

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DO AMAZONAS - UEA
ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA - EST
ENGENHARIA ELÉTRICA BACHARELADO**

LUAN RICHERD ROCHA DE LIMA

**ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE PARA SEDE DO HUB-TECNOLOGIA E INOVAÇÃO**

Manaus – Amazonas

2024

LUAN RICHERD ROCHA DE LIMA

**ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE PARA SEDE DO HUB-TECNOLOGIA E INOVAÇÃO**

Monografia apresentada durante a disciplina de trabalho de conclusão de curso II da Universidade do Estado do Amazonas - UEA como pré-requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Raimundo Cláudio Souza Gomes, Dr.

Manaus – Amazonas

2024

Universidade do Estado do Amazonas – UEA
Escola Superior de Tecnologia – EST

Reitor:

André Luiz Nunes Zodaib

Vice-Reitor:

Kátia do Nascimento Coureiro

Diretor da Escola Superior de Tecnologia:

Jucimar Maia da Silva Júnior

Coordenador do Curso de Engenharia Elétrica:

Jozias Parente de Oliveira

Banca Avaliadora composta por:

Data da defesa: 14/02/2024

Prof. Raimundo Cláudio Souza Gomes, Dr. (Orientador)

Prof. Antonio Luiz Alencar Pantoja, Dr.

Prof. Israel Gondres Torné, Dr.

CIP – Catalogação na Publicação

Lima, Luan Richerd

Estudo de caso de um sistema de geração fotovoltaico conectado à rede para sede do HUB-Tecnologia e Inovação./ Luan Richerd Rocha de Lima; [orientado por] Raimundo Cláudio Souza Gomes, Dr – Manaus: 2024.
p.: il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica).
Universidade do Estado do Amazonas, 2024.

1.Sistema Fotovoltaico. 2.On-grid. 3.Sustentabilidade

I. Gomes, Raimundo Cláudio Souza.

LUAN RICHERD ROCHA DE LIMA

ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO CONECTADO
À REDE PARA SEDE DO HUB-TECNOLOGIA E INOVAÇÃO

Monografia apresentada durante a disciplina de trabalho de conclusão de curso II da Universidade do Estado do Amazonas - UEA como pré-requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Nota obtida: _____ (10,0)

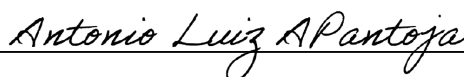
Aprovada em 14/02/2024.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

BANCA EXAMINADORA



Orientador: Raimundo Cláudio Souza Gomes, Dr.



Avaliador: Antonio Luiz Alencar Pantoja, Dr.



Avaliador: Israel Gondres Torné, Dr.

Manaus – Amazonas

2024

Dedicatória

Dedico esse TCC à Deus, fonte de toda sabedoria e força, por guiar meus passos ao longo desta jornada acadêmica, a meus amados pais, Lindalva Rocha e José Ribamar Rosa de Lima, que sempre foram minha inspiração. À minha irmã Raquel Rocha de Lima e a meu irmão Eduardo Rocha de Lima que foi um exemplo de fé e perseverança. À minha querida noiva Daiana Cavalcante, que sempre me apoiou. Este TCC é uma expressão de gratidão a todos que contribuíram para esta realização.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me conceder saúde, força e sabedoria ao longo da jornada acadêmica que culminou na conclusão deste Trabalho de Conclusão de Curso (TCC). Expresso minha profunda gratidão à minha estimada família. Meu falecido pai, José Ribamar Rosa de Lima, cujo legado inspirou meu anseio por tornar-me engenheiro; minha mãe, Lindalva Rodrigues da Rocha, fonte constante de amor e cuidado; minha irmã, Raquel Rocha de Lima, protetora incansável; e ao meu falecido irmão mais novo, Eduardo Rocha de Lima, meu confiante, amigo e fonte inesgotável de fé, força e esperança.

Agradeço sinceramente à minha dedicada noiva, Daiana Cavalcante, por sua presença constante, apoio incansável e contribuições valiosas ao longo da minha jornada acadêmica.

Manifesto meu agradecimento aos respeitáveis professores da Universidade do Estado do Amazonas (UEA), cujo comprometimento transcendeu a mera transmissão de conhecimento, oferecendo valiosos ensinamentos éticos e profissionais. Em particular, expresso minha gratidão ao meu orientador, Professor Raimundo Cláudio, por aceitar a responsabilidade de guiar-me ao longo desta jornada acadêmica desafiadora. A contribuição de todos foi fundamental para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

RESUMO

O presente estudo de caso promove uma análise aprofundada de um projeto para implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (On-grid), nesse caso, a ser instalado no telhado do HUB – Tecnologia e Inovação da UEA. O projeto em questão foi minuciosamente calculado, a partir de levantamento prévio por drone e projeção no AutoCad, além de incluir, particularmente, considerações sobre as novas regras estipuladas pela Lei 14.300 e pela Resolução 1000 da ANEEL. Nesse cenário, a dependência do HUB na rede elétrica de Manaus é cuidadosamente abordada, realçando a importância estratégica da transição para fontes de energia mais limpas e eficientes.

Nesse estudo, visa-se a apresentação de um projeto que considera não apenas alvos relativos à eficiência energética, mas também à busca de uma solução economicamente sustentável, a princípio para o HUB, mas que possa ser generalizável a outros casos com alguma equivalência. A ênfase, nesse estudo, recai na redução ou eliminação dos custos de energia por meio da implementação desse sistema fotovoltaico conectado à rede.

A análise dos resultados de emulação do sistema fotovoltaico projetado, tendo em consideração os dados operacionais da planta elétrica e de insolação no período, são muito relevantes, demonstrando uma notável redução nos custos energéticos e uma projeção estável para o futuro, inclusive considerando o retorno rápido do investimento em poucos anos.

Assim, a partir desse estudo, tem-se evidenciada a viabilidade técnica e econômica de projetos dessa natureza e sobre os critérios aqui estabelecidos, tendo como caso de aplicação o prédio do HUB Tecnologia e Inovação da Universidade do Estado do Amazonas (UEA).

Palavras chaves: Sistema Fotovoltaico; On-grid; Sustentabilidade.

ABSTRACT

The present case study conducts an in-depth analysis of a project for implementing a grid-connected photovoltaic system (On-grid), to be installed on the roof of the HUB – Technology and Innovation at UEA. This project has been meticulously calculated, based on prior drone survey and AutoCad projection, and notably includes considerations regarding the new regulations established by Law 14,300 and Resolution 1000 from ANEEL. In this context, the HUB's dependence on the electrical grid of Manaus is carefully addressed, highlighting the strategic importance of transitioning to cleaner and more efficient energy sources.

This study aims to present a project that not only targets energy efficiency goals but also seeks an economically sustainable solution, primarily for the HUB, but potentially applicable to similar cases. The emphasis in this study is placed on reducing or eliminating energy costs through the implementation of this grid-connected photovoltaic system.

The analysis of the results from the emulation of the designed photovoltaic system, considering operational data from the electrical plant and solar insolation during the period, is highly relevant, demonstrating a notable reduction in energy costs and a stable projection for the future, including considering the quick return on investment in a few years.

Thus, this study provides evidence of the technical and economic feasibility of projects of this nature, based on the criteria established here, with the application case being the building of the HUB – Technology and Innovation at the University of the State of Amazonas (UEA).

Keywords: Photovoltaic System; On-grid; Sustainability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Radiação solar incidindo na Terra.....	19
Figura 2 - Total diário da irradiação global horizontal.....	20
Figura 3 - Dopagem eletrônica fotovoltaica.....	21
Figura 4 - Efeito Fotovoltaico.....	22
Figura 5 - Princípio básico de uma célula fotovoltaica.....	22
Figura 6 - Partes constituintes de um módulo Fotovoltaico.....	24
Figura 7 - Associação em Série.....	25
Figura 8 - Associação em Paralelo.....	25
Figura 9 - Sistema Solar com Inversor String.....	26
Figura 10 - Comparativo de eficiência entre inversor string e microinversor.....	27
Figura 11 - Sistema On Grid.....	28
Figura 12 - Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	29
Figura 13 – Regras de transição.....	31
Figura 14 – Composição de uma tarifa de energia elétrica grupo A.....	34
Figura 15 - Imagem aérea utilizada para realizar a projeção dos módulos.....	36
Figura 16 - Projeção dos módulos no telhado.....	37
Figura 17 – Projeção aproximada dos módulos no telhado	37
Figura 18 – Especificações técnicas do módulo.....	38
Figura 19 – Especificações técnicas CC do inversor.....	39
Figura 20 – Verificação da irradiâncias no site do cresesb.....	40
Figura 21 – Divisão de Arranjos/MPPT/Inversor.....	43
Figura 22 – Divisão de Arranjos/MPPT/Inversor no telhado.....	44
Figura 23 - Diagrama unifilar – Divisão de MPPT e arranjos do inversor 1.....	45
Figura 24 - Diagrama unifilar – Divisão de MPPT e arranjos do inversor 2.....	46
Figura 25 - Especificações técnicas CA do inversor.....	46
Figura 26 - Dimensionamento de cabos e disjuntor CA inversor 1.....	47
Figura 27 - Dimensionamento de cabos e disjuntor CA inversor 2.....	48
Figura 28 – Barramento de paralelismo dos inversores.....	49
Figura 29 - Transformador a seco 380V-220/127V.....	50
Figura 30 - QGBT com saídas para a carga e para o SFV.....	51
Figura 31 – Padrão de Entrada da unidade.....	52
Figura 32 – Subestação existente e rede da concessionária.....	53

Figura 33 – Legendas e placas de advertência.....	53
Figura 34 – Skid dos inversores.....	54
Figura 35 – Simultaneidade.....	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Divisão de arranjos.....	42
Tabela 2 – Consumo diário fora ponta e ponta em kWh	55
Tabela 3 - Energia elétrica gerada de cada mês do ano.....	58
Tabela 4 – Energia elétrica consumida de cada mês do ano.....	58
Tabela 5 – Energia elétrica gerada e consumida instantaneamente pela carga.....	59
Tabela 6 – Energia elétrica injetada na rede de distribuição.....	59
Tabela 7 – Energia elétrica consumida fora ponta.....	59
Tabela 8 – Energia elétrica compensada fora ponta.....	60
Tabela 9 – Energia elétrica compensada ponta.....	60
Tabela 10 – Custos para implementação do SFVCR.....	63

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Comparação entre a energia gerada pelo SFVCR e energia consumida.....	61
Gráfico 2 – Rendimentos anuais do SFVCR no período de 5 anos.....	62
Gráfico 3 – Fluxo de caixa anuais do SFVCR no período de 10 anos.....	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

CRESESB - Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito

DPS - Dispositivo de Proteção de Surtos

GD - Geração Distribuída

HSP - Hora de Sol Pleno

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IHPS – Irradiância HSP (kWh/m².dia)

ISC - Corrente de Curto-Circuito

MPPT - Maximum Power Point Tracker

NBR - Norma Brasileira Regulamentadora

NDEE - Norma Técnica de Fornecimentos de Energia Elétrica

REN - Resolução Normativa

R – Rendimento

SFV - Sistema Fotovoltaico

SFVCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SIN - Sistema Interligado Nacional

TE - Tarifa de Energia

T – Tempo (Horas, Dias, Meses)

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC - Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 PROBLEMÁTICA	16
1.2 HIPÓTESE	17
1.3 OBJETIVO	17
1.3.1 Objetivo geral.....	17
1.3.2 Objetivos específicos.....	17
2. REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1 Origem da energia solar	18
2.2 Irradiação solar	18
2.3 Efeito fotovoltaico	20
2.3.1 Eficiência de conversão.....	22
2.4 Módulo fotovoltaico	24
2.4.1 Arranjo de módulos.....	24
2.5 Inversor solar on-grid	25
2.5.1 Inversor String.....	25
2.5.2 Microinversores.....	27
2.6 Sistemas de geração fotovoltaico conectado à rede	28
2.7 Microgeração	29
2.8 Minigeração	29
2.9 Nova lei 14.300	30
2.9.1 Regra de transição.....	31
2.9.2 Perda do direito adquirido.....	31
2.10 Consumidores grupo A e B	32
2.10.1 Modalidades de tarifação do grupo A.....	32
2.10.2 Tarifação – Modalidade tarifária verde.....	32
3. METODOLOGIA	35
3.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico	35
3.1.1 Levantamento de Imagem e projeção do SFV.....	35
3.1.2 Módulo e Inversor fotovoltaico on-grid.....	38
3.1.3 Cálculo de geração do sistema fotovoltaico.....	39
3.2 Divisão de Strings/MPPT/Inversor	40

3.3	Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico.....	44
3.3.1	Dimensionamento de cabos, eletrodutos e dispositivos CC.....	45
3.3.2	Dimensionamento de barramento, cabos, eletrodutos e dispositivos CA do SFV ..	46
3.3.3	Transformador CA/CA.....	49
3.3.4	Quadro geral de baixa tensão, medição e subestação	51
3.4	Skid dos inversores.....	54
3.5	Levantamento de carga do HUB.....	55
3.6	Autoconsumo ou consumo instantâneo.....	55
3.7	Preço das Tarifas do Grupo A com minigeração	56
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	58
4.1	Produtividade do SFVCR	58
4.1.1	Energia elétrica consumida instantaneamente (Autoconsumo).....	58
4.1.2	Energia elétrica injetada na rede de distribuição	59
4.1.3	Energia elétrica injetada compensada no consumo fora ponta	59
4.1.4	Energia elétrica injetada compensada no consumo ponta	60
4.2	Rendimentos do SFVCR	62
4.3	Custo de investimento	62
4.4	Análise de Payback.....	63
5.	CONCLUSÃO.....	65
6.	REFERÊNCIAS	66

1. INTRODUÇÃO

O estudo de caso apresentado irá demonstrar o processo para realização de um projeto de geração fotovoltaica conectado à rede, conhecido como On-grid, nesse tipo de conexão, a energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos é direcionada ao inversor solar que transforma a corrente contínua gerada para corrente alternada. O inversor solar também entrega essa energia elétrica com os parâmetros corretos, enviando para o quadro de barramento de paralelismo, onde irá tomar como caminho a carga, que é o chamado autoconsumo, ou para a rede elétrica de distribuição quando houver excedente em relação a carga.

A potência do sistema é definida pela quantidade de módulos que é possível instalar no local, que no caso deste é o telhado do HUB – Tecnologia e inovação da UEA, com o levantamento de imagens a partir de um drone e com as dimensões do telhado, é possível através do software AutoCad, realizar uma projeção. É sempre muito importante trabalhar com uma margem de erro, para não surgir eventuais problemas como a falta de espaço na instalação dos módulos.

O estudo também levará em consideração as novas regras para energia solar definidas pela Lei 14.300 e pela resolução 1000 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Por fim, este trabalho irá demonstrar através de gráficos e tabelas os custos de um projeto dessa dimensão, e a partir de uma possível instalação mostrar quando o projeto irá se pagar, o payback, e quanto essa renda irá entregar de economia.

1.1 PROBLEMÁTICA

A necessidade por soluções para crise energética mundial apenas cresce, não apenas por energia em si, mas energia limpa e renovável.

O HUB que é um instituto de tecnologia vinculado a Universidade do Estado do Amazonas ainda é totalmente dependente da rede elétrica de distribuição da cidade de Manaus, gerando um custo alto a ser pago todo mês a concessionária de energia elétrica do Amazonas, a Amazonas Energia.

O presente estudo traz como solução utilizar a área de telhado disponível do HUB para abater parcialmente ou totalmente o consumo da conta de energia gerada pela unidade através de um sistema de geração fotovoltaico conectado à rede.

1.2 HIPÓTESE

Analisar quanto um sistema fotovoltaico conectado à rede pode contribuir para o abatimento do custo com a energia elétrica do HUB, realizando um estudo do espaço disponível de telhado, do custo com uma possível implementação e fazer uma previsão de payback.

1.3 OBJETIVO

1.3.1 Objetivo geral

Mostrar todas as etapas de um projeto fotovoltaico conectado à rede desde o dimensionamento, criação dos diagramas elétricos, custos e retorno na sede do HUB tecnologia e inovação.

1.3.2 Objetivos específicos

- a) Demonstrar a criação de um projeto fotovoltaico conectado à rede.
- b) Verificar a viabilidade do projeto, analisando os custos com material e mão de obra, como também demonstrar quando terá um retorno financeiro após uma possível implementação.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Origem da energia solar

É sabido dizer que a origem da energia solar se remete ao surgimento do sol, este na qual surgiu cerca de 4, 6 bilhões de anos e é atualmente responsável pela origem de aproximadamente todas as outras fontes de energia da terra.

É importante ressaltar que muito antes das tecnologias, e da ciência a energia solar já era utilizada pelos primeiros seres humanos, onde a partir dos raios solares criavam o fogo. Assim como também os “Romanos e Gregos, no século III a.C, que utilizam os chamados “espelhos queimadores” em cerimônias religiosas, e os chineses no ano 20d.C” (BLUESOL, 2021). Mas, precisamente no século XIX que o físico francês Alexandre Edmond Becquerel, com apenas 19 anos de idade descobriu o efeito fotovoltaico nas células.

A célula consistia em dois eletrodos imersos numa solução ácida, a qual era iluminada. Alexandre percebia a geração de eletricidade no aparato e, concluiu, depois de suas cuidadosas análises, que a eletricidade era devido à luz que incidia na célula. Usando células fotovoltaicas, Alexandre Becquerel desenvolveu o actinômetro, um instrumento capaz de medir a intensidade luminosa de feixes de luz. Ele também fez testes com diferentes cores de luz e constatou que a luz azul era a que produzia as correntes elétricas mais intensas no efeito fotovoltaico. A célula consistia em dois eletrodos imersos numa solução ácida, a qual era iluminada. Alexandre percebia a geração de eletricidade no aparato e, concluiu, depois de suas cuidadosas análises, que a eletricidade era devido à luz que incidia na célula. Usando células fotovoltaicas, Alexandre Becquerel desenvolveu o actinômetro, um instrumento capaz de medir a intensidade luminosa de feixes de luz. Ele também fez testes com diferentes cores de luz e constatou que a luz azul era a que produzia as correntes elétricas mais intensas no efeito fotovoltaico. (UNICENTRO, 2021)

Contudo, a energia solar que hoje conhecemos surgiu no ano de 1954 por Russell Shoemaker Ohl, este a princípio inventou a primeira placa de silício, contudo para que este trabalho tivesse êxito, foi graças a cooperação de Calvin Fuller, com o processo de dopagem do silício, Gerald Pearson, estabilizando as placas de silício baseado nas reações químicas produzidas pelo contato de uma junção P-N ou diodo com as placas mergulhadas em lítio, e Daryl Chapin onde buscou fontes de energia alternativa para as baterias usadas em redes telefônicas remotas. (PORTAL SOLAR, s.d)

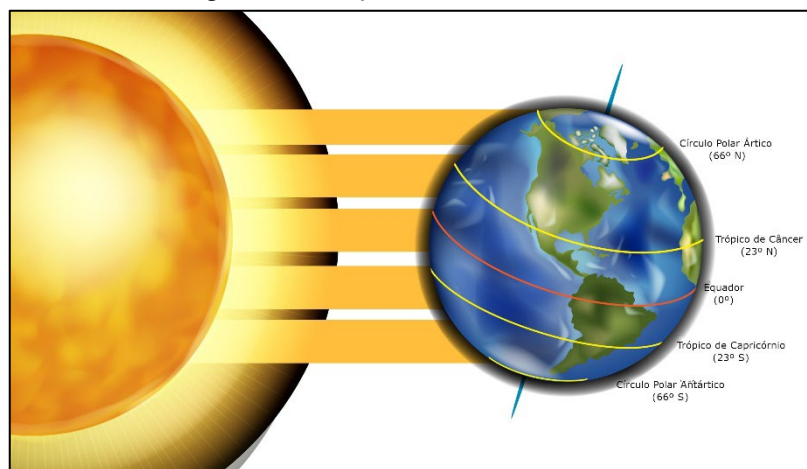
2.2 Irradiação solar

A radiação solar pode ser entendida como a propagação de energia sem o uso de um meio material, sendo seu fluxo de energia emitida pelo sol e transmitida pela forma de radiação eletromagnética.

As medidas de radiação são denominadas como Irradiância Solar Total (TSI - *Total Solar Irradiance*) e Irradiância Solar Espectral (SSI - *Solar Spectral Irradiance*). A Irradiância Solar Total é definida como a potência total da energia proveniente do Sol por unidade de área a 1 UA (distância entre o Sol e a Terra conhecida como Unidade Astronômica). As medidas podem ser realizadas em função do comprimento de onda [$\text{W m}^{-2} \text{nm}^{-1}$] e integradas para determinar a TSI. (RODRÍGUEZ; GÓMEZ; CARLESSO; VIEIRA; SILVA. 2018)

A irradiação é, portanto, a quantidade de radiação solar recebida em um determinado intervalo de tempo. Normalmente é medido em watt por hora por metro quadrado (Wh/m^2).

Figura 1 - Radiação solar incidindo na Terra



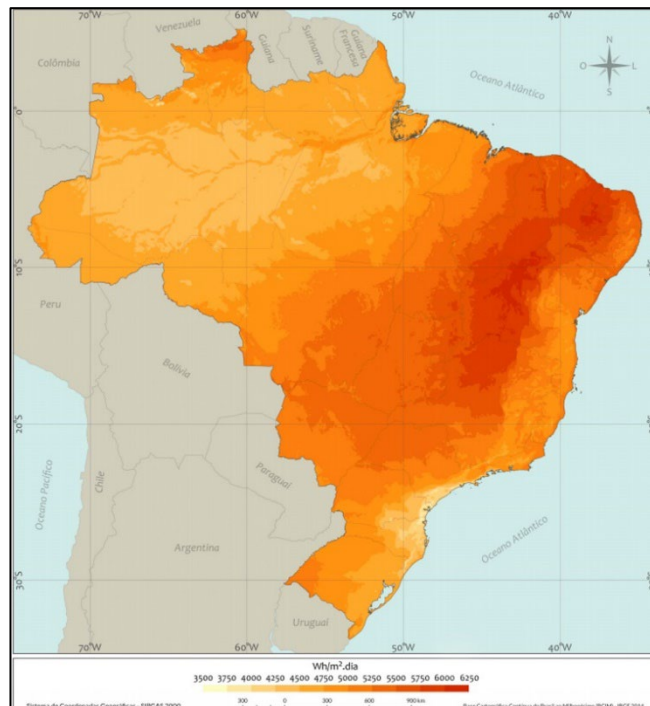
Fonte: ZONAS CLIMÁTICAS DA TERRA, s.d

A radiação solar no Brasil varia muito de região para região. Isso porque a terra é vasta e geograficamente diversa, resultando em diferentes relevos, altitudes, latitudes e climas. Deste ponto de vista, a região nordeste pode ser descrita como a maior receptora de radiação solar, e a região sul como a menor.

Irradiância em hora de sol pleno refere-se à quantidade de energia solar recebida por uma determinada área durante uma hora de sol pleno. Geralmente, é medida em watts por metro quadrado (W/m^2). Essa medida é importante ao avaliar o potencial de geração de energia solar em uma determinada região. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a irradiação solar global horizontal ou Irradiância em hora de sol pleno média do Brasil é em torno de 5.153 Wh/m^2 .

É possível verificar no site do CRESESB- Centro de Referência para Energia solar e Eólica a irradiação solar de qualquer lugar do Brasil.

Figura 2 - Total diário da irradiação global horizontal



Fonte: ATLAS SOLAR, 2017.

2.3 Efeito fotovoltaico

Como já mencionado, o efeito fotovoltaico descoberto por Becquerel, é uma energia solar que é obtida pela conversão da energia do sol em eletricidade, a célula fotovoltaica, que é a unidade fundamental do processo de conversão, é um dispositivo fabricado com material semicondutor (este sendo o mais utilizado o silício, onde seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam ao demais formando então uma rede cristalina). E hoje com os avanços tecnológicos a sua captação pode ser feita de diversas maneiras, como painéis fotovoltaicos, usinas heliotérmicas e aquecedores solares.

De acordo com ZILES et al (2012, p. 13) a energia absorvida por esses materiais, como por exemplo o silício que é o mais utilizado hoje em dia, quebra as ligações químicas entre as moléculas presente em sua estrutura. Assim, liberando cargas elétricas que podem ser utilizadas para realizar trabalho. Esses semicondutores têm elementos capazes de absorver energia da radiação solar e transferir parte dessa energia para os elétrons, que por sua vez ficam energizados e ficam conhecido como elétrons livres.

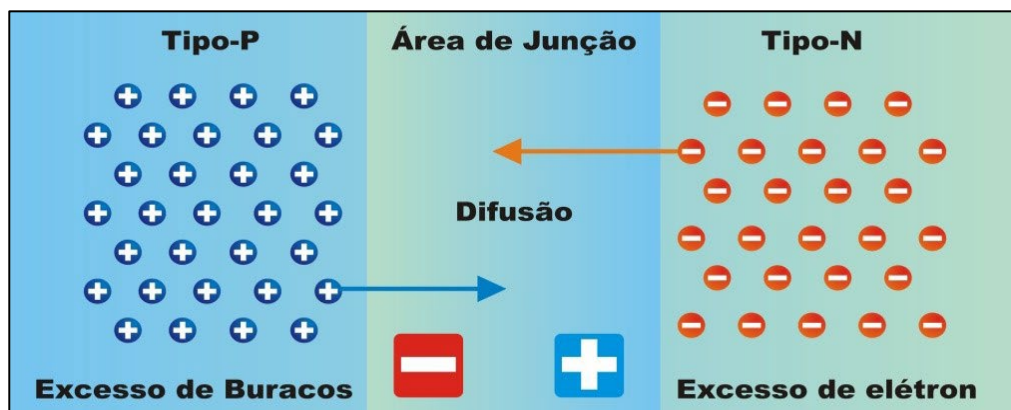
A energia que é transmitida pelo sol em forma de radiação, quando atinge o átomo dos semicondutores com propriedades fotovoltaicas, arranca elétrons da última camada do átomo, chamada de camada de valência. A camada de valência é a camada mais distante do núcleo do

átomo e por conta disso a força nuclear que é a principal força que mantém o átomo estável não tem a mesma força que tem na primeira camada, então os últimos átomos ficam sujeitos a eventos externos que por sua vez podem arrancar os elétrons. ZILES et al (2012, p. 15)

Como aponta ZILES et al (2012, p. 15) quando o elétron é arrancado pela energia da radiação solar ele se torna um elétron livre, mas ele se recombina rapidamente, impedindo a sua utilização. Para que as cargas liberadas pela luz solar possam gerar energia, é necessário que os elétrons circulem no material caso contrário ele retorna ao estado inicial, ou seja, volta para sua camada menos energética a camada de valência. Então é necessário criar um circuito elétrico externo, esse circuito se consolida por meio de uma junção criada voluntariamente pelo semicondutor, gerando um campo elétrico que separa as cargas negativas das cargas positivas, isso só é possível graças a um tratamento que é feito no semicondutor, esse tratamento é chamado dopagem.

ZILES et al (2012, p. 15), afirma que a dopagem eletrônica nada mais é do que a adição de impurezas no semicondutor, normalmente é utilizado boro e fósforo nos semicondutores de silício ou germânio. A adição de boro, que é um elemento com 3 elétrons na camada de valência provoca o aparecimento de cargas positivas ou “lacunas” já a adição de fósforo que por sua vez tem 5 elétrons na camada de valência provoca o aparecimento de cargas negativas (elétrons livres).

Figura 3 - Dopagem eletrônica fotovoltaica

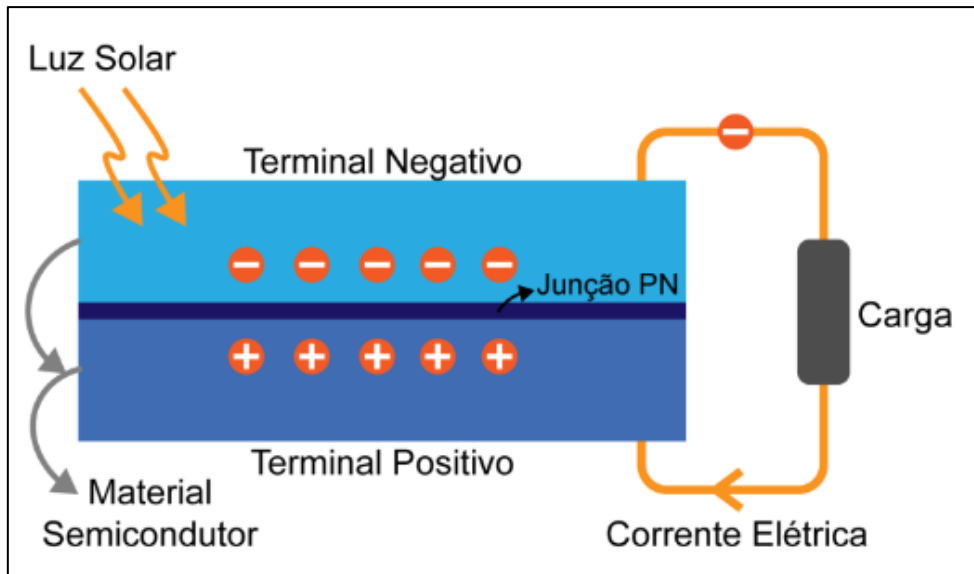


Fonte: INFOESCOLA, s.d

Para formar uma célula solar (ou um diodo) são unidos os dois tipos de semicondutor. Na área da união, chamada de Junção-PN, os elétrons livres do semicondutor tipo N migrarão para o semicondutor tipo P para ocuparem esses espaços.

Essa migração não ocorre indefinidamente, pois forma-se um campo elétrico na área de junção que impede que os elétrons continuem fluindo. BLUESOL (2022)

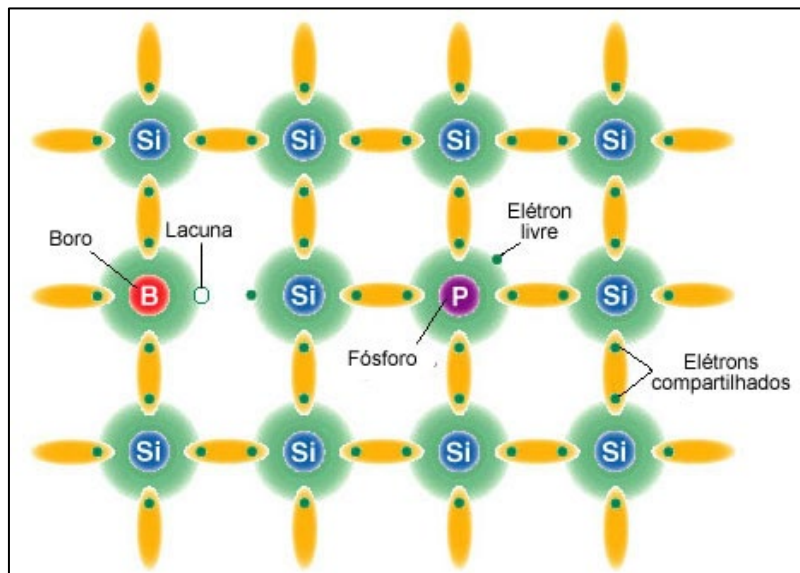
Figura 4 - Efeito Fotovoltaico



Fonte: BLUESOL, 2022.

Ao receberem fótons de luz visível, os elétrons são energizados, mas não conseguem fluir da camada N para a camada P. Se ligarmos as duas camadas externamente, podemos aproveitar a corrente elétrica que se forma na passagem dos elétrons de uma camada para outra. BLUESOL (2022).

Figura 5 - Princípio básico de uma célula fotovoltaica



Fonte: ELETRÔNICA DE POTÊNCIA, 2020.

2.3.1 Eficiência de conversão

Como qualquer outra fonte de energia elétrica, as células fotovoltaicas não têm a capacidade de transformar toda a energia incidente em eletricidade, por causa das limitações da

tecnologia e das perdas inerentes ao processo. Portanto, faz-se necessário destacar as figuras de mérito que caracterizam o balanço de energia inerente à conversão fotovoltaica. A eficiência de conversão de energia é o parâmetro mais importante das células fotovoltaicas e é definida como a razão entre a máxima potência elétrica gerada pelo dispositivo e a potência nele incidente. Esse último parâmetro depende exclusivamente do espectro da luz incidente no plano da célula. Algebricamente, a eficiência pode ser vista como ZILES et al (2012, p. 15):

$$\eta = \frac{P_{gerada}}{P_{incidente}} = \frac{FF \times V_{oc} \times I_{sc}}{P_{incidente}} \quad [1]$$

Onde:

$$FF = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad [2]$$

FF - Fator de preenchimento;

I_{mp} – corrente de máxima potência;

V_{mp} – tensão de máxima potência;

V_{oc} – Tensão de circuito aberto (quando uma célula estiver sem carga e tiver sobre a luz solar essa tensão aparece);

I_{sc} – corrente de curto-circuito.

As principais tecnologias aplicadas na produção de células e módulos fotovoltaicos são classificados em três gerações. A primeira geração é dividida em duas cadeias produtivas: silício, monocristalino (m- Si) e silício policristalino (p- Si), que representam mais de 85% do mercado, por ser considerada uma tecnologia consolidada e confiável, e por possuir a melhor eficiência comercialmente disponível (PINHO; GALDINO, 2014, p. 50)

Ainda para PINHO; GALDINO (2014)

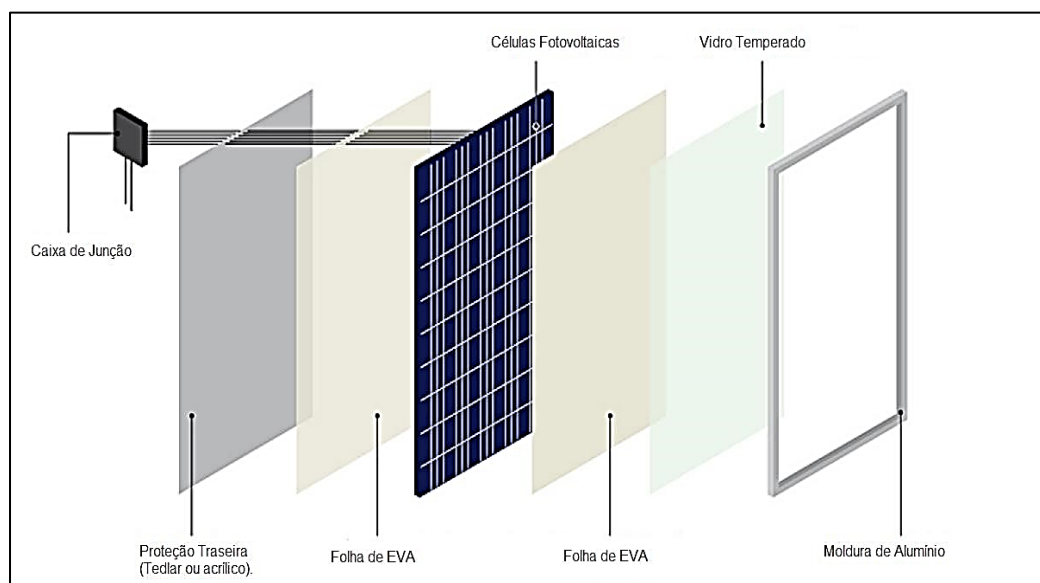
A segunda geração, comercialmente denominada de filmes finos, é dividida em três cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Esta geração apresenta menor eficiência do que a primeira e em uma modesta participação do mercado, competindo com a tecnologia c-Si³. Existem dificuldades associadas à disponibilidade dos materiais, vida útil, rendimento das células e, no caso do cádmio, sua toxicidade, que retardam a sua utilização em maior escala. A terceira geração, ainda em fase de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), testes e produção em pequena escala, é dividida em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV - *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante orgânico (*DSSC- Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (*OPV Photovoltaics*). A tecnologia CPV, por exemplo, demonstrou ter um potencial para produção de módulos com altas eficiências, embora o seu custo ainda não seja competitivo com as tecnologias que atualmente dominam o mercado. (PINHO; GALDINO, 2014, p. 50)

2.4 Módulo fotovoltaico

O gerador de Energia Fotovoltaica é um dispositivo no qual converte energia solar em energia elétrica através do Efeito Fotovoltaico e a célula fotovoltaica sendo o dispositivo básico. Todavia, como aponta ZILES et al (2012, p.30) estas células alcançam valores de tensão na ordem de 0,5 V a 1,5 são incompatíveis com equipamentos elétricos de condicionamento de potência e energia para isso, é preciso que sejam buscados meios para que o dispositivo seja aplicável para geração de energia em quantidades para uso contínuo. Sendo assim, necessário a junção de células em série e/ou paralelo.

Figura 6 - Partes constituintes de um módulo Fotovoltaico

Fonte: ENERGÊS, 2020.



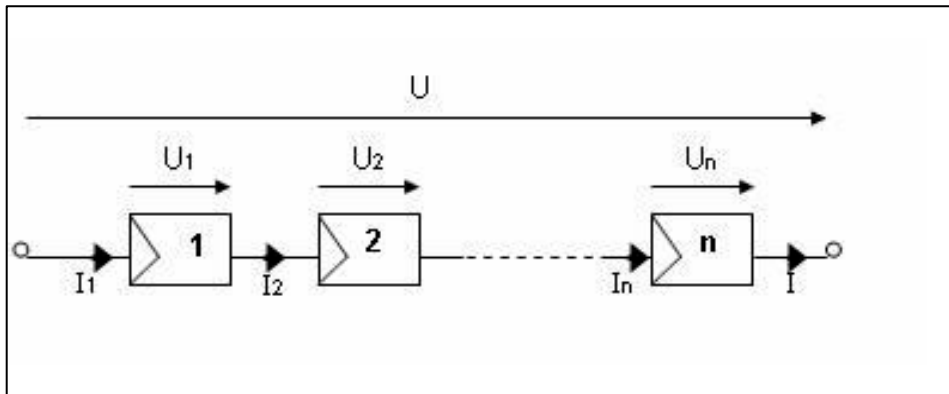
“Os módulos podem ser fabricados em diversas potências, capazes de gerar correntes em baixa tensão quando expostos à luz. Estes módulos constituem a unidade básica de geradores fotovoltaicos de maior potência, à medida que a energia requerida aumenta” (ZILES et al (2012, p.32).

2.4.1 Arranjo de módulos

Uma associação em série de várias células aumenta a tensão em seus terminais enquanto mantém a corrente, enquanto uma associação em paralelo aumenta a corrente nos terminais da associação e mantém a tensão.

Como é possível ver na figura 7 o agrupamento em série as células estão passando pela mesma corrente, e o resultado destas é alcançada pela adição das tensões terminais das células para um mesmo valor de corrente.

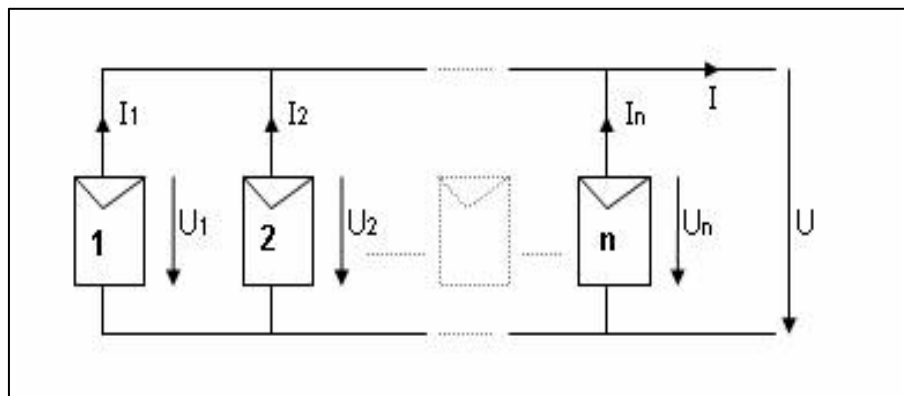
Figura 7 - Associação em Série



Fonte: ASSOCIAÇÃO DE CÉLULAS, s.d.

Abaixo na figura 8 o agrupamento em paralelo, as células estão dominadas à mesma tensão e intensidade de corrente a característica resultante obtém-se somando as correntes para o mesmo valor de tensão.

Figura 8 - Associação em Paralelo



Fonte: ASSOCIAÇÃO DE CÉLULAS, s.d.

2.5 Inversor solar on-grid

2.5.1 Inversor String

Segundo ZILES et al. (2012) os inversores têm a finalidade de executar a conversão da potência CC, que é suprido pelo gerador fotovoltaico, em Potência CA, que será injetada diretamente na rede elétrica, harmonizando com a tensão e frequência de operação no ponto de conexão do inversor com a rede elétrica, e tem por finalidade efetuar o seguimento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico.

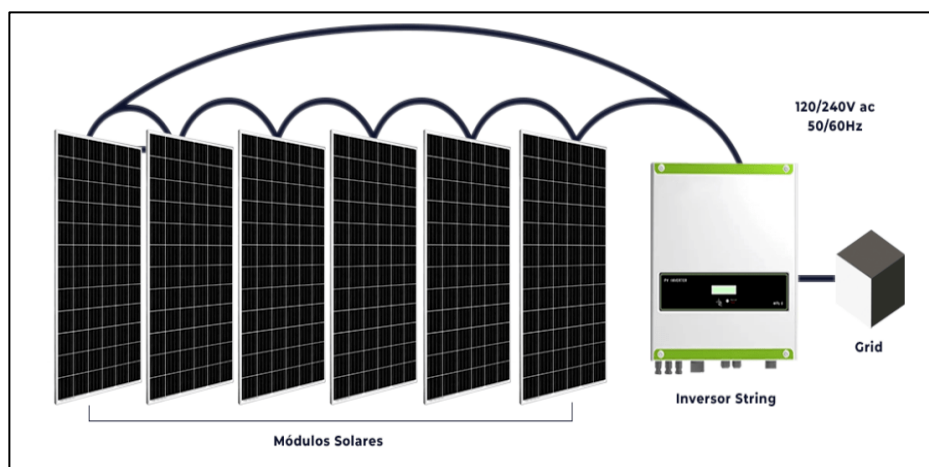
Dentre as características técnicas do inversor (ZILES et al. 2012):

- a) Se o gerador fotovoltaico fornece a tensão dentro da faixa de tolerância de cada inversor em particular;
- b) A tensão de circuito aberto do gerador não pode exceder a faixa de tensão de entrada específica de cada inversor com ocorrência de temperatura mais baixa;
- c) A tensão de máxima potência do gerador fotovoltaico não pode ficar abaixo da faixa de tensão de entrada específica do inversor em ocorrência de temperaturas ambientes mais elevadas.

De acordo com a ALTERNATIVE ENERGY INSTITUTE (s.d.), os inversores conectados à rede elétrica possuem funções específicas, como a detecção e interrupção automática do fluxo de energia em caso de falhas na rede elétrica. Além disso, o monitoramento e o controle do sistema permitem a identificação de problemas ou falhas de desempenho, aumentando a eficiência e a vida útil do sistema.

Os MPPTTS ou “maximum power point tracker” são rastreadores de máxima potência com uma tecnologia de muita eficácia para micro inversores e inversores string. No inversor string, um arranjo em serie de módulos é conectado na entrada do MPPT, esse arranjo é chamado de “string”. E para realizar o processo em que os inversores no sistema solar fotovoltaico de receber a energia gerada pelos painéis em corrente contínua para então transformar em corrente alternada que é injetada na rede elétrica local, com mais qualidade e maior rendimento de operações o inversor utiliza do MPPT. (NEOSOLAR, [s.d]).

Figura 9 - Sistema Solar com Inversor String



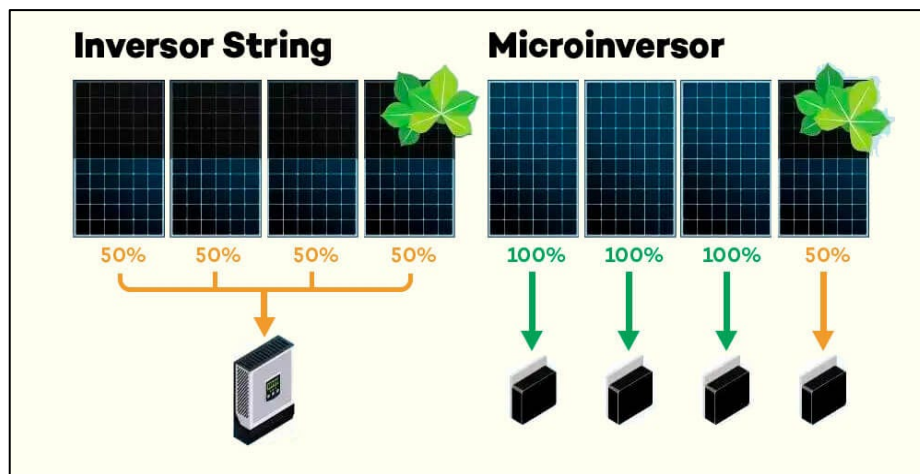
Fonte: OPUS SOLAR, s.d

O MPTT é ele quem monitora de forma contínua os parâmetros elétricos, ajustando e garantindo o aproveitamento máximo na conversão de corrente contínua para alternada, buscando a melhor potência para a placa solar. (NEOSOLAR, s.d).

2.5.2 Microinversores

O microinversor solar, também conhecido como micro inversor, desempenha a mesma função que o inversor string, mas se destaca por seu tamanho compacto e capacidade de suportar sistemas mais modulares. Essa característica permite que o dispositivo forneça um tratamento individualizado aos módulos solares. Enquanto o inversor string é instalado a uma distância do arranjo fotovoltaico, cobrindo vários painéis solares, o microinversor é conectado diretamente atrás dos painéis, atendendo a um conjunto menor, com até 4 unidades. (NEOSOLAR, s.d).

Figura 10 - Comparativo de eficiência entre inversor string e microinversor



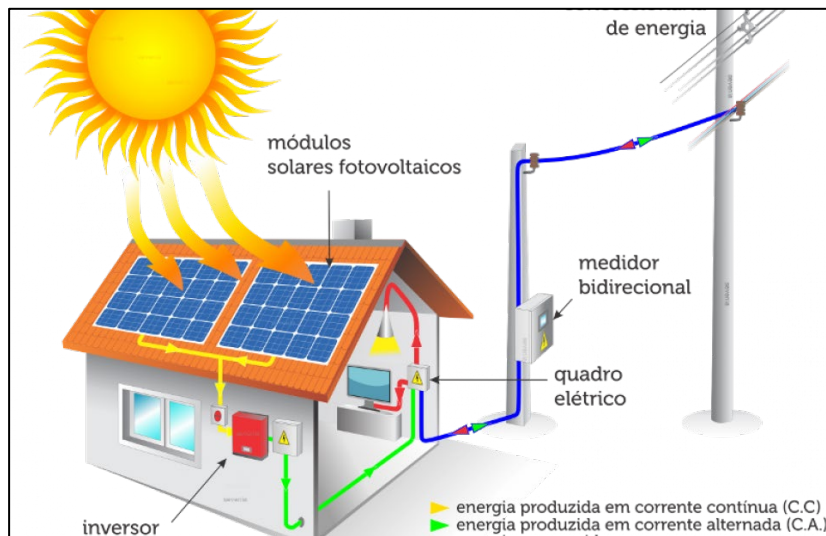
Fonte: NEOSOLAR, s.d

Ao comparar um inversor solar de string e um microinversor, a diferença mais notável está no tamanho: o inversor string é mais volumoso e tem a capacidade de suportar potências mais elevadas em um único dispositivo. Essa dimensão maior dos inversores string é justificada pelo fato de que geralmente possuem potências superiores aos microinversores. Isso ocorre porque sua aplicação primária é atender a uma "string" (ou "série") de painéis solares, composta por várias placas fotovoltaicas. Por outro lado, o microinversor, como sugere o próprio nome, é mais compacto e possui potências inferiores em comparação à maioria dos inversores string. (NEOSOLAR, s.d). O microinversor tem seu valor de mercado maior em relação a um inversor string com a mesma capacidade de potência, então para verificar se vale a pena colocar no projeto é necessária uma análise do local da instalação.

2.6 Sistemas de geração fotovoltaico conectado à rede

De acordo com o Portal Solar (s.d.), sistemas fotovoltaicos on-grid são aqueles conectados à rede elétrica pública e que fornecem energia elétrica para a casa ou empresa, sendo que o excedente de energia é injetado na rede elétrica. Esses sistemas usam inversores conectados à rede para converter a energia CC produzida pelos painéis solares em energia CA compatível com a rede elétrica. Ao contrário dos sistemas off-grid, que usam baterias para armazenar energia e operam independentemente da rede elétrica, os sistemas on-grid não precisam de baterias e usam a rede elétrica como uma espécie de "armazenamento virtual" para o excedente de energia produzido. Essa energia pode ser usada mais tarde, quando o sistema não está produzindo energia suficiente, como à noite ou em dias nublados.

Figura 11 - Sistema On Grid



Fonte: SEBRAE, 2020.

Segundo a Engenharia Elétrica Brasil (2021), os sistemas fotovoltaicos on-grid também pode incluir dispositivos de monitoramento e controle para permitir que os proprietários monitorem o desempenho do sistema, incluindo a quantidade de energia produzida e consumida, além de fornecer dados de diagnóstico para ajudar a identificar problemas ou falhas no sistema.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico on-grid leva em consideração a capacidade do sistema, a orientação e inclinação dos painéis solares, as condições de sombreamento e a localização geográfica do sistema.

Segundo SOLAR-ESTIMATE.ORG (s.d.), os sistemas fotovoltaicos on-grid têm várias vantagens em relação a outros sistemas de geração de energia, como a economia de

dinheiro, a baixa manutenção e a redução de emissões de gases de efeito estufa. No entanto, é importante avaliar as necessidades energéticas do consumidor e as condições do local para garantir que o sistema seja dimensionado adequadamente.

Figura 12 - Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (ON GRID), 2020.

2.7 Microgeração

Segundo a Lei 14.300, capítulo I, artigo 1º, inciso XI “microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras”. (BRASIL, 2022)

2.8 Minigeração

Segundo a norma 14.300, capítulo I, artigo 1º, inciso XIII “minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras” (.BRASIL, 2022)

Segundo a norma 14.300, capítulo 1, artigo 1º, inciso VI - crédito de energia elétrica: excedente de energia elétrica não compensado por unidade consumidora participante do SCEE no ciclo de faturamento em que foi gerado, que será registrado e alocado para uso em ciclos de faturamento subsequentes, ou vendido para a concessionária ou permissionária em que está conectada a central consumidora-geradora. (. BRASIL, 2022)

Segundo a norma 14.300, capítulo IV, artigo 13º. Os créditos de energia elétrica expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento em que foram gerados e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor participante do SCEE faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo. (.BRASIL, 2022)

2.9 Nova lei 14.300

As diretrizes do Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil foram estabelecidas pela Lei 14300, promulgada em 6 de janeiro de 2022, conforme informações disponíveis no portal solar. Essa legislação define as regras para a micro e minigeração distribuída de energia, possibilitando aos consumidores a produção própria de eletricidade e a obtenção de economia na conta de luz por meio de um sistema de compensação de créditos com a concessionária de distribuição.

A geração distribuída (GD), compreendendo tanto a micro quanto a minigeração, permite a produção de energia elétrica localmente ou em proximidade ao ponto de consumo. Diferentemente da geração centralizada, caracterizada por usinas de grande porte conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a GD oferece uma abordagem mais descentralizada.

A Resolução Normativa 482 (REN 482) também desempenha um papel importante ao estabelecer o sistema de compensação de energia elétrica. Esse sistema permite que o consumidor injete na rede de distribuição a energia excedente gerada por seu gerador, gerando créditos que podem ser descontados na conta de luz. A regra inicial propunha uma compensação integral, conhecida como paridade tarifária, onde cada watt injetado seria abatido na conta de luz.

A Lei 14300 introduz mudanças significativas no mercado de GD no Brasil, principalmente no sistema de compensação de créditos. Uma nova regra tarifária, considerando custos e benefícios para o setor elétrico, será elaborada em duas etapas: a definição das diretrizes de cálculo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a execução da conta pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

2.9.1 Regra de transição

De acordo com o marco legal, sistemas já existentes ou que apresentarem solicitação de acesso nos 12 meses subsequentes à publicação da lei permanecerão sob a regra de paridade tarifária até 31 de dezembro de 2045, considerando essa condição como um "direito adquirido".

Projetos que realizarem a conexão entre janeiro e julho de 2023 terão direito a uma transição estendida até 31 de dezembro de 2030. Para unidades consumidoras conectadas após 18 meses da aprovação da Lei, a transição se encerrará em 31 de dezembro de 2028. Nestes últimos casos, os projetos serão submetidos a uma cobrança gradual de alguns componentes tarifários, variando conforme as características do sistema.

As regras definitivas passarão a vigorar a partir de janeiro de 2029 para consumidores que protocolarem solicitação de acesso após julho de 2023. Já para aqueles que protocolaram entre janeiro e julho de 2023, as normas entrarão em vigor em 1º de janeiro de 2031. Em relação aos consumidores com direito adquirido, as regras definitivas só serão aplicadas a partir de 1º de janeiro de 2046. Estas determinações também incluem a porcentagem cobrada do Fio B.

Figura 13 – Regras de transição

Geração Junto à Carga Geração Compartilhada EMUC Autoconsumo até 500 kW Fontes Despacháveis - qualquer modalidade - % de pagamento da TUSD fio B						
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
15%	30%	45%	60%	75%	90%	Nova regra

Autoconsumo Remoto > 500 kW G. Compartilhada quando o consumidor tiver 25% ou mais dos créditos	
2023 a 2028	2029 em diante (*)
100% da TUSD fio B + 40% da TUSD fio A + TFSEE + P&D	Nova regra

(*) Projetos apresentados entre o 13º e 18º mês de aprovação da lei continuam na regra de transição até o final de 2030

Fonte: ENERGO, sd.

2.9.2 Perda do direito adquirido

Conforme mencionamos anteriormente, os sistemas de micro e minigeração distribuída que já estão em operação ou que apresentarem solicitação de acesso à distribuidora dentro do período de doze meses a partir da publicação da Lei estão isentos da aplicação das novas regras de compensação de créditos até 31 de dezembro de 2045. Esse benefício é conhecido como "direito adquirido" assegurado pelo Marco Legal.

2.10 Consumidores grupo A e B

Os consumidores de energia elétrica podem ser divididos em dois grupos distintos: A e B. O grupo A, também conhecido como alta tensão, abrange Unidades Consumidoras (UCs) que recebem energia em uma tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou que são atendidas por meio de sistemas subterrâneos de distribuição. Normalmente, esse grupo engloba grandes indústrias e estabelecimentos comerciais de grande porte.

Por sua vez, o grupo B, denominado baixa tensão, é caracterizado por UCs atendidas em uma tensão inferior a 2,3 kV, geralmente com tarifa monômnia proporcional apenas ao consumo, sem a cobrança de demanda. Residências, pequenas indústrias e estabelecimentos comerciais de pequeno porte são frequentemente classificados nesse grupo.

A Resolução Normativa ANEEL Nº 1000, datada de 7 de dezembro de 2021, estabelece critérios específicos para classificação das UCs nos grupos A e B. No caso do Grupo B, as UCs são atendidas em rede aérea, com carga instalada igual ou inferior a 75 kW. Já o Grupo A engloba UCs atendidas em rede subterrânea ou em redes aéreas com carga instalada superior a 75 kW, sendo necessária a contratação de uma demanda mínima de 30 kW.

2.10.1 Modalidades de tarifação do grupo A

A escolha da modalidade tarifária é um aspecto crucial para os consumidores do grupo A ao formalizar contratos de energia. As duas modalidades tarifárias fundamentais são a Tarifa Azul e a Tarifa Verde. A distinção entre essas tarifas está vinculada à cobrança pelo consumo em horários de pico. A Tarifa Verde envolve um único valor de demanda, acompanhado de um custo mais elevado de transporte durante o horário de ponta. Em contrapartida, a Tarifa Azul apresenta dois valores de demanda, um para o período de pico e outro para o período fora de pico.

É importante entender os termos relacionados aos horários:

Horário de ponta: refere-se a um período diário de 3 horas consecutivas, excluindo os sábados, domingos e feriados nacionais;

Horário fora de ponta: constitui o período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta.

2.10.2 Tarifação – Modalidade tarifária verde

A tarifa de energia com modalidade de tarifação verde é composta por 6 itens principais:

1 – Demanda contrata de carga(kW) – A demanda contratada de carga refere-se à quantidade máxima de energia elétrica que um consumidor concorda em adquirir durante um período específico, estipulada em kilowatts (kW). Este termo é essencial na gestão de energia, sendo parte de um contrato entre o consumidor e o fornecedor de eletricidade. Determina a capacidade necessária em termos de equipamentos e infraestrutura para atender à demanda do cliente, sendo crucial para evitar custos adicionais em caso de ultrapassagem desse limite;

2 – Demanda contrata de geração(kW) – A demanda contratada de carga refere-se à quantidade máxima de energia elétrica que um consumidor concorda em adquirir durante um período específico, estipulada em kilowatts (kW). Este termo é essencial na gestão de energia, sendo parte de um contrato entre o consumidor e o fornecedor de eletricidade. Determina a capacidade necessária em termos de equipamentos e infraestrutura para atender à demanda do cliente, sendo crucial para evitar custos adicionais em caso de ultrapassagem desse limite.

Com a nova Lei 14.300, a demanda de geração é dada pelas seguintes regras:

1. Se a demanda de carga for maior ou igual que a demanda de geração, então será cobrado apenas a demanda de carga;
2. Se a demanda de carga for menor que a demanda de geração, então será cobrado a demanda de carga mais a diferença entre a demanda de geração e a demanda de carga;

3 – TUSD Ponta(kWh) - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada durante os períodos de maior demanda por energia elétrica, conhecidos como períodos de ponta. Essa tarifa incide sobre o uso das redes de distribuição e visa incentivar a eficiência energética, aplicando custos mais elevados durante os horários de pico para estimular a redução do consumo nesses momentos críticos;

4 – TUSD Fora ponta (kWh) - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada durante os períodos de baixa demanda por energia elétrica, também conhecidos como períodos fora de ponta. Essa tarifa incide sobre o uso das redes de distribuição e geralmente é mais baixa fora dos horários de pico;

5 – TE Ponta(kWh) – Tarifa de Energia aplicada durante os horários de maior demanda. Isso implica que durante os períodos de pico, os consumidores podem pagar uma tarifa mais alta pelo consumo de eletricidade;

6 – TE Fora ponta(kWh) - Tarifa de Energia aplicada durante os horários de menor demanda.

Segundo a Solmais (2023) O Fio B, também chamado de fio de retorno, é um dos elementos tarifários que compõem a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Dentro desse sistema, são contemplados todos os custos associados à distribuição e transmissão de energia. A tarifa B representa o custo específico da distribuição de energia, incluindo os valores relacionados ao uso da infraestrutura da concessionária local para fornecer energia a diversos locais, como indústrias, residências e propriedades rurais.

É importante ressaltar que, para unidades com minigeração, a cobrança do Fio B incide exclusivamente sobre a energia injetada e consumida durante o horário de ponta. No entanto, no horário fora de ponta nessa modalidade, a lógica de compensação permanece em 1 para 1, o que significa que o quilowatt-hora injetado será utilizado sem descontos através do Fio B.

Para utilizar a energia gerada injetada na no horário de ponta, além de considerar o desconto do Fio B, é necessário utilizar um fator de ajuste, que se dá, pois, a energia que é gerada pelo SFV é no horário fora ponta, e para compensar no horário fora ponta faz se necessário esse balanceamento de custo, que é dado pela seguinte formula abaixo:

$$Fa = \frac{TE\ Fora\ ponta}{TE\ Ponta} \quad [3]$$

Esse fator de ajuste é multiplicado pela energia injetada que irá ser utilizada para compensar o consumo ponta, assim encontrando a energia injetada corrigida para compensação ponta.

Figura 14 – Composição de uma tarifa de energia elétrica grupo A

Tarifa de Energia					
TE		TUSD			
Energia	Encargos	Fio A	Fio B	Encargos	Perdas

Fonte: Autoria própria

3. METODOLOGIA

O presente estudo constitui-se como uma análise de caso com o propósito de avaliar a capacidade de um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede em atender às demandas elétricas na sede do HUB Tecnologia e Inovação. Para atingir este objetivo primário, será empregado o método científico com abordagem hipotético-dedutiva.

O desenvolvimento desta pesquisa compreende a condução de uma revisão bibliográfica de obras, artigos e manuais pertinentes a sistemas fotovoltaicos conectados à rede, além da aplicação de técnicas de design de energia solar adquiridas em debates em sala de aula sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede, energias renováveis e estágios supervisionados.

Com o intuito de avaliar o espaço disponível, será utilizada um drone para a captura de imagens do local e para delinear a disposição dos módulos. O software AutoCad será empregado para projetar os módulos no telhado e criar o diagrama elétrico unifilar da usina fotovoltaica em estudo.

Após os cálculos e estimativas do SFVCR, teremos os resultados de energia gerada em kWh, e será conduzida uma análise a fim de verificar a adequação do sistema fotovoltaico projetado no telhado do HUB às exigências de consumo de energia do local, que também serão analisadas. Adicionalmente, será realizada uma projeção do retorno do investimento (payback), levando em consideração todos os materiais necessários para a eventual implementação do sistema fotovoltaico, incluindo os recursos humanos da empresa responsável por uma eventual instalação do SFVCR.

3.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

3.1.1 Levantamento de Imagem e projeção do SFV

A primeira etapa do projeto é o levantamento de imagem do local, que no caso é o telhado do HUB. A obtenção da imagem do local foi realizada por um drone de uma alta qualidade de imagem.

Figura 15 - Imagem aérea utilizada para realizar a projeção dos módulos



Fonte: Autoria própria

O telhado da unidade é metálico, com 45 metros de comprimento e 24 metros largura. Considerando esses dados temos uma área total de 1080 m².

O módulo solar utilizado para o projeto é o Canadian de 450Wp de modelo CS3W-450MS, e tem 2,108 metros de comprimento e 1,048 metros de largura.

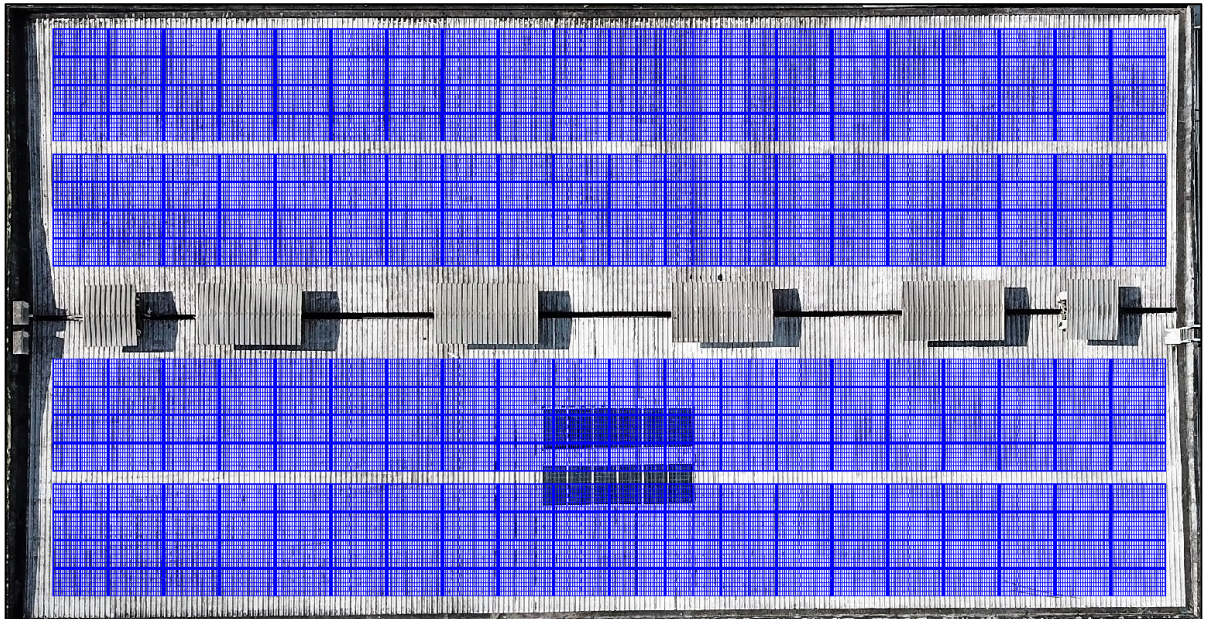
Com base nesses dados, utilizando o software AutoCad, foi realizado uma projeção dos módulos no telhado, considerando a distância entre módulos de 0,03m de mesma fileira e a fileira adjacente.

Figura 16 - Projeção dos módulos no telhado



Fonte: Autoria própria

Figura 17 – Projeção aproximada dos módulos no telhado



Fonte: Autoria própria

Como se pode observar nas imagens 16 e 17, a distribuição dos módulos após a projeção ficou com 16 fileiras de 20 módulos, totalizando 230 módulos.

Analisando essa distribuição de módulos e considerando que a primeira fileira é a da parte de cima da imagem 16 e 17, podemos perceber que tem uma distância maior da quarta fileira para a quinta fileira, e isso se repete na décima segunda a décima terceira fileira. Esse espaço entre essas fileiras específicas de módulos é chamada de área técnica, que é utilizada para passagem tanto dos instaladores do sistema como também posteriormente dos profissionais que irão realizar as manutenções do SFV.

Com a quantidade de módulos encontrada através da máxima disponibilidade de espaço no telhado, podemos encontrar a potência máxima (P_M) em kWp como demonstra a fórmula abaixo:

$$PM(kWp) = \text{Quantidade de módulos} \times \text{Potência Unitário do módulo} \quad [4]$$

Então temos que a potência em módulos do sistema é de 144kWp.

3.1.2 Módulo e Inversor fotovoltaico on-grid

Como foi descrito anteriormente, o módulo que foi utilizado nesse estudo, foi o Canadian CS3W-450MS, que tem a potência de 450Wp. A figura 18 mostra as especificações técnicas retiradas do Datasheet.

Figura 18 – Especificações técnicas do módulo

ELECTRICAL DATA STC*						
CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.3 V	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.68 A	10.75 A	10.82 A	10.89 A	10.96 A	11.02 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.9 V	49.1 V	49.3 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.48 A	11.54 A	11.60 A	11.66 A
Module Efficiency	19.5%	19.7%	19.9%	20.1%	20.4%	20.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m ² , spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.						

Fonte: CANADIAN SOLAR, 2019.

A escolha da potência do inversor solar on-grid se dá a partir da definição da potência em módulos do SFV, no caso deste estudo, a potência em módulos é de 144kWp, então é

necessário dimensionar um inversor que suporte essa potência de módulos e que trabalhe com o máximo desempenho possível.

Os inversores solar On-grid de última geração disponíveis no mercado tem uma tecnologia que permite colocar uma potência de módulos maior que a potência do próprio inversor.

Considerando isso, foi escolhido dois inversores de 60kW, modelo MAC 60KTL3-X LV, onde na sua especificação que se encontra na figura 19, permite uma potência máxima de módulos de até 90kW, então a junção desses dois inversores de 60kW, obtém-se uma potência efetiva de 120kW e a potência máxima CC suportada de 180kW. Então, como a potência máxima de módulos projetada é de 144kWp, os inversores escolhidos atendem os critérios de projeto.

Figura 19 – Especificações técnicas CC do inversor

Ficha de dados	MAC 60KTL3-X LV
Dados de entrada	
Máx. potência CC	90000W
Máxima tensão de CC	1100V
Tensão de partida	250V
Tensão nominal	600V
Faixa de tensão FV	200V-1000V
Tensão CC de carga total	600V-850V
Máx. corrente de entrada por MPPT	50A/50A/50A
Número de MPPT independentes / strings por MPPT	3/4+4+4

Fonte: GROWAT, sd.

3.1.3 Cálculo de geração do sistema fotovoltaico

O cálculo de geração fotovoltaico se dá pela fórmula:

$$EG = PTM \times Ihsp \times T \times R \quad [5]$$

Onde:

EG – Energia Gerada (kWh);

PTM – Potência Total de Módulos (kW);

Ihps – Irradiância HSP (kWh/m².dia);

T – Tempo (horas, dias, meses);

R – Rendimento.

Como o método para encontrar a quantidade de módulos fotovoltaicos foi através da área de telhado disponível, e a unidade de tempo para o melhor entendimento dos dados é o

mês que em média tem 30 dias, as únicas variáveis que falta analisar é o rendimento e a irradiância do local.

O rendimento ou fato de correção de um sistema fotovoltaico é encontrado levando em consideração as percas que o sistema pode ter. As principais perdas de um sistema fotovoltaico são:

- Perdas por sombreamento
- Perdas por Mismatch
- Perdas por altas temperaturas
- Perdas por cabeamento
- Perdas por Orientação e inclinação

Considerando todas essas perdas, esse estudo irá a condicionar essas perdas em 20%, então consequentemente termos um rendimento de 80% ou 0,8.

A irradiância do local em HSP (Hora de Sol Pleno) será encontrada através do site do CRESESB, onde, após selecionar a área “potencial solar”, faz-se necessário inserir os dados de localização geográfica do local da instalação da SFV. A coordenada geográfica em gms do HUB, que é latitude 03°05’31.2” S, longitude 60°00’58.3” O, como mostra a figura 20.

Figura 20 – Verificação da irradiâncias no site do cresesb

Cálculo no Plano Inclinado																
Estação: Manaus Município: Manaus , AM - BRASIL Latitude: 3,101° S Longitude: 60,049° O Distância do ponto de ref. (3,092° S; 60,016194° O):3.8 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	3,95	4,02	4,04	3,83	3,88	4,39	4,43	4,93	4,89	4,78	4,63	4,12	4,32	1,10
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	3° N	3,89	3,98	4,04	3,86	3,94	4,49	4,52	5,00	4,90	4,74	4,56	4,05	4,33	1,14
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	4° N	3,87	3,97	4,03	3,87	3,96	4,52	4,55	5,02	4,90	4,73	4,53	4,02	4,33	1,16
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	4° N	3,87	3,97	4,03	3,87	3,96	4,52	4,55	5,02	4,90	4,73	4,53	4,02	4,33	1,16

Fonte:Cresesb

A figura 20 mostra os valores de irradiância em hora de sol pleno de cada um dos últimos 12 meses, e mostra no final a média anual da irradiância medida todos os dias, considerando os valores do ângulo igual a latitude, que tem uma inclinação de 3° (graus).

3.2 Divisão de Strings/MPPT/Inversor

Considerando os dados fornecidos nas figuras 18 e 19, é possível realizar uma análise criteriosa para dimensionar adequadamente a quantidade de módulos em série e em paralelo em um arranjo fotovoltaico por MPPT. Essa abordagem precisa é essencial para otimizar a

produção de energia, garantindo o melhor desempenho do sistema ao longo do tempo. O entendimento desses parâmetros e a aplicação correta dessas informações são elementos chave para o sucesso de projetos de geração solar fotovoltaica.

O inversor de 60kW utilizado nesse estudo, tem três MPPT's, onde cada MPPT tem quatro entradas de arranjos, ou strings. Cada Arranjo/string suportam uma certa quantidade de módulos em série, a quantidade de módulos suportada tem que respeitar o seguinte critério:

$$Q_m \times V_{mp} \leq V_{Mcc} \quad [6]$$

Onde,

Q_m - Quantidade de módulos

V_{mp} - Tensão de operação do módulo

V_{Mcc} - Máxima tensão CC por MPPT

Assim como o somatório de tensão V_{mp} define a quantidade de módulos em um arranjo, o somatório de corrente I_{mp} define a quantidade de arranjos que uma MPPT suporta. Em um arranjo, todos os módulos fotovoltaicos são conectados em série, então a corrente I_{mp} é a mesma em todo arranjo, e quando dois ou mais arranjos são conectados em uma MPPT a corrente individual de cada arranjo se soma, então a quantidade de arranjos que uma MPPT suporta tem que respeitar o seguinte critério:

$$I_{mp} \times Q_A \leq I_{Mcc} \quad [7]$$

Onde:

I_{mp} – Corrente de operação do módulo;

Q_A – Quantidade de arranjos;

I_{Mcc} – Máxima corrente CC por MPPT.

O terceiro critério para a definição da quantidade de módulos dos arranjos é a simetria de módulos entre arranjos de uma mesma MPPT, ou seja, cada arranjo tem que ter a mesma quantidade de módulos por MPPT. Caso a quantidade de módulos seja diferente em um dos arranjos em paralelo, a que tem menor quantidade de módulos irá ter uma tensão V_{mp} total do arranjo menor, ocasionando uma diferença de tensão entre os arranjos com maior tensão V_{mp} consequentemente irá ser vista como uma carga pelas outras e gerando corrente reversa, que pode eventualmente danificar os módulos.

Levando em consideração esses 3 principais critérios, como também a máxima eficiência do sistema, foi feita a seguinte divisão de arranjos, MPPT e inversor.

Tabela 1 - Divisão de arranjos

Inversor 1	MPPT1	Arranjo 1	14 módulos
		Arranjo 2	14 módulos
		Arranjo 3	14 módulos
		Arranjo 4	14 módulos
	MPPT2	Arranjo 1	13 módulos
		Arranjo 2	13 módulos
		Arranjo 3	13 módulos
		Arranjo 4	13 módulos
	MPPT3	Arranjo 1	13 módulos
		Arranjo 2	13 módulos
		Arranjo 3	13 módulos
		Arranjo 4	13 módulos
Inversor 2	MPPT1	Arranjo 1	14 módulos
		Arranjo 2	14 módulos
		Arranjo 3	14 módulos
		Arranjo 4	14 módulos
	MPPT2	Arranjo 1	13 módulos
		Arranjo 2	13 módulos
		Arranjo 3	13 módulos
		Arranjo 4	13 módulos
	MPPT3	Arranjo 1	13 módulos
		Arranjo 2	13 módulos
		Arranjo 3	13 módulos
		Arranjo 4	13 módulos

Fonte – Autoria Própria

Os arranjos das MPPT 1 do inversor 1 e 2 tem 14 módulos cada, e os demais arranjos tem 13 módulos cada, obedecendo o critério de quantidade iguais de módulos em uma mesma MPPT.

Para verificação do critério de VMcc em uma MPPT temos:

Arranjos com 14 módulos:

$$14 \times 41,1 \leq 1100 \therefore 575,4 \leq 1100$$

Arranjos com 13 módulos:

$$13 \times 41,1 \leq 1100 \therefore 534,3 \leq 1100$$

Para verificação do critério de IMcc em uma MPPT temos:

$$10,96 \times 4 \leq 50 \therefore 43,84 \leq 50$$

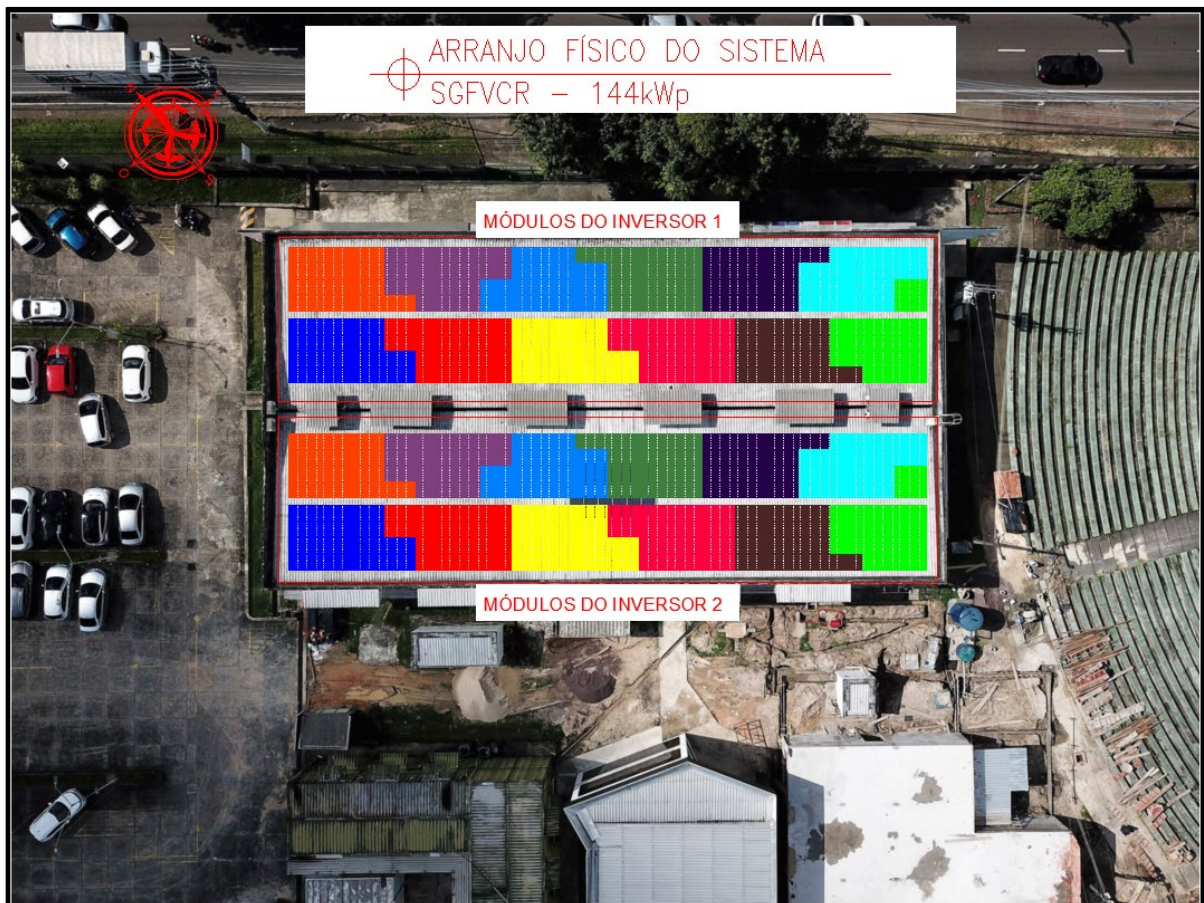
Então, essa Divisão de Módulos por arranjos, MPPT e Inversor atenderam todos os critérios. Para um melhor entendimento utilizamos o AutoCad para demonstrar esse dimensionamento nas figuras 21 e 22.

Figura 21 – Divisão de Arranjos/MPPT/Inversor

DIVISÃO DE STRINGS E MPPT POR INVERSOR	
INVERSOR 1	INVERSOR 2
INV1-MPPT1-STR1	INV2-MPPT1-STR1
INV1-MPPT1-STR2	INV2-MPPT1-STR2
INV1-MPPT1-STR3	INV2-MPPT1-STR3
INV1-MPPT1-STR4	INV2-MPPT1-STR4
INV1-MPPT2-STR1	INV2-MPPT2-STR1
INV1-MPPT2-STR2	INV2-MPPT2-STR2
INV1-MPPT2-STR3	INV2-MPPT2-STR3
INV1-MPPT2-STR4	INV2-MPPT2-STR4
INV1-MPPT3-STR1	INV2-MPPT3-STR1
INV1-MPPT3-STR2	INV2-MPPT3-STR2
INV1-MPPT3-STR3	INV2-MPPT3-STR3
INV1-MPPT3-STR4	INV2-MPPT3-STR4

Fonte: Autoria própria

Figura 22 – Divisão de Arranjos/MPPT/Inversor no telhado



Fonte: Autoria própria

3.3 Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico

Nessa etapa iremos utilizar novamente o software AutoCad, desta vez para montar o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico dimensionado.

Para o dimensionamento de cabos, eletrodutos, disjuntores, barramentos, Dispositivos de proteção contra surtos (DPS) e aterramentos, iremos utilizar as seguintes normas técnicas:

- NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão;
- Norma Técnica Para Conexão De Acessantes À Rede De Distribuição - Minigeradores Da Amazonas Energia S.A;
- NDEE-01 - Norma Técnica De Fornecimentos De Energia Elétrica Em Média Tensão Da Amazonas Energia S.A;
- NDEE-02 - Norma Técnica De Fornecimento De Energia Elétrica Em Baixa Tensão (Edificações Individuais) Da Amazonas Energia S.A.

3.3.1 Dimensionamento de cabos, eletrodutos e dispositivos CC

Com os arranjos devidamente dimensionados, faz-se necessário dimensionar cabos, eletrodutos e dispositivos CC do circuito módulo-inversor, para isso iremos utilizar as normas citadas anteriormente.

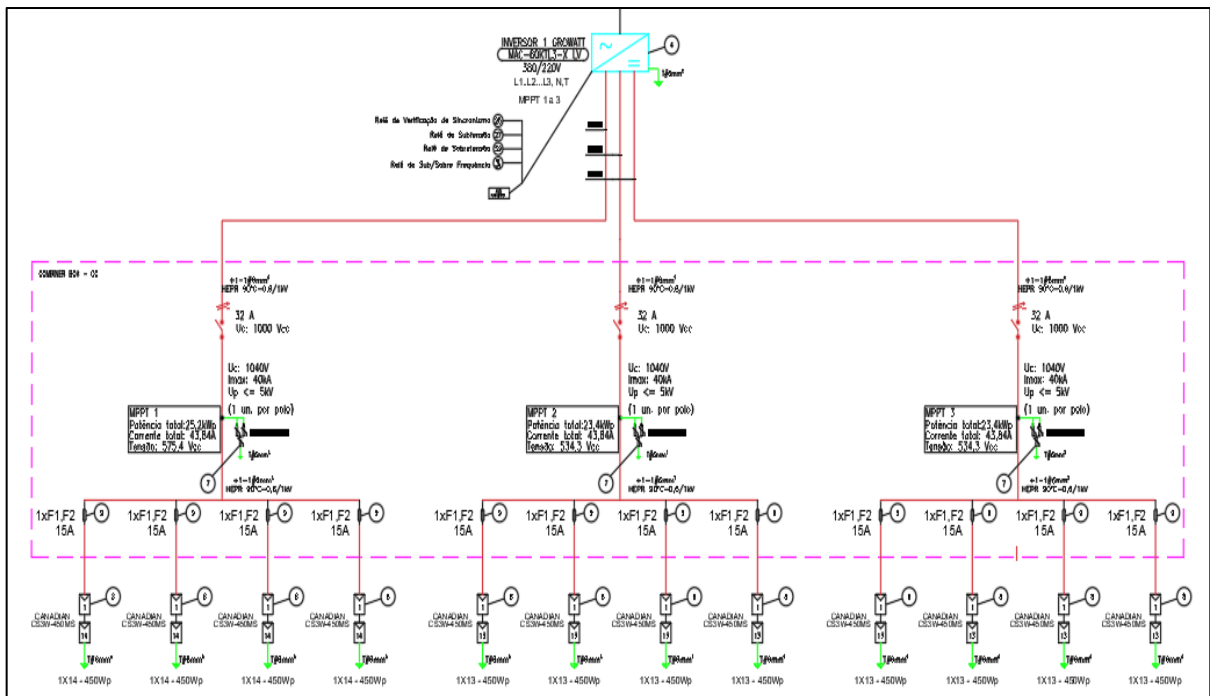
Utilizando a tabela 37 da NBR5410 método de referência B1 e a disponibilidade do material no mercado, definimos o cabo solar flexível 6mm² com tipo de isolamento EPR com temperatura no condutor de 90°C que suporta 54A e 1kV.

De acordo com a norma NBR5410 a taxa máxima de ocupação de eletrodutos em relação à área da seção transversal não deve ser superior a 53% para um condutor ou cabo, 31% para dois condutores ou cabo e 40% para três ou mais condutores ou cabos. Considerando isso, iremos utilizar para a passagem dos cabos CC responsáveis pela ligação do circuito, que chamaremos de “módulo-inversor” o eletroduto flexível corrugado de meia polegada ou 1/2”.

Para proteção dos arranjos, iremos utilizar o DPS Solar-1040V-40kA e fusíveis de 15A para o polo positivo e outro para o polo negativo dos arranjos. Para o aterramento iremos utilizar a mesma bitola do cabo solar utilizado, 6mm² EPR.

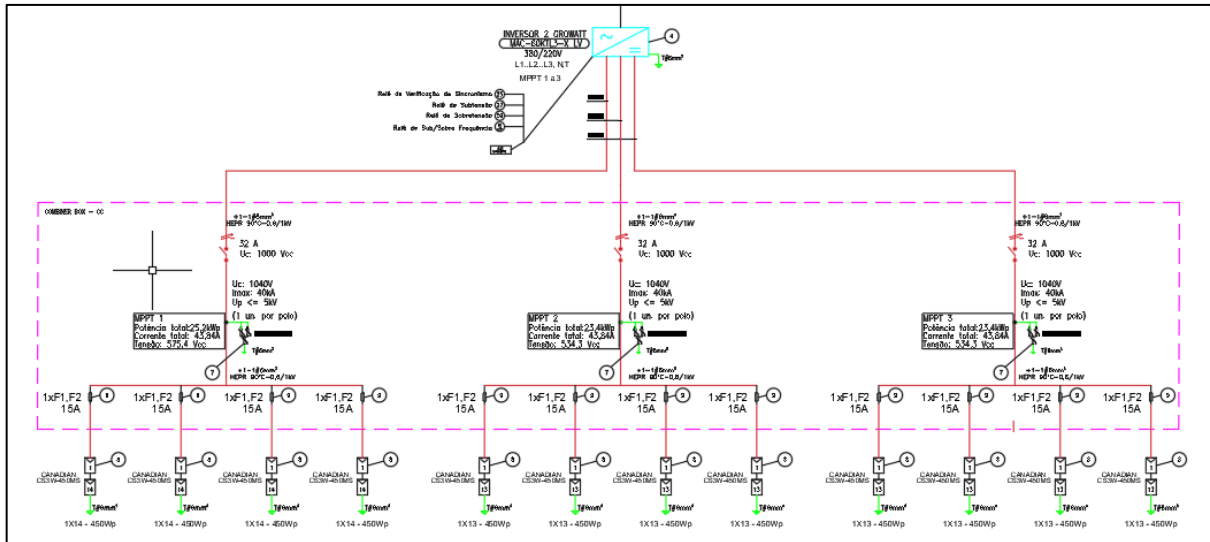
Essas especificidades do circuito módulo-inversor atendem tanto o circuito do inversor 1 quanto do 2, já que os mesmos são simétricos. As figuras 23 e 24 mostram os circuitos dimensionados.

Figura 23 - Diagrama unifilar – Divisão de MPPT e arranjos do inversor 1



Fonte: Autoria própria

Figura 24 - Diagrama unifilar – Divisão de MPPT e arranjos do inversor 2



Fonte: Autoria própria

3.3.2 Dimensionamento de barramento, cabos, eletrodutos e dispositivos CA do SFV

Após os inversores transformarem a energia gerada dos módulos de corrente CC para corrente CA, faz-se necessário a inserção de um barramento de paralelismo que una o fluxo de energia gerada em corrente elétrica CA e a partir disso acoplar ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) da unidade.

Para isso precisamos dimensionar cabos e um disjuntor de proteção desse circuito, que chamaremos de circuito “inversor-barramento”. Iremos utilizar as mesmas normas e especificações utilizados no item 7.3.1.

A corrente de saída CA dos inversores é de 96,6A conforme ilustra a figura 25, com isso temos que o cabo ideal a ser utilizado é o de 25mm² com tipo de isolamento EPR com temperatura no condutor de 90°C que suporta 117A e 1kV.

Figura 25 - Especificações técnicas CA do inversor

Dados de saída (CA)	
Potência nominal de saída CA	60000W
Potência aparente máxima de CA	66600VA
Tensão nominal de saída	220V/380V
Frequência de rede CA	50/60 Hz
Corrente máxima de saída	96.6A
Fator de potência	0.8-0.8c
THDI	<3%
Tipo de conexão da rede CA	3W+N+PE

Fonte: GROWAT, sd.

O dimensionamento do disjuntor de proteção do cabo do circuito “inversor-barramento” tem que respeitar dois critérios da NBR5410, são elas:

$$IB < ID < IC \quad [8]$$

$$1,60ID \leq 1,45IC \quad [9]$$

Onde,

IB – Corrente de projeto (Corrente da saída do inversor)

ID – Corrente nominal do disjuntor

IC – Corrente nominal do cabo

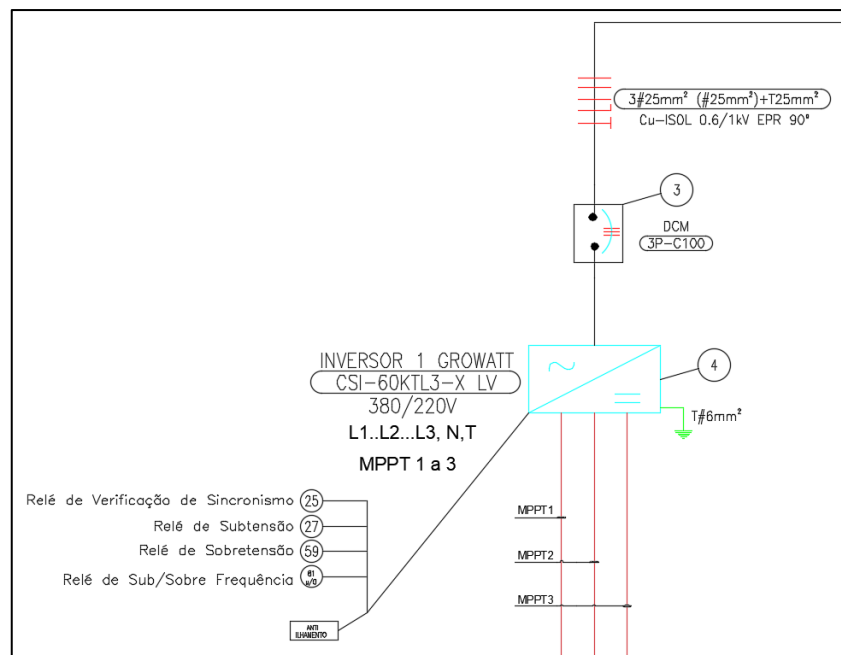
Considerando os dados do inversor, e do cabo dimensionado, optou-se pela utilização do disjuntor de corrente nominal de 100A e para confirmar isso utilizamos as equações citadas acima:

$$96,6A < 100A < 117A$$

$$1,60 \times 100A \leq 1,45 \times 117A \therefore 160A \leq 169,65A$$

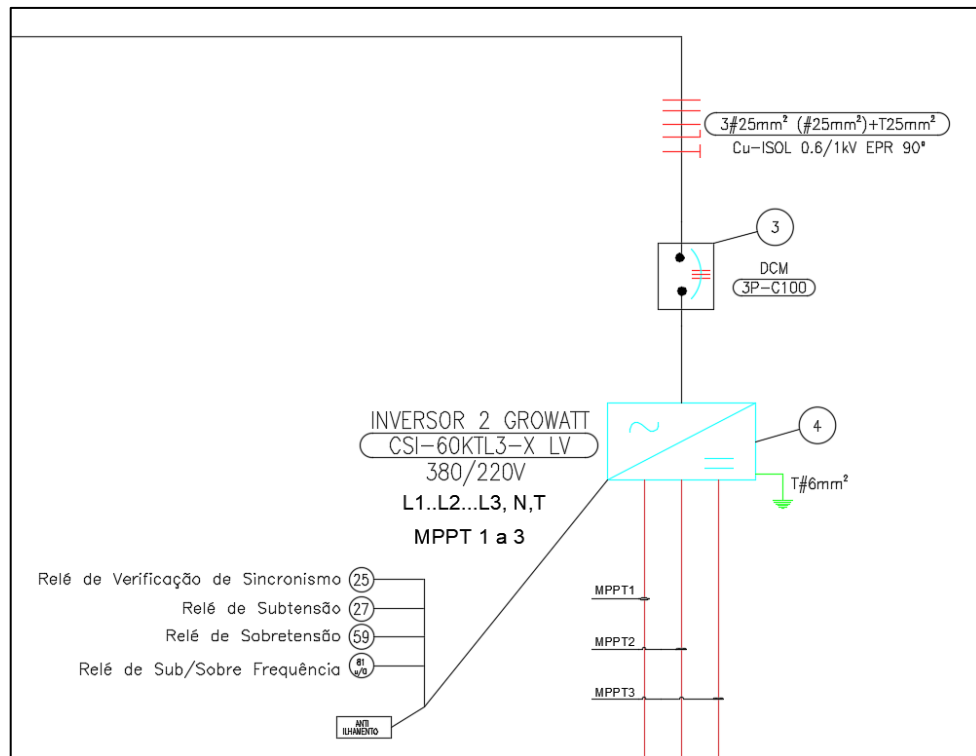
Essas especificidades do circuito inversor-barramento atendem tanto o circuito do inversor 1 quanto do 2, já que os mesmos são simétricos. As figuras 26 e 27 mostram os circuitos dimensionados.

Figura 26 - Dimensionamento de cabos e disjuntor CA inversor 1



Fonte: Autoria própria

Figura 27 - Dimensionamento de cabos e disjuntor CA inversor 2



Fonte: Autoria própria

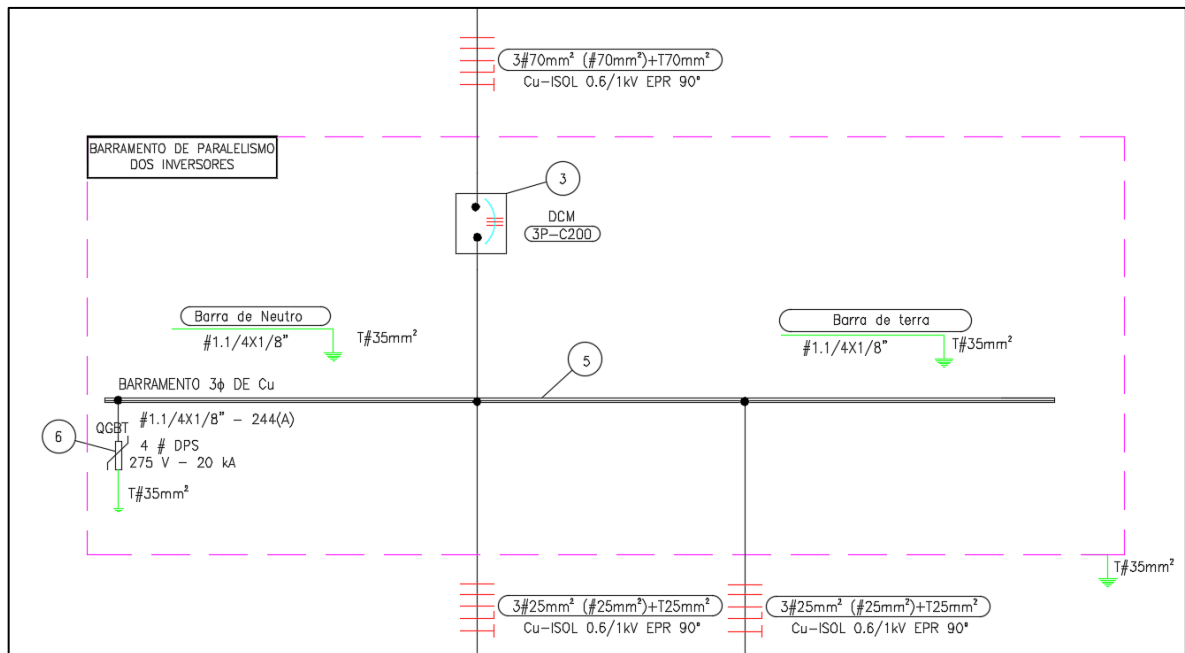
Para o dimensionamento do barramento de paralelismo dos inversores, levamos em consideração a corrente nominal dos cabos de saída do inversor, então fazendo a soma dos dois temos uma corrente de 234A. O barramento de cobre que suporta essa demanda de corrente é o de dimensão 1.1/4X1/8" que suporta 244A.

Para a proteção do barramento de paralelismo, utilizamos o DPS CA de 275V – 20kA, todos com equipotencialização com o aterramento.

A energia elétrica em corrente CA que irá sair do barramento de paralelismo em direção ao QGBT irá antes passar por uma transformação de tensão, pois a unidade é abastecida em 127V/220V e a tensão nominal dos inversores é 220/380V, portanto, será necessário a incorporação de uma transformadora CA/CA. O cabo que irá interligar o circuito que chamaremos de “barramento-transformador” e o disjuntor de proteção do cabo, serão dimensionados de forma análoga ao cabo e disjuntor do circuito inversor-barramento.

Então temos que o cabo utilizado para suportar a corrente nominal de 193,2A da saída do barramento de paralelismo, é de 70mm² com tipo de isolamento EPR com temperatura no condutor de 90°C que suporta 222A e 1kV. Com isso temos que o disjuntor ideal para proteção do cabo de 70mm² é o disjuntor de corrente nominal de 200A. A figura 28 exibe o todo esse dimensionamento.

Figura 28 – Barramento de paralelismo dos inversores



Fonte: Autoria própria

3.3.3 Transformador CA/CA

Como citado no item 7.3.2 deste estudo, por conta da tensão de saída dos inversores ser 220/380V, faz-se necessário um transformador CA/CA que transforme a tensão em 127/220V, que é a tensão de utilização da unidade.

Para a definição do transformador, teremos que utilizar a potência total de inversores e a disponibilidade da potência aproximada fabricada. Então temos que a potência nominal total de inversores é a somatória dos dois inversores de 60kW, então temos 120kW de potência de inversor, e o transformador que mais se aproxima dessa potência é o de potência nominal de 150kW.

Com posse dessas informações, temos então que saber a corrente de saída do transformador 150kW CA/CA 220/380V ~ 127/220V. Para isso utilizaremos a equação:

$$I_s = \frac{P_t}{\sqrt{3} \times V_t} \quad [10]$$

Onde:

I_s – Corrente de saída do transformador;

P_t – Potência do transformador;

V_t – Tensão requerida,

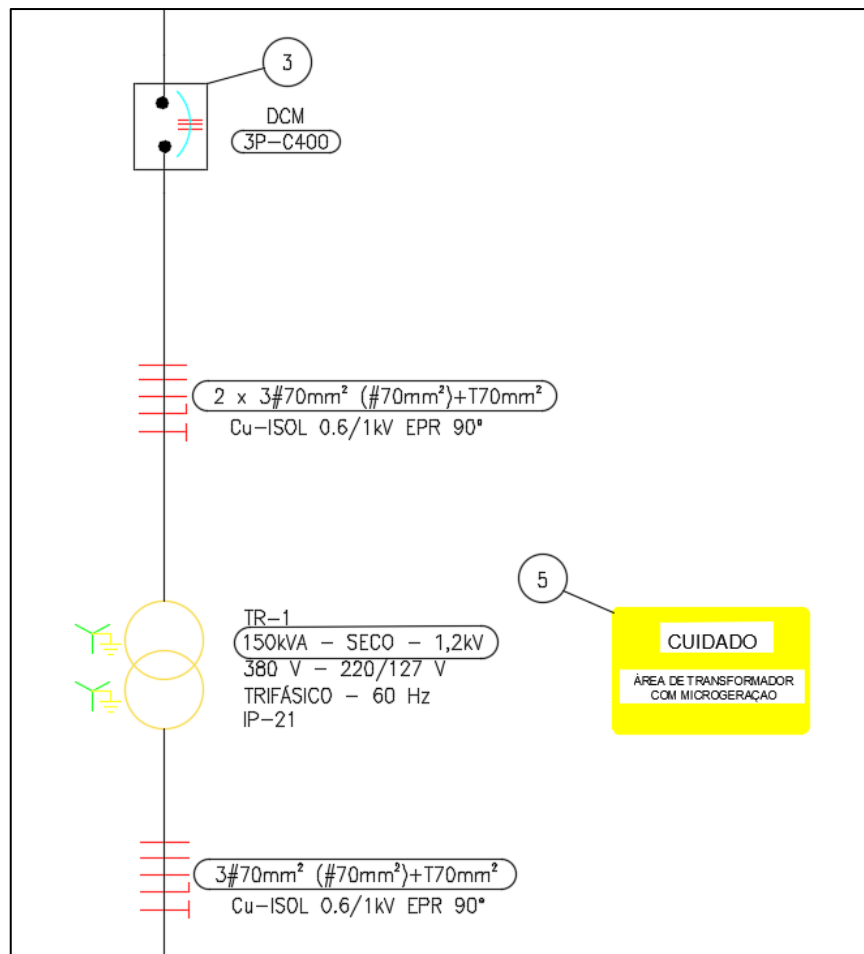
Substituindo os valores na equação, temos:

$$I_s = \frac{150000}{\sqrt{3} \times 220} \therefore I_s = 393,64A.$$

Com a corrente de saída do transformador podemos dimensionar o cabo e o disjuntor do circuito que nomearemos de “transformador-QGBT”, que sucederá de forma análoga ao dimensionamento do cabo e disjuntor do circuito inversor-barramento.

Então temos que o cabo utilizado para suportar a corrente 393,64A da saída do transformador, é a junção de dois cabos de 70mm² com tipo de isolamento EPR com temperatura no condutor de 90°C que suporta 444A e 1kV. Com isso temos que o disjuntor ideal para proteção da junção dois cabos de 70mm² é o disjuntor de corrente nominal de 400A. A escolha da junção dos dois cabos de 70mm² foi feita para a diminuição do custo, já que o preço e a disponibilidade de cabos acima de 95mm² são inviáveis. A figura 29 exhibe o todo esse dimensionamento.

Figura 29 - Transformador a seco 380V-220/127V



Fonte: Autoria própria

3.3.4 Quadro geral de baixa tensão, medição e subestação

O quadro geral de baixa tensão do HUB é composto por um barramento de #2.1/4"X1/4" que suporta 808A, os DPS de proteção de 175V – 20kA e os cabos de ligação do circuito que chamaremos de QGBT-medição. Os cabos do circuitos QGBT-medição são compostos por três cabos de 95mm² EPR por fase, neutro e terra, e o disjuntor que protege os cabos é de 800A.

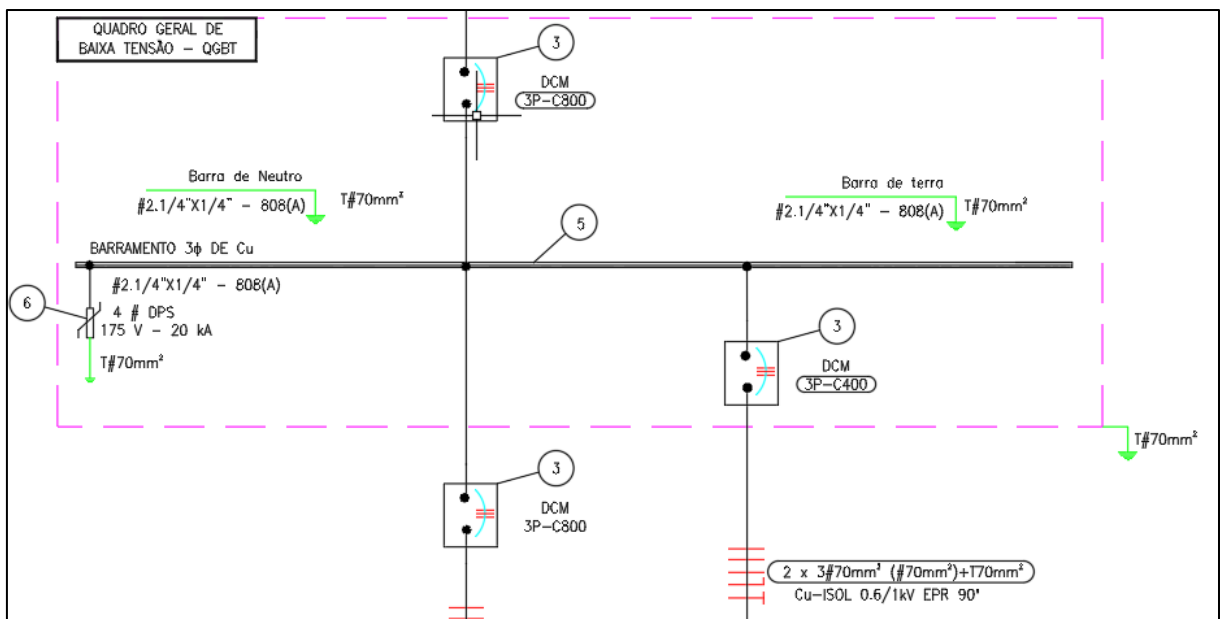
O circuito QGBT-medição recebe a energia elétrica proveniente da rede de distribuição e abastece a carga do HUB, que por sua vez é composto por três cabos de 95mm² EPR por fase, neutro e terra. Para proteção dos cabos do circuito da carga temos um disjuntor existente de 800A.

Considerando agora o SFV como fornecedora de energia elétrica, onde irá consumir de maneira instantânea a energia elétrica gerada pelo SFV e o excedente irá enviar para a rede de distribuição para ser utilizada em outro momento.

Vale ressaltar que quando a energia gerada pelo sistema fotovoltaico não for suficiente para suprir a necessidade de energia da carga, a rede irá contribuir instantaneamente, assim como assim como a famosa 1º lei de Kirchoff que diz “a soma de todas as correntes que chegam a um nó do circuito deve ser igual à soma de todas as correntes que deixam esse mesmo nó”.

Essa parte do esquema elétrico no HUB pode ser analisada na figura 30 abaixo.

Figura 30 - QGBT com saídas para a carga e para o SFV



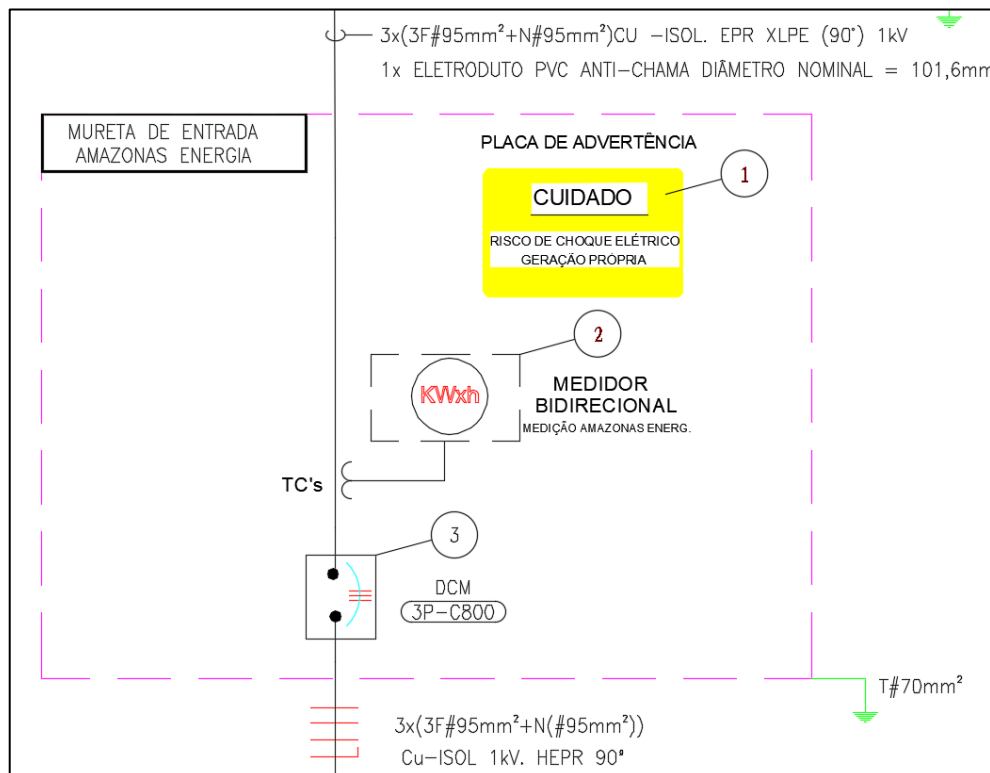
Fonte: Autoria própria

A unidade do HUB é interligada com a rede elétrica da escola superior de tecnologia da UEA que por sua vez tem sua medição feita em média tensão. Para esse estudo consideraremos o HUB uma sede independente, ou seja, com uma subestação própria interligada direta com a rede de distribuição da concessionária vigente.

Com isso, a subestação existente do HUB irá precisar de um medidor próprio, esse medidor em baixa tensão será específico para unidades com sistema fotovoltaico conectados à rede, pois conseguem medir tanto o consumo como a injeção de energia na rede de distribuição proveniente do sistema fotovoltaico.

O disjuntor de 800^a tem que se repetir, conforme a norma NDEE 01, que solicita que o disjuntor de proteção da medição seja igual ou superior a do QGBT. A figura 31 demonstra o circuito elétrico da mureta de medição.

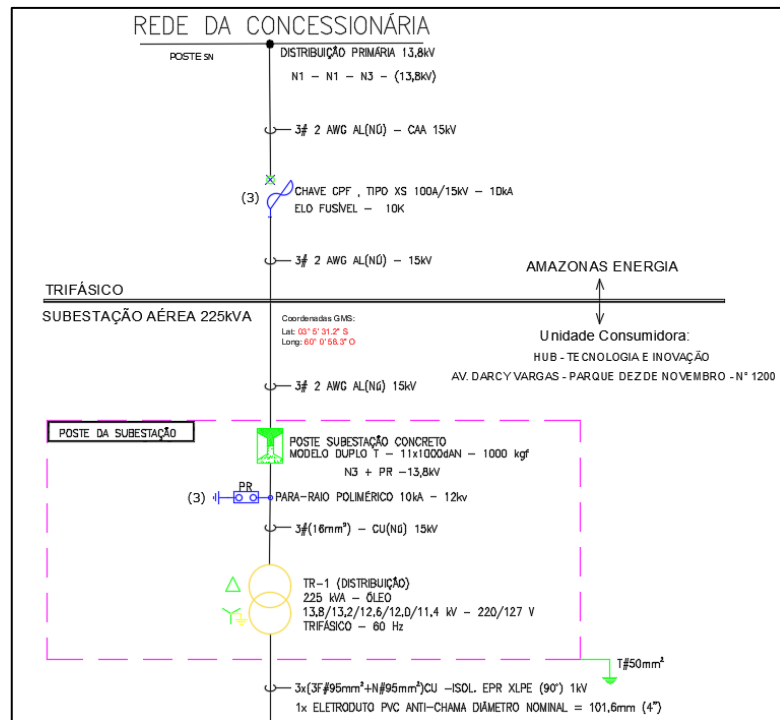
Figura 31 – Padrão de Entrada da unidade



Fonte: Autoria própria

A subestação existente é composta por um transformador de 225kVA, que transforma a tensão de 13,8kV da rede de distribuição e abaixa para 127/220V, como mostra a figura 32.

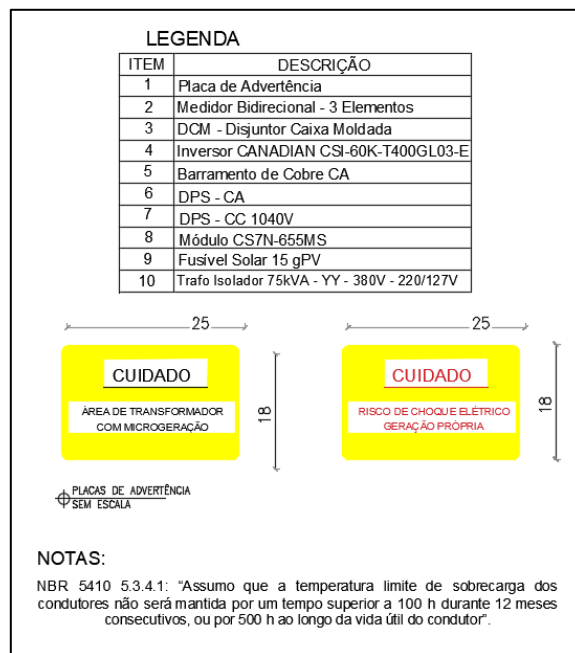
Figura 32 – Subestação existente e rede da concessionária



Fonte: Autoria própria

A legenda do projeto é importante para identificação dos elementos que compõe o projeto de um sistema fotovoltaico, como também as placas de advertência, como mostra a figura 33.

Figura 33 – Legendas e placas de advertência



Fonte: Autoria própria

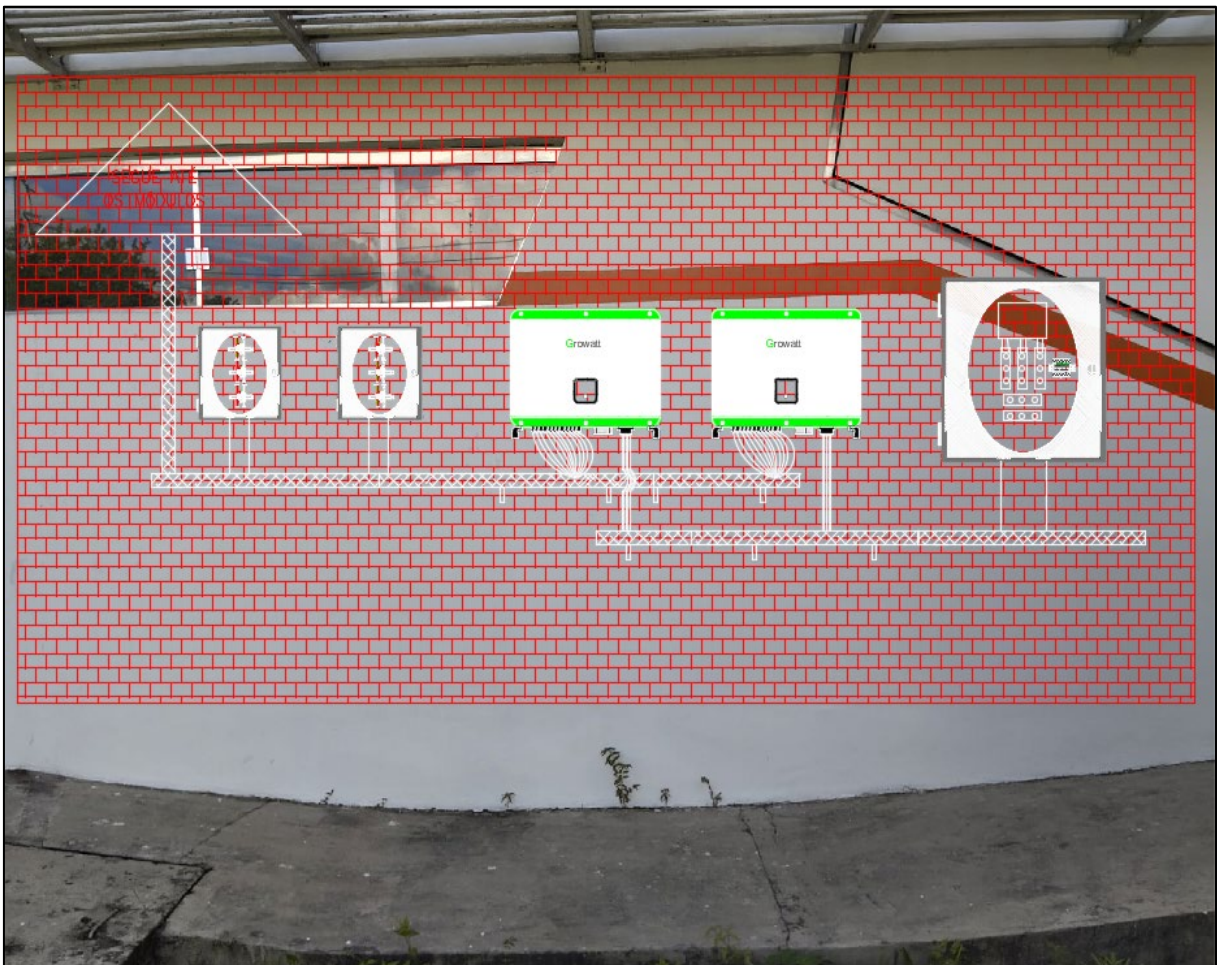
3.4 Skid dos inversores

O skid dos inversores nada mais é do que a localização dos inversores e das proteções CC e CA. A localização do skid é importante, pois quanto mais próximo é da localização dos módulos fotovoltaicos como também do QGBT, menos perdas por cabeamento teremos.

O skid dos inversores do HUB ficou localizado na lateral esquerda da unidade, próximos tanto dos módulos, quanto do QGBT do local. A figura 34 demonstra como ficou a disposição dos inversores, dos quadros de proteção CC, também chamados de String-Box e do quadro de barramento de paralelismo com suas proteções CA.

Assim como o diagrama unifilar demonstra, vale ressaltar que todas as partes metálicas que compõe o projeto, estão devidamente aterradas e equipotencialização, conforme se pede a norma NBR 5410 e a norma técnica para conexão de acessantes à rede de distribuição - minigeradores da Amazonas Energia s.a.

Figura 34 – Skid dos inversores



Fonte: Autoria própria

3.5 Levantamento de carga do HUB

O levantamento de carga é uma parte crucial do estudo, pois é através dele que saberemos o quanto a unidade do HUB está consumindo em kWh, mas o consumo do HUB não é a única variável de custo da unidade.

Como definimos no item 7.3.4 deste estudo, o HUB foi considerado como uma unidade independente, com sua medição e subestação própria conectada à rede de distribuição da concessionária, e como sua subestação e de potência é superior a 75kW, ela automaticamente se torna uma consumidora Grupo A, e por conta disso devemos estimar também qual a demanda da unidade através da análise de carga.

O levantamento de carga foi feito por um analisador de energia de modelo 434-II e marca FLUKE, onde foi analisado o consumo e as potências instantâneas da unidade durante o período de 06/06/2023 às 00:00 até 12/06/2023 às 23:59, totalizando 7 dias completos de análise.

A tabela 2 abaixo mostra os resultados de consumo obtidos pelo analisador.

Tabela 2 – Consumo diário Fora Ponta e Ponta em kWh

Data	Consumo Fora ponta(kWh)	Consumo Ponta(kWh)
terça-feira, 6 de junho de 2023	531	34
quarta-feira, 7 de junho de 2023	586	49
quinta-feira, 8 de junho de 2023	548	40
sexta-feira, 9 de junho de 2023	567	40
sábado, 10 de junho de 2023	312	-
domingo, 11 de junho de 2023	196	-
segunda-feira, 12 de junho de 2023	496	27
Média diária	462	28

Fonte: Autoria própria

Iremos utilizar essa tabela como parâmetro para estimarmos o consumo de 1 ano, como mostra a tabela 4.

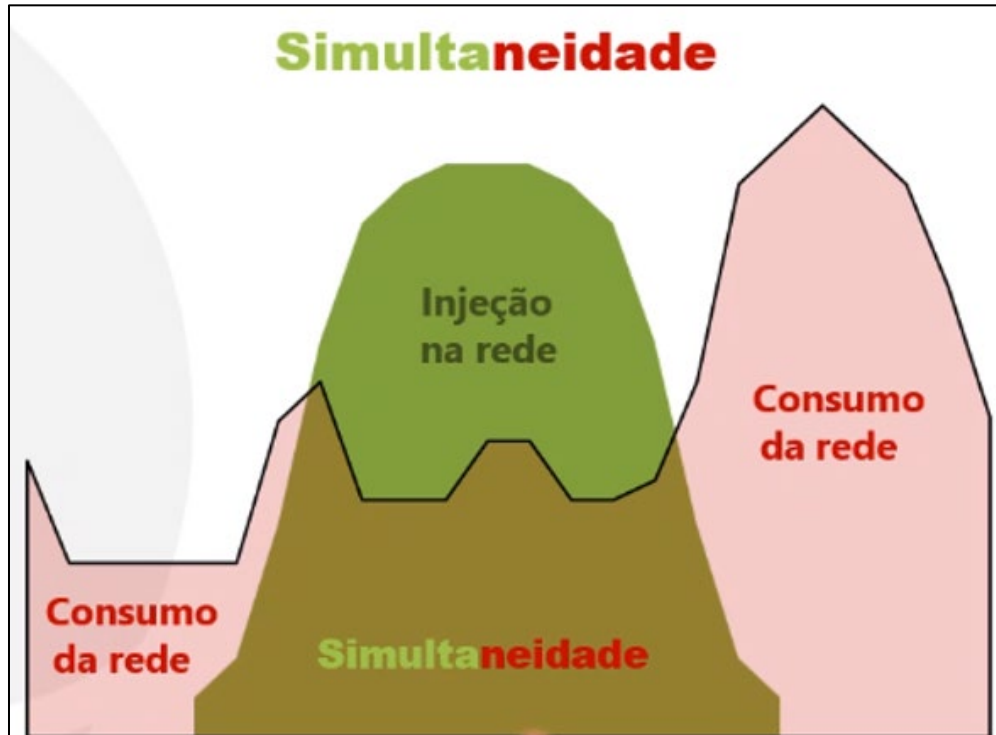
Com base nos dados de potência instantânea estimamos que a demanda contratada de carga do HUB é 50,0kW e como a potência total de inversores é 120kW, temos então que a demanda contratada de geração é 120kW.

3.6 Autoconsumo ou consumo instantâneo

O autoconsumo ou consumo instantâneo é a energia gerada pelo SFV que é consumida na mesma hora pela carga do local. É muito importante que boa parte da geração de energia elétrica seja direcionada para a carga, pois com as novas diretrizes que a lei 14.300 trouxe, determina que toda a energia que foi gerada e injetada na rede da concessionária, ao ser utilizada

no horário de ponta pelo cliente para abatimento do consumo, será cobrada uma taxa pela utilização da rede, como já vimos no item 2.10.2 deste estudo.

Figura 35 – Simultaneidade



Fonte: DCCO, sd.

Para encontrarmos o valor de energia injetada na rede, precisamos encontrar a razão entre a energia consumida instantaneamente (autoconsumo) e a geração total, conhecido como fator de simultaneidade. Como estamos na fase de projeto, não temos os dados de energia consumida instantaneamente, então para sermos conservadores nesse estudo, estimaremos um fator de simultaneidade de 0,417 ou 41,7%, ou seja, 41% da geração de energia produzida pelo SFV irá ser utilizado instantaneamente pela carga do HUB.

3.7 Preço das Tarifas do Grupo A com minigeração

Na presente data deste estudo (Fev/2024) a tarifa de energia elétrica da concessionária de energia do Amazonas, a Amazonas Energia, tem os seguintes valores para modalidade tarifária definidos pela RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.282, DE 31 DE OUTUBRO DE 2023:

- Preço da Demanda contratada de geração(R\$/kW): 23,55
- Preço da Demanda contratada de carga(R\$/kW): 33,92
- Preço da TUSD ponta(R\$/kWh): 1,70577
- Preço da TUSD fora ponta(R\$/kWh): 0,18253

- Preço da TE ponta(R\$/kWh): 0,45617
- Preço da TE fora ponta(R\$/kWh): 0,27276

É importante ressaltar que as tarifas de energia elétrica do Amazonas estão com isenção de ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços).

Vale ressaltar que para a compensação de energia elétrica ponta, deve ser considerado o Fa (Fator de ajuste) e a porcentagem do fio B do respectivo ano, sendo assim temos:

- $Fa = \frac{0,27276}{0,45617} = 0,59793$
- Preço da Fio B(R\$/kWh): 1,2428
- Porcentagem de 30% do Fio B(R\$/kWh): 0,37284

Então temos o valor real do kWh injetado para ser consumido no horário de ponta é dado pela equação 11.

$$Pr = (Xinj * Fa) * [preço(TUSD ponta + TE ponta) - PorcentagemFioB] \quad [11]$$

Onde:

Pr - Preço real do kWh injetado em R\$.

Xinj - É a quantidade de energia gerada em kWh.

Substituindo os valores na equação, temos:

$$Pr = (1 * 0,59793) * [(1,70577 + 0,45617) - 0,37284] \therefore Pr = 1,06975$$

Então o valor real do kWh injetado na rede e consumido no horário ponta é de 1,06975, que corresponde a 0,49481kWh (em 2024).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

No presente capítulo, serão apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir do estudo de caso realizado no HUB-Tecnologia e Inovação. Esta seção é fundamental para a compreensão da eficácia e impacto do projeto, abordando três principais dimensões: a produtividade da SFVCR, os custos de investimento associados à implementação do sistema solar e uma análise de payback.

4.1 Produtividade do SFVCR

A produtividade de um sistema fotovoltaico é a relação entre energia gerada e energia consumida efetivamente pela unidade. Como já vimos, antes da lei 14.300, toda energia gerada em kWh era utilizada pela unidade, após essa lei, teremos que analisar o quanto de energia que foi injetada na rede pode ser utilizada efetivamente pela unidade consumidora.

Com isso, iremos ressaltar que para fins desse estudo de caso, o Hub que é um empreendimento da EST/UEA, será considerado como uma unidade independente, com uma subestação existente de 225kVA de potência, sendo assim fazendo parte do Grupo A, Subgrupo A4(2,3 a 25kV), modalidade verde e um fator de simultaneidade de 41,7%.

4.1.1 Energia elétrica consumida instantaneamente (Autoconsumo)

A tabela 1 mostra a geração estimada de cada mês de um ano de 365 dias, a tabela 2 mostra o consumo de cada mês de um ano de 365 dias.

Tabela 3 - Energia elétrica gerada de cada mês do ano

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Geração(kWh)	13.892	12.838	14.428	13.340	14.071	15.517
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Geração(kWh)	16.142	17.856	16.934	16.927	15.759	14.463

Fonte – Autoria Própria

Tabela 4 – Energia elétrica consumida de cada mês do ano

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Consumo Fora ponta (kWh)	14.331	12.944	14.331	13.869	14.331	13.869
Consumo Ponta (kWh)	837	756	837	810	837	810
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consumo Fora ponta (kWh)	14.331	14.331	13.869	14.331	13.869	14.331
Consumo Ponta (kWh)	837	837	810	837	810	837

Fonte: Autoria própria

A tabela 5 mostra a quantidade de energia que foi utilizada pela carga instantaneamente, ou seja, autoconsumo. Vale ressaltar que o autoconsumo acontece no horário de fora ponta.

Tabela 5 – Energia elétrica gerada e consumida instantaneamente pela carga

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Autoconsumo(kWh)	5.793	5.353	6.016	5.563	5.868	6.471
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Autoconsumo(kWh)	6.731	7.446	7.061	7.059	6.572	6.031

Fonte: Autoria própria

4.1.2 Energia elétrica injetada na rede de distribuição

Retirando a energia que foi utilizada pela carga instantaneamente, temos o restante da energia gerada, que é injetada na rede elétrica de distribuição, como mostra a tabela 6.

Tabela 6 – Energia elétrica injetada na rede de distribuição

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Energia injetada(kWh)	8.099	7.485	8.412	7.777	8.203	9.046
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Energia injetada(kWh)	9.411	10.410	9.873	9.868	9.187	8.432

Fonte: Autoria própria

4.1.3 Energia elétrica injetada compensada no consumo fora ponta

A energia elétrica injetada utilizada será utilizada primeiramente pelo consumo fora ponta. A tabela 7 mostra a energia consumida fora ponta que não foi compensada pelo autoconsumo.

Tabela 7 – Energia elétrica consumida fora ponta

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Consumo Fora ponta (kWh)	8.538	7.591	8.314	8.306	8.463	7.398
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consumo Fora ponta (kWh)	7.600	6.885	6.807	7.272	7.297	8.300

Fonte: Autoria própria

Para compensar essa energia consumida fora ponta (tabela 7), será utilizado a energia gerada pela SFV injetada na rede(tabela4), com isso temos o resultado da energia compensada total fora ponta, a energia elétrica consumida fora ponta não compensada (quando houver) e a energia elétrica gerada injetada restante (quando houver).

Tabela 8 – Energia elétrica compensada fora ponta

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Energia elétrica compensada Fora ponta (kWh)	8.099	7.485	8.314	7.777	8.203	7.398
Energia elétrica não compensada(kWh)	439	106	0	529	260	0
Energia elétrica gerada restante(kWh)	0	0	97	0	0	1.648
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Energia elétrica compensada Fora ponta (kWh)	7.600	6.885	6.807	7.272	7.297	8.300
Energia elétrica não compensada(kWh)	0	0	0	0	0	0
Energia elétrica gerada restante(kWh)	1.811	3.525	3.065	2.596	1.890	132

Fonte: Autoria própria

Analisando a tabela 6, temos que nos meses de janeiro, abril e maio, a unidade do HUB irá ter que pagar energia Fora ponta e nos outros meses, todo o consumo fora ponta foi compensado pela geração.

4.1.4 Energia elétrica injetada compensada no consumo ponta

Após ser feito a compensação da energia elétrica consumida fora ponta, a energia elétrica gerada injetada restante será compensada automaticamente na energia elétrica ponta, mas diferente da compensação do consumo fora ponta que é 1kW para 1kW, terá que ser considerado a Fa (Fator de ajuste) e o custo do Fio B. Com isso temos o seguinte resultado na tabela 9.

Tabela 9 – Energia elétrica compensada ponta

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Consumo Ponta (kWh)	837	756	837	810	837	810
Energia elétrica gerada restante(kWh)	0	0	97	0	0	1.648
Energia elétrica gerada restante real(kWh)	0	0	48	0	0	816
Energia elétrica compensada ponta(kWh)	0	0	48	0	0	810
Energia elétrica creditada(kWh)	0	0	0	0	0	6
Energia elétrica consumida a ser paga(kWh)	837	756	789	810	837	0

	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consumo Ponta (kWh)	837	837	810	837	810	837
Energia elétrica gerada restante(kWh)	1.811	3.525	3.065	2.596	1.890	132
Energia elétrica gerada restante real(kWh)	896	1.744	1.517	1.285	935	65
Energia elétrica compensada ponta	837	837	810	837	810	65
Energia elétrica creditada(kWh)	59	907	707	448	125	0
Energia elétrica consumida a ser paga(kWh)	0	0	0	0	0	772

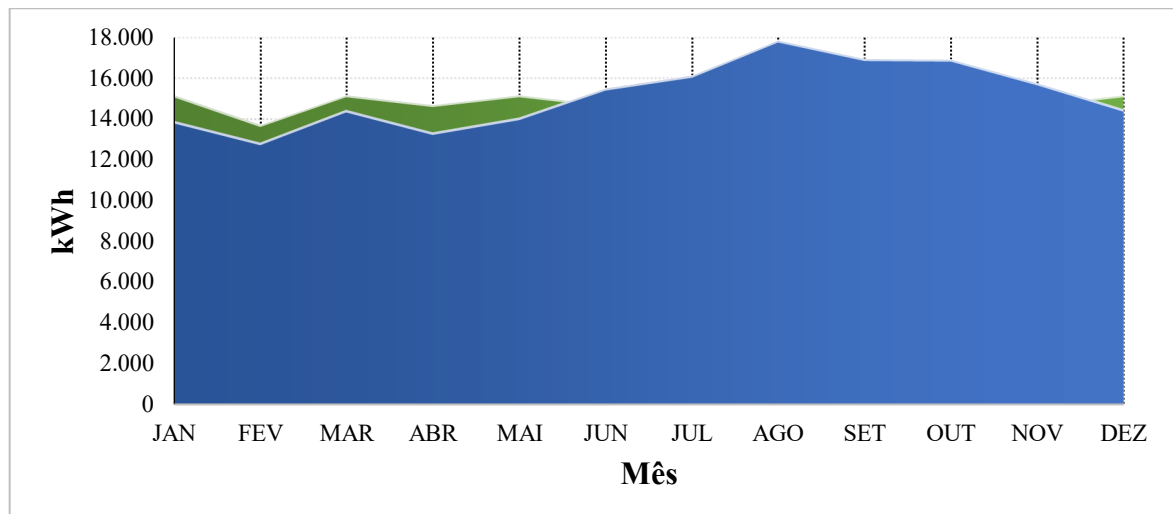
Fonte: Autoria própria

Assim temos que nos meses de agosto, setembro, outubro e novembro, a unidade do HUB não pagará consumo ponta e ainda irá gerar créditos para compensar no mês seguinte.

Como os únicos meses que tiveram energia elétrica creditada foram junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro, e o mês seguinte, dezembro não conseguiu gerar o suficiente para compensar todo o consumo ponta, então os créditos gerados nos meses anteriores irão compensar, então temos que os 772kWh de dezembro serão compensados pelos 2252kWh que estão creditados. Após essa compensação, teremos um crédito anual de 1480kWh para serem compensados no horário de ponta, ou 2991kWh para serem compensados fora ponta nos meses subsequentes.

O gráfico 1 mostra a geração anual do SFV em relação ao consumo, não considerando o fator de ajuste e o custo do fio B para a geração que foi compensada no horário de ponta.

Gráfico 1 – Comparação entre a energia gerada pelo SFVCR e energia consumida



Fonte: Autoria própria

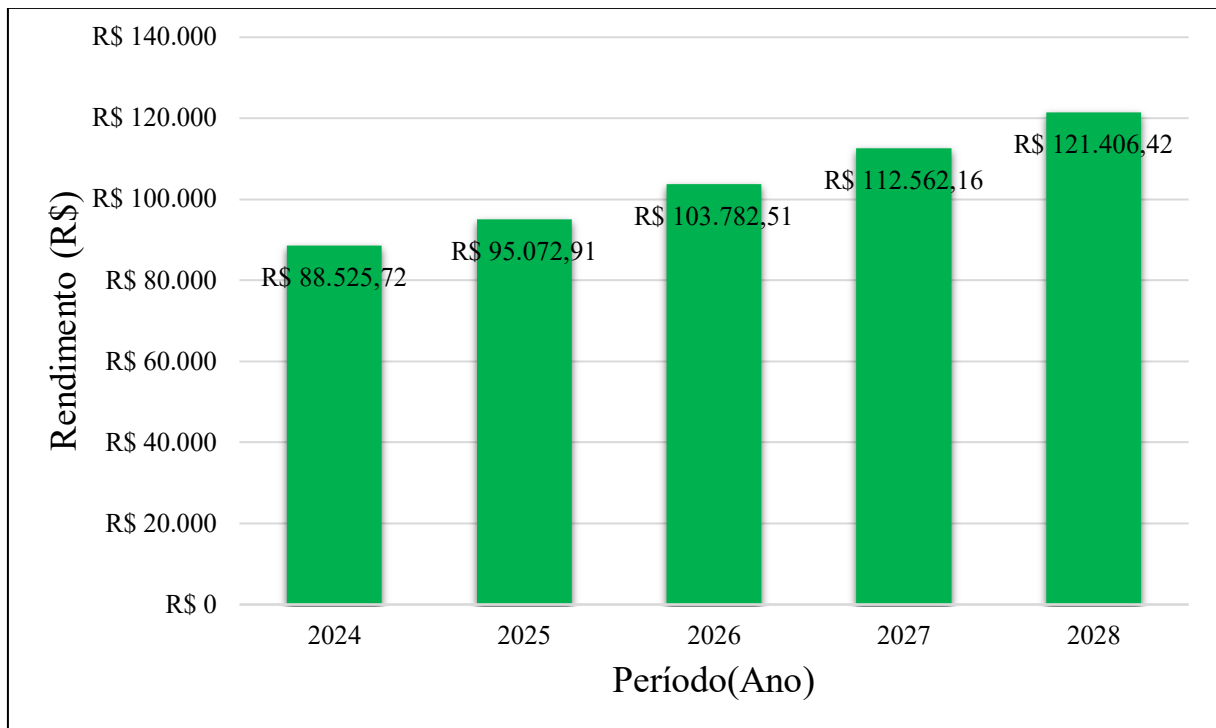
4.2 Rendimentos do SFVCR

Considerando os três tipos de compensação de energia elétrica gerada, autoconsumo, fora ponta e ponta, e seus devidos valores, o SFVCR irá gerar uma economia de R\$90.174,22. Considerando o valor de demanda contratada de geração de R\$1.648,5, temos então uma economia anual de R\$88.525,72.

Esse valor de R\$88.525,72 é considerando os valores atuais (fevereiro de 2024), se formos considerar uma variação de 10% ao ano do preço da tarifa de energia e o crescimento anual de 15% do fio B, chegando em 90% em 2028, temos os seguintes valores anuais:

- 2025: R\$95.072,91
- 2026: R\$103.782,51
- 2027: R\$112.562,16
- 2028: R\$121.406,42

Gráfico 2 – Rendimentos anuais do SFVCR no período de 5 anos



Fonte: Autoria própria

4.3 Custo de investimento

A tabela 10 mostra os preços dos materiais e serviços que serão necessários investir para que esse SFVCR seja realizado.

Tabela 10 – Custos para implementação do SFVCR

Material	Quantidade	Unidade	Valor unitário	Subtotal
Módulo solar Canadian 450Wp	320	und	R\$ 1.033,99	R\$ 330.876,8
Inversor Solar Growatt	2	und	R\$ 25.003,50	R\$ 50.007,00
Transformador 380V~127/220V	1	und	R\$ 18.790,00	R\$ 18.790,00
Cabo solar CC 6mm ² EPR	500	m	R\$ 8,39	R\$ 4.195,00
Cabo CA 25mm ² EPR	50	m	R\$ 22,15	R\$ 1.107,50
Cabo CA 70mm ² EPR	115	m	R\$ 53,19	R\$ 6.116,85
Eletroduto corrugado ½”	250	m	R\$ 6,58	R\$ 1.644,50
Eletroduto corrugado 3”	20	m	R\$ 10,25	R\$ 205,00
Eletrocalha 100x50mm	10	m	R\$ 20,45	R\$ 204,50
Barra de cobre #1.1/4X1/8"	3	m	R\$ 174,24	R\$ 522,72
Disjuntor DCM 100A	2	und	R\$ 220,00	R\$ 440,00
Disjuntor DCM 250A	1	und	R\$ 343,20	R\$ 343,20
Disjuntor DCM 400A	1	und	R\$ 981,89	R\$ 981,89
DPS CC Solar–1040V-40kA	6	und	R\$ 239,00	R\$ 1.434,00
DPS CA 275 V - 20 kA	4	und	R\$ 43,13	R\$ 172,52
Conector MC4 (macho)	48	und	R\$ 6,26	R\$ 300,48
Conector MC4 (fêmea)	48	und	R\$ 5,06	R\$ 242,88
Fusível solar CC 15A	48	und	R\$ 17,00	R\$ 816,00
Porta Fusíveis	48	und	R\$ 34,95	R\$ 1.677,60
Kit de fixação 4 módulos	80	und	R\$ 225,00	R\$ 18.000,00
Quadro Painel 80x60x20	1	und	R\$ 484,97	R\$ 484,97
Quadro Painel 60x60x20	2	und	R\$ 319,27	R\$ 638,54
Serviços de mão de obra				
	Quantidade	unidade	Valor unitário	Subtotal
Projeto	144.000	Wp	R\$ 0,03	R\$ 4.320,00
Instalação	144.000	Wp	R\$ 0,60	R\$ 86.400,00
			Total(R\$)	R\$ 529.921,95

Fonte: Autoria própria

4.4 Análise de Payback

O Payback é uma métrica utilizada para avaliar o período necessário para recuperar o investimento inicial em um projeto. No caso do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) desse estudo, o cálculo do Payback pode ser realizado da seguinte forma:

$$Payback = \frac{R\$ Investimento Total}{R\$ Rendimento Anual} \quad [12]$$

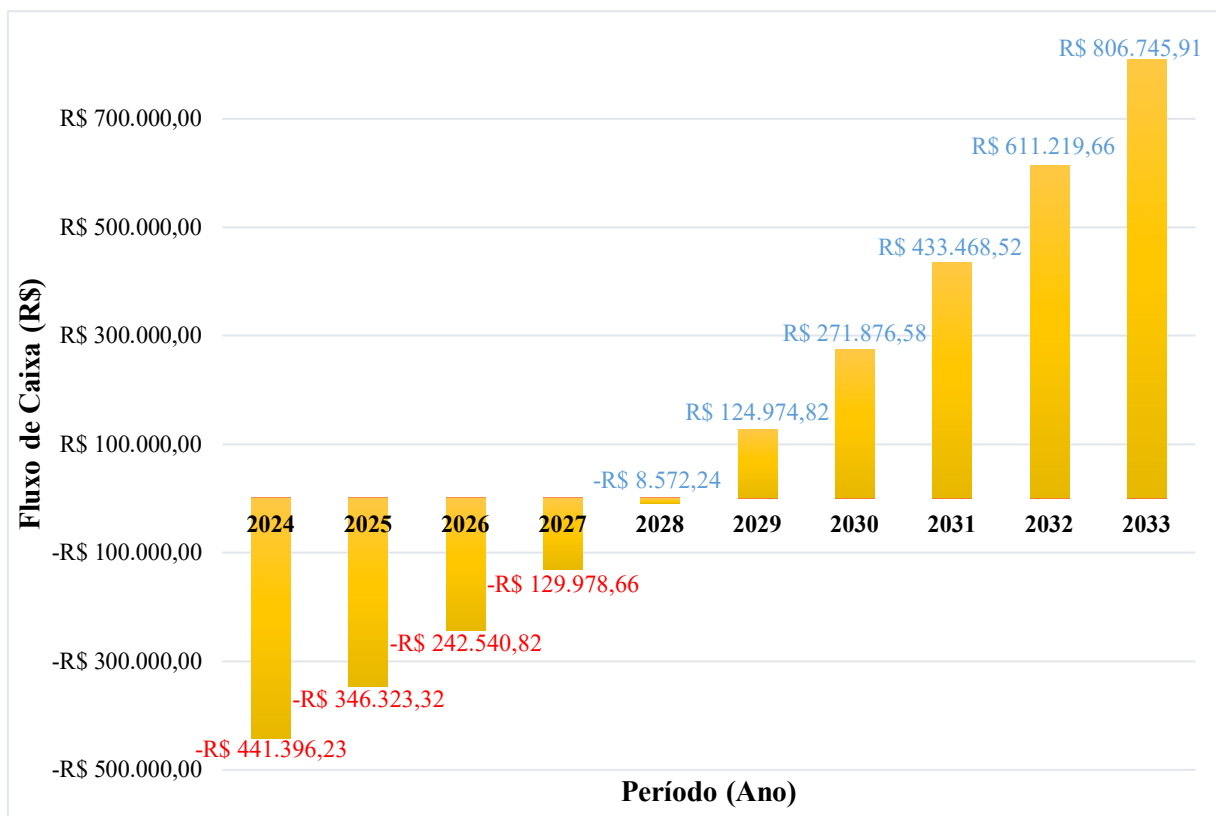
Substituindo os valores temos:

$$\text{Payback} = \frac{\text{R\$ } 529.921,95}{\text{R\$ } 88.525,72} = 5,98 \text{ anos} \cong 72 \text{ meses}$$

Portanto, com base nos valores fornecidos, o payback para o SFVCR seria aproximadamente 5,98 anos ou 72 meses. Isso significa que levaria cerca de 72 meses para recuperar o investimento inicial de R\$ 529.921,95 com os rendimentos anuais de R\$ 88.525,72.

Utilizamos para calcular o payback o rendimento apenas do primeiro ano de geração, mas como já vimos, esse valor varia por conta do aumento do preço da energia elétrica, como também a porcentagem do fio B aumentando até 2028, então para chegamos no valor de meses que esse investimento irá se pagar, iremos considerar essas especificações, como também uma porcentagem fixa do Fio B de 90% após 2028, então conforme o gráfico 3 temos a seguinte projeção para os próximos 10 anos:

Gráfico 3 – Fluxo de caixa anuais do SFVCR no período de 10 anos



Fonte: Autoria própria

Analisando o gráfico 3, obtemos um payback real de apenas 4 anos, ou seja, o SFVCR irá “se pagar” em 48 meses de geração de energia elétrica.

5. CONCLUSÃO

O estudo revelou resultados impressionantes em termos de economia de energia para o HUB - Tecnologia e Inovação da UEA. Ao calcular e analisar os valores anuais de consumo de energia elétrica, temos que sem um SFVCR o custo de energia elétrica é de R\$98.128,95 e com um SFVCR temos um custo de R\$9.603,23, uma economia substancial de R\$88.525,72 na conta de energia, que corresponde a aproximadamente 90,21% no ano de 2024. Essa projeção significativa da redução nos custos energéticos é atribuída à eficiência do sistema fotovoltaico conectado à rede projetado.

Além disso, ao considerar uma projeção para os anos subsequentes, prevemos uma economia estável de 84,50% a partir do ano de 2028, considerando as mudanças nas tarifas de energia, especialmente com a porcentagem da cobrança sobre o uso do fio B atingindo 90% em 2028. Essa previsão detalhada leva em conta os fatores regulatórios, garantindo uma projeção realista e confiável.

Um aspecto notável deste projeto é o rápido retorno do investimento. O payback, ou período necessário para recuperar os custos da instalação, é estimado em apenas 4 anos. Isso não apenas destaca a viabilidade financeira da implementação do sistema fotovoltaico, mas também ressalta a sustentabilidade econômica a longo prazo.

Assim, este estudo não apenas demonstra a eficácia de um projeto de geração fotovoltaica conectado à rede, mas também valida a tomada de decisão estratégica em prol da sustentabilidade e economia de recursos para o HUB - Tecnologia e Inovação da UEA.

6. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Entenda a Tarifa: Postos Tarifários**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 3 de fevereiro de 2024.

ALTERNATIVE ENERGY INSTITUTE. **Grid-Tied Photovoltaic Systems**. [S.D]. Disponível em: <http://www.altenergy.org/renewables/solar/grid-tied-photovoltaic-systems.html> Acesso em 22 de março de 2023.

ANEEL. (2023). REH20233282TI. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233282ti.pdf>

BUENO, Enio Pereira, et. al. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos, 2017 2.ed.INPE, 2017. 88p.: il. (E-BOOK).

BLUESOL. **Célula fotovoltaica**. 2022. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/celula-fotovoltaica-guia-completo/> >. Acesso em 08 de, março de 2023

BRASIL. Lei nº 14.300, de 29 de março de 2022. Dispõe sobre a microgeração distribuída de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 mar. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm. Acesso em: 15 de janeiro de 2024.

Lushan Road, SND, Suzhou.2022. **CSI Solar Co., Ltd.** 199, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com.

CANAL SOLAR. **Consumidores do Grupo A faturados como Grupo B**. 2019. Disponível em: [https://canalsolar.com.br/consumidores-do-grupo-a-faturados-como-grupo-b/#:~:text=O%20grupo%20A%20\(alta%20tens%C3%A3o,estabelecimentos%20comerciais%20de%20grande%20porte](https://canalsolar.com.br/consumidores-do-grupo-a-faturados-como-grupo-b/#:~:text=O%20grupo%20A%20(alta%20tens%C3%A3o,estabelecimentos%20comerciais%20de%20grande%20porte). Acesso em: 21 de janeiro de 2024.

Parte superior do formulário

DCCO. (S.D.). Energia Solar. Disponível em: <https://www.dcco.com.br/energia-solar/>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2024

ENERGO ENGENHARIA. **Regra de Transição para Projetos de Energia Solar**. Disponível em: <https://energo.eng.br/not%C3%ADcia/regra-de-transicao-para-projetos-de-energia-solar/>. Acesso em: 20 de janeiro de 2024.

ENGENHARIA ELÉTRICA BRASIL. **Conheça os principais tipos de sistemas fotovoltaicos**. 2021. Disponível em: <https://www.engenhariaeletricabrasil.com/2021/06/11/conheca-os-principais-tipos-de-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em 22 de março de 2023.

GÓMEZ, J.M. Rodríguez; Carlesso F.; Vieira L. E.; Silva L. Da. **A irradiância solar: conceitos básicos. Revista Brasileira de Ensino de Física.** São Paulo, vol. 40, nº 3, e3312 (2018).

GROWATT. (S.D.). Produto63282IdArquivo26356. Disponível em: <https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto63282IdArquivo26356.pdf>

NEOSOLAR. Microinversor Solar. [S.D]. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor>>. Acesso em 11 de janeiro de 2024.

PINHO, João Tavares;GALDINO, Marco Antonio. Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPTEL- CRESESEB. 2014.

PORTAL SOLAR. **Lei 14.300/2022: Marco Legal da Geração Distribuída.** [S.D]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/lei-14300>. Acesso em: 20 de janeiro de 2024.

PORTAL SOLAR. **Quem criou a energia solar? História da energia solar.** [S.D]. Disponível em: < <https://www.portalsolar.com.br/historia-e-origem-da-energia-solar>>. Acesso em 13 de março de 2023.

PORTAL SOLAR. **Sistemas Fotovoltaicos On-Grid: o que são e como funcionam.** [S.D]. Disponível em: < <https://www.portalsolar.com.br/sistemas-fotovoltaicos-on-grid-o-que-sao-e-como-funcionam.html>> Acesso em 22 de março de 2023.

SOLAR-ESTIMATE.ORG. **Grid-tied solar PV systems.** [S.D]. Disponível em: < <https://www.solar-estimate.org/solar-panels/grid-tied> > Acesso em 23 de março de 2023.

SOLMAIS. **O que é Tarifa Fio B: Entenda como ficará a cobrança.** 2023. Disponível em: <https://solmais.com.br/blog/o-que-e-tarifa-fio-b-entenda-como-ficara-a-cobranca/>. Acesso em: 27 de janeiro de 2024.

UNICENTRO. **Alexandre edmond becquerel (1820-1891): o criador da célula solar.** 2021. Disponível em: < <https://www3.unicentro.br/petfisica/2021/12/17/alexandre-edmond-becquerel-1820-1891-o-criador-da-celula-solar>>. Acesso em 10 de março de 2023

ZILES, Roberto et al. **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** Belém: Editora Oficina de Texto. 2012.