

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Marcelo Gouveia Junior

**Projeto fotovoltaico para suprir 20% da energia
consumida na Universidade de São Paulo – Campus São
Carlos - Fase 1 e 2**

São Carlos

2024

Marcelo Gouveia Junior

**Projeto fotovoltaico para suprir 20% da energia
consumida na Universidade de São Paulo – Campus São
Carlos - Fase 1 e 2**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Elmer Pablo Tito Cari

**São Carlos
2024**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

G719p	Gouveia Junior, Marcelo Projeto fotovoltaico para suprir 20% da energia consumida na Universidade de São Paulo – Campus São Carlos - Fase 1 e 2 / Marcelo Gouveia Junior; orientador Elmer Pablo Tito Cari. São Carlos, 2024. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2024. 1. Energia fotovoltaica. 2. Memorial. 3. Avaliação econômica. I. Título.
-------	--

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Marcelo dos Santos Gouveia Júnior

Título: “Projeto fotovoltaico para suprir 20% da energia consumida na Universidade de São Paulo – Campus São Carlos - Fase 1 e 2”

**Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 07 / 08 / 2024 ,**

com NOTA 10,0 (dez , zero), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado Elmer Pablo Tito Cari - Orientador - SEL/EESC/USP

Mestre Gustavo Henrique de Paula Santos - Doutorando EESC/USP

Mestre Edsson Frank Medina Vigoria - EESC/USP

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Professor Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior**

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a minha mãe, Naefy, e a meu pai, Marcelo, por sempre acreditarem em mim e me apoiarem durante toda a minha trajetória acadêmica.

Ao professor Elmer Pablo Tito Cari, pela sua orientação e a oportunidade de ter ajudado a desenvolver um projeto significativo para a minha alma mater.

Aos membros e companheiros do Laboratório de Análise Computacional em Sistemas Elétricos de Potência (LACOSEP) pelas colaborações no desenvolvimento deste trabalho.

Aos funcionários da USP do campus de São Carlos, em especial ao João Batista Casolli, Jorge Luís Dechechi e Vivaldo de Souza Junior pela ativa colaboração durante o desenvolvimento do projeto, auxiliando durante as visitas técnicas e com o fornecimento de toda a documentação elétrica fundamental para elaboração deste memorial.

Aos amigos que fiz durante a graduação, em especial ao Luis Felipe Feitosa (Philco), ao Marcelo Otani (Taraki), ao Pedro Augusto Zagabria (Harry) ao Rodrigo Riromitsu Goulart Sobue (Show) e ao Vitor Hoshika (Jaspion) com quem dividi longas noites de estudos, risos e conversas profundas durante toda a graduação.

"Quem tem um porquê, enfrenta qualquer como."

Friedrich Nietzsche

RESUMO

Junior, M. G. **Projeto fotovoltaico para suprir 20% da energia consumida na Universidade de São Paulo – Campus São Carlos - Fase 1 e 2.** 2024. 167p. Monografia - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024.

Este trabalho fez parte de um projeto maior denominado "Geração de energia própria e renovável" da comissão "GT-Gestão Energética" que foi criado para promover o estudo de questões de energia nos campus da Universidade de São Paulo (USP). Na unidade de São Carlos a principal ação tomada foi a adoção da energia proveniente do sol por meio da instalação de unidades geradoras fotovoltaicas em diversos prédios do campus, incluindo as Áreas 1 e 2 do campus. O projeto teve como objetivo geral suprir 20% do total de potência consumidos em ambas as áreas do campus de São Carlos. Este projeto foi dividido em duas fases, tendo a primeira etapa já sido estudada, tendo alcançado um total de 9,37% de energia suprida para a área 1 e 8,74% para a área 2 com um total de 16 instalações.

A fim de alcançar o objetivo inicial de 20% da energia consumida, este trabalho propôs a produção de um memorial descritivo, documento necessário para a implementação dos Sistemas Fotovoltaicos no campus da USP de São Carlos que será feita por meio de uma licitação pública no futuro, por meio de várias fases como a realização da análise das contas de energia da universidade, cálculo da energia fotovoltaica a ser gerada para compensar a porcentagem de energia consumida, cálculo da potência fotovoltaica a ser instalada, escolha dos prédios por meio de drones, estudo de sombreamento via Google Earth e visitas técnicas, dimensionamento dos módulos e inversores. Além da elaboração do memorial descritivo (anteprojeto), este trabalho também realizou uma avaliação econômica do projeto, levando em consideração alguns parâmetros como fluxo de caixa, taxa mínima de atratividade, valor presente líquido, taxa interna de retorno e *payback*.

Após as análises realizadas neste trabalho, na USP Área I, foram identificados 26 instalações, resultando em uma capacidade de 1,3MW da potência CA, resultando em 18,76% suprido por meio da energia fotovoltaica em relação ao consumo total da área I. A expectativa média de geração no primeiro ano é de 2340,27 MWh para a área I. Na USP Área II, foram identificados 3 prédios, resultando em uma capacidade de 0,3MW da potência CA, resultando em 20,89% suprido por meio da energia fotovoltaica em relação ao consumo total da área II. A expectativa média de geração no primeiro ano é de 582,21 MWh para a área II. O *payback* médio para ambas as áreas é de 5 anos e meio.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica. Memorial. Avaliação econômica.

ABSTRACT

Junior, M. G. **Photovoltaic project to supply 20% of the energy consumed in University of São Paulo – Campus São Carlos - Phase 1 and 2.** 2024. 167p.
Dissertation (TCC) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024.

This work was part of a larger project called "Generation of own and renewable energy" by the "GT-Gestão Energética" committee, which was created to promote the study of energy issues on the campuses of the University of São Paulo (USP). At the São Carlos campus, the main action taken was the adoption of energy from the sun through the installation of photovoltaic generating units in several buildings on the campus, including Area 1 and Area 2 of the campus. The project's overall objective was to supply 20% of the total power consumed in both areas of the São Carlos campus. This project was divided into two phases, with the first phase already having been studied, having achieved a total of 9.37% of energy supplied to Area 1 and 8.74% to Area 2, with a total of 16 installations.

In order to achieve the initial objective of 20% of the energy consumed, this work proposed the production of a descriptive memorial, a document necessary for the implementation of the Photovoltaic systems on the USP São Carlos campus, which will be carried out through a public tender in the future, through several phases such as analyzing the university's energy bills, calculation of the photovoltaic energy to be generated to compensate the percentage of energy consumed, calculation of the photovoltaic power to be installed, choice of buildings through of drones, shading study via Google Earth and technical visits, dimensioning of modules, sizing of inverters. In addition to preparing the descriptive memorial (preliminary project), this work also carried out an economic evaluation of the project, taking taking into account some parameters such as cash flow, minimum attractiveness rate, net present value, internal rate of return and payback.

After the analyzes carried out in this work, at USP Area I, 25 buildings were identified and a mini power plant, resulting in a capacity of 1.3MW of AC power, resulting 18.76% supplied through photovoltaic energy in relation to the total consumption of the area I. The average generation expectation in the first year is 2340.27 MWh for area I. In USP Area II, 3 buildings were identified, resulting in a capacity of 0.3MW of AC power, resulting in 20.89% supplied through photovoltaic energy in relation to to the total consumption of area II. The average generation expectation in the first year is 582.21 MWh for area II. The average payback for both areas is 5 and a half years

Keywords: Photovoltaics. Descriptive memorial. Economic evaluation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – SIN - 2024.	29
Figura 2 – Consumo de energia elétrica por classe - 2024.	30
Figura 3 – Matriz Elétrica Brasileira - 2024.	35
Figura 4 – Mapas solarimétricos - Comparativo Alemanha e Brasil.	36
Figura 5 – Projeção da BNFE para a matriz elétrica brasileira em 2050.	37
Figura 6 – Estudo de capacidade do SIN para recebimento de energia renováveis variáveis.	39
Figura 7 – Expansão necessária nas linhas de transmissão para escoar produção de energia elétrica.	39
Figura 8 – Expansão necessária nas subestações para escoar produção de energia elétrica.	40
Figura 9 – Histórico de preços de células FV de silício no mundo.	41
Figura 10 – Geração distribuída FV no Brasil por Classe - Número de sistemas. . . .	43
Figura 11 – Geração distribuída FV no Brasil por Classe - Potência instalada. . . .	44
Figura 12 – Esquemático dos passos da metodologia.	48
Figura 13 – Mapa das áreas 1 e 2 do Campus de São Carlos da USP.	49
Figura 14 – Divisão das unidades consumidoras do campus de São Carlos.	50
Figura 15 – Esquema tarifário grupo A.	51
Figura 16 – Metodologia para análise dos prédios.	55
Figura 17 – Arquivos .kmz de análise de sombreamento acoplados ao Google Earth. .	56
Figura 18 – Resultado do aeromapeamento - Solstício de inverno.	56
Figura 19 – <i>Datasheet</i> - CS6W-550MS - Canadian.	59
Figura 20 – Exemplo de dimensionamento dos módulos fotovoltaicos.	60
Figura 21 – Esquema de operação do sistema com controle de injeção de potência à rede.	64
Figura 22 – Esquema de ligação entre o <i>smart meter</i> e o inversor.	65
Figura 23 – Diagrama unifilar para o sistema zero export.	66
Figura 24 – Sombreamento através do estudo aerofotogramétrico para o bloco D. . .	68
Figura 25 – Fotografia atualizada do Bloco D.	68
Figura 26 – Localização do inversor fotovoltaico e quadro secundário CA.	69
Figura 27 – Infraestrutura necessária para o Bloco D.	70
Figura 28 – Quadro principal CA - Secundário do transformador.	70
Figura 29 – Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos para o Bloco D.	71
Figura 30 – <i>Datasheet</i> do inversor fotovoltaico MAX73KTL3-XL2.	73
Figura 31 – Distribuição de strings.	74
Figura 32 – Distribuição de MPPTS.	74

Figura 33 – Cálculo de queda de tensão.	77
Figura 34 – Resumo de itens para o Bloco D.	81
Figura 35 – Distribuição da potência CA - Área I.	82
Figura 36 – Sistemas fotovoltaicos selecionados - Área I.	84
Figura 37 – Sistemas fotovoltaicos selecionados - Área II.	86
Figura 38 – Fluxograma entre fontes primárias e secundárias de energia.	97
Figura 39 – Consumo de Energia elétrica mundial - 1985 a 2022.	98
Figura 40 – Divisão da matriz elétrica mundial - 1985 a 2022.	99
Figura 41 – Geração de eletricidade por fontes de baixo carbono - 1985 a 2022.	100
Figura 42 – Demonstração ilustrativa de um Fluxo de Caixa.	102
Figura 43 – Irradiação solar diária média para a cidade de São Carlos.	106
Figura 44 – Geração fotovoltaica - UC norte.	108
Figura 45 – Crescimento da tarifa de energia elétrica.	109
Figura 46 – Fluxo de caixa - UC norte.	111
Figura 47 – Fluxo de caixa acumulado - UC norte.	111
Figura 48 – Previsão de geração x Crescimento da tarifa - UC norte.	112
Figura 49 – Geração fotovoltaica - UC Sul.	114
Figura 50 – Fluxo de caixa - UC sul.	115
Figura 51 – Fluxo de caixa acumulado - UC sul.	116
Figura 52 – Previsão de geração x Crescimento da tarifa - UC sul.	116
Figura 53 – Geração fotovoltaica - UC Física I.	118
Figura 54 – Fluxo de caixa - UC física I.	119
Figura 55 – Fluxo de caixa acumulado - UC física I.	120
Figura 56 – Previsão de geração x Crescimento da tarifa - UC física I.	120
Figura 57 – Geração fotovoltaica - UC física II.	122
Figura 58 – Fluxo de caixa - UC física II.	123
Figura 59 – Fluxo de caixa acumulado - UC física II.	124
Figura 60 – Previsão de geração x Crescimento da tarifa - UC física II.	124
Figura 61 – Geração fotovoltaica - UC área II.	126
Figura 62 – Fluxo de caixa - UC área II.	127
Figura 63 – Fluxo de caixa acumulado - UC área II.	128
Figura 64 – Previsão de geração x Crescimento da tarifa - UC área II.	128

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resenha Energética Brasileira - Capacidade Instalada (MW).	32
Tabela 2 – 10 países com maior capacidade instalada de geração fotovoltaica no ano de 2022.	37
Tabela 3 – Cálculo da potência necessária para chegar em 20% na Área I.	54
Tabela 4 – Cálculo da potência necessária para chegar em 20% na Área II.	54
Tabela 5 – Comparação entre as saídas das séries fotovoltaicas e a entrada do inversor.	76
Tabela 6 – Sistemas fotovoltaicos selecionados - ÁREA I.	83
Tabela 7 – Relação geração por consumo - UC Área I.	85
Tabela 8 – Sistemas fotovoltaicos selecionados - Área II.	85
Tabela 9 – Relação geração por consumo - UC Área II.	87
Tabela 10 – Resumo da avaliação econômica do projeto.	87
Tabela 11 – Irradiação solar diária média para a cidade de São Carlos.	106
Tabela 12 – Consumo anual de energia e total pago da UC Norte.	107
Tabela 13 – Geração fotovoltaica - UC Norte.	108
Tabela 14 – Variáveis econômicas utilizadas para os cálculos do projeto.	110
Tabela 15 – Análise financeira - UC Norte.	110
Tabela 16 – Índices de viabilidade econômica - UC norte.	112
Tabela 17 – Consumo anual de energia e total pago da UC Sul.	113
Tabela 18 – Geração fotovoltaica - UC Sul.	113
Tabela 19 – Análise financeira - UC Sul.	115
Tabela 20 – Índices de viabilidade econômica - UC sul.	117
Tabela 21 – Consumo anual de energia e total pago da UC Física I.	117
Tabela 22 – Geração fotovoltaica - UC Física I.	118
Tabela 23 – Análise financeira - UC Física I.	119
Tabela 24 – Índices de viabilidade econômica - UC física I.	121
Tabela 25 – Consumo anual de energia e total pago da UC Física II.	121
Tabela 26 – Geração fotovoltaica - UC física II.	122
Tabela 27 – Análise financeira - UC física II.	123
Tabela 28 – Índices de viabilidade econômica - UC física II.	125
Tabela 29 – Consumo anual de energia e total pago da UC Área II.	125
Tabela 30 – Geração fotovoltaica - UC área II.	126
Tabela 31 – Análise financeira - UC área II.	127
Tabela 32 – Índices de viabilidade econômica - UC área II.	128

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
BNEF - Bloomberg New Energy Finance
BEC - SP - Bolsa Eletrônica de Compras de São Paulo
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDCC - Centro de Divulgação Científica e Cultural
CRHEA - Centro de Recursos Hídricos e Estudos Ambientais
CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária
CA - Corrente Alternada
CC - Corrente Contínua
CSC - Current-Sourced Converter
CNE - Custo Nivelado de Energia
CUASO - Cidade Universitária Armando de Salles Oliveira
EMUC - Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
EESC - Escola de Engenharia de São Carlos
FEEC - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
FPO - Fluxo de Potência Ótimo
FV - Fotovoltaica
GEE - Gases de Efeito Estufa
GD - Geração Distribuída
GIZ - Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GT - Grupo de Trabalho
HVDC - High Voltage Direct Current Transmission
ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IES - Instituições de Ensino Superior
IFES - Instituições Federais de Ensino Superior
IAU - Instituto de Arquitetura e Urbanismo
ICMC - Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação
IFSC - Instituto de Física de São Carlos
IQSC - Instituto de Química de São Carlos
IEA - International Energy Agency
IoT - Internet das Coisas
LACoSEP - Laboratório de Análises Computacionais em Sistemas Elé-

tricos de Potência

MME - Ministério de Minas e Energia

NDC - Nationally Determined Contribution

ODS - Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

ONU - Organização das Nações Unidas

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

PNE - Plano Nacional de Energia

PUSP-SC - Prefeitura de São Carlos

PERS - Programa de Energia de Reserva Social

Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RMC - Região Metropolitana do Cariri

RN - Resolução Normativa

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia

SIN - Sistema Interligado Nacional

SFV - Sistemas Fotovoltaicos

SFCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TIR - Taxa Interna de Retorno

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

TDR - Tempo Descontado de Retorno

TC - Transformador de Corrente

TP - Transformadores de Potencial

UC - Unidade consumidora

UV - Ultravioleta

USP - Universidade de São Paulo

UFPB - Universidade Federal da Paraíba

UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

UFES - Universidade Federal do Espírito Santo

UFRGS - Universidade Federal do Rio Grande do Sul

VPL - Valor Presente Líquido

VAUE - Valor Anual Uniforme Equivalente

WWF - World Wide Fund for Nature

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E MOTIVAÇÃO	21
1.1	Acordo de Paris sobre mudanças climáticas	21
1.2	Necessidade de diversificação da matriz elétrica	22
1.3	Objetivos	25
1.3.1	Objetivo geral	26
1.3.2	Objetivos específicos	26
1.3.3	Estrutura do trabalho	26
2	REFERENCIAL TEÓRICO	28
2.1	Geração distribuída no Brasil	28
2.2	Cenário da energia fotovoltaica no Brasil	30
2.2.1	Resolução Normativa nº 482/2012	30
2.2.2	Resolução Normativa nº 512/2012	31
2.2.3	Resolução Normativa nº 687/2015	32
2.2.4	Lei 14.300/2022	33
2.3	Potencial de geração de energia fotovoltaica brasileira	35
2.3.1	Planejamento futuro para a matriz elétrica brasileira	37
2.4	O papel da universidade na transição energética	40
2.4.1	O consumo elétrico das universidades	42
3	METODOLOGIA	48
3.1	O Campus de São Carlos	48
3.1.1	A distribuição elétrica do campus	49
3.1.2	A tarifação elétrica do campus	51
3.2	O projeto fotovoltaico no Campus de São Carlos	51
3.3	Análise do consumo energético e energia fotovoltaica necessária para o campus	52
3.4	Análise dos possíveis prédios	55
3.4.1	Primeira etapa: Aeromapeamento	55
3.4.2	Segunda etapa: Drone	56
3.4.3	Terceira etapa: Visitas técnicas	57
3.4.4	Quarta etapa: Laudo estrutural	58
3.5	Dimensionamento dos arranjos fotovoltaicos	59
3.6	Dimensionamento dos inversores fotovoltaicos	61
3.6.1	Inversores com controle da injeção de potência à rede	63

3.6.2	Inversores fotovoltaicos com controle de injeção de potência à rede no campus da USP de São Carlos	65
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	67
4.1	Análise e aquisição de dados	67
4.2	Dimensionamento do sistema	71
4.2.1	Dimensionamento dos módulos	71
4.2.2	Dimensionamento do inversor	72
4.2.3	Dimensionamento das <i>strings</i> /MPPT	73
4.2.4	Dimensionamento dos cabos CC e CA	76
4.2.5	Dimensionamento da proteção, manobra e monitoramento	78
4.3	Documentação para licitação (memorial descritivo)	79
5	RESULTADOS	82
5.1	Sistemas fotovoltaicos	82
5.1.1	Área I	82
5.1.2	Área II	85
5.2	Avaliação econômica	87
6	CONCLUSÃO	88
	REFERÊNCIAS	90
	APÊNDICES	95
	APÊNDICE A – CENÁRIO DAS FONTES DE ENERGIA NO MUNDO	96
A.1	Fontes de energia	96
A.2	Cenário da energia elétrica no mundo	98
	APÊNDICE B – ANÁLISE FINANCEIRA	102
B.1	Avaliação econômica	102
B.1.1	Fluxo de caixa	102
B.1.2	Taxa Mínima de Atratividade	103
B.1.3	Valor Presente Líquido	103
B.1.4	Taxa Interna de Retorno	104
B.1.5	Retorno econômico do investimento (<i>payback</i>)	105
	APÊNDICE C – DETALHES DA AVALIAÇÃO ECONÔMICA	106
C.1	Avaliação econômica	106
C.1.1	Área I	107

C.1.1.1	Unidade consumidora norte	107
C.1.1.2	Unidade consumidora sul	113
C.1.1.3	Unidade consumidora física I	117
C.1.1.4	Unidade consumidora física II	121
C.1.2	Área II	125

ANEXOS 131

ANEXO A – MEMORIAL (VERSÃO REDUZIDA) 132

ANEXO B – DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFORMADORES PELO CAMPUS DE SÃO CARLOS - ÁREA I 164

ANEXO C – DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFORMADORES PELO CAMPUS DE SÃO CARLOS - ÁREA II 166

1 INTRODUÇÃO E MOTIVAÇÃO

A era contemporânea, muitas vezes denominada de Antropoceno, está marcada pelo impacto avassalador das atividades humanas sobre o delicado equilíbrio ambiental, impulsionado pela incessante busca pelo progresso econômico. As transformações nos hábitos de consumo e na relação do homem com a natureza têm gerado consequências devastadoras para o planeta. Este cenário é ainda mais alarmante devido ao avanço tecnológico e às estruturas sociais em constante evolução. Como resultado, o ecossistema enfrenta perdas consideráveis em sua diversidade biológica, aumento da contaminação ambiental e escassez de recursos naturais, agravando um dos maiores desafios do nosso tempo: as mudanças climáticas ([BANSAL, 2019](#)).

1.1 Acordo de Paris sobre mudanças climáticas

À medida que as dificuldades no controle das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEEs) se intensificam, crescem as pressões internacionais para a adoção de medidas que freiem o avanço do aquecimento global. Neste contexto, políticas públicas e ações de órgãos internacionais são necessárias para guiar e regulamentar ações pertinentes a este tema, cada um com suas metas específicas para a redução das emissões de GEEs.

A mais importante foi o Acordo Internacional sobre Mudanças Climáticas de 2015 realizado em Paris, conhecido como Acordo de Paris. O Acordo de Paris é um compromisso mundial sobre as alterações climáticas e prevê metas para a redução dos GEE. O acordo foi assinado por 195 países, entre eles, o Brasil. Desde o acordo surgiram os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), estipulados pela Organização das Nações Unidas (ONU), os quais abrangem aspectos que no futuro nos permitirá viver de forma sustentável. O sétimo ODS propõe a "Energia limpa e acessível", esses objetivos possuem correlação total com o trabalho que será desenvolvido nesse projeto final. Tal objetivo é caracterizado da seguinte forma ([ONU, 2015](#)):

- Até 2030, assegurar o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia;
- Até 2030, aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global;
- Até 2030, dobrar a taxa global de melhoria da eficiência energética;
- Até 2030, reforçar a cooperação internacional para facilitar o acesso a pesquisa e tecnologias de energia limpa, incluindo energias renováveis, eficiência energética e tec-

nologias de combustíveis fósseis avançadas e mais limpas, e promover o investimento em infraestrutura de energia e em tecnologias de energia limpa;

- Até 2030, expandir a infraestrutura e modernizar a tecnologia para o fornecimento de serviços de energia modernos e sustentáveis para todos nos países em desenvolvimento, particularmente nos países menos desenvolvidos, nos pequenos Estados insulares em desenvolvimento e nos países em desenvolvimento sem litoral, de acordo com seus respectivos programas de apoio.

Para alcançar tais metas estipuladas, um termo passa a tomar espaço em diversos contextos, seja ele econômico, ambiental ou social: a transição energética. A transição energética refere-se à mudança gradual do sistema energético de uma sociedade, substituindo gradualmente fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis e não renováveis por fontes de energia limpas, renováveis e sustentáveis. Isso inclui a adoção de tecnologias como energia solar, eólica, hidrelétrica, biomassa e outras formas de energia renovável, bem como a implementação de medidas de eficiência energética e conservação. Essa transição visa reduzir a dependência de fontes de energia que contribuem para as mudanças climáticas e a poluição ambiental, promovendo assim uma economia mais sustentável e resiliente (IEA, 2021).

O processo de transição energética enfrenta naturalmente obstáculos que incluem dificuldades na adaptação tecnológica, resistência à implementação de novos sistemas, escassez de oferta, questões relacionadas às políticas energéticas e demandas sociais. Essas transições podem ser impulsionadas ou retardadas de acordo com as necessidades e exigências específicas de cada período e de cada país (BANSAL, 2019).

No Brasil o comportamento da matriz energética tem uma característica especial: o uso de fontes renováveis em larga escala, com uma participação de 47,4% na oferta interna de energia em 2022 em comparação com a oferta global de 14,1% (EPE, 2023). A matriz elétrica brasileira, por sua vez, apresentou uma participação de 87,9% de fontes renováveis, sendo 61,9% por energia hidráulica, 8,0% por biomassa, 11,8% por energia eólica e apenas 4,4% por energia solar para o mesmo ano (EPE, 2023).

1.2 Necessidade de diversificação da matriz elétrica

Além da necessidade do uso de fontes de energia renováveis limpa para diminuir as emissões de gases do efeito estufa, estas também são necessárias para diversificar a matriz elétrica e evitar problemas de falta de energia por depender apenas por alguns tipos de fontes de energia. Por exemplo, em 2001, o Brasil enfrentou uma crise energética abrangente devido a condições hidrológicas desfavoráveis nas regiões Sudeste e Nordeste, resultando em uma queda crítica nos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas (COSTA E.M.; SILVA, 2016). Mais recentemente, em 2021, a crise hídrica enfrentada

pelo setor elétrico brasileiro, resultou na participação de fontes fósseis para geração de eletricidade de 15%, em 2020, para 20%. Durante este ano as 82 usinas movidas a combustíveis fósseis, listadas no estudo referência, emitiram 55,6 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) (IEMA, 2022). Dessa forma, dada a maneira como o Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído, crises hídricas em algumas regiões do Brasil exigem o aumento da utilização de usinas termelétricas, que possuem custos de geração mais elevados do que as usinas hidrelétricas, levando a um aumento nas tarifas de energia elétrica e nas emissões de GEE's (LIMA, 2020). A relevância de ampliar a variedade de fontes energéticas no Brasil é ressaltada neste cenário, visando assegurar uma oferta de energia mais confiável ao longo dos próximos anos (PAIM, 2019).

O Brasil demonstra um vasto potencial para a produção de energia solar, beneficiando-se de níveis de irradiação solar que excedem aqueles encontrados na maioria das nações europeias. Essa abundância de recursos solares oferece uma oportunidade única para expandir significativamente a capacidade de geração de energia limpa no país, contribuindo não apenas para a segurança energética, mas também para a redução das emissões de gases de efeito estufa e o desenvolvimento sustentável da economia brasileira (PEREIRA, 2017).

Apesar disso, o uso de energia solar fotovoltaica no Brasil é menor que o existente em vários países como China, Estados Unidos, Alemanha, Japão e Índia (IEA, 2023). Por exemplo, China e os Estados Unidos possuíam uma capacidade instalada de energia solar fotovoltaica de, respectivamente, 392 GW e 111 GW em 2022 (IEA, 2023), enquanto o Brasil possuía uma capacidade instalada de aproximadamente 24 GW para o mesmo ano (MME, 2023). Assim, é evidente que existe uma ampla margem para expandir a adoção da energia solar no Brasil.

Em 2012, um marco legislativo significativo foi estabelecido para impulsionar a adoção de fontes de energia renovável no Brasil: a Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015). Esta resolução introduziu um sistema de compensação de energia elétrica, permitindo que consumidores com sistemas de micro ou minigeração distribuída a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada possam compensar seu consumo de energia. Esse dispositivo legal representou um passo crucial na promoção da geração descentralizada de energia limpa e na criação de um ambiente favorável para o crescimento do mercado de energia renovável no país. A partir dos dados publicados pelo Ministério de Minas e Energia, pode-se notar que houve um, desde a implementação dessa normativa, aumento na adoção da geração distribuída por meio da energia solar fotovoltaica no país, com um crescimento especialmente pronunciado em 2015 (MME, 2023). Entretanto, é claro que ainda há espaço para aprimoramentos no marco regulatório a fim de promover uma disseminação mais ampla dessa tecnologia no Brasil.

As Instituições Federais de Ensino Superior (IFES), distribuídas em uma vasta

área, possuem e gerenciam um grande número de edifícios, enfrentando uma crescente e constante demanda por eletricidade. O consumo de energia elétrica desempenha um papel significativo nos orçamentos das universidades brasileiras. Segundo dados do Ministério da Educação, o montante total gasto em serviços de energia elétrica pelas universidades federais foi de cerca de 430 milhões de reais, representando o terceiro maior grupo de despesas dessas instituições em 2015 ([ANEEL, 2016a](#)).

Os campi universitários oferecem espaços físicos que são atrativos para a implementação de projetos de integração de geradores solares fotovoltaicos. Áreas como coberturas de edifícios, estacionamentos e terrenos frequentemente se mostram ideais para a instalação dessas tecnologias. Nesse sentido, os projetos de energia solar fotovoltaica representam uma alternativa atrativa para a redução de custos, com estudos demonstrando a viabilidade econômica dessa aplicação ([RÜTHER R., 2011](#)).

Conforme observado por [ZULPO M.; MORAES \(2020\)](#), universidades ao redor do mundo têm implementado iniciativas de sustentabilidade ambiental, com foco particular na redução do consumo de energia elétrica e água. Isto remete ao papel crucial que as universidades têm na moldagem da sociedade e têm o potencial de influenciar indivíduos a adotarem hábitos que causem um impacto ambiental reduzido, atuando como catalisadoras da transição energética. Para alcançar esse objetivo, é essencial que as instituições incorporem o princípio da sustentabilidade em suas atividades cotidianas, abrangendo ensino, pesquisa, extensão e administração.

Em 2022, a Universidade de São Paulo (USP), por iniciativa do Reitor, Prof. Carlos Gilberto Carlotti Júnior, criou o comissão denominado “GT-Gestão Energética” com a finalidade de contribuir com as metas do “Tratado de Paris-2015” e na diversificação da matriz energética. Entre as ações da comissão estão: (1) Geração de energia própria e renovável (2) Mobilidade (3) Mercado de energia, (4) Descarbonização, (5) Eficiência energética e (6) Segurança energética. No caso da “Geração de energia própria e renovável” é prevista a geração própria por sistemas fotovoltaicos em até 20% da energia consumida em cada um dos campi da USP, entre eles o campus USP São Carlos.

1. **Geração de energia própria e renovável** - Estuda, propõe e especifica projetos para implementação de processos para a geração de energia que utilizem fontes renováveis e limpas.

Atualmente trabalha com: elaboração de editais e implementações de Usinas de Energia Solar Fotovoltaica em diferentes campi e unidades e produção de biometano no biodigestor do Instituto de Energia e Ambiente (IEE).

2. **Mobilidade** - Estuda, propõe e especifica projetos para a produção e utilização de energia renovável e mais limpa nos meios de transporte.

Atualmente trabalha com: implementação de um posto de hidrogênio a partir do etanol alimentando frota de ônibus a serviço da USP; mobilidade elétrica para veículos; bicicletários.

3. **Mercado de energia** - Estuda, propõe e especifica projetos para compra de energia elétrica verde e a custo menor para os campi e as unidades isoladas da USP visando à otimização do uso de recursos.

Atualmente trabalha com: adaptação do sistema de medição da subestação para a migração para o mercado livre da Cidade Universitária Armando de Salles Oliveira (CUASO).

4. **Descarbonização** - Pesquisa e estrutura modelos e propostas de aplicação prática, se relacionando com os demais GTs em ações de redução de emissões de carbono e outros GEE na atmosfera.

Atualmente trabalha com: atualização do inventário de GEE de unidades da USP e da CUASO.

5. **Eficiência energética** - Estuda, propõe e especifica projetos para reduzir o consumo de energia das edificações e áreas comuns da Universidade.

Atualmente trabalha com: realização de diagnósticos de consumos de energia elétrica da USP e de suas unidades; projetos de ações de redução de consumo nas edificações por trocas de equipamentos mais eficientes; projeto de retrofit do sistema de iluminação pública da CUASO.

6. **Segurança energética** - Estuda, propõe e especifica projetos para a melhor recomposição e atualização da rede de suprimento de energia elétrica da Universidade para aumento da segurança e confiabilidade do fornecimento energia.

Atualmente trabalha com: atualização e elaboração de novo edital para rede elétrica expandida da CUASO.

1.3 Objetivos

O objetivo do projeto é alcançar 20% do total de energia consumida por sistemas fotovoltaicos no campus USP São Carlos (Áreas 1 e 2) para cumprir a meta da comissão GT-Energia. Este projeto foi dividido em duas fases, tendo a primeira etapa já sido estudada tendo alcançado um total de 9,4% de energia suprida para a área 1 e 8,8% para a área 2 com 16 instalações, sendo 15 sistemas em prédio e 1 sistema em solo, conforme apresenta o trabalho de conclusão de curso de [BORGES L. B. e ZHANPENG \(2023\)](#).

1.3.1 Objetivo geral

O propósito deste trabalho é a produção de um memorial descritivo (anteprojeto), que engloba o projeto de sistemas fotovoltaicos para o Campus da USP de São Carlos com a meta de complementar a porcentagem restante para gerar 20% da energia consumida no campus. Este memorial servirá como base técnica para a elaboração de uma licitação pública para a contratação da empresa que irá realizar as instalações fotovoltaicas. Este trabalho também tem como objetivo realizar uma análise econômica do projeto realizado.

1.3.2 Objetivos específicos

- Análise e síntese dos resultados obtidos na primeira fase do projeto;
- Cálculo da energia fotovoltaica necessária para compensar a porcentagem restante da energia consumida;
- Cálculo da potência total a ser instalada;
- Mapeamento prévio dos prédios utilizando um estudo de sombreamento realizado pelo departamento de Engenharia Civil do campus de São Carlos, sobrevôo dos prédios selecionados com a utilização de drone e visitas técnicas para coletas de dados seguindo um *checklist* de operação;
- Dimensionamento e planejamento da distribuição dos módulos e dimensionamento do inversor para cada uma das instalações;
- Elaboração do memorial descritivo (anteprojeto) dos sistemas fotovoltaicos;
- Análise financeira do projeto.

1.3.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em seis partes: introdução, referencial teórico, metodologia, aplicação da metodologia, resultados e conclusão.

- Capítulo 1 é apresentada uma contextualização do tema estudado, além da justificativa e os objetivos deste trabalho.
- Capítulo 2 apresenta um referencial teórico a respeito das fontes renováveis de energia, o comportamento da matriz elétrica brasileira, os avanços na regulamentação da energia fotovoltaica no território nacional e alguns estudos relativos a implementação da energia elétrica proveniente de fonte solar em campi universitários.
- Capítulo 3 propõe a construção de uma metodologia a fim de produzir um memorial técnico de instalações fotovoltaicas para as dependências da Universidade de São Paulo.

- Capítulo 4 é selecionado um dos prédios escolhidos para aplicar a metodologia apresentada em prática.
- Capítulo 5 são apresentados e discutidos os resultados obtidos.
- Capítulo 6 são apresentadas as conclusões da pesquisa realizada.
- Ao final deste trabalho, são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas e os apêndices e anexos que o complementam.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Geração distribuída no Brasil

Conforme discutido na seção anterior deste texto, embora o Brasil seja reconhecido por sua matriz energética limpa em comparação com muitos países, sua significativa dependência de usinas hidrelétricas o torna vulnerável à redução da produção de energia durante períodos de seca, quando os reservatórios dessas usinas atingem níveis críticos. Portanto, há um interesse substancial por parte das empresas de energia em diversificar suas fontes de geração para atender à demanda dos consumidores. Isso implica não só na exploração de novas fontes renováveis, como também em novas maneiras de realizar a distribuição elétrica dessas fontes ([VILLALVA, 2015](#)).

Buscando suprimir este problema, cria-se o conceito de Geração Distribuída (GD), que é um modelo de produção de energia elétrica no qual pequenas unidades de geração estão espalhadas por diversas localidades, próximas aos consumidores finais. Essas unidades podem incluir painéis solares fotovoltaicos em telhados residenciais, turbinas eólicas em propriedades rurais ou sistemas de cogeração em edifícios comerciais, entre outros modelos de geração. Em vez de depender exclusivamente de grandes usinas centralizadas, a geração distribuída aproveita fontes de energia renovável e promove a resiliência do sistema elétrico, reduzindo perdas de transmissão e aumentando a segurança energética ([DIAS, 2005](#)).

De acordo com o relatório do *World Wide Fund for Nature* ([WWF, 2015](#)), a geração distribuída é identificada como um componente crucial para impulsionar o crescimento e a expansão do setor de energia solar fotovoltaica. Esse modelo de geração energética tem desempenhado um papel fundamental no desenvolvimento da cadeia produtiva do setor em várias nações, oferecendo benefícios como o aumento da segurança energética, a promoção da autonomia de abastecimento e a redução das perdas associadas à transmissão e distribuição de energia, que são desafios significativos enfrentados pelo Sistema Interligado Nacional (SIN).

A Figura 1 apresenta a malha de transmissão do SIN. A partir dela é possível notar o quão afastado são os regiões de geração das regiões de grande consumo. O SIN conecta todas as regiões do Brasil, garantindo o fornecimento de energia elétrica de forma integrada e coordenada, sendo crucial para o desenvolvimento econômico e social do Brasil, pois permite a integração e o intercâmbio de energia entre as diferentes regiões do país, garantindo o abastecimento contínuo e a segurança do sistema elétrico, porém toda essa extensão carrega um grande problema: as perdas.

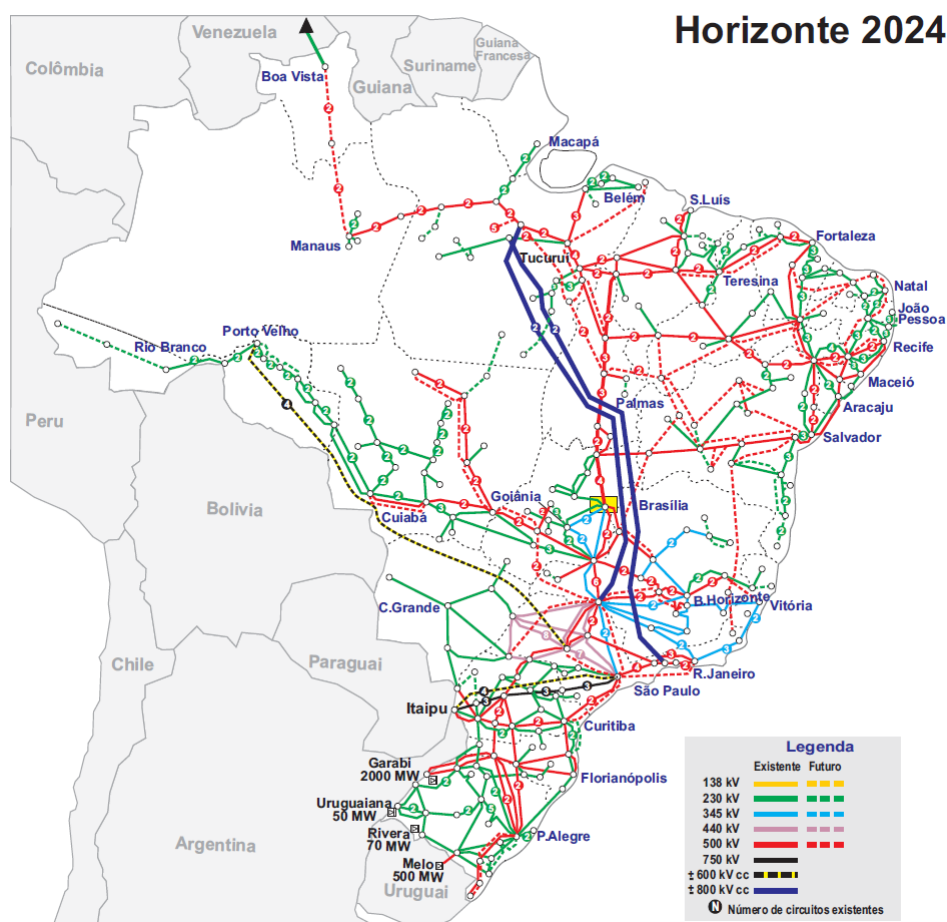


Figura 1 – SIN - 2024.

Fonte: (ONS, 2024).

Em 2014, as perdas do SIN foram calculadas em 15,3% da energia elétrica consumida no Brasil, totalizando aproximadamente 93,6 TWh. Para ilustrar a magnitude desse número, a Usina Hidrelétrica de Itaipu, gerou 98,3 TWh em 2015. Isso significa que as perdas do SIN equivalem praticamente à produção total de energia da Itaipu Binacional. A promoção da operação de pequenas unidades de geração de energia poderia contribuir significativamente para a redução das perdas associadas à geração centralizada (DUPONT F. H.; GRASSI, 2015).

Um dado que corrobora com essa situação é o aprezentado pela Figura 2. Nela é possível observar que cerca de 77% do consumo de energia elétrica brasileiro em 2024 está concentrado nos setores comerciais e residenciais. Estes setores, que estão concentrados nos centros urbanos, e ressaltam a importância da geração de energia localizada nestes locais, pois além de atender à crescente demanda dos consumidores, também ajudaria a reduzir as perdas associadas à transmissão e distribuição.

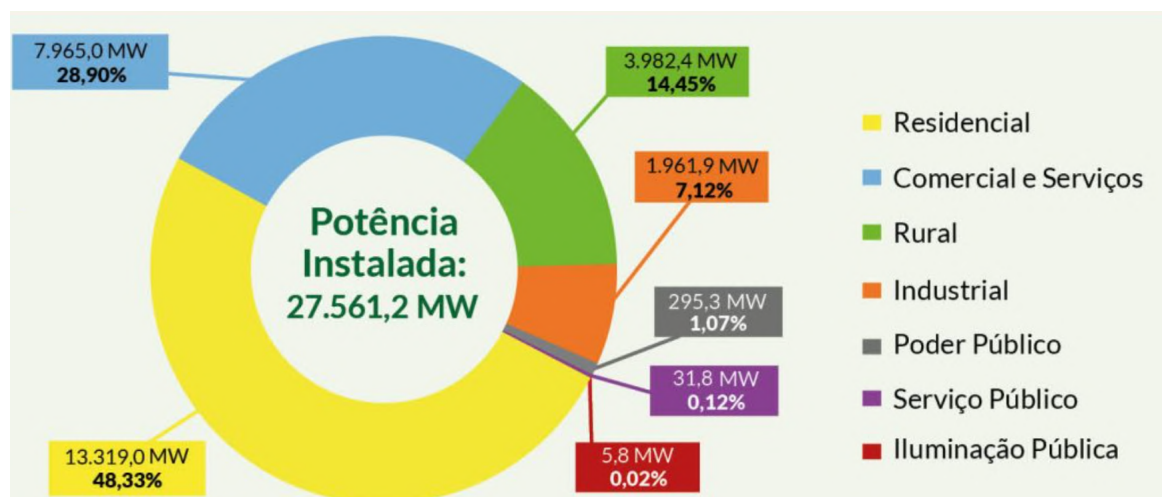


Figura 2 – Consumo de energia elétrica por classe - 2024.

Fonte: (ABSOLAR, 2024).

2.2 Cenário da energia fotovoltaica no Brasil

No Brasil, até 2012, existiam inúmeros desafios relacionados à instalação de sistemas fotovoltaicos, pois o país não possuía leis e normas específicas para esta área, enquanto esta situação já estava superada em nações desenvolvidas, as quais já contavam com uma infraestrutura para implementar tais sistemas há décadas. Mesmo em países com menor exposição à luz solar, como Alemanha, Japão e Austrália a energia solar já era parte da matriz energética (VILLALVA, 2015).

2.2.1 Resolução Normativa nº 482/2012

Em 2004, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi estabelecido pelo governo federal com o intuito de promover o uso de fontes alternativas de energia. No entanto, a energia fotovoltaica não fazia parte deste programa, o que restringia o avanço desse tipo de energia no cenário nacional. Diversos fatores, incluindo a ausência de regulamentações e normas específicas para o setor, dificultavam a adoção da energia solar fotovoltaica (ANEEL, 2012b).

No entanto, em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a Resolução Normativa (RN) nº 482/2012. Esta resolução estabeleceu as condições para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, incluindo o sistema de compensação de energia elétrica. Projetos de microgeração (até 100 kW) e minigeração (entre 100 kW e 1 MW) são permitidos em propriedades residenciais ou não-residenciais e devem utilizar fontes incentivadas como hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração (ANEEL, 2012b).

A resolução também garante acesso dos projetos à rede de distribuição e exige

que as concessionárias façam alterações internas para se adequarem às novas regras, definindo critérios técnicos e operacionais, requisitos dos projetos, implantação de novas conexões, sistema de medição e contratos. Não é necessária a assinatura de contratos de comercialização ou registro com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sendo as licenças operacionais emitidas diretamente para o "prossumidor" (consumidor e produtor) (ANEEL, 2012b).

Neste cenário a ANEEL adota o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), também conhecido como *net metering*, para incentivar a GD. Este sistema regula a troca de energia entre o consumidor-gerador e a concessionária, permitindo o acúmulo de créditos quando há excedentes de energia e o uso desses créditos para compensar débitos quando o consumo supera a geração (ANEEL, 2012b).

Além disso, a agência estipula descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para a fonte solar fotovoltaica com potência de até 30 MW injetada nesses sistemas, durante os primeiros 10 anos de operação. Apesar de promover a geração distribuída, a ANEEL enfatiza que a compensação de energia não visa estimular a produção em excesso. Os créditos gerados têm validade de 36 meses e não são compensados após o vencimento (ANEEL, 2012a).

2.2.2 Resolução Normativa nº 512/2012

Logo em sequência a Resolução Normativa nº 482/2012, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 517/2012, especificamente voltada ao sistema de compensação de energia. A agência esclareceu pontos adicionais através da RN 517, destacando que créditos de energia não compensados podem ser utilizados em outras unidades dentro da área de controle da concessionária, desde que cadastradas para esse fim e sob titularidade do proprietário da usina geradora (ANEEL, 2012c).

Também foi definida a injeção de energia ativa na rede como um "empréstimo gratuito" à distribuidora, não como uma forma de comercialização, visando eximir a GD da cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). No entanto, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) sinaliza que o sistema de compensação é uma operação de compra e venda de energia, permitindo que os estados possam taxá-lo. A maioria dos estados concorda com essa decisão, com exceção de Minas Gerais (ANEEL, 2012c).

A taxação do ICMS é vista como um entrave para os incentivos à GD, sendo considerada uma penalização pelo esquema de compensação de energia. No entanto, há a sugestão de utilizar o ICMS Ecológico como uma intervenção promissora a nível estadual, incluindo a geração descentralizada como critério para a isenção. Em abril de 2015, o CONFAZ autoriza a isenção do ICMS sobre o SCEE com a publicação do Convênio ICMS nº 16/2015, permitindo que cada estado decida aderir à nova concepção. Até 2018, todos

os estados brasileiros, além do Distrito Federal, haviam assinado o acordo de isenção ([CONFAZ, 2018](#)).

Os resultados dessas duas primeiras Resoluções Normativas são perceptíveis na Tabela 1, que apresenta os dados de capacidade instalada da matriz elétrica brasileira em MW desde 2010 até 2022. É evidente um aumento significativo na capacidade instalada de energia solar a partir de 2012, passando de 0,8MW em 2011 para 2,08MW em 2012, consolidando a importância das resoluções 482 e 517. Este marco regulatório não apenas incentivou a adoção da energia solar fotovoltaica, mas também atraiu investimentos estrangeiros e impulsionou o desenvolvimento do setor no Brasil ([VILLALVA, 2015](#)).

Tabela 1 – Resenha Energética Brasileira - Capacidade Instalada (MW).

Fonte: ([COUNCIL, 2023](#)).

Ano	EÓLICA	HIDRO	NUCLEAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	TERMO	Total
2010	927	80.703,00	2.007,00	0,8	29.689,00	113.326,80
2011	1424,99	82.458,90	2.007,00	0,8	31.242,83	117.134,52
2012	1891,87	84.294,00	2.007,00	2,08	32.778,04	120.973,00
2013	2201,74	86.018,19	1.990,00	4,89	36.528,48	126.743,30
2014	4887,69	89.192,96	1.990,00	15,08	37.826,77	133.912,50
2015	7632,86	91.651,03	1.990,00	34,63	39.565,75	140.874,26
2016	10124,11	96.929,41	1.990,00	80,65	41.285,84	150.410,01
2017	12293,53	100.312,69	1.990,00	1109,87	41.652,21	157.358,29
2018	14.400,61	104.198,29	1.990,00	2.359,90	40.560,88	163.509,67
2019	15.388,21	109.154,86	1.990,00	4.465,48	41.281,58	172.280,14
2020	17.146,13	109.294,05	1.990,00	7.922,22	43.152,37	179.504,77
2021	20.786,12	109.423,21	1.990,00	13.407,60	46.211,08	191.818,01
2022	23.761,34	109.816,79	1.990,00	24.456,89	47.689,45	207.714,47

2.2.3 Resolução Normativa nº 687/2015

Em 2015 a ANEEL implementou uma nova Resolução Normativa (RN) nº 687/2015, Essas atualizações incluíram o aumento do prazo para uso dos créditos energéticos para 60 meses e a modificação nos limites de potências instaladas, permitindo até 75 kW para microgeração e entre 75 kW e 5 MW para minigeração (até 3 MW para fontes hídricas) ([ANEEL, 2015](#)).

A RN 687 introduz três novas modalidades de consumo:

- Autoconsumo remoto: em uma área sob a jurisdição da concessionária, os consumidores têm a possibilidade de instalar sistemas de geração de energia em propriedades próprias, sem depender de terceiros para tal, caso desejem produzir sua própria energia;
- Geração compartilhada: através da formação de uma cooperativa ou consórcio entre os envolvidos, é viável que dois ou mais consumidores dividam os créditos de um único

sistema de geração de energia, mesmo que a unidade de geração esteja localizada em um lugar diferente das unidades de consumo;

- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (EMUC): esta opção é destinada a condomínios, tanto verticais quanto horizontais, sejam eles residenciais ou comerciais, localizados na mesma área ou em áreas próximas. Nesse arranjo, o sistema gerador é instalado nas áreas comuns do condomínio, e os créditos de energia produzidos são compartilhados entre os condôminos e as áreas comuns do empreendimento.

Além disso, houve alterações nos prazos para aprovação do sistema fotovoltaico junto à concessionária, reduzindo de 82 para 34 dias, e nos parâmetros limitantes de potência. Anteriormente, os consumidores do grupo B ficavam limitados à carga instalada da unidade, enquanto com a nova resolução, o parâmetro limitante passa a ser a potência ofertada pela distribuidora local.

A RN nº 687 também incentiva melhorias e reforços nos sistemas geradores, com custos compartilhados entre consumidores e distribuidoras, exceto em casos de melhorias para a conexão exclusiva de microgeradores, onde os custos são totalmente responsabilidade da distribuidora. Essas medidas visam manter a prestação adequada de serviços de energia elétrica, aumentar a capacidade de distribuição, confiabilidade do sistema e vida útil. A partir da Tabela 1 é possível verificar o impacto que essa terceira RN trouxe para os sistemas fotovoltaicos no Brasil. O ano anterior a Resolução 687 a capacidade instalada de energia elétrica proveniente de sistemas fotovoltaicos era de 15MW, já a partir de 2015 mais que duplicou, passando para 34,63MW e seguiu crescendo de forma exponencial até os dias atuais. A partir do ano de 2014 o Governo Federal iniciou os processos de leilões de energia solar que foram contratados em 2014 e entregues em meados de 2017. Estes leilões também tiveram grande influência sobre o avanço da energia fotovoltaica no país. Os dois principais exemplos são as usinas de Pirapora em Minas Gerais com um investimento da ordem de 1,6 bilhão de reais e capacidade instalada de 321 MW e a usina de Ituverava na Bahia com investimento da ordem de 400 milhões de dólares e capacidade instalada de 254 MW (ANEEL, 2015).

2.2.4 Lei 14.300/2022

No ano de 2021 a Lei 14.300 foi aprovada, sendo sancionada em 2022. Esta Lei estabeleceu condições estáveis para a geração de energia a partir de fontes incentivadas, principalmente solar fotovoltaica. Antes dessa legislação, resoluções da ANEEL podiam ser alteradas retroativamente, mas agora a lei passou a proteger o investimento dos consumidores, trazendo segurança jurídica (PLANALTO, 2022).

Uma mudança significativa é a introdução da cobrança de tarifa pelo uso da infraestrutura da concessionária, conhecida como Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), em períodos sem geração simultânea, mas os consumidores que já geram sua própria energia continuam isentos até 2023. Para novos investidores a partir de 2023, a tarifa será gradualmente implementada, com descontos e regras de transição até 2030 ([PLANALTO, 2022](#)).

Para os interessados em investir em sistemas de micro ou minigeração a partir de 2023, a cobrança da tarifa será implementada gradualmente ao longo dos próximos anos, com um aumento anual de 15%. Serão estabelecidos dois grupos de transição, diferenciados pela data de adesão. Aos consumidores que aderirem a partir de 7 de janeiro/2023 até 7 de julho/2023, haverá um desconto de 4,1% na energia que for injetada na rede de distribuição, calculado em kWh; para estes consumidores, a regra de transição vai até 2030. Já a partir de 8 de julho/2023, a regra é a mesma até 2028, somente o período de transição é mais curto ([PLANALTO, 2022](#)).

A partir de 2028, a ANEEL e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabelecerão novas regras. Além disso, a lei permite a venda do excedente de energia para a concessionária e institui o Programa de Energia de Reserva Social (PERS) para facilitar o acesso à geração distribuída por consumidores de baixa renda ([PLANALTO, 2022](#)).

Atualmente a energia solar fotovoltaica ocupa o segundo lugar na matriz elétrica brasileira com 17,5% de potência instalado, o que equivale a cerca de 40MW ([ABSOLAR, 2024](#)). Esses valores são extremamente positivos e mostra que as regulamentações contribuíram para afirmar a tecnologia fotovoltaica no cenário brasileiro. A Figura 3 ilustra os dados de matriz elétrica brasileira do ano de 2024.

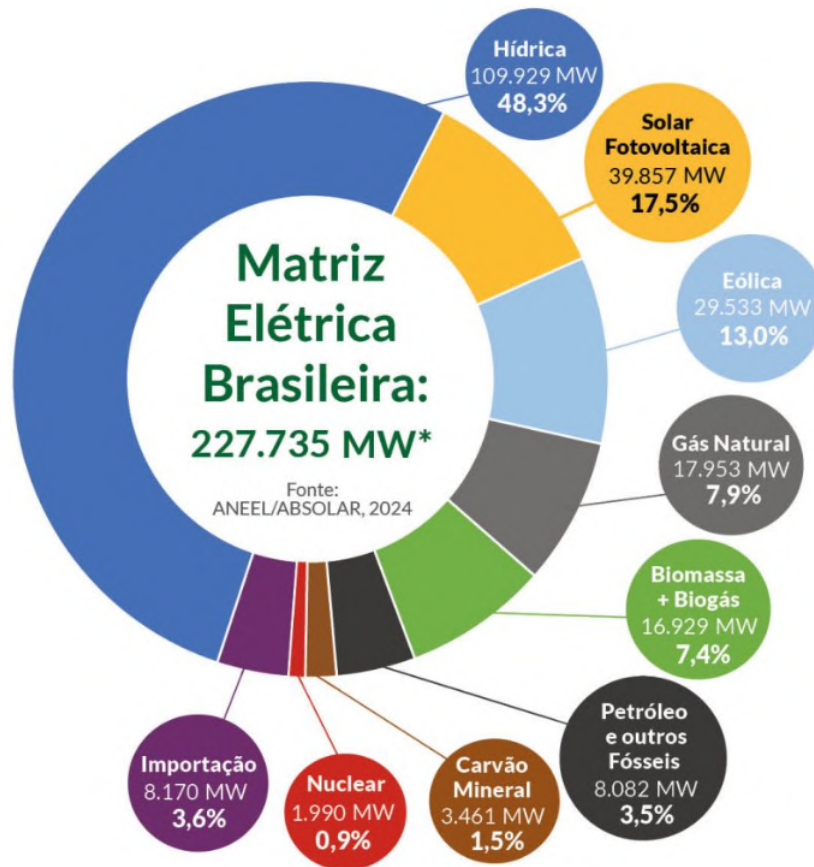


Figura 3 – Matriz Elétrica Brasileira - 2024.

Fonte: (ABSOLAR, 2024).

2.3 Potencial de geração de energia fotovoltaica brasileira

Conforme apresentado na seção anterior, o cenário brasileiro de geração fotovoltaica é muito positivo e está crescendo de maneira vertiginosa, porém a partir de uma análise do potencial solar brasileiro chega-se a constatações não tão positivas.

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME, 2023) para o ano de 2022 o Brasil teve uma produção de 30126,46 GWh. Para o mesmo ano a Alemanha teve uma produção de 60787 GWh segundo (IEA, 2023), isso implica em uma produção 49,56% superior a produção de energia brasileira.

Este resultado é extremamente aquém do esperado uma vez que ao analisar o mapa solarimétrico, o qual apresenta os índices de radiação solar global e difusa, de ambos os países, constata-se que diferença de potencial entre o Brasil e a Alemanha é notável quando compara-se as escalas nos dois mapas. No mapa brasileiro, o valor mínimo de incidência é de 1500 kWh/m², excedendo o máximo de 1200 kWh/m² encontrado no mapa alemão. A Figura 4 apresenta ambos mapas solarimétricos.

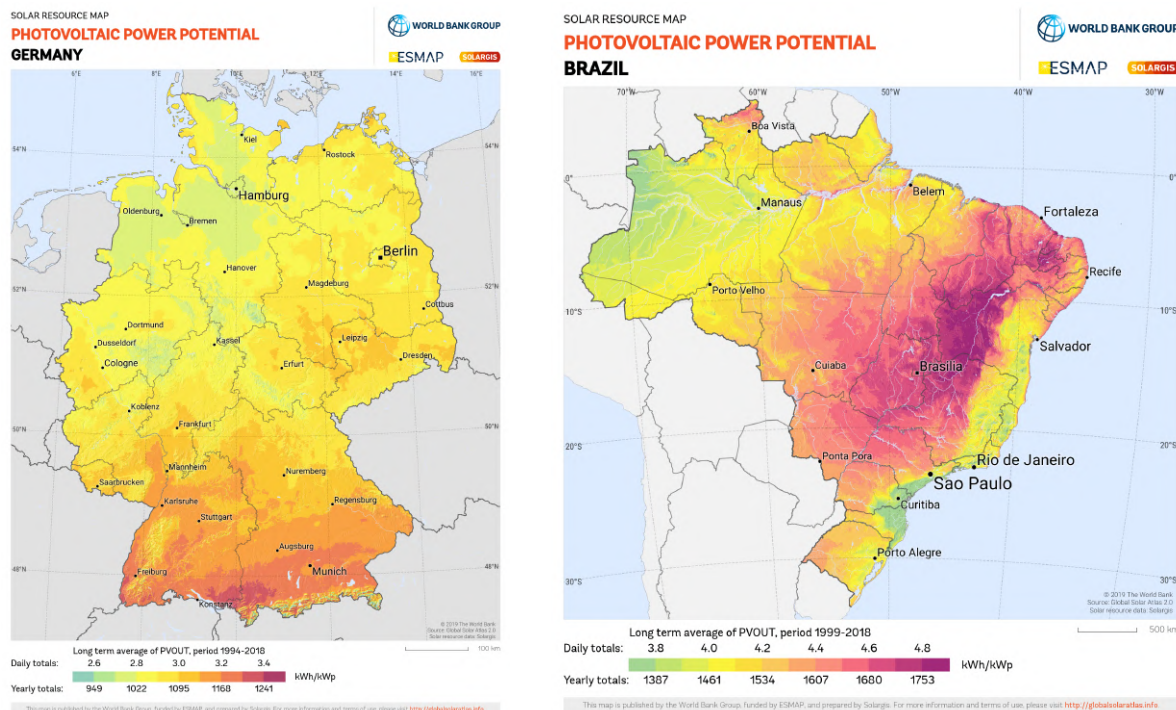


Figura 4 – Mapas solarimétricos - Comparativo Alemanha e Brasil.

Fonte: (ATLAS, 2023).

Além da radiação solar no Brasil ser muito superior a encontrada na Alemanha existem um segundo ponto de importante consideração: as dimensões territoriais. A Alemanha abrange 357.120 km², enquanto o Brasil possui uma extensão territorial de 8.515.759,090 km² (ATLAS, 2023). Em outras palavras, o Brasil é mais de 20 vezes maior que a Alemanha, o que aumenta significativamente seu potencial para geração de energia fotovoltaica. Apesar disso, a Alemanha possui uma capacidade total superior àquela observada no Brasil, conforme apresentado anteriormente.

Segundo dados de (COUNCIL, 2023) de um levantamento de 2022, o Brasil estava entre os dez principais países com maior capacidade instalada de geração fotovoltaica, porém dos sete países acima da colocação do Brasil, apenas China e Estados Unidos possuem território maior que o brasileiro, conforme apresentado pela tabela 2 Isto indica que países com territórios menores possuem uma capacidade instalada maior do que a brasileira.

Tabela 2 – 10 países com maior capacidade instalada de geração fotovoltaica no ano de 2022.

Fonte: (COUNCIL, 2023).

Posição	País	Capacidade Instalada (GW)
1	China	392
2	Estados Unidos	111
3	Japão	78,8
4	Alemanha	66,5
5	Índia	62,8
6	Austrália	26,7
7	Itália	25
8	Brasil	24
9	Holanda	22,5
10	Coreia do Sul	20,9

2.3.1 Planejamento futuro para a matriz elétrica brasileira

Apesar de atualmente o país viver uma situação distante do ideal, no sentido de capacidade de utilização de energia fotovoltaica em sua matriz elétrica (especialistas do ramo falam em um atraso de até 15 anos em relação a outros países), as projeções futuras são positivas. Segundo o relatório BNEF (2019), a projeção de mercado prevê para o ano de 2050 que a energia proveniente da produção solar fotovoltaica possa tornar-se a principal fonte em capacidade instalada do Brasil, superior até que a hidroelétrica. O gráfico da Figura 5 ilustra este panorama. Isso permitiria o destino das águas das bacias hidrográficas brasileiras para outras fontes como a agricultura, indústria, comércio e o consumo humano.

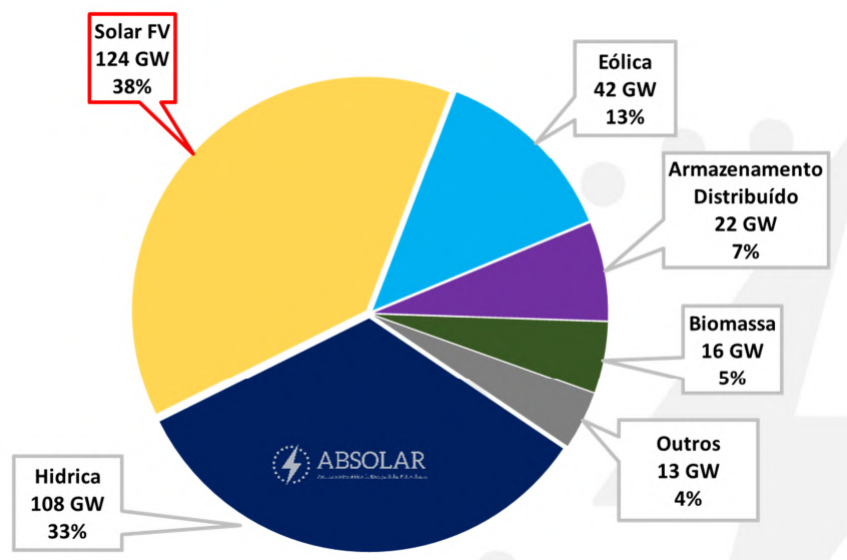


Figura 5 – Projeção da BNFE para a matriz elétrica brasileira em 2050.

Fonte: (ABSOLAR, 2019).

Este estudo se dá pelo fato do Brasil estar empenhado em atingir as metas estipuladas pelo Acordo de Paris ([CIÊNCIA TECNOLOGIAS, 2016](#)), ratificado em setembro de 2016, onde o país assume o compromisso de adotar medidas para mitigação das emissões de GEE por meio da sua Contribuição Nacionalmente Determinada - NDC (sigla em inglês - *Nationally Determined Contribution*). O compromisso prevê que o país atinja até 2025 a redução de emissões de GEE em 37% em relação às emissões do ano de 2005 e até 2030 atinja a redução das emissões de GEE em 43%. Dessa forma, a energia solar fotovoltaica passa a ser uma grande aliada para o cumprimento da NDC brasileira de maneira transversal em diversos setores da economia como o agroflorestal, transporte, energia, eficiência energética, industrial, comercial, residencial, setor público e outros.

A partir da consideração das previsões emitidas pela BNEF, uma importante questão veem a luz sobre a transição energética da matriz elétrica brasileira: o SIN suportará toda a injeção de energia elétrica provenientes de GD? A partir desta questão foi realizado um estudo em parceria do Ministério de Minas e Energia, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS) e o Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), através de mais de 450GB de simulações computacionais do SIN, considerando cerca de 11000 barras, 9000 linhas de transmissão, 7000 transformadores, 7 bipolos HVDC CSC e 3000 unidades geradoras com modelos dinâmico detalhado por meio de análise como ([GIZ MME, 2018](#)):

- fluxo de potência ótimo (FPO);
- análise de contingências;
- análise de potência de curto-circuito;
- análise de estabilidade a pequenas perturbações;
- estabilidade de frequência e estabilidade transitória.

Este estudo apontou que mesmo que com uma alta penetração instantânea de mais de 40% de renováveis, o sistema se mantém operacional com segurança, estabilidade e confiabilidade ([GIZ MME, 2018](#)). A Figura 6 apresenta o cenário da análise realizada partindo-se do ano de 2016 onde a energia eólica mais a energia solar fotovoltaica representavam juntas menos de 7% da matriz elétrica brasileira. A participação dessas fontes foram ampliadas até um horizonte temporal (sem data definida) chegando em 41,5% de participação na matriz elétrica apenas considerando energia solar fotovoltaica e eólica, onde o SIN se manteve estável e operável. É possível, então, ampliar a participação das fontes solar fotovoltaica e eólica (fontes renováveis variáveis) em quase 4 vezes, mantendo a confiabilidade, segurança, estabilidade e competitividade da matriz elétrica brasileira.

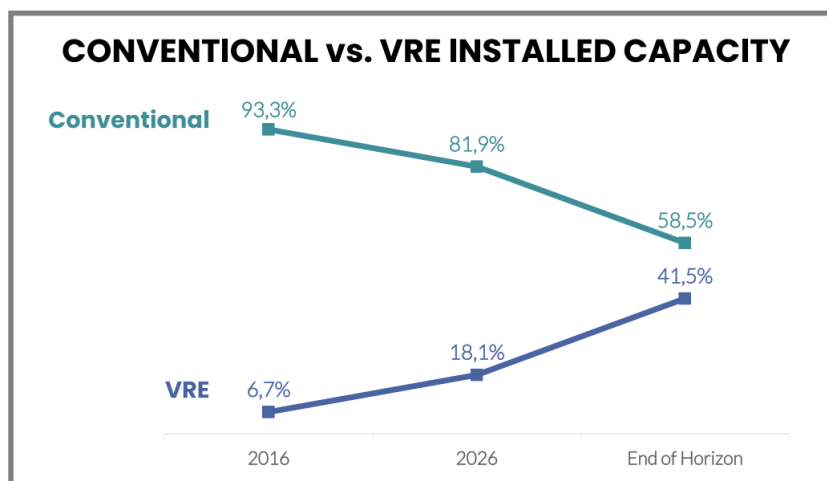


Figura 6 – Estudo de capacidade do SIN para recebimento de energia renováveis variáveis.

Fonte: (GIZ MME, 2018).

Outro estudo importante no que diz respeito a expansão de sistemas fotovoltaicos e GD são os sistemas de transmissão. Segundo a pesquisa realizada pela EPE (2020) o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) prevê para 2031 a adição de mais 19% de linhas de transmissão (o que corresponde a mais de 34 mil km de extensão) e também mais 28% de subestações (o que corresponde a cerca de 117,1 mil MVA de potência) para conseguir suprimir o escoamento de toda a geração a partir de geração renovável variável. As Figuras 7 e 8 apresentam a estimativa de expansão necessária para o sistema de transmissão brasileiro para comportar o crescimento de geração elétrica de sistemas renováveis variáveis.



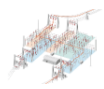
Linhas de Transmissão

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Estimativa dez/2021	9.204	2.683	12.816	68.583	6.869	10.397	64.721	175.273
Evolução 2022-2031	2.920	0	0	18.180	77	1.488	10.968	33.633
2022-2026	0	0	0	7.228	66	1.354	8.713	17.361
2027-2031	2.920	0	0	10.952	11	134	2.256	16.273
Estimativa dez/2031	12.124	2.683	12.816	86.763	6.946	11.885	75.690	208.907



Figura 7 – Expansão necessária nas linhas de transmissão para escoar produção de energia elétrica.

Fonte: (EPE, 2020).



Subestações

Tensão	750 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	MVA					
Estimativa dez/2021	24.897	196.552	30.892	54.820	114.718	421.879
Evolução 2021-2031	0	67.280	1.098	17.979	30.769	117.125
2022-2026	0	40.015	1.098	17.180	22.909	81.202
2027-2031	0	27.265	0	799	7.860	35.924
Estimativa dez/2031	24.897	263.832	31.990	72.799	145.486	539.004



Figura 8 – Expansão necessária nas subestações para escoar produção de energia elétrica.

Fonte: (EPE, 2020).

2.4 O papel da universidade na transição energética

As instituições de ensino superior desempenham um papel crucial na construção de uma sociedade mais sustentável, não apenas através da formação acadêmica, mas também por meio de suas próprias práticas e iniciativas. Incorporar o conceito de sustentabilidade em todas as áreas de atuação das universidades é fundamental para influenciar positivamente estudantes e colaboradores, como destacado por (ZULPO M.; MORAES, 2020) em sua pesquisa sobre ações de sustentabilidade em universidades ao redor do mundo.

Nos últimos anos o preço dos equipamentos que envolvem geração fotovoltaica reduziram seu valor, sobretudo os módulos fotovoltaicos, gerando uma redução expressiva no preço final da energia solar fotovoltaico. Segundo dados levantados pelo IEA, desde 1975 a redução nos valores dos módulos de silício foram de 528 vezes e nos últimos anos não houve estagnação nesta redução. Desde 2010 a tecnologia fotovoltaica em módulo reduziu seus valores em 90% (IEA, 2020), como é possível verificar pela Figura 9. A partir da figura também é possível notar a ampliação na utilização da tecnologia de módulos monocristalinos.

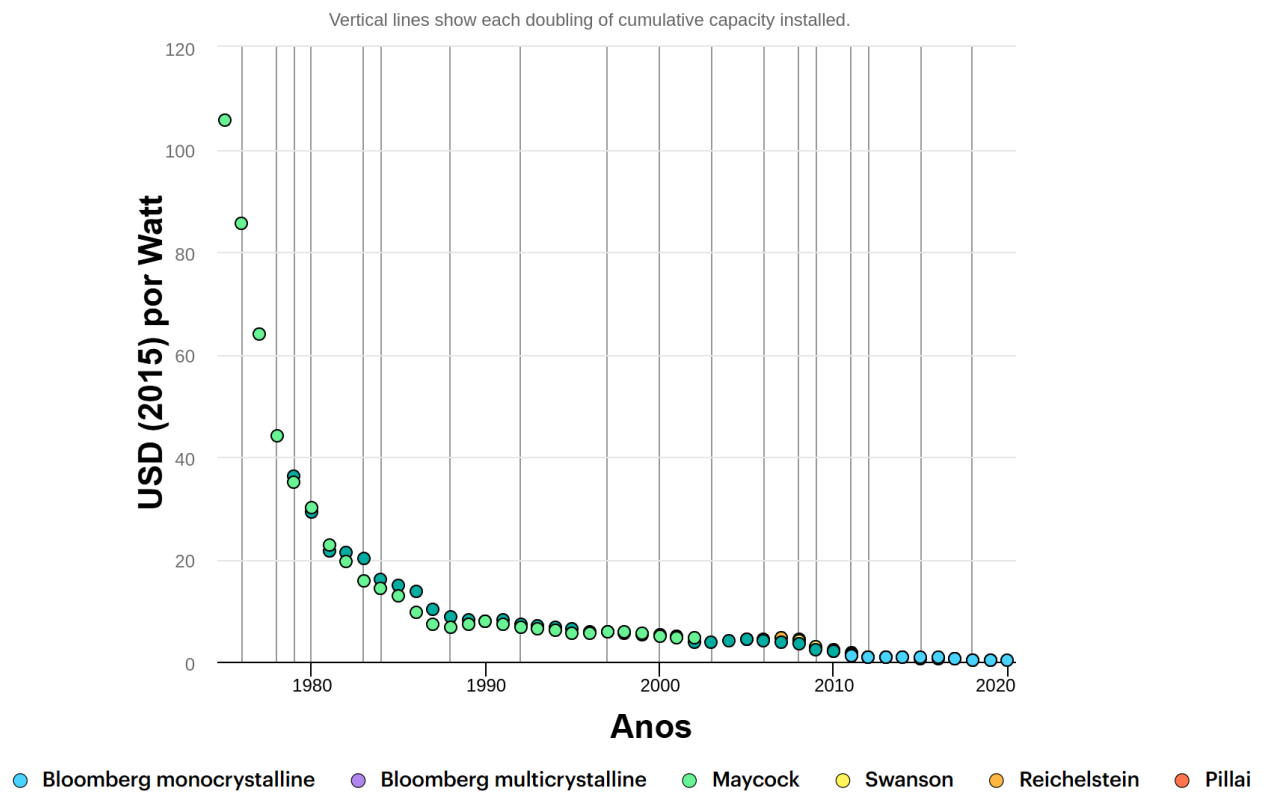


Figura 9 – Histórico de preços de células FV de silício no mundo.

Fonte: adaptado de (IEA, 2020).

As reduções apresentadas no decorrer dos anos são resultados de um intenso trabalho de pesquisa e avanços tecnológicos, pesquisas estas que na sua grande maioria nascem e se desenvolvem no meio acadêmico das universidades públicas e privadas do país, como pode ser visto na pesquisa de [FERNANDES \(2022\)](#) que desenvolvem novas tecnologias para produção de eletricidade além do silício. A pesquisa em questão compara dois métodos de deposição de camadas de Nb₂O₅ em células solares de perovskita, sendo eles a pulverização catódica reativa e o revestimento giratório. Os dispositivos com Nb₂O₅ pulverizado mostraram melhores parâmetros fotovoltaicos, com eficiência média de 17,0%, em comparação com 15,7% nos dispositivos com Nb₂O₅ revestido por rotação. Um outro exemplo de pesquisa que gera bons frutos para o setor fotovoltaico pode ser encontrado em [ZHAO \(2005\)](#) onde são desenvolvidos tecnologias em filmes finos de silício nanocristalino hidrogenado (nc-Si:H) intrínsecos e do tipo n. O processo envolve a aplicação de 11 camadas extremamente finas de material semiconductor, usando uma fonte de gás e deposição de vapor químico assistido por plasma ativado por radiofrequência ou métodos de controle de temperatura.

Esses tipos de pesquisas são apenas alguns exemplos da importância dos investimentos em estudos para a redução de custos nas tecnologias fotovoltaicas, principalmente

que sejam alternativas ao silício. Em termos de custos de produção as tecnologias das pesquisas apresentadas são baratas, pois a temperatura de produção é cerca de 3 vezes menor que a temperatura necessária para a produção de células de silício cristalino (pode chegar até 1500°C). Outras vantagens são, por exemplo, que não se limitam a tamanhos padronizados, o desperdício de material é significativamente reduzido e, além disso, podem ser mais bem aproveitados para radiação de baixo nível e difusa (ZHAO, 2005).

Além das pesquisas para o avanço tecnológico do setor, outro ponto de forte contribuição das universidades são a formação tanto de profissionais externos à universidade, por meio de cursos e palestras ministrados por professores ligados a academia (como o curso oferecidos pela FEEC (2024), pela UFPB (2024) e também pela EESC (2024)) como também pela própria ênfase que estes mesmo professores são capazes de atribuir na formação dos alunos, principalmente no nível de graduação, contribuindo de maneira direta para a formação de profissionais bem capacitados que irão atuar para o avanço e promoção dessas tecnologias renováveis para a população. Segundo dados da ABSOLAR (2024), desde de 2012 até 2024 mais de 195,6 bilhões de investimentos foram realizados pelo setor fotovoltaico brasileiro, com uma quantidade acumulada para o mesmo período de 1,2 milhão de empregos e uma arrecadação para o poder público de mais de 61,3 bilhões em impostos. Estes dados são reflexos dos avanços conquistados por pesquisas científicas, permitindo a redução do custo das tecnologias, que por sua vez aumentam muito os investimentos no setor. Assim como também a formação técnica de profissionais bem instruídos na área permitem um retorno financeiro maior para vários setores da economia.

Além de preparar os estudantes para um futuro mais sustentável, as Instituições de Ensino Superior (IES) têm o potencial de agir como catalisadoras de mudanças na sociedade, disseminando boas práticas e ideias sustentáveis. Como mencionado por (KRAEMER, 2004), o impacto das IES na promoção da sustentabilidade vai além do ambiente acadêmico, influenciando diversos setores da sociedade.

Ainda há muito o que se estudar neste setor, desde tecnologias para aumento de escala produtiva, melhoria de processos produtivos, melhoria de equipamentos até o desenvolvimento de ferramentas computacionais de previsão de geração (área fundamental para possibilitar a inserção massiva de GD no SIN e alcançar as previsões anteriormente apresentadas nessa monografia de organização da matriz elétrica brasileira para 2050), conforme aponta o "Mapa do caminho para a fonte solar fotovoltaica" apresentado no Plano Nacional de Energia (PNE) (MME, 2020).

2.4.1 O consumo elétrico das universidades

O gasto com energia elétrica é uma considerável parte das despesas das universidades no Brasil. Segundo dados do Ministério da Educação, as universidades federais gastaram cerca de R\$ 430 milhões em serviços de energia elétrica em 2015, o que representou o

terceiro maior grupo de despesas dessas instituições naquele ano ([ANEEL, 2016b](#)). Diante desse cenário, a implementação de projetos de energia solar fotovoltaica surge como uma alternativa atrativa para reduzir custos.

Um dos focos de atuação das IES em termos de sustentabilidade está no setor energético, especialmente na adoção de fontes renováveis como a energia fotovoltaica. [SILVA FC; COUTINHO \(2019\)](#) destacam a importância da energia solar fotovoltaica para tornar a matriz energética mais sustentável, contribuindo para a diversificação e redução das emissões de gases poluentes. A integração da energia solar fotovoltaica nas edificações dos campi universitários é uma estratégia promissora para reduzir o consumo de energia da rede pública, conforme discutido por [PINTO G.X.A. \(2016\)](#). O Brasil, com seu potencial solar, possui condições favoráveis para adotar e expandir essas tecnologias, como destacado por [RÜTHER R. \(2011\)](#).

Segundo dados da [ABSOLAR \(2024\)](#), o serviço público (onde estão inclusos escolas, hospitais, postos de saúde e universidades) possuem uma quantidade de sistemas fotovoltaicos em GD de 0,01% o que representa em potência instalada 0,12% (33,8MW), conforme é possível verificar pelos gráficos das Figuras 10 e 11. Um levantamento da EPE apurou que para o ano de 2021 o consumo de energia elétrica para a classe do setor público foi de 3,4% ([EPE, 2022](#)). Dessa forma, fica claro o quanto este setor deve evoluir com a inserção de GD em suas dependências.

GD Solar FV no Brasil por Classe de Consumo Número de Sistemas

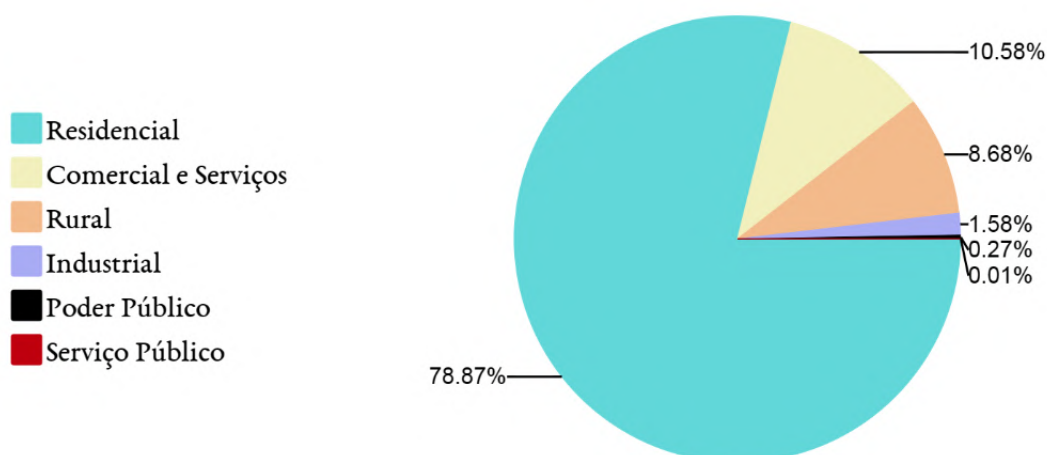


Figura 10 – Geração distribuída FV no Brasil por Classe - Número de sistemas.

Fonte: Adaptado de ([ABSOLAR, 2024](#)).

GD Solar FV no Brasil por Classe de Consumo Potência Instalada

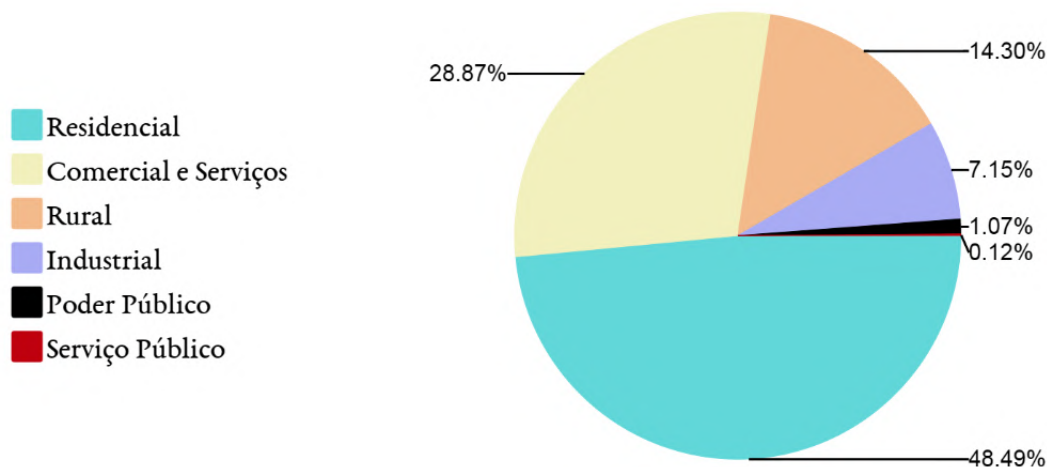


Figura 11 – Geração distribuída FV no Brasil por Classe - Potência instalada.

Fonte: Adaptado de ([ABSOLAR, 2024](#)).

Mediante este cenários, trabalhos acadêmicos corroboram para avaliar a viabilidade técnica, econômica e, em alguns casos, ambiental de projetos fotovoltaicas em campi universitários. Conforme aponta [OLIVEIRA G. L. N.; SILVA \(2021\)](#), seu artigo teve como objetivo analisar o uso de energia solar fotovoltaica em universidades brasileiras, utilizando o Campus São Mateus da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) como base para o estudo de caso a fim de avaliar a viabilidade econômica e a mitigação de gases de efeito estufa. O estudo concluiu que a implementação de um sistema fotovoltaico no campus é economicamente viável, com um *payback* descontado de quatro anos e uma taxa interna de retorno de 13,5%. O artigo também ressalta que além dos benefícios econômicos, o uso de energia solar fotovoltaica no campus da UFES contribuiria para evitar a emissão de 327.916 kg de CO₂ por ano. O artigo também complementa que das 69 universidades federais no Brasil, 35% já possuem sistemas fotovoltaicos instalados, 13% estão em fase de instalação e 3% têm recursos aprovados para aquisição dos equipamentos necessários. Estes números indicam uma tendência crescente de adoção da energia solar fotovoltaica nas universidades brasileiras, impulsionada pela necessidade de redução de custos e pelo compromisso com a sustentabilidade ambiental.

Já o artigo de [SOARES CAB; NADAE \(2023\)](#) teve como objetivo identificar quais IES na Região Metropolitana do Cariri (RMC) utilizam energia solar fotovoltaica, analisar as ações de sustentabilidade praticadas por essas instituições e correlacionar essas ações com os ODS. A pesquisa foi conduzida como um estudo de caso, utilizando dados secundários e análise bibliográfica e documental. Os resultados foram que quatro das

18 IES na RMC (22,22%) utilizam energia solar fotovoltaica, sendo 75% públicas e 25% privadas. Os sistemas são relativamente novos, instalados nos últimos cinco anos, com um *payback* simples médio de 4,9 anos. A geração energética média mensal varia de 18.000 kWh a 115.000 kWh. O ODS 7 é abordado por todas as IES estudadas, com uma IES adotando ações em todos os ODS, exceto o ODS 17. Os resultados mostraram que para as instituições avaliadas, a motivação principal para a adoção da energia solar fotovoltaica é ambiental e social, e não econômica.

A dissertação de mestrado de [PINTO \(2018\)](#) avaliou os impactos econômicos e operacionais da implementação de um sistema de geração fotovoltaica de 5 MW, além da escolha da modalidade de contratação da energia elétrica, nas despesas da Unidade Consumidora (UC) Cidade Universitária da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em Florianópolis-SC. A UC Cidade Universitária apresentou, em 2016, um consumo energético de 17.017,17 MWh e uma demanda máxima medida de 6.445 kW, resultando em uma despesa total com energia elétrica de R\$ 9.999.847,39. A pesquisa simulou a contribuição de um sistema fotovoltaico de 5 MW, que teria gerado aproximadamente 6.193,5 MWh, correspondendo a cerca de 40% do consumo total de energia elétrica da UC fora do horário de ponta. Este sistema representaria um custo evitado de 39,94% (R\$ 2.782.969,48) no posto tarifário fora de ponta. A análise da modalidade de contratação de energia elétrica revelou que a Horossazonal Verde foi a mais econômica para a UC em 2016, proporcionando uma economia potencial de R\$ 136.023,60 (15,63%) na demanda contratada. Adicionalmente, se a demanda tivesse sido contratada pelo critério do mínimo custo com a simulação da usina fotovoltaica, a economia com a demanda teria sido de R\$ 324.421,60 (37,29%). No total, a combinação da geração solar fotovoltaica com uma gestão otimizada da modalidade de contratação de energia poderia ter reduzido as despesas anuais em aproximadamente R\$ 3.107.391,08, o que equivale a uma redução de 31,07% nas despesas totais. O trabalho conclui que a adoção da geração solar fotovoltaica integrada às edificações do campus central da UFSC apresenta vantagens técnicas e econômicas significativas. A metodologia desenvolvida possibilita a introdução da cultura de gestão de energia elétrica em ambientes universitários, destacando o potencial para reduzir despesas e otimizar o consumo de energia. Além disso, a análise mostrou que a instalação de um sistema fotovoltaico de 13 MWp seria necessária para atender ao consumo total anual da UFSC. Foi também sugerido o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia para reduzir a demanda máxima e promover a eficiência energética. Outras medidas recomendadas incluem a promoção do uso racional de energia e a elaboração de projetos de eficiência energética para obter recursos através da concessionária local, CELESC. A pesquisa demonstrou um *payback* descontado de aproximadamente 8 anos para a integração da geração solar fotovoltaica, com um valor presente líquido (VPL) de R\$ 26.324.529,66, confirmando a viabilidade econômica do projeto.

A dissertação de mestrado de [CUSTÓDIO \(2019\)](#) analisou a integração de sistemas

de energia solar fotovoltaica (FV) em edificações, um desafio que envolve conciliar a arquitetura original dos edifícios com a função de gerar energia. Esse desafio é ainda mais complexo quando se busca que os projetos sejam economicamente viáveis e tragam benefícios estéticos, de conforto térmico e visual. O objetivo do trabalho foi definir um método para selecionar fachadas e coberturas de edifícios, apropriadas para a integração de sistemas FV conectados à rede. O estudo foi realizado no campus sede da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em Florianópolis-SC, com a meta de criar um minigerador fotovoltaico de 1 MWp utilizando apenas fachadas e coberturas de edifícios da UFSC e avaliar seu impacto no consumo de energia da universidade. A análise econômica dos sistemas FV foi baseada nos seguintes indicadores Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Tempo Descontado de Retorno (TDR) e Custo Nivelado de Energia (CNE). A análise considerou diversos cenários econômicos, com variações no custo de capital (CAPEX) e nas tarifas de energia. Seis edifícios foram analisados: A, B, C, D, E e F. A integração dos módulos FV nas fachadas (como brises soleils e fachadas ventiladas) e nas coberturas resultou em benefícios estéticos e de conforto térmico e visual. A análise econômica inicial mostrou que, isoladamente, as fachadas não eram atrativas economicamente, mas a adição de sistemas nas coberturas tornou os projetos viáveis. A instalação de um minigerador de 1 MWp reduziria o consumo anual de energia da universidade em até 7,42%. Mesmo no pior cenário de CAPEX (\$1.35/Wp ou R\$5.00/Wp), o investimento total seria de \$854,874.00 (R\$3,166,200.00), resultando em uma economia anual de cerca de \$189,000 (R\$700,000.00). O estudo demonstrou que a integração de sistemas FV pode ser economicamente viável e trazer benefícios adicionais, como melhoria estética e conforto. Com a redução contínua dos custos dos sistemas FV e o aumento das tarifas de energia elétrica, a viabilidade econômica tende a melhorar, tornando esses sistemas uma solução atrativa tanto tecnicamente quanto economicamente.

Por fim, a dissertação de [PERONDI \(2019\)](#) investigou a viabilidade econômica de instalar um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) no prédio Engenharia Nova da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Considerando a área disponível no telhado e o consumo energético do edifício, determinou-se a potência ideal do sistema. Os custos de aquisição e manutenção foram obtidos por meio de uma pesquisa de mercado com empresas especializadas. As receitas projetadas foram baseadas na produção energética do sistema e na inflação tarifária ao longo da vida útil do projeto. Utilizando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) média da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), o fluxo de caixa foi projetado para 25 anos. A análise de atratividade do investimento foi realizada através do Valor Presente Líquido (VPL), Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback descontado. O estudo revelou que o projeto é economicamente viável em diversos cenários, com um VPL de R\$ 239.419,59, VAUE de R\$ 63.813,59, TIR de 18,77% a.a., e *payback* descontado de 7,6 anos no cenário base. A análise detalhou os custos e receitas envolvidos, utilizando métodos

tradicionais de engenharia econômica e simulando diferentes cenários para compreender o impacto de variações nas projeções. Apesar da viabilidade econômica, o projeto mostrou-se financeiramente inviável para a universidade devido à falta de recursos próprios para o investimento, sugerindo a necessidade de parcerias. Conclui-se que projetos fotovoltaicos são viáveis economicamente para a universidade.

3 METODOLOGIA

Este capítulo propõe a construção de uma metodologia a fim de produzir um levantamento técnico de instalações fotovoltaicas para as dependências da universidade assim como, elaborar e apresentar conceitos econômicos para análise financeira das mesmas. As seções seguintes buscam apresentar em detalhes as etapas necessárias para elaboração de um anteprojeto de sistemas fotovoltaicos (SFV) para instalação nas áreas 1 e 2 do campus de São Carlos. A Figura 12 apresenta um esquemático com os passos necessários para atingir tal objetivo.

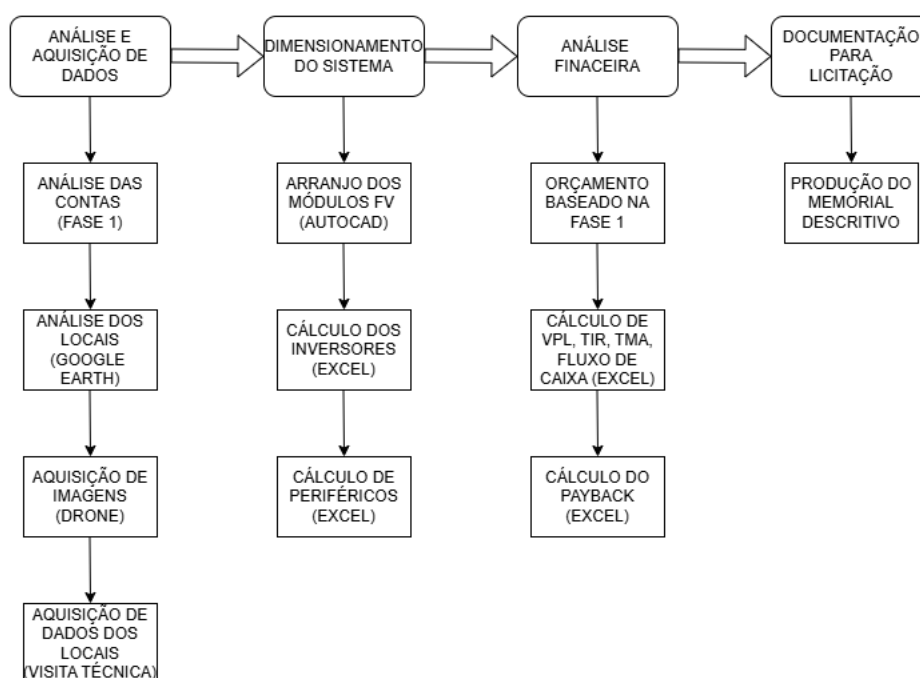


Figura 12 – Esquemático dos passos da metodologia.

Fonte: Adaptado de (TANIZAKA E. C. S.; BERNARDO, 2018).

3.1 O Campus de São Carlos

A implantação da USP em São Carlos começa no ano de 1948, com a criação da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC), no prédio que hoje abriga o Centro de Divulgação Científica e Cultural (CDCC), no centro da cidade. Com o tempo a sede da Escola ficou pequena. Assim, em 1956, a unidade foi transferida para uma área bem maior, onde se constituiu o campus universitário.

O Campus da USP da cidade de São Carlos abrange 5 principais faculdades: o Instituto de Arquitetura e Urbanismo (IAU), a Escola de Engenharia de São Carlos (EESC), o Instituto de Física de São Carlos (IFSC), o Instituto de Química de São Carlos

(IQSC) e o Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação (ICMC). Há também prédios ligados a Prefeitura de São Carlos (PUSP-SC). Ao todo são oferecidos 23 cursos de graduação, assim como 19 programas de pós-graduação stricto sensu. O corpo de discentes conta com 4.822 alunos de graduação e 4.507 alunos de pós-graduação. O corpo de docentes conta com 538 professores. Os funcionários técnicos e administrativos somam um total de 988 pessoas (USP, 2022). O campus está dividido em duas principais áreas, denominadas área 1 e área 2. Há também o CDCC onde foi a primeira sede da USP e o Centro de Recursos Hídricos e Estudos Ambientais (CRHEA) que fica localizado fora do perímetro urbano, a área faz parte do município de Brotas. A área 1, principal unidade com a maior concentração de atividades e foco deste trabalho, conta com uma área territorial de $321.457,00 \text{ m}^2$ e $140.303,82 \text{ m}^2$ de área edificada. Já a área 2, também foco deste trabalho conta com uma área territorial de $978.027,85 \text{ m}^2$ e $47.262,36 \text{ m}^2$ de área edificada (USP, 2022). A Figura 13 ilustra o mapa das duas áreas descritas.



Figura 13 – Mapa das áreas 1 e 2 do Campus de São Carlos da USP.

Fonte: Adaptado de (USP, 2022).

3.1.1 A distribuição elétrica do campus

A área 1 possui um total de 4 unidades consumidoras, todas alimentadas pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) em alta tensão de 11,9kV pertencendo ao grupo tarifário A4-Verde. A divisão das unidades consumidoras é feita por uma linha imaginária que divide o campus entre prédios ligados a Unidade Consumidora Norte (nº

2569973) e prédios ligados a Unidade Consumidora Sul (nº 2095874). Há também a Unidade Consumidora Física I (nº 2364182) e Unidade Consumidora Física II (nº 30934931), sendo, por tanto, a alimentação das unidades do IFSC separadas do restante dos prédios do campus. Dessa forma, tem-se as 4 unidades consumidoras que compõe a área 1, conforme apresenta a Figura 14.

Já a área 2 possui, atualmente, uma única unidade consumidora que recebe alimentação pela CPFL também em alta tensão de 11,9kV pertencendo ao grupo tarifário A4-Verde.

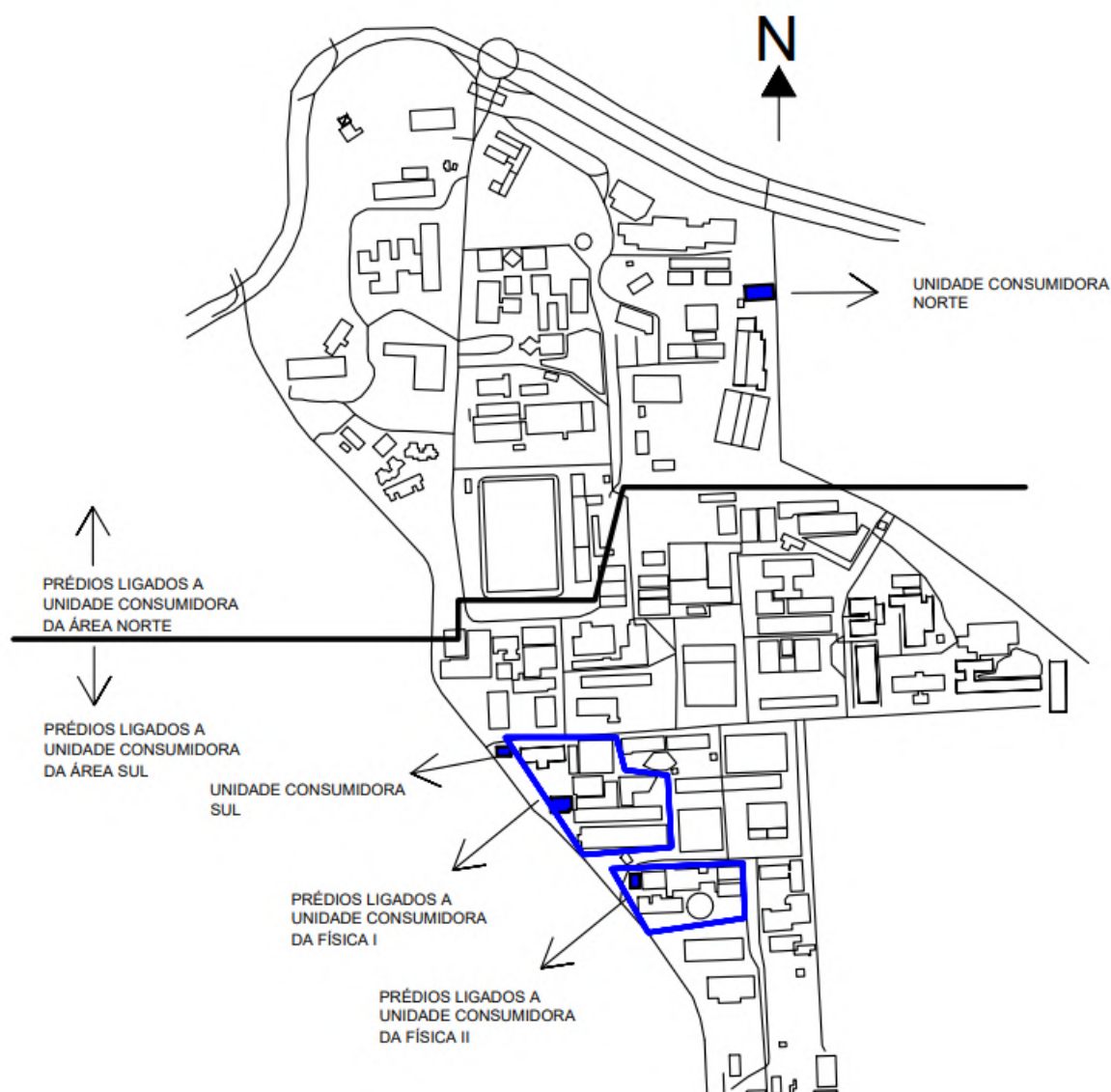


Figura 14 – Divisão das unidades consumidoras do campus de São Carlos.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

O rebaixamento de tensão tanto da áreas 1 quanto da área 2 é feito de maneira individual para cada conjunto de prédios. Dessa forma, existem transformadores instalados

por todo o campus sendo em 4 diferentes formas de instalação: aérea, semi-enterrados, cabines de alvenaria e cubículos de aço. Os transformadores apresentam-se 2 meios de resfriamento: a seco e a óleo. As tensões disponíveis em sua maioria no lado de baixa são 220V trifásico e 127V monofásico.

3.1.2 A tarifação elétrica do campus

Conforme introduzido anteriormente, o campus de São Carlos é alimentado pela concessionária na faixa de tensão acima de 2,3kV dessa forma, faz parte da modalidade tarifária aplicada ao grupo A, especificamente na tarifa horária verde, pois a tensão é também menor que 69kV. Para este grupo a tarifa de energia é composta por três termos: a Demanda (DM), o Consumo de Ponta (CP) (geralmente empregado no período das 00:00 às 17:59 e das 21:00h às 23:59h) e o Consumo Fora de Ponta (CFP) (geralmente empregado das 18:00h às 20:59h). Para estes três termos são aplicadas as cobranças em cima da Tarifa de energia (TE) e a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A Figura 15 apresenta o esquema tarifário para este grupo.

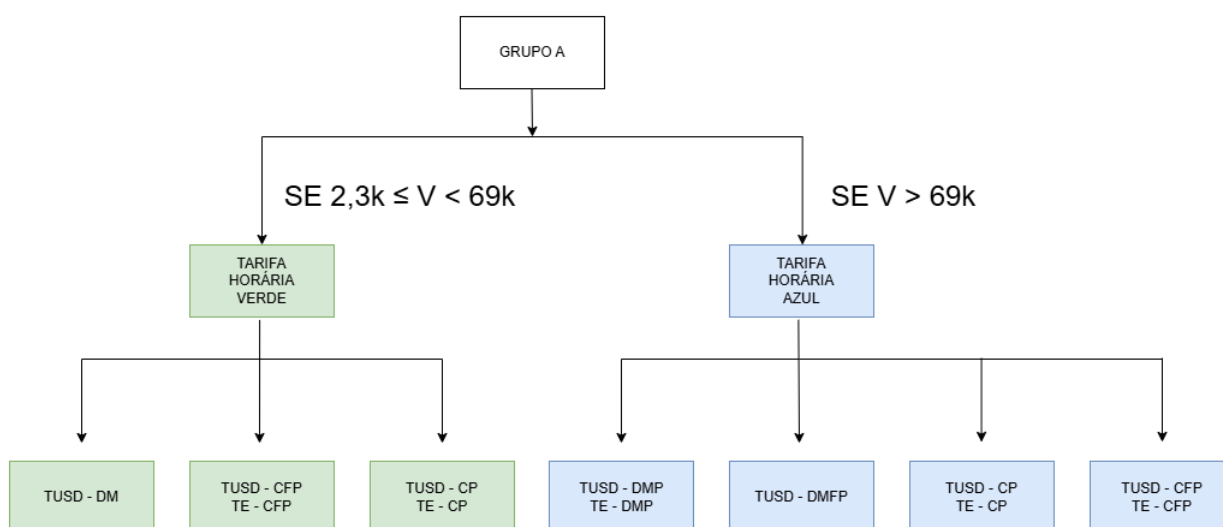


Figura 15 – Esquema tarifário grupo A.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

3.2 O projeto fotovoltaico no Campus de São Carlos

Este trabalho faz parte de um projeto de transição energética elaborado pela reitoria da USP de São Paulo sob a direção do Reitor Carlos Gilberto Carlotti Junior. O projeto em questão iniciou-se com a criação do Grupo de Trabalho Energética (GT-energética) visando promover o estudo de questões energéticas nos campus da Universidade de São Paulo (USP). O projeto conta com um grupo professores da USP, cada um responsável por uma sub-área de estudo na temática da transição energética aplicada aos campi da USP.

Na unidade de São Carlos a principal ação tomada foi a adoção da energia proveniente do sol por meio da instalação de unidades geradoras fotovoltaicas em diversos prédios do campus, incluindo a área 1 e área 2, sob a responsabilidade do Professor Dr. Elmer Cari. O projeto tem como objetivo geral suprir 20% do total de potência consumidos em ambas as áreas do campus de São Carlos. O projeto foi dividido em duas fases, tendo a primeira etapa já sido estudada, tendo alcançado um total de 9,37% de energia suprida para a área 1 e 8,74% para a área 2 com um total de 17 instalações.

Inicialmente o projeto proposto no trabalho [BORGES L. B. e ZHANPENG \(2023\)](#), constava o estudo de 23 instalações em prédios e uma miniusina de solo, porém após análises por parte dos membros responsáveis pelo processos de licitação das obras, chegou-se a conclusão de que alguns prédios deveriam serem retirados devido a questões estruturais não favoráveis dos telhados passando para o total de 16 instalações em prédios e uma miniusina de solo (17 instalações no total), conforme citado anteriormente.

Esta monografia em questão visa complementar o estudo realizado anteriormente, buscando elaborar um anteprojeto (memorial) com novas instalações a fim de alcançar os 20% almejado no início do projeto.

3.3 Análise do consumo energético e energia fotovoltaica necessária para o campus

O primeiro passo fundamental para iniciar a avaliação do quanto de potência fotovoltaica será necessário e, portanto, o dimensionamento das instalações é conhecer o perfil de consumo do campus.

A unidade de USP de São Carlos não possui medições de consumo individuais para cada prédio, dessa forma, a única maneira de realizar essa avaliação é por meio das contas de energia emitidas pela CPFL. Essas contas podem ser acessadas via plataforma "CONTALUZ".

Para o projeto em questão o ano de referência para realização da análise foi 2019, pré-período pandêmico a fim de não ter interferência nos dados de consumo. Os dados de consumo do campus foram retiradas do trabalho de [BORGES L. B. e ZHANPENG \(2023\)](#), que previamente já haviam analisado. A avaliação levou em consideração as informações como o mês, o tipo de tarifa, o consumo de ponta, o consumo fora de ponta, o consumo total e o total pago. A partir destes resultados, pode-se calcular a energia fotovoltaica necessária.

A energia fotovoltaica é produzida predominantemente fora do horário de ponta, enquanto a carga consome energia tanto fora do horário de ponta quanto durante o horário de ponta. O objetivo é que a energia fotovoltaica compense o consumo de energia da carga tanto fora quanto durante o horário de ponta. No entanto, é importante considerar que a tarifa de energia durante o horário de ponta é mais alta do que fora desse período. Para

que a energia produzida pelo sistema fotovoltaico (EFV) compense a energia consumida fora do horário de ponta (EFP), a relação é de um para um (1:1). Para compensar o consumo de energia durante o horário de ponta, é necessário multiplicar pelo fator $\frac{TE_{EP}}{TE_{EFP}}$. Portanto, a energia fotovoltaica necessária para equilibrar o consumo de energia da carga tanto no horário de ponta quanto fora dele é dada pela equação 3.1.

$$E_{TOTAL} = EFP + \frac{TE_{EP}}{TE_{EFP}} \cdot EP \quad (3.1)$$

Onde:

- EP : Energia consumida pela carga no horário de ponta $[kWh]$
- EFP : Energia consumida pela carga no horário fora de ponta $[kWh]$
- TE_{EP} : Tarifa de energia consumida pela carga no horário de ponta $[R\$/kWh]$
- TE_{EFP} : Tarifa de energia consumida pela carga no horário fora de ponta $[R\$/kWh]$
- E_{TOTAL} : Energia que deve produzir o sistema fotovoltaico a fim de compensar a energia $[kWh]$

Conforme já introduzido anteriormente, o projeto em questão buscou suprir o consumo de 20% do total de energia consumida no campus. Portanto, o cálculo para determinar a energia a ser suprida é dado pela Equação 3.2.

$$E_{FV} = 0,2 \times E_{TOTAL} \quad (3.2)$$

Para o cálculo da potência fotovoltaica a ser instalada é realizada pela Equação 3.3.

$$P_{FV} = \frac{1000 \times E_{FV}}{I_{RS} \times N_{dias} \times \eta_{sis}} \quad (3.3)$$

Onde:

- P_{FV} : Potência pico do sistema fotovoltaico $[W]$;
- E_{FV} : Energia Fotovoltaica dado em $\left[\frac{kWh}{mês}\right]$;
- I_{RS} : Irradiação solar do local dado em $\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot dia}\right]$;
- η_{sis} : Eficiência do sistema fotovoltaico;
- N_{dias} : Número de dias para qual deseja-se calcular.

A eficiência do sistema fotovoltaico η_{sis} é definida pela equação 3.4. Em condições normais η_{sis} deve ficar entre 0,70 e 0,85. Nesta aplicação, foi escolhido $\eta_{ar} = 0,93$, $\eta_{ter} = 0,9$ e $\eta_{inv} = 0,95$ e $\eta_{var} = 1,0$. Assim $\eta_{sis} = 0,8$. Geralmente os engenheiros para maior prática de aplicação, utilizam como eficiência do sistema o fator de $\boxed{\eta_{sis} = 0,8}$, que é uma boa estimativa.

$$\eta_{sis} = 1 - \eta_{somb} + \eta_{ter} + \eta_{inv} \quad (3.4)$$

$$\eta_{sis} = 0,8$$

Sendo:

- Perdas devido ao sombreamento (η_{somb}) = 0,1
- Perdas devido às perdas térmicas (η_{ter}) = 0,05
- Perdas devido ao inversor (η_{inv}) = 0,05

A partir da consideração de $TE = 0,49R\$$, $CFP = 0,30R\$$ (valores médios praticados pela concessionária CPFL) e utilizando dos resultados da análise de conta de energia aplicados as Equações 3.1 e 3.3, chega-se as Tabelas 3 e 4 contendo os a energia fotovoltaica e a potência fotovoltaica para suprir os 20% do consumo energético das Áreas I e II.

Tabela 3 – Cálculo da potência necessária para chegar em 20% na Área I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

UNIDADE CONSUMIDORA	EFV (kWh/Ano)	PFV 20% (kWp)
ÁREA NORTE	4.032.563,67	555,74
ÁREA SUL	5.630.271,11	775,93
IFSC 1	2.461.652,17	339,25
IFSC 2	665.226,16	91,68
TOTAL	12.789.713,10	1.762,59

Tabela 4 – Cálculo da potência necessária para chegar em 20% na Área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

UNIDADE CONSUMIDORA	EFV (kWh/Ano)	PFV 20% (kWp)
ÁREA II	2.788.211,53	356,71
TOTAL	2.788.211,53	356,71

3.4 Análise dos possíveis prédios

A análise dos prédios com potencial para recepção dos sistemas fotovoltaicos pode ser resumida pelo esquema apresentado pela Figura 16.

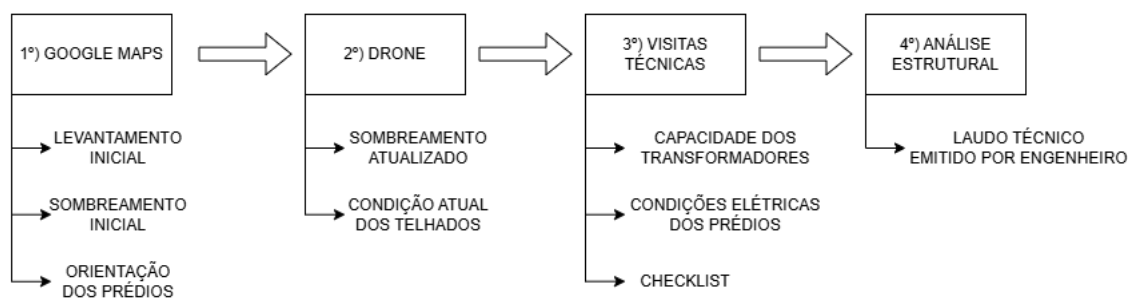


Figura 16 – Metodologia para análise dos prédios.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

A partir das etapas demonstradas na figura acima pode-se afunilar, de maneira precisa, a seleção dos prédios, restando apenas as estruturas ideais para receber as instalações fotovoltaicas.

3.4.1 Primeira etapa: Aeromapeamento

A primeira etapa da seleção dos prédios iniciou-se pela utilização de um estudo de sombreamento por meio de aerofotogrametria realizado pelo Prof. Dr. Marcel Fantin com apoio do aluno Ivan Coelho. O estudo foi realizado por meio de um aeromapeamento que resultou em um mosaicos aerofotogramétricos. Posteriormente, as imagens geradas foram processadas com a utilização de softwares como AgisoftPhotoscan e geração de ortomosaico em ambiente de Sistema de Informações Geográficas. O mapeamento foi realizado nas áreas 1 e 2 do campus durante o solstício de inverno e no solstício de verão. No total foram 8 aerolevantamentos (4 para área 1 e 4 para a área 2), que resultaram um uma base sólida de dados a respeito do sombreamento no campus. A Figura 17 apresenta os resultados obtidos para a área 1 durante o solstício de inverno, através da utilização do Google Earth por meio de arquivos .kmz. A Figura 18 apresenta a comparação de um prédio utilizando essa ferramenta para o período da manhã e tarde.

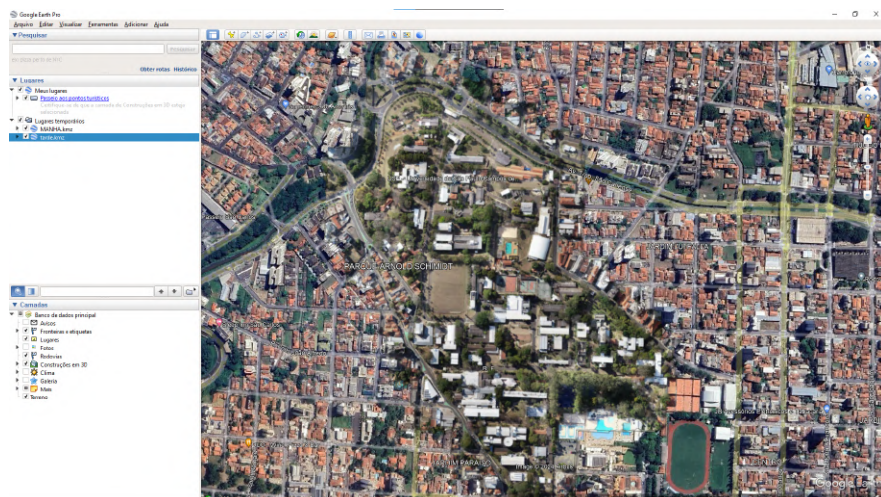
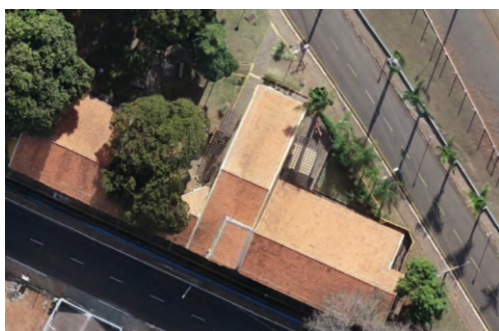


Figura 17 – Arquivos .kmz de análise de sombreamento acoplados ao Google Earth.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.



(a) Manhã.



(b) Tarde.

Figura 18 – Resultado do aeromapeamento - Solstício de inverno.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

A partir deste mapeamento uma primeira seleção de prédios foi levantada. Além da análise de sombreamento por meio do aeromapeamento, nesta primeira seleção também foram considerados as orientações dos prédios, dando-se preferencia para os prédios com as águas dos telhados voltados ao sentido norte geográfico, dado que nesta orientação tem-se uma geração otimizada para o hemisfério sul.

3.4.2 Segunda etapa: Drone

Após a primeira seleção, foram realizados novos sobrevoos utilizando um drone da marca DJI modelo Mavic Pro de propriedade do Laboratório de Análises Computacionais em Sistemas Elétricos de Potência (LACoSEP). Este novo sobrevôo deu-se por conta da USP São Carlos possuir um grande dinamismo em suas instalações, fazendo com que o aeromapeamento realizado no primeiro semestre de 2022 utilizado como ponto de partida

para a seleção inicial dos prédios pudesse não conter novas instalações, o que geraria novos padrões de sombreamento não contabilizados na primeira análise. Portanto, através deste segundo levantamento pode-se confirmar de fato a questão do sombreamento nos prédios e também analisar de maneira minuciosa a qualidade dos telhados, descartando estruturas muito antigas e/ou com superfícies incompatíveis com instalações fotovoltaicas, como telhados abaulados do ginásio e Fórmula SAE (prédio pertencente a Engenharia Mecânica) e telhados de fibrocimento muito antigos como o instalado no prédio antigo da engenharia elétrica. Novamente atuando como um funil, a segunda esta segunda etapa de seleção contribui de maneira a reduzir ainda mais as possíveis instalações.

3.4.3 Terceira etapa: Visitas técnicas

Após a segunda seleção, iniciou-se a terceira etapa, caracterizada pelas visitas técnicas. Esta etapa foi executada com apoio dos técnicos responsáveis nas áreas de elétrica e estruturas de cada unidade do campus.

Umas das principais características investigadas nesta etapa foi avaliar as distâncias entre os painéis de distribuição do lado secundário dos transformadores que abastecem os prédios e o local onde serão instalados os dispositivos do sistema fotovoltaico. Isso deu-se devido ao fato de que os sistemas fotovoltaicos irão operar de maneira a não exportar energia elétrica para a rede da concessionária em modo "*Zero-Export*" e, sendo assim, será necessário um controle por meio de um *smart meter* utilizando Transformadores de Potencial (TP) e Transformador de Corrente (TC) no lado de baixa tensão dos transformadores para avaliar o consumo instantâneo em tempo real dos prédios (este modelo será explicado em detalhes neste mesmo capítulo nas seções seguintes). Outra questão nestas mesma área foi de avaliar a potência nominal dos transformadores que abastecem os prédios que receberam os SFV, pois deve-se garantir que esta seja adequada para suportar a adição de energia elétrica proveniente dos SFV.

Também foram analisados os disjuntores principais, a bitola do cabeamento principal e também se há espaço extra para comportar um disjuntor de caixa moldada nos quadros elétricos que receberão a injeção de corrente da geração fotovoltaica. Esta verificação buscou avaliar se o sistema elétrico tinha a capacidade de absorver a energia extra produzida pelos painéis solares fotovoltaicos. Essa avaliação foi crucial para assegurar tanto a segurança quanto o funcionamento eficiente do sistema, especialmente durante os períodos de máxima geração solar.

Durante as visitas técnicas também foram determinadas os locais ideais para instalação dos inversores solares e também dos painéis de controle e proteção que armazenarão tanto dispositivos de proteção quantos os dispositivos de medição (*smart meters*). Também Diversas fotografias dos locais visitados foram tiradas, capturando detalhes essenciais para o preenchimento do *checklist*.

Durante as visitas técnicas também foi preenchido um checklist com informações relevantes para construção do anteprojeto, como altura do prédio, distância das instalações aos transformadores, dados específicos do quadro de distribuição e características do telhado.

3.4.4 Quarta etapa: Laudo estrutural

A última etapa de afunilamento da seleção dos prédios para receberem os SFV foi o laudo estrutural dos prédios selecionados emitidos por um engenheiro civil. Para a implementação de módulos fotovoltaicos na Universidade de São Paulo (USP) - Campus São Carlos, é essencial realizar uma análise detalhada das estruturas das coberturas e das telhas que as compõem.

Essa análise inclui a identificação dos tipos de estruturas, suas dimensões e perfis, além do registro dos tipos e modelos das telhas utilizadas, conforme o *checklist* realizado nas etapas anteriores. A avaliação estrutural seguirá as normas vigentes, permitindo comparações criteriosas que determinarão a adequação das estruturas para a instalação dos módulos fotovoltaicos.

A análise também incluirá uma inspeção das estruturas existentes, garantindo não apenas a conformidade com as normas, mas também a eficiência e segurança necessárias. A norma ABNT NBR 8800/2006, que aborda o projeto de estruturas de aço e mistas de aço e concreto para edificações, será a principal referência adotada pelo profissional contratado para este estudo, fornecendo diretrizes específicas para as avaliações estruturais no contexto do projeto fotovoltaico na USP São Carlos.

3.5 Dimensionamento dos arranjos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico escolhido para este projeto foi o modelo CS6W-550MS da marca Canadian, cujo *datasheet* é apresentado pela Figura 19. O modelo escolhido possui uma oferta comercial muito grande no mercado nacional, o que gera um barateamento do valor final. O produto também apresenta excelentes características técnicas e está de acordo com os testes do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO).

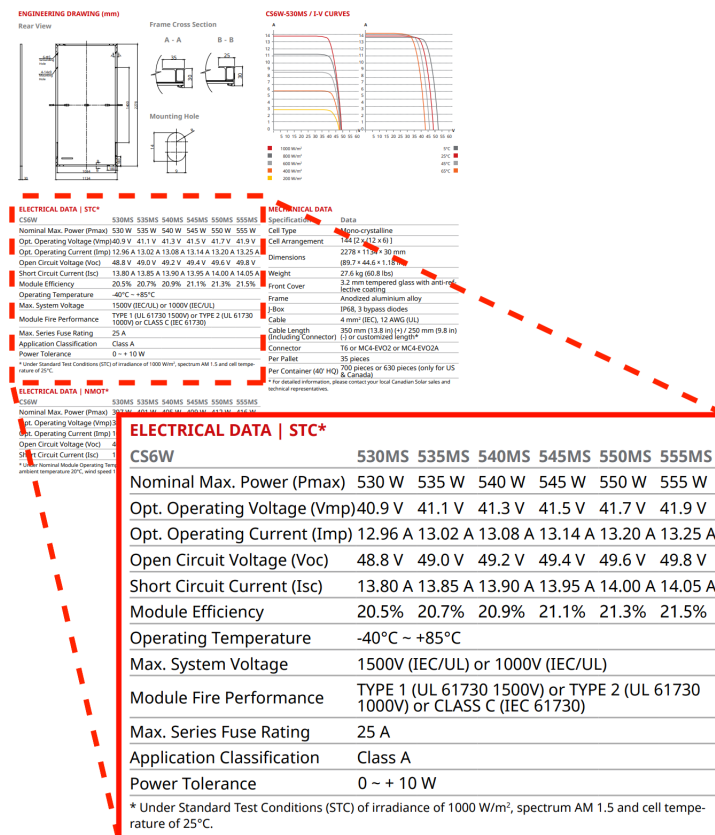


Figura 19 – *Datasheet* - CS6W-550MS - Canadian.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Os principais dados que serão utilizados no dimensionamento dos inversores foram resumidos abaixo:

- $P_{MOD} = 550 \text{ W}$ (Potência nominal de pico à STC)
- $V_{OC} = 49,60 \text{ V}$ (Tensão em circuito aberto)
- $I_{sc} = 14,00 \text{ A}$ (Corrente de curto-circuito)
- $V_{MPPT} = 41,70 \text{ V}$ (Tensão de operação de máxima potência)

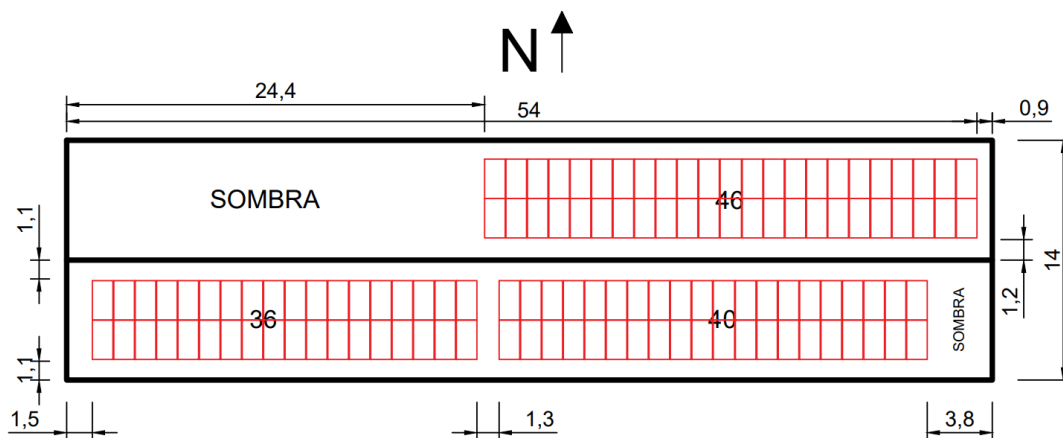
- $I_{MPPT} = 13,20 \text{ A}$ (Corrente de operação de máxima potência)
- $\alpha = -0,26\% / ^\circ C$ (Coeficiente de temperatura de V_{oc})
- $L=1200 \text{ mm}$ (Largura)
- $C=2300 \text{ mm}$ (Comprimento)

Os módulos fotovoltaicos foram dimensionados utilizando o software de desenho 2D AutoCAD. A partir da obtenção das dimensões dos prédios escolhidos, foi possível representar os telhados em 2D e arranjar os módulos solares de forma a obedecer o alinhamento dos telhados com a fixação das estruturas de suporte.

A fim de garantir segurança, manutenibilidade e estética para as instalações, buscou-se destinar um espaço de no mínimo 800mm em relação as extremidades dos telhados. Em telhados com comprimento maiores que 30 metros, buscou-se também criar corredores a fim de facilitar manutenção e limpeza. A Figura 20 apresenta o dimensionamento para o prédio do Laboratório de Madeiras e de Estruturas de Madeira (LaMEM).



(a) Fotografia feita com drone.



(b) Representação em AutoCAD.

Figura 20 – Exemplo de dimensionamento dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Devido ao sombreamento constatado via aeromapeamento ou por meio de sobrevoos com o drone, algumas regiões não receberão módulos fotovoltaicos (regiões destacadas no desenho 2D por "SOMBRA").

3.6 Dimensionamento dos inversores fotovoltaicos

Conforme apresentado nas seções anteriores, a USP São Carlos possui toda sua distribuição elétrica de baixa tensão em 220 Volts trifásico, porém a grande maioria dos inversores trifásicos comerciais operam em 380 volts. Dessa forma, a fim de evitar a utilização de transformadores, o que acrescentaria uma maior dificuldade nas instalações, aumentando o custo, necessitando de maiores espaços e, principalmente, ocasionando ruído, especialmente em prédios de estudo e pesquisa, optou-se pela utilização de inversores *string* trifásicos 220 Volts.

Para atender este importante requisito, foi escolhido a linha de inversores *string* da marca GROWATT linha MID, MAC e MAX, com potências no lado alternado que variam de 15kW a 75kW, suficientes para atender as instalações planejadas para o projeto. A marca em questão possui comercialização em território nacional, um requisito do edital de licitação, assim como as certificações emitidas pelo INMETRO.

Para especificações dos inversores, é necessário avaliar as características tanto do módulo, quanto do arranjo fotovoltaico construído. Quatro principais fatores devem ser calculados para um correto dimensionamento.

O primeiro fator é o cálculo da potência máxima dos sub-arranjos fotovoltaicos que pode ser calculada dividindo a potência fotovoltaica instalada pelo número de sub-arranjos, conforme a Equação 3.5.

$$P_{FV-MPPT} = \frac{P_{FV-INS}}{N_{MPPT}} \quad (3.5)$$

Onde:

- $P_{FV-MPPT}$: Potência fotovoltaica de cada subarranjo [kW];
- P_{FV-INS} : Potência fotovoltaica instalada [kW];
- N_{MPPT} : Número de MPPT do inversor.

O segundo fator é o cálculo da máxima tensão de saída dos arranjos fotovoltaicos. À medida que a temperatura dos módulos diminui para valores abaixo daqueles encontrados nas condições padrão de teste (*Standard Test Conditions* - STC), a tensão máxima de cada série se altera, portanto, é necessário determinar a nova tensão máxima que cada série de módulos alcançará. Dessa forma, é interessante considerar o pior cenário para queda

de temperatura, ou seja, o inverno. tomando o Brasil como referência, uma temperatura médio mínima frequentemente utilizada nos livros de engenharia é 5°C. A equação para realizar este cálculo é apresentada em 3.6 e 3.7.

$$V_{FV-MAX} = V_{OC} \times \left[1 + \left(\frac{\alpha \cdot \Delta T}{100} \right) \right] \times N_{MOD-STR-R} \quad (3.6)$$

$$\Delta T = T_{c(min)} - T_{c(STC)} \quad (3.7)$$

Onde:

- V_{FV-MAX} : Condição de máxima tensão de saída da série fotovoltaica [V];
- $N_{MOD-STR-R}$: Número de módulos em série por *string* real;
- ΔT : Variação de temperatura no inverno em relação à temperatura ambiente [°C];
- α : Coeficiente de temperatura de V_{oc} $\left[\frac{\%}{^\circ C} \right]$;
- T_c : Temperatura da célula. Foi utilizado o pior caso $T_c = T_{c(min)}$ [°C];
- $T_{c(STC)}$: Temperatura da célula em STC, $T_{c(STC)} = 25^\circ C$.

O terceiro fator é o cálculo de tensão de operação no ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico. Para condições de operação normal, o inversor trabalha no *Maximum Power Point Traking* (MPPT), assim, a tensão e corrente são definidos pelas Equações 3.8 e 3.9.

$$V_{OPE-MPP} = N_{MODs} \times V_{MPP} \quad (3.8)$$

$$I_{OPE-MPP} = I_{MPP} \quad (3.9)$$

Onde:

- $V_{OPE-MPP}$: Tensão de operação da série fotovoltaica no MPP [V];
- $I_{OPE-MPP}$: Corrente de operação da série fotovoltaica no MPP [A];
- N_{MODs} : Número de módulos em série da *string*.

O quarto e último fator é fortemente recomendada por livros de projetos fotovoltaicos que consiste na potência aplicada na entrada do inversor em CC (P_{CC-INV}) seja maior que a potência nominal de saída do inversor em CA (P_{CA-INV}). Essa razão é dada

pelo fator de sobredimensionamento entre a potência CC e CA ($F_{SOB-INV}$) dada pela Equação 3.10.

$$F_{SOB-INV} = \frac{P_{CC-INV}}{P_{CA-INV}}; \text{ com } F_{SOB-INV} > 1 \quad (3.10)$$

Dimensionar a potência fotovoltaica de forma que $F_{SOB-INV} > 1$ é uma prática recomendada por especialistas da área técnica (costumeiramente usa-se valores para $F_{SOB-INV}$ entre $< 1,2 - 1,25 >$) visto que o SFV não opera o tempo todo próximo a sua capacidade de geração máxima. Há também a questão ligada a eficiência dos módulos fotovoltaicos, que diminui ligeiramente com o passar dos anos e os inversores funcionam de maneira mais eficiente quando operam próximos à sua capacidade máxima.

3.6.1 Inversores com controle da injeção de potência à rede

O projeto fotovoltaico para o campus de São Carlos será realizado através de uma licitação por meio de um pregão *online* pela plataforma Bolsa Eletrônica de Compras de São Paulo (BEC - SP) onde empresas do ramo fotovoltaico do Brasil todo podem participar e mandar sua proposta comercial.

A empresa ganhadora da licitação fica com o encargo de não só executar o projeto em si como também homologar os sistemas junto a concessionária CPFL. Dado que o sistema excede, para todas as 4 unidades consumidoras, o patamar de microgeração (sistemas menores que 75kW) e, se situam na minigeração com uma potência somada total de 1.6MW (Área I e II), os requisitos de homologação tendem a serem mais complexos e criteriosos por parte da CPFL. A concessionária tende a analisar os fluxos de potência considerando sempre o caso de maior impacto para o sistemas de distribuição, ou seja, quando há uma geração fotovoltaica máxima e um autoconsumo mínimo. Esse tipo de cenário extremo é simulado a fim de verificar se os ramais alimentadores da região onde deseja-se injetar a GD é suficiente para suportar toda a injeção, sem que haja danos a longo prazo para o sistemas da concessionária, como por exemplo os transformadores.

Dado que o processo é por meio de uma licitação e, portanto, após a definição da empresa vencedora, percalços com homologação do projeto junto a CPFL implicariam em complexas questões judiciais da empresa vencedora da licitação juntamente ao departamento jurídico/licitatório da USP, buscou-se prevenir esta situação já na fase de planejamento do anteprojeto por meio da utilização de sistemas *zero export* (também conhecidos como grid zero).

Os inversores com controle de injeção de potência à rede fazem a gestão da inserção de potência através da medição da potência fotovoltaica produzida e a potência consumida

instantânea. Caso haja um excedente, esta fica limitada ao valor parametrizado pelo inversor. Caso não seja desejado injeção, o inversor deve ser parametrizado com 0% ou na função "*zero-export*". Este tipo de sistema (*zero-export*) é frequentemente utilizado em países que ainda não há permissão para injeção de potência na rede das companhias elétricas, como no caso do Peru ou em países que por conta da sua capacidade de produção renovável variada ser tão grande, como no caso da Alemanha (detalhes sobre a produção deste país explicado no capítulo 2), em certos momentos do dia há a necessidade de se limitar a injeção de potência na rede elétrica a fim de prevenir problemas no sistema elétrico. A Figura 21 apresenta um esquema básico de comunicação deste tipo de sistema.

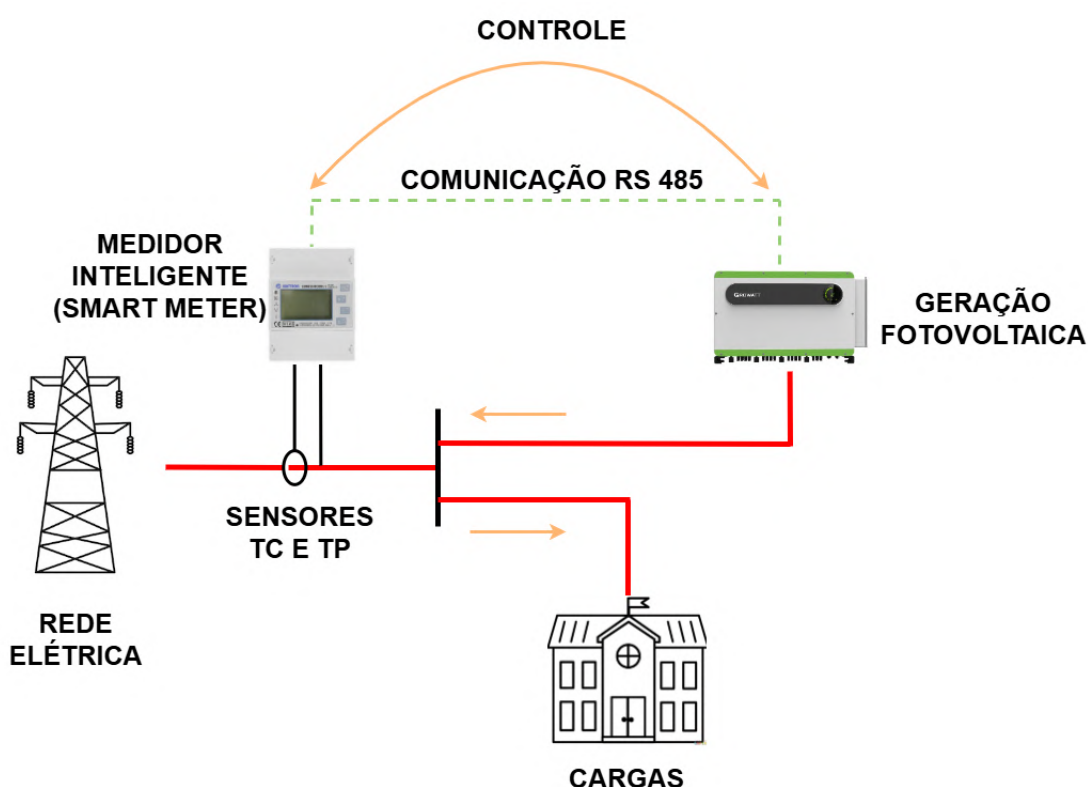


Figura 21 – Esquema de operação do sistema com controle de injeção de potência à rede.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

O medidor inteligente, também conhecido como "*smart meter*" deve ser instalado em um ponto da rede onde possa medir, através dos sensores Transformador potencial (TP) e Transformador de Corrente (TC) conectados ao dispositivo por meio de cabos PP multivias, todo o fluxo de potência que por ela passa, seja de consumo, seja de injeção. Dessa forma, através de sensores de medição, o smart meter poderá compreender se há fluxo de carga e assim comunicar-se com o inversor, por meio do meio físico RS-485 utilizando, no caso dos inversores Growatt, o protocolo de comunicação MODBUS RTU. A Figura 22 indica como é realizada esta ligação.



Figura 22 – Esquema de ligação entre o *smart meter* e o inversor.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Para o sistema especificado neste projeto, o *smart meter* utilizado é o da marca EASTRON modelo SDM630MCT-MV. A escolha deste modelo deve-se ao fato da marca Growatt já recomendar este modelo quando deseja-se operar seus inversores no modo *zero export*, portanto, há um suporte oficial da marca de como realizar este tipo de operação, garantido uma maior integridade no funcionamento do sistema. A configuração de comunicação pode ser feita diretamente nos dispositivos ou no caso do inversor, pode-se utilizar a plataforma de configuração ShineServer, da própria Growatt. Uma vez que o inversor seja configurado para operar recebendo comandos do smart meter, quando a comunicação entre os dois dispositivos é perdida, a produção de geração fotovoltaica automaticamente irá cair para zero, como medida de segurança.

3.6.2 Inversores fotovoltaicos com controle de injeção de potência à rede no campus da USP de São Carlos

Conforme apresentado anteriormente, o rebaixamento de tensão no campus de São Carlos é feito por meio de transformadores individuais para um conjunto de prédios situados próximo ao transformador ou em alguns casos para um único prédio (este arranjo acontece quando o consumo de potência do determinado prédio é alto). As Figuras que apresentam a distribuição dos transformadores de acordo com o tipo de instalação do mesmo para a Áreas I e II encontram-se nos Anexos B e C, respectivamente.

A geração fotovoltaica baseada em um sistema com inversor com controle da injeção de potência em 0% (*zero export*) apresenta uma grande compatibilidade com a topologia de rede do campus, uma vez que a medição pode ser feita no secundário do transformador, onde é captado todo o consumo dos prédios que estão acoplados a este e a injeção pode ser feita em qualquer ponto do barramento, ou seja, em qualquer prédio, visto que o consumo será equalizado para todos os prédios ligados ao mesmo transformador. Esta configuração foi aplicado para todos os SFVs selecionados neste anteprojeto, visto

que é uma configuração que pode ser replicada para todo o campus. No caso da USP o consumo das cargas apresenta um comportamento característicos, similar ao encontrado em ambientes comerciais. Dessa forma, o aproveitamento da energia solar fotovoltaico produzido será quase que totalmente utilizado para abater o consumo durante o dia. Em dias de feriados ou fora dos períodos letivos a USP mantém, em muitos casos, um consumo em torno de 30% devido a pesquisa, mantendo, portanto, a utilização dos SFV constante durante o ano todo. A Figura 23 apresenta um diagrama elétrico unifilar demonstrando a configuração do sistema *zero export*.

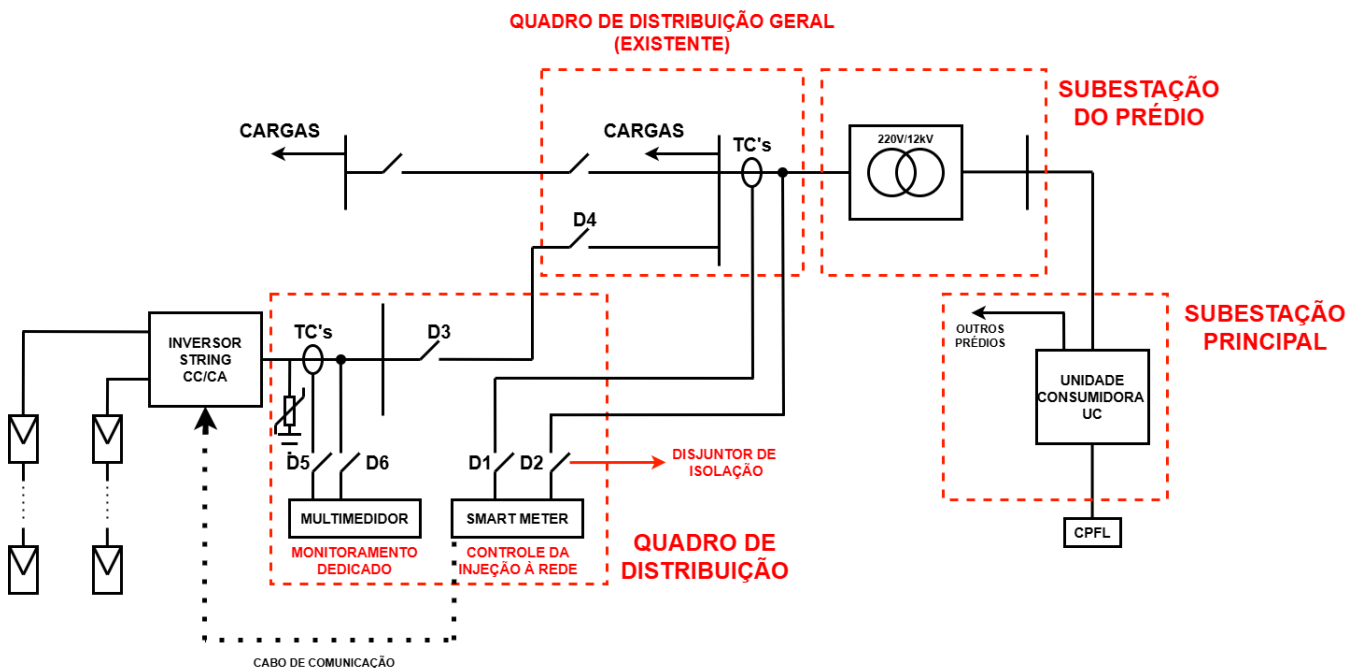


Figura 23 – Diagrama unifilar para o sistema zero export.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

O presente capítulo visa exemplificar a metodologia apresentada no capítulo anterior através de uma aplicação para um dos prédios selecionados. O prédio em questão é chamado Bloco D e pertence a EESC, servindo como salas de aula para grande parte das disciplinas oferecidas, principalmente, aos alunos de graduação dos cursos de Engenharia da EESC. A mesma metodologia foi aplicada para todos os 29 sistemas fotovoltaicos estudados neste projeto que constam no memorial final.

4.1 Análise e aquisição de dados

Conforme apresentado no capítulo anterior, a primeira etapa da seleção dos prédios foi a utilização de um estudo de sombreamento por meio de aerofotogrametria juntamente com a consideração das orientações dos prédios, dando-se preferência para os prédios com as águas dos telhados voltados ao sentido norte geográfico. Dessa forma, o Bloco D foi selecionado devido ao fato de, primeiramente, possuir suas águas voltadas para as direções norte/sul e, posteriormente, por possuir poucas ou quase nenhuma sombra conforme aponta o aeromapeamento apresentado na Figura 24.

A fim de garantir que o prédio em questão possui boas condições de suas telhas, visto que o estudo de sombreamento foi realizado em 2020 e que poderia estar um pouco desatualizado em relação à condição física dos telhados, foram realizados sobrevoos utilizando um drone. Essa avaliação pode ser observada na Figura 25, confirmando a excelente condição do bloco selecionado.



(a) Bloco D - Solstício de inverno - Manhã.



(b) Bloco D - Solstício de inverno - Tarde.

Figura 24 – Sombreamento através do estudo aerofotogramétrico para o bloco D.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.



Figura 25 – Fotografia atualizada do Bloco D.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Após a avaliação de sombreamento e condição de telhado, iniciou-se as visitas técnicas, onde foram determinados os locais de instalação do quadro de distribuição secundário (onde estarão os dispositivos de proteção, seccionamento e medição relativos aos SFV's) e o inversor fotovoltaico, conforme apresenta a Figura 26.

A principal característica levada em consideração para a escolha dos locais de instalação do quadro secundário e do inversor foram a proximidade do local com os quadro principais de cada transformador que alimenta a unidade que receberá o SFV. A escolha de locais próximos diminui a necessidade de extensas obras de infraestrutura para a passagem de cabos, por conta da necessidade de medição da corrente e tensão utilizando os TP's e TC's para controle de produção e exportação da energia fotovoltaica produzida, devido ao fato do sistema ser "*zero-export*", conforme explicado no capítulo 3. A infraestrutura de canaletas e tubulações pode ser vista pela Figura 27, assim como o quadro principal do secundário do transformador que alimenta o Bloco D pode ser visto pela Figura 28, onde serão instalados os sensores de medição, assim como um disjuntor adicional, que será explicado melhor nas próximas seções.

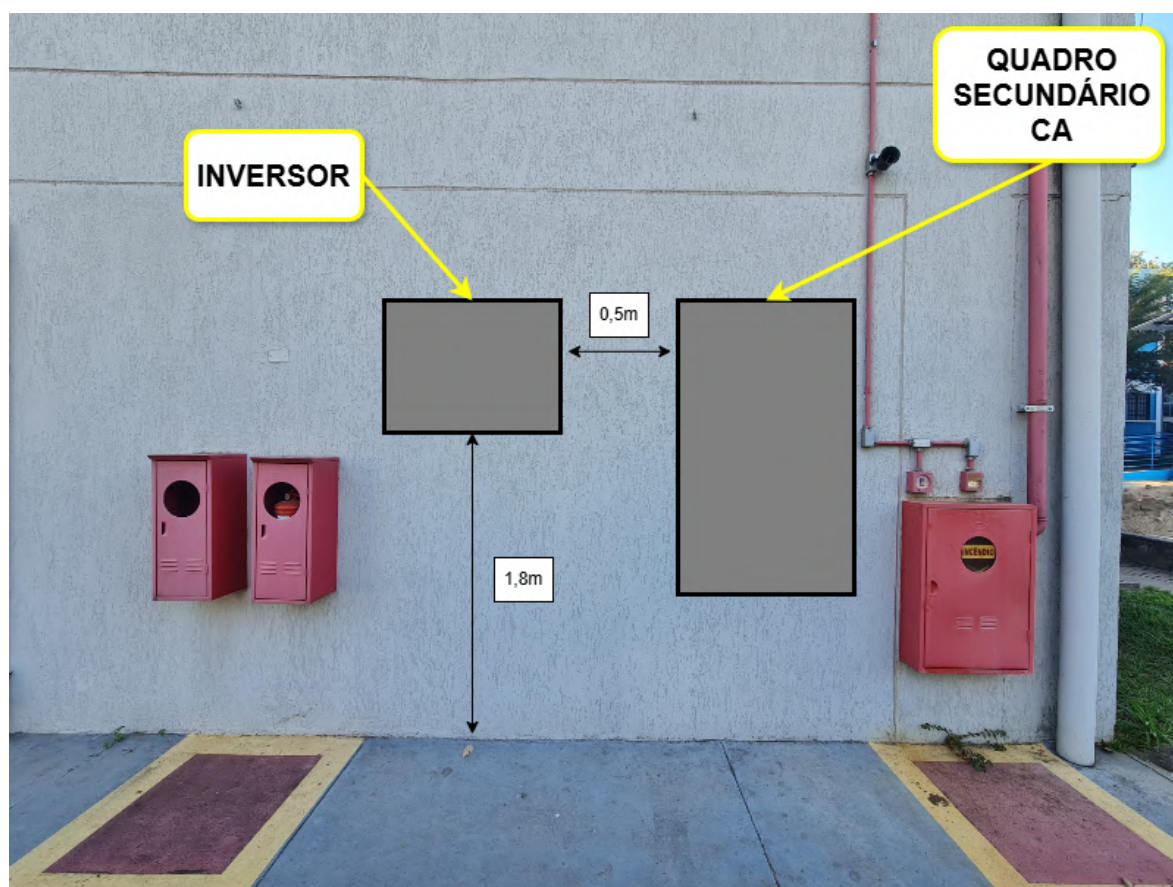


Figura 26 – Localização do inversor fotovoltaico e quadro secundário CA.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.



Figura 27 – Infraestrutura necessária para o Bloco D.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

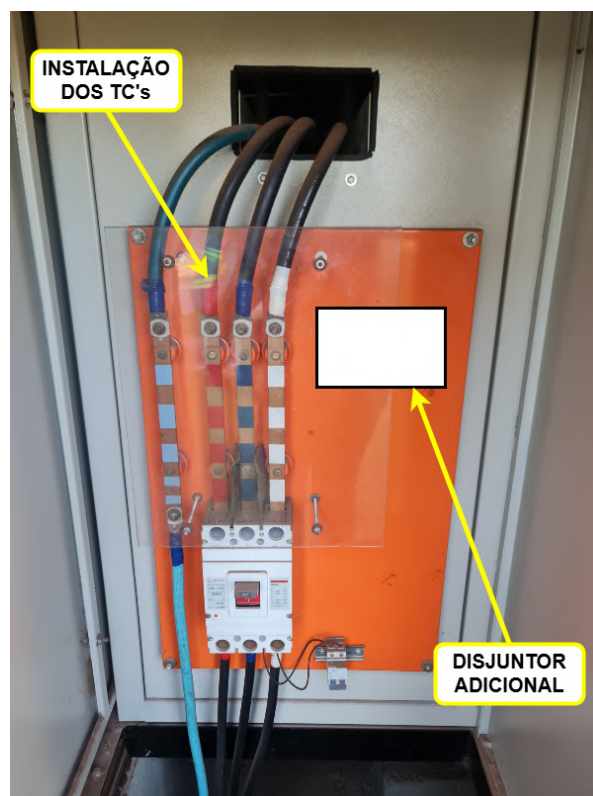


Figura 28 – Quadro principal CA - Secundário do transformador.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

4.2 Dimensionamento do sistema

4.2.1 Dimensionamento dos módulos

As dimensões do telhado do Bloco D foram medidas com auxílio com Google Earth, possuindo o bloco oeste 20m de comprimento por 18m de largura e o bloco leste 20m de comprimento por 18m de largura. A partir desses dados foi utilizado o software AutoCAD para representar o bloco e poder realizar o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos. Conforme apresentado no Capítulo 3, o módulo utilizado para este projeto é o de 550W, devido a grande comercialização no mercado nacional, medida necessária para facilitar para as empresas que virão a participar da licitação.

As dimensões do módulo escolhido como referência (CS6W-550MS - Canadian) são de 2,3m x 1,2m x 0,035m. Foram adicionados espaçamentos de 0.05m a fim de representar a medida das estruturas de fixação dos painéis. Também foi adicionado um espaçamento de segurança entre as extremidades das strings de pelo menos 0,5m a fim de garantir mobilidade para intervenções de manutenção e limpeza.

A Figura 29 apresenta o resultado final do dimensionamento dos módulos para o telhado do Bloco D, sendo ao todo 168 módulos.

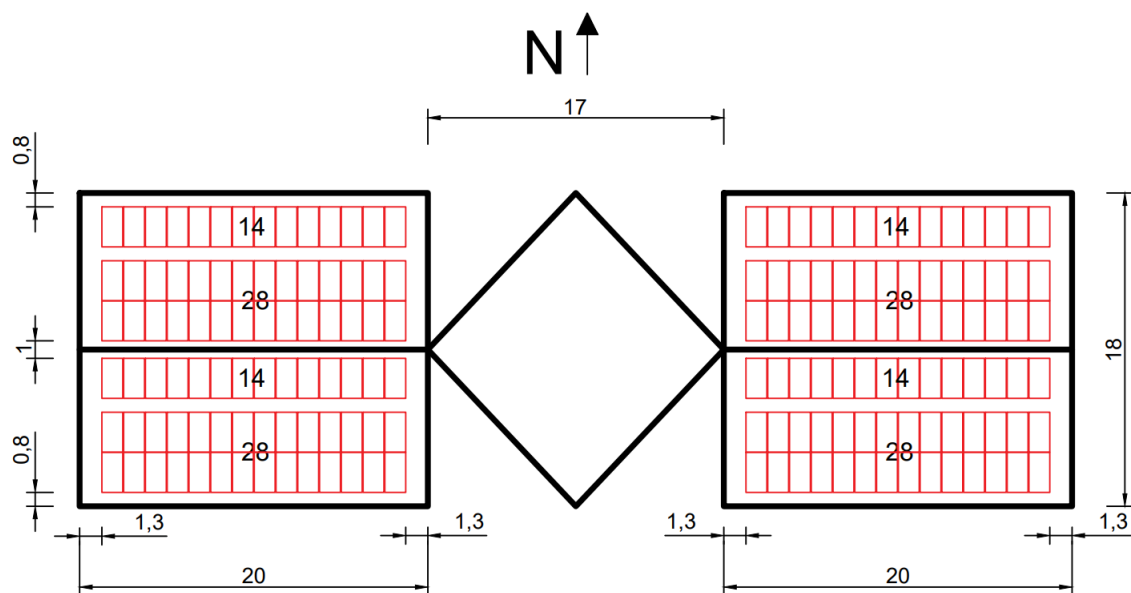


Figura 29 – Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos para o Bloco D.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

4.2.2 Dimensionamento do inversor

Os 168 módulos resultam no seguinte valor de potência de pico CC dado pela equação 4.1 apresentada no capítulo 3.

$$P_{CC-INV} = N_{MOD} \times P_{MOD} \quad (4.1)$$

$$P_{CC-INV} = 168 \times 550$$

$$\boxed{P_{CC-INV} = 92,4kW_p}$$

Onde:

- P_{CC-INV} : Potência fotovoltaica lado CC [W_p];
- N_{MOD} : Número de módulos;
- P_{MOD} : Potência do módulo fotovoltaico [W_p];

Dessa forma, a potência do lado CC para o Bloco D é de $92,4kW_p$. Para realizar o cálculo da potência do inversor necessária para atender este prédio, utiliza-se a Equação 3.10, tomando o fator de sobre-potência igual a 1,25, o valor recomendado por especialistas do ramo fotovoltaico, sendo a potência do lado CC 25% acima do potência do lado CA.

$$F_{SOB-INV} = \frac{P_{CC-INV}}{P_{CA-INV}}$$

$$P_{CA-INV} = \frac{P_{CC-INV}}{F_{SOB-INV}}$$

$$P_{CA-INV} = \frac{92,4}{1,25}$$

$$\boxed{P_{CA-INV} = 73,92kW}$$

Portanto, o inversor que será utilizado para o Bloco D é o valor mais próximo de potência comercial disponível no mercado. Para este caso será utilizado será o modelo MAX73KTL3-XL2 de 73kW de potência no lado CA. A Figura 30 apresenta o *datasheet* do inversor fotovoltaico escolhido, conforme ressaltado no capítulo 3, a escolha desta linha deve-se ao fato da necessidade de inversores que operem em 220V trifásico, modelos com menor disponibilidade comercial.

Ficha de dados	MAX 70KTL3-XL2	MAX 73KTL3-XL2
Dados de entrada		
Máxima potência CC	105000W	109500W
Máxima tensão CC	1100V	
Tensão de partida	195V	
Tensão nominal	370V	
Faixa de tensão MPP	180V-850V	
Números de MPP trackers	8	
Número de Strings FV por MPP trackers	2	
Máxima corrente de entrada por MPP Tracker	45A	
Máxima corrente de curto-circuito por MPP tracker	56.5A	
Saída		
Potência nominal de saída CA	70000W	73000W
Potência máxima aparente CA.	70000VA	73000VA
Tensão nominal de saída	127V/220V (101.6-139.7V)	
Frequência da rede CA	50/60 Hz (45~55Hz/55-65 Hz)	
Corrente máxima de saída.	183.7A @220V	191.6A @220V
Fator de potência ajustável	0.8leading ...0.8lagging	
THDi	<3%	
Tipo de conexão da rede CA	3W/N/PE	

Figura 30 – Datasheet do inversor fotovoltaico MAX73KTL3-XL2.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

4.2.3 Dimensionamento das *strings*/MPPT

A maneira estipulada para a distribuição dos 168 módulos foi de 14 módulos por *string*, resultando em um total de 12 *strings*. Isso se deu para manter a proporcionalidade da divisão das *strings*, sendo 14 um múltiplo de 168. O inversor em questão aceita 2 *strings* por MPPT, portanto, o número total de MPPT será 6, o que é possível, visto que o inversor possui 8 MPPTs no total. As Figuras 31 e 32 apresentam as divisões e organização das *strings* e MPPTs.

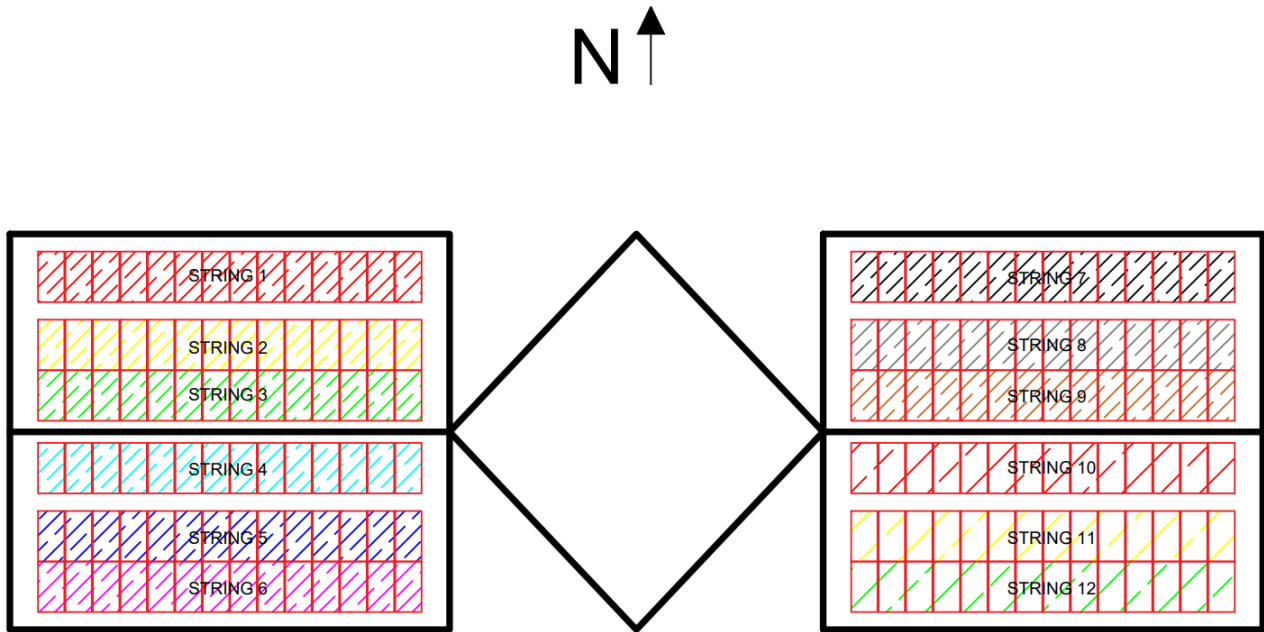


Figura 31 – Distribuição de strings.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

INVERSOR	MPPT 1	STRING 1
		STRING 2
	MPPT 2	STRING 3
		STRING 4
	MPPT 3	STRING 5
		STRING 6
	MPPT 4	STRING 7
		STRING 8
	MPPT 5	STRING 9
		STRING 10
	MPPT 6	STRING 11
		STRING 12
	MPPT 7	N.A.
		N.A.
	MPPT 8	N.A.
		N.A.

Figura 32 – Distribuição de MPPTS.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

A fim de confirmar se a distribuição de 14 módulos por *string* é correta, basta utilizar as Equações 3.5, 3.6 e 3.8 apresentadas no capítulos 3. Através da Equação 3.5 é possível determinar a potência máxima CC de cada *string*, no caso do inversor escolhido é de 13687,5 W_p (valor calculado a partir do *datasheet* do inversor 30), portanto, o valor encontrado deve ser menor ou igual a este.

$$P_{FV-MPPT} = \frac{P_{FV-INS}}{N_{MPPT}}$$

$$P_{FV-MPPT} = \frac{92400}{6}$$

$$\boxed{P_{FV-MPPT} = 15400 \text{ W}_p}$$

A fim de conferir se a divisão das strings atende a máxima tensão de saída dos arranjos fotovoltaicos, utilizou-se da Equação 3.6, para este cálculo definiu-se o valor de temperatura da célula mínima (T_c) igual a 5°C. Para o inversor escolhido o valor de máxima tensão de saída é de 1100V (valor obtido a partir do *datasheet* do inversor 30), portanto, o valor de tensão de saída encontrado tem que ser igual ou menor que este valor.

$$V_{FV-MAX} = V_{OC} \times \left[1 + \left(\frac{\alpha \cdot \Delta T}{100} \right) \right] \times N_{MOD-STR-R}$$

$$V_{FV-MAX} = 49,6 \times \left[1 + \left(\frac{(-0,0026) \cdot (-20)}{100} \right) \right] \times 14$$

$$\boxed{V_{FV-MAX} = 694,76 \text{ V}_{cc}}$$

Para finalizar a análise, utilizou-se a Equação 3.8 para determinar a tensão de operação no ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico. Este range de operação para o inversor escolhido vai de 180V a 850V (valor obtido a partir do *datasheet* do inversor 30), portanto, para que o inversor opere no ponto de máxima potência, a tensão de operação no ponto de máxima potência tem que estar dentro deste range.

$$V_{OPE-MPP} = N_{MODs} \times V_{MPP}$$

$$V_{OPE-MPP} = 14 \times 41,7$$

$$\boxed{V_{OPE-MPP} = 583,8 \text{ V}_{cc}}$$

A Tabela 5 apresenta um resumo dos cálculos realizados para certificar que o dimensionamento das *strings* foi feito de maneira correta.

Tabela 5 – Comparação entre as saídas das séries fotovoltaicas e a entrada do inversor.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

	Saída das séries fotovoltaicas	Entrada do Inversor	Situação
Tensão no ponto de MPPT	$V_{OPE-MPP} = 583,8 V_{cc}$	Faixa de operação de MPP 180 – 850 V_{cc}	OK
Tensão de saída máxima	$V_{FV-MAX} = 694,76 V_{cc}$	Tensão Máxima CC 1100 V_{cc}	OK
Potência máxima por MPPT	$P_{FV-INS} = 15400 W$	15740,6 W	OK

4.2.4 Dimensionamento dos cabos CC e CA

Para todas os SFVs foram utilizados cabos CC de $6mm^2$ com proteção UV, de acordo com a ABNT 16612:

- Temperatura máxima no condutor em serviço contínuo: 120° C
- Tensão de trabalho: Ac $U_o/U = 0,6/1$ kV e cc $U_m = 1,8$ kV.
- Cobertura composto termofixo XLPE 120 °C

Para o dimensionamento tomou-se como referência os condutores de alimentação para a *string* mais distante do inversor. Dessa forma, a distância do inversor para a *string* mais distante, que pode ser considerada a *string* 7 (referência Figuras 31 e 32) é de 45m. Como são 2 cabos (positivo e negativo), basta duplicar esta quantidade, portanto, 90m. Para garantir variações de caminhos e contornos de canaletas, utilizou-se um fator de 30%, portanto, o comprimento final para a os cabos da *string* 7 é de 117m. Realizando o mesmo procedimento para o restante do sistema, chega-se a ao valor total de cabos CC de 1404m.

Para o dimensionamento do condutor terra CC foi seguido a norma NBR5410 que diz que para condutores de fase até 16 mm^2 , a seção do condutor de proteção deve ser a mesma do fio fase, portanto, o condutor terra CC terá a bitola de $6mm^2$, com um comprimento total de 135m.

Já o dimensionamento dos cabos CA foram calculados baseados na distância entre o quadro secundário CA, localizado junto ao inversor e o quadro principal CA. Conforme apresenta a Figura 27 essa distância é de aproximadamente 6m. O cálculo da corrente CA máxima do sistema (I_{CA-MAX}) pode ser calculado a partir da Equação 4.2.

$$I_{CA-MAX} = \frac{P_{CA-INV}}{220 \times \sqrt{3}} \quad (4.2)$$

$$I_{CA-MAX} = \frac{73000}{220 \times \sqrt{3}}$$

$$I_{CA-MAX} = 191,6 A$$

Para as 3 fases foram especificados cabos de $70mm^2$, visto que segundo a NBR5410 para cabos EPR (modelo especificado para todos os SFVs) a bitola de $70mm^2$ suporta uma corrente de 222A, portanto, sendo suficiente para esta instalação. Considerando a distância de 6m, como são 3 cabos (sistema trifásico) basta multiplicar a distância por 3, resultando em 18m. Novamente aqui também utilizou-se de um fator de 50% para eventuais curvas ou desvios, chegando-se ao total de 27m de cabos.

Para o condutor terra CA foi seguido a norma NBR5410 que diz que para seções a partir de $50mm^2$, o condutor de proteção deve ter a metade da seção do condutor de fase, portanto, como o condutor fase é de $70mm^2$, a bitola do condutor terra CA deverá ser de $35mm^2$, com comprimento total de 9m.

Para a definição da bitola dos cabos CC também foi verificado o cálculo da queda de tensão, devido aos grandes comprimentos dos cabos. A Figura 33 apresenta o esquema para o levantamento da equação para realização desse cálculo. A queda de tensão CC deve resultar em um valor menor que 5% para condição ideais de operação do sistema.

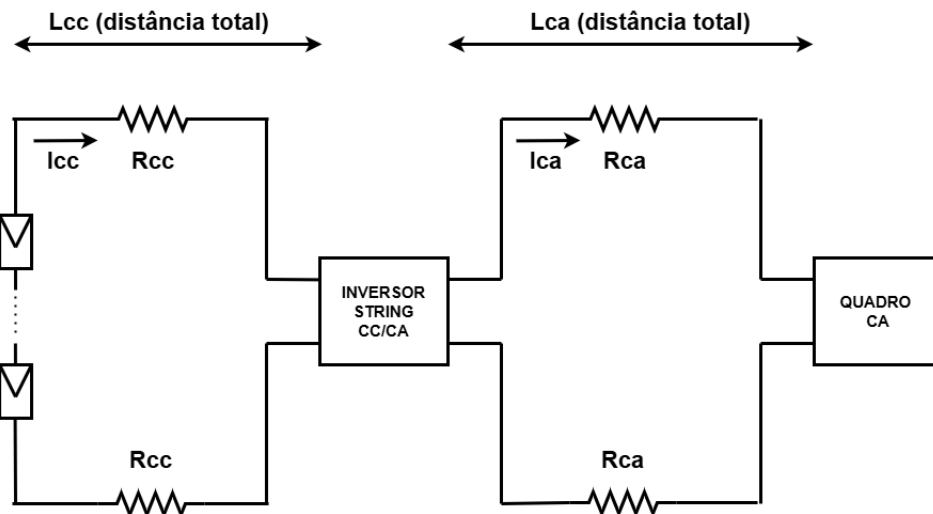


Figura 33 – Cálculo de queda de tensão.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

O cálculo da queda de tensão para os cabos CC (ΔV_{CC}) é dada pela Equação 4.3.

$$\Delta V_{CC} = 2\rho \frac{L_{CC}}{A} I_{CC} \quad (4.3)$$

Sendo:

- Resistividade do cobre (ρ) = $1/57$

- Comprimento total do cabo CC (L_{CC})
- Seção do condutor do lado CC em mm^2 (A)
- Corrente máxima no condutor (I_{CC})

Aplicando a equação 4.3 para a *string* mais distante do inversor para o exemplo do Bloco D, tem-se um comprimento de $L = 45m$, com a seção dos cabos fotovoltaicos iguala $A = 6mm^2$ e uma corrente de $I_{CC} = 14A$. Considerando a resistividade para o cobre igual a $\rho = 1/57\Omega \frac{mm^2}{m}$. Substituindo estes valores na equação, chega-se ao seguinte valor:

$$\Delta V_{CC} = 2 \frac{1}{57} \frac{45}{6} 14$$

$$\boxed{\Delta V_{CC} = 3,68 \text{ V}}$$

Portanto, chegando a uma queda de tensão menor que 5% para a seção de cabo especificada.

4.2.5 Dimensionamento da proteção, manobra e monitoramento

O quadro secundário CA, especificado para todos os SFVs irá comportar os dispositivos de proteção como DPS, dispositivos de manobra como os disjuntores e os sistemas de medição como os smart meters.

Para o dimensionamento dos DPS é necessário levar em consideração a tensão no lado CA que é de 220V, a corrente máxima de descarga (I_{max}) e a classe do DPS que geralmente será de classe II. Dessa forma, o DPS ideal deverá possuir as seguintes características elétricas:

$$\boxed{U_C = 275 \text{ V}} \Rightarrow \text{(valor comercial) } U_C > V_n$$

$$\boxed{\text{Classe} = \text{Classe II}} \Rightarrow \text{(DPS encontra-se em um quadro dentro da edificação)}$$

$$\boxed{I_{MAX} = 45 \text{ kA}} \Rightarrow \text{(valor comercial para classe II)}$$

Para o dimensionamento do disjuntor do lado CA é necessário considerar a corrente máxima do sistema, já calculada anteriormente pela Equação 4.2 e a tensão de rede, que para USP é de 220V. Dessa forma, o disjuntor terá de ser 220V, tripolar (sistema trifásico) e a corrente é dada pela Equação 4.4. O fator 1,25 na Equação 4.4 é um fator de segurança que poderia ser alterado sem perda de segurança entre 1,15 - 1,25.

$$I_{DIS} \geq 1,25 \times I_{CA-MAX} \quad (4.4)$$

$$I_{DIS} \geq 1,25 \times 191,6$$

$$\boxed{I_{DIS} \geq 239,5 \text{ A}} \Rightarrow \text{(Disjuntor comercial 250A)}$$

$$\boxed{V_{DIS} = 220 \text{ V}} \Rightarrow \text{(Trifásico)}$$

Onde:

I_{DIS} : Corrente nominal do disjuntor [A];

I_{CA-MAX} : Corrente máxima na saída CA do inversor [A]

Portanto, o disjuntor para o Bloco D será de 250A. Para todos os sistemas com quadro de distribuição principal (exceto os que será conexão direta nos bornes do secundário do transformador) terão um disjuntor no quadro secundário e um disjuntor no quadro de distribuição principal de mesmas características elétricas (conforme apresentado na Figura 28). Esta adoção do disjuntor extra se dá por questões de segurança no caso de manutenção no quadro de distribuição principal.

O quadro secundário CA também conta com dispositivos de medição inteligente. Conforme apresentado no Capítulo 3, a produção do sistema será controlada de acordo com o consumo, dependendo, portanto, de um sistema de medição inteligente para fazer este controle. Para o caso do Bloco D o smart meter será o modelo EASTRON SDM630MCT-MV, conforme apresentado anteriormente, porém também será necessário para medição os sensores de transformador de corrente e sensores de transformador de potencial. Ambos os sensores serão instalados no quadro de distribuição principal (secundário do transformador geral) conforme indica a Figura 28. A escolha deste local para medição se dá por conta de ser um ponto de consumo geral, ou seja, toda a potência consumida pelo bloco será captada pelo TP e pelo TC, permitindo assim, um controle preciso da produção de acordo com o consumo. Para determinar os TC's tomou-se como referência a corrente do disjuntor principal, que aparece na Figura 28, dessa forma, a relação do TC foi de 300A para 5A. O cabo que fará a interligação com o smart meter será um multivias de 8 vias por 1mm² visto que a corrente é baixa, com metragem de 10m.

4.3 Documentação para licitação (memorial descritivo)

Conforme apresentado na introdução, o objetivo principal deste trabalho foi a confecção de um memorial técnico (anteprojeto) das instalações fotovoltaicas que o campus de São Carlos receberá. Este memorial torna-se necessário no cenário onde a contratação da empresa responsável pela execução da obra é feita através de um pregão de livre concorrência e, portanto, para balizar as propostas orçamentarias para empresas licitantes, foi necessário um levantamento técnico de todas os componentes, soluções técnicas e

estruturais necessários para a correta e completa instalação dos sistemas fotovoltaicos no campus. O memorial técnico-descritivo será acoplado a documentação jurídica produzida pelo órgão de licitação da prefeitura da USP de São Carlos para a abertura do pregão de licitação.

O memorial foi construído composto por um material textual e um segundo material composto por tabelas que teve o objetivo de resumir os itens necessários para cada uma dos 29 prédios/instalações que foram selecionados. A parte textual do memorial foi dividida em duas partes, a primeira parte apresenta um resumo geral das características de todas as unidades consumidoras, a divisão da topologia elétrica do campus da USP de São Carlos e as características que gerais que todos as instalações vem conter, o memorial pode ser analisado de maneira íntegra no Anexo A deste trabalho. A segunda parte do memorial é composta pela descrição individual de cada uma das 29 instalações com todo o detalhamento necessário para construção de uma proposta que também pode ser observado no Anexo A deste trabalho. Por fim, as tabelas com um resumo de itens com o objetivo de facilitar a propostas das empresas licitantes também compõe parte deste memorial. A Figura 34 apresenta o exemplo para o Bloco D.

	ITEM	LOCAL	QUANTIDADE SUGERIDA	QUANTIDADE PROPOSTA	MODELO / MARCA	LINK DO SITE DO FABRICANTE / FICHA TÉCNICA / CATALOGOS
MÓDULOS	MÓDULO FOTOVOLTAICO	POTÊNCIA - 550W	168			
	MÓDULO FOTOVOLTAICO	RESERVAS - 5%	8			
	MÓDULO FOTOVOLTAICO	TOTAL	176			
SMART METER INVERSOR	INVERSOR STRING	TRIFÁSICO 220V	1 X 73kW			
SMART METER GERAL (SMART METER)	MEDICÇÃO GERAL (SMART METER)	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	1			
	CABO DE COMUNICAÇÃO	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	5m			
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	3 X 300A			
	CABO PARA TP E TC	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	10m			
	DISJUNTOR 2P	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	1 X 10A			
	CABO SOLAR C.C.	SOLAR	1620m X 6mm ²			
		FASES	27m X 70mm ²			
CABOS	CABOS C.A.	TERRA C.A.	9m X 35mm ²			
		TERRA C.C.	135m X 6mm ²			
ESTRUTUR A SUPORTE	ALUMÍNIO E/OU AÇO INOX	PARA 2 MMÓDULOS FOTOVOLTAICOS	84 KITS			
PROTEÇÃO / SECCIONAMENTO	CHAVE SECCIONADORA	STRING BOX	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	DPS		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	DISJUNTOR 3P	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	1 X 250A			
	DISJUNTOR 3P	QUADRO DE MEDICÇÃO PRIMÁRIO	1 X 250A			
	DPS	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	4 X 45k			
	QUADRO ELÉTRICO	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	1			
MONITORAMENTO DEDICADO	MULTIMEDIDOR	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	1			
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE (TC)	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	3 X 200A			
	DISJUNTOR 2P	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	1 X 10A			
	CABO PARA TP E TC	QUADRO DE MEDICÇÃO SECUNDÁRIO	5m			
SOFTWARE	SOFTWARE	CÁLCULO DE PR / SOMBREAMENTO	N.A.	N.A.		

Figura 34 – Resumo de itens para o Bloco D.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

5 RESULTADOS

Este capítulo teve como objetivo apresentar os resultados esperados de geração fotovoltaica a partir da comparação com os dados de consumo de energia elétrica para o ano de 2019 apresentados no Capítulo 3 e os valores de geração fotovoltaica esperados a partir do projeto em questão. O capítulo também apresenta um análise financeira para cada uma das unidades consumidoras dos campi da USP de São Carlos.

5.1 Sistemas fotovoltaicos

Ao final do projeto foram alcançados um total de 29 sistemas fotovoltaicos para o campus da USP de São Carlos, sendo 26 sistemas pertencentes a Área I e 3 sistemas pertencentes a Área II.

5.1.1 Área I

Para a Área I com 26 SFVs foram projetados um total de 3456 módulos fotovoltaicos de 550W, sendo 3291 módulos especificamente para os SFVs e 165 módulos como reserva para eventuais manutenções (devem ser fornecidos 5% do total de módulos por parte da empresa contratada), com uma potência CC total de 1608,8 kW_p e potência CA total de 1273 kW . A Figura 35 apresenta a distribuição da potência CA de acordo com as unidades consumidoras da Área I. Em valores totais a UC norte possui uma potência total CA de 510,0 kW , a UC sul uma potência CA de 513,0 kW , a UC física I 150,0 kW e a UC física II 100,0 kW .

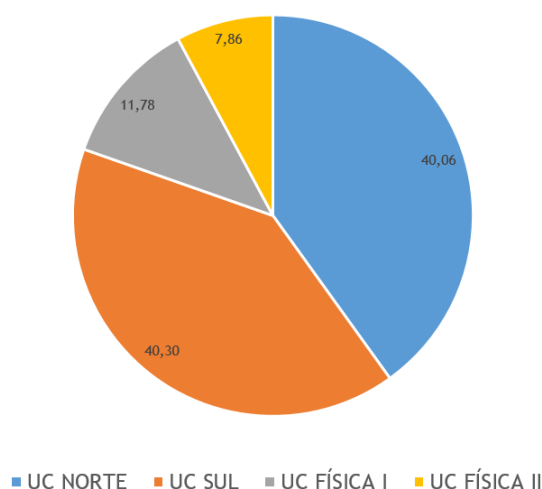


Figura 35 – Distribuição da potência CA - Área I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

A Tabela 6 reúne os resultados de todos os prédios selecionados para a Área I. Nela é possível observar os dados de número de módulos, potência CA, potência CC, número de inversores, potência dos inversores, a unidade consumidora a qual o sistema pertence e também a corrente CA total do sistema. A Tabela 6 também reúne os valores de injeção de potência à rede elétrica da USP para cada prédio. Conforme apresentado no Capítulo 3 todos os prédios receberão o sistema de medição por meio de um *smart meter*, porém não são todas as instalações injetarão 0% de potência a rede, na Área I 7 SFV terão injeção 100% de potência à rede, isso se dá por conta dos prédios em questão possuírem uma área excelente para a instalação de um SFV, porém um baixo consumo de cargas, o que geraria uma baixa geração se caso o sistema fosse *zero-export*. A Figura 36 apresenta a distribuição geográfica das instalações no pelo mapa do campus. Os detalhes das instalações podem ser vistos através do memorial no Anexo A.

Tabela 6 – Sistemas fotovoltaicos selecionados - ÁREA I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

	CÓDIGO	UNIDADE CONSUMIDORA	Nº MÓDULOS	Pot. CC (kWp)	Pot. CA (kW)	Nº INV	POT INV (kW)	INJEÇÃO (%)	CORRENTE NOM CA (A)
1	ICMC-3	ÁREA SUL	120	66	50	1	50	0	131,2
2	ICMC-5	ÁREA SUL	60	33	25	1	25	0	78,7
	SUBTOTAL		180	99	80				
3	EESC-BIB	ÁREA SUL	166	91,3	75	1	75	100	196,8
4	EESC-PROD	ÁREA SUL	240	132,0	100	2	50	0	131,2
5	EESC-SELNOV	ÁREA NORTE	44	24,2	20	1	20	0	52,5
6	EESC-STI+CETE	ÁREA SUL	158	86,9	70	1	70	0	183,7
7	EESC-TRAN-STT	ÁREA NORTE	60	33,0	30	1	30	0	78,7
8	EESC-MARC	ÁREA NORTE	128	70,4	50	1	50	0	131,2
9	EESC-LAMEM	ÁREA NORTE	122	67,1	50	1	50	0	131,2
10	EESC-ESTRUT	ÁREA NORTE	66	36,3	30	1	30	0	78,7
11	EESC-D	ÁREA NORTE	168	92,4	75	1	75	100	196,8
12	EESC-LETEF 1	ÁREA NORTE	50	27,5	25	1	25	0	65,6
13	EESC-LETEF 2	ÁREA SUL	92	50,6	50	1	50	0	131,2
14	EESC-MKTSEM	ÁREA SUL	120	66,0	50	1	50	0	131,2
15	EESC-LABSEL	ÁREA SUL	44	24,2	20	1	20	0	52,5
	SUBTOTAL		1458	801,9	645				
16	IQSC-Q5	ÁREA NORTE	75	41,3	36	1	36	0	94,5
17	IQSC-Q1	ÁREA NORTE	38	20,9	20	1	20	0	52,5
18	IQSQ-Q8	ÁREA NORTE	88	48,4	36	1	36	0	94,5
19	IQSQ-BIB+Q4	ÁREA NORTE	150	82,5	70	1	70	0	183,7
	SUBTOTAL		351	193,1	162				
20	IFSC-LABPES	IFSC - I	160	88,0	60	1	60	100	157,5
21	IFSC-LABDIDA	IFSC - I	64	35,2	30	1	30	0	78,7
22	IFSC-MICRO	IFSC - I	122	67,1	50	1	50	0	131,2
23	IFSC-II	IFSC - II	192	105,6	75	1	75	100	196,8
	SUBTOTAL		538	295,9	215				
24	PUSP-SC-SEVE	ÁREA NORTE	136	74,8	60	1	60	100	157,5
25	PUSP-SC-REST	ÁREA SUL	208	114,4	75	1	75	100	196,8
M1	PUSP-SC-MINIALM	ÁREA NORTE	44	24,2	20	1	20	100	52,5
	SUBTOTAL		388	213,4	155				
		TOTAL	3291	1608,8	1273				

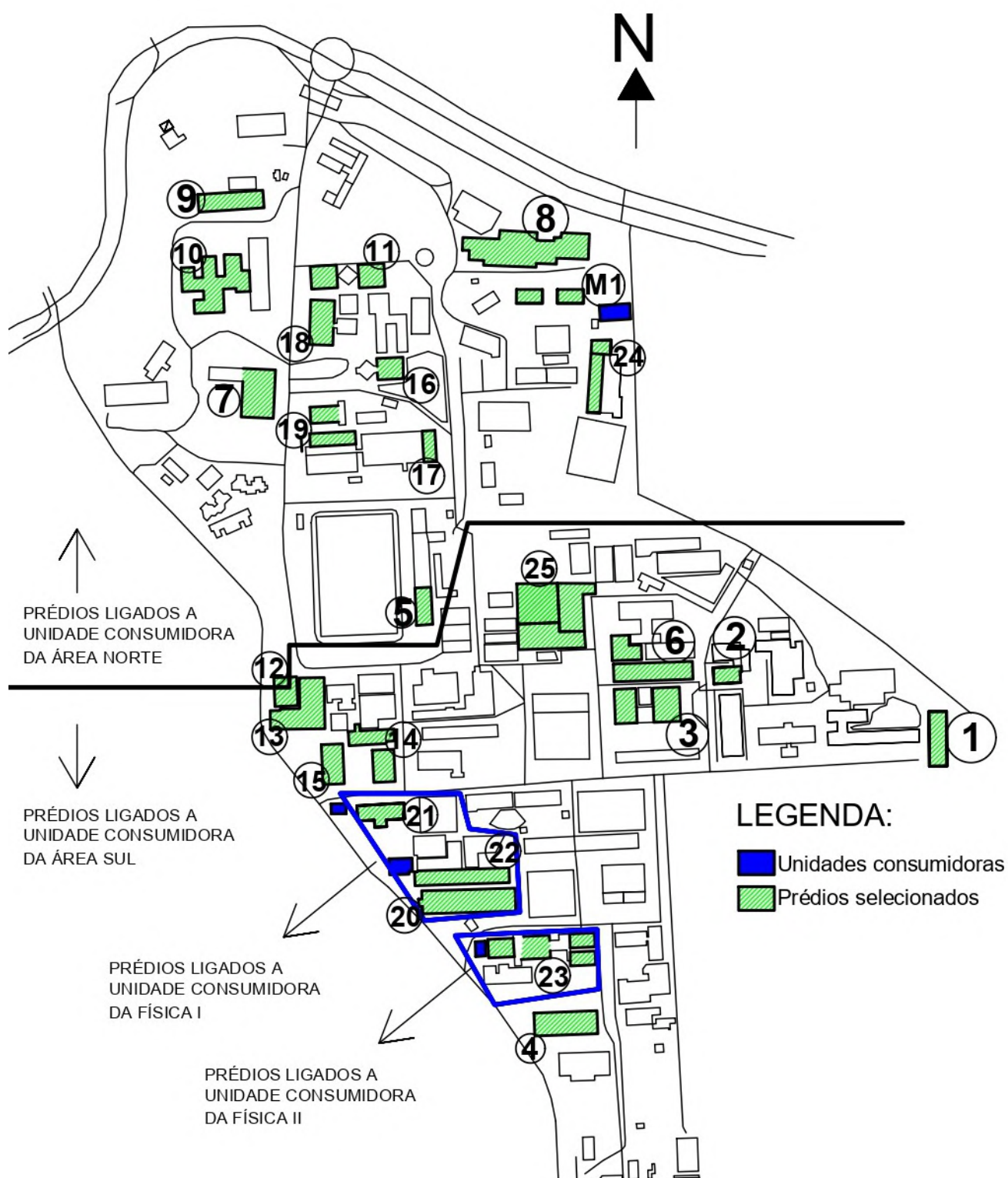


Figura 36 – Sistemas fotovoltaicos selecionados - Área I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Dessa forma, para a Área I a partir de uma análise da relação entre o consumo energético total de cada UC e a partir da estimação da geração de energia solar fotovoltaica também para cada UC foi alcançando uma média total de 18,76% do consumo considerando o consumo fora de ponta e o consumo de ponta em relação a geração fotovoltaica, conforme apresenta a Tabela 7.

Tabela 7 – Relação geração por consumo - UC Área I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

	ENERGIA			POTÊNCIA		
	CONSUMO (MWh/ANO)	GERAÇÃO FV (MWh/ANO)	RELAÇÃO GERAÇÃO/CONSUMO (%)	POTÊNCIA CONTRATADA (POT CONT - KW)	POTÊNCIA FV INSTALADA CA (POT INST - KW)	RELAÇÃO POT INST/POT CONT (%)
UC NORTE	4032,56	935,31	23,19	1150	510,0	44,3
UC SUL	5630,27	966,51	17,17	1250	513,0	41,0
UC FÍSICA I	2461,65	284,83	11,57	740	150	20,3
UC FÍSICA II	665,23	153,62	23,09	220	100	45,5
TOTAL	12789,71	2340,27	18,76	3360	1273	151,1

5.1.2 Área II

Para a Área II com 3 SFVs foram projetados um total de 764 módulos fotovoltaicos de 550W, sendo 728 módulos especificamente para os SFVs e 36 módulos como reserva para eventuais manutenções, com uma potência CC total de 400,4 kW_p e potência CA total de 298 kW .

A Tabela 8 reúne os resultados de todos os prédios selecionados para a Área II. Nela é possível observar os dados de número de módulos, potência CA, potência CC, número de inversores, potência dos inversores, a unidade consumidora a qual o sistema pertence e também a corrente CA total do sistema. A Tabela 6 também reúne os valores de injeção de potência à rede elétrica da USP para cada prédio. Conforme apresentado no Capítulo 3 todos os prédios receberão o sistema de medição por meio de um *smart meter*, porém não são todas as instalações injetarão 0% de potência a rede, na Área II a instalação do Centro de Convenções (PUSP-SC-CONV) terá injeção 100% de potência à rede, assim como os prédios da Área I, isso se dá por conta do prédio em questão possuir uma área excelente para a instalação de um SFV, porém um baixo consumo de cargas, gerando uma baixa produção de energia fotovoltaica caso fosse utilizado o sistema *zero-export*. A Figura 37 apresenta a distribuição geográfica das instalações no pelo mapa do campus. Os detalhes das instalações podem ser vistos através do memorial no Anexo A.

Tabela 8 – Sistemas fotovoltaicos selecionados - Área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

	CÓDIGO	UNIDADE CONSUMIDORA	Nº MÓDULOS	Pot. CC (kW_p)	Pot. CA (kW)	Nº INV	POT INV (kW)	INJEÇÃO (%)	CORRENTE NOM CA (A)
26	PUSP-SC-CONV	ÁREA 2	356	195,8	150	2	75	100	196,8
	SUBTOTAL		538	295,9	150				
27	EESC-MAT	ÁREA 2	196	107,8	75	1	75	0	196,8
28	EESC-AERO	ÁREA 2	176	96,8	73	1	73	0	191,6
	SUBTOTAL		372	204,6	150				
		TOTAL	728	400,4	298				

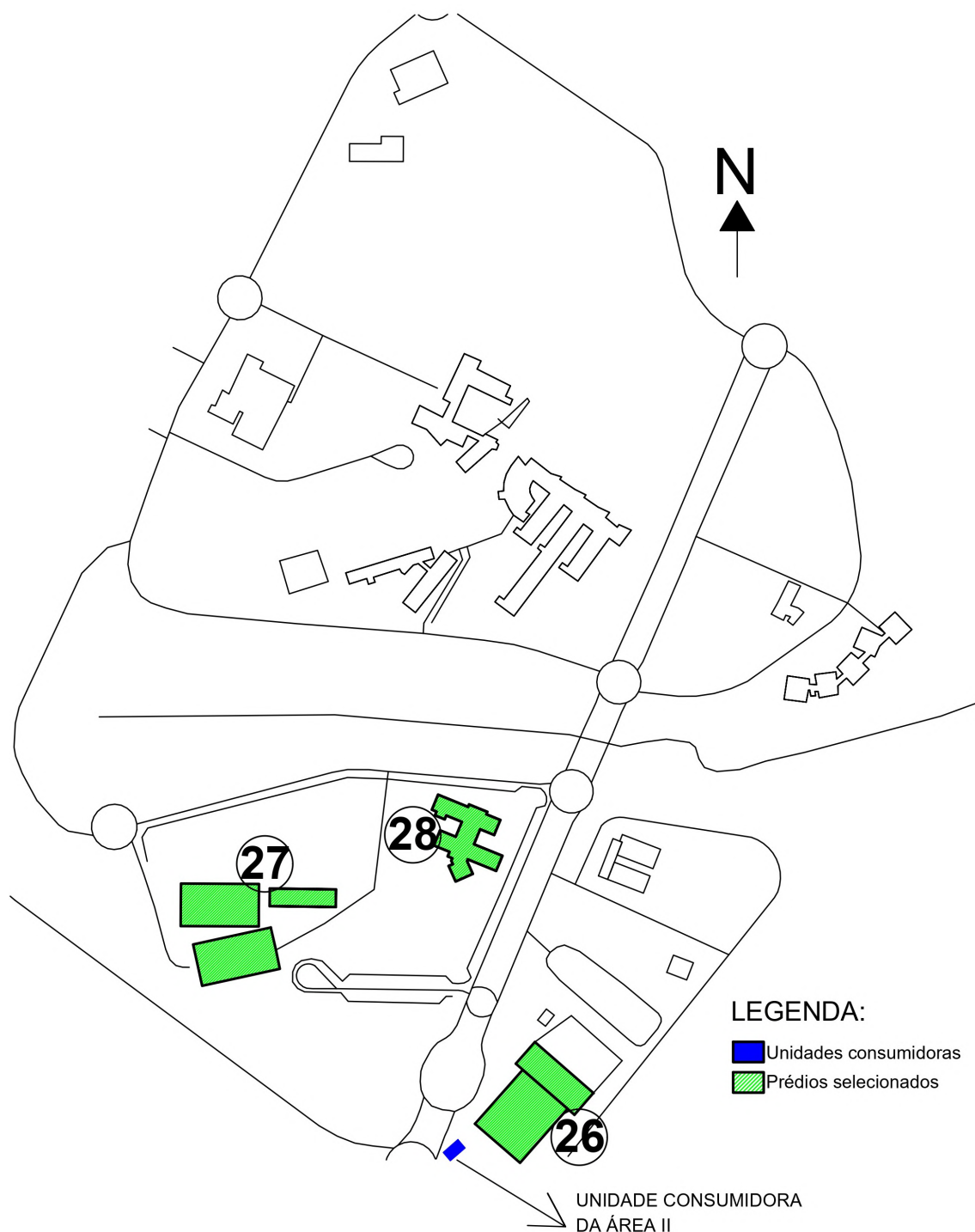


Figura 37 – Sistemas fotovoltaicos selecionados - Área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Dessa forma, para a área II a partir de uma análise da relação entre o consumo energético total de cada UC e a partir da estimação da geração de energia solar fotovoltaica também para cada UC foi alcançando uma média total de 20,89% do consumo considerando o consumo fora de ponta e o consumo de ponta em relação a geração fotovoltaica, conforme apresenta a Tabela 9.

Tabela 9 – Relação geração por consumo - UC Área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

	ENERGIA		RELAÇÃO GERAÇÃO/CONSUMO (%)	POTÊNCIA CONTRATADA (POT CONT - KW)	POTÊNCIA FV INSTALADA CA (POT INST - KW)	RELAÇÃO POT INST/POT CONT (%)
	CONSUMO (MWh/ANO)	GERAÇÃO FV (MWh/ANO)				
UC ÁREA II	2788,21	582,47	20,89	240	298	124,2
TOTAL	2788,21	582,47	20,89	240	298	124,2

5.2 Avaliação econômica

A fundamentação teórica para a avaliação econômica do projeto encontra-se no Apêndice B. Na sequência será apresentado os resultados dessa teoria no projeto fotovoltaico, considerando um investimento. Na Tabela 14 é apresentado a tarifa de energia (energia consumida fora de ponta), taxa de inflação, taxa mínima de atratividade, taxa de manutenção e depreciação do sistema considerado no projeto. As justificativas destes valores estão detalhadas no Apêndice C. A Tabela 10 apresenta o resumo final considerando todas as unidades consumidoras.

Tabela 10 – Resumo da avaliação econômica do projeto.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

	UNIDADE CONSUMIDORA	CUSTO DO PROJETO	PAYBACK	VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)
ÁREA I	ÁREA NORTE	R\$ 2.398.390,00	5,5 ANOS	R\$ 8.574.278,45	24%
	ÁREA SUL	R\$ 2.478.212,00	5,5 ANOS	R\$ 8.860.518,80	25%
	FÍSICA I	R\$ 730.334,00	5,5 ANOS	R\$ 2.611.182,89	23%
	FÍSICA II	R\$ 393.888,00	5,5 ANOS	R\$ 1.408.325,20	24%
ÁREA II	CAMPUS II	R\$ 1.493.492,00	5,5 ANOS	R\$ 5.339.828,28	25%
TOTAL		R\$ 7.494.316,00		R\$ 26.794.133,62	

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho explorou a importância e os desafios da transição energética no contexto das IES, com um foco específico no projeto de sistemas fotovoltaicos para o Campus da USP de São Carlos. À luz das crises energéticas, crises climáticas e das demandas por sustentabilidade, a transição para fontes de energia renováveis, como a solar, se mostra não apenas uma necessidade ambiental, mas também uma oportunidade econômica e social.

Através do projeto foi alcançado o objetivo de construir um memorial descritivo das instalações do campus que servirá como base para a elaboração do edital para contratação de uma empresa para realização do serviço por meio de uma licitação pública. Para ambas as áreas do campus de São Carlos o objetivo era de chegar ao total de 20% do suprimento de energia elétrica proveniente da geração fotovoltaica em relação ao total consumido pelo campus no ano de 2019, obtendo ao final do projeto para a área I um total de 18,76% e para a área II 20,89%. Para a Área I, portanto, chegou-se a um valor muito próximo do objetivo inicial. Já a área II o objetivo foi alcançado devido ao fato do campus possuir instalações novas, com estruturas totalmente compatíveis com a instalação dos SFV.

Através da análise econômica concluiu-se que para o primeiro ano a geração dos SFVs para a área I irá produzir em torno de 2340,27 MWh/ano para um consumo médio de 12789,71 MWh/ano, o que corresponde a uma poupança anual de aproximadamente R\$ 1.092.905,12 que quando comparado ao gasto anual de 2019 da PUSP-SC com energia elétrica que foi de R\$ 5.899.195,03, chega-se a uma relação de poupança/consumo de 18,53%. Para a área I o payback médio foi de 5 anos e meio, a TIR média de 24% acima de 9,5% (valor tomado como referência baseado na taxa SELIC), portanto, sendo um projeto viável economicamente e com VPL para todas as UC positivas, reforçando a viabilidade do projeto. Já para a área II a geração do primeiro ano é esperada de em torno de 582,21 MWh/ano em relação a um consumo médio de 2788,21 MWh/ano, o que corresponde a uma poupança anual de de aproximadamente R\$ 272.011,94 que quando comparado ao gasto anual de 2019 da PUSP-SC com gastos de energia elétrica par a área II que foi de R\$ 1.360.365,40, chega-se a uma relação de poupança/consumo de 19,99%. Para a área II o payback médio também foi de 5 anos e meio, a TIR média de 25% acima de 9,5% e com a VPL positiva, portanto, também sendo um projeto viável economicamente.

A experiência do campus da USP de São Carlos serve como um modelo que pode ser replicado em outras instituições de ensino superior no Brasil, incentivando a adoção de políticas de sustentabilidade e a utilização de fontes de energia limpa. As universidades, com seus espaços e recursos, têm o potencial de se tornarem protagonistas na transição energética, influenciando não apenas suas comunidades internas, mas também a sociedade

em geral.

A análise detalhada dos objetivos da Agenda 2030 da ONU, especialmente o sétimo Objetivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS) que propõe "Energia limpa e acessível", destaca a urgência de ampliar o acesso a energias renováveis e a eficiência energética. A implementação de sistemas fotovoltaicos no campus da USP de São Carlos alinha-se diretamente com essas metas globais, buscando não apenas reduzir os custos com eletricidade, mas também contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa e promover uma cultura de sustentabilidade.

Por fim, este trabalho reafirma a importância da integração de ações sustentáveis nas atividades cotidianas das instituições de ensino, promovendo uma cultura de responsabilidade ambiental que pode ser multiplicada por meio do ensino, pesquisa, extensão e administração.

Como sugestão para futuros trabalhos recomenda-se:

- Dar continuidade ao projeto por meio de uma fase 3, com um enfoque principal na área II e nos novos prédios da IAU, pois são áreas que possuem uma vasta disponibilidade para receber projetos fotovoltaicos tanto em solo quanto em telhados;
- Analisar o impacto ambiental do sistemas fotovoltaico instalado nas áreas I e II;
- Desenvolver um sistemas para aquisição de dados coletados pelos smartmeters por meio de gateways de Modbus RTU para Ethernet de forma a coletar estes dados em tempo real;
- Desenvolver formas de acoplar os dados obtidos em tempo real da geração ao site "Campus Sustentável - USP-SC" para acesso da comunidade científica;
- Continuação do desenvolvimento do no site "Campus Sustentável - USP-SC" a fim de difundir as instalações fotovoltaicas por meio de imagens fotográficas, vídeos e uma visita virtual 3D interativa;
- Estudos de fluxos de potência para compreender como o sistemas elétrico da USP irá se comportar com a injeção de potência dos SFV instalados.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Desafios e perspectivas de implementação da ndc para energia solar fotovoltaica. 2019.

File:///C:/Users/marce/Downloads/DOC_PARTICIPANTE_EVT₆276₁572459575113_KComissaoPermane

_____. Energia solar fotovoltaica no brasil infográfico absolar. **S.I.**, 2024. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 28 mar. 2024.

ANEEL. Resolução normativa nº 481, de 17 de abril de 2012. 2012a. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/legislacao/setoreletrico/2012/REN_481_17042012_SRD.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2024.

_____. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. 2012b. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2024.

_____. Resolução normativa nº 517, de 11-12-2012. 2012c. Disponível em: <https://sogi8.sogi.com.br/Manager/texto/arquivo/exibir/arquivo?eyJ0eXAiOiJKV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9AFFIjAvMzU2MTIvU0dfUmVxdWlzaXRvX0xlZ2FsX1RleHRvviMhQTJj_UaoLXwcPyEfCESQb7TUcdIVDnJW5Jf359E>. Acesso em: 10 mar. 2024.

_____. Resolução normativa nº 687. **S.I.**, 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2024.

_____. Índices de reajuste das tarifas residenciais. 2023. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QtM2EyNi00YjkyLWlxNDMtYTU4NTI0NWlyNTI5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjeyJ0eXAiOiJKV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9AFFIjAvMzU2MTIvU0dfUmVxdWlzaXRvX0xlZ2FsX1RleHRvviMhQTJj_UaoLXwcPyEfCESQb7TUcdIVDnJW5Jf359E>. Acesso em: 12 jun. 2024.

ANEEL, A. N. de E. E. Chamada de pd incentiva minigeração em instituições públicas de ensino superior. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/web/guest/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVLZ6/content/id/15089813>. Acesso em: 24 jan. 2024.

_____. Chamada de pd incentiva minigeração em instituições públicas de ensino superior. 2016. https://www.aneel.gov.br/web/guest/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVLZ6/content/id/15089813. Acesso em : 28mar.2024.

ARAGÃO, J. S. **ESTUDO DO USO DE ENERGIA RENOVÁVEL NAS ZONAS COSTEIRAS POR ONDAS, MARÉS, E VENTOS**. 2019 — UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ, 2019.

ATLAS, G. S. Map and data downloads. 2023. <https://globalsolaratlas.info/download/>.

BANSAL, P. T. **Academy of Management Discoveries**. [S.l.]: Guidepost, 2019. v. 5.

BEZERRA, F. D. As fontes renováveis de energia solar e eólica no nordeste: oportunidades para novos negócios inovação. **Banco do Nordeste**, Ano IX, n. 5. 63p, 2015. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/DCOM_Miolo_Rotas_Migrat%C3%B3rias_2016_final.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2024.

BNEF, B. N. E. F. New energy outlook (neo). 2019.
<https://bnef.turtl.co/story/neo2019/login>.

BORGES L. B. E ZHANPENG, P. C. **Projeto fotovoltaico para suprir 202023** — Universidade de São Paulo, 2023.

BRASIL, B. C. D. Focus - relatório de mercado. 2023. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>. Acesso em: 12 jun. 2024.

CALLISTER, W. D. **Introdução à Ciência e Engenharia de Materiais**. [S.l.]: LTC, 2012. v. 1, p. 3-4.

CIÊNCIA TECNOLOGIAS, I. e. C. M. Ministério da. Acordo de paris. 2016.
https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/acordo-de-paris-e-ndc/arquivos/pdf/acordo_paris.pdf.

CONFAZ. Convênio icms 42/18. **S.l.**, 2018. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2018/CV042_18>. Acesso em: 10 mar. 2024.

COSTA E.M.; SILVA, J. S. J. e. a. D. F. **Elasticidade preço e renda da demanda por energia elétrica nas regiões brasileiras: uma abordagem através de painel dinâmico**. [S.l.]: Revista de Economia, 2016. v. 43, n. 3, p. 1-20.

COUNCIL, G. S. Brazil accelerates in solar pv energy and becomes the eighth largest country in the world ranking of the source, informs absolar. 2023.
<https://www.globalsolarcouncil.org/brazil-accelerates-in-solar-pv-energy-and-becomes-the-eighth-largest-country-in-the-world-ranking-of-the-source-informs-absolar/>.

CUSTÓDIO, I. P. **ANALYSIS OF TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF A MINI SOLAR PHOTOVOLTAIC GENERATOR INTEGRATED ON UNIVERSITY CAMPUS BUILDING ENVELOPES**. 2019 — Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.

DIAS, M. V. X. **Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras**. 2005 — UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, 2005.

DUPONT F. H.; GRASSI, F. R. L. **Energias Renováveis: buscando por uma matriz energética sustentável**. [S.l.]: RRevista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM. Santa Maria, 2015. v. 19, n. 1, Ed. Especial, p. 70 81.

EESC, U. curso solar usp. 2024. <http://www.sel.eesc.usp.br/cursosolar/>.

EPE. Plano decenal de expansão de energia - pde 2030. 2020. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-564/Minuta_doPlanoDecenal_deExpansao_deEnergia_2030_PDE_2030.pdf.

_____. Painel de monitoramento do consumo de energia elétrica. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 10 mar. 2024.

EPE, E. de P. E. Balanço energético nacional de 2023. **S.l.**, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2024.

FEEC, U. Instalação e integração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. 2024. <https://www.cursosolarunicamp.com/curso-instalador>.

FERNANDES, S. L. The role of nb2o5 deposition process on perovskite solar cells. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 14, n. 4, p. 8-pg, 2022.

GIZ MME, O. E. E. sistemas energeticos do fuuro: IntegraÇÃo de fontes variÁveis de energia renovÁvel na matriz energÉtica do brasil. 2018. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/ee/sistemas-de-energia-do-futurof>.

IEA. Evolution of solar pv module cost by data source, 1970-2020. 2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-solar-pv-module-cost-by-data-source-1970-2020>.

IEA, I. E. A. World energy outlook. **World Energy Outlook**, 2009. <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2009/WEO2009.pdf>.

_____. World energy outlook. **World Energy Outlook**, 2023. <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https>

IEA world E. F. Fostering effective energy transition. **world Economic Forum - IEA**, 2021. Disponível em: <https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2021.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2024.

_____. Fostering effective energy transition. **world Economic Forum - WEF**, 2023. Disponível em: <https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2023.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2024.

IEMA, I. de Energia e M. A. 2º inventário de emissões atmosféricas em usinas termelétricas. **S.I.**, 2022. Disponível em: <<https://energiaambiente.org.br/produto/2o-inventario-de-emissoes-atmosfericas-em-usinas-termeletricas>>. Acesso em: 24 jan. 2024.

KRAEMER, M. **A universidade do século XXI rumo ao desenvolvimento sustentável**. [S.l.]: Revista Eletrônica de Ciência Administrativa, 2004. v. 2, pág. 1-21.

LIMA, M. e. a. **Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil**. [S.l.]: Environmental Development, 2020. v. 33, p. 1-13.

MME, M. de Minas e E. Perspectivas de diversificação da matriz energética brasileira até 2050. **EPE**, 2020. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio>

_____. Resenha energética brasileira. **Ministério de Minas e Energia**, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/resenha-energetica-brasileira/painel-interativo>>. Acesso em: 24 jan. 2024.

OECD. Glossary of environment statistics, studies in methods. **United Nations, New York**, Series F, No. 67, 1997. Disponível em: <<http://stats.oecd.org/glossary/>>. Acesso em: 25 fev. 2024.

OLIVEIRA G. L. N.; SILVA, V. R. d. A. L. AnÁlise do uso da energia fotovoltaica em universidades. *Perspectivas Online: Exatas Engenharia*, v. 11, n. 31, p. 44-54, 2021.

ONS. Sistema de transmissão - horizonte 2024. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 10 mar. 2024.

ONU. Objetivos de desenvolvimento sustentável. **S.I.**, 2015. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs/7>>. Acesso em: 24 jan. 2024.

PAIM, M. e. a. **Evaluating regulatory strategies for mitigating hydrological risk in Brazil through diversification of its electricity mix**. [S.l.]: Energy Policy, 2019. v. 128, p. 393-401.

PEREIRA, E. B. e. a. **Atlas brasileiro de energia solar**. [S.l.]: São José dos Campos: INPE, 2017. v. 2.ed, 80p.

PERONDI, M. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM UM PRÉDIO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL**. 2019 — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2019.

PINTO, G. X. **IMPACTOS DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E DA MODALIDADE DE CONTRATAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA SOBRE AS DESPESAS COM ENERGIA ELÉTRICA EM CAMPUS UNIVERSITÁRIO**. 2018 — Universidade Federal de Santa Catarina, 2018.

PINTO G.X.A., N. H. R. R. Impactos sobre a demanda e contribuição energética da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica. 2016. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte.

PLANALTO. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. **S.I.**, 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm>. Acesso em: 24 jan. 2024.

REBELATTO, D. A. N. **Projeto de investimento: Com estudo de caso completo na área de serviços**. [S.l.]: Barueri, Manole, 2004.

RITCHIE, H.; ROSADO, P. Electricity mix. **Our World in Data**, 2020. <https://ourworldindata.org/electricity-mix>.

RITCHIE, H.; ROSADO, P.; ROSER, M. Energy production and consumption. **Our World in Data**, 2020. <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>.

ROSOLEN, R. A. D. G. **ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A GERAÇÃO COMPARTILHADA EM MINI USINAS FOTOVOLTAICAS**. 2017 — Universidade de São Paulo, 2017.

RÜTHER R., Z. R. Making the case for grid-connected photovoltaics in brazil. v. 39, pp. 1027-1030, 2011. Energy Policy.

SILVA FC; COUTINHO, M. D. Gerenciamento energético sustentável: Uma análise do processo de adoção de energia fotovoltaica à luz da teoria institucional. v. 10, 2019. Colóquio Organizações, Desenvolvimento e Sustentabilidade.

SMIL, V. **Energy and Civilization: A History**. [S.l.]: MIT Press, 2017. v. 1.

SOARES CAB; NADAE, J. N. D. F. P. M. S. Energia solar fotovoltaica e sustentabilidade em instituições de ensino superior: um estudo de casos múltiplos. GEPROS. Gestão da Produção, Operações e Sistemas, v. v.18, e02939, pág. 103-135, 2023.

TANIZAKA E. C. S.; BERNARDO, V. P. Z. V. **PROJETO DE INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NA ÁREA 2 DO CAMPUS USP SÃO CARLOS – FASE 1**. 2018 — Universidade de São Paulo, 2018.

UFPB, C.-E. Formação inicial e continuada (fic) – eletricista de sistemas de energias renováveis (instalador de sistema fotovoltaico). 2024.
<https://www.ufpb.br/ufpb/contents/noticias/ufpb-oferta-100-vagas-para-curso-de-formacao-de-instaladores-de-sistemas-fotovoltaicos>.

USP. Numeros usp são carlos 2022. 2022. Disponível em: <<https://saocarlos.usp.br/wp-content/uploads/2023/03/Numeros-USP-Sao-Carlos-2022.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2024.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica**. [S.l.]: Saraiva, 2015. v. 2.

WWF, W. W. F. F. N. Desafios e oportunidades para a energia solar fotovoltaica no brasil: recomendações para políticas públicas. 2015.

ZHAO, Z. e. a. Nanocrystalline silicon thin films deposited by high-frequency sputtering at low temperature. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 86, nº. 1 p. 135–144, 2005.

ZULPO M.; MORAES, A. T. C. **Universidades e as dimensões da sustentabilidade: econômica, social e ambiental, uma revisão bibliográfica**. [S.l.]: Revista Ibero-Americana de Ciências Ambientais, 2020. v. 11, n. 4, p. 406-415.

Apêndices

APÊNDICE A – CENÁRIO DAS FONTES DE ENERGIA NO MUNDO

A.1 Fontes de energia

O desenvolvimento e avanço econômico dos países estão intrinsecamente ligados ao consumo de energia, pois é a energia que impulsiona os processos industriais, comerciais e residenciais que sustentam as atividades econômicas. Dessa forma, é necessário compreender a origem e disponibilidade.

Segundo [BEZERRA \(2015\)](#), toda a energia disponível na Terra pode ser classificada dentro de 4 principais categorias:

- Fissão nuclear da Terra: Energia liberada durante processos de fissão nuclear, onde núcleos atômicos são divididos em núcleos menores, gerando calor e energia geotérmica que podem ser observados através de vulcões e gêiseres.
- Fusão nuclear do sol: Energia proveniente da fusão nuclear no núcleo do sol, onde núcleos atômicos se combinam para formar núcleos mais pesados, liberando grandes quantidades de energia que chegam a Terra na forma de radiação eletromagnética. Parte da luz solar se dissipa em calor ao atingir corpos materiais e parte é refletida, retornando ao espaço. Uma pequena fração da luz solar é transformada em biomassa. Conforme elucidado por [VILLALVA \(2015\)](#), o sol é responsável pela energia da biomassa, que torna possível a manutenção da vida da matéria orgânica por meio da fotossíntese. As fontes fósseis como o petróleo, gás natural e o carvão mineral, tiveram sua origem na biomassa existente em épocas remotas. Já no caso das hidrelétricas a água dos rios que movem turbinas só existe por eventos como a evaporação, chuvas e degelo causados pelo sol.
- Gravitação de corpos celestes: Energia associada à interação gravitacional entre corpos celestes, como a energia potencial gravitacional que pode ser convertida em energia cinética. Esse tipo de energia pode ser observado pelas marés ocasionada pela atração gravitacional, principalmente entre a Lua e a Terra.
- Minerais energéticos: Energia contida em minerais, como por exemplo o urânio utilizado como fonte principal na produção de energia elétrica em usinas nucleares.

Conforme destacado por [BEZERRA \(2015\)](#), as quatro principais "matrizes" energéticas mencionadas acima são responsáveis por gerar as fontes primárias de energia, as quais são encontradas na natureza em sua forma direta, como por exemplo o petróleo, lenha, vento, luz solar e urânio. Tais fontes podem ser classificadas em duas categorias distintas:

- Fontes renováveis: São exemplos o sol e o vento. A energia renovável é aquela que é naturalmente reabastecida em um período de tempo relativamente curto. Isso significa que a sua disponibilidade é contínua ou pode ser restabelecida em uma escala de tempo humana ([CALLISTER, 2012](#)).
- Fontes não renováveis: São exemplos os minerais e o petróleo. A energia não renovável é aquela que tem uma oferta limitada na Terra e não pode ser rapidamente substituída quando esgotada ([CALLISTER, 2012](#)). Conforme complementa [OECD \(1997\)](#), se em 70 anos não existir um ciclo de reprodução, é considerado um recurso não renovável.

Além disso, é importante ressaltar que as fontes secundárias de energia são aquelas obtidas através da transformação das fontes primárias, como eletricidade e gasolina. Este processo de conversão é conduzido por meio da aplicação de tecnologias específicas, as quais são selecionadas conforme a finalidade desejada ([BEZERRA, 2015](#)).

Através da Figura 38, é possível identificar processo de obtenção de energia útil para as atividades humanas a partir de diversas fontes primárias, exemplificando tanto as fontes renováveis quanto as não renováveis. Este fluxograma visualiza a interconexão entre os diferentes tipos de fontes de energia e suas respectivas transformações.

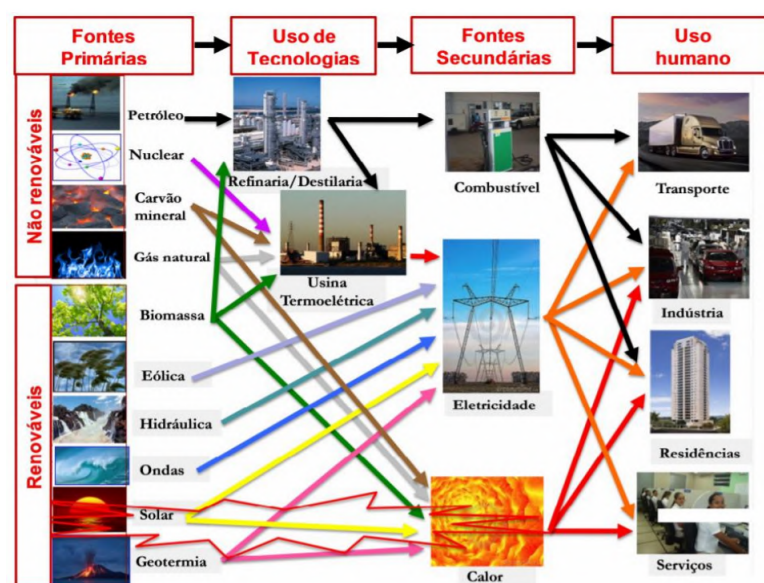


Figura 38 – Fluxograma entre fontes primárias e secundárias de energia.

Fonte: Retirado de ([ARAGÃO, 2019](#)).

A.2 Cenário da energia elétrica no mundo

Desde a Revolução Industrial até os dias atuais, o avanço tecnológico tem sido uma força motriz na transformação das sociedades. Tecnologias como eletrificação, telecomunicações, transporte moderno, indústria manufatureira e muitos outros setores dependem crucialmente do fornecimento confiável de energia elétrica para operar (SMIL, 2017).

Países em desenvolvimento frequentemente veem a eletricidade como um indicador de desenvolvimento econômico. A disponibilidade de energia elétrica confiável é crucial para atrair investimentos, estimular o crescimento industrial e criar empregos. Setores como manufatura, agricultura, saúde e educação dependem da eletricidade para operar eficientemente. À medida que novas tecnologias emergem, sua dependência da eletricidade muitas vezes aumenta. Isso é evidente na ascensão da Internet das Coisas (IoT), veículos elétricos, energia renovável, inteligência artificial e computação em nuvem. Todas essas tecnologias têm requisitos significativos de energia elétrica para funcionar (RITCHIE; ROSADO; ROSER, 2020) A Figura 39 apresenta um gráfico que demonstra o crescimento do consumo de energia elétrica mundial com o passar dos anos.

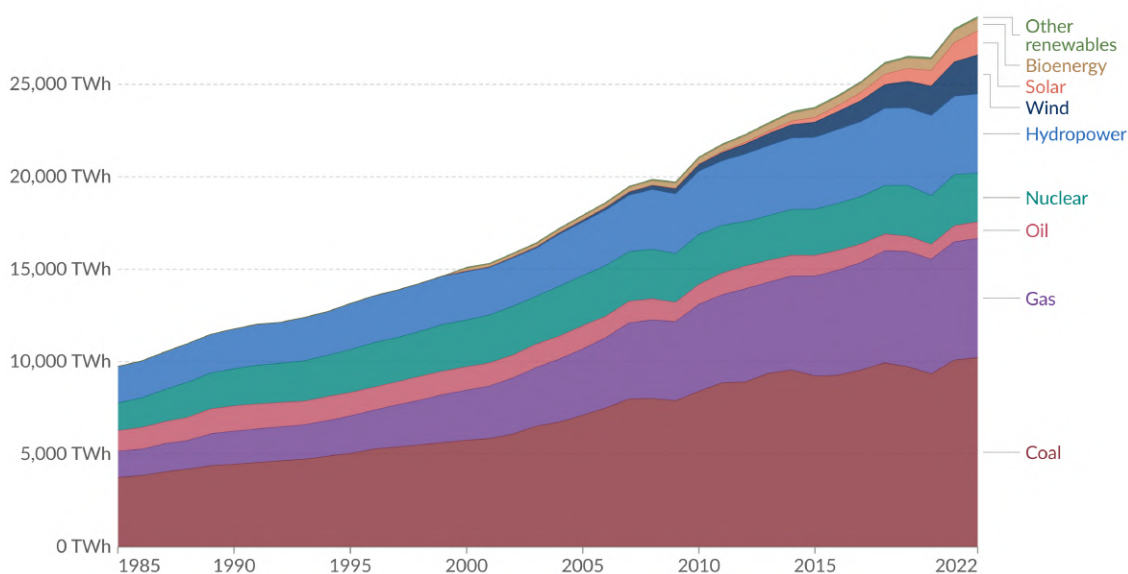


Figura 39 – Consumo de Energia elétrica mundial - 1985 a 2022.

Fonte: (RITCHIE; ROSADO, 2020).

Como é possível observar pela Figura 39, o consumo de energia elétrica possui uma tendência ao crescimento. Nos últimos 37 anos, o consumo de energia elétrica mundial quase triplicou, saindo de 9.753 TWh em 1985 para 28.660 TWh em 2022. Segundo (IEA, 2009), a previsão para 2030 era de alcançar um patamar de 30.000 TWh, o equivalente a cerca de 230 usinas hidrelétricas do porte de Itaipu, porém esse valor será abarcado muito antes.

No entanto, surge dois principais desafios significativos: o primeiro é sobre a utilização de recursos não renováveis e que geram emissão de GEEs para suprir todo esse aumento significativo no consumo de energia elétrica e o segundo desafio é a disponibilidade limitada de recursos naturais, como rios, para sustentar tal aumento na capacidade de geração hidrelétrica, principalmente no caso do Brasil, que possui em sua matriz elétrica a geração por meio de usina hidrelétricas como a principal fonte geradora. [VILLALVA \(2015\)](#) destaca essa preocupação, ressaltando a importância da diversificação das fontes de energia, especialmente em direção a fontes renováveis que tenham um impacto ambiental reduzido.

Conforme apresenta a Figura 40, é possível verificar que globalmente, o carvão mineral é a maior fonte de produção de eletricidade. Entretanto, é possível constatar que apesar de no período analisado (1985-2022) o consumo de energia elétrica mundial ter triplicado, a utilização de fonte não renováveis como o carvão e o gás, não aumentou na mesma proporção, caracterizando-se por uma curva em declínio como pode-se observar. Outro ponto que corrobora com as constatações levantadas é que a energia eólica e a solar apresentam tendências de crescimento elevadas.

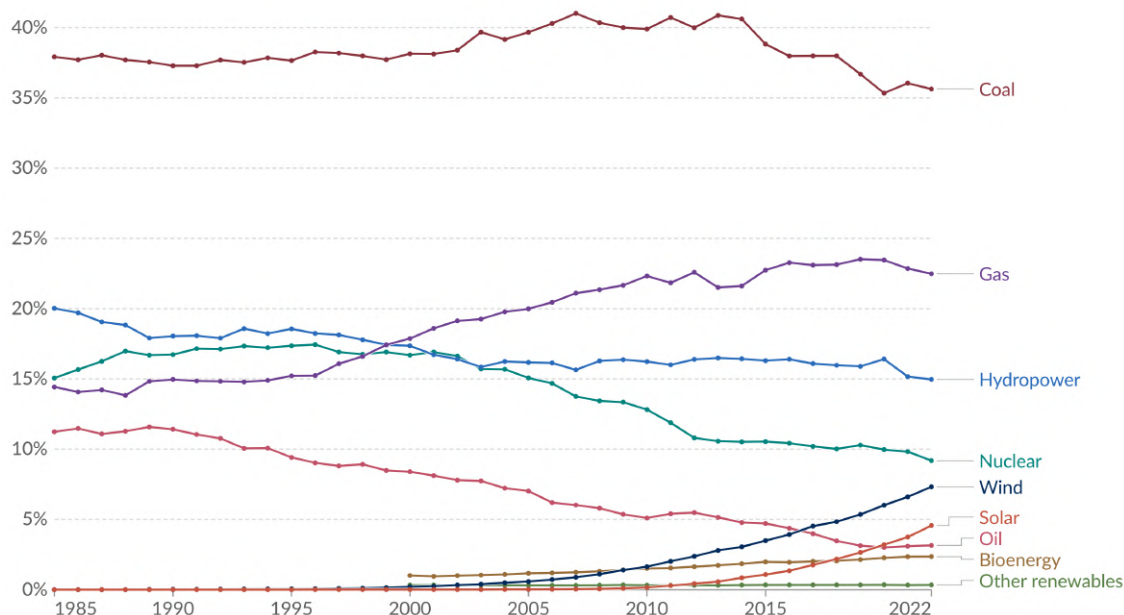


Figura 40 – Divisão da matriz elétrica mundial - 1985 a 2022.

Fonte: ([RITCHIE; ROSADO, 2020](#)).

Quando observa-se o gráfico ilustrado pela Figura 41, pode-se constatar que o Brasil possui uma matriz elétrica fortemente composta por energia renováveis, como sua geração elétrica muito próxima do 100% composta por fontes de baixo carbono em comparação com o mundo, que fica próximo dos 40%. Em 2022, o país possuía 87,9% da produção de energia elétrica composta por fontes renováveis (EPE, 2023). Porém quando analisamos mais a fundo a composição dessa geração, é possível perceber que o Brasil possui uma forte dependência da geração hidrelétrica, compondo um total de 61,9% de toda a energia renovável produzida pela país (EPE, 2023).

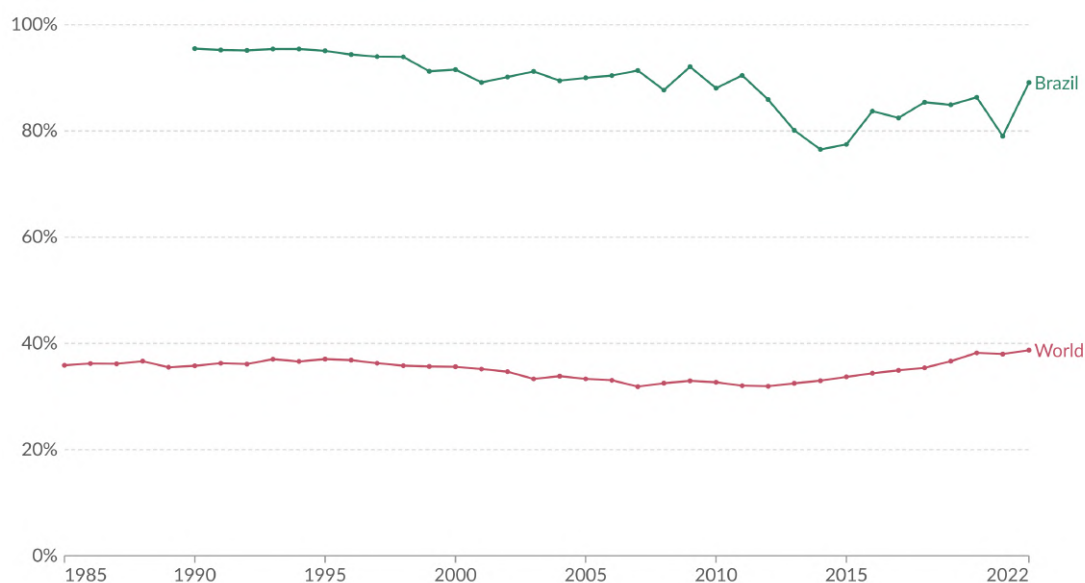


Figura 41 – Geração de eletricidade por fontes de baixo carbono - 1985 a 2022.

Fonte: (RITCHIE; ROSADO, 2020).

A forte dependência da geração hidrelétrica na matriz energética brasileira apresenta uma série de desafios e problemas que devem ser considerados. Embora as fontes renováveis, em geral, tenham um impacto ambiental menor em comparação com as fontes não renováveis, a concentração excessiva em uma única fonte, como a hidrelétrica, pode gerar vulnerabilidades significativas.

A geração hidrelétrica é altamente dependente das condições climáticas e dos níveis de água nos reservatórios. Dessa forma, os períodos de seca podem reduzir drasticamente a capacidade de geração, levando a crises energéticas e racionamento de energia, gerando riscos de segurança energética. Nestes períodos de estiagem, as usinas termoeletricas do país são acionadas aumentando o valor final das contas para a população, que geralmente entram em bandeira vermelha e também elevam as emissões de GEEs (VILLALVA, 2015).

Outra problemática que a forte dependência de apenas um tipo de geração carrega são limitações de expansão. A capacidade de expansão da geração hidrelétrica é limitada pela disponibilidade de recursos hídricos e pela viabilidade ambiental e econômica de novos projetos. Isso pode restringir a capacidade do país de atender ao aumento da demanda por energia no longo prazo. Tendo em vista o gráfico de tendência apresentado pela Figura 39, basear-se a produção em uma única fonte, não traz perspectivas de expansão para um país, haja visto que a expansão econômica está diretamente ligada ao crescimento no consumo de energia (BANSAL, 2019).

Tendo em vista o cenário da energia elétrica no Brasil e no mundo a transição energética coloca-se como uma alternativa necessária para o caso global, onde a produção de energia elétrica ainda é fortemente baseada em recursos não renováveis emissores de GEEs e também para o caso brasileiro, onde a produção é, em sua maioria, renovável, porém com uma forte dependência de uma única de obtenção de energia elétrica (VILLALVA, 2015).

APÊNDICE B – ANÁLISE FINANCEIRA

B.1 Avaliação econômica

Um dos objetivos desta monografia é avaliar o projeto do ponto de vista econômico, dessa forma, esta seção tem como objetivo apresentar os principais pontos que devem ser levados em conta ao se avaliar um potencial investimento. Para determinar a viabilidade financeira de um investimento, é essencial compreender certos conceitos e métodos de economia como o conceito de Fluxo de Caixa e os métodos de Taxa Interna de Retorno, Valor Presente Líquido e *payback*.

B.1.1 Fluxo de caixa

Conforme define [REBELATTO \(2004\)](#), o Fluxo de Caixa é uma ferramenta para monitorar as entradas e saídas de recursos financeiros para um determinado período de tempo. A Figura 42 apresenta graficamente o fluxo do capital investigado, onde as setas para baixo indicam valores negativos, representando saídas de capital, como pagamentos, aplicações, desembolsos e investimentos em projetos. Já as setas para cima indicam valores positivos, representando entradas de capital, reembolsos e retornos de investimento.

[REBELATTO \(2004\)](#) também define que o tamanho das setas é proporcional ao valor monetário das entradas ou saídas no fluxo de caixa. Neste estudo, as entradas são compostas por economias resultantes da redução de contas de energia, enquanto as saídas correspondem aos investimentos realizados.



Figura 42 – Demonstração ilustrativa de um Fluxo de Caixa.

Fonte: ([ROSOLEN, 2017](#)).

B.1.2 Taxa Mínima de Atratividade

A Taxa Mínima de Atratividade é um conceito utilizado em finanças para avaliar a viabilidade de um investimento. Ela representa a taxa de retorno mínima que um investidor exige para considerar um investimento aceitável, dado o nível de risco associado. A TMA serve como um benchmark contra o qual os retornos de um projeto ou investimento são comparados. Esta taxa pode ser baseada na taxa de rendimento da caderneta de poupança, acrescida de uma taxa adicional que reflete o risco do investimento. Alternativamente, a TMA pode ser determinada pelas taxas oferecidas por investimentos no Tesouro Nacional ou por outros tipos de ações negociadas na Bolsa de Valores, conforme aponta [REBELATTO \(2004\)](#). Os principais aspectos da TMA incluem:

- **Custo de Oportunidade:** A TMA reflete o custo de oportunidade de investir em um projeto específico em vez de investir em outras alternativas disponíveis com risco semelhante.
- **Risco:** A TMA leva em consideração o nível de risco do investimento. Investimentos mais arriscados geralmente exigem uma TMA mais alta para compensar o investidor pelo risco adicional.
- **Expectativas de Mercado:** A TMA pode ser influenciada pelas condições e expectativas do mercado financeiro, incluindo taxas de juros vigentes e inflação esperada.
- **Objetivos do Investidor:** A TMA também reflete os objetivos e requisitos específicos do investidor, incluindo sua aversão ao risco e sua estratégia de investimento.

Na prática, a TMA é usada como um critério para decidir se um investimento deve ser realizado. Se a TIR de um projeto for superior à TMA, o projeto é considerado viável, pois oferece um retorno adequado ao risco assumido. Por outro lado, se a TIR for inferior à TMA, o projeto é considerado inadequado, pois não atende às expectativas mínimas de retorno do investidor.

B.1.3 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido é um conceito fundamental em finanças e economia que mede a viabilidade e a rentabilidade de um investimento ou projeto. O VPL calcula a diferença entre o valor presente das entradas de caixa esperadas e o valor presente das saídas de caixa ao longo do tempo. Em outras palavras, ele desconta todos os fluxos de caixa futuros a uma taxa de desconto específica para trazer esses valores ao valor presente.

Conforme apresenta [REBELATTO \(2004\)](#), se o VPL for positivo (> 0), o investimento é considerado viável, pois espera-se que ele gere mais valor do que o custo inicial. Se o VPL for negativo (< 0), o investimento é considerado não viável, pois não cobriria

o custo inicial. Se o VPL for zero, o investimento deve ser neutro, gerando exatamente o retorno esperado pela taxa de desconto. Quando o VPL é positivo, isso significa que a remuneração excede a TMA, já um VPL negativo indica uma remuneração inferior à TMA e um VPL igual a zero sugere que a rentabilidade é exatamente igual à TMA. A Equação B.1 apresenta o cálculo de VPL.

$$VPL = \sum \left(\frac{FC_t}{(1+r)^t} \right) - I \quad (\text{B.1})$$

Onde:

- FC_t : é o fluxo de caixa no período t ;
- r : é a taxa de desconto;
- t : é o período de tempo;
- I : é o investimento inicial.

B.1.4 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno é uma métrica financeira usada para avaliar a rentabilidade de um investimento ou projeto. Ela representa a taxa de desconto que faz com que o VPL de todos os fluxos de caixa futuros de um investimento seja igual a zero. Em outras palavras, a TIR é a taxa de retorno que um projeto gera internamente com base nos fluxos de caixa que ele produz.

A TIR é útil para comparar a rentabilidade de diferentes projetos. Projetos com TIRs mais altas são geralmente preferidos, pois indicam retornos maiores e mais rápidos. O cálculo da TIR pode ser feito através de métodos iterativos, pois não existe uma fórmula explícita para resolver a equação de forma direta. Em geral, softwares financeiros, como Excel ou calculadoras financeiras (por exemplo, HP 12c), são usados para determinar a TIR. A Equação B.2 apresenta o processo iterativo para o cálculo da TIR.

$$0 = \sum \left(\frac{FC_t}{(1 + \text{TIR})^t} \right) - I \quad (\text{B.2})$$

Onde:

- FC_t : é o fluxo de caixa no período t ;
- r : é a taxa de desconto;
- t : é o período de tempo;
- I : é o investimento inicial.

B.1.5 Retorno econômico do investimento (*payback*)

O *payback* ou retorno de investimento é uma métrica utilizada para avaliar o número de períodos necessários para que o fluxo de caixa iguale ao aporte inicial. O método tem como objetivo selecionar projetos com ênfase na recuperação do capital investido dentro de um determinado período. Isso significa que ele considera o momento em que os reembolsos se igualam ao desembolso inicial. A Equação B.3 apresenta uma forma de calcular o *payback*, que é representado pela variável t quando o VPL é zero.

$$0 = \sum \left(\frac{FC_t}{(1+r)^t} \right) - I \quad (\text{B.3})$$

Onde:

- FC_t : é o fluxo de caixa no período t ;
- r : é a taxa de desconto;
- t : é o período de tempo;
- I : é o investimento inicial.

Portanto, um projeto só é considerado aceitável por este método se o período de *payback* for inferior à vida útil do projeto, no caso dos SFV é aproximadamente 25 anos. Além disso, quanto mais curto for o período de *payback* em relação à vida útil, melhor será o projeto de investimento.

APÊNDICE C – DETALHES DA AVALIAÇÃO ECONÔMICA

C.1 Avaliação econômica

Para a realização da análise financeira, foi necessário particularizar os cálculos para cada unidade consumidora, pois, como já explicado anteriormente, a USP de São Carlos não possui medição individual para cada prédio, portanto, os valores de consumo de energia elétrica são gerais para cada uma das 4 unidades consumidoras da área I e uma única unidade consumidora da área II.

Para a realização dos cálculos foram considerados os valores de irradiação solar para a cidade de São Carlos com latitude 21,901° S e longitude 47,849° O obtidos a partir do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). A Tabela 11 apresenta os valores anuais para a irradiação da cidade de São Carlos, assim como a Figura 43 reúne estes dados graficamente.

Tabela 11 – Irradiação solar diária média para a cidade de São Carlos.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
IRRADIAÇÃO SOLAR (kWh/m ² *dia)	5,56	5,86	5,11	4,72	3,98	3,72	3,91	4,83	4,95	5,53	5,68	5,99	4,99

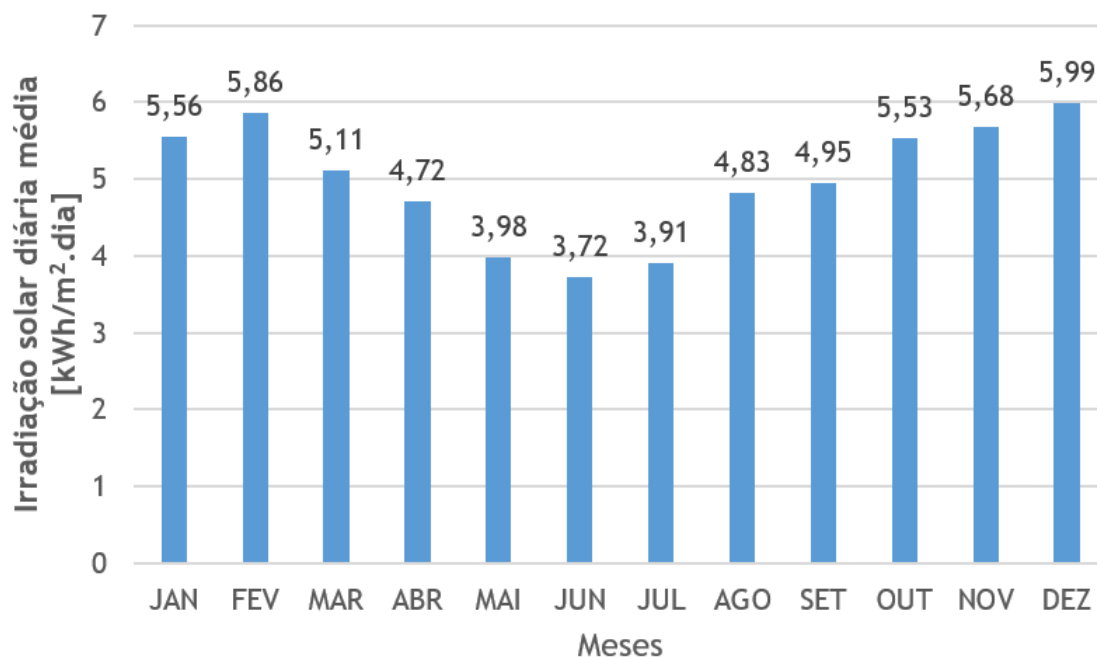


Figura 43 – Irradiação solar diária média para a cidade de São Carlos.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

C.1.1 Área I

C.1.1.1 Unidade consumidora norte

A fim de manter o padrão iniciado na fase 1 do projeto, onde as contas de energia do campus foram analisados para o ano de 2019, devido a pandemia de COVID-19, a análise financeira também será baseada nas contas de 2019. A Tabela 12 apresenta o consumo do ano de 2019 mensalmente.

Tabela 12 – Consumo anual de energia e total pago da UC Norte.

Fonte: (BORGES L. B. E ZHANPENG, 2023).

Área Norte				
Mês	CP (kWh)	CFP (kWh)	CT (kWh)	Total
jan-19	27620,00	309840,00	337460,00	R\$ 147.398,42
fev-19	27080,00	281020,00	308100,00	R\$ 139.476,54
mar-19	31000,00	318020,00	349020,00	R\$ 160.198,06
abr-19	33500,00	306700,00	340200,00	R\$ 167.330,18
mai-19	32160,00	290160,00	322320,00	R\$ 158.741,64
jun-19	25960,00	248660,00	274620,00	R\$ 132.726,36
jul-19	27800,00	236100,00	263900,00	R\$ 135.711,92
ago-19	29820,00	258840,00	288660,00	R\$ 153.046,09
set-19	32820,00	299820,00	332640,00	R\$ 175.354,28
out-19	39320,00	354600,00	393920,00	R\$ 199.066,02
nov-19	26020,00	271060,00	297080,00	R\$ 149.453,48
dez-19	26020,00	271060,00	297080,00	R\$ 149.453,48

A unidade consumidora norte reúne um total de 13 SFVs, com um total de 643,0 kW_p . A partir da Equação C.1 é possível levantar a geração dos 13 SFVs para a área norte, considerando um rendimento de $\eta_{sis} = 0,8$. A Tabela 13 reúne os dados calculados para a geração fotovoltaica dos prédios ligados a unidade consumidora norte. A Figura 44 apresenta o comportamento da geração graficamente. A produção anual, portanto, é de 935,31 MWh para a unidade consumidora norte.

$$E_{FV} = \frac{P_{FV} \times I_{RS} \times dias \times \eta_{sis}}{1000} \quad (C.1)$$

Onde:

- P_{FV} : Potência pico do sistema fotovoltaico [W];
- E_{FV} : Energia Fotovoltaica dado em $\left[\frac{kWh}{mês}\right]$;
- I_{RS} : Irradiação solar do local dado em $\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot dia}\right]$;
- η_{sis} : Eficiência do sistema fotovoltaico;

Tabela 13 – Geração fotovoltaica - UC Norte.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

MÊS	DIAS	IRRADIAÇÃO SOLAR ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{dia}$)	ENERGIA FOTOVOLTAICA GERADA (MWh)	POUPANÇA MENSAL (R\$)
JAN	31	5,56	88,66	41401,93
FEV	28	5,86	84,40	39413,02
MAR	31	5,11	81,48	38051,05
ABR	30	4,72	72,83	34013,19
MAI	31	3,98	63,46	29636,63
JUN	30	3,72	57,40	26807,00
JUL	31	3,91	62,35	29115,38
AGO	31	4,83	77,02	35966,06
SET	30	4,95	76,38	35670,61
OUT	31	5,53	88,18	41178,54
NOV	30	5,68	87,65	40931,12
DEZ	31	5,99	95,51	44603,87
TOTAL		4,99	935,31	436788,41

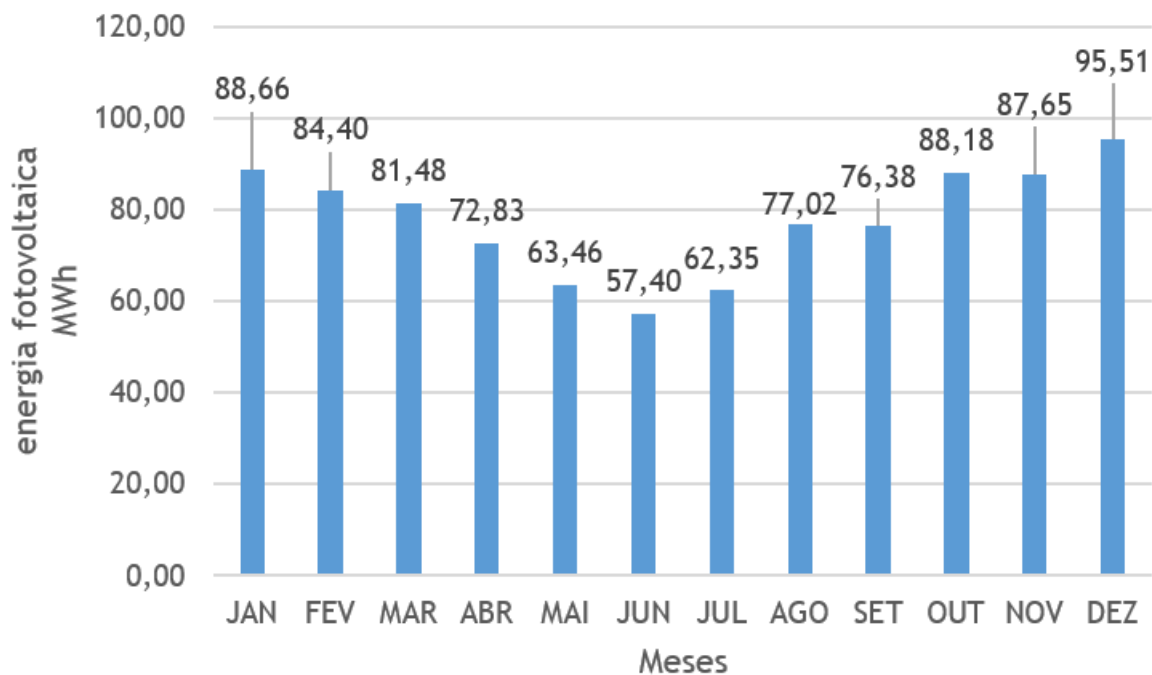


Figura 44 – Geração fotovoltaica - UC norte.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

A partir da análise de 3 orçamentos realizados por empresas para licitação para instalação de sistemas fotovoltaicos no campus da USP chegou-se a um valor médio de $3,73 \text{ R\$}/W_p$. Dessa forma, para a UC norte chega-se a um valor total de R\$ 2.398.390,00. Um aspecto crucial a ser avaliado em qualquer projeto é sua viabilidade econômica e isso pode ser realizado através de conceitos econômicos já apresentados anteriormente como fluxo de caixa, valor presente líquido, taxa mínima de atratividade, taxa interna de retorno e *payback*.

Para os cálculos de análise econômica, assumiu-se que o valor do investimento inicial cobre todos os custos do projeto, incluindo componentes e instalação do sistema. Também foram considerados o aumento no preço da energia, a perda de eficiência do sistema fotovoltaico ao longo do tempo e seus custos de manutenção (anualmente, 1% do valor do investimento dividido pela vida útil do projeto), que englobam custos de limpeza, inspeções preventivas e substituição de componentes conforme necessário.

Para o aumento no valor da tarifa de energia elétrica, será considerado 7,9% ao ano, pois em 2021, 2022 e 2023, houve um aumento de 8,3%, 11,1% e 4,3% respectivamente, segundo (ANEEL, 2023). O gráfico da Figura 45 apresenta o aumento no valor da tarifa de energia elétrica ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto.

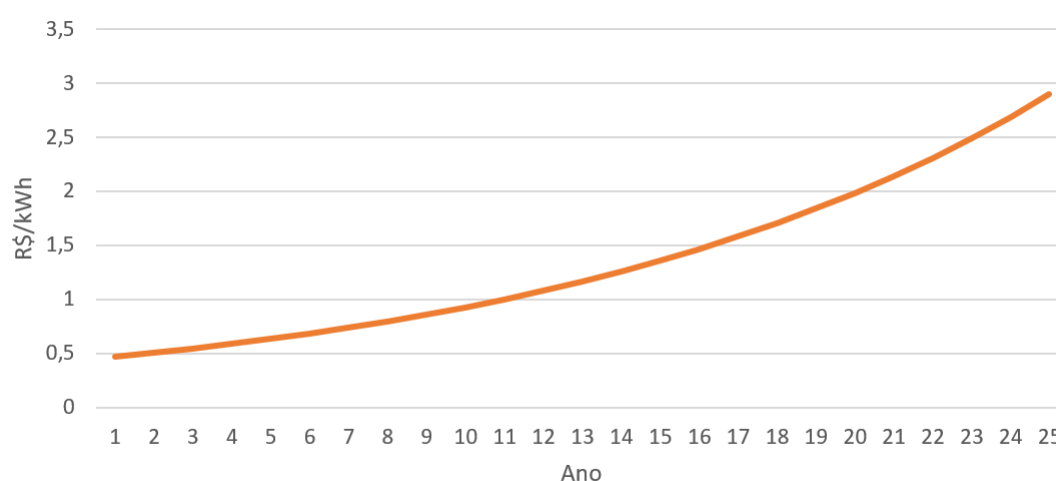


Figura 45 – Crescimento da tarifa de energia elétrica.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Com base em dados de BRASIL (2023), foi observado que a inflação, que mede a variação nos preços de bens e serviços, alcançou 3,73% em 30 de abril de 2024, com uma projeção de 3,63% para 2025. Já a taxa Selic, que é a taxa básica de juros da economia, foi registrada em 9,5% na mesma data. Para a avaliação econômica em questão, foi considerada uma inflação de 4% e a TMA equivalente à Selic de 9,5%, para incluir possíveis ajustes de valores ao longo dos anos. A Tabela 14 apresenta todas as taxas e valores financeiros selecionados para o estudo.

Tabela 14 – Variáveis econômicas utilizadas para os cálculos do projeto.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

TAXAS	VALOR
Tarifa de energia	R\$ 0,467/kWh
Inflação	4%
Taxa Mínima de Atratividade	9,5%
Taxa de manutenção	1%
Depreciação do sistema	0,5% ao ano

Com base na estimativa de geração mensal do primeiro ano, é viável projetar a geração para os anos seguintes, levando em conta a taxa de depreciação do sistema. Considerando o investimento inicial e as variáveis econômicas apresentadas na Tabela 14, podemos avaliar a viabilidade econômica para os sistemas ligados a UC norte. Os dados dessa análise estão disponíveis na Tabela 15. Os valores de economia gerados foram calculados multiplicando-se os valores projetados de geração do sistema pela tarifa de energia elétrica.

Tabela 15 – Análise financeira - UC Norte.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

ANO	GERAÇÃO (kWh)	ECOMONIA PELA GERAÇÃO	MANUTENÇÃO	FLUXO DE CAIXA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0				-R\$ 2.398.390,00	-R\$ 2.398.390,00
1	935310	R\$ 436.789,77	-R\$ 23.983,90	R\$ 412.805,87	-R\$ 1.985.584,13
2	930633,45	R\$ 468.939,68	-R\$ 25.183,10	R\$ 443.756,59	-R\$ 1.541.827,54
3	925980,28	R\$ 503.455,99	-R\$ 26.442,25	R\$ 477.013,74	-R\$ 1.064.813,81
4	921350,38	R\$ 540.512,86	-R\$ 27.764,36	R\$ 512.748,50	-R\$ 552.065,31
5	916743,63	R\$ 580.297,31	-R\$ 29.152,58	R\$ 551.144,73	-R\$ 920,57
6	912159,91	R\$ 623.010,10	-R\$ 30.610,21	R\$ 592.399,89	R\$ 591.479,32
7	907599,11	R\$ 668.866,76	-R\$ 32.140,72	R\$ 636.726,04	R\$ 1.228.205,35
8	903061,12	R\$ 718.098,69	-R\$ 33.747,76	R\$ 684.350,94	R\$ 1.912.556,29
9	898545,81	R\$ 770.954,35	-R\$ 35.435,14	R\$ 735.519,20	R\$ 2.648.075,49
10	894053,08	R\$ 827.700,44	-R\$ 37.206,90	R\$ 790.493,54	R\$ 3.438.569,03
11	889582,82	R\$ 888.623,33	-R\$ 39.067,25	R\$ 849.556,09	R\$ 4.288.125,12
12	885134,90	R\$ 954.030,45	-R\$ 41.020,61	R\$ 913.009,85	R\$ 5.201.134,97
13	880709,23	R\$ 1.024.251,86	-R\$ 43.071,64	R\$ 981.180,23	R\$ 6.182.315,19
14	876305,68	R\$ 1.099.641,92	-R\$ 45.225,22	R\$ 1.054.416,70	R\$ 7.236.731,89
15	871924,15	R\$ 1.180.581,07	-R\$ 47.486,48	R\$ 1.133.094,59	R\$ 8.369.826,48
16	867564,53	R\$ 1.267.477,74	-R\$ 49.860,81	R\$ 1.217.616,93	R\$ 9.587.443,41
17	863226,71	R\$ 1.360.770,44	-R\$ 52.353,85	R\$ 1.308.416,59	R\$ 10.895.860,00
18	858910,58	R\$ 1.460.929,94	-R\$ 54.971,54	R\$ 1.405.958,41	R\$ 12.301.818,41
19	854616,02	R\$ 1.568.461,69	-R\$ 57.720,12	R\$ 1.510.741,58	R\$ 13.812.559,98
20	850342,94	R\$ 1.683.908,31	-R\$ 60.606,12	R\$ 1.623.302,19	R\$ 15.435.862,18
21	846091,23	R\$ 1.807.852,39	-R\$ 63.636,43	R\$ 1.744.215,96	R\$ 17.180.078,14
22	841860,77	R\$ 1.940.919,36	-R\$ 66.818,25	R\$ 1.874.101,11	R\$ 19.054.179,25
23	837651,47	R\$ 2.083.780,73	-R\$ 70.159,16	R\$ 2.013.621,57	R\$ 21.067.800,82
24	833463,21	R\$ 2.237.157,41	-R\$ 73.667,12	R\$ 2.163.490,29	R\$ 23.231.291,11
25	829295,89	R\$ 2.401.823,38	-R\$ 77.350,47	R\$ 2.324.472,91	R\$ 25.555.764,02

Os dados da Tabela 15 foram usados para criar os gráficos apresentados nas Figuras 46, 47 e 48. A Figura 46 ilustra o fluxo de caixa, destacando os custos de implementação do projeto no ano inicial e a economia anual gerada para a universidade nos anos subsequentes. A Figura 47 mostra o fluxo de caixa acumulado, evidenciando a redução gradual do valor investido ao longo dos anos, ao somar anualmente as economias geradas pelo sistema e os custos de manutenção. Através da Figura 46 é possível verificar o período de retorno financeiro para os SFVs ligados à unidade consumidora norte, que é de cinco anos e meio.

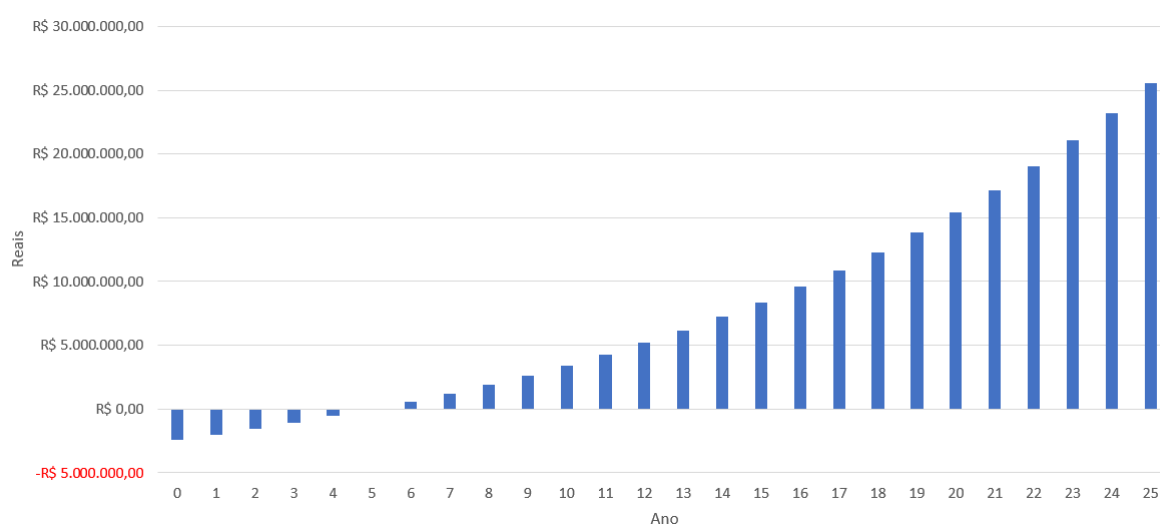


Figura 46 – Fluxo de caixa - UC norte.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

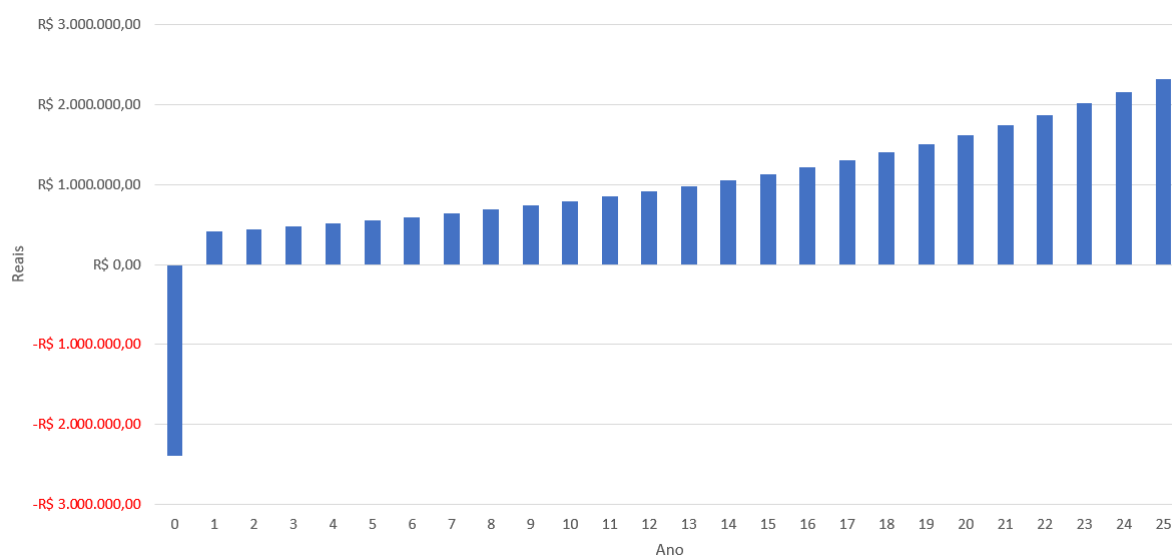


Figura 47 – Fluxo de caixa acumulado - UC norte.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Através do gráfico exposto pela Figura 48 é possível comparar a projeção da geração do sistema com o valor da tarifa de energia elétrica para a USP. Observa-se que, apesar da depreciação anual dos módulos fotovoltaicos, o aumento da tarifa de energia resulta em uma economia significativa pela geração de energia elétrica, destacando mais um aspecto positivo do projeto.

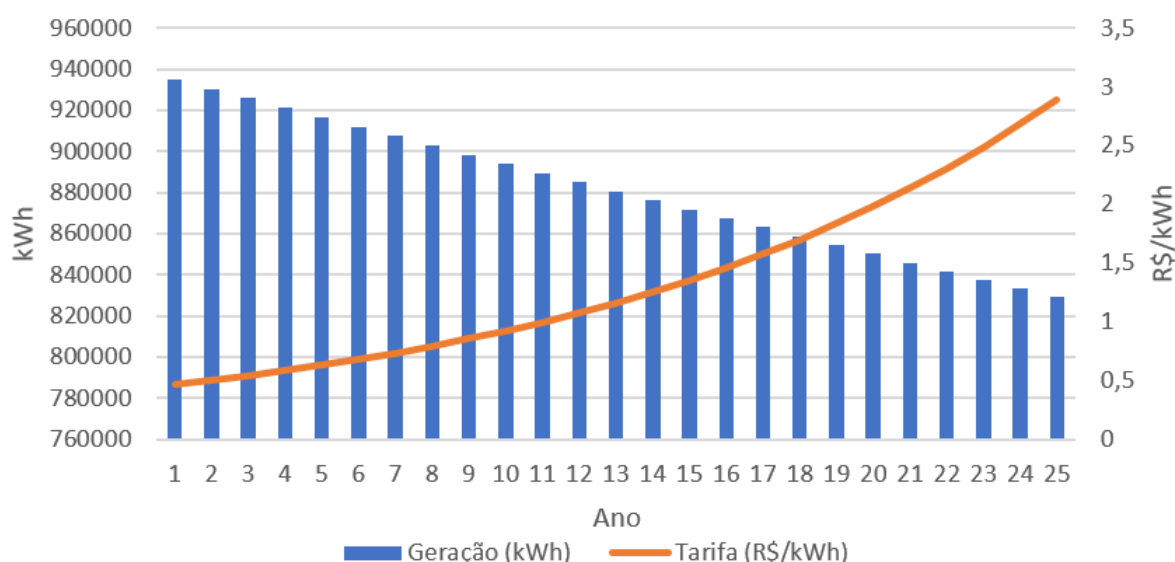


Figura 48 – Previsão de geração x Crescimento da tarifa - UC norte.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Para finalizar a análise financeira foram aplicados os conceitos de VPL e TIR aos dados levantados anteriormente e apresentados na Tabela 16. Com base nesses valores.

Tabela 16 – Índices de viabilidade econômica - UC norte.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	R\$ 8.574.278,45
TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	24%

A partir da análise dos resultados apresentados pela Tabela 16, pode-se concluir que um VPL positivo e uma TIR superior à TMA, indicando que o projeto é economicamente viável. Um VPL positivo significa que o investimento no projeto proporciona um retorno financeiro maior do que se o mesmo valor fosse investido a uma taxa equivalente à TMA. Já a TIR maior que a TMA indica que o retorno financeiro do projeto supera o que seria obtido com um investimento a uma taxa igual à TMA. O *payback* do projeto, conforme ilustrado na Figura 46, é de aproximadamente cinco anos e meio.

C.1.1.2 Unidade consumidora sul

A Tabela 17 apresenta o consumo do ano de 2019 mensalmente para a UC sul da USP de São Carlos.

Tabela 17 – Consumo anual de energia e total pago da UC Sul.

Fonte: (BORGES L. B. E ZHANPENG, 2023).

ÁREA SUL				
Mês	CP (kWh)	CFP (kWh)	CT (kWh)	Total
jan/19	29.394,00	373.292,00	402.686,00	R\$ 173.427,76
fev/19	34.781,00	397.163,00	431.943,00	R\$ 187.924,75
mar/19	40.165,00	385.306,00	425.472,00	R\$ 186.016,12
abr/19	50.048,00	420.643,00	470.690,00	R\$ 218.064,72
mai/19	44.312,00	428.628,00	472.940,00	R\$ 235.666,31
jun/19	41.293,00	352.165,00	393.459,00	R\$ 192.363,89
jul/19	37.826,00	341.467,00	379.293,00	R\$ 184.370,55
ago/19	36.727,00	342.414,00	379.141,00	R\$ 192.261,15
set/19	41.265,00	355.275,00	396.540,00	R\$ 210.246,17
out/19	56.249,00	465.092,00	521.340,00	R\$ 279.075,93
nov/19	68.322,00	608.528,00	676.850,00	R\$ 352.733,82
dez/19	33.469,00	320.835,00	354.304,00	R\$ 179.347,33

A unidade consumidora sul reúne um total de 9 SFVs, com um total de 664,4 kW_p . A partir da Equação C.1 é possível levantar a geração dos 9 SFVs, considerando um rendimento de $\eta_{sis} = 0,8$, assim como feito para UC norte. A Tabela 18 reúne os dados calculados para a geração fotovoltaica dos prédios ligados a unidade consumidora sul. A Figura 49 apresenta o comportamento da geração graficamente. A produção anual, portanto, é de 966,51 MWh para a unidade consumidora sul.

Tabela 18 – Geração fotovoltaica - UC Sul.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

MÊS	DIAS	IRRADIAÇÃO SOLAR ($kWh/m^2 dia$)	ENERGIA FOTOVOLTAICA GERADA (MWh)	Poupança Mensal (R\$)
JAN	31	5,56	91,61	42783,17
FEV	28	5,86	87,21	40727,91
MAR	31	5,11	84,20	39320,50
ABR	30	4,72	75,26	35147,93
MAI	31	3,98	65,58	30625,36
JUN	30	3,72	59,32	27701,33
JUL	31	3,91	64,43	30086,73
AGO	31	4,83	79,58	37165,96
SET	30	4,95	78,93	36860,65
OUT	31	5,53	91,12	42552,33
NOV	30	5,68	90,57	42296,66
DEZ	31	5,99	98,70	46091,94
TOTAL		4,99	966,51	451360,47

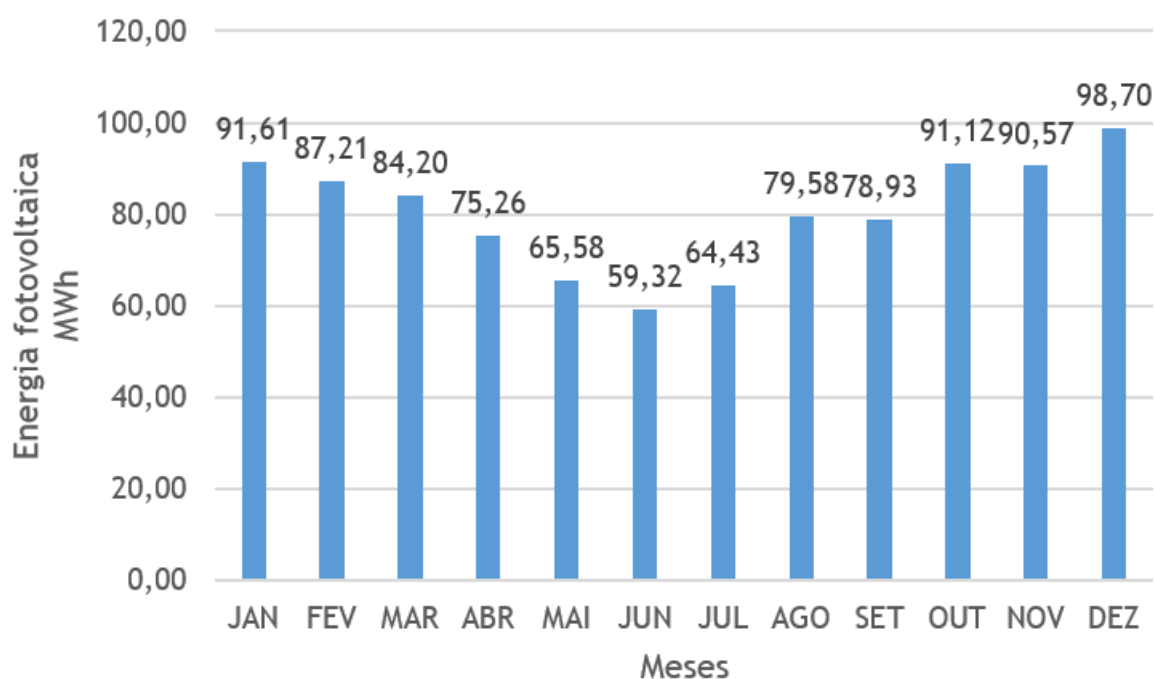


Figura 49 – Geração fotovoltaica - UC Sul.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Assim como realizado anteriormente, partiu-se da análise de 3 orçamentos com o valor médio de $3,73 \text{ R\$/}W_p$. Dessa forma, para a UC sul chega-se a uma valor total de R\$ 2.478.212,00. Novamente nos tópicos subsequentes os conceitos de fluxo de caixa, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Mínima de Atratividade (TMA), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback* foram analisados para a UC sul. As mesmas premissas foram levadas em consideração como o aumento no preço da energia, a perda de eficiência do sistema fotovoltaico ao longo do tempo e seus custos de manutenção e as taxas de inflação, conforme resume a Tabela 14. A partir da estimativa de geração do primeiro ano, foi projetado a geração para 25 anos seguintes, levando em conta a taxa de depreciação do sistema. Considerando o investimento inicial e as variáveis econômicas apresentadas na Tabela 14, montou-se a análise apresentada na Tabela 19.

Tabela 19 – Análise financeira - UC Sul.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

ANO	GERAÇÃO (kWh)	ECOMONIA PELA GERAÇÃO	MANUTENÇÃO	FLUXO DE CAIXA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0				-R\$ 2.478.212,00	-R\$ 2.478.212,00
1	966510	R\$ 451.360,17	-R\$ 24.782,12	R\$ 426.578,05	-R\$ 2.051.633,95
2	961677,45	R\$ 484.582,54	-R\$ 26.021,23	R\$ 458.561,31	-R\$ 1.593.072,64
3	956869,06	R\$ 520.250,23	-R\$ 27.322,29	R\$ 492.927,95	-R\$ 1.100.144,70
4	952084,72	R\$ 558.543,25	-R\$ 28.688,40	R\$ 529.854,85	-R\$ 570.289,85
5	947324,29	R\$ 599.654,83	-R\$ 30.122,82	R\$ 569.532,01	-R\$ 757,84
6	942587,67	R\$ 643.792,42	-R\$ 31.628,96	R\$ 612.163,46	R\$ 611.405,62
7	937874,73	R\$ 691.178,76	-R\$ 33.210,41	R\$ 657.968,35	R\$ 1.269.373,97
8	933185,36	R\$ 742.052,97	-R\$ 34.870,93	R\$ 707.182,04	R\$ 1.976.556,01
9	928519,43	R\$ 796.671,78	-R\$ 36.614,48	R\$ 760.057,31	R\$ 2.736.613,32
10	923876,84	R\$ 855.310,81	-R\$ 38.445,20	R\$ 816.865,61	R\$ 3.553.478,93
11	919257,45	R\$ 918.265,96	-R\$ 40.367,46	R\$ 877.898,50	R\$ 4.431.377,43
12	914661,16	R\$ 985.854,93	-R\$ 42.385,84	R\$ 943.469,09	R\$ 5.374.846,52
13	910087,86	R\$ 1.058.418,78	-R\$ 44.505,13	R\$ 1.013.913,65	R\$ 6.388.760,17
14	905537,42	R\$ 1.136.323,70	-R\$ 46.730,38	R\$ 1.089.593,31	R\$ 7.478.353,49
15	901009,73	R\$ 1.219.962,80	-R\$ 49.066,90	R\$ 1.170.895,90	R\$ 8.649.249,38
16	896504,68	R\$ 1.309.758,16	-R\$ 51.520,25	R\$ 1.258.237,92	R\$ 9.907.487,30
17	892022,16	R\$ 1.406.162,91	-R\$ 54.096,26	R\$ 1.352.066,65	R\$ 11.259.553,95
18	887562,05	R\$ 1.509.663,53	-R\$ 56.801,07	R\$ 1.452.862,46	R\$ 12.712.416,41
19	883124,24	R\$ 1.620.782,32	-R\$ 59.641,13	R\$ 1.561.141,19	R\$ 14.273.557,60
20	878708,62	R\$ 1.740.080,00	-R\$ 62.623,18	R\$ 1.677.456,82	R\$ 15.951.014,42
21	874315,08	R\$ 1.868.158,59	-R\$ 65.754,34	R\$ 1.802.404,25	R\$ 17.753.418,67
22	869943,50	R\$ 2.005.664,40	-R\$ 69.042,06	R\$ 1.936.622,34	R\$ 19.690.041,01
23	865593,78	R\$ 2.153.291,33	-R\$ 72.494,16	R\$ 2.080.797,17	R\$ 21.770.838,18
24	861265,81	R\$ 2.311.784,34	-R\$ 76.118,87	R\$ 2.235.665,47	R\$ 24.006.503,65
25	856959,48	R\$ 2.481.943,22	-R\$ 79.924,81	R\$ 2.402.018,41	R\$ 26.408.522,06

A partir da Tabela 19 foram gerados os gráficos apresentados nas Figuras 50 com o fluxo de caixa, 51 com o fluxo de caixa acumulado e 52 com a projeção de geração em comparação com a projeção da evolução da tarifa elétrica.

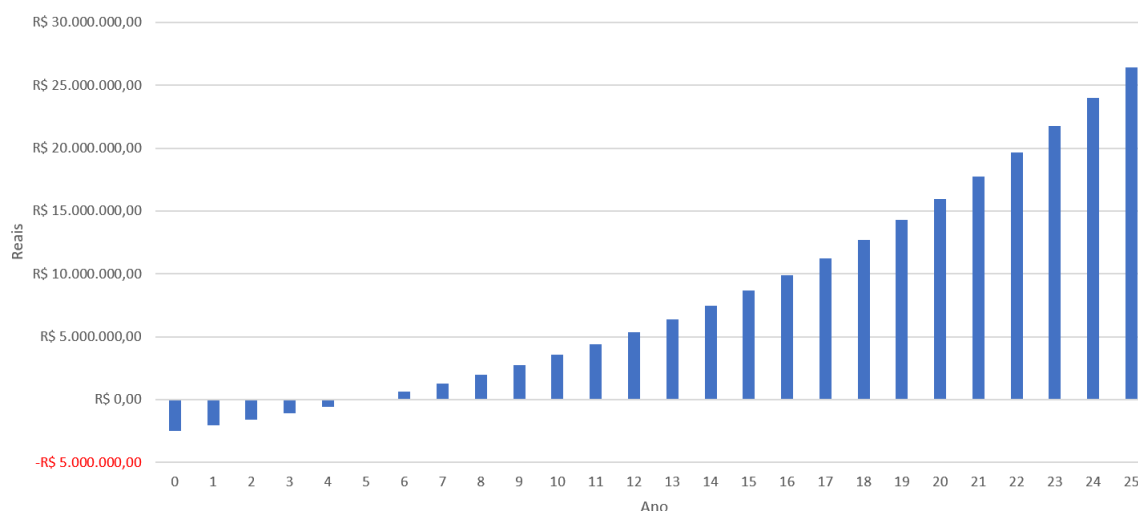


Figura 50 – Fluxo de caixa - UC sul.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

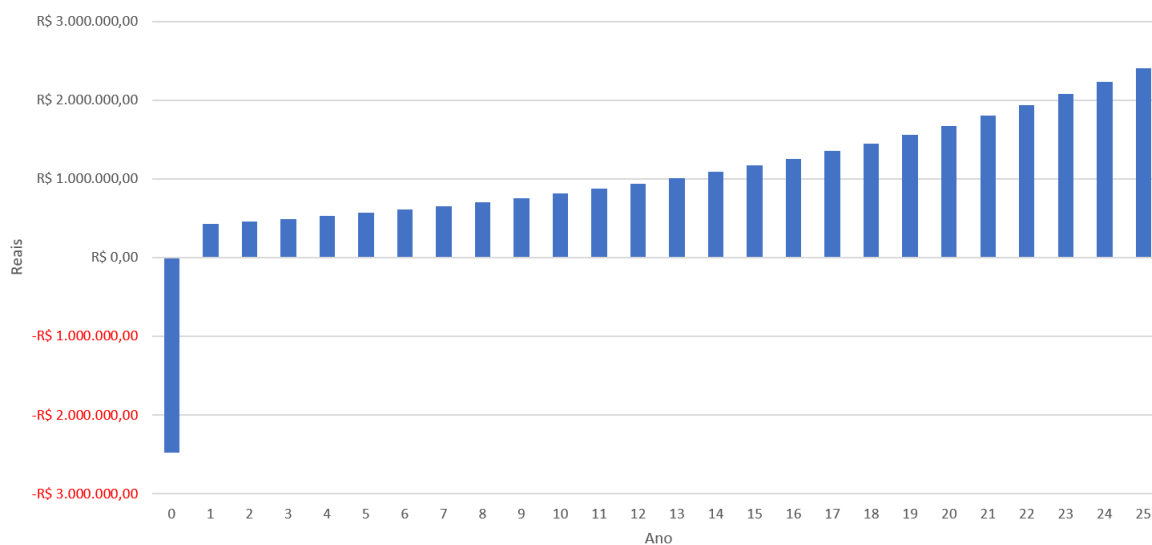


Figura 51 – Fluxo de caixa acumulado - UC sul.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

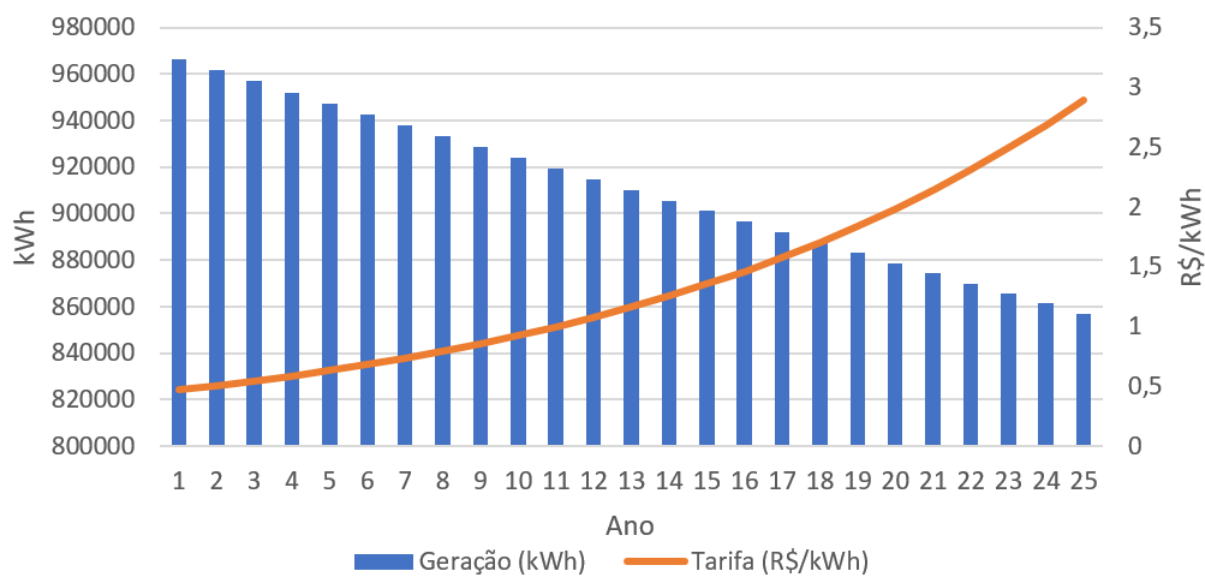


Figura 52 – Previsão de geração x Crescimento da tarifa - UC sul.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Os valores de VPL e TIR para a unidade consumidora sul foram reunidos na Tabela 20.

Tabela 20 – Índices de viabilidade econômica - UC sul.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	R\$ 8.860.518,80
TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	25%

A partir da análise dos resultados apresentados pela Tabela 20, pode-se concluir que um VPL positivo e uma TIR superior à TMA, indicando que o projeto é economicamente viável. O *payback* do projeto, conforme ilustrado na Figura 50, é de aproximadamente cinco anos e meio.

C.1.1.3 Unidade consumidora física I

A Tabela 21 apresenta o consumo do ano de 2019 mensalmente para a UC física I da USP de São Carlos.

Tabela 21 – Consumo anual de energia e total pago da UC Física I.

Fonte: (BORGES L. B. E ZHANPENG, 2023).

FÍSICA I				
Mês	CP (kWh)	CFP (kWh)	CT (kWh)	Total
jan/19	14.511,00	164.987,00	179.498,00	R\$ 80.033,95
fev/19	15.467,00	177.615,00	193.082,00	R\$ 84.916,69
mar/19	17.211,00	179.372,00	196.583,00	R\$ 86.453,65
abr/19	19.307,00	186.124,00	205.430,00	R\$ 93.597,58
mai/19	16.674,00	186.875,00	203.549,00	R\$ 100.013,64
jun/19	14.788,00	146.551,00	161.339,00	R\$ 79.504,61
jul/19	15.253,00	152.768,00	168.020,00	R\$ 82.381,62
ago/19	14.810,00	148.403,00	163.213,00	R\$ 84.096,22
set/19	15.360,00	149.600,00	164.960,00	R\$ 86.907,11
out/19	20.164,00	194.791,00	214.955,00	R\$ 110.146,23
nov/19	26.778,00	269.236,00	296.014,00	R\$ 149.619,66
dez/19	16.149,00	168.023,00	184.172,00	R\$ 93.193,46

A unidade consumidora da física I reúne um total de 3 SFVs, com um total de 195,8 kW_p . A partir da Equação C.1 é possível levantar a geração dos 3 SFVs, considerando um rendimento de $\eta_{sis} = 0,8$. A Tabela 22 reúne os dados calculados para a geração fotovoltaica dos prédios ligados a unidade consumidora física I. A Figura 53 apresenta o comportamento da geração graficamente. A produção anual, portanto, é de 284,83 MWh para a unidade consumidora física I.

Tabela 22 – Geração fotovoltaica - UC Física I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

MÊS	DIAS	IRRADIAÇÃO SOLAR (kWh/m ² dia)	ENERGIA FOTOVOLTAICA GERADA (MWh)	Poupança Mensal (R\$)
JAN	31	5,56	27,00	12608,29
FEV	28	5,86	25,70	12002,60
MAR	31	5,11	24,81	11587,83
ABR	30	4,72	22,18	10358,16
MAI	31	3,98	19,33	9025,36
JUN	30	3,72	17,48	8163,64
JUL	31	3,91	18,99	8866,62
AGO	31	4,83	23,45	10952,88
SET	30	4,95	23,26	10862,91
OUT	31	5,53	26,85	12540,26
NOV	30	5,68	26,69	12464,91
DEZ	31	5,99	29,09	13583,39
TOTAL		4,99	284,83	133016,83

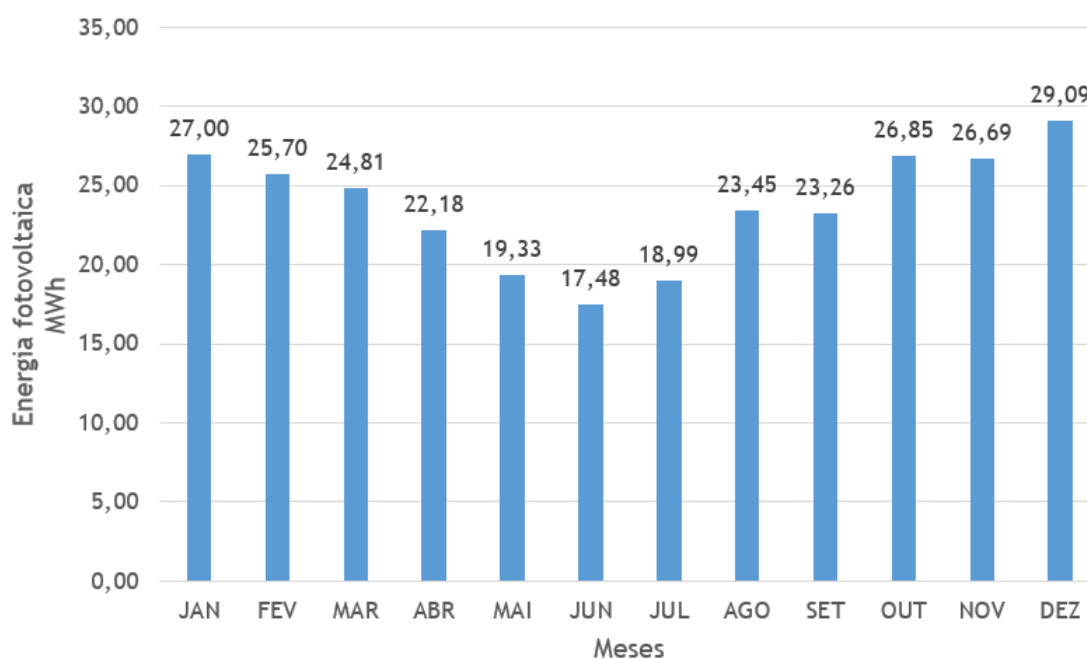


Figura 53 – Geração fotovoltaica - UC Física I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Para a UC física I chega-se a um valor total de R\$ 730.334,00. A partir da estimativa de geração do primeiro ano, foi projetado a geração para 25 anos seguintes, levando em conta a taxa de depreciação do sistema. Considerando o investimento inicial e as variáveis econômicas apresentadas na Tabela 14, montou-se a análise apresentada na Tabela 23.

Tabela 23 – Análise financeira - UC Física I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

ANO	GERAÇÃO (kWh)	ECOMONIA PELA GERAÇÃO	MANUTENÇÃO	FLUXO DE CAIXA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0				-R\$ 730.334,00	-R\$ 730.334,00
1	284830	R\$ 133.015,61	-R\$ 7.303,34	R\$ 125.712,27	-R\$ 604.621,73
2	283405,85	R\$ 142.806,22	-R\$ 7.668,51	R\$ 135.137,72	-R\$ 469.484,01
3	281988,82	R\$ 153.317,48	-R\$ 8.051,93	R\$ 145.265,54	-R\$ 324.218,47
4	280578,88	R\$ 164.602,41	-R\$ 8.454,53	R\$ 156.147,88	-R\$ 168.070,59
5	279175,98	R\$ 176.717,97	-R\$ 8.877,26	R\$ 167.840,71	-R\$ 229,88
6	277780,10	R\$ 189.725,30	-R\$ 9.321,12	R\$ 180.404,18	R\$ 180.174,30
7	276391,20	R\$ 203.690,03	-R\$ 9.787,17	R\$ 193.902,85	R\$ 374.077,15
8	275009,25	R\$ 218.682,63	-R\$ 10.276,53	R\$ 208.406,10	R\$ 582.483,25
9	273634,20	R\$ 234.778,77	-R\$ 10.790,36	R\$ 223.988,41	R\$ 806.471,66
10	272266,03	R\$ 252.059,66	-R\$ 11.329,88	R\$ 240.729,78	R\$ 1.047.201,43
11	270904,70	R\$ 270.612,51	-R\$ 11.896,37	R\$ 258.716,14	R\$ 1.305.917,57
12	269550,17	R\$ 290.530,94	-R\$ 12.491,19	R\$ 278.039,75	R\$ 1.583.957,32
13	268202,42	R\$ 311.915,47	-R\$ 13.115,75	R\$ 298.799,72	R\$ 1.882.757,04
14	266861,41	R\$ 334.874,01	-R\$ 13.771,54	R\$ 321.102,47	R\$ 2.203.859,51
15	265527,10	R\$ 359.522,41	-R\$ 14.460,11	R\$ 345.062,30	R\$ 2.548.921,81
16	264199,47	R\$ 385.985,06	-R\$ 15.183,12	R\$ 370.801,94	R\$ 2.919.723,75
17	262878,47	R\$ 414.395,49	-R\$ 15.942,28	R\$ 398.453,21	R\$ 3.318.176,96
18	261564,08	R\$ 444.897,07	-R\$ 16.739,39	R\$ 428.157,68	R\$ 3.746.334,64
19	260256,26	R\$ 477.643,72	-R\$ 17.576,36	R\$ 460.067,36	R\$ 4.206.402,00
20	258954,98	R\$ 512.800,68	-R\$ 18.455,18	R\$ 494.345,50	R\$ 4.700.747,50
21	257660,20	R\$ 550.545,38	-R\$ 19.377,94	R\$ 531.167,44	R\$ 5.231.914,94
22	256371,90	R\$ 591.068,27	-R\$ 20.346,83	R\$ 570.721,44	R\$ 5.802.636,38
23	255090,04	R\$ 634.573,85	-R\$ 21.364,17	R\$ 613.209,67	R\$ 6.415.846,05
24	253814,59	R\$ 681.281,66	-R\$ 22.432,38	R\$ 658.849,27	R\$ 7.074.695,32
25	252545,52	R\$ 731.427,39	-R\$ 23.554,00	R\$ 707.873,39	R\$ 7.782.568,72

A partir da Tabela 23 foram gerados os gráficos apresentados nas Figuras 54 com o fluxo de caixa, 55 com o fluxo de caixa acumulado e 56 com a projeção de geração em comparação com a projeção da evolução da tarifa elétrica.

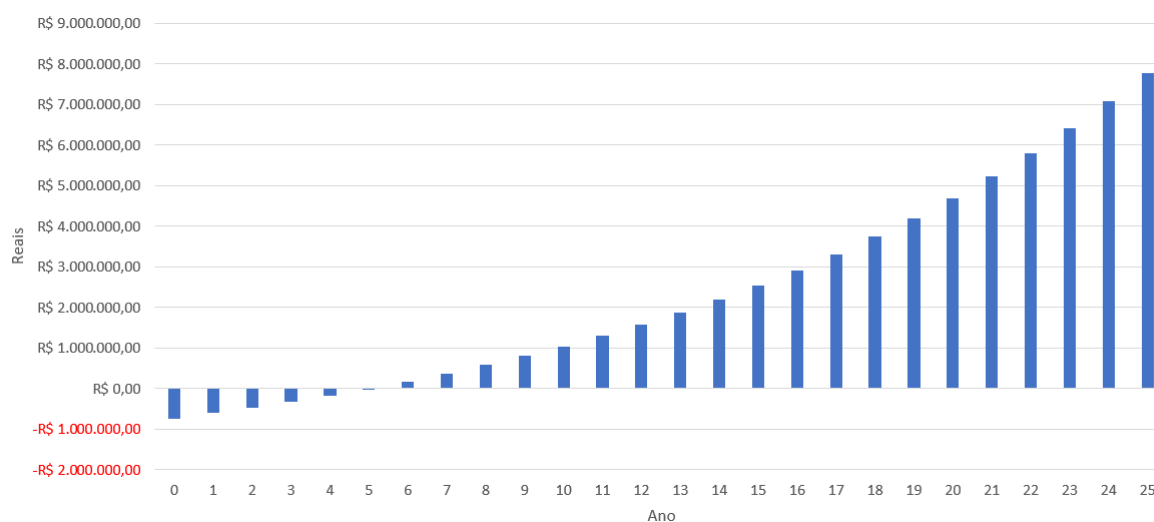


Figura 54 – Fluxo de caixa - UC física I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

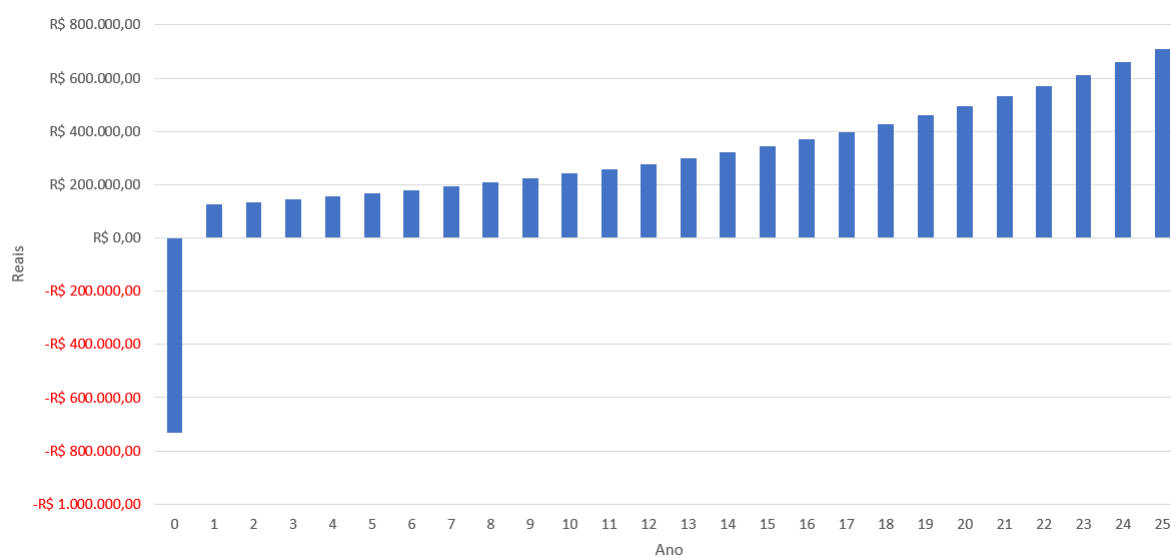


Figura 55 – Fluxo de caixa acumulado - UC física I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

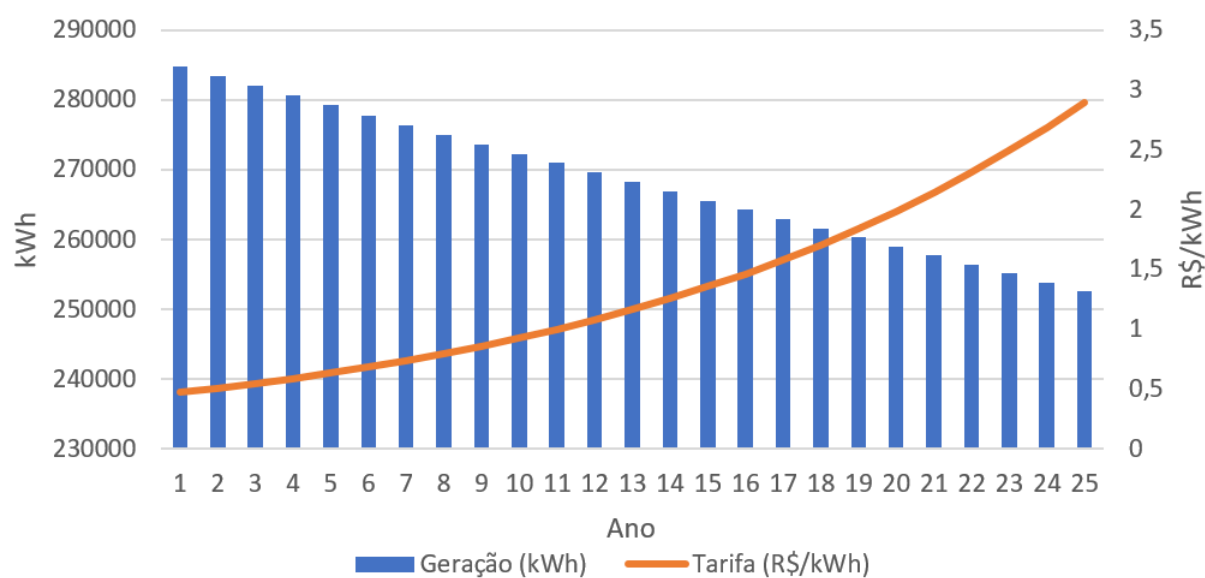


Figura 56 – Previsão de geração x Crescimento da tarifa - UC física I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Os valores de VPL e TIR para a unidade consumidora física I foram reunidos na Tabela 24.

Tabela 24 – Índices de viabilidade econômica - UC física I.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	R\$ 2.611.182,89
TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	23%

A partir da análise dos resultados apresentados pela Tabela 24, pode-se concluir que um VPL positivo e uma TIR superior à TMA, indicando que o projeto é economicamente viável. O *payback* do projeto, conforme ilustrado na Figura 54, é de aproximadamente cinco anos e meio.

C.1.1.4 Unidade consumidora física II

A Tabela 25 apresenta o consumo do ano de 2019 mensalmente para a UC física II da USP de São Carlos.

Tabela 25 – Consumo anual de energia e total pago da UC Física II.

Fonte: (BORGES L. B. E ZHANPENG, 2023).

FÍSICA 2				
Mês	CP (kWh)	CFP (kWh)	CT (kWh)	Total
jan/19	3.557,00	47.228,00	50.785,00	R\$ 22.371,68
fev/19	4.316,00	52.048,00	56.364,00	R\$ 24.677,95
mar/19	4.781,00	49.044,00	53.825,00	R\$ 23.904,23
abr/19	5.781,00	52.405,00	58.186,00	R\$ 26.872,12
mai/19	4.839,00	50.239,00	55.078,00	R\$ 27.570,96
jun/19	4.143,00	37.051,00	41.194,00	R\$ 20.957,93
jul/19	3.950,00	38.078,00	42.028,00	R\$ 21.105,25
ago/19	3.636,00	37.300,00	40.936,00	R\$ 21.395,76
set/19	4.254,00	39.408,00	43.661,00	R\$ 23.427,33
out/19	6.277,00	54.662,00	60.940,00	R\$ 31.853,90
nov/19	7.532,00	70.897,00	78.429,00	R\$ 40.306,07
dez/19	4.289,00	43.167,00	47.457,00	R\$ 24.432,46

A unidade consumidora da física II reúne um total de 2 SFVs, com um total de 105,6 kW_p . A partir da Equação C.1 é possível levantar a geração dos 2 SFVs, considerando um rendimento de $\eta_{sis} = 0,8$. A Tabela 26 reúne os dados calculados para a geração fotovoltaica dos prédios ligados a unidade consumidora física II. A Figura 57 apresenta o comportamento da geração graficamente. A produção anual, portanto, é de 153,62 MWh para a unidade consumidora física II.

Tabela 26 – Geração fotovoltaica - UC física II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

MÊS	DIAS	IRRADIAÇÃO SOLAR (kWh/m ² dia)	ENERGIA FOTOVOLTAICA GERADA (MWh)	Poupança Mensal (R\$)
JAN	31	5,56	14,56	6799,97
FEV	28	5,86	13,86	6473,31
MAR	31	5,11	13,38	6249,62
ABR	30	4,72	11,96	5586,43
MAI	31	3,98	10,42	4867,61
JUN	30	3,72	9,43	4402,86
JUL	31	3,91	10,24	4782,00
AGO	31	4,83	12,65	5907,17
SET	30	4,95	12,55	5858,65
OUT	31	5,53	14,48	6763,28
NOV	30	5,68	14,40	6722,65
DEZ	31	5,99	15,69	7325,87
TOTAL		4,99	153,62	71739,41

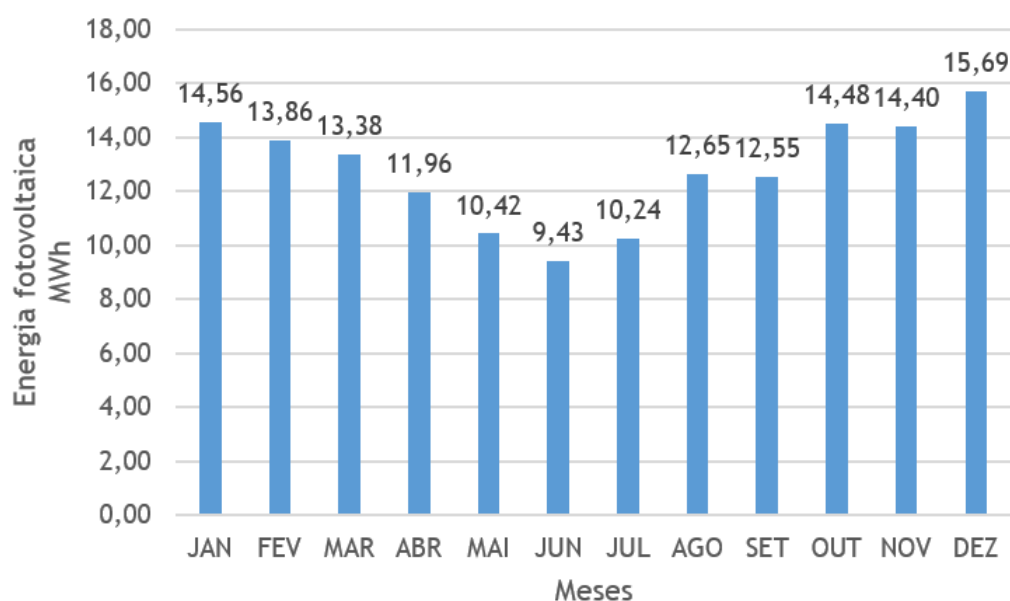


Figura 57 – Geração fotovoltaica - UC física II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Para a UC física II chega-se a um valor total de R\$ 393.888,00. A partir da estimativa de geração do primeiro ano, foi projetado a geração para 25 anos seguintes, levando em conta a taxa de depreciação do sistema. Considerando o investimento inicial e as variáveis econômicas apresentadas na Tabela 14, montou-se a análise apresentada na Tabela 27.

Tabela 27 – Análise financeira - UC física II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

ANO	GERAÇÃO (kWh)	ECOMONIA PELA GERAÇÃO	MANUTENÇÃO	FLUXO DE CAIXA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0				-R\$ 393.888,00	-R\$ 393.888,00
1	153620	R\$ 71.740,54	-R\$ 3.938,88	R\$ 67.801,66	-R\$ 326.086,34
2	152851,90	R\$ 77.021,00	-R\$ 4.135,82	R\$ 72.885,18	-R\$ 253.201,16
3	152087,64	R\$ 82.690,13	-R\$ 4.342,62	R\$ 78.347,52	-R\$ 174.853,64
4	151327,20	R\$ 88.776,54	-R\$ 4.559,75	R\$ 84.216,79	-R\$ 90.636,85
5	150570,57	R\$ 95.310,94	-R\$ 4.787,73	R\$ 90.523,20	-R\$ 113,64
6	149817,71	R\$ 102.326,30	-R\$ 5.027,12	R\$ 97.299,18	R\$ 97.185,54
7	149068,62	R\$ 109.858,03	-R\$ 5.278,48	R\$ 104.579,55	R\$ 201.765,09
8	148323,28	R\$ 117.944,13	-R\$ 5.542,40	R\$ 112.401,73	R\$ 314.166,81
9	147581,67	R\$ 126.625,40	-R\$ 5.819,52	R\$ 120.805,88	R\$ 434.972,70
10	146843,76	R\$ 135.945,67	-R\$ 6.110,50	R\$ 129.835,17	R\$ 564.807,87
11	146109,54	R\$ 145.951,95	-R\$ 6.416,02	R\$ 139.535,93	R\$ 704.343,80
12	145378,99	R\$ 156.694,74	-R\$ 6.736,82	R\$ 149.957,92	R\$ 854.301,72
13	144652,10	R\$ 168.228,26	-R\$ 7.073,66	R\$ 161.154,59	R\$ 1.015.456,31
14	143928,84	R\$ 180.610,70	-R\$ 7.427,35	R\$ 173.183,35	R\$ 1.188.639,66
15	143209,19	R\$ 193.904,55	-R\$ 7.798,71	R\$ 186.105,84	R\$ 1.374.745,50
16	142493,14	R\$ 208.176,89	-R\$ 8.188,65	R\$ 199.988,24	R\$ 1.574.733,74
17	141780,68	R\$ 223.499,75	-R\$ 8.598,08	R\$ 214.901,67	R\$ 1.789.635,42
18	141071,78	R\$ 239.950,45	-R\$ 9.027,99	R\$ 230.922,47	R\$ 2.020.557,88
19	140366,42	R\$ 257.612,01	-R\$ 9.479,38	R\$ 248.132,62	R\$ 2.268.690,51
20	139664,58	R\$ 276.573,54	-R\$ 9.953,35	R\$ 266.620,18	R\$ 2.535.310,69
21	138966,26	R\$ 296.930,73	-R\$ 10.451,02	R\$ 286.479,71	R\$ 2.821.790,40
22	138271,43	R\$ 318.786,32	-R\$ 10.973,57	R\$ 307.812,75	R\$ 3.129.603,15
23	137580,07	R\$ 342.250,59	-R\$ 11.522,25	R\$ 330.728,34	R\$ 3.460.331,48
24	136892,17	R\$ 367.441,94	-R\$ 12.098,36	R\$ 355.343,58	R\$ 3.815.675,06
25	136207,71	R\$ 394.487,50	-R\$ 12.703,28	R\$ 381.784,22	R\$ 4.197.459,28

A partir da Tabela 27 foram gerados os gráficos apresentados nas Figuras 58 com o fluxo de caixa, 59 com o fluxo de caixa acumulado e 60 com a projeção de geração em comparação com a projeção da evolução da tarifa elétrica.

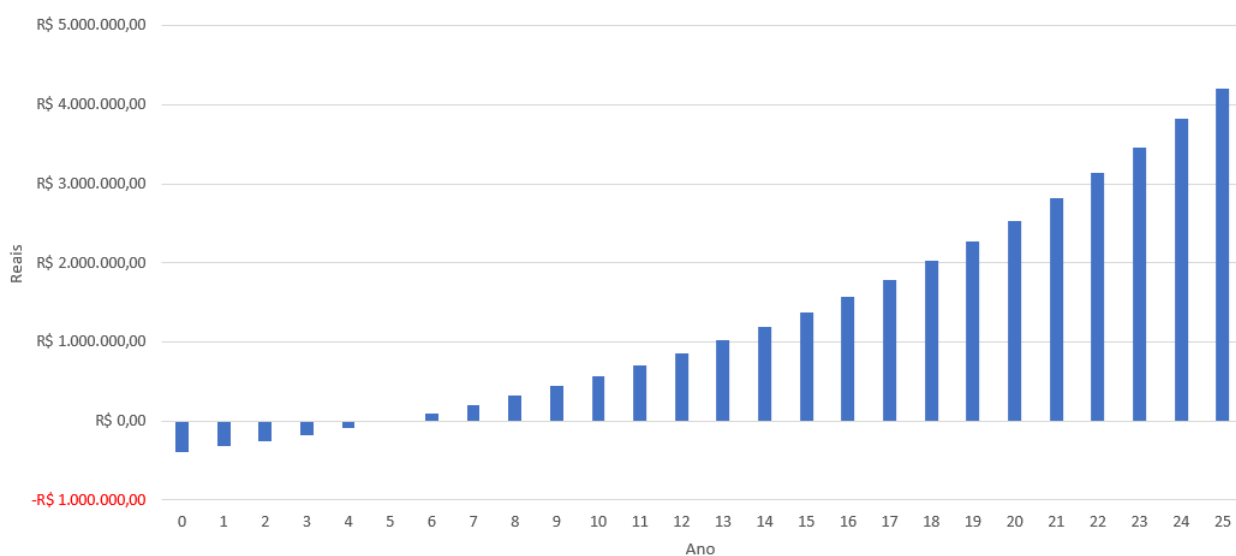


Figura 58 – Fluxo de caixa - UC física II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

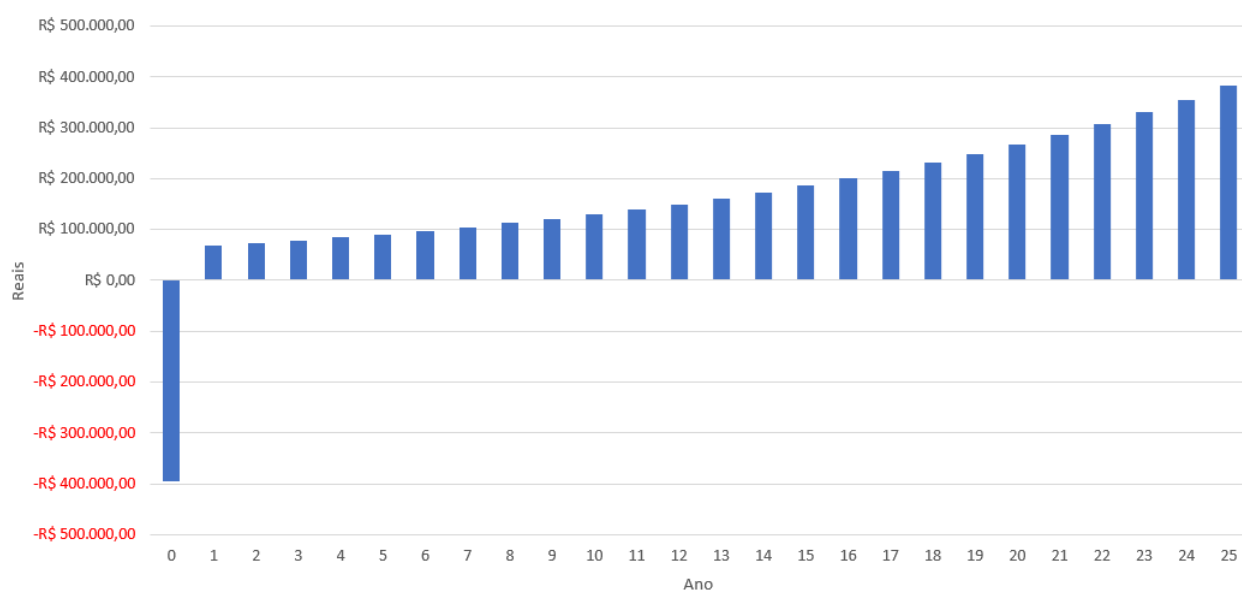


Figura 59 – Fluxo de caixa acumulado - UC física II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

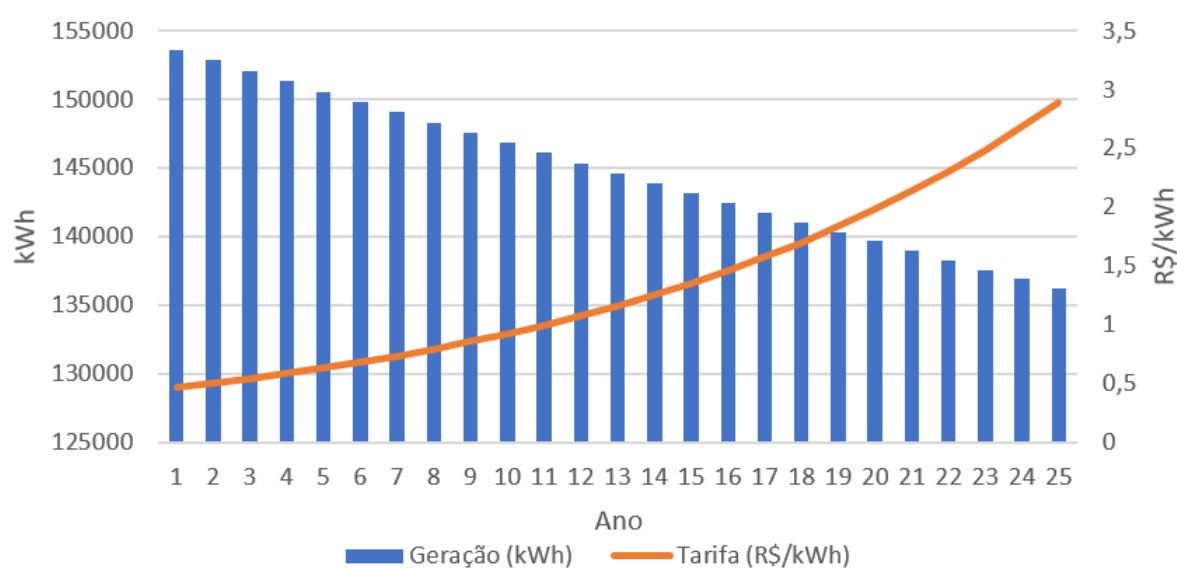


Figura 60 – Previsão de geração x Crescimento da tarifa - UC física II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Os valores de VPL e TIR para a unidade consumidora física II foram reunidos na Tabela 28.

Tabela 28 – Índices de viabilidade econômica - UC física II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	R\$ 1.408.325,20
TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	24%

A partir da análise dos resultados apresentados pela Tabela 28, pode-se concluir que um VPL positivo e uma TIR superior à TMA, indicando que o projeto é economicamente viável. O *payback* do projeto, conforme ilustrado na Figura 58, é de aproximadamente cinco anos e meio.

C.1.2 Área II

Por fim o mesmo procedimento de cálculo foi repetido para os sistemas fotovoltaicos da área II. A Tabela 29 apresenta o consumo do ano de 2019 da mesma.

Tabela 29 – Consumo anual de energia e total pago da UC Área II.

Fonte: (BORGES L. B. E ZHANPENG, 2023).

ÁREA 2				
Mês	CP (kWh)	CFP (kWh)	CT (kWh)	Total
jan/19	16.021,00	173.695,00	189.716,00	R\$ 89.540,73
fev/19	17.944,00	197.222,00	215.166,00	R\$ 100.677,97
mar/19	18.666,00	212.355,00	231.021,00	R\$ 107.136,54
abr/19	18.347,00	192.546,00	210.893,00	R\$ 104.338,61
mai/19	19.479,00	206.699,00	226.178,00	R\$ 119.219,05
jun/19	19.124,00	190.745,00	209.868,00	R\$ 104.988,73
jul/19	19.736,00	181.050,00	200.786,00	R\$ 101.367,43
ago/19	18.833,00	172.930,00	191.764,00	R\$ 105.927,24
set/19	19.580,00	205.038,00	224.618,00	R\$ 124.578,23
out/19	22.977,00	229.696,00	252.672,00	R\$ 137.237,72
nov/19	24.812,00	262.472,00	287.284,00	R\$ 157.260,23
dez/19	17.147,00	183.664,00	200.811,00	R\$ 108.092,92

A unidade consumidora da área II reúne um total de 3 SFVs, com um total de 400,4 kW_p . A partir da Equação C.1 é possível levantar a geração dos 3 SFVs, considerando um rendimento de $\eta_{sis} = 0,8$. A Tabela 30 reúne os dados calculados para a geração fotovoltaica dos prédios ligados a unidade consumidora área II. A Figura 61 apresenta o comportamento da geração graficamente. A produção anual, portanto, é de 582,47 MWh para a unidade consumidora área II.

Tabela 30 – Geração fotovoltaica - UC área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

MÊS	DIAS	IRRADIAÇÃO SOLAR (kWh/m ² dia)	ENERGIA FOTOVOLTAICA GERADA (MWh)	Poupança Mensal (R\$)
JAN	31	5,56	55,21	25783,24
FEV	28	5,86	52,56	24544,64
MAR	31	5,11	50,74	23696,46
ABR	30	4,72	45,36	21181,86
MAI	31	3,98	39,52	18456,35
JUN	30	3,72	35,75	16694,18
JUL	31	3,91	38,83	18131,74
AGO	31	4,83	47,96	22398,03
SET	30	4,95	47,57	22214,03
OUT	31	5,53	54,91	25644,12
NOV	30	5,68	54,58	25490,04
DEZ	31	5,99	59,48	27777,26
TOTAL		4,99	582,47	272011,94

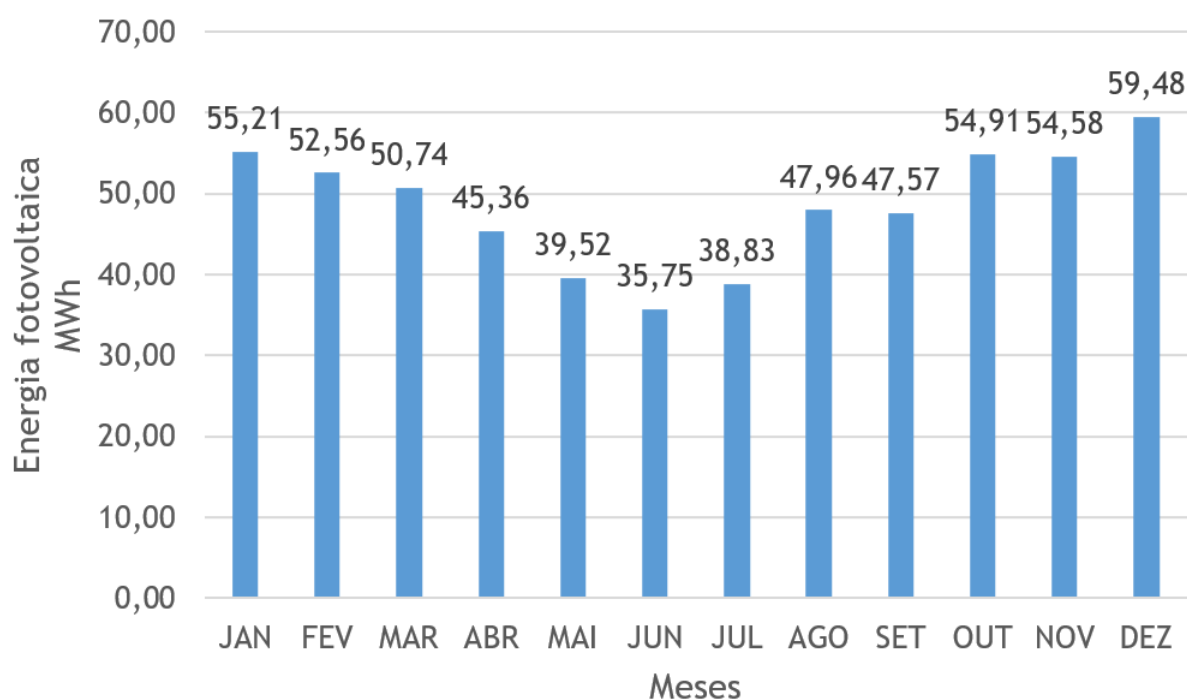


Figura 61 – Geração fotovoltaica - UC área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Para a UC área II chega-se a um valor total de R\$ 1.493.492,00. A partir da estimativa de geração do primeiro ano, foi projetado a geração para 25 anos seguintes, levando em conta a taxa de depreciação do sistema. Considerando o investimento inicial e as variáveis econômicas apresentadas na Tabela 14, montou-se a análise apresentada na Tabela 31.

Tabela 31 – Análise financeira - UC área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

ANO	GERAÇÃO (kWh)	ECOMONIA PELA GERAÇÃO	MANUTENÇÃO	FLUXO DE CAIXA	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
0				-R\$ 1.493.492,00	-R\$ 1.493.492,00
1	582470	R\$ 272.013,49	-R\$ 14.934,92	R\$ 257.078,57	-R\$ 1.236.413,43
2	579557,65	R\$ 292.035,04	-R\$ 15.681,67	R\$ 276.353,38	-R\$ 960.060,05
3	576659,86	R\$ 313.530,28	-R\$ 16.465,75	R\$ 297.064,53	-R\$ 662.995,52
4	573776,56	R\$ 336.607,68	-R\$ 17.289,04	R\$ 319.318,64	-R\$ 343.676,88
5	570907,68	R\$ 361.383,69	-R\$ 18.153,49	R\$ 343.230,20	-R\$ 446,68
6	568053,14	R\$ 387.983,33	-R\$ 19.061,16	R\$ 368.922,17	R\$ 368.475,49
7	565212,88	R\$ 416.540,85	-R\$ 20.014,22	R\$ 396.526,63	R\$ 765.002,12
8	562386,81	R\$ 447.200,34	-R\$ 21.014,93	R\$ 426.185,40	R\$ 1.191.187,52
9	559574,88	R\$ 480.116,52	-R\$ 22.065,68	R\$ 458.050,84	R\$ 1.649.238,36
10	556777,00	R\$ 515.455,49	-R\$ 23.168,96	R\$ 492.286,53	R\$ 2.141.524,89
11	553993,12	R\$ 553.395,59	-R\$ 24.327,41	R\$ 529.068,18	R\$ 2.670.593,07
12	551223,15	R\$ 594.128,28	-R\$ 25.543,78	R\$ 568.584,49	R\$ 3.239.177,56
13	548467,04	R\$ 637.859,09	-R\$ 26.820,97	R\$ 611.038,12	R\$ 3.850.215,68
14	545724,70	R\$ 684.808,71	-R\$ 28.162,02	R\$ 656.646,69	R\$ 4.506.862,37
15	542996,08	R\$ 735.214,05	-R\$ 29.570,12	R\$ 705.643,93	R\$ 5.212.506,30
16	540281,10	R\$ 789.329,48	-R\$ 31.048,63	R\$ 758.280,86	R\$ 5.970.787,15
17	537579,69	R\$ 847.428,08	-R\$ 32.601,06	R\$ 814.827,02	R\$ 6.785.614,18
18	534891,79	R\$ 909.803,02	-R\$ 34.231,11	R\$ 875.571,91	R\$ 7.661.186,09
19	532217,33	R\$ 976.769,07	-R\$ 35.942,67	R\$ 940.826,41	R\$ 8.602.012,49
20	529556,25	R\$ 1.048.664,16	-R\$ 37.739,80	R\$ 1.010.924,36	R\$ 9.612.936,86
21	526908,47	R\$ 1.125.851,09	-R\$ 39.626,79	R\$ 1.086.224,30	R\$ 10.699.161,15
22	524273,92	R\$ 1.208.719,36	-R\$ 41.608,13	R\$ 1.167.111,23	R\$ 11.866.272,38
23	521652,55	R\$ 1.297.687,14	-R\$ 43.688,53	R\$ 1.253.998,61	R\$ 13.120.270,99
24	519044,29	R\$ 1.393.203,41	-R\$ 45.872,96	R\$ 1.347.330,44	R\$ 14.467.601,43
25	516449,07	R\$ 1.495.750,14	-R\$ 48.166,61	R\$ 1.447.583,53	R\$ 15.915.184,97

A partir da Tabela 31 foram gerados os gráficos apresentados nas Figuras 62 com o fluxo de caixa, 63 com o fluxo de caixa acumulado e 64 com a projeção de geração em comparação com a projeção da evolução da tarifa elétrica.

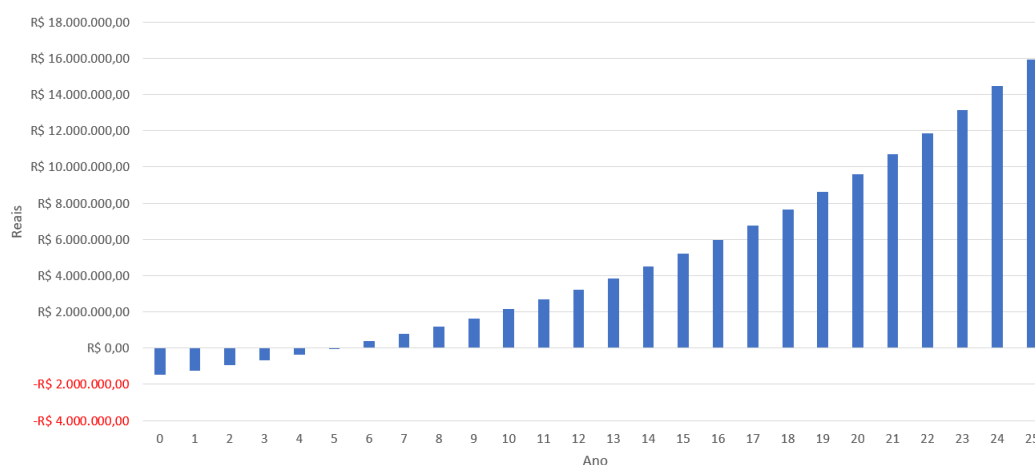


Figura 62 – Fluxo de caixa - UC área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

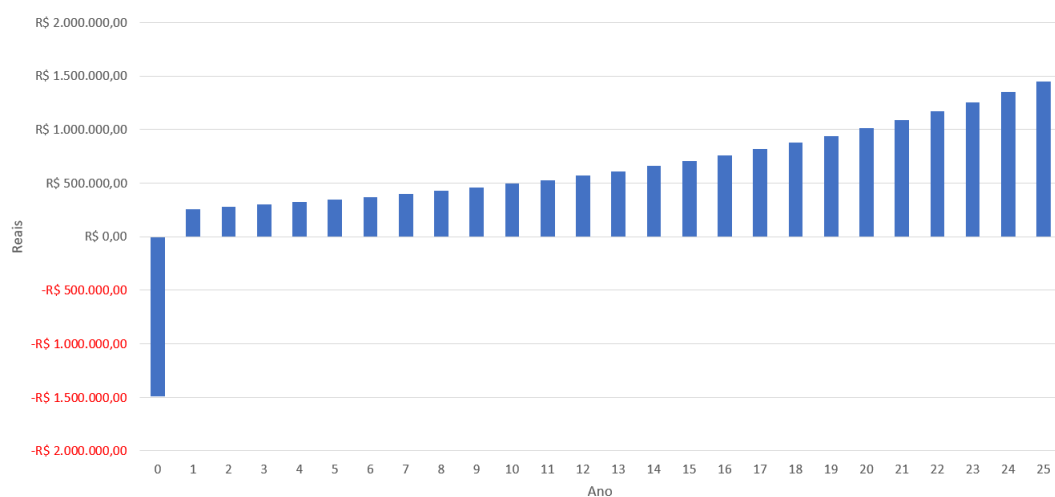


Figura 63 – Fluxo de caixa acumulado - UC área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

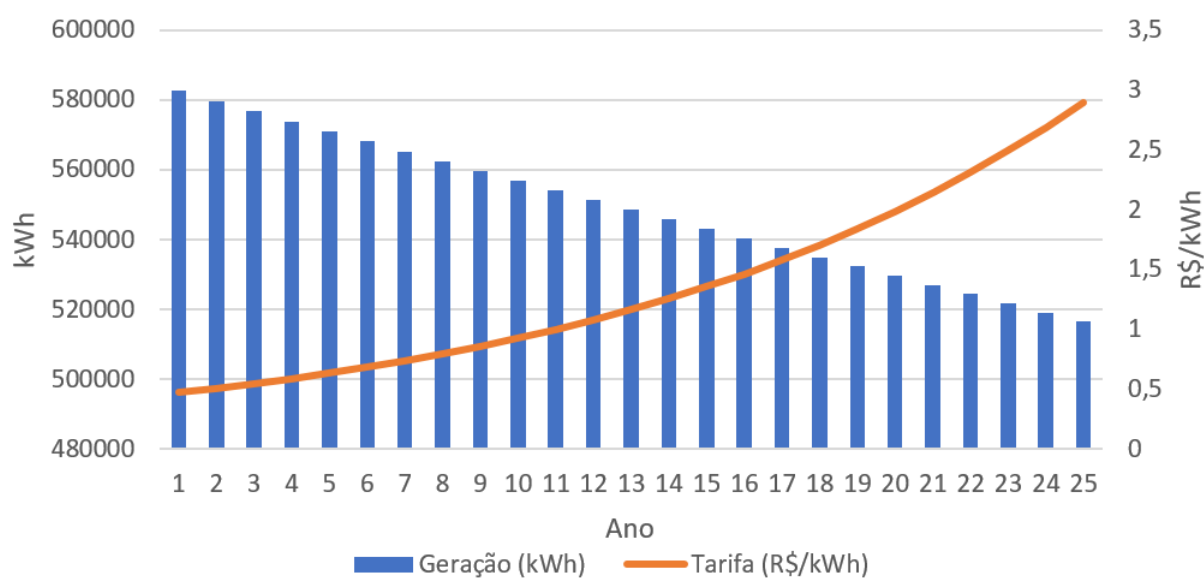


Figura 64 – Previsão de geração x Crescimento da tarifa - UC área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

Os valores de VPL e TIR para a unidade consumidora área II foram reunidos na Tabela 32.

Tabela 32 – Índices de viabilidade econômica - UC área II.

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA.

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	R\$ 5.339.828,28
TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	25%

A partir da análise dos resultados apresentados pela Tabela 32, pode-se concluir que um VPL positivo e uma TIR superior à TMA, indicando que o projeto é economicamente viável. O *payback* do projeto, conforme ilustrado na Figura 62, é de aproximadamente cinco anos e meio.

Anexos

ANEXO A – MEMORIAL (VERSÃO REDUZIDA)

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO



CAMPUS DE SÃO CARLOS - ÁREA 1 E ÁREA 2

Memorial dos Sistemas Fotovoltaicos

29 Sistemas Fotovoltaicos

Responsável:

Prof. Elmer Pablo Tito Cari
Aluno Marcelo Gouveia Jr.

Email:

elmerpab@sc.usp.br
junior.gouveia31@usp.br

São Carlos
29 de julho de 2024

Sumário

1	Objetivo	4
2	Descrição do Sistema Geral	4
2.1	Localização	4
2.2	Dados da Rede e da Subestação nas Unidades Consumidoras da USP - Áreas I e II.	8
2.2.1	Tensão da Rede nos prédios selecionados: 220V (trifásico)	8
2.2.2	Unidades consumidoras - UC	8
2.2.3	Dados da Subestação principal e da Unidade Consumidora Área Norte (UC-Área-Norte)	8
2.2.4	Dados da Subestação principal e da Unidade Consumidora Área Sul (UC-Área-Sul)	9
2.2.5	Dados da Subestação principal e da Unidade Consumidora IFSC I (UC-IFSC-I)	10
2.2.6	Dados da Subestação principal e da Unidade Consumidora IFSC II (UC-IFSC-II)	11
2.2.7	Dados da Subestação principal e da Unidade Consumidora Área II (UC-Área-II)	13
3	Dados do Sistema Fotovoltaico contratado	14
3.1	Módulos Fotovoltaicos	14
3.2	Número de módulos e Potência pico lado CC	15
3.3	Inversor Fotovoltaico	16
3.3.1	Controle da injeção de potência dos Inversores	16
3.3.2	Sistema de Monitoramento Dedicado do Inversor	17
3.3.3	Sistema de Monitoramento Básico do inversor	18
3.4	Estrutura e Suporte dos Módulos	19
3.4.1	Estrutura para instalações em telhados	19
3.4.2	Estrutura para instalações em solo (miniusina)	19
3.4.3	Laudo Técnico Estrutural	19
3.5	Impermeabilização e goteiras de telhados e lajes	19
3.6	Cabos do lado CC	19
3.7	Cabos do lado CA	19
3.8	Canaletas e Eletrodutos	19
3.9	Quadro de Distribuição Secundário CA para elementos de proteção, manobra e medição	20
3.10	Solicitação de acesso	20
3.11	Proteção contra furto Inversor String e proteção contra intempérie	20
4	Dados que devem conter no projeto executivo final	22
5	Limpeza final do serviço	23
A	Detalhes dos 29 Sistemas Fotovoltaicos	24
A.1	sistemas Fotovoltaicos - Área I	24
A.1.1	Biblioteca – EESC (EESC-Bib)	25
A.2	sistemas Fotovoltaicos - Área II	31
B	Contas de energia de cada unidade consumidora	32

Lista de Figuras

1	Vista da localização dos prédios selecionados na Área I.	6
2	Vista da localização dos prédios selecionados na Área II.	7
3	Vista da unidade consumidora Área Norte.	8
4	Relé de proteção e Disjuntor principal da unidade consumidora Área Norte. . . .	9
5	Vista da unidade consumidora Área Sul.	9
6	Relé de proteção e Disjuntor principal da unidade consumidora Área Sul. . . .	10
7	Vista da unidade consumidora IFSC - I.	10
8	Relés e Disjuntores dentro da IFSC - I.	11
9	Relé de proteção e Disjuntor principal da unidade consumidora IFSC - I. . . .	11
10	Vista da unidade consumidora IFSC - II.	12
11	Relé e Medidor de Tensão dentro da IFSC - II.	12
12	Disjuntor principal da unidade consumidora IFSC - II.	13
13	Vista da unidade consumidora Área II.	13
14	Disjuntor principal da unidade consumidora Área II.	14
15	Esquema de ligação do inversor.	16
16	Grade para proteção contra furto dos inversores.	20
17	Cobertura de policarbonato para proteção do inversor contra intempérie. . . .	21
18	Estrutura de alvenaria.	22
19	(EESC-Bib) Vista de cima do lugar da instalação.	28
20	(EESC-Bib) Vista de cima do lugar da instalação com layout dos módulos. . . .	28
21	(EESC-Bib) Lugar do Inversor e o Quadro de distribuição secundário CA. . . .	29
22	(EESC-Bib) Quadro de Distribuição principal CA.	29
23	(EESC-Bib) local de instalação dos TP's e TC's para medição geral.	30
24	(EESC-Bib) Infraestrutura necessária.	30

Lista de Tabelas

1	Lista dos lugares selecionados para instalação fotovoltaica - Área I.	4
2	Lista dos lugares selecionados para instalação fotovoltaica - Área II.	5
3	Sistemas fotovoltaicos selecionados - Área I.	15
4	Lugares selecionados, número de módulos fotovoltaicos e inversores, e potência CA e CC dos módulos - Área II.	15
5	Porcentagem de injeção de potência ativa à rede por SFV.	17
6	Grandezas monitoradas pelo sistema de monitoramento dedicado - IGC	18

1 Objetivo

O presente documento apresenta as especificações técnicas gerais para elaboração do projeto executivo, instalação e solicitação de acesso junto à concessionária e obra civil, quando necessário de sete sistemas fotovoltaicos na Universidade de São Paulo, campus de São Carlos Áreas I e II. Não é necessário laudo técnico e estrutural dos prédios selecionados. Deverá também ser entregue o projeto completo detalhado (diagrama Unifilar, manual dos equipamentos, etc). Os materiais a serem empregados deverão ser de primeira linha e satisfazer a todas as exigências das normas técnicas da ABNT e estar de Conformidade com o INMETRO.

2 Descrição do Sistema Geral

2.1 Localização

As instalações fotovoltaicas que serão realizadas na Universidade de São Paulo, Campus de São Carlos, nas Áreas I e II.

A Área I está localizada na Av. Trabalhador São Carlense 400, Parque Arnold Schmidt, São Carlos/SP; CEP 13566-590. A tabela 1 apresenta a lista dos prédios selecionados para receber as instalações fotovoltaicas.

Tabela 1: Lista dos lugares selecionados para instalação fotovoltaica - Área I.

	Local	Código	Latitude (S), Longitude (L) Google Maps
1	BLOCO 3 - PESQUISA - ICMC	ICMC - 3	-22.007641, -47.893699
2	BLOCO 5 - SALAS DE AULA - ICMC	ICMC - 5	-22.007115, -47.895433
3	BIBLIOTECA - EESC	EESC - BIB	-22.007351, -47.895932
4	BLOCO B - PRODUÇÃO - EESC	EESC - PROD	-22.009804, -47.896809
5	PRÉDIO NOVO SEL - EESC	EESC - SEL	-22.006582, -47.897891
6	STI + CETEPE - EESC	EESC - STI + CETEPE	-22.007112, -47.896045
7	TRANSPORTES STT - EESC	EESC - STT	-22.004900, -47.899174
8	MARCENARIA - EESC	EESC - MARC	-22.003910, -47.897288
9	LAMEM SET - EESC	EESC - LAMEM	-22.003488, -47.899365
10	ENGENHARIA DE ESTRUTURAS - EESC	EESC - ESTRUTURAS	-22.004087, -47.899565
11	BLOCO D - EESC	EESC - D	-22.004046, -47.898412
12	LAB ENG TÉRMICA/FLUIDO 1 - EESC	EESC - LETEF 1	-22.007168, -47.899062
13	LAB ENG TÉRMICA/FLUIDO 2 - EESC	EESC - LETEF 2	-22.007386, -47.898757
14	MECATRÔNICA + MECÂNICA - EESC	EESC - MKTSEM	-22.007422, -47.898331
15	LABORATÓRIO SEL - EESC	EESC - LABSEL	-22.007752, -47.898680
16	SALA DE AULA IQSC - Q5	IQSC - Q5	-22.005383, -47.897808
17	LABORATÓRIO IQSC - Q1	IQSC - Q1	-22.004784, -47.898102
18	ADMINISTRAÇÃO IQSC - Q8	IQSC - Q8	-22.004392, -47.898654
19	BIBLIOTECA + Q4 - IQSC	IQSC - BIB + Q4	-22.005217, -47.898602
20	LABORATÓRIO DE PESQUISA - IFSC	IFSC - LABPES	-22.008840, -47.897490
21	LABORATÓRIO DIDÁTICO - IFSC	IFSC - LABDIDA	-22.008140, -47.898204
22	MICROSCOPY LAB - IFSC	IFSC - MICRO	-22.008619, -47.897596
23	FÍSICA II - BLOCOS A/C/D	FÍSICA - II	-22.009245, -47.897018
24	SALÃO DE EVENTOS - PUSP - SC	PUSP - SC - SEVE	-22.004893, -47.896371
25	RESTAURANTE - PUSP - SC	PUSP - SC - REST	-22.006676, -47.896906
M1	MINIUSINA - ALMOXARIFADO - PUSP - SC	PUSPSC - MINIALM	-22.004039, -47.896861

Já a Área II está localizada na Av. José Antônio Santilli, 2000 - Bela Vista São-Carlense, São Carlos - SP, CEP 13568-250. A tabela 2 apresenta a lista dos prédios selecionados para receber as instalações fotovoltaicas.

Tabela 2: Lista dos lugares selecionados para instalação fotovoltaica - Área II.

	Local	Código	Latitude (S), Longitude (L) Google Maps
26	CENTRO DE CONVENÇÕES - PUSP - SC	PUSP - SC - CONV	-22.006428, -47.931138
27	ENGENHARIA DE MATERIAIS - EESC	EESC - MAT	-22.004296, -47.931978
28	ENGENHARIA AERONÁUTICA - EESC	EESC - AERO	-22.005005, -47.933892

Legenda:

SEL: Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação

EESC: Escola de Engenharia de São Carlos

IFSC: Instituto de Física de São Carlos

IQSC: Instituto de Química de São Carlos

ICMC: Instituto de Ciências Matemáticas e Computação

PUSP - SC: Prefeitura do Campus USP São Carlos

Os prédios e usinas da Área I estão ligados às seguintes Unidades Consumidoras (UC) conforme a lista abaixo. Já os prédios da Área II estão todos ligados a uma mesma UC única para a Área II.

- Os prédios 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 16, 17, 18, 19, 24 e a miniusina M1 estão ligados à UC - Área Norte;
- Os prédios 1, 2, 3, 4, 6, 13, 14, 15 e 25 estão ligados à UC - Área Sul;
- Os prédios 20, 21 e 22 estão ligados à UC - IFSC I;
- O prédio 23 está ligado à UC - IFSC II;
- Os prédios 26, 27 e 28 estão ligados à UC - Área II.

As figuras 1 e 2 apresentam uma vista do lugar da instalação junto com a localização das unidades consumidoras para as Áreas I e II, respectivamente.

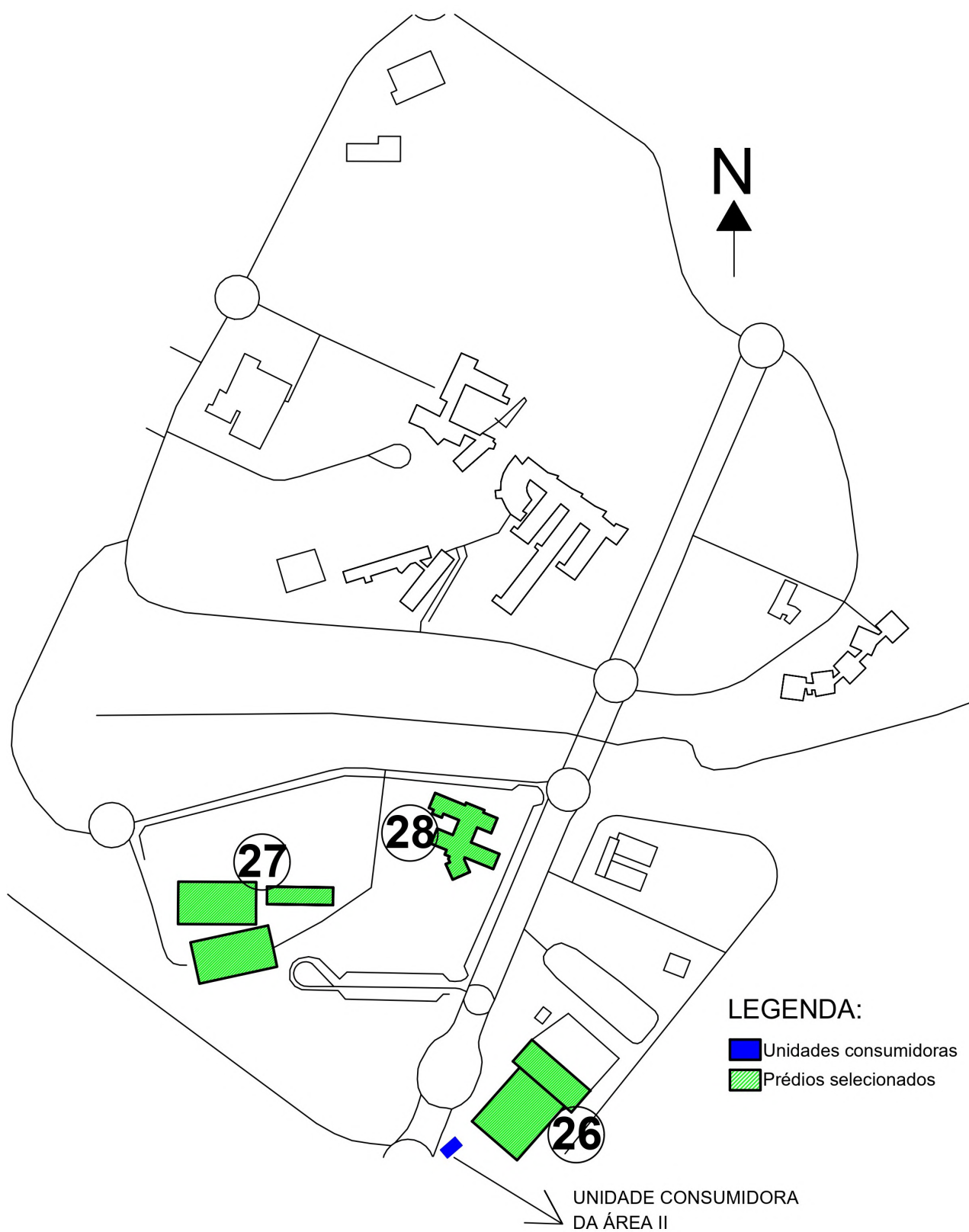


Figura 2: Vista da localização dos prédios selecionados na Área II.

2.2 Dados da Rede e da Subestação nas Unidades Consumidoras da USP - Áreas I e II.

2.2.1 Tensão da Rede nos prédios selecionados: 220V (trifásico)

A tensão da rede no quadro de distribuição principal CA de cada prédio selecionado é trifásica 220V. Nas subestações secundárias de cada prédio, a tensão no lado de alta tensão é 11,9kV, grupo tarifário é A4-Verde.

2.2.2 Unidades consumidoras - UC

O campus USP São Carlos Área I é composto de quatro unidades consumidoras: UC - Área Norte, UC - Área Sul, UC - Física I e UC - Física II. O campus USP São Carlos Área II é composto por apenas uma unidade consumidoras: UC - Área II. Cada unidade consumidora está dentro de uma subestação principal e recebe a energia da concessionária (CPFL) em 12kV, e então é distribuído para cada prédio (unidades da USP) em 12kV. Cada prédio tem uma subestação secundária onde existe um transformador trifásico abaixador de 12kV/220V que alimenta este lugar.

2.2.3 Dados da Subestação principal e da Unidade Consumidora Área Norte (UC-Área-Norte)

Os prédios 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 16, 17, 18, 19, 24 e a miniusina M1 estão ligados a Unidade Consumidora Área Norte No 2569973 como mostra a Figura 3.



Figura 3: Vista da unidade consumidora Área Norte.

Dentro da cabine da subestação da Unidade Consumidora Área Norte tem um relé da marca Pektron, modelo URPE7104A e um disjuntor a Vacuo da marca Areva como mostra a Figura 4.

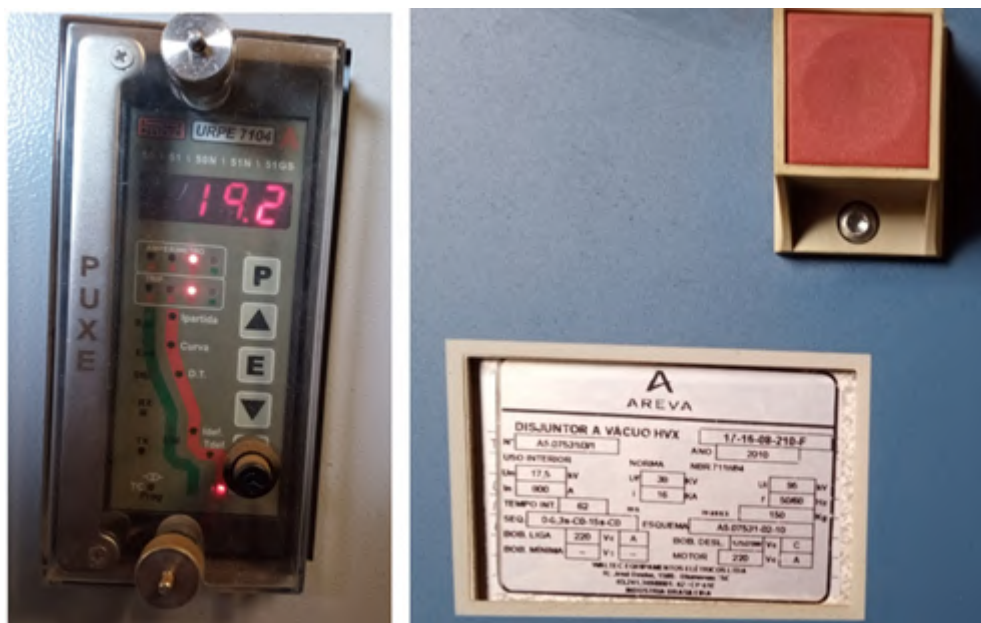


Figura 4: Relé de proteção e Disjuntor principal da unidade consumidora Área Norte.

2.2.4 Dados da Subestação principal e da Unidade Consumidora Área Sul (UC-Área-Sul)

Os prédios 1, 2, 3, 4, 6, 13, 14, 15 e 25 estão ligados a Unidade Consumidora Área Sul No 2095874 como mostra a Figura 5.



Figura 5: Vista da unidade consumidora Área Sul.

Dentro da cabine da subestação da Unidade consumidora Área Sul tem um relé da marca Pektron, modelo URPE6104A e um disjuntor a Vacua da marca Areva como mostra a Figura 6.



Figura 6: Relé de proteção e Disjuntor principal da unidade consumidora Área Sul.

2.2.5 Dados da Subestação principal e da Unidade Consumidora IFSC I (UC-IFSC-I)

Os prédios 20, 21 e 22 estão ligados a Unidade Consumidora IFSC - I No 2364182 como mostra as Figuras 7 e 8.



Figura 7: Vista da unidade consumidora IFSC - I.

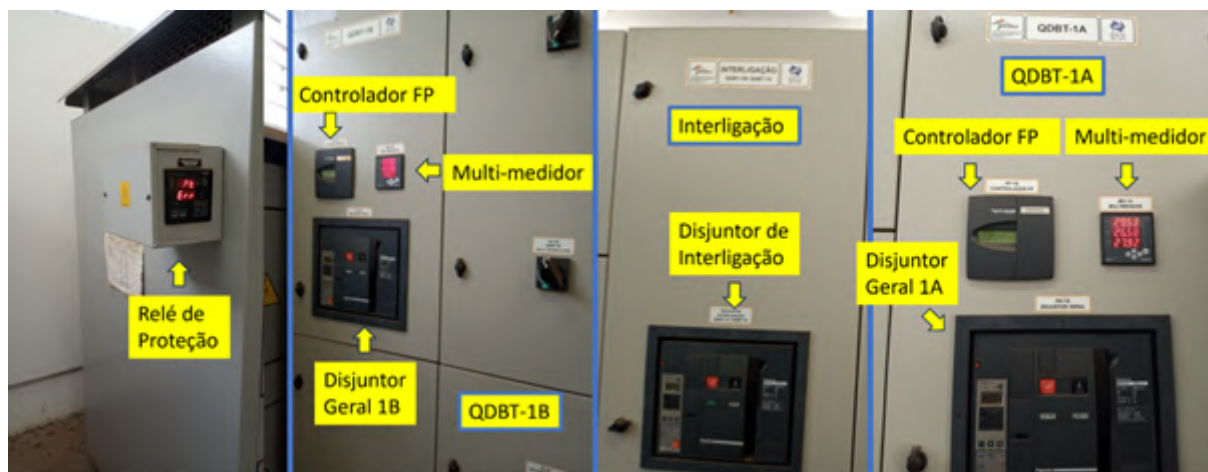


Figura 8: Relés e Disjuntores dentro da IFSC - I.

Dentro da cabine da subestação da Unidade consumidora IFSC - I tem um relé da marca Schneider, modelo SEPAM 1000 + S23 e um disjuntor Masterpact NW16N1 da marca Schneider como mostra a Figura 9.



Figura 9: Relé de proteção e Disjuntor principal da unidade consumidora IFSC - I.

2.2.6 Dados da Subestação principal e da Unidade Consumidora IFSC II (UC-IFSC-II)

O prédio 23 está ligado a Unidade Consumidora IFSC - II No 30934931 como mostra as Figuras 10 e 11.



Figura 10: Vista da unidade consumidora IFSC - II.

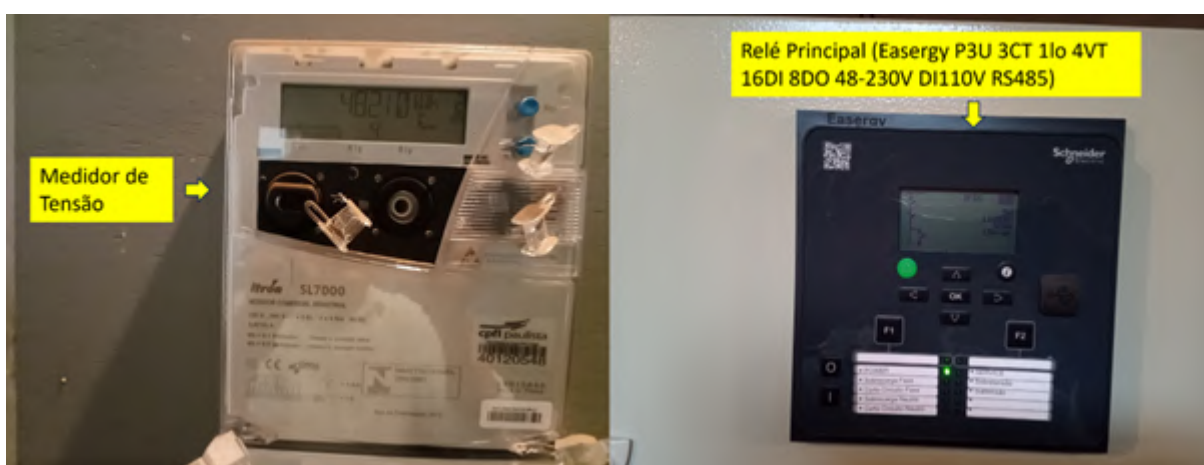


Figura 11: Relé e Medidor de Tensão dentro da IFSC - II.

Dentro da cabine da subestação da Unidade consumidora IFSC - II tem um relé da marca Schneider, modelo Easergy P3U 3CT 1lo 4VT 16DI 8DO 48-230V DI110V RS485 e um disjuntor Easypact EXF da marca Schneider como mostra a Figura 12.



Figura 12: Disjuntor principal da unidade consumidora IFSC - II.

2.2.7 Dados da Subestação principal e da Unidade Consumidora Área II (UC-Área-II)

Os prédios da tabela 26, 27 e 28 estão ligados a Unidade Consumidora Área II No 38213605 como mostra a Figura 13.



Subestação Principal lado de Alta Tensão



Medidor da subestação principal

Figura 13: Vista da unidade consumidora Área II.

Dentro da cabine da subestação da Unidade consumidora IFSC II tem um relé da marca

PEXTROM, modelo URPE 7104 630A e um disjuntor da marca BEGHIM modelo ARC-0-VAC 690A como mostra a Figura 14.



Disjuntor do lado de Alta Tensão da Subestação Principal



Relé da subestação principal

Figura 14: Disjuntor principal da unidade consumidora Área II.

3 Dados do Sistema Fotovoltaico contratado

Os materiais a serem empregados deverão ser de primeira linha, bem como satisfazer a todas as exigências das normas técnicas da ABNT. Somente serão aceitos na obra materiais com a Marca de Conformidade do INMETRO. Caberá à Fiscalização o direito de rejeitar qualquer material colocado na obra em desacordo com o projeto e suas especificações ou que apresente falhas ou defeitos.

Faz parte do escopo da CONTRATADA a adequação do barramento de entrada na Cabine Primária para a conexão do sistema fotovoltaico, caso necessário (compra de novo relé, elementos de proteção, etc.)

As informações de potência do inversor, disposição dos módulos fotovoltaicos, elementos de proteção e manobra, etc, mostradas nas próximas sessões e nos anexos, são apenas orientativas, deixando a critério da contratada as alterações e adequações de acordo com as boas práticas de projeto e instalação. O único que não pode ser alterado é o número de módulos fotovoltaicos de potência 550W (ou próximo)

3.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos deverão ter certificado de conformidade do INMETRO. Deverá ser usada necessariamente módulos de 550W (ou próximo, ex.: 555W, 560W, etc.). Isto devido ao tamanho do lugar disponível para a instalação.

3.2 Número de módulos e Potência pico lado CC

O número de módulos e a potência pico do lado CC para cada um dos lugares selecionados é mostrado nas Tabelas 3 e 4 para as Áreas I e II, respectivamente. O número total de módulos é 4216, sendo 4015 para instalação e 201 de reserva (5%). O número de módulos não pode ser alterado.

Tabela 3: Sistemas fotovoltaicos selecionados - Área I.

	CÓDIGO	UNIDADE CONSUMIDORA	Nº MÓDULOS	Pot. CC (kWp)	Pot. CA (kW)	Nº INV	POT INV (kW)	CORRENTE NOMINAL CA (A)
1	ICMC-3	Área SUL	120	66	50	1	50	131,2
2	ICMC-5	Área SUL	60	33	25	1	25	65,6
	SUBTOTAL		180	99	75			
3	EESC-BIB	Área SUL	166	91,3	75	1	75	196,8
4	EESC-PROD	Área SUL	240	132,0	100	2	50	131,2
5	EESC-SELNOV	Área NORTE	44	24,2	20	1	20	52,5
6	EESC-STI+CETE	Área SUL	158	86,9	70	1	70	183,7
7	EESC-TRAN-STT	Área NORTE	60	33,0	25	1	25	65,6
8	EESC-MARC	Área NORTE	128	70,4	50	1	50	131,2
9	EESC-LAMEM	Área NORTE	122	67,1	50	1	50	131,2
10	EESC-ESTRUT	Área NORTE	66	36,3	30	1	30	78,7
11	EESC-D	Área NORTE	168	92,4	73	1	73	191,6
12	EESC-LETEF 1	Área NORTE	50	27,5	25	1	25	65,6
13	EESC-LETEF 2	Área SUL	92	50,6	50	1	50	131,2
14	EESC-MKTSEM	Área SUL	120	66,0	50	1	50	131,2
15	EESC-LABSEL	Área SUL	44	24,2	20	1	20	52,5
	SUBTOTAL		1458	801,9	636			
16	IQSC-Q5	Área NORTE	75	41,3	36	1	36	94,5
17	IQSC-Q1	Área NORTE	38	20,9	15	1	20	39,4
18	IQSQ-Q8	Área NORTE	88	48,4	36	1	36	94,5
19	IQSQ-BIB+Q4	Área NORTE	150	82,5	70	1	70	183,7
	SUBTOTAL		351	193,1	157			
20	IFSC-LABPES	IFSC - I	160	88,0	70	1	60	183,7
21	IFSC-LABDIDA	IFSC - I	64	35,2	30	1	30	78,7
22	IFSC-MICRO	IFSC - I	122	67,1	50	1	50	131,2
23	FÍSICA II	IFSC - II	192	105,6	100	2	50	131,2
	SUBTOTAL		538	295,9	215			
24	PUSP-SC-SEVE	Área NORTE	136	74,8	60	1	60	157,5
25	PUSP-SC-REST	Área SUL	208	114,4	75	1	75	196,8
M1	PUSP-SC-MINIALM	Área NORTE	44	24,2	20	1	20	52,5
	SUBTOTAL		388	213,4	155			
		INSTALADOS	3291	1608,8	1273			
		RESERVAS	165					
		TOTAL DE MÓDULOS	3456					

Tabela 4: Lugares selecionados, número de módulos fotovoltaicos e inversores, e potência CA e CC dos módulos - Área II.

	CÓDIGO	UNIDADE CONSUMIDORA	Nº MÓDULOS	Pot. CC (kWp)	Pot. CA (kW)	Nº INV	POT INV (kW)	CORRENTE NOMINAL CA (A)
26	PUSP-SC-CONV	Área 2	356	195,8	150	2	75	196,8
	SUBTOTAL		538	295,9	215			
27	EESC-MAT	Área 2	196	107,8	75	1	75	196,8
28	EESC-AERO	Área 2	176	96,8	75	1	75	196,8
	SUBTOTAL		372	204,6	150			
		INSTALADOS	728	400,4	300			
		RESERVAS	36					
		TOTAL DE MÓDULOS	764					

3.3 Inversor Fotovoltaico

Deverão ser utilizados Inversores Fotovoltaicos String. Como a tensão de alimentação da USP-São Carlos/Área I e II é 220V, **é necessário o uso apenas de inversores 220V trifásico.**

Os Inversores String deverão ter certificado de conformidade do INMETRO. O tipo de inversor a ser usado junto com algumas especificações (potência, corrente nominal, número mínimo de strings e MPPTs) pode ser visto nas tabelas 3 e 4.

3.3.1 Controle da injeção de potência dos Inversores

Todos os inversores deverão permitir o gerenciamento da injeção de potência à rede e, portando deverá ter um medidor inteligente (smart meter) para esta finalidade. A porcentagem de injeção de potência que deverá ser configurado para cada inversor esta mostrado na tabela 6.

Deverá ser especificado por parte da empresa **CONTRATADA** o medidor inteligente ou "smart meter" e os acessórios para ligar este com o inversor fotovoltaico:

- Transformadores de corrente (TC's) para cada fase;
- Transformadores potenciais (TP's) para cada fase, se necessário;
- Cabos para ligar os transformadores de corrente ao smart meter;
- Cabos para ligar os terminais de tensão do ponto de injeção até o smart meter;
- Cabo de comunicação do smart meter até o inversor (cabo RS485 ou compatível);
- Disjuntores para isolar os cabos dos transformadores de corrente e os cabos de tensão do smart meter.

A figura 15 é mostrado o diagrama unifilar do esquema de ligação do inversor fotovoltaico no quadro geral do prédio, a localização dos TC's, do smart meter e do disjuntor de isolamento.

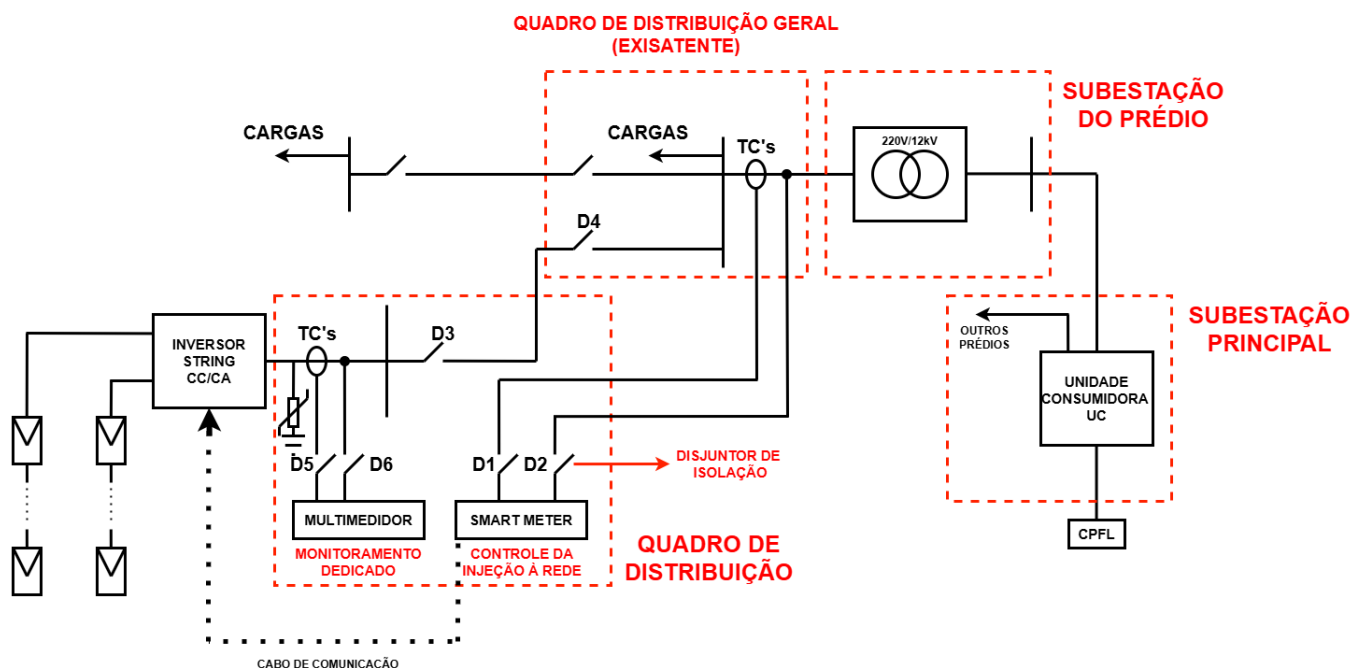


Figura 15: Esquema de ligação do inversor.

Tabela 5: Porcentagem de injeção de potência ativa à rede por SFV.

	CÓDIGO	UC	Pot. CA (kW)	INJEÇÃO (%)
1	ICMC-3	Área SUL	50	0
2	ICMC-5	Área SUL	30	0
3	EESC-BIB	Área SUL	75	100
4	EESC-PROD	Área SUL	100	0
5	EESC-SELNOV	Área NORTE	20	0
6	EESC-STI+CETE	Área SUL	70	0
7	EESC-TRAN-STT	Área NORTE	30	0
8	EESC-MARC	Área NORTE	50	0
9	EESC-LAMEM	Área NORTE	50	0
10	EESC-ESTRUT	Área NORTE	30	0
11	EESC-D	Área NORTE	75	100
12	EESC-LETEF 1	Área NORTE	25	0
13	EESC-LETEF 2	Área SUL	50	0
14	EESC-MKTSEM	Área SUL	50	0
15	EESC-LABSEL	Área SUL	20	0
16	IQSC-Q5	Área NORTE	36	0
17	IQSC-Q1	Área NORTE	20	0
18	IQSQ-Q8	Área NORTE	36	0
19	IQSQ-BIB+Q4	Área NORTE	70	0
20	IFSC-LABPES	IFSC - I	60	100
21	IFSC-LABDIDA	IFSC - I	30	0
22	IFSC-MICRO	IFSC - I	50	0
23	FÍSICA-II	IFSC - II	75	100
24	PUSP-SC-SEVE	Área NORTE	60	100
25	PUSP-SC-REST	Área SUL	75	100
M1	PUSP-SC-MINIALM	Área NORTE	20	100
26	PUSP-SC-CONV	Área 2	150	100
27	EESC-MAT	Área 2	75	0
28	EESC-AERO	Área 2	75	0

Para maiores detalhes a respeito de especificação de TC, TP, cabo RS-485, cabo para ligação dos medidores e localização dos medidores deverão ser consultados nas seções de cada instalação.

3.3.2 Sistema de Monitoramento Dedicado do Inversor

Todos os sistemas deverão sere equipados com um sistema de Monitoramento Dedicado no lado CA, além do monitoramento realizado pelos próprios inversores. O sistema de monitoramento deverá ser instalado na saída do inversor, dentro do “Quadros de Distribuição CA” junto com os outros elementos do projeto, conforme apresenta a figura 15.

O sistema deverá ser instalado de forma a monitorar apenas o acumulado de todos os inversores que fazem conexão no mesmo barramento, ou seja, não é necessário fazer o monitoramento

individual na saída CA de cada um dos inversores.

O sistema de monitoramento dedicado deverá ser implementado através de qualquer solução convencional de mercado tais como multimedidores de grandezas elétricas (como referência o equipamento **Mult-K 05** fabricado pela KRON atende essas especificações), contudo, mandatoriamente deverá possuir interface RS-485 Modbus RTU, com o intuito de permitir a comunicação do multimedidor com sistemas de supervisão remotos.

Ressalta-se que a CONTRATADA será responsável apenas pelo fornecimento e instalação do multimedidor e acessórios (painel, TCs e TPs), não fazendo parte do escopo a integração do multimedidor com o sistema supervisório remoto.

As grandezas monitoradas deverão ser no mínimo as apresentadas na Tabela 6, e as mesmas deverão ser integralizadas a cada 05 minutos. Para cada grandeza monitorada, deverão ser armazenados os valores médios, máximos e mínimos de cada período de integração.

Tabela 6: Grandezas monitoradas pelo sistema de monitoramento dedicado - IGC

	Grandeza (Instantâneas)	Unidade	Tipo de Medição
1	Tensão	Vc.a	Fase-fase, fase-neutro e trifásica
2	Corrente	Ac.a	Por fase e trifásica
3	Potência Ativa	W	Por fase e trifásica
4	Potência Reativa	VAr	Por fase e trifásica
5	Potência Aparente	VA	Por fase e trifásica
6	Fator de Potência	-	Por fase e trifásica (Ind. ou Cap.)
7	Frequência	Hz	Fase R
8	THD (Distorção Harmônica Total)	%	Por fase de tensão e corrente

3.3.3 Sistema de Monitoramento Básico do inversor

Os inversores fotovoltaicos deverão ser equipados com um Sistema de Monitoramento Básico, que consiste na coleta e disponibilização on-line dos dados monitorados.

As grandezas monitoradas deverão ser integralizadas a cada 05 minutos, sendo que as variáveis mínimas a serem monitorados por inversor são:

- Tensão CC (por MPPT);
- Corrente CC (por MPPT);
- Potência CC (por MPPT)
- Tensão CA (por fase);
- Corrente CA (por fases + neutro se disponível);
- Potência ativa e reativa (por fase);

Para cada grandeza monitorada, deverão ser armazenados os valores médios, máximos e mínimos de cada período de integração.

Fica a cargo da **CONTRATADA** o fornecimento do roteador de 300Mbps, ou superior (referência TP-Link Archer C50 ou compatível) e dos cabos necessários para conectar o sistema de monitoramento do inversor à internet. Para tanto, será disponibilizado um ponto de internet próximo do lugar do inversor.

3.4 Estrutura e Suporte dos Módulos

3.4.1 Estrutura para instalações em telhados

A estrutura de suporte dos módulos em telhados deverá ser de primeira linha de alumínio anodizado e os periféricos (parafusos e porcas) de aço inox, com vida útil acima de 25 anos.

3.4.2 Estrutura para instalações em solo (miniusina)

A estrutura de suporte dos módulos em solo deverá ser de primeira linha de alumínio anodizado e os periféricos (parafusos e porcas) de aço inox, com vida útil acima de 25 anos. Apenas para a miniusina de solo será permitido o uso do aço especial ZAM (revestimento de zinco, alumínio e magnésio).

3.4.3 Laudo Técnico Estrutural

Já foi realizada a análise estrutural dos prédios selecionados por uma empresa externa (Thiago Martins Engenharia). Portanto, o fornecimento de um novo laudo técnico estrutural não é necessário. Os resultados do laudo mostram que todos os telhados dos prédios selecionados estão em boas condições e suportam o peso dos módulos fotovoltaicos. Informações sobre os tipos de telhado dos prédios estão presentes no Apêndice

3.5 Impermeabilização e goteiras de telhados e lajes

Ressalta-se que o método de instalação dos módulos não pode afetar a impermeabilização de telhados e/ou lajes para evitar goteiras. Caso a instalação venha a comprometer essa impermeabilização, a CONTRATADA deverá tomar as medidas cabíveis para sanar o problema e evitar a penetração de águas pluviais.

3.6 Cabos do lado CC

Os condutores destinados as interligações dos módulos fotovoltaicos deverão ser especialmente para sistemas fotovoltaicos (com proteção UV) com diâmetro de no mínimo 6mm² e estar acordo com as características da ABNT 16612:

- Temperatura máxima no condutor em serviço contínuo: 120° C
- Tensão de trabalho: Ac $U_o/U = 0,6/1$ kV e cc $U_m = 1,8$ kV.
- Cobertura de composto termofixo XLPE 120° C

3.7 Cabos do lado CA

Os condutores destinados as ligações da saída dos inversores strings ou microinversores até o quadro de distribuição CA e deverá estar em conformidade as recomendações do fabricante e deverá ser:

- Cabo de cobre flexível, isolamento em EPR 90°C - 0,6/1KV.

3.8 Canaletas e Eletrodutos

Deverá ser providenciada por parte da empresa CONTRATADA as canaletas e eletrodutos necessários para a instalação, assim como eventuais obras de infraestrutura para passagem de eletrodutos.

3.9 Quadro de Distribuição Secundário CA para elementos de proteção, manobra e medição

Deve ser providenciado um ou mais quadros de distribuição secundária CA, independente para cada inversor em cada prédio segundo as características detalhadas no Apêndice.

3.10 Solicitação de acesso

Deve ser feito todo o processo de solicitação de acesso junto à concessionária (CPFL).

3.11 Proteção contra furto Inversor String e proteção contra intempérie

Os inversores string deverão ter uma proteção contra roubo (cadeado). Nos casos que o inversor for colocado em Área externa, o inversor deverá ter proteção contra intempérie (cobertura) conforme especificações do manual do inversor. Além disso, deverá ser previsto de uma grade externa ao redor do inversor, seja de alvenaria ou metálica, a fim de evitar roubo ou acesso indevido. As figuras 16, 17 e 18 apresentam possíveis soluções para a proteção contra furto e proteção contra intempéries.



Figura 16: Grade para proteção contra furto dos inversores.

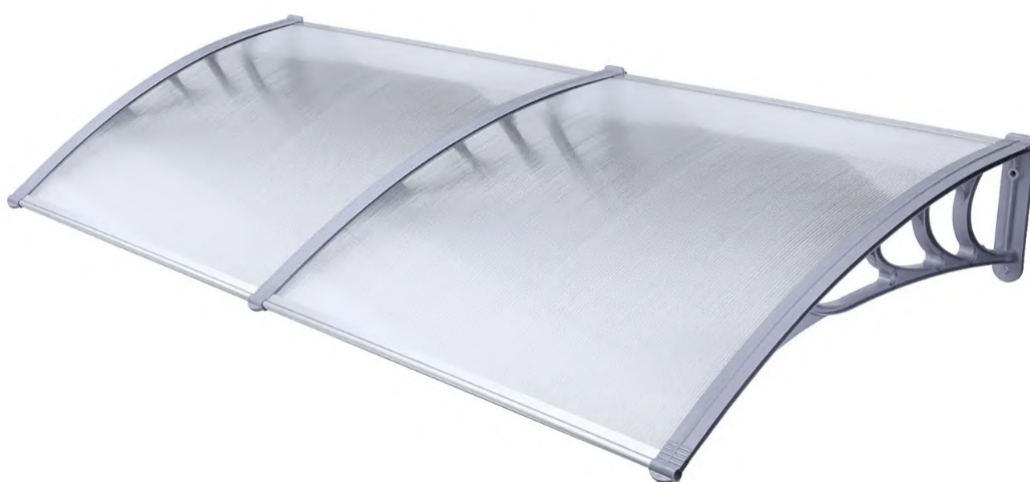


Figura 17: Cobertura de policarbonato para proteção do inversor contra intempérie.



Figura 18: Estrutura de alvenaria.

4 Dados que devem conter no projeto executivo final

Deverá ser fornecido um memorial detalhado completo do sistema instalado o qual deve incluir:

- Capacidade real do sistema fotovoltaico (lado CC e lado CA);
- Módulos fotovoltaicos, inversor string ou microinversores – fabricante, modelo, quantidade;
- Certificado de conformidade do INMETRO dos módulos fotovoltaicos e inversor string ou Microinversor;
- Data dos ensaios de comissionamento;
- Informações do projetista e do responsável técnico (ART);
- Diagrama unifilar e multifilar da instalação fotovoltaico;
- Especificação (tensão e corrente) dos dispositivos de proteção contra sobretensão do lado CA;

- Especificação (tensão e corrente) dos dispositivos de manobra lado CA;
- Detalhes estruturas metálicas;
- Login e senha do sistema de sistema de monitoramento básico dos microinversores ou inversor string.
- Monitoramento dedicado conforme explicado no item 3.4.
- Cronograma de execução

5 Limpeza final do serviço

O local da instalação da instalação deverá ser deixado condições de utilização o qual inclui a limpeza final do lugar.

Apêndice A Detalhes dos 29 Sistemas Fotovoltaicos

A.1 sistemas Fotovoltaicos - Área I

A.1.1 Biblioteca – EESC (EESC-Bib)

Dados do Lugar da Instalação

1. **Lugar:** Telhado da biblioteca EESC.
2. **Área Disponível:** 29m x 16m (telhado leste e oeste) (conforme figura 19).
3. **Tipo do Telhado:** Trapezoidal metálico simples.
4. **Nº de Orientações do Telhado (águas):** 1/inclinação 15° (telhado leste e oeste).
5. **Necessidade de laudo técnico estrutural:** Não.
6. **Altura do lugar da instalação (aprox.):** 10m.

Dados do Sistema Fotovoltaico Contratado

Seguem os dados do sistema fotovoltaico contratado:

Potência pico-a-pico lado CC: 91,3kWp.

Módulos fotovoltaicos:

1. **Nº de Módulos:** 166 módulos (conforme figura 20).
2. **Potência do Módulo:** 550W.
3. **Dimensão do Módulo (aprox.):** 2,3mx1,2mx0,035m.
4. **Referência:** Longi solar, Canadian solar ou equivalente.

Inversor fotovoltaico:

1. **Tipo do inversor:** Inversor String Trifásico (conforme figura 21).
2. **Nº de inversores:** 1.
3. **Potência nominal (CA):** 75kW.
4. **Potência total do lado CA:** 75kW.
5. **Tensão de saída nominal (CA):** 127/220V.
6. **Corrente de saída nominal (CA):** 196,9 A (aprox).
7. **Corrente de saída máxima (CA):** 196,8 A (aprox).
8. **Referência:** MAX75KTL3-XL2.

Dados da Rede e Configuração dos Módulos e inversores

Seguem os dados da rede, configuração dos módulos e inversores:

Dados do Quadro de Distribuição Geral (CA) - Existente:

1. **Localização:** Transformador aéreo nº 12 (consultar anexo D com o mapa dos transformadores) (conforme figura 22).
2. **Tensão da rede:** 220V, trifásico.

3. Corrente do Disjuntor do Quadro de Distribuição Principal: 630A
4. Seção do condutor do Disjuntor do Quadro de Distribuição Principal: $2 \times 240 \text{mm}^2$ (dois condutores por fase).
5. Esquema de ligação: TN-C-S.
6. Distância dos módulos ao inversor: 30m (aprox).
7. Distância do inversor ao Quadro de distribuição principal CA: 45m (aprox).
8. Dispositivo de manobra adicional: Necessário adicional ao quadro geral principal um disjuntor tripolar caixa moldada, $I_{nom} = 250\text{A}$, $I_{cu} \geq 20\text{kA}$; $V = 220\text{V}$ (conforme figura 22).

Quadro de Distribuição CA secundário:

1. Necessidade de Quadro de Distribuição CA secundário: **Há necessidade** de um quadro de distribuição CA secundário. Os elementos de proteção, manobra e medição **devem** ser colocados no quadro de distribuição secundário CA (conforme figura 21).
2. Dispositivo de manobra: Disjuntor tripolar caixa moldada, $I_{nom} = 250\text{A}$, $I_{cu} \geq 20\text{kA}$; $V = 220\text{V}$.
3. Dispositivo contra surtos de tensão: DPS CA trifásicos, $U_c = 275\text{V}$, Classe II, e $I_{max} = 45\text{kA}$.
4. Dispositivo do sistema de monitoramento dedicado: O multimedidor que realiza a medição na saída do inversor solar deve ser instalado no quadro de distribuição CA, assim como os transformadores de tensão (TP), se necessário e transformadores de corrente (TC) que realizam esta medição: 3 TP's para cada fase, se necessário, com capacidade de medição de 220V e 3 TC's para cada fase com capacidade de medição de 180A.
5. Dispositivos para controle de injeção de potência dos inversores fotovoltaicos: O smart meter que realiza a medição geral e controle da injeção deve ser instalado no quadro de distribuição CA, juntamente com os disjuntores de isolamento dos cabos dos TC's e dos cabos de tensão.

Sensores adicionais no quadro de distribuição geral:

1. Necessidade de sensores adicionais na subestação do prédio: Para a leitura da corrente e tensão geral (para controle de injeção de potência à rede), será necessário a instalação de sensores 3 TP's, se necessário, para cada fase com capacidade de medição de 220V e 3 TC's para cada fase com capacidade de medição de 630A na cabine de transformadores, localizado na Transformador aéreo nº 12 (consultar anexo D com o mapa dos transformadores) (conforme figura 23).

Eletrodutos subterrâneos:

1. Necessidade de eletrodutos subterrâneos: Será necessário a construção de eletrodutos subterrâneos de aproximadamente 45m para passagem dos cabos para conexão entre a região do inversor e o quadro de distribuição principal localizado próximo ao transformador (conforme figura 24).

Proteção contra intempéries climáticas e furto:

1. Necessidade de proteção contra intempéries climáticas e furto: Há a necessidade de proteção contra intempéries climáticas e proteção contra furtos.

Quadro de junção (Stringbox): Se o inversor incluir internamente os elementos de proteção e manobra (String Box), não será necessário stringbox. Caso contrário, a String box deverá ter:

1. Dispositivo de manobra: Chave seccionadora CC compatível com a tensão e corrente do arranjo.
2. Dispositivo contra surtos de tensão: DPS fotovoltaico classe II compatível com a tensão e corrente do arranjo.
3. Fusíveis CC: Não necessário.



Figura 19: (EESC-Bib) Vista de cima do lugar da instalação.

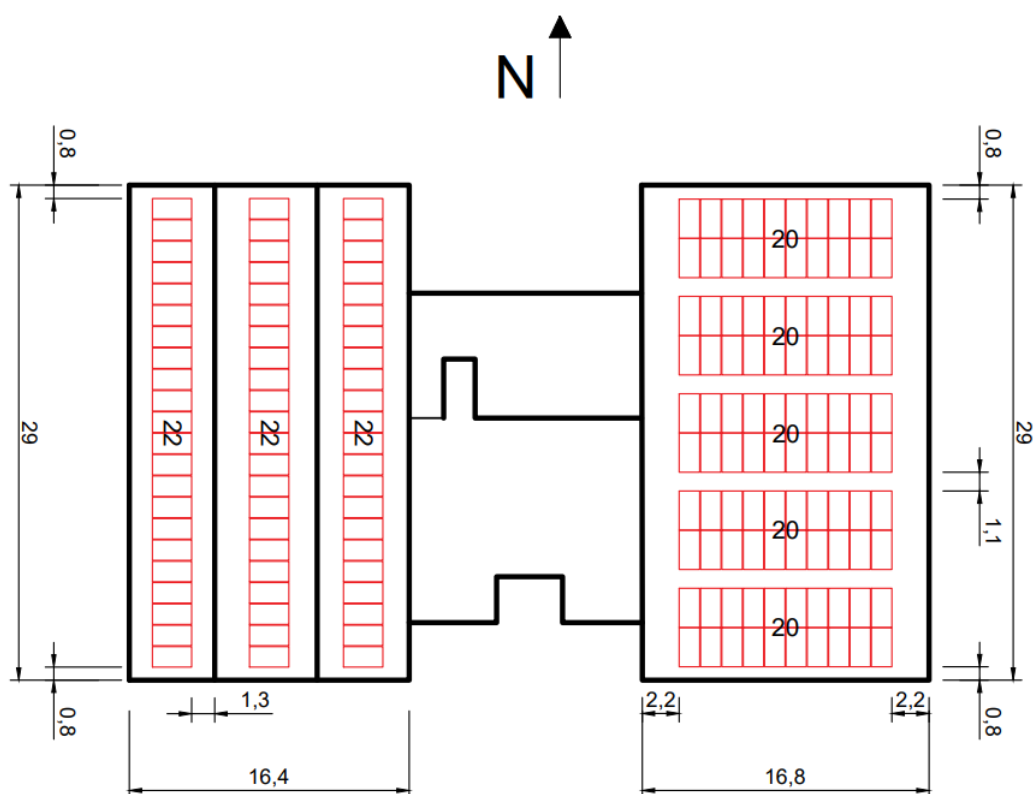


Figura 20: (EESC-Bib) Vista de cima do lugar da instalação com layout dos módulos.

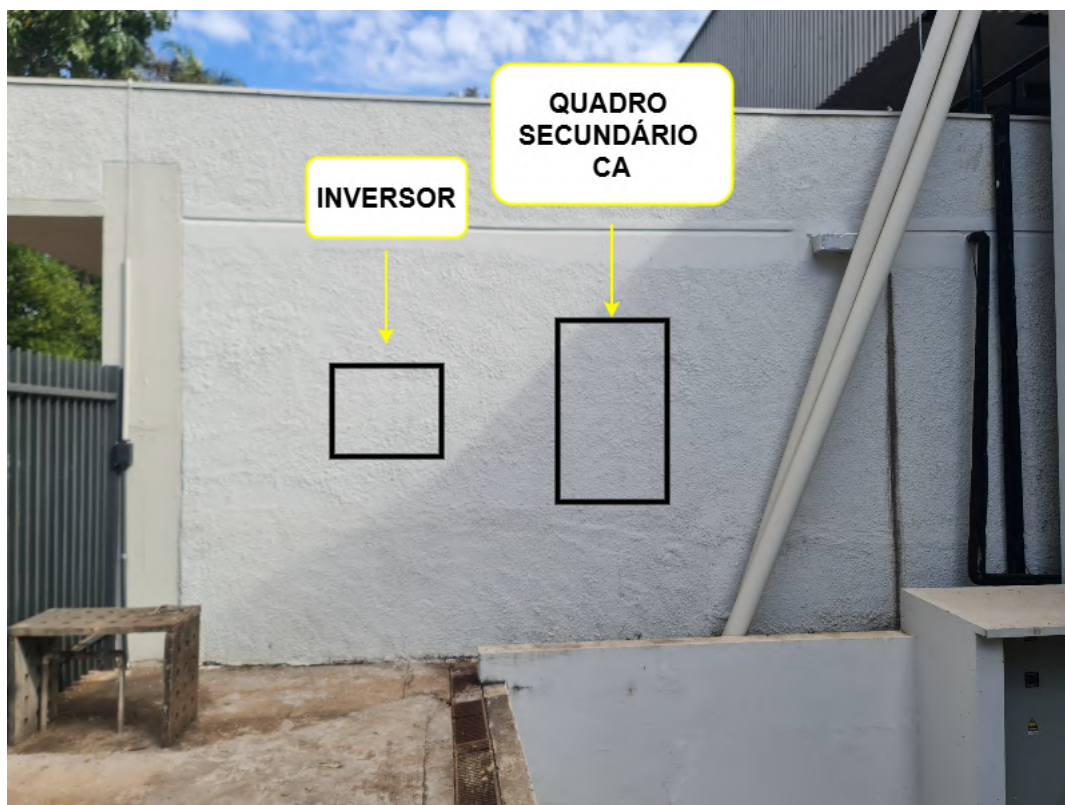


Figura 21: (EESC-Bib) Lugar do Inversor e o Quadro de distribuição secundário CA.

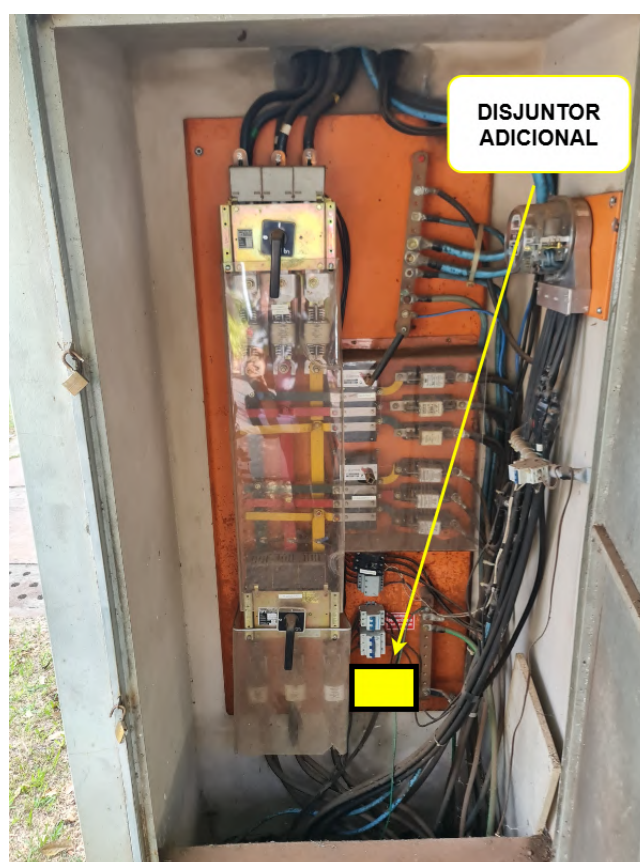


Figura 22: (EESC-Bib) Quadro de Distribuição principal CA.

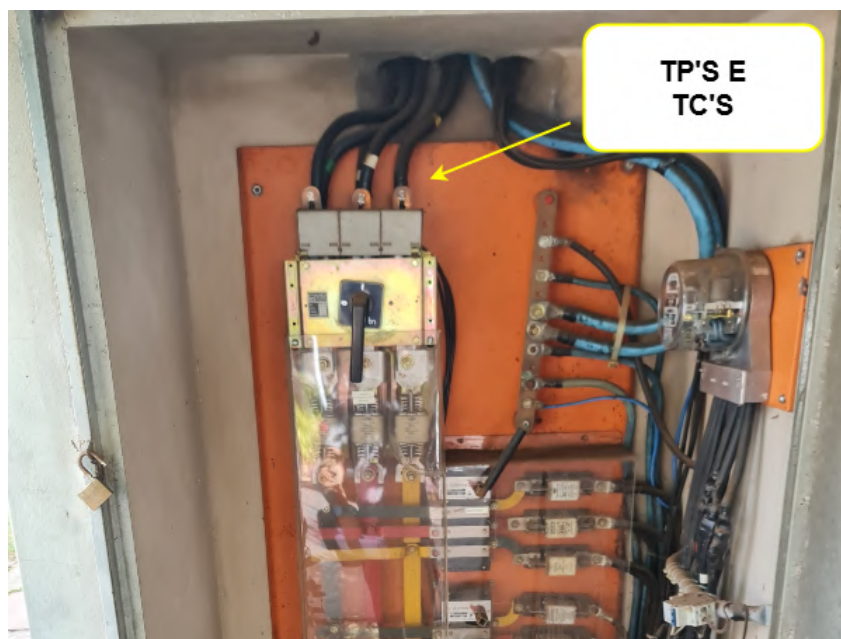


Figura 23: (EESC-Bib) local de instalação dos TP's e TC's para medição geral.

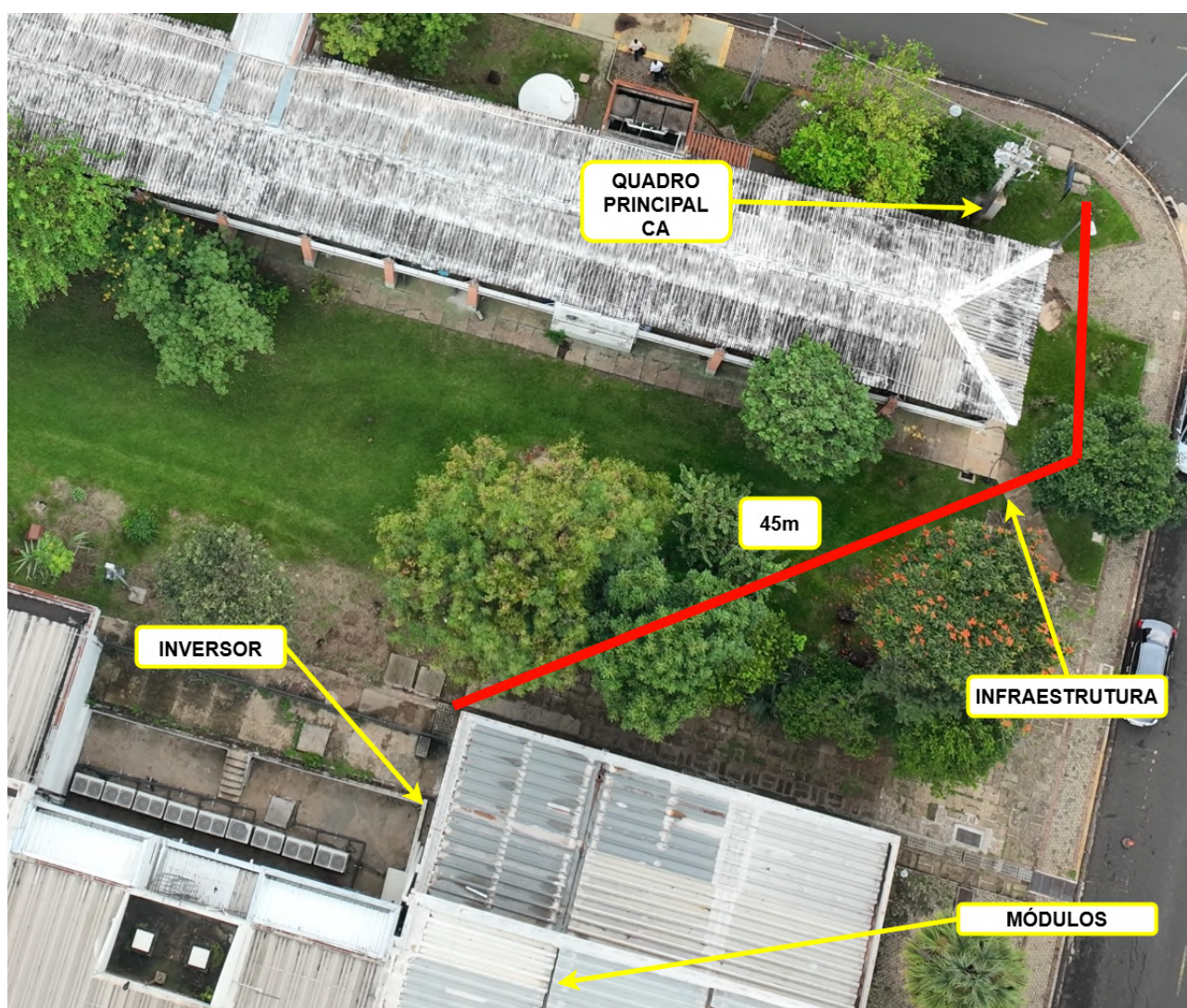
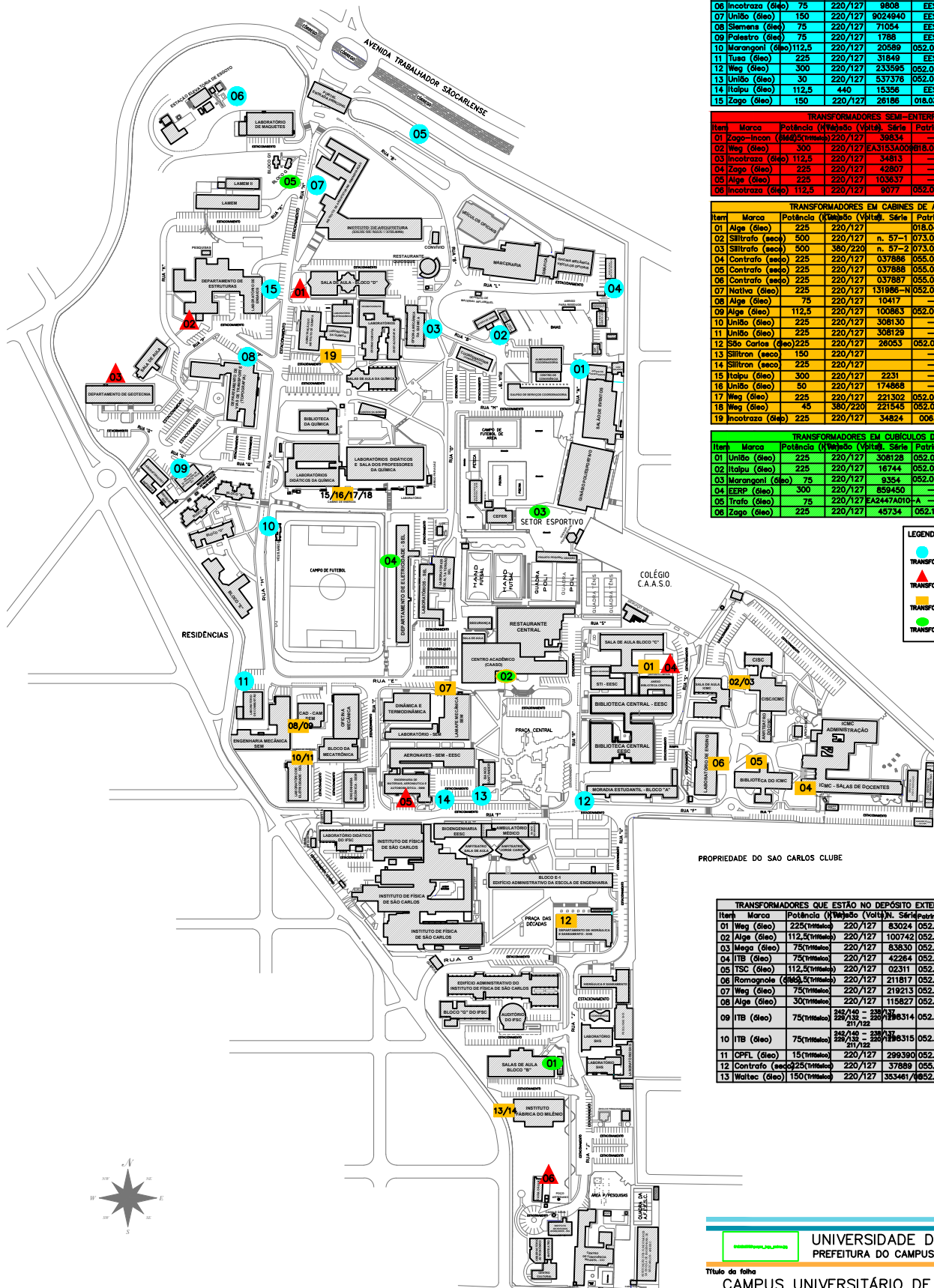


Figura 24: (EESC-Bib) Infraestrutura necessária.

**ANEXO B – DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFORMADORES PELO CAMPUS DE
SÃO CARLOS - ÁREA I**



TRANSFORMADORES AÉREOS						
Item	Marca	Potência (kVA)	Voltagem (V)	Série	Patrimônio	Local Instalado
01	Alge (óleo)	75	220/127	661405	052.0120	Salão de Eventos
02	Incostraza (óleo)	30	220/127	9809	052.0121	PUSP
03	Marangoni (óleo)	75	220/127	13223	052.0004	Oficina Mecânica - IQSC
04	Marangoni (óleo)	75	220/127	21460	EESC	Garagem EESC
05	Marangoni (óleo)	30	220/127	567612	052.0121	Portaria "A"
06	Incostraza (óleo)	75	220/127	9808	EESC	E.T.E.
07	União (óleo)	150	220/127	9024940	EESC	Arquitetura
08	Siemens (óleo)	75	220/127	71054	EESC	SIT
09	Polestro (óleo)	75	220/127	1788	EESC	Cozinha
10	Marangoni (óleo)	112,5	220/127	20589	052.0121	Alc. Jamento B.C.D.E
11	Tusa (óleo)	225	220/127	31849	EESC	Labor. de Combustão
12	Weg (óleo)	300	220/127	233565	052.0121	Alc. Jamento Bloco "A"
13	União (óleo)	30	220/127	537376	052.0106	Banco Santander
14	Itaipu (óleo)	112,5	440	15356	EESC	Túnel de Vento
15	Zago (óleo)	150	220/127	26186	018.03691	SET - Estruturas

TRANSFORMADORES SEMI-ENTERRADOS						
Item	Marca	Potência (kVA)	Voltagem (V)	Série	Patrimônio	Local Instalado
01	Zago-Incon (M405mmx405mm)	220/127	39834	---	---	Bloco D
02	Weg (óleo)	300	220/127	EA31534008	018.0508	SET - Estruturas
03	Incostraza (óleo)	112,5	220/127	34613	---	Cozinha
04	Zago (óleo)	225	220/127	42907	---	SIT
05	Alge (óleo)	225	220/127	103637	---	Materiais
06	Incostraza (óleo)	112,5	220/127	9077	052.00637	Dep. Artesanal

TRANSFORMADORES EM CABINES DE ALUMINIA						
Item	Marca	Potência (kVA)	Voltagem (V)	Série	Patrimônio	Local Instalado
01	Alge (óleo)	225	220/127	39834	---	Bloco D
02	Siltron (seco)	500	380/220	n. 57-1	073.00242	EISC
03	Siltron (seco)	500	380/220	n. 57-2	073.00242	EISC
04	Contrafo (seco)	225	220/127	037886	055.0110	CMC - Administração
05	Contrafo (seco)	225	220/127	037886	055.0110	CMC - Biblioteca
06	Contrafo (seco)	225	220/127	037887	055.0110	CMC - Lab. (Bloco 1)
07	Native (óleo)	225	220/127	131986-N	052.0067	Guarnição
08	Alge (óleo)	75	220/127	10417	---	Mecânica - Numa
09	Alge (óleo)	112,5	220/127	100863	052.00637	Mecânica - Numa
10	União (óleo)	225	220/127	308130	---	Mecânica
11	União (óleo)	225	220/127	308129	---	Mecânica
12	São Carlos (seco)	225	220/127	26053	052.00147	Bloco E-1 - SHS
13	Siltron (seco)	150	220/127	---	---	Fábrica do Milênio
14	Siltron (seco)	225	220/127	---	---	Fábrica do Milênio
15	Itaipu (óleo)	300	220/127	2231	---	IQSC
16	União (óleo)	50	220/127	174868	---	IQSC
17	Weg (óleo)	225	220/127	221302	052.0121	2º QSC
18	Weg (óleo)	45	380/220	221545	052.0121	2º QSC
19	Incostraza (óleo)	225	220/127	34824	006.374	Criatologia - IQSC

TRANSFORMADORES EM CUBÍCULOS DE AÇO						
Item	Marca	Potência (kVA)	Voltagem (V)	Série	Patrimônio	Local Instalado
01	União (óleo)	225	220/127	308128	052.0075	Produção - SESM
02	Itaipu (óleo)	225	220/127	16744	052.0121	Restaurante Central
03	Marangoni (óleo)	75	220/127	9354	052.0121	EEFER
04	EERP (óleo)	300	220/127	859450	---	Elétrica
05	Trafo (óleo)	75	220/127	EA2447A010-A	---	LAMEM
06	Zago (óleo)	225	220/127	45734	052.12134	IQSC

LEGENDA:	
●	TRANSFORMADORES AÉREOS
▲	TRANSFORMADORES SEMI-ENTERRADOS
■	TRANSFORMADORES EM CABINES DE ALUMINIA
●	TRANSFORMADORES EM CUBÍCULOS DE AÇO

TRANSFORMADORES QUE ESTÃO NO DEPÓSITO EXTERNO DO ALMOXARIFADO DA PUSP						
Item	Marca	Potência (kVA)	Voltagem (V)	Série	Patrimônio	Local Instalado
01	Weg (óleo)	225	220/127	83024	052.0121	Departamento de Química
02	Alge (óleo)	112,5	220/127	100742	052.00063	---
03	Mega (óleo)	75	220/127	83830	052.01217	---
04	ITB (óleo)	75	220/127	42264	052.01218	---
05	TSC (óleo)	112,5	220/127	02311	052.01219	---
06	Romagnolo (óleo)	220/127	211817	052.012130	---	---
07	Weg (óleo)	75	220/127	219213	052.012131	---
08	Alge (óleo)	30	220/127	115827	052.001589	---
09	ITB (óleo)	75	220/127	242740 - 220/127 - 242742 - 220/127 - 242743 - 220/127 - 217/125	052.012133	Depósito do laboratório de Engenharia Elétrica de EESC
10	ITB (óleo)	75	220/127	242740 - 220/127 - 242742 - 220/127 - 242743 - 220/127 - 217/125	052.012133	Depósito do laboratório de Engenharia Elétrica de EESC
11	OPFL (óleo)	15	220/127	299390	052.012134	---
12	Contrafo (seco)	225	220/127	37889	055.01107	Paulinho
13	Waltac (óleo)	150	220/127	353461	052.012135	---

**ANEXO C – DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFORMADORES PELO CAMPUS DE
SÃO CARLOS - ÁREA II**

