimizado ao longo de sua vida útil, ao mesmo tempo em que cumprem padrões dos órgãos regulamentadores.

3.5.1 Dimensionamento do banco de baterias

Segundo o Guia Técnico da Eletrobrás, a capacidade do banco de baterias em Ampére-hora é calculada considerando o consumo energético da UC, as perdas do sistema, a autonomia desejada, a profundidade de Descarga (DoD) máxima das baterias, a tensão nominal da bateria e o fator de envelhecimento da bateria (*End Of Life* - EOL). Estes parâmetros garantem que o banco de baterias seja dimensionado adequadamente para atender às demandas da UC de forma eficiente ao longo do tempo e pode ser determinado pela Equação 3.1.

$$Capacidade (Ah) = \frac{Consumo_{CA} * Autonomia}{\eta_{CC/CA} * DOD_{max} * Capacidade_{EOL} * V_{nominal Bat}} \quad (3.1)$$

Em que:

Consumo_{CA} – Consumo diário de referência da UC (em Wh/dia)

Autonomia – Período em que o sistema deverá ser suprido pela energia armazenada nas baterias, sem influência da fonte primária (em dias)

$\eta_{CC/CA}$ – Eficiência medida entre o consumo CC na saída do banco de baterias e o consumo CA das cargas (em %)

DoD_{Max} – Profundidade de descarga máxima do banco de baterias (em %)

$Capacidade_{Eol}$ (End-of-Life) – Capacidade energética nominal do banco de baterias relacionada ao seu ciclo de vida (em %)

$V_{nominalbat}$ – Tensão nominal da bateria (em V)

3.5.1.1 Autonomia do banco de baterias

De acordo com a Resolução Normativa 1000/2021 os SIGFIs devem estar preparados para **garantir uma autonomia mínima de 36 horas (1,5 dias)**. Isso é essencial para situações em que a geração pela fonte primária, neste caso a solar, é interrompida ou reduzida significativamente.

3.5.1.2 Profundidade de descarga máxima do banco de baterias DoD_{Max}

A Eletrobras estabelece a profundidade máxima de descarga (DoD Máx) para cada tipo de bateria, tomando como base as recomendações dos fabricantes. Esse cuidado é tomado para prevenir descargas muito profundas que podem reduzir a vida útil da bateria. Para as baterias de Lí-Íon , **DoD Máx é sugerido como 90%**, conforme Tabela 3-5.

Tabela 3-5 - DoD máximo sugerido para baterias, conforme Eletrobrás

Tipo de bateria	DoD máx
Pb - ácido de placas positivas planas	40%
Pb - ácido com carbono	50%
Pb - ácido de placas positivas tubulares	60%
Lí-Íon	90%

Fonte: Elaborada pelo autor baseado em Guia técnico da Eletrobrás

3.5.1.3 Ciclo de vida do banco de baterias $Capacidade_{EOL}$

O ciclo de vida ou *end of life* de uma bateria é definido pela perda da capacidade da bateria, mais precisamente quando a sua capacidade cai para 80% de sua capacidade original. A Eletrobrás recomenda o fator de capacidade energética do banco de baterias para fins de dimensionamento em **$Capacidade_{EOL}$ 90%**. Isso significa que a bateria estará 10% superdimensionada no início da operação do sistema.

3.5.1.4 Eficiência de conversão CC em CA $\eta_{CC/CA}$

A eficiência $\eta_{CC/CA}$ representa a eficácia com que a energia é transferida e convertida de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) em um sistema. Ela é um indicador crucial no desempenho dos SIGFIs. Segundo o Guia Técnico da Eletrobrás, a eficiência geralmente é expressa como uma porcentagem, indicando a proporção da energia que é efetivamente aproveitada em relação à energia total fornecida e é influenciada por perdas na descarga da bateria η_{bat} , perdas elétricas nas transmissões η_{Tr} e perdas na conversão do inversor (CC/CA) η_{IFR} , conforme Equação 3.2.

$$\eta_{CC/CA} = \eta_{bat} * \eta_{IFR} * \eta_{Tr} \quad (3.2)$$

3.5.1.5 Eficiência do inversor de bateria η_{IFR}

O inversor é o dispositivo que converte a corrente contínua (gerada e armazenada nas baterias) em corrente alternada. Durante essa conversão, nem toda a energia é eficientemente transformada, algumas são perdidas, principalmente devido à eficiência intrínseca do inversor e à sua qualidade de construção. Neste caso, para o Inversor adotado para este estudo a eficiência η_{IFR} é de **0,94**. O modelo do inversor será validado no item 3.5.2.4.

3.5.1.6 Eficiência do banco de baterias η_{bat}

Quando uma bateria é descarregada, nem toda a energia armazenada é efetivamente extraída. Algumas perdas ocorrem devido à resistência interna da bateria e a outros fatores químicos e elétricos. Neste caso, para a bateria selecionada para este estudo a eficiência do banco de baterias η_{bat} é **0,95**.

3.5.1.7 Eficiência nas Transmissões CC/CA η_{Tr}

À medida que a energia é transferida através de cabos e conexões desde a saída do gerador fotovoltaico até o ponto de consumo, ocorrem perdas devido à resistência dos materiais condutores e são frequentemente relacionadas ao aquecimento dos cabos, sendo influenciadas

pela qualidade dos materiais e pela distância da transmissão. A Eletrobrás adota a eficiência nas transmissões CC/CA η_{Tr} de **0,95** para os SIGFIs.

Logo, utilizando a equação 3.2 chegamos ao valor nominal da eficiência total para cálculo da capacidade do banco de baterias, conforme equação 3.3.

$$\eta_{CC/CA} = 0,95 * 0,94 * 0,95 = \mathbf{0,85} \quad (3.3)$$

Visando otimizar o espaço a ser ocupado pelo banco de baterias foi assumido o maior valor de tensão nominal, sendo este **48V**. Logo, pela equação 3.1, tem-se a capacidade do banco de baterias, considerando o consumo da UC estimado sem margens de variações. Adotou-se este critério pois para o prosseguimento do dimensionamento serão considerados arredondamentos e folgas que resultarão em uma margem de segurança para este consumo.

$$Capacidade (Ah) = \frac{2076 * 1,5}{0,85 * 0,9 * 0,9 * 48} = 94,22 Ah \quad (3.424)$$

Considerando uma bateria de 100Ah (C5), tem-se o número de baterias definido como a divisão da capacidade necessária do banco de baterias e a capacidade nominal da bateria:

$$N^{\circ} Baterias = \frac{94,22}{100} = 0,94 \Rightarrow \sim 1 \text{ bateria} \quad (3.5)$$

Dessa forma teremos um banco dimensionado **6% maior do que a capacidade necessária**. Esta margem adicional pode oferecer mais confiabilidade e autonomia, especialmente em situações em que a geração ou consumo tem variações inesperadas.

A bateria escolhida nesse caso foi a bateria do fabricante *Unipower* modelo UPLFP48-100 Ah que apresenta as características da Tabela 3-6. Este fabricante foi selecionado devido a consolidação das suas baterias LFP no mercado.

Tabela 3-6 - Bateria LiFePO4 - Unipower 48V 100Ah

Parâmetro	Valor
Tensão de operação (V/cel)	3,2
Densidade energética (Wh/kg)	112
Densidade de potência (W/kg)	2240
Ciclos de vida 80% DoD	6000
Vida em flutuação (anos)	10
Eficiência energética (%)	95
Tempo de recarga (h)	2,5
Faixa de temperatura (°C)	-20 a +60
Tempo de garantia (anos)	5
Tensão (V)	48
Capacidade C5 (Ah)	100
Energia (Wh)	5000
Comprimento (mm)	442
Largura (mm)	520
Altura (mm)	205 (2U)
Peso (kg)	56

Fonte: Elaborada pelo autor de *datasheet* Unipower

3.5.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

3.5.2.1 Taxa de Desempenho

A Taxa de Desempenho (TD) ou do inglês *Performance Ratio* (PR) para sistemas fotovoltaicos serve como um indicador da eficiência operacional do sistema em condições reais, comparando a energia efetivamente gerada com aquela que seria produzida sob condições ideais. Esse parâmetro leva em consideração as potenciais fontes de perdas no sistema, sejam elas oriundas de componentes individuais ou de condições externas. O CRESESB estabelece uma recomendação de TD entre 0,7 e 0,8 para sistemas típicos. Contudo, o valor real pode variar com base na especificidade e configuração de cada sistema. Para sistemas *off-grid* que contam com armazenamento de energia, o cenário pode ser mais complexo. Além dos componentes convencionais de sistemas fotovoltaicos, como módulos, inversores e cabecamentos, esses sistemas incorporam controladores de carga e baterias. Ambos os componentes adicionais têm suas próprias eficiências e possíveis perdas associadas. Dessa forma, a presença de tais componentes pode contribuir para uma redução significativa da TD, **refletindo uma eficiência operacional global mais baixa em comparação com sistemas que não dependem de armazenamento.** O guia técnico da Eletrobrás define como TD' a

associação em série das eficiências η_{FV} , η_{con} , $\eta_{\frac{CC}{CC}}$, η_{IFR} e η_{Tr} , porém como neste sistema também há a eficiência do ponto de máxima potência do controlador de carga, neste estudo também será associada em série a eficiência η_{SPMP} , conforme equação 3.6.

$$TD' = \eta_{FV} * \eta_{con} * \eta_{\frac{CC}{CC}} * \eta_{IFR} * \eta_{Tr} * \eta_{SPMP} \quad (3.6)$$

Os componentes dessa equação são definidos conforme segue nos próximos itens.

a) Eficiência do controlador de carga η_{con} e η_{SPMP}

A eficiência do controlador de carga é um parâmetro crucial na configuração de um sistema fotovoltaico. O controlador de carga desempenha o papel de gerenciar a energia que flui entre os módulos fotovoltaicos e as baterias, garantindo que as baterias sejam carregadas de maneira eficiente e segura. Para efeito de dimensionamento do sistema fotovoltaico, foi selecionado previamente o controlador de carga do fabricante EPEVER, devido a consolidação e confiabilidade desse fabricante no mercado. Considerando que a tensão de saída do controlador deve ser de 48V, verificou-se que para esse fabricante há disponível no mercado o controlador modelo XTRA 3415N e XTRA 4415N, sendo as duas faixas de corrente de carga e descarga nominal de 30 e 40 amperes respectivamente. Previamente foi escolhido o modelo de 40A para dimensionamento do sistema, esse modelo será validado no item 3.5.2.3, em que serão calculadas as correntes e tensões máximas operacionais do sistema. Logo, para o modelo XTRA 4415N, segundo o *datasheet* do fabricante a eficiência máxima de conversão do controlador de carga η_{con} é **0,985** e a eficiência de rastreamento do ponto de máxima potência η_{SPMP} é **0,995**, conforme especificações do controlador presentes na Tabela 3-7.

Tabela 3-7 - Especificação do controlador de carga EPEVER XTRA 4415N

Tensão nominal do sistema (V)	12/24/36/48
Tipo de bateria	Chumbo ácida/ Lítio
Faixa de tensão da bateria (V)	8 a 68
Corrente de carga nominal (A)	40
Corrente de descarga nominal (A)	40
Potência de carga nominal (W)	2080
Eficiência de conversão máxima	98,5%
Eficiência máxima de rastreamento	> 99,5%
Tensão máxima de circuito aberto do PV (V)	150 - a temperatura ambiente de operação
Faixa de tensão do MPPT (V)	Tensão da bateria + 2V a 108
Gabinete	IP33
Dimensões A x L x P(mm)	255x 189x83,2
Peso	2,47 kg

Fonte: Adaptado pelo autor de datasheet da EPEVER

b) Eficiência do Arranjo fotovoltaico η_{FV}

Segundo o Guia Técnico da Eletrobrás a eficiência de um arranjo fotovoltaico não se limita apenas à conversão da radiação solar em energia elétrica. Ela é influenciada por uma série de fatores ambientais, operacionais e de manufatura que podem impactar o desempenho dos módulos ao longo do tempo, como tolerância da potência nominal, temperaturas altas, variação da eficiência em baixos valores de radiação, sombreamentos eventuais, acúmulo de pó, envelhecimento dos módulos etc. Este valor é uma estimativa conservadora que leva em consideração as diversas incertezas e as variações citadas acima.

O CRESESB recomenda um valor de taxa de desempenho de 0,7 a 0,8 para sistemas fotovoltaicos *on-grid*, que são compostos pelos elementos principais: Arranjo fotovoltaico e inversor, porém não define uma eficiência global somente para o arranjo fotovoltaico. Sendo assim, para determinar a eficiência do arranjo fotovoltaico podemos utilizar a equação 3.7, em que é utilizada como base a TD do CRESESB, sendo retiradas as perdas da eficiência pelo inversor, restando apenas a eficiência do arranjo.

$$\eta_{FV} = TD * \frac{1}{\eta_{IFR}} * \frac{1}{\eta_{SPMP}} \quad (3.7)$$

No caso deste estudo o equipamento que realiza o rastreamento do ponto de máxima potência MPPT é o controlador de carga e não o inversor como ocorre em sistemas *on-grid*. Dessa forma serão utilizadas as eficiências de conversão η_{SPMP} do controlador ao invés do inversor e será considerada uma taxa de desempenho de 0,7 com base no CRESESB, pior cenário para dimensionamento. Dessa forma tem-se η_{FV} :

$$\eta_{FV} = 0,7 * \frac{1}{0,94} * \frac{1}{0,995} \Rightarrow \eta_{FV} = \mathbf{0,748} \quad (3.8)$$

- c) Fator de consumo direto F_{CD} e eficiência do processo de armazenamento e conversão de energia $\eta_{cc/cc}$.

O fator FCD considera que parte da energia gerada pelo sistema fotovoltaico é imediatamente utilizada pelas cargas, sem passar pelo armazenamento no banco de baterias. Dessa forma, somente **a porção da energia que é armazenada no banco de baterias é influenciada pela eficiência da bateria η_{bat}** . Em contrapartida, a energia consumida diretamente pelas cargas é isenta deste impacto. Segundo padrões estabelecidos pela Eletrobrás, o fator **FCD é fixado em 0,25**, ou seja, se espera que 25% da energia produzida seja empregada diretamente pelas cargas durante o dia.

Sendo assim, a eficiência do processo de armazenamento η_{bat} somente é aplicada aos 75% que são gerados pelo gerador FV. Logo podemos definir a eficiência do processo de armazenamento em conjunto com a energia utilizada diretamente pelas cargas. Essa eficiência é denominada $\eta_{cc/cc}$, que é inerente ao circuito que transita entre o ponto de saída do controlador de carga até a entrada do inversor. Podendo ser calculada pela equação 3.9.

$$\eta_{cc/cc} = \eta_{bat} * (1 - F_{CD}) + F_{CD} \quad (3.9)$$

Logo, para o FCD determinado em 0,25, tem-se $\eta_{cc/cc}$:

$$\eta_{cc/cc} = 0,95 * (1 - 0,25) + 0,25 = 0,9625 \quad (3.10)$$

Então, pela equação 3.6, tem-se TD':

$$TD' = 0,748 * 0,985 * 0,9625 * 0,94 * 0,95 * 0,995 = 0,63 \quad (3.11)$$

Conforme pode ser visto acima, a Taxa de Desempenho desse sistema ficou abaixo do valor mínimo estabelecido pelo CRESESB (2014). Considerando que o sistema *offgrid* com armazenamento possui mais elementos que são dotados de eficiências próprias, essa taxa de desempenho pode ser considerada adequada.

3.5.2.2 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Analogamente aos conceitos do CRESESB (2014), a potência fotovoltaica necessária para atender ao sistema em Wp é definida em função do consumo da UC, da irradiância nas condições STC em que $G_T = 1000 \text{ W/m}^2$, da irradiação incidente sobre a superfície dos módulos HT e a taxa de desempenho TD' , conforme equação 3.12.

$$P_{FV} (Wp) = \frac{\text{Consumo}_{CA} * G_{T_{stc}}}{HT * TD'} \quad (3.12)$$

Segundo o Guia Técnico da Eletrobrás, **ao dimensionar um SIGFI é essencial considerar o valor médio diário mensal de irradiação solar global** (expresso em $\text{Wh/m}^2.\text{dia}$) referente ao **mês mais crítico do ano**. Esse mês é definido pelo menor valor de irradiação solar registrado ao longo dos 12 meses para o município onde o SIGFI será implementado.

Para o dimensionamento, optou-se pelo ângulo de inclinação que proporciona a maior média diária anual, especificamente o ângulo de $\beta = 11^\circ \text{ N}$, conforme Tabela 3-1 . Embora o ângulo $\beta = 7^\circ \text{ N}$ ofereça a geração mínima mensal mais elevada, conforme será discutido mais adiante neste trabalho o sistema opera acima da capacidade de consumo em todos os meses do ano, eliminando assim o risco de falta de energia. Portanto, a decisão mais acertada é selecionar o ângulo que resulta na maior geração ao longo do ano, proporcionando assim um aproveitamento máximo para a UC.

Nesse caso considerando a menor irradiação HT dos 12 meses do ano, no plano inclinado $\beta = 11^\circ \text{ N}$, para o mês de janeiro, tem-se HT igual a $4,05 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$. Considerando o TD igual o obtido na equação 3.11, tem-se:

$$P_{FV}(Wp) = \frac{2076 * 1000}{4050 * 0,63} = \mathbf{813,63 \text{ Wp}} \quad (3.13)$$

Conforme a norma NDU 0.28 estabelecida pela Energisa, concessionária responsável pelo fornecimento de energia na região de Porto Velho, os módulos fotovoltaicos utilizados em um SIGFI devem ter uma potência de pico dentro da faixa de 300 a 330 Wp. No contexto deste estudo, optou-se por considerar módulos com a potência máxima de 330 Wp. A escolha de módulos de maior potência visa maximizar a eficiência e aproveitar ao máximo a área disponível para a instalação do sistema, garantindo assim uma geração otimizada de energia. Sendo assim, o número de módulos, considerando a potência de 330 Wp (P_{mp}^0) determinada em condições STC é definido pela equação 3.14.

$$N \text{ módulos} = \frac{P_{FV}}{P_{mp}^0} \quad (3.14)$$

$$N \text{ módulos} = \frac{813,63}{330} = 2,46 \sim 3 \text{ módulos} \quad (3.15)$$

Considerando as características do controlador de carga, para otimizar a eficiência do sistema, o número de **módulos será ajustado para 4**, um número par que pode a princípio ser dividido em 2 *strings* com 2 módulos cada, sem que haja *strings* na mesma entrada MPPT com tensões diferentes, evitando desbalanceamentos. Assim, o sistema estará superdimensionado em 62,6%. Entretanto, a adição de apenas um único módulo a mais do que o estritamente necessário não acarretaria custos extras significativos relacionados à instalação e manutenção.

Com a potência P_{mp}^0 dos módulos definida, foi selecionado o módulo do Fabricante OSDA, modelo ODA330-36-P, sendo um módulo policristalino com as características apresentadas na Tabela 3-8. O motivo da escolha deste modelo e fabricante deve-se à consolidação do fabricante no mercado nacional de módulos de 330W. É importante ressaltar que, para módulos fotovoltaicos nessa faixa de potência, existem poucos modelos e fabricantes disponíveis no mercado.

Tabela 3-8 - Especificação do Módulo Fotovoltaico ODA330-36-P

Módulo FV ODA330-36-P	
Célula	156.75x156.75Poly
Número de células	72 (6x12)
dimensão do módulo	1960x992x40
Peso	22.2kg
Vidro Frontal	Vidro temperado de 3,2mm
Estrutura	Liga de alumínio anodizado
Caixa de Junção	IP65/IP67
Diodo <i>Bypass</i>	3 unidades
Tipo de conector	Compatível com MC4
Área de seção do cabo	4 mm ²
Comprimento do cabo	2 x 450 mm (2 x 17,72 polegadas)
Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito	+0,060 % (A/°C)
Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto	-0,3 % V/°C
Coefficiente de temperatura de potência de pico	-0,40% W/ °C
Potência máxima em STC (Pmax)	330Wp
Tensão de circuito aberto STC (Voc)	45.64V
Tensão de potência de pico STC (Vmp)	37.26V
Corrente de potência de pico STC (Imp)	8.86A
Corrente de curto-circuito STC (Isc)	9.33A
Eficiência do módulo (STC)	17%
Potência máxima em NOCT (Pmax)	245Wp
Tensão de circuito aberto NOCT(Voc)	42,23 V
Tensão de potência de pico NOCT (Imp)	34,28 V
Corrente de potência de pico NOCT (Imp)	7,15 A
Corrente de curto-circuito NOCT (Isc)	7,58 A
Temperatura de operação	-40 a +85
Valor nominal da corrente máxima do fusível	20A
Tensão máxima do sistema	1000VCC
Tolerância de saída de potência	+/- 5%
Classe de aplicação	Classe A
Temperatura nominal de operação da célula NOCT	45 +/- 2 °C

Fonte: Elaborada pelo autor de *Datasheet* OSDA

3.5.2.3 Dimensionamento do controlador de carga

Conforme estabelecido pela norma NDU 0.28 da Energisa, **o controlador de carga destinado ao sistema fotovoltaico deve operar com base no algoritmo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*)**, que tem como objetivo maximizar a eficiência de captação de energia, permitindo que o sistema opere constantemente próximo ao seu ponto ótimo de geração de

energia. O processo de dimensionamento do controlador considera os limites máximos em termos de tensão CC do sistema. Além disso, leva em consideração a corrente elétrica proveniente do Arranjo Fotovoltaico e na saída do controlador, que é direcionada às baterias. Esta abordagem de dimensionamento garante que o controlador de carga esteja adequadamente calibrado para a capacidade do sistema, assegurando uma operação eficiente e segura.

A corrente máxima que o controlador suporta em sua entrada, que é proveniente do arranjo FV, considera a corrente de curto-circuito I_{sc} de cada módulo, a quantidade de *strings* em paralelo e um **fator de segurança F_s - recomendado pela Eletrobrás: 10%**. Dessa forma, essa corrente pode ser obtida pela equação 3.1625.

$$I_{entrada} = F_s * N^o \text{ de strings} * I_{sc} \quad (3.1625)$$

Contudo, a corrente de curto-circuito I_{sc} indicada no *datasheet* do fabricante é estabelecida com base em condições padrão de teste. Para refletir as condições reais de operação, é essencial ajustar esse valor levando em consideração variáveis ambientais. Especificamente, essa correção deve levar em conta tanto a temperatura ambiente quanto a irradiância específica do local, no mês que serve como referência para o dimensionamento. Essa correção se dá por meio da equação 3.1726.

$$I_{sc} = I_{sc}^0 * [1 + \gamma_{sc} * (T_c - T_c^0)] \quad (3.1726)$$

Em que :

γ_{sc} – Coeficiente de temperatura da célula em $^{\circ}C^{-1}$

T_c^0 – Temperatura de operação da célula nas condições STC em $^{\circ}C$.

T_c – Temperatura de operação da célula corrigida para as condições ambientais reais em $^{\circ}C$.

I_{sc}^0 – Corrente de curto-circuito nas condições STC em A.

Para se obter a temperatura de operação da célula corrigida é utilizada a equação 3.18.

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} * (T_{cNOCT} - 20) * 0,9 \quad (3.18)$$

Em que :

T_a = Temperatura ambiente em $^{\circ}C$

T_c = temperatura de operação da célula em $^{\circ}C$

G_T = Radiação solar média mensal no plano da célula em W/m^2

TC_{NOCT} = Temperatura nominal de operação da célula NOCT em ° C

a) Cálculo da irradiância solar média mensal no plano da célula GT

Pelo método Horas de Sol Pleno (HSP) é possível calcular irradiância solar média mensal no plano da célula GT em W/m^2 , conforme equação 3.19. Considerado a irradiação integrada diária média (HT) obtida através dos dados do CRESESB e a duração média da insolação (N) obtida por meio da equação 3.20.

$$G_T = \frac{HT * 1000}{N} \quad (3.19)$$

$$N = \frac{2}{15} * \omega_s \quad (3.20)$$

No que se segue será desenvolvido os passos para calcular o número de horas de insolação N para o mês de janeiro, para tal é necessário se obter a declinação solar δ , o ângulo horário do pôr do sol ω_s , conforme equações 2.1 e 2.7.

Logo, utilizando a equação 2.1, e considerando o dia médio do mês para janeiro como 17, conforme definido por Klein (1977) na Tabela 3-9, tem-se a declinação solar para o mês de janeiro na equação 3.21.

Tabela 3-9 - Dia médio do mês segundo Klein (1977)

Mês	n para o dia do mês "i"	Data	n
Janeiro	i	17	17
Fevereiro	31+i	16	47
Março	59+i	16	75
Abril	90+i	15	105
Mai	120+i	15	135
Junho	151+i	11	162
Julho	181+i	17	198
Agosto	212+i	16	228
Setembro	243+i	15	258
Outubro	273+i	15	288
Novembro	304+i	14	318
Dezembro	334+i	10	344

Fonte: Adaptador pelo Autor de Klein (1977)

$$\delta = 23,45 * \sin \left(\frac{360}{365} * (284 + 17) \right) \Rightarrow \delta = -20,91 \text{ graus} \quad (3.21)$$

E então utilizando a latitude Φ do local, tem-se ω_s :

$$\begin{aligned} \omega_s &= \text{Arcos} \left(-\text{Tan} (-9.755000) * \text{Tan} (-20,91) \right) \Rightarrow \omega_s \\ &= 93,76 \text{ graus} \end{aligned} \quad (3.22)$$

Por fim, chega-se as horas de insolação para o mês de janeiro pela equação 3.20.

$$N = \frac{2}{15} * 93,76 \Rightarrow N = 12,5 \text{ horas} \quad (3.23)$$

Sendo HT, para o **mês de janeiro** e para o ângulo de inclinação β igual a 11 graus, de 4,05 kwh/m² dias de acordo com a Tabela 3-1, tem-se GT por meio da equação 3.19.

$$G_T = \frac{4,05 * 1000}{12,5} \Rightarrow G_T = 324 \text{ w/m}^2 \quad (3.24)$$

b) Cálculo da Temperatura de operação da célula T_C

A corrente de curto-circuito é diretamente proporcional ao aumento da temperatura ambiente. Logo, para cálculo da corrente de curto-circuito máxima utiliza-se como base para obtenção da temperatura de operação da célula, o mês em que há a maior temperatura média. Nesse caso o **mês de agosto**, que tem **temperatura média de 33,8°C**. Logo, com T_{CNOCT} de 45°C retirado da Tabela 3-8, e considerando que os momentos de maior irradiação atingem o pico de GT igual a 1000 w/m², tem-se T_C conforme equação 3.18.

$$T_C = 33,8 + \frac{1000}{800} * (45 - 20) * 0,9 \Rightarrow T_C = 61,92 \text{ °C} \quad (3.25)$$

c) Cálculo da corrente de curto-circuito máxima corrigida para as condições reais $I_{SCMáx}$

Com base nos valores obtidos nos itens a e b, por meio da equação 3.1726 pode-se obter a corrente de curto-circuito máxima corrigida:

$$I_{sc_{m\acute{a}x}} = 9,33 * [1 + 0,0006 * (61,92 - 25)] \Rightarrow I_{sc} = \mathbf{9,54 A} \quad (3.26)$$

d) Verificação da faixa de operação de corrente do controlador

Considerando a corrente de curto-circuito máxima corrigida I_{SCMax} obtida na equação 3.26, e considerando a princípio 2 *strings* com 2 módulos cada, tem-se a corrente mínima que o controlador deve suportar na sua entrada:

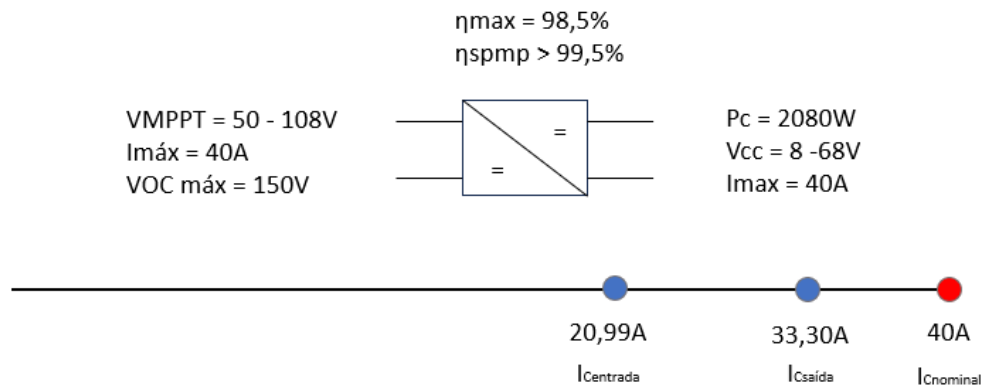
$$I_{C_{entrada}} = 1,10 * 2 * 9,54 \Rightarrow I_{C_{entrada}} = \mathbf{20,99 A} \quad (3.27)$$

Porém também deve ser determinada a corrente máxima em que o controlador irá operar na sua saída. Para tal, deve-se considerar a potência máxima que esse sistema poderá atingir, sendo assim o fator limitante de potência em todos os casos será o inversor, mesmo que futuramente haja aumento de número de módulos e baterias no sistema. Considerando que a potência do inversor de 1600W (este valor será validado no item 3.5.2.4), resultará em uma corrente máxima no sistema, uma vez que a tensão de 48V da entrada do inversor é constante. Logo, para definir a corrente máxima, pode-se utilizar a equação 3.283.28, em que a potência máxima é dividida pela tensão do sistema.

$$I_{C_{saída}} = \frac{P_{inv}}{V_{sist}} = \frac{1600}{48} = \mathbf{33,3 A} \quad (3.28)$$

Dessa forma, pode-se determinar a corrente do controlador como $I_{C_{entrada}} > 20,99 A$ e $I_{C_{saída}} > 33,3 A$. Sendo assim, o controlador selecionado deverá ter a corrente maior do que 33,3 A, e tensão nominal de saída igual a tensão do banco de baterias (48V). Nesse estudo foi validado o controlador de carga do fabricante EPEVER modelo XTRA 4415N que possui as características da Tabela 3-7 . Sendo assim pode-se ilustrar na Figura 3-6 que a faixa de operação do sistema está dentro dos limites do controlador.

Figura 3-6- Faixa de operação de corrente do controlador

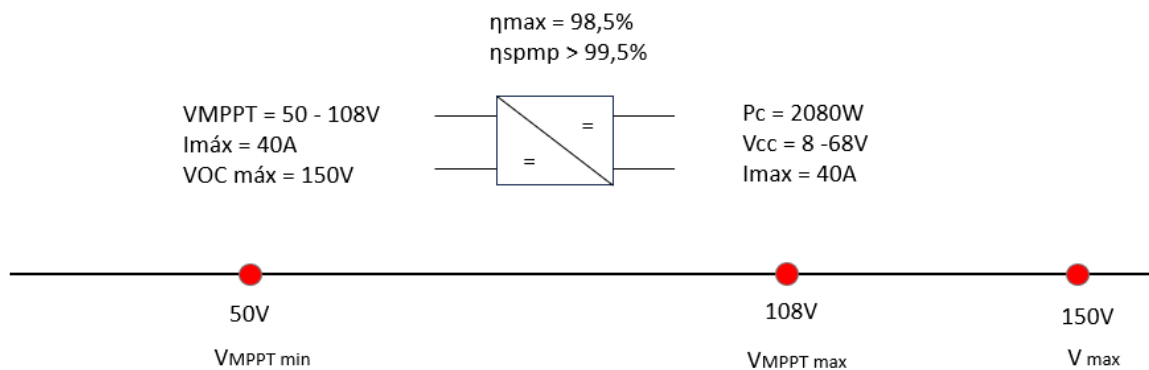


Fonte: Elaborado pelo autor

e) Verificação da faixa de operação de tensão do controlador

Para verificar se o arranjo fotovoltaico trabalha dentro da faixa de tensão determinada na especificação do controlador, conforme demonstrado na Figura 3-7 deve-se calcular a tensão de operação V_{mp} máxima e mínima, e a tensão de circuito aberto V_{OC} máxima, considerando a quantidade de módulos máxima que deve operar em série.

Figura 3-7 - Faixa de tensão de operação do controlador de carga



Fonte: Elaborado pelo autor

Para obter a V_{mp} máxima é considerada a menor temperatura mínima média mensal T_{min} e para se obter a V_{mp} mínima é considerada a maior temperatura máxima média mensal $T_{máx}$. Já para obter V_{OC} é considerada a menor temperatura mínima mensal histórica. Baseado nos dados de temperatura apresentados para o município de Porto Velho na Tabela 3-1 tem-se:

- $T_{\text{máx}} = 33,8^{\circ} \text{ C}$ (agosto)
- $T_{\text{mín}} = 21,2^{\circ} \text{ C}$ (julho)
- $T_{\text{mín histórica}} = 7,4^{\circ} \text{ C}$ (julho)

Sendo assim, calculando T_C para cada um dos casos por meio da equação 3.18 a V_{mp} e V_{OC} , sendo γ_{vmp} o coeficiente de temperatura de tensão obtido na Tabela 3-8 igual a $-0,003^{\circ}\text{C}^{-1}$ e V_{mp} e V_{OC} para condições STC $37,26\text{V}$ e $45,64\text{V}$ respectivamente, pode-se calcular V_{mp} Máxima, V_{mp} Mínima e V_{OC} máxima conforme segue:

e.1) Cálculo de V_{mp} Máxima

Como V_{mp} máxima ocorre no mês que tem a menor temperatura de operação da célula. Logo, deve-se considerar o mês que apresenta a menor temperatura ambiente média para cálculo. De acordo com a Tabela 3-1 a temperatura ambiente mensal mais baixa é em julho, sendo **$21,2^{\circ}\text{C}$** .

Neste caso, como o objetivo é obter a menor temperatura de operação e esta temperatura depende da irradiância, pode-se calcular G_T média mensal para o mês de julho de forma análoga ao item “a”. Sendo assim, o cálculo de G_T para o mês de julho segue conforme sequência abaixo.

$$\delta = 23,45 * \sin \left(\frac{360}{365} * (284 + 198) \right) \Rightarrow \delta = 21,18 \text{ graus} \quad (3.29)$$

$$\begin{aligned} \omega_s &= \text{Arcos} \left(-\text{Tan} (-9.755000) * \text{Tan} (13,45) \right) \Rightarrow \omega_s \\ &= 86,18 \text{ graus} \end{aligned} \quad (3.30)$$

$$N = \frac{2}{15} * 86,18 \Rightarrow N = 11,49 \text{ horas} \quad (3.31)$$

Sendo H_T , para **o mês de julho** e para o ângulo de inclinação β igual a 11 graus, de $4,99 \text{ kWh/m}^2$ dias de acordo com a Tabela 3-1, tem-se G_T por meio da equação 3.32 e T_C por meio da equação 3.33.

$$G_T = \frac{4,99 * 1000}{11,49} => G_T = 434,29 \text{ w/m}^2 \quad (3.32)$$

$$T_C = 21,2 + \frac{434,29}{800} * (45 - 20) * 0,9 => T_C = 33,41 \text{ }^\circ\text{C} \quad (3.33)$$

Considerando T_{Cmin} de 33,41°C obtida para o mês de julho na equação 3.33, pode-se calcular V_{mp} máxima pela equação 3.34.

$$V_{mpmax} = V_{mp}^0 * [1 + \gamma_{vmp} * (T_{Cmin} - 25)] \quad (3.34)$$

Logo:

$$\begin{aligned} V_{mp} &= 37,26 * [1 + (-0,003) * (33,41 - 25)] => V_{mpmax} \\ &= 36,31 \text{ V} \end{aligned} \quad (3.35)$$

Considerando 2 módulos em série por *string* a tensão V_{mpmax} do arranjo fotovoltaico é multiplicada por 2, dessa forma $V_{mpmaxArranjoFV}$ é igual a **72,62V**.

e.2) Cálculo de V_{mp} Mínima

Como V_{mp} mínima ocorre no mês que tem a maior temperatura de operação da célula. considerando $T_{Cmáx}$ de 61,92 °C obtida para o mês de agosto na equação 3.253.25, pode-se calcular V_{mp} mínima pela equação 3.36.

$$V_{mpmin} = V_{mp}^0 * [1 + \gamma_{vmp} * (T_{Cmáx} - 25)] \quad (3.36)$$

Logo:

$$\begin{aligned} V_{mpmin} &= 37,26 * [1 + (-0,003) * (61,92 - 25)] => V_{mpmin} \\ &= 33,13 \text{ V} \end{aligned} \quad (3.37)$$

Considerando 2 módulos em série por *string* a tensão V_{mpmin} do arranjo fotovoltaico é multiplicada por 2, dessa forma $V_{mpminArranjoFV}$ é igual a **66,27V**.

e.3) Cálculo de V_{OC} Máxima

Como V_{OC} máxima ocorre na menor temperatura histórica e considerando que geralmente ocorre no período noturno em que não há irradiância, sendo GT igual a zero, obtendo T_{\min} histórica da Tabela 3-1 em julho igual a $7,4^{\circ}C$, pode-se calcular T_C .

$$T_C = 7,4 + \frac{0}{800} * (45 - 20) * 0,9 \Rightarrow T_C = 7,4^{\circ}C \quad (3.3827)$$

Como pode-se observar T_C é igual a temperatura ambiente, pois a parcela da equação que depende da irradiância é igual a zero. Sendo assim, pode-se obter V_{OC} máxima por meio da equação 3.393.39.

$$V_{OC_{m\acute{a}x}} = V_{OC}^0 * [1 + \gamma_{OC} * (T_C - 25)] \quad (3.39)$$

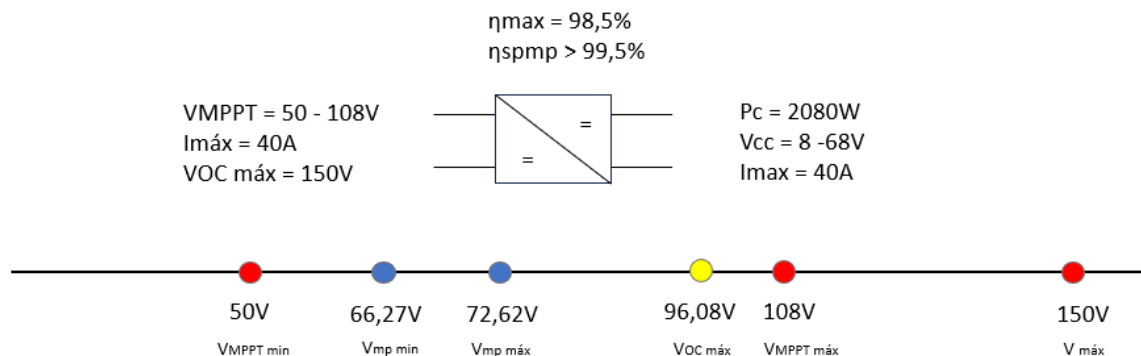
Logo:

$$V_{OC_{m\acute{a}x}} = 45,64 * [1 + (-0,003) * (7,4 - 25)] \Rightarrow V_{OC_{m\acute{a}x}} = 48,04 V \quad (3.40)$$

Considerando 2 módulos em série por *string* a tensão $V_{OC_{max}}$ do arranjo fotovoltaico é multiplicada por 2, dessa forma $V_{OC_{maxArranjoFV}}$ é igual a 96,08 V.

Sendo assim, a faixa de operação da tensão do arranjo fotovoltaico fica dentro da faixa de operação do controlador, conforme Figura 3-8.

Figura 3-8 - Faixa de operação do arranjo fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor

3.5.2.4 Dimensionamento do inversor

De acordo com a norma NDU 028 da Energisa, o inversor selecionado deve ser do **tipo onda senoidal pura** e ter a tensão de entrada compatível com a tensão de saída do controlador de carga. Ele deve ser dimensionado em função da potência do sistema, sendo que a potência deve ser sempre igual ou maior que a potência do arranjo fotovoltaico, sendo dada pela equação 3.4128.

$$P_{inv} = N^{\circ}_{módulos} * P_{mp}^0 \quad (3.4128)$$

$$P_{inv} = 4 * 330 \Rightarrow P_{inv} = 1320 W \quad (3.4229)$$

A tensão de saída do inversor deve ser de acordo com a Baixa Tensão disponibilizada pela rede elétrica da distribuidora da região, para o caso de Porto Velho, a tensão é de 110 V. Com base nos requisitos apresentados, o inversor selecionado é do fabricante EPEVER modelo IP2000-41 e possui as seguintes especificações da Tabela 3-10. Sendo que a potência de saída contínua do inversor é de 1600W, sendo 21% maior que a potência de pico dos módulos de 1320W.

Tabela 3-10 - Especificações do inversor EPEVER IP2000-41

Potência de Saída Contínua	1600W
Tensão de Saída	110VAC ($\pm 5\%$) 120VAC (-10% - +5%)
Frequência de Saída	50/60 $\pm 0,1$ Hz
Forma de Onda de Saída	Onda senoidal pura
Distorção da Tensão de Saída (THD)	THD $\leq 5\%$
Fator de Potência da Carga	0,2-1 (Carga VA \leq Potência de saída contínua)
Tensão de Entrada Nominal	48VDC
Faixa de Tensão de Entrada	43,2 – 60 VDC
Tensão de Entrada de Pico	< 80 VDC
Eficiência Máxima de Saída	94%
Corrente sem Carga	< 0,4 A
Saída USB	5VDC/Máximo 1A
Porta de Comunicação RS485	5VDC/200mA
Dimensões (C x L x A)	326,1 x 231,5 x 98,5mm
Dimensão de Montagem	208x219,5mm
Peso Líquido	4,6kg
Faixa de Temperatura de Operação	-20°C - +45°C
Umidade Relativa	< 95 % (N.C.)
Invólucro	IP20

3.6 Cálculo da energia gerada por mês pelo método HSP

Pelo método do CRESESB para obter a energia gerada mês a mês utiliza-se o HT médio do plano inclinado para o mês em questão, a potência dos módulos em STC, o número de módulos, a taxa de desempenho TD' e a irradiância em condições STC de 1000 W/m² . Sendo assim a energia gerada pode ser obtida por meio da equação 3.43.

$$E_{gerada} = N * P^0mp * \frac{H_T}{G_{TSTC}} * TD' \quad (3.43)$$

Logo, aplicando a equação 3.43 a todos os meses, com os dados de irradiação HT retirados da Tabela 3-1 , tem-se a comparação entre a energia gerada mês a mês pelo sistema e a energia necessária para atender as cargas.

Calculando para o mês de janeiro, tem-se:

$$E_{gerada} = 4 * 330 * \frac{4050}{1000} * 0,63 \Rightarrow P_{geradaFV} = 3,37 \text{ kWh/dia} \quad (3.44)$$

Dessa forma pode-se concluir que no mês de janeiro o arranjo fotovoltaico estará gerando 3,37 kwh/dia, enquanto as demandas de carga exigem que essa geração seja de 2,076 kWh/dia. Sendo assim o sistema fornece uma geração 62% maior do que o necessário para este mês. Aplicando o mesmo raciocínio para os demais meses do ano, variando apenas a irradiação HT e considerando a necessidade de carga diária a ser atendida pela UC de 2,076 kWh/dia, tem-se os dados de geração para o ano inteiro na Tabela 3-11.

Tabela 3-11 - Comparação de potência necessária para atender as cargas da UC e a potência gerada no arranjo FV

Mês	HT (KWh/m ² .dia)	Ecarga (kwh/dia)	Ecarga (kwh/mês)	Energia Produzida (kWh/dia)	Energia Produzida (kWh/mês)	Carga atendida
Janeiro	4,05	2,076	64,356	3,37	104,41	162,23%
Fevereiro	4,28	2,076	58,128	3,56	99,66	171,45%
Março	4,29	2,076	64,356	3,57	110,59	171,85%
Abril	4,59	2,076	62,280	3,82	114,51	183,87%
Maio	4,25	2,076	64,356	3,53	109,56	170,25%
Junho	4,8	2,076	62,280	3,99	119,75	192,28%
Julho	4,99	2,076	64,356	4,15	128,64	199,89%
Agosto	5,19	2,076	64,356	4,32	133,80	207,90%
Setembro	5,02	2,076	62,280	4,17	125,24	201,09%
Outubro	4,98	2,076	64,356	4,14	128,38	199,49%
Novembro	4,47	2,076	62,280	3,72	111,52	179,06%
Dezembro	4,23	2,076	64,356	3,52	109,05	169,44%
Energia Produzida anual (kWh/ano)					1395,11	

A partir dos dados de energia produzida, é possível calcular a produtividade do sistema, representada pelo rendimento energético, conhecido em inglês como "Yield". Esse indicador possibilita comparações entre diferentes sistemas fotovoltaicos instalados na mesma localidade e é determinado pela relação entre a energia gerada em um sistema fotovoltaico e sua potência nominal, conforme Equação 3.45 (KYMAKIS et al., 2009).

$$Yield = \frac{E_{CA}}{P_{gerador}} \quad (3.45)$$

Em que:

Yield : Produtividade do sistema (kWhano/kWp)

E_{CA} : Energia gerada na saída do inversor (kWhano)

$P_{gerador}$: Potência nominal do gerador (kWp)

Logo, pode-se calcular a produtividade do sistema na equação 3.46.

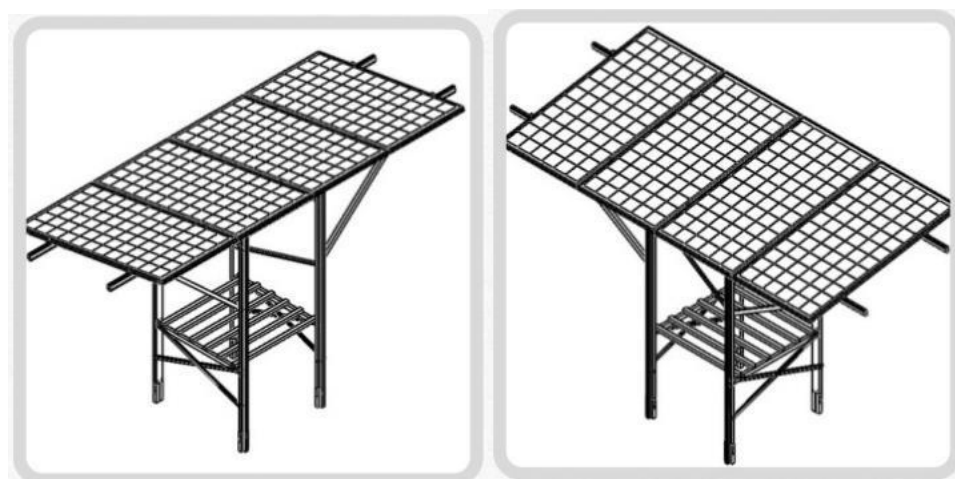
$$Yield = \frac{1395,11}{1,320} = 1057 \text{ kWhano/kWp} \quad (3.46)$$

De acordo com Pinheiro et al. (2014), que conduziram um estudo utilizando o software *PVsyst* para diversas localidades de uma Usina Fotovoltaica de 9 kWp, a produtividade média para módulos p-Si no município de Porto Velho é de 1568 kWhano. Logo, o sistema dimensionado neste trabalho tem uma produtividade menor em 32% em relação à média do estado para essas condições específicas. No entanto é relevante considerar que o sistema avaliado no estudo mencionado é consideravelmente maior, com uma capacidade 6,8 vezes superior à do SIGFI dimensionado neste presente estudo. Essa diferença significativa na potência do sistema pode influenciar positivamente a produtividade, uma vez que sistemas de maior escala frequentemente aproveitam eficiências operacionais superiores. Além disso o sistema *offgrid* deste estudo possui a Taxa de Desempenho TD' de 0,63 o que é substancialmente menor do que a Taxa de Desempenho de sistemas *ongrid*, que é o caso do estudo de Pinheiro.

3.5.2.5 Definição da estrutura

A estrutura utilizada será uma estrutura padrão de solo com perfis de alumínio utilizada em SIGFIs de 4 módulos com altura suficiente para que não haja sombreamentos por parte das edificações, considerando o pé direito das residências locais de 2,3 metros, **a altura da estrutura utilizada neste estudo será de 2,5 metros**. A estrutura considerada tem a configuração da Figura 3-9, conforme manual do fabricante *SolarGroup*. Importante ressaltar que os fabricantes de estrutura fabricam as estruturas sob medida de acordo com a necessidade do projeto, como altura, número de módulos, inclinação e outros requisitos a serem atendidos.

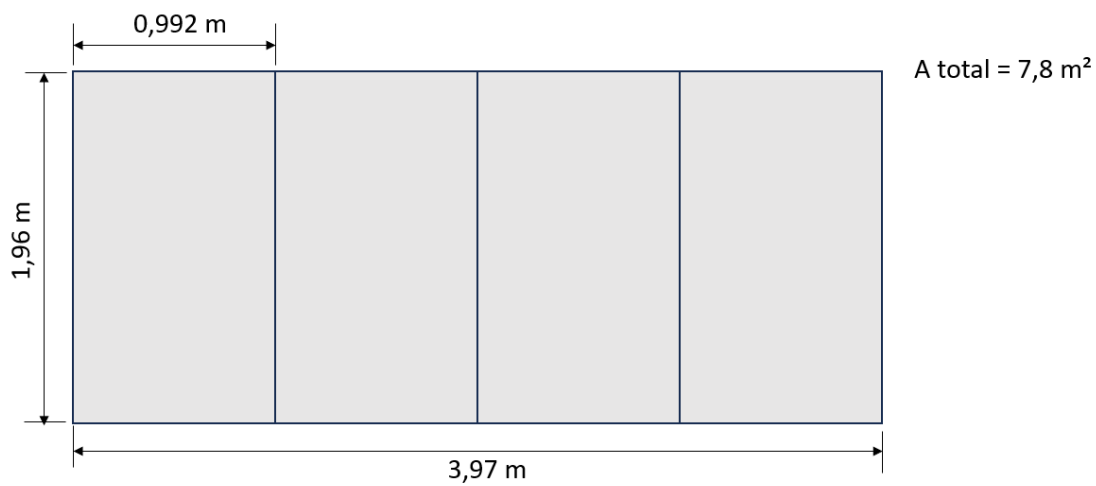
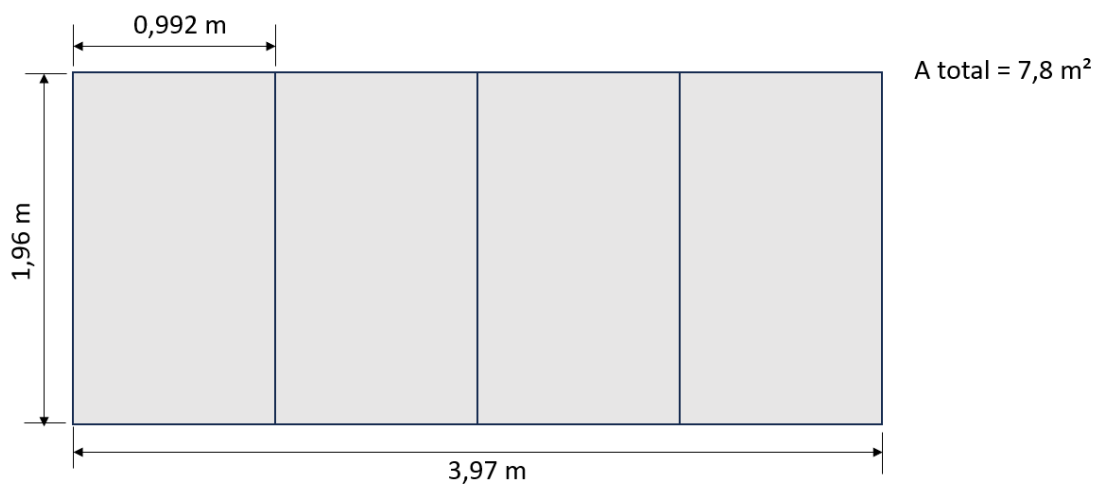
Figura 3-9 - Estrutura do SIGFI



Fonte: Manual *SolarGroup* SIGFI 4 módulos

Para o posicionamento da estrutura foi escolhida uma área livre de obstáculos, como árvores e edificações, com base na área ocupada pelo SIGFI, considerando a associação da área dos 4 módulos como a apresentado na Figura 3-10 de 7,8m², foi possível por meio da ferramenta *Google Maps* utilizando-se da ferramenta de medição posicionar o SIGFI orientado para o Norte geográfico e com uma distância de 4 m da edificação da UC, conforme Figura 3-11.

Figura 3-10- Área ocupada pelo SIGFI



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 3-11 - Posicionamento do SIGFI

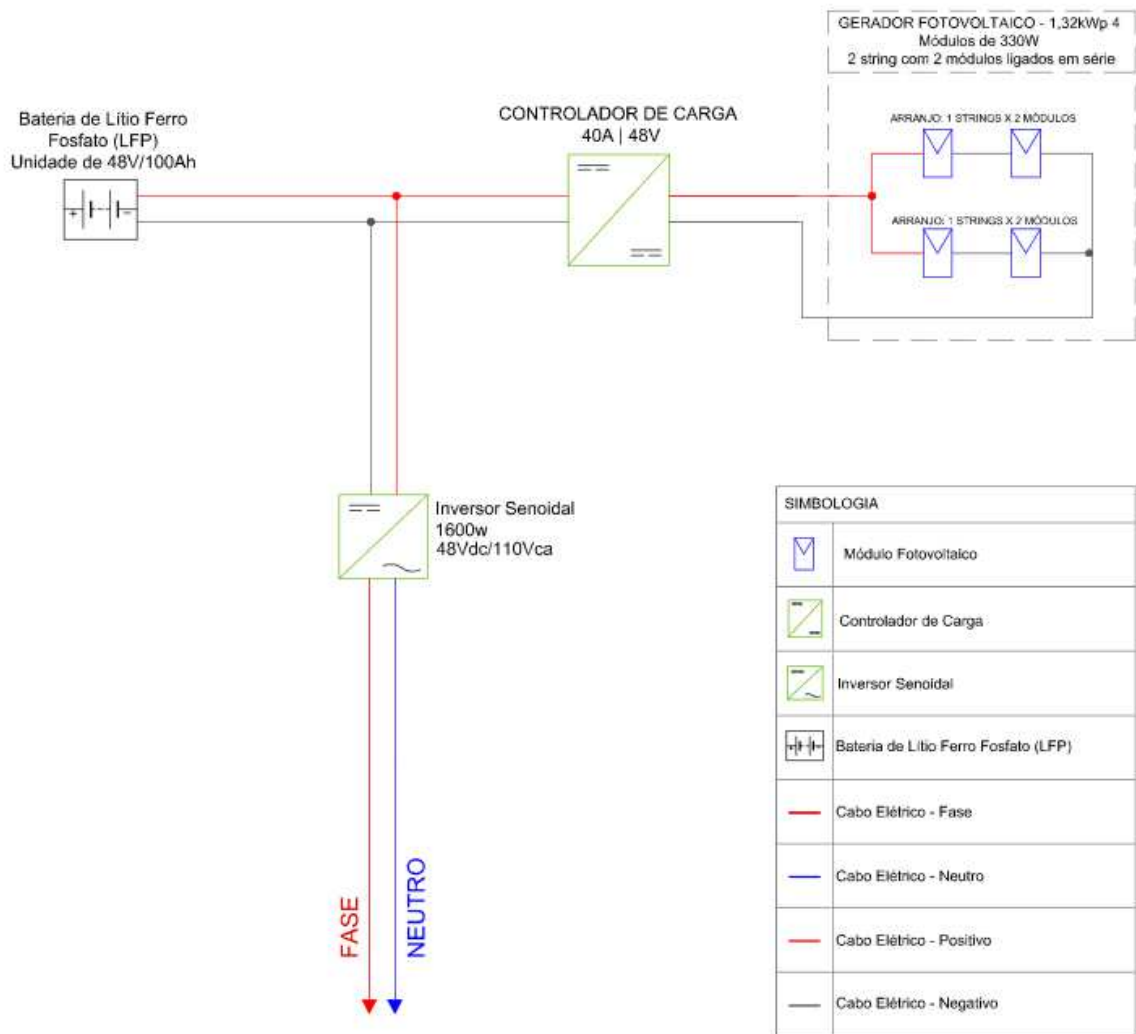


Fonte: Elaborado pelo Autor

3.5.2.6 Diagrama esquemático do SIGFI

Após dimensionamento do sistema, a configuração do SIGFI deste estudo ficou como segue na Figura 3-12.

Figura 3-12 - Diagrama esquemático SIGFI



Fonte: Elaborado pelo autor

4 RESULTADOS

Após toda a avaliação do estudo de caso o SIGFI, obteve-se o sistema ideal para este estudo como sendo um SIGFI80 com as seguintes características da Tabela 4-1.

Tabela 4-1 - Dados Técnicos do SIGFI

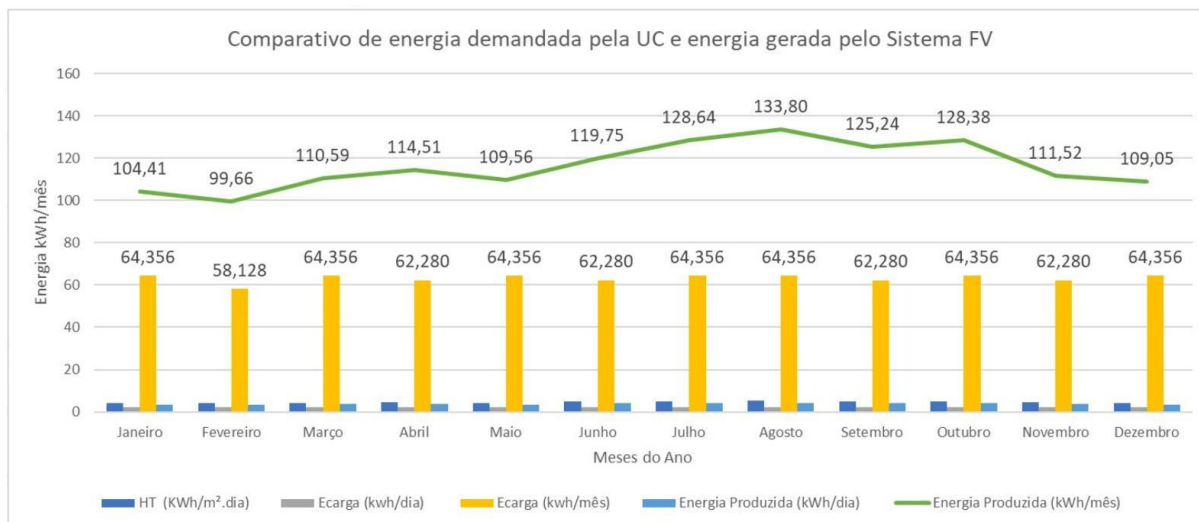
SIGFI	
Modelo	SIGFI80
Consumo diário	2076 Wh/dia
Potência FV	1320Wp
Inclinação dos módulos FV	11°
Orientação	Norte geográfico
Distância da UC	~ 4m
Módulo	
Modelo	OSDA ODA330-36-P
Potência	330W
Quantidade	4
Banco de Baterias	
Modelo	Unipower LiFePO4 48V 100Ah
Capacidade	100Ah
Tensão nominal	48V
Quantidade	1
Controlador de carga	
Modelo	EPEVER XTRA 3415N
Potência	2080W
Corrente nominal	40A
Tensão nominal	48V
Quantidade	1
Inversor	
Modelo	EPEVER IP2000-41
Potência	1600W
Tensão de entrada	48Vdc
Tensão de saída	110Vca

Fonte: Elaborada pelo autor

Levando em consideração a energia gerada ao longo do ano conforme Tabela 3-11 pode-se observar que em todos os meses a energia gerada supera a energia necessária para atender as cargas da UC, chegando ao valor de 107% acima no mês de agosto. Esse valor demonstra que

o SIGFI dimensionado atende 100% das cargas ao longo do ano, conforme pode ser visto na Figura 4-1.

Figura 4-1 - Comparativo da energia gerada e energia demandada



Fonte: Elaborada pelo autor

Esse excedente de energia poderia ser utilizado para pequenas atividades produtivas ao longo do dia, propiciando novas fontes de renda aos residentes desta UC. Outras cargas como motores de serra circular, furadeira, lixadeira e parafusadeira poderiam ser incluídos no consumo dessas UCs, principalmente nos meses de junho a outubro em que se tem a maior geração excedente. As cargas mencionadas não foram incluídas no dimensionamento do SIGFI, uma vez que não estão alinhadas com o perfil de consumo atual dessas comunidades e não são consideradas essenciais para satisfazer as necessidades básicas dos indivíduos. Essa exclusão tem o propósito de não aumentar os custos do sistema, permitindo assim que mais residências se beneficiem do programa.

No entanto, é relevante destacar que o dimensionamento desses sistemas com base nas cargas essenciais já oferece a capacidade de suprir outras demandas ao longo do ano. Essa abordagem não só assegura uma melhoria na qualidade de vida das pessoas, mas também tem o potencial de elevar o padrão de vida dessas comunidades.

Se levarmos em consideração que a mesma **energia consumida pela UC de 2,076 kWh/dia** poderia ser gerada com um gerador à diesel, podemos calcular as emissões de CO₂ que seriam evitadas com a implantação do SIGFI. Segundo a EPE (2015), **um litro de diesel pode produzir 3,5 kWh de energia**, e segundo Carvalho (2011) **cada litro de óleo diesel**

emite uma média de 3,2 kg de CO₂ na atmosfera quando em combustão. Sendo assim pode-se calcular a emissão de CO₂ por litro de óleo diesel:

$$Emissões_{evitadas} = \frac{E_{cargas\ anual}}{E_{litro\ diesel}} * 3,2\ kg\ CO_2/l \quad (4.1)$$

$$Emissões_{evitadas\ anual} = \frac{2,076\ \left(\frac{kWh}{dia}\right) * 365\ dias}{3,5\ kWh/l} * 3,2\ kg\ \frac{CO_2}{l} =$$

$$> Emissões_{evitadas\ anual} = 692,8\ kg\ CO_2 \quad (4.2)$$

Como pode-se verificar, a implantação do SIGFI para esta UC evitaria que 692,8 kg de CO₂ fosse lançada na atmosfera.

Ainda, segundo o relatório “Acesso à energia com fontes renováveis em regiões remotas no Brasil” do Fundo Mundial da Natureza do inglês *World Wildlife Fund* (WWF) (2020) dependendo do número de indivíduos que vivem em cada comunidade, da região e sua distância das sedes dos municípios, o custo do combustível para os motores a combustão ultrapassava R\$ 7,00 por litro no ano de 2020. Segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP (2023), o preço médio de revenda do óleo diesel no ano de 2020 em postos no município de Porto Velho em Rondônia era de R\$ 3,655 por litro, dessa forma podemos observar que **o preço repassado as comunidades remotas chegam a 91% do preço comercializado na capital do estado**. Corrigindo esse valor para o ano de 2023, segundo a ANP (2023), o preço médio de revenda do óleo diesel no ano de 2023 em postos no município de Porto Velho em Rondônia é de R\$ 6,18 por litro, levando em consideração a mesma margem de 91% maior para comunidades remotas, pode-se chegar a **R\$ 11,80 por litro de óleo diesel comercializado no ano de 2023**. Logo, pode-se calcular o custo de combustível anual evitado pela UC objeto deste estudo, caso se utilize-se de geradores a diesel, como sendo:

$$Custo_{evitado\ anual} = \frac{E_{cargas\ anual}}{E_{litro\ diesel}} * 11,80\ R\$/l \quad (4.3)$$

$$Custo_{evitado_{anual}} = \frac{2,076 \frac{kWh}{dia} * 365 \frac{dias}{ano}}{3,5 \frac{kWh}{l}} * 11,80 \frac{R\$}{l} \Rightarrow Custo_{evitado_{anual}} = \quad (4.4)$$

R\$ 2555 /ano

Como pode-se observar o custo anual da geração de eletricidade por meio de geradores à diesel para se obter a mesma quantidade de energia que seria gerada pelo SIGFI é muito elevado. Com a implantação do SIGFI, considera-se que a UC irá pagar a tarifa social¹⁹ estabelecida pela distribuidora Energisa conforme 2.16, sendo o consumo de 31 a 100 kWh de R\$ 0,34682 por kWh consumido.

Tabela 4-2 - Modalidade tarifária convencional - BT - ENERGISA RONDONIA

MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL - BAIXA TENSÃO		Bandeira Verde		
		TUSD + TE	TUSD	TE
TARIFA	CLASSES	CONSUMO (R\$/kWh)	CONSUMO (R\$/kWh)	CONSUMO (R\$/kWh)
B1	RESIDENCIAL SEM BENEFÍCIO	0,65729	0,42334	0,23395
	☒ RESIDENCIAL BR - Consumo até 30 kWh	0,20231	0,12043	0,08188
	☒ RESIDENCIAL BR - Consumo de 31 a 100 kWh	0,34682	0,20645	0,14037
	☒ RESIDENCIAL BR - Consumo de 101 a 220 kWh	0,52023	0,30967	0,21056
	☒ RESIDENCIAL BR - Consumo acima de 220 kWh	0,57803	0,34408	0,23395
B2	RURAL	0,61785	0,39794	0,21991
	RURAL IRRIGAÇÃO	0,20389	0,13132	0,07257
	COOPERATIVA DE ELETRIF. RURAL	0,61785	0,39794	0,21991
	SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO	0,60471	0,38948	0,21523
B3	COMERCIAL SERVIÇOS E OUTROS	0,65729	0,42334	0,23395
	INDUSTRIAL	0,65729	0,42334	0,23395
	PODERES PÚBLICOS	0,65729	0,42334	0,23395
	SERVIÇO PÚBLICO	0,63757	0,41063	0,22693
B4	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	-	-	-
	☒ B4a - Rede de Distribuição	0,36151	0,23284	0,12867
	☒ B4b - Bulbo da Lâmpada	0,39438	0,25401	0,14037

Fonte: RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.157, DE 13 DEZEMBRO DE 2022

Dessa forma, após a instalação do SIGFI o custo de energia elétrica anual que a UC irá ter pode ser dado por:

$$Custo_{EE_{anual}} = E_{cargas_{anual}} * 0,34682 \text{ R\$/kWh} \quad (4.5)$$

¹⁹ Criada pelo Governo Federal e conhecida como “Baixa Renda”, é escalonada por faixas de consumo, com valores mais baixos do que os praticados nos consumidores residências normais, subsidiada para consumo até 220 kWh. Fonte: Energisa (2019)

$$Custo_{EE_{anual}} = \left(2,076 \frac{kwh}{dia} * 365 \frac{dias}{ano} \right) * 0,34682 \frac{R\$}{kWh} \Rightarrow \quad (4.6)$$

$$Custo_{EE_{anual}} = R\$ 262,8 /ano$$

Então, considerando o **custo efetivo anual evitado pela UC**, com base na diferença do gasto com gerador à diesel e o gasto após implementação do SIGFI, tem-se:

$$Custo_{EFevitado_{anual}} = R\$ 2555 - 262,8 \Rightarrow \mathbf{Custo_{EFevitado_{anual}} = R\$ 2292,2 /ano} \quad (4.7)$$

A 2.9 mostra a composição dos custos iniciais simplificados para a implantação do sistema *offgrid* proposto, baseada em cotações de fabricantes que foram obtidas no mês de outubro de 2023.

Tabela 4-3 - Composição dos custos do SIGFI

Item	Custo	Quantidade	Custo total
Módulos	R\$ 579,00	4	R\$ 2.316,00
Controladores	R\$ 567,23	1	R\$ 567,23
Inversores	R\$ 1.115,07	1	R\$ 1.115,07
Baterias	R\$ 10.999,00	1	R\$ 10.999,00
Estrutura	R\$ 2.000,00	1	R\$ 2.000,00
Serviço, comissionamento	R\$ 4.578,09	1	R\$ 4.578,09
Total			R\$ 21.575,39

Fonte: Elaborada pelo autor

É importante destacar que a estrutura de custos apresentada não inclui despesas logísticas. Estes gastos adicionais podem ser consideráveis, especialmente em função dos desafios associados ao acesso às comunidades remotas. Contudo, é relevante mencionar que a implementação de um maior número de SIGFIs na mesma região pode proporcionar uma economia de escala, resultando em uma redução significativa nos custos logísticos por unidade.

Se considerarmos a instalação de SIGFIs semelhantes ao utilizado neste estudo para as sete famílias que residem na comunidade de Karipuna, podemos estimar que o custo total para a instalação dos SIGFIs seria de aproximadamente R\$ 150.000. Uma alternativa a essa solução para o fornecimento de energia elétrica para essa comunidade seria a instalação de linhas de transmissão convencionais. Porém, é conhecido que essa solução possui grandes desafios logísticos associados bem como os impactos ambientais e as restrições devido à localização em

questão. Nesse contexto, é razoável esperar que o custo de implantação de uma linha de transmissão poder ser consideravelmente mais elevado e oneroso quando comparado à alternativa de instalação dos SIGFIs. O custo comparativo entre a construção de uma linha de transmissão e a implantação dos SIGFIs em uma determinada comunidade será realizado em uma próxima ocasião de estudo.

5 CONCLUSÃO

O estudo de caso do Sistema Individual de Geração de Energia por Fonte Fotovoltaica para uma Unidade Consumidora (UC) na comunidade indígena de Karipuna demonstra sua viabilidade técnica, social e ambiental. Os dados técnicos revelam que o SIGFI não só atende a todas as necessidades energéticas da UC ao longo do ano, mas também gera um excedente energético, que pode ser empregado em pequenas atividades produtivas, potencializando a geração de renda para a família e podendo ser um catalizador para o desenvolvimento econômico local, que atualmente é limitado pela indisponibilidade ou pelo alto custo da energia.

Além da autossuficiência energética, o SIGFI proporciona benefícios ambientais significativos, sendo que a substituição de geradores a diesel por esta tecnologia contribui para o cumprimento das metas brasileiras de redução de emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se com compromissos internacionais de proteção ambiental.

Do ponto de vista econômico e social, o uso do SIGFI promove uma economia considerável ao evitar custos anuais com combustível diesel para essas famílias, oferecendo uma alternativa energética muito mais econômica. A análise de custo simplificada indica que, apesar de um investimento inicial relevante a ser financiado pelo fundo da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, a energia fotovoltaica *offgrid* é uma solução econômica e escalável para a comunidade de Karipuna, especialmente se contrastada com o custo e o impacto ambiental da instalação de redes de transmissão convencionais, revelando-se uma escolha estratégica que maximiza a aplicação dos recursos do CDE. Além do mais, a possibilidade de redução de custos com a implantação de múltiplos sistemas na mesma região reforça a atratividade econômica do projeto.

A implementação do SIGFI na UC desse estudo serve como um modelo prático que se alinha às políticas públicas brasileiras de promover o acesso à energia limpa e renovável em comunidades remotas. Isso reforça o objetivo dos programas "Luz para Todos" e "Mais Luz para a Amazônia", com o benefício de elevar o padrão de vida nas comunidades remotas e de preservar o meio ambiente.

Em resumo, este caso evidencia a vantagem de adotar SIGFIs com fonte fotovoltaica em comunidades isoladas, alinhando benefícios ambientais, econômicos e sociais. Os resultados aqui discutidos estabelecem um paradigma para investigações futuras sobre o custo-benefício e o impacto de longo prazo desses sistemas, abrindo caminho para uma transição

energética sustentável e acessível para comunidades desconectadas do Sistema Interligado Nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agencia Brasil. **Com população de 62 pessoas, Karipuna de Rondônia resistem a invasões.** Disponível em: < <https://agenciabrasil.ebc.com.br/direitos-humanos/noticia/2023-05/com-popula%C3%A7%C3%A3o-de-62-pessoas-karipuna-de-Rond%C3%B4nia-resistem-a-invas%C3%B5es>> Acesso em 17 de setembro de 2023.

ANP, **Série histórica do levantamento de preços.** Agência Nacional do Petróleo e Gás. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis/serie-historica-do-levantamento-de-precos> >. Acesso em: 05 de novembro de 2023

AMARAL, T.B. **Alternativa para o provimento de energia elétrica em regiões isoladas da Amazônia: Análise de viabilidade de sistemas híbridos com diesel, solar, FV e bateria.** São Paulo, 2020.

AMAZONIA LEGAL EM DADOS. **Visão Integrada do território formado pelos nove estados da Amazônia Legal.** Disponível em: <<https://amazonialegalemdados.info/home/home.php?width=2560&height=1080>>. Acesso em: 2 de agosto de 2023.

AMAZONIA LEGAL EM DADOS. **Sobre a Amazonia legal em dados.** Disponível em: <<https://amazonialegalemdados.info/sobre/sobre.php>>. Acesso em: 10 de setembro de 2023.

Andrade, C. S. **Energia elétrica e as populações tradicionais do estado do Amazonas: aprendizados a partir da experiência na comunidade do roque na reserva extrativista do médio Juruá.** Rio de Janeiro, 2010.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 83 de 20/09/2004.** Legisweb. Disponível em: ,<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=101078>.. Acesso em: 05 de agosto de 2023.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021.** Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>>. Acesso em: 17 de setembro de 2023.

Bueno, G. ; Contini. E. ; Navarro. Z. **Caracterização da Amazônia Legal e macro tendências do ambiente externo**. Brasília, DF: Embrapa Estudos e Capacitação, 2011.

Câmara. **Prazo de conclusão do 'Luz para Todos' está mantido, afirmam representantes do governo**. Agência Câmara de Notícias. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/775872-prazo-de-conclusao-do-%92luz-para-todos-esta-mantido-afirmam-representantes-do-governo#:~:text=O%20Luz%20para%20Todos%20%C3%A9,ano%20de%202022%E2%80%9D%2C%20disse>>. Acesso em: 27 de agosto de 2023.

CARVALHO, C. H. R. Emissões relativas de poluentes do transporte motorizado de passageiros nos grandes centros urbanos brasileiros. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA, 2011.

CCEE. **Conta de Consumo de Combustível – CCC**. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-consumo-de-combustiveis-ccc>. Acesso em: 05 de Agosto de 2023.

CCEE. **2021: CCEE realizou 9 leilões em ano marcado pela inédita contratação de reserva de capacidade**. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/2021-ccee-realizou-9-leiloes-em-ano-marcado-pela-inedita-contratacao-de-reserva-de-capacidade>. Acesso em: 05 de Agosto de 2023.

CCEE. **Contas setoriais RGR**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-reserva-global-de-reversao-rgr>>. Acesso em: 10 de setembro de 2023

CCEE. **Constas setoriais CDE**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>>. Acesso em: 10 de setembro de 2023

Consentino, V. de L. **Dimensionamento de um banco de baterias interligado em um sistema fotovoltaico para suprimento de energia em horário de ponta nos blocos UFASA do campus Gragoatá da UFF**. Niterói, RJ, 2021

CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Organizadores: Pinho, J.T.; Galdino, M.A. CEPTEL 0 DTE CRESESB, Rio de Janeiro, março, 2014.

CROPLIFE. **Tudo sobre o Látex: da seringueira até a borracha natural**. Disponível em: <<https://croplifebrasil.org/noticias/fonte-de-latex-a-seringueira-e-uma-planta-de-alto-valor-para-a-industria/>>. Acesso em: 10 de setembro de 2023.

De Freitas, G. F; Oliveira, M. L. R. **Uma análise do programa luz para todos do Governo Federal**. Rio de Janeiro, 2017.

De Lima, K.B. **Análise Investigativa do Sistema Interligado Nacional Para os Anos de 2020/21 Expurgando a Crise Decorrente do Coronavírus (COVID-19)**. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – UNESP. Rosana, SP, 2022.

Di Lascio, M. A; Barreto, E. J. F. **Energia e desenvolvimento sustentável para a Amazônia rural brasileira**. 1ª Edição. Brasília, 2009.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 5. ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, Inc., 2013.

ELETROBRAS. **Guia Técnico para Atendimento com Sistemas de Geração Fotovoltaica no âmbito dos Programas Luz para Todos e Mais Luz para a Amazônia versão 2**. agosto, 2022

Energisa. **O que é Tarifa Social?**. Disponível em: <<https://ajuda.energisa.com.br/pergunta/o-que-e-tarifa-social/>>. Acesso em: 29 de outubro de 2023

EPBR. **Energia solar avança na Amazônia. Mas por que tão lentamente?**. EPBR. Disponível em: <<https://epbr.com.br/energia-solar-avanca-na-amazonia-mas-por-que-cao-lentamente/>>. Acesso em: 06 de agosto de 2023.

EPBR. **Redação**. Disponível em: <<https://epbr.com.br/autor/redacao/page/87/>>. Acesso em: 10 de setembro de 2023.

EPE. **Balço Energético Nacional 2016 – ano base 2015**. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2016.

EPE. **Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023-2027 Ciclo 2022**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, dezembro, 2022.

EPE. **Sistemas Isolados**. Empresa de Pesquisa Energética, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sistemas-isolados>. Acesso em: 05 de Agosto de 2023.

FAS. **Sobre a FAS**. Disponível em: <<https://fas-amazonia.org/sobre-a-fas/>>. Acesso em: 10 de setembro de 2023.

Ferreira, A. L; Silva, F. B. **Universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica no Brasil: evolução recente e desafios para a Amazônia legal**. Revista Brasileira de Energia Vol.27 N° 3, 3º Trimestre de 2021 – Edição Especial

FORP USP. **Histórico da eletricidade**. Faculdade de Odontologia de Ribeirão Preto – Universidade de São Paulo. Disponível em: <[https://www.forp.usp.br/restauradora/pg/metrologia/metrologia_eletric/hist_elet.htm#:~:text=HIST%C3%93RICO%20DA%20ELETRICIDADE&text=Foi%20descoberta%20por%20um%20filosofo,%C3%A9lektron\)%20surgiu%20o%20nome%20eletricidade](https://www.forp.usp.br/restauradora/pg/metrologia/metrologia_eletric/hist_elet.htm#:~:text=HIST%C3%93RICO%20DA%20ELETRICIDADE&text=Foi%20descoberta%20por%20um%20filosofo,%C3%A9lektron)%20surgiu%20o%20nome%20eletricidade)>. Acesso em: 20 de Agosto de 2023.

FUNAI. **Demarcacao-de-terras-indigenas**. Disponível em: <<https://www.gov.br/funai/pt-br/atuacao/terras-indigenas/demarcacao-de-terras-indigenas>>. Acesso em: 26 de agosto de 2023.

FUNAI. **Último censo do IBGE registrou quase 900 mil indígenas no país; dados serão atualizados em 2022**. Disponível em: <<https://www.gov.br/funai/pt-br/assuntos/noticias/2022-02/ultimo-censo-do-ibge-registrou-quase-900-mil-indigenas-no-pais-dados-serao-atualizados-em-2022#:~:text=O%20percentual%20de%20ind%C3%ADgenas%20em,foi%20de%201%2C6%25>>. Acesso em: 26 de agosto de 2023.

Gois, P. I.S. ; Sousa. M. E. T. ; Lemos. H. T. Q. **INFLUÊNCIA DA INCLINAÇÃO E AZIMUTE DE SUPERFÍCIE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA CIDADE DE MOSSORÓ/RN**. UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMIÁRIDO – UFERSA, 2020.

Haag, R.; Krenzinger, A. **Irradiância solar típica na região amazônica e seu Impacto em dispositivos fotovoltaicos de diferentes Tecnologias**. Porto Alegre, Rio Grande do Sul, 2010.

IBGE. **Brasil tem 1,7 milhão de indígenas e mais da metade deles vive na Amazônia Legal** Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/37565-brasil-tem-1-7-milhao-de-indigenas-e-mais-da-metade-deles-vive-na-amazonia-legal>>. Acesso em: 26 de agosto de 2023.

IBGE. **Panorama**. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/ac/panorama>>. Acesso em: 27 de agosto de 2023.

IBGE. **Amazônia Legal. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/geociencias/cartas-e-mapas/mapas-regionais/15819-amazonia-legal.html#:~:text=A%20Amaz%20%20Legal%20%20%20dividida,Amap%C3%A1%20Tocantins%20e%20Mato%20Grosso>>. Acesso em: 06 de agosto de 2023.

IBGE. **Amazônia Legal. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/geociencias/cartas-e-mapas/mapas-regionais/15819-amazonia-legal.html#:~:text=A%20Amaz%20%20Legal%20%20%20dividida,Amap%C3%A1%20Tocantins%20e%20Mato%20Grosso>>. Acesso em: 06 de Agosto de 2023.

IEMA. **Acesso aos serviços de energia elétrica nas comunidades isoladas da Amazônia: mapeamento**. São Paulo, 2018.

IEMA. **Identidade**. Disponível em: <<https://energiaeambiente.org.br/identidade>>. Acesso em: 10 de setembro de 2023.

Imhoff, J. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**. Universidade federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, 2007.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição**. LABREN. Disponível em: <http://labren.cest.inpe.br/atlas_2017.html#mod>. Acesso em: 06 de agosto de 2023.

IPEA. **O que é? Amazônia Legal**. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/desafios/index.php?option=com_content&id=2154:catid=28>. Acesso em: 06 de agosto de 2023.

ISA. **Relatório anual de atividades 2009**. Disponível em: <https://socioambiental.org/sites/default/files/2021-05/relatorioisa2009_0.pdf>. Acesso em: 10 de setembro de 2023.

Klein, S. A. **Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces**. Solar Energy, vol. 19, 1977.

KYMAKIS, E. ; Kalykakis. S. ; Papazoglou. T. M. **Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete**. Energy Conversion and Management, v. 50, p. 433-438, 2009.

Matiello, S. ; Cerri. F. ; Pagani. C. P. ; Moret. A. de S. ; Leal. M. L. M. **Energia e desenvolvimento: alternativas energéticas para comunidades isoladas da Amazônia**. Rondônia, 2018.

MEYER, Hebert W. **A History of Electricity and Magnetism**. The MIT Press, Cambridge, Massachussets, USA, 1971.

Ministério da Fazenda. **Climate investment funds renewable energy integration program investment plan for Brazil**. Abril, 2023.

MME. **Programa nacional de universalização do Acesso e uso da energia elétrica**. Manual de operacionalização para o período de 2018 a 2022. Brasília, 2018.

MME. **Programa Luz para todos - Sobre o Programa**. Ministério de Minas e Energia Governo Federal. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/destaques/Programa%20Luz%20para%20Todos/sobre-o-programa>>. Acesso em: 05 de agosto de 2023.

MME. **Programa Luz para Todos**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/destaques/Programa%20Luz%20para%20Todos>>. Acesso em: 27 de agosto de 2023.

MME. **MANUAL DE OPERACIONALIZAÇÃO DO PROGRAMA MAIS LUZ PARA A AMAZÔNIA**. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2020.

Nakano, A.; Pacheco. C. R. de F.; Grimoni. J. A. B. **Princípios dos geradores fotovoltaicos conectados a rede elétrica (GFVCR).** In Simões Moreira, J. R. (org). **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética,** LTC-GEN. 2. Edição, 2021.

Neosolar. **Conector MC4.** Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/conector-mc4>>. Acesso em: 09 de setembro de 2023.

ONS. **Sistemas Isolados.** Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em: 22 de agosto de 2023.

ONS. **O Sistema Interligado Nacional.** Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 22 de Agosto de 2023.

ONS. **ONS define metodologia para mensurar o valor agregado por sua atuação na coordenação da operação do sistema interligado nacional.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20220412_ONS_define_metodologia_para_mensurar_o_valor_agregado_por_sua_atuacao_na_coordenacao_da_operacao_do_Sistema_Interl.aspx>. Acesso em: 10 de setembro de 2023.

ONS. **O que é o SIN.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-osin>>. Acesso em: 10 de setembro de 2023

ONU. **Declaração Universal dos Direitos Humanos.** Unicef, 2023. Disponível em: Declaração Universal dos Direitos Humanos ([unicef.org](http://www.unicef.org)). Acesso em: 05 de Agosto de 2023.

Pacheco, C.R. de F. **Fundamentos da utilização de energia solar.** In Simões Moreira, J. R. (org). **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética,** LTC-GEN. 2. Edição, 2021.

Pinheiro, E. ; Nascimento. L. R; Deschamps. E ; Montenegro. A. de A. ; Lachini. C ; Rüther. R. **Avaliação do potencial da geração fotovoltaica em diferentes condições climáticas na matriz elétrica brasileira.** V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, 2014.

Prange, N. G. **Análise de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Baseados em Silício Monocristalino e Policristalino**. Universidade do Sul de Santa Catarina – UNISUL. 2021

Rodriguez, T. B. Consoni, F.L. **Uma abordagem da dinâmica do desenvolvimento científico e tecnológico das baterias lítio-íon para veículos elétricos**. Revista Brasileira de Inovação. Campinas, SP, 2020.

Rosolem, M. F. N. C. ; Marques. F. L. dos R. ; Aranha. J. C. M. S. ; Beck. R. F. ; Nascimento. R. ; Santos. S. R. ; Nascimento. T. C. ; Cano. W. F. R.; Fundação CPqD; Basquera Jr. M. F. ; **Desenvolvimento de bateria de Lítio-Ion nacional para sistemas fotovoltaicos**. Gramado, Rio Grande do Sul, 2018.

Sampaio, M. da S. ; Alves. M. C. ; Carvalho. L. G. ; Sanches. L. **Uso de Sistema de Informação Geográfica para comparar a classificação climática de Koppen-Geiger e de Thornthwaite**. Anais XV Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto - SBSR, Curitiba, PR, 2011.

SIGAM. **Diagnostico Técnico – produto 2 . Meio Biótico. APAM Litoral Centro**. Sistema Integrado de Gestão Ambiental. Disponível em: <https://sigam.ambiente.sp.gov.br/sigam3/Repositorio/511/Documentos/APAM_LC/APAMLC_floresta_ombrofila_Rev.pdf>. Acesso em: 10 de setembro de 2023

SILVA, Antônio L. G. R. **Eletricidade, Crescimento Económico e Desenvolvimento: uma contribuição para o estudo do caso de Moçambique**. Faculdade de Economia Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2016.

WENHAM, S. R. ; Green. M. ; Watt. M. E. ; Coorkish. R. ; **Applied photovoltaics**. 2 ed. Australia: Centre for Photovoltaic Engineering of UNSW, 2009.