



UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

HEBERT FELIPE CARDOSO ALLECHANDRE

AVALIAÇÃO PRELIMINAR DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM UMA ESTAÇÃO DE TRENS METROPOLITANOS
VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA

SÃO PAULO
2024

HEBERT FELIPE CARDOSO ALLECHANDRE

**AVALIAÇÃO PRELIMINAR DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM UMA ESTAÇÃO DE TRENS METROPOLITANOS
VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP, como requisito para conclusão do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Claudio R. F. Pacheco

SÃO PAULO

2024

RESUMO

Avaliando-se as questões globais com relação a transição energética de recursos não renováveis para recursos renováveis, este estudo tem como finalidade, avaliar a viabilidade técnica e econômica de se implantar um sistema fotovoltaico na estação Suzano, localizada na região metropolitana de São Paulo, pertencente a Companhia Paulista de Trens Metropolitanos – CPTM.

Através do sistema de compensação de energia elétrica com base na Lei 14.300/2022, pode se reduzir os custos com a fatura de energia por meio da modalidade de autoconsumo remoto, uma vez que o excedente de geração pode ser utilizado para outras estações que possuem o fornecimento de energia elétrica pela mesma concessionária.

Para desenvolvimento desta monografia foram utilizadas algumas metodologias de estudo tais como o climatológico e solarimétrico do local da estação, bem como conceitos de Horas de Sol Pleno com base no CRESESB, especificações dos equipamentos dos fabricantes dos módulos fotovoltaicos e inversores, como também o dimensionamento de cabos e proteções.

Por fim, para a viabilidade econômica foram utilizadas as ferramentas como Payback Simples, Payback Descontado, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Mínima Atrativa (TMA), Taxa Interna de Retorno (TIR).

Essa abordagem não apenas contribui para a redução dos custos de energia, mas também auxilia na sustentabilidade do setor elétrico e redução dos gases do efeito estufa, uma vez que cada vez mais se faz necessária a descarbonização do nosso planeta.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, energia solar, geração distribuída, viabilidade econômica, ferrovia.

ABSTRACT

Evaluating global issues regarding the transition from non-renewable to renewable energy resources, this study aims to assess the technical and economic feasibility of implementing a photovoltaic system at the Suzano city, located in the metropolitan region of São Paulo and owned by Companhia Paulista de Trens Metropolitanos – CPTM.

Through the net metering system based on Law 14.300/2022, it is possible to reduce energy costs through the remote self-consumption modality, as surplus generation can be used for other stations supplied by the same utility.

For the development of this work, the methodology included climatological and solarimetric studies of the station's location, as well as concepts of Full Sun Hours based on CRESESB, specifications of equipment from manufacturers of photovoltaic modules and inverters, cable sizing, and protections.

Finally, economic viability was assessed using tools such as Simple Payback, Discounted Payback, Net Present Value (NPV), Minimum Attractive Rate of Return (MARR), and Internal Rate of Return (IRR).

This approach not only helps for reduces energy costs but also contributes to the sustainability of the electrical sector and the reduction of greenhouse gas emissions, as decarbonization of our planet becomes increasingly necessary.

Keywords: Photovoltaic System, solar energy, economic feasibility, railway.

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ABSolar – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

BEN – Balanço Energético Nacional

CPTM – Companhia Paulista de Trens Metropolitanos

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESG – *Environment, Social and Governance*

FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor

IEA – *International Energy Agency*

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

MPPT – *Maximum Power Point Tracking*

NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída

PFV – Painei Fotovoltaico

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SPMP – Seguidor do Ponto de Máxima Potência

STC – *Standard Test Condition*

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima Atrativa

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	7
1.1	Transição Energética.....	7
1.2	Matriz Elétrica Brasileira	8
1.2.1	Energia Solar Fotovoltaica	9
1.3	Objetivo	10
1.3.1	Viabilidade Técnica	10
1.3.2	Viabilidade Econômica	11
1.4	Justificativa	11
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	14
2.1	Geometria Solar	14
2.1.1	Posição da Terra na órbita	14
2.1.2	Ângulos de posicionamento em um ponto da Terra	15
2.1.3	Ângulos de posicionamento de uma superfície em relação ao Sol	17
2.2	Irradiação Solar Extraterreste	18
2.3	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	22
2.3.1	Painel Solar Fotovoltaico.....	23
2.3.2	String Box.....	33
2.3.3	Inversores	34
2.4	Produtividade Anual do Gerador Fotovoltaico	36
2.5	Legislação – LEI 14.300/2022	37
3	METODOLOGIA.....	38
4	VIABILIDADE TÉCNICA.....	38
4.1	Dados Solarimétricos do local	38
4.2	Dados Climatológicos do Local	41
4.3	Sombreamento	42

4.3.1 Sombreamento Entre Edificações	42
4.3.2 Orientação dos Painéis Fotovoltaicos	42
4.3.3 Distância mínima entre os módulos fotovoltaicos	44
4.4 Número de Painéis	55
4.5 Dimensionamento do Inversor.....	59
4.6 Dimensionamento das Strings e arranjo por MPPT	59
4.7 Verificação da necessidade de readequação da entrada de energia	64
4.8 Consumo x Geração	65
4.8.1 Energia Mensal Gerada	65
4.8.2 Atendimento à Demanda de Consumo	65
5 VIABILIDADE ECONÔMICA	68
5.1 Payback Simples.....	69
5.2 Payback Descontado	71
5.3 Valor Presente Líquido (VPL)	73
5.4 Taxa Mínima Atrativa e Taxa Interna de Retorno	75
5.4.1 Taxa Mínima Atrativa (TMA)	75
5.4.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)	75
6 CONCLUSÕES	76
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Energética Brasileira e Mundial 2022	8
Figura 2 - Matriz Elétrica Brasileira	8
Figura 3 - Crescimento da Geração Solar Fotovoltaica no Mundo	9
Figura 4 - Potência Instalada da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil	10
Figura 5 - Estação Suzano da CPTM	12
Figura 6 - Consumo Mensal da Estação Suzano em 2023	12
Figura 7 - Vista aérea da estação Suzano	13
Figura 8 - Ângulos de Posicionamento em um Ponto da Terra	15
Figura 9 - Ângulos de posicionamento de uma superfície em relação ao Sol.	17
Figura 10 - Irradiação Solar Extraterrestre no plano perpendicular ao plano da órbita	18
Figura 11 - Demonstração vetorial das irradiações no plano horizontal	19
Figura 12 - Pireliômetro a esquerda e Piranômetro a direita	20
Figura 13 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	22
Figura 14 - Estrutura do painel fotovoltaico	24
Figura 15 - Curva característica I_xV e P_xV de um módulo fotovoltaico	25
Figura 16 – Ligação em Série dos Painéis Fotovoltaicos e sua respectiva curva	26
Figura 17 - Ligação em Paralelo dos Painéis Fotovoltaicos e sua respectiva curva ..	27
Figura 18 - Ligação Série-Paralelo dos Painéis Fotovoltaicos e sua respectiva curva	27
Figura 19 - Datasheet do Módulo Fotovoltaico CS6W-545MS	28
Figura 20 - Condições Padrão de Ensaio (STC)	29
Figura 21 – Características da Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT)	30
Figura 22 - Funcionamento das Horas de Sol Pleno (HSP)	32
Figura 23 - String Box	34
Figura 24 - Inversor Fotovoltaico	34
Figura 25 - Datasheet de Inversor de Strings CSI-100K-T4001A-E	35
Figura 26 - Influência do FDI em Y_F	36
Figura 27 - Coordenadas geográficas da estação Suzano	39
Figura 28 - Dados Solarimétricos das Estações Próximas ao Local de Estudo	39

Figura 29 - Dados Solarimétricos da Estação do CRESESB em Itaquaquecetuba...	40
Figura 30 - Temperaturas máximas e mínimas médias durante o ano	41
Figura 31 - Estrutura Gráfica Computacional da Estação Suzano	42
Figura 32 - Croqui da inclinação do telhado da Estação Suzano	42
Figura 33 - Croqui do telhado com representações angulares e Painei Fotovoltaico	43
Figura 34 - Exemplificação da distância S e a distância mínima X	45
Figura 35 - Ilustração da Área Disponível do Telhado da Estação Suzano	55
Figura 36 - Faixa de Utilização das Strings	63
Figura 37 - Ilustração do Sistema Fotovoltaico	64
Figura 38 - Produção de Energia Mensal - EREDE	67
Figura 39 - Comparativo do Consumo Com a Energia Produzida.....	67
Figura 40 - Retorno Financeiro Através do Payback Simples	71
Figura 41 - Retorno Financeiro Através do Payback.....	73

LISTAS DE TABELAS

Tabela 1 - Dia médio de cada mês, dia do ano correspondente e inclinação da Terra	19
Tabela 2 - Dados de Declinação Solar, Ângulo do Pôr do Sol e Horas de Insolação para o Dia médio de Cada Mês.....	40
Tabela 3 - Temperaturas máximas e mínimas médias durante o ano.....	41
Tabela 4 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de junho às 9h solar para o telhado face sul	51
Tabela 5 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de junho às 12h solar para o telhado face sul	52
Tabela 6 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de junho às 15h solar para o telhado face sul	53
Tabela 7 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de dezembro às 9h solar para o telhado face sul	53
Tabela 8 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de dezembro às 12h solar para o telhado face sul	54
Tabela 9 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de dezembro às 9h solar para o telhado face sul	54
Tabela 10 - Resumo das distâncias mínimas entre painéis fotovoltaicos	55
Tabela 11 – Resumo do Arranjo do Sistema Fotovoltaico	63
Tabela 12 - Produção de energia gerada diariamente	65
Tabela 13 – Consumo de Energia Elétrica atendido pelo Sistema Fotovoltaico	66
Tabela 14 - Custos de Implantação do Sistema Fotovoltaico	68
Tabela 15 - Componentes da Conta de Energia	68
Tabela 16 - Média de Reajuste Tarifário	69
Tabela 17 - Retorno Financeiro Pelo Método do Payback Simples	70
Tabela 18 - Taxa de Longo Prazo (TLP)	71
Tabela 19 - Retorno Financeiro Pelo Método do Payback Descontado	72
Tabela 20 - Cálculo do Valores Presentes	74

1 INTRODUÇÃO

1.1 Transição Energética

A transição energética é um processo que visa a mudança do atual modelo de produção e consumo de energia, baseado em fontes não-renováveis, para um sistema mais sustentável e limpo. Este movimento é impulsionado pela crescente preocupação com as mudanças climáticas e a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Com isto, a um grande desafio para promover o desenvolvimento econômico e social com emissões de carbono reduzidas e uma maior participação de fontes limpas e renováveis envolvendo tanto a geração de energia e consumo, como o reaproveitamento dela. As energias renováveis desempenham um papel fundamental na transição energética, oferecendo fontes limpas e sustentáveis de energia. A energia solar, eólica, hidrelétrica e biomassa são algumas das principais formas de energia renovável em destaque, contribuindo significativamente para a redução das emissões de gases de efeito estufa. Além disso, as energias renováveis também promovem a diversificação da matriz energética, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis. Essa transição é impulsionada por preocupações com a segurança energética, a sustentabilidade ambiental e a busca por soluções energéticas mais acessíveis.

Nos últimos anos, a transição energética ganhou destaque global devido aos desafios relacionados às mudanças climáticas e à necessidade de reduzir a dependência de recursos finitos e poluentes. Países e organizações têm adotado políticas e investido em tecnologias que promovem o uso de fontes renováveis, ao mesmo tempo em que buscam melhorar a eficiência energética e promover o uso responsável dos recursos naturais. Com este avanço tecnológico e a diminuição dos custos, as energias renováveis estão cada vez mais integradas nos sistemas de geração de energia, desempenhando um papel crucial na construção de um futuro energético mais sustentável.

A Fig. 1 mostra a composição da matriz energética Brasileira comparada à mundial.

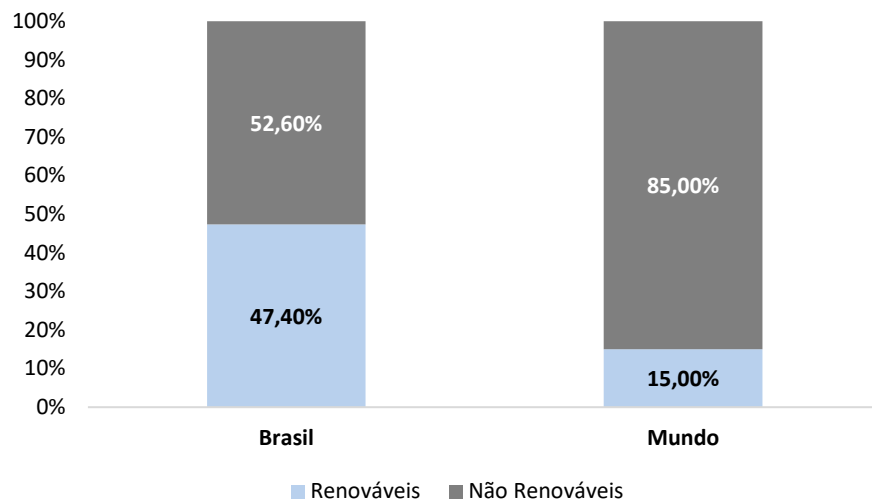


Figura 1 - Matriz Energética Brasileira e Mundial 2022

Fonte: EPE, 2024 – Adaptado pelo próprio autor

1.2 Matriz Elétrica Brasileira

A matriz elétrica brasileira mostrada na Fig. 2, refere-se ao conjunto de fontes e tecnologias usadas para a geração de eletricidade no Brasil. Quando comparado com a matriz energética, ela é ainda mais renovável. As principais fontes são hídrica, solar fotovoltaica e eólica. Já em relação as não renováveis são gás natural, petróleo e carvão mineral.

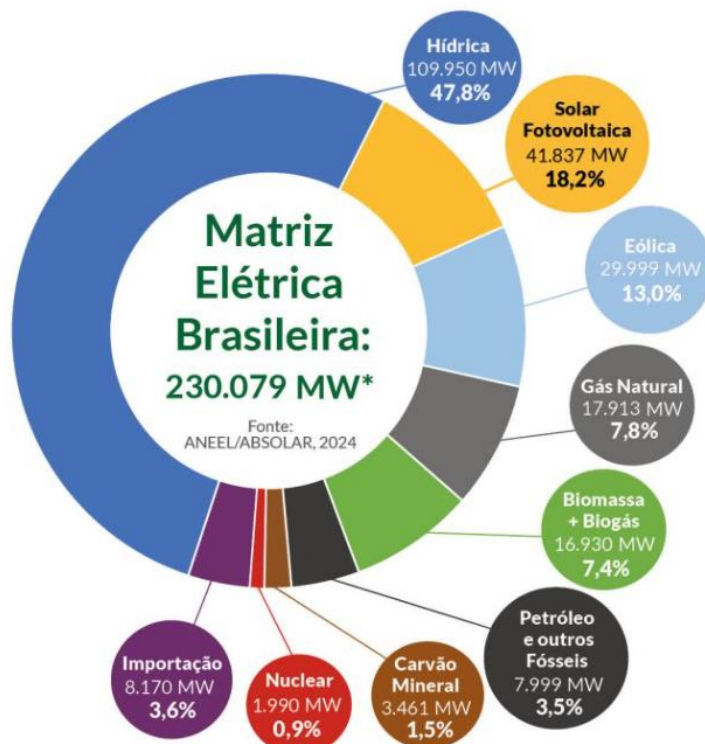


Figura 2 - Matriz Elétrica Brasileira

Fonte: ABSolar, 2024

1.2.1 Energia Solar Fotovoltaica

Devido ao crescimento da população mundial, avanços tecnológicos, novos equipamentos e processos industriais inovadores, entre outros fatores, a demanda por energia elétrica tem aumentado significativamente. Em resposta a essa necessidade e em busca de fontes limpas e renováveis, a energia solar fotovoltaica tem emergido como uma das opções que mais cresce tanto no Brasil quanto globalmente. Dados apontam que em 2023, a energia solar fotovoltaica foi responsável por $\frac{3}{4}$ (três-quartos) do crescimento da capacidade instalada de energia renovável em todo o mundo, alcançando a marca de 4,5% da geração de energia elétrica mundial. Isto deve-se ao baixo custo de geração, comparada às fontes não renováveis e políticas de incentivo governamentais. O panorama geral é mostrado na Fig. 3.

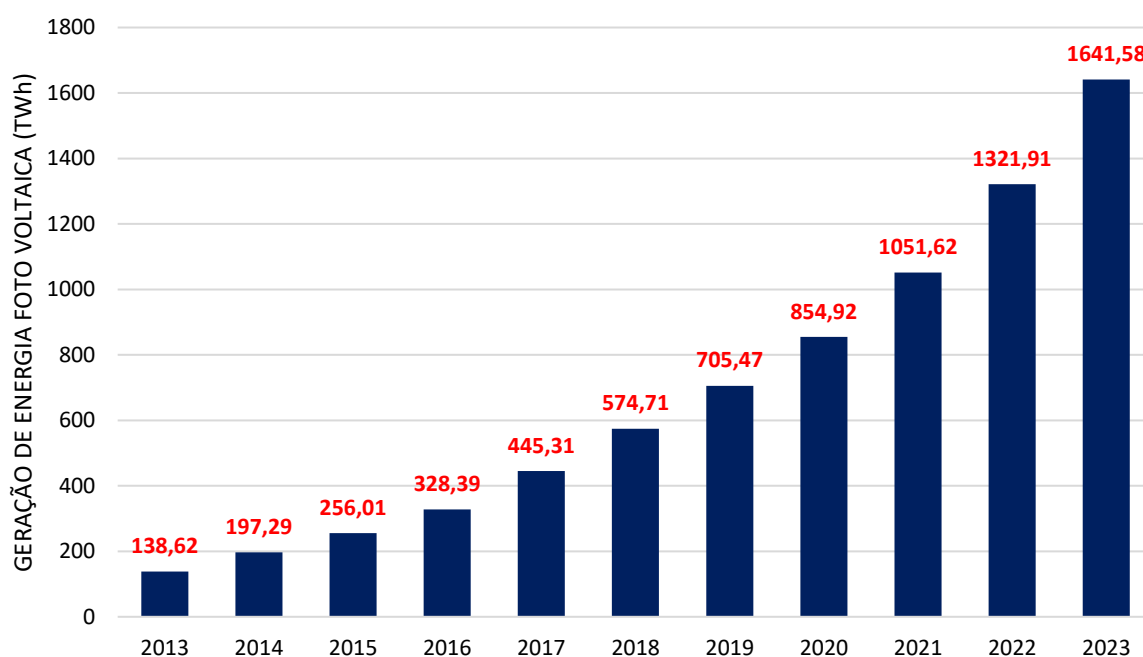


Figura 3 - Crescimento da Geração Solar Fotovoltaica no Mundo

Fonte: Our World in data

No Brasil, este número é um pouco mais expressivo sendo 18,2% da geração de energia elétrica brasileira, o que representa 41,8 GW de potência instalada. Conforme mostra a Fig. 4.

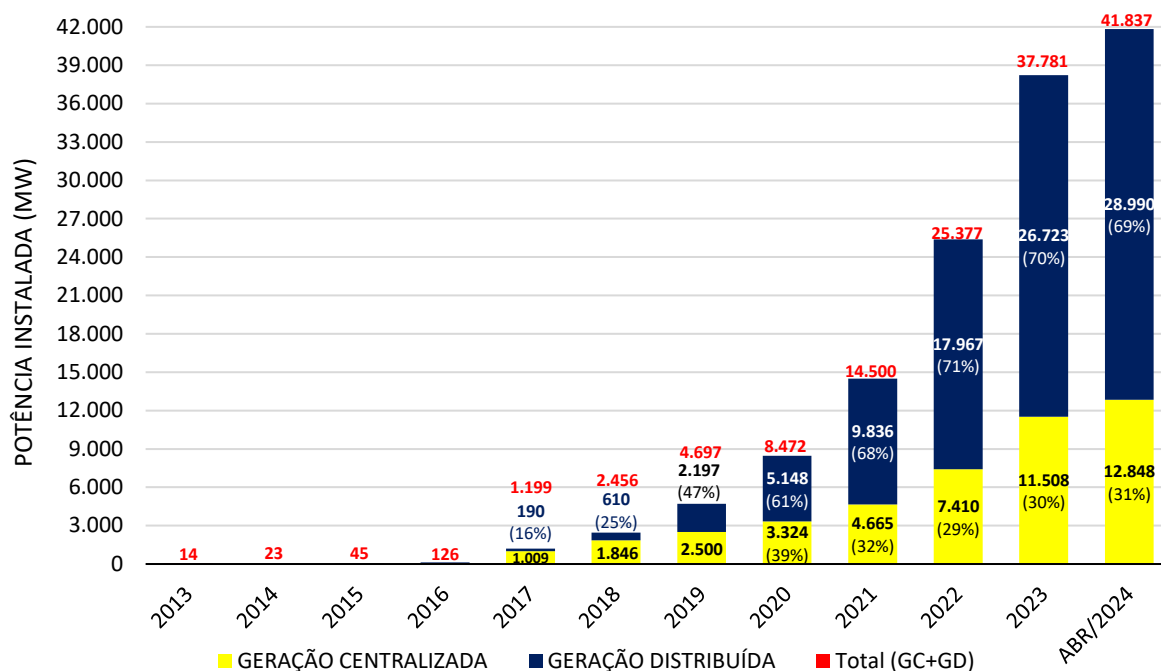


Figura 4 - Potência Instalada da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil

Fonte: ABSolar, 2024 – Gráfico adaptado pelo próprio autor

1.3 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico na estação Suzano da Companhia Paulista de Trens Metropolitanos (CPTM), considerando diversos aspectos que influenciam na implementação e no retorno do investimento deste tipo de tecnologia.

1.3.1 Viabilidade Técnica

A viabilidade técnica de um sistema fotovoltaico refere-se à capacidade de projetar, implementar e operar tal sistema de maneira eficiente e confiável. Aspectos técnicos incluem a análise da radiação solar local, a seleção adequada de componentes (painéis solares, inversores, estrutura de suporte), o dimensionamento correto do sistema conforme a demanda energética do local, além da integração com a rede elétrica existente.

É crucial realizar estudos de irradiação solar específicos da região para determinar a quantidade de energia que pode ser gerada ao longo do ano. Além disso, a escolha dos componentes deve levar em conta a durabilidade, eficiência e compatibilidade entre si, visando maximizar o desempenho do sistema ao longo de sua vida útil, que pode ser de várias décadas com manutenção adequada.

1.3.2 Viabilidade Econômica

A viabilidade econômica é um fator determinante na decisão de investimento em energia solar fotovoltaica. Este aspecto envolve a análise dos custos de instalação, operação e manutenção do sistema em relação aos benefícios econômicos esperados, como a economia na conta de energia elétrica.

Os custos iniciais incluem não apenas os componentes do sistema, mas também os custos de instalação e os eventuais custos de conexão à rede elétrica. Para este estudo foi considerado que o investimento inicial será totalmente custeado pela empresa, sem a necessidade de um financiamento.

A análise do retorno sobre o investimento é fundamental para avaliar a viabilidade financeira de um sistema fotovoltaico. Este cálculo considera o payback, ou seja, o tempo necessário para recuperar o investimento inicial através da economia gerada na conta de energia elétrica. Fatores como tarifas de eletricidade, inflação energética, depreciação dos equipamentos e vida útil do sistema foram considerados nesta análise.

1.4 Justificativa

A Companhia Paulista de Trens Metropolitanos (CPTM) é responsável pelo transporte de passageiros das linhas 7-Rubi, 10-Turquesa, 11-Coral, 12-Safira e 13-Jade, somando 196 km de extensão de malha ferroviária. Hoje a empresa conta com a operação de 57 estações, atendendo a 18 municípios, apresentando-se como elo fundamental do ecossistema da mobilidade da Região Metropolitana de São Paulo.

A estação Suzano ilustrada na Fig. 5, representa um importante ponto de transporte e mobilidade urbana. Esta, pertence a linha 11-Coral, tem um fluxo aproximado de 30 mil passageiros por dia (dados de outubro/2023), contendo 5 elevadores, 14 escadas rolantes e um terminal de ônibus integrado.



Figura 5 - Estação Suzano da CPTM

A entrada de energia elétrica da estação é de média tensão. Em 2023, a estação teve um consumo médio mensal de 77 MWh. Este alto consumo deve-se pela quantidade elevadores e escadas rolantes, somado a bomba d'água, televisores, computadores, sala de simulador de tração, linha de bloqueio, iluminação das plataformas, saguão e áreas administrativas. A Fig. 6 apresenta o consumo mensal da estação no ano de 2023.

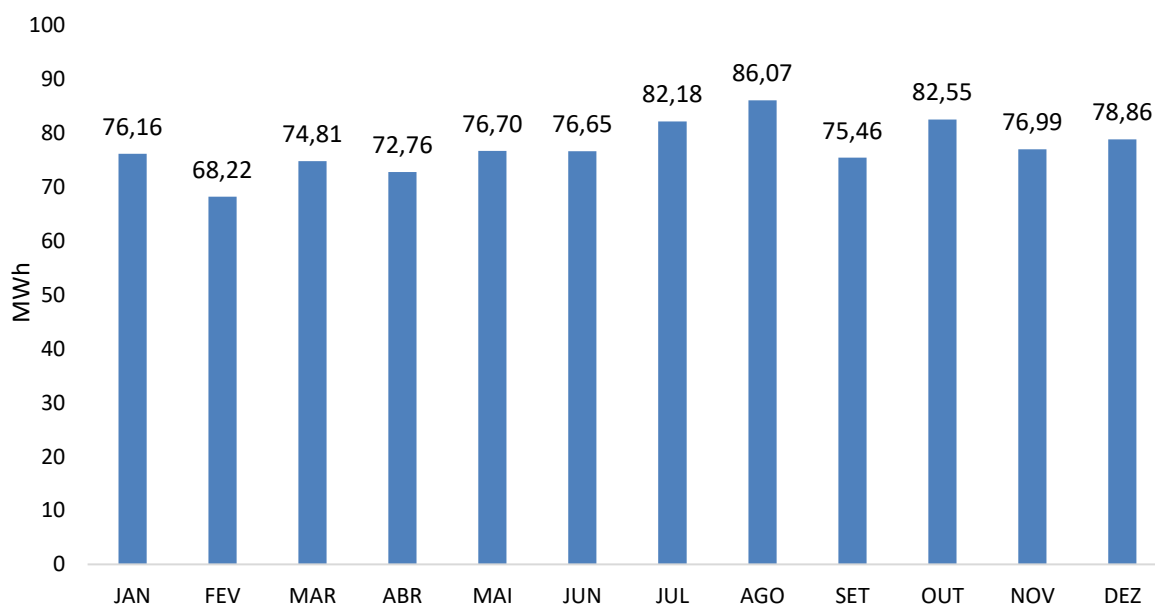


Figura 6 - Consumo Mensal da Estação Suzano em 2023

A estação possui uma área de telhado disponível de 5.700 m². Devido a essa extensa área para instalação de painéis fotovoltaicos, esta estação foi escolhida

para a avaliação preliminar, contemplando os telhados da estação e salas técnicas como pode ser observado no destaque em vermelho na figura 7.



Figura 7 - Vista aérea da estação Suzano

Fonte: Google Earth, 2024

O desenvolvimento de um projeto fotovoltaico nesta estação, visa explorar os benefícios da energia solar do ponto de vista econômico e apresentar uma oportunidade de redução nos custos operacionais com energia elétrica. A energia solar, uma vez instalada, possui custos operacionais e de manutenção relativamente baixos em comparação com as fontes convencionais de energia. Isso pode resultar em economias significativas ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico. Além disso, o projeto tem o intuito de reduzir as despesas com energia elétrica, logo, contribuirá significativamente para a redução da pegada de carbono associada às operações diárias. Ao gerar energia limpa a partir da luz solar, o projeto ajudará a mitigar as emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se às políticas de sustentabilidade da CPTM.

Em adição ao que fora citado, a redução do consumo de energia elétrica proveniente de fontes não renováveis diminuirá a demanda por energia na rede elétrica convencional, promovendo um impacto positivo na eficiência energética regional e contribuindo para a segurança energética a longo prazo.

A implementação de um sistema fotovoltaico na estação Suzano não apenas beneficia diretamente a operação da CPTM, mas também serve como um exemplo prático de sustentabilidade para a comunidade local. A conscientização sobre a importância das energias renováveis e a adoção de práticas sustentáveis podem ser promovidas através de iniciativas educacionais e informativas associadas ao projeto.

Em resumo, o desenvolvimento deste projeto fotovoltaico representa uma oportunidade estratégica para promover a sustentabilidade ambiental, reduzir custos operacionais e demonstrar liderança em responsabilidade social corporativa. Com benefícios claros para o meio ambiente, a economia e a educação ambiental, este projeto não só fortalece a infraestrutura energética da estação, mas também contribui positivamente para a comunidade e para o futuro sustentável da região metropolitana de São Paulo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Geometria Solar

A geometria solar é um campo de estudo que se concentra na compreensão da posição do sol no céu e como isso influencia a iluminação e o aquecimento de um local específico na Terra ao longo do tempo.

2.1.1 Posição da Terra na órbita

Para avaliação do potencial solar deve-se levar em consideração alguns aspectos como, a posição da Terra na órbita. Esta posição é obtida através do dia do ano (n). Dado por um calendário, o dia e mês do ano, pode-se calcular o valor de n , através da equação 1.

$$n = Dia + (Mês - 1) \times 30 + Cor$$

(1)

Onde:

- Dia está compreendido de 1 a 31;
- Mês está compreendido de 1 a 12;
- Se $Mês \leq 2 \rightarrow Cor = Int\left(\frac{Mês}{2}\right)$;
- Se $2 < Mês \leq 8 \rightarrow Cor = \left(Int\left(\frac{Mês}{2}\right) - 2\right)$;

- Se $Mês > 8 \rightarrow Cor = \left(\text{Int} \left(\frac{Mês}{2} + \frac{1}{2} \right) - 2 \right)$;
- Int = menor inteiro contido;

2.1.2 Ângulos de posicionamento em um ponto da Terra

Outros aspectos a serem levados em consideração são os ângulos de posicionamento em um ponto da Terra, como podemos observá-los na figura 8.

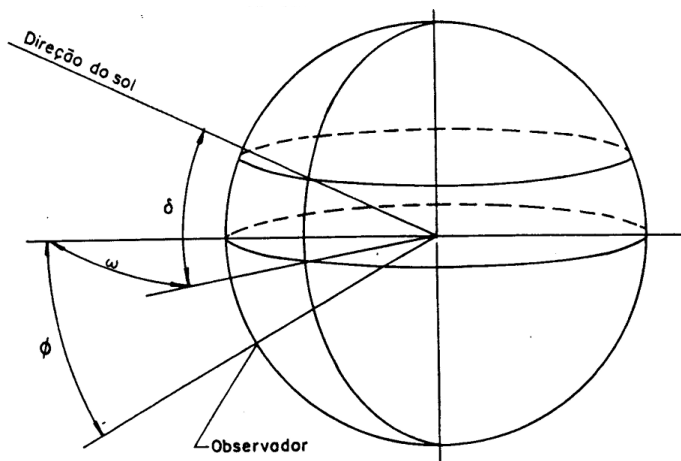


Figura 8 - Ângulos de Posicionamento em um Ponto da Terra

Fonte: Prof. Dr. Claudio R. F. Pacheco, 2023

2.1.2.1 Declinação Solar (δ)

É a posição angular do sol ao longo do ano, que varia devido à inclinação axial da Terra. Este ângulo pode ser determinado através da formação da semirreta entre a direção do sol e o plano do equador. A declinação solar varia entre $+23,45^\circ$ e $-23,45^\circ$, afetando a quantidade de radiação solar recebida em diferentes latitudes. O cálculo da declinação solar pode ser obtido através da equação 2.

$$\delta = 23.45 \times \text{sen} \left(\frac{360}{365} \times (284 + n) \right)$$

(2)

2.1.2.2 Latitude (ϕ), Longitude (L)

A latitude é o ângulo entre o plano do equador e a normal à superfície de referência. A latitude é medida a partir do equador, varia entre 0 e 90° para o norte ou para o sul.

Já o ângulo da longitude da hora legal (L) é o posicionamento terrestre que varia entre 0° e 180° , representando a distância entre um ponto da superfície terrestre e o Meridiano de Greenwich.

2.1.2.3 Ângulo Horário (ω)

O ângulo horário é a distância angular entre o meridiano e um astro, medida em horas, minutos e segundos, formado pelo semiplano do Sol e o semiplano do meridiano local. Este ângulo é obtido através da equação 3.

$$\omega = (HS - 12) \times 15 \quad (3)$$

Para determinarmos a Hora Solar (HS) expressa pela equação 4, é necessário saber a Hora Legal (HL) do local e utilizar o fator de correção de hora ($Corhora$) expresso na equação 5.

$$HS = HL + Corhora \quad (4)$$

Expressão do Fator de correção ($Corhora$):

$$Corhora = \frac{(4 \times (LO - L) + E)}{60} \quad (5)$$

Onde:

LO : Longitude da Hora Legal

$$E = 9,87 \times \sin(2B) - 7,53 \times \cos(B) - 1,5 \times \sin(B) \quad (6)$$

$$B = \frac{360}{364} \times (n - 81) \quad (7)$$

2.1.2.4 Ângulo Horário do Pôr do Sol (ω_s)

O Ângulo Horário do Pôr do Sol é utilizado para saber em determinada localidade e dia do ano, a duração de insolação em horas. Isto é obtido através das equações 8 e 9.

$$\cos(\omega_s) = -\tan(\phi) \times \tan(\delta) \quad (8)$$

$$N = \frac{2}{15} \times \omega_s$$

(9)

2.1.3 Ângulos de posicionamento de uma superfície em relação ao Sol

Os ângulos de posicionamento de uma superfície em relação ao sol são necessários para determinar a melhor inclinação de objetos para recepção da irradiação solar, como pode ser observado na figura 9.

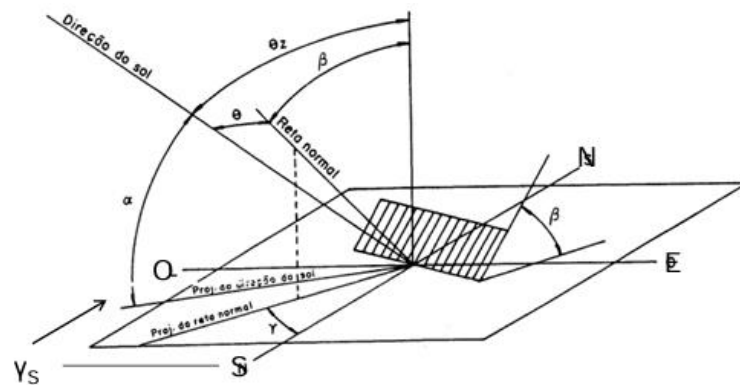


Figura 9 - Ângulos de posicionamento de uma superfície em relação ao Sol.

Fonte: Prof. Dr. Claudio R. F. Pacheco, 2023

2.1.3.1 Ângulo Zenital (θ_z)

O ângulo zenital é o ângulo formado entre a perpendicular do plano horizontal e a direção do sol e pode variar entre 0 a 90°. Este ângulo pode ser obtido através da equação 10.

$$\cos(\theta_z) = [\text{sen}(\delta) \times \text{sen}(\phi)] + [\cos(\delta) \times \cos(\omega)]$$

(10)

2.1.3.2 Azimute Solar (γ_s)

O Azimute Solar é o ângulo formado pela direção do Sol no plano horizontal e o meridiano N-S e varia entre -180° e 180°. O sinal deste ângulo é definido a partir da direção sul, onde:

Sul: $\gamma_s = 0^\circ$;

Leste: $\gamma_s < 0^\circ$;

Oeste: $\gamma_s > 0^\circ$;

Norte: $\gamma_s = 180^\circ$;

Em caso de o ângulo ser positivo, ele é medido no sentido horário. Caso seja negativo, o sentido é horário e é definido pela equação 11.

$$\gamma_s = \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \times \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \times \cos \phi} \right) \quad (11)$$

2.1.2.4 Incidência Solar (θ)

O ângulo de incidência solar (θ) está em função da declinação solar, da latitude, do ângulo horário, do azimuth solar e do ângulo de inclinação da superfície em relação a horizontal (β). Este ângulo pode ser encontrado através da equação 12.

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \sin(\delta) \cdot \sin(\phi) \cdot \cos(\beta) - \sin(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \sin(\beta) \cdot \sin(\gamma) \cdot \sin(\omega) \end{aligned} \quad (12)$$

2.2 Irradiação Solar Extraterrestre

A irradiação solar terrestre é o fenômeno onde raios solares paralelos atingem a superfície do planeta. A energia proveniente do Sol, por unidade de área, quando medida num plano perpendicular à direção da propagação dos raios solares no topo da atmosfera terrestre, na distância Terra-Sol, é conhecida como constante solar (G_{sc}) e tem o valor de 1.367 W/m^2 . A demonstração desta irradiação pode ser demonstrada conforme mostra a figura 10.

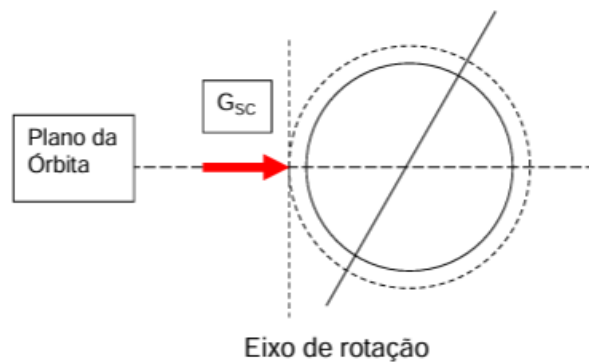


Figura 10 - Irradiação Solar Extraterrestre no plano perpendicular ao plano da órbita

Fonte: Prof. Dr. Claudio R. F. Pacheco, 2023

Pode-se encontrar esta irradiação no plano perpendicular através da equação 13.

$$G_{0N} = G_{sc} \times \left[1 + 0,033 \times \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \right) \right] \quad [W/m^2] \quad (13)$$

A irradiação solar extraterrestre no plano horizontal depende do dia do ano (n) e do ângulo zenital (θ_z), conforme é mostrado na figura 11.

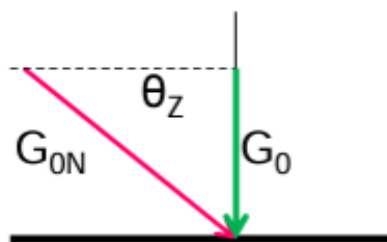


Figura 11 - Demonstração vetorial das irradiações no plano horizontal

Fonte: Prof. Dr. Claudio R. F. Pacheco, 2023

A irradiação no plano horizontal é dada pela equação 14.

$$G_0 = G_{0N} \times \cos(\theta_z) \quad [W/m^2] \quad (14)$$

Já a irradiação extraterrestre integrada diária sobre o plano horizontal na superfície da Terra (H_0), é dada pela equação 15.

$$H_0 = 2,75 \cdot 10^4 \times G_{0N} \times [1,75 \cdot 10^{-2} \times \omega_s \times \sin(\delta) \times \sin(\phi) + \cos(\delta) \times \cos(\phi) \times \sin(\omega_s)] \quad [J/m^2] \quad (15)$$

Para o cálculo da irradiação extraterrestre diária mensal usa-se o dia médio de cada mês, tendo em vista que o ângulo do pôr do sol (ω_s) varia para cada dia do ano. Na tabela 1, podemos verificar o dia médio do mês, o dia do ano e a inclinação axial da Terra.

Tabela 1 - Dia médio de cada mês, dia do ano correspondente e inclinação da Terra

Mês	Data	Dia do ano (n)	Inclinação δ (°)
Janeiro	17	17	-20,9
Fevereiro	16	47	-13,0
Março	16	75	-2,4
Abril	15	105	9,4
Maio	15	135	18,8
Junho	11	162	23,1
Julho	17	198	21,2
Agosto	16	228	13,5
Setembro	15	158	2,20
Outubro	15	188	-9,6
Novembro	14	318	-18,9
Dezembro	10	344	-23,0

Fonte: Klein, 1977 – Tabela adaptada pelo próprio autor

A irradiação pode ser medida através de um Pireliômetro e Piranômetro. O Pireliômetro tem a função de medir a irradiação direta e o Piranômetro, a irradiação direta e difusa. Os equipamentos de medição podem ser observados na figura 12.



Figura 12 - Pireliômetro a esquerda e Piranômetro a direita

Fonte: Hukseflux Brasil

Para calcular as irradiações direta e difusa no plano horizontal, é utilizado o índice de claridade diário média mensal ($\overline{K_T}$), que é definido pela razão entre a radiação integrada média sobre o plano horizontal ($\overline{H}$) e a radiação extraterrestre diária média mensal ($\overline{H_0}$) e esta pode ser observada na equação 16.

$$\overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}} \quad (16)$$

Obtido os valores de $\overline{K_T}$ e ω_s podemos calcular as componentes da radiação direta e difusa média mensal, através da equação 17.

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 0,775 + 0,00653(\omega_s - 90) - [0,505 + 0,00455(\omega_s - 90)] \times \cos[115\overline{K_T} - 103] \quad (17)$$

Para superfícies do hemisfério sul voltadas para o norte N, $\gamma = 180^\circ$. Portanto, a razão entre a radiação direta no plano inclinado e a radiação direta no plano horizontal é dada pela equação 18.

$$\overline{R_b} = \frac{\cos(\phi + \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\omega'_s) + \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \omega'_s \cdot \text{sen}(\phi + \beta) \cdot \text{sen}(\delta)}{\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\omega_s) + \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \omega_s \cdot \text{sen}(\phi) \cdot \text{sen}(\delta)} \quad (18)$$

Onde:

ω'_s : É valor mínimo entre $\cos^{-1}[-\tan(\phi) \cdot \tan(\delta)]$ e $\cos^{-1}[-\tan(\phi + \beta) \cdot \tan(\delta)]$

δ : Declinação para o dia n médio do mês

Obtendo-se $\overline{R_b}$ podemos calcular a radiação média mensal sobre a superfície inclinada pelo método Liu & Jordan modificado por Klein, como é mostrado na equação 19.

$$\overline{H_T} = \overline{H} \left(1 - \frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} \right) \overline{R_b} + \overline{H_d} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \overline{H} \rho \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (19)$$

Onde:

ρ : Refletividade do solo

A estimativa da radiação total horária e da radiação difusa horária no plano horizontal (r_t) pode ser encontrada a através da equação 20.

$$r_t = \frac{\pi}{24} [a + b \times \cos(\omega)] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\sin(\omega_s) - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos(\omega_s)} \quad (20)$$

Onde:

$$a = 0,409 + 0,5016 \times \sin(\omega_s - 60^\circ)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \times \sin(\omega_s - 60^\circ)$$

Logo é possível encontrar a estimativa de radiação horária (I) no plano horizontal, com a equação 21.

$$I = r_t \times H \quad (21)$$

A estimativa da radiação total horária e da radiação difusa horária no plano horizontal (r_d) pode ser encontrada a através da equação 22.

$$r_d = \frac{\pi}{24} \times \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\sin(\omega_s) - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos(\omega_s)} \quad (22)$$

É possível estimar a radiação horária difusa (I_d) no plano horizontal através da equação 23.

$$I_d = r_d \times H_d \quad (23)$$

Logo, para se calcular a radiação direta horária (I_b), usa-se a equação 24.

$$I_b = I - I_d$$

(24)

Portanto, a radiação total pode ser encontrada através da expressão 25.

$$R = \frac{I_b}{I} R_b + \frac{I_d}{I} \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] + \rho \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$$

(25)

Onde:

Radiação direta (R_b) é dada pela razão de $\frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)}$

2.3 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

Também conhecido como On-grid, o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, é uma forma de gerar energia solar de maneira mais eficiente. O sistema permanece conectado à rede de distribuição, o que permite a utilização da energia da distribuidora em momentos de baixa produção. Além disso, em casos de excesso de produção, é possível receber créditos de energia. O sistema fotovoltaico on-grid é formado por painéis fotovoltaicos, inversores e dispositivos de proteção localizados na string box. Os módulos fotovoltaicos captam a energia solar e a convertem em eletricidade. Os inversores desempenham a função de converter a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada utilizável. Por fim, os dispositivos de proteção na string box garantem a segurança do sistema. A figura 13 demonstra o esquemático deste sistema.

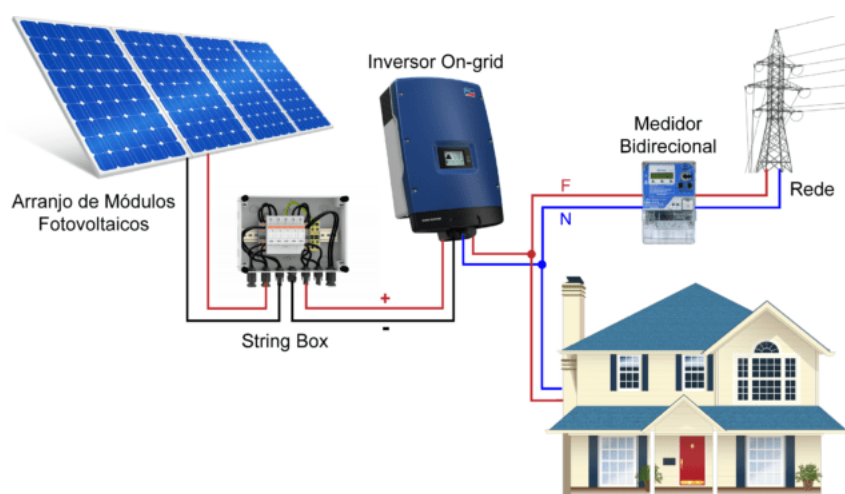


Figura 13 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

Fonte: Site Eletrônica de Potência, 2021

2.3.1 Painel Solar Fotovoltaico

Células fotovoltaicas utilizam a radiação solar para gerar eletricidade. Elas são compostas basicamente por semicondutores, que são materiais com características de isolantes em baixas temperaturas e que, com o aumento da temperatura, tornam-se condutores. A maioria dos módulos fotovoltaicos adota variações de silício. O silício possui quatro elétrons na camada de valência, enquanto o boro tem três, resultando em uma lacuna onde, ao substituir o silício na estrutura cristalina, ocorre a ausência do quarto elétron. Um semicondutor que apresenta essas lacunas é classificado como tipo p. Este vazio pode ser ocupado por outro elétron. Quando a impureza contém cinco elétrons na camada de valência, ela pode ser induzida a se mover facilmente devido à sua ligação fraca. Se o elemento utilizado na dopagem possui elétrons livres, é considerado uma junção tipo n; um exemplo de elemento usado neste tipo de junção é o fósforo.

2.3.1.1 Silício monocristalino (*m-Si*)

O silício monocristalino é um dos materiais semicondutores mais comuns usados na produção de painéis fotovoltaicos. Sua estrutura atômica é composta por átomos de silício dispostos em um padrão regular de rede cristalina, o que proporciona excelentes propriedades eletrônicas para a geração de energia fotovoltaica. Cada átomo de silício compartilha ligações covalentes com 4 átomos vizinhos, formando tetraedros que se ligam em sequência, resultando em uma estrutura altamente ordenada e homogênea, essencial para a eficiência do material na conversão da energia solar em eletricidade. Já o processo de produção do silício monocristalino envolve a purificação do silício bruto por meio do método Czochralski, que consiste no derretimento do silício em alta temperatura e resfriamento gradual para formar cristais monocristalinos de alta pureza, garantindo a eficiência e a durabilidade necessárias para a geração de energia solar.

2.3.1.2 Silício Policristalino

O silício policristalino é um material semicondutor composto por vários cristais de silício. Suas propriedades incluem uma estrutura cristalina que consiste em múltiplos grãos de silício, o que proporciona uma maior eficiência na geração de eletricidade a partir da luz solar. Além disso, o silício policristalino possui uma composição química de alta pureza, o que o torna ideal para a fabricação de painéis fotovoltaicos.

2.3.1.3 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico se refere à movimentação dos elétrons decorrente da absorção de fótons com energia superior a um nível específico. Os fótons carregam um determinado nível de energia que é transferido para os elétrons na superfície do material. Os elétrons que possuem energia suficiente para se desvincular do átomo são conduzidos como corrente elétrica.

A célula fotovoltaica é formada por uma pequena camada de junção p-n, que representa a interface entre camadas adjacentes de semicondutores tipo-p e tipo-n em contato. Quando essa junção é exposta a fótons, a energia contida neles é transferida para elétrons adicionais, ocasionando uma movimentação desses elétrons para um nível de energia superior. O excesso de energia fornecida pelos fótons gera calor na estrutura cristalina da célula.

Quando os elétrons estão excitados, eles podem se mover para átomos adjacentes, criando espaços vazios. Esses espaços vazios podem agir como elétrons, deslocando-se para preencher as lacunas deixadas por elétrons que se afastaram. O campo elétrico gerado pela junção p-n impede que elétrons e espaços vazios se recombinem imediatamente, permitindo que essa recombinação ocorra de maneira controlada e apenas após a realização de trabalho útil. Os elétrons são repelidos pela camada tipo-p, enquanto os espaços vazios são repelidos pela camada tipo-n, gerando uma diferença de potencial entre a parte superior e a parte inferior da célula. Isso é fundamental para o funcionamento eficiente dos dispositivos semicondutores. A figura 14 mostra a estrutura do painel fotovoltaico.

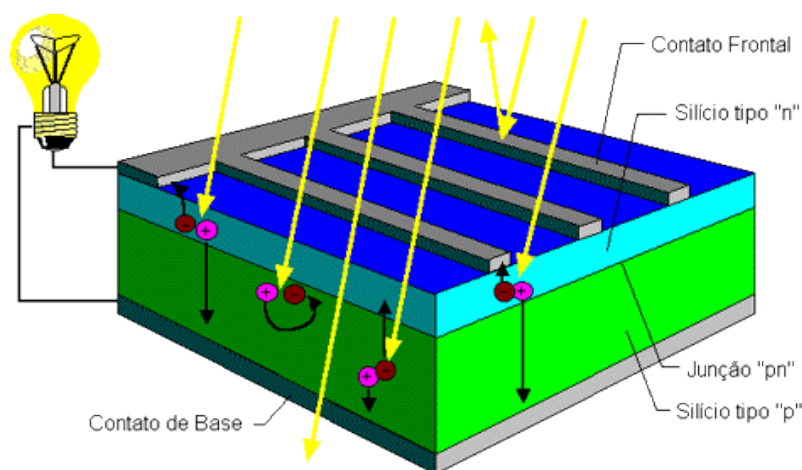


Figura 14 - Estrutura do painel fotovoltaico

Fonte: CRESESB, 2008

2.3.1.4 Curva de Corrente x Tensão (IxV)

Uma das características fundamentais fornecidas pelos fabricantes de painéis fotovoltaicos é a curva corrente-tensão (IxV), que apresenta todos os pontos críticos de tensão e corrente de operação do módulo fotovoltaico para um determinado painel, considerando uma temperatura específica e a incidência de radiação solar. Essa curva é essencial para a análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Um exemplo representativo dessa curva está na figura 15, que permite compreender melhor como os módulos se comportam sob diferentes condições operacionais.

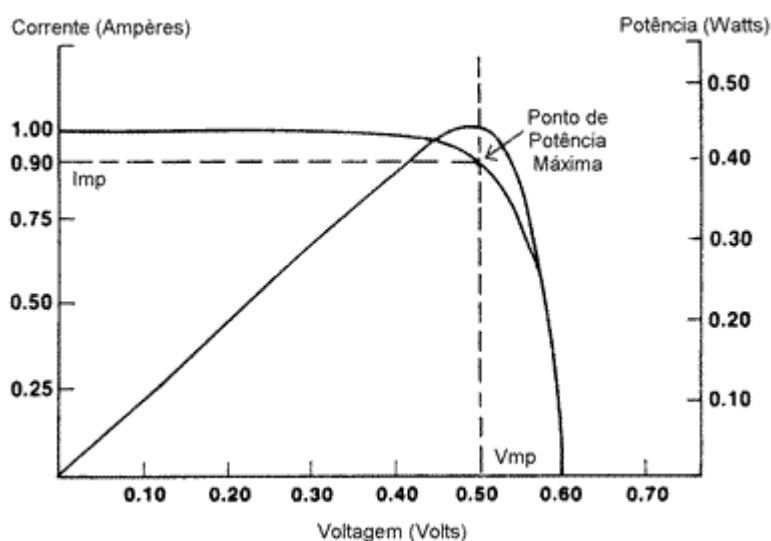


Figura 15 - Curva característica IxV e PxV de um módulo fotovoltaico

Fonte: CRESESB, 2008

1. Corrente de curto-circuito (I_{sc}):

Usada para definir a corrente máxima de projeto dos módulos, esta é obtida na condição de curto-circuito, logo não possui tensão e potência na saída.

2. Corrente no ponto de máxima potência (I_{mp}):

Corrente que o módulo fornece quando está operando em máxima potência.

3. Ponto de máxima potência (P_{mp}):

Obtido quando o módulo produz o máximo de potência na saída. Este ponto é encontrado na curva onde a intersecção entre os pontos de corrente de curto-circuito e de circuito aberto quando o circuito possui uma resistência finita.

4. Tensão no ponto de máxima potência (V_{mp}):

Tensão, no qual está o módulo fornece quando está operando em máxima potência.

5. Tensão de circuito aberto (V_{oc}):

É a tensão máxima que um painel fotovoltaico pode gerar, medida em um circuito aberto. Nessas condições, a corrente de saída do módulo é igual a 0 Amperes (A) e, por conseguinte, a potência gerada também é nula.

2.3.1.5 Tipos de Ligação Entre os Painéis Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos podem ser ligados em série ou paralelo sendo fundamental para a instalação. A ligação em série é utilizada para aumentar a voltagem total do sistema, o que é especialmente útil quando se deseja alimentar cargas que demandam uma voltagem mais elevada. Nessa configuração, a corrente permanece constante em todos os painéis, enquanto a voltagem é somada. A figura 16 ilustra essa ligação.

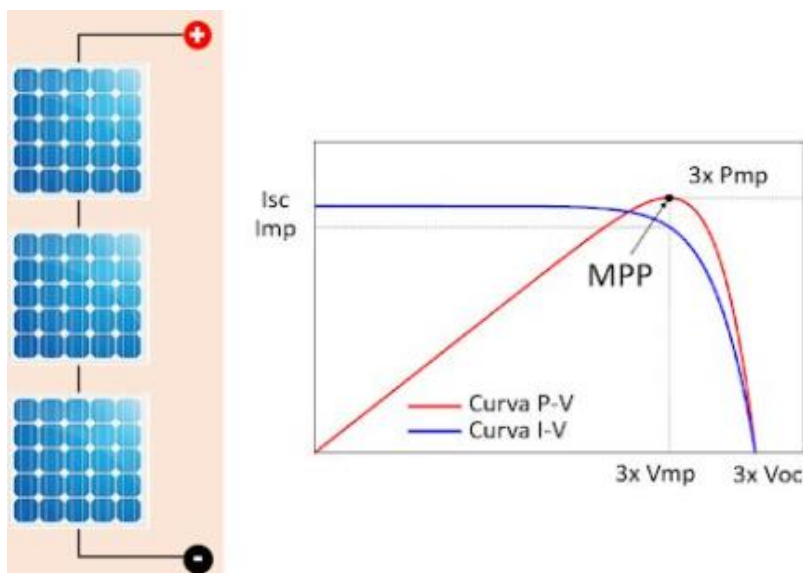


Figura 16 – Ligação em Série dos Painéis Fotovoltaicos e sua respectiva curva

Fonte: Canal Solar

A ligação em paralelo, por sua vez, é empregada para aumentar a corrente do sistema, o que é vantajoso para alimentar cargas que demandam uma corrente mais elevada. Nessa configuração, a voltagem permanece constante em todos os painéis, enquanto a corrente é somada. A figura 17 ilustra esta ligação.

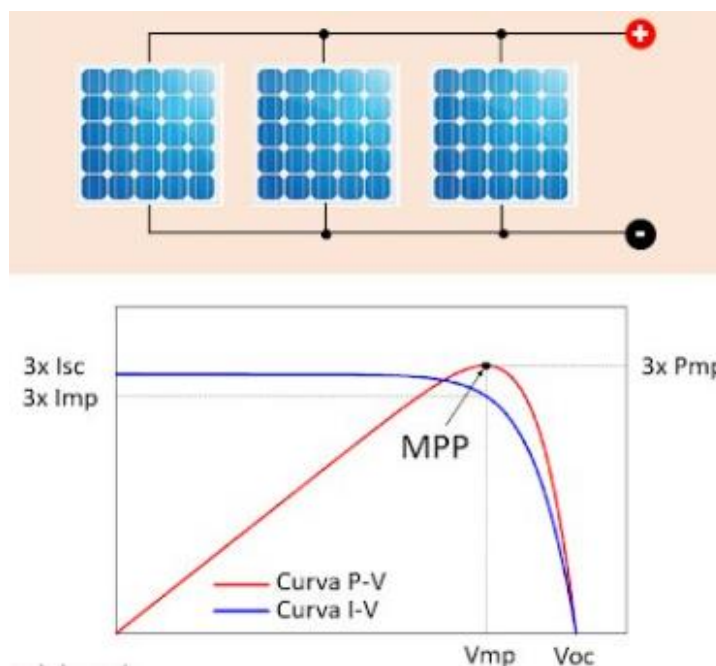


Figura 17 - Ligação em Paralelo dos Painéis Fotovoltaicos e sua respectiva curva

Fonte: Canal Solar

Já a ligação série-paralelo, garante uma segurança para o sistema, pois com o aumento da tensão, há também o aumento da corrente, melhorando a eficiência do sistema, como mostra a figura 18.

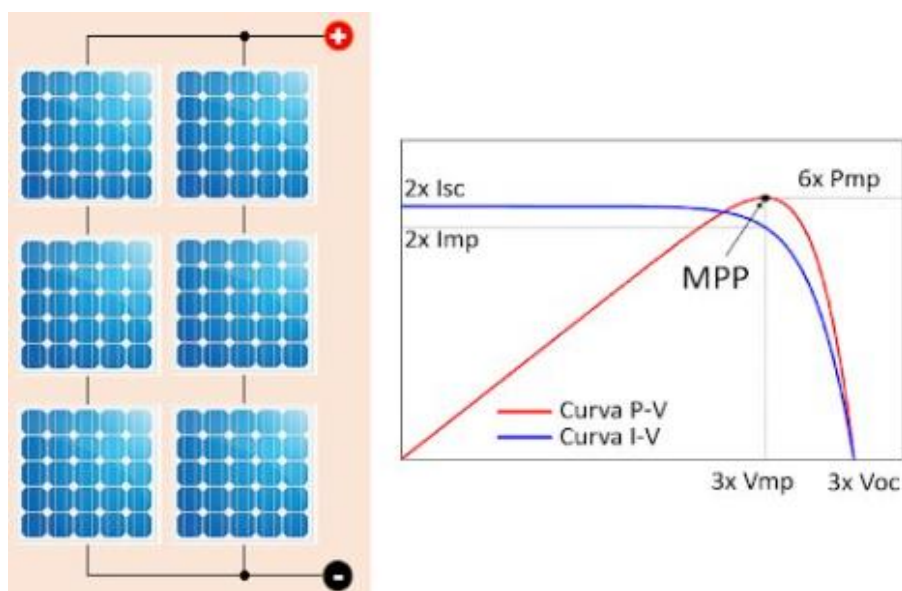


Figura 18 - Ligação Série-Paralelo dos Painéis Fotovoltaicos e sua respectiva curva

Fonte: Canal Solar

2.3.1.6 Características dos Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico possui especificações técnicas, quanto as dimensões, peso e dados de desempenho. Na folha de dados técnicos (*datasheet*) fornecido pelo fabricante, constam as informações das Condições Padrão de Ensaio (*STC – Standard Teste Condition*) e Condições de Temperatura Nominal de Operação da Célula (*NOCT – Nominal Operating Cell Temperature*), também conhecido como Temperatura de Operação Nominal do Módulo (*NMOT – Nominal Module Opereting Temperature*). A figura 19 mostra um exemplo de um datasheet de módulo fotovoltaico.

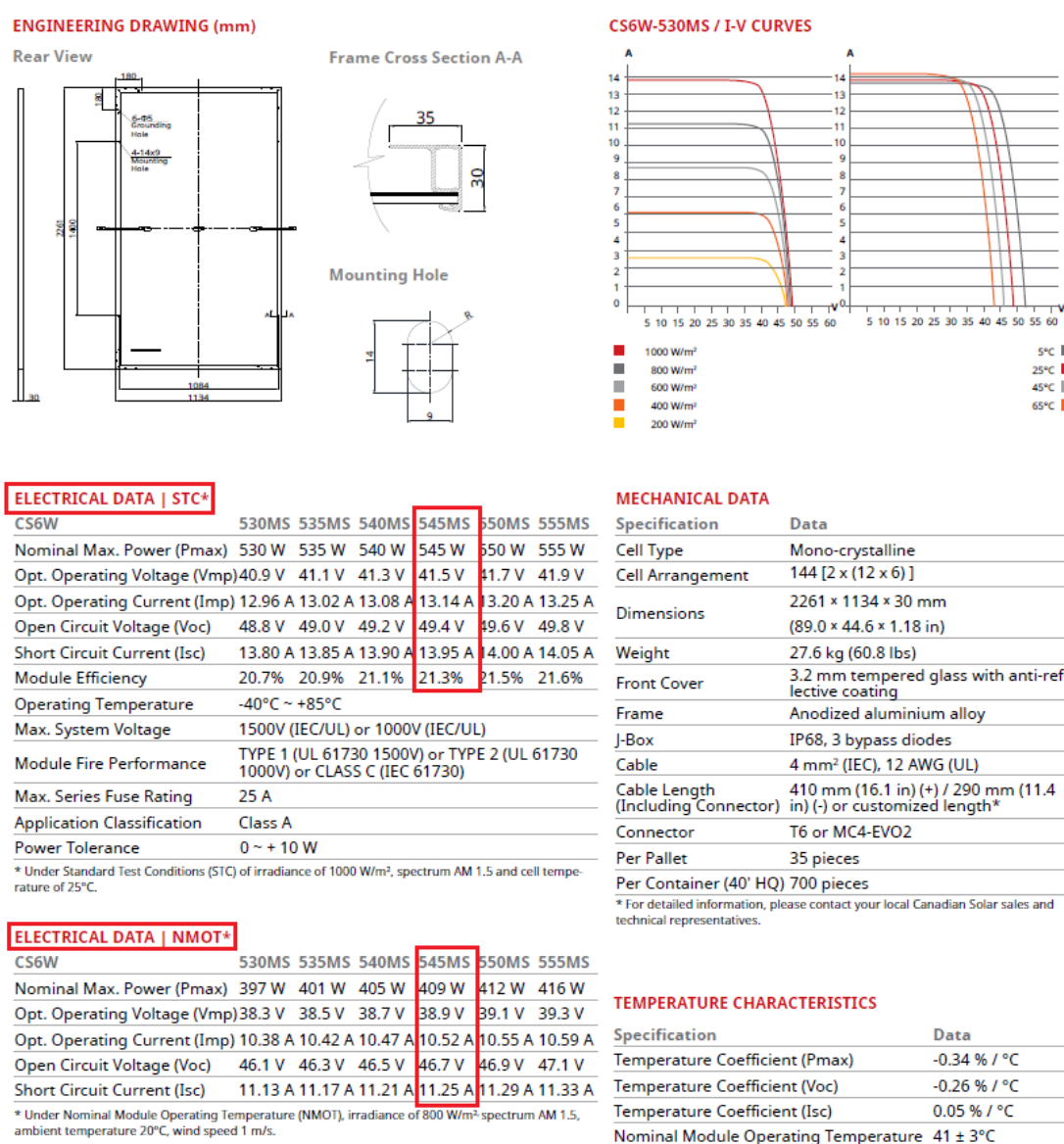


Figura 19 - Datasheet do Módulo Fotovoltaico CS6W-545MS

Fonte: Canadian Solar

O STC são parâmetros utilizados para avaliar o desempenho de módulos fotovoltaicos em condições ideais. Estas condições, são definidas com uma irradiação solar de 1000 W/m^2 , uma temperatura de célula de 25°C e uma massa de ar de 1.5. Esses parâmetros são especificados para padronizar as condições em que um módulo fotovoltaico deve ser testado e classificado.

A irradiação solar de 1000 W/m^2 corresponde à quantidade de radiação solar recebida em uma superfície plana perpendicular à direção dos raios solares sob condições atmosféricas específicas. Esta tem influência direta no desempenho dos módulos fotovoltaicos pois, com o aumento da irradiação, há um aumento proporcional na geração de energia. Já temperatura também exerce um impacto significativo nos módulos fotovoltaicos. Caso haja aumento da temperatura, há uma redução na eficiência do módulo, levando a uma diminuição na produção de energia. A figura 20 ilustra as características citadas acima.

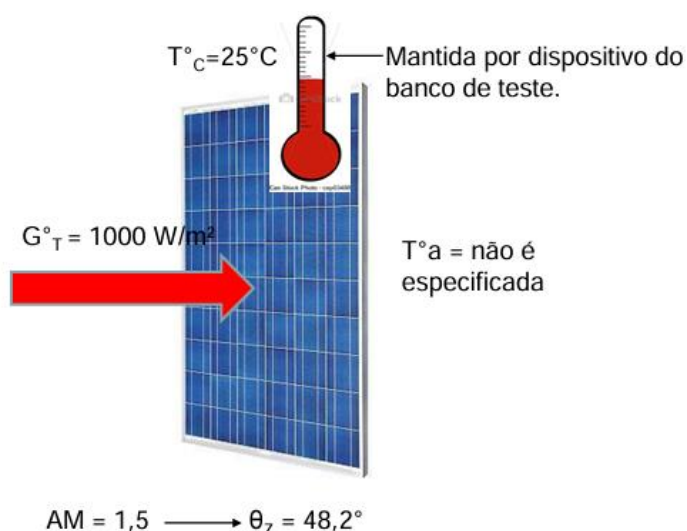


Figura 20 - Condições Padrão de Ensaio (STC)

Fonte: Prof. Dr. Claudio R. F. Pacheco, 2023

O NOCT ou NMOT desempenha um papel crucial na avaliação do desempenho de dispositivos, especialmente em sistemas fotovoltaicos. Ao estabelecer as condições de temperatura para operação nominal, é possível determinar com precisão como um dispositivo irá operar em condições do mundo real. Isso é essencial para garantir a eficiência e durabilidade de equipamentos. Há diversos fatores que influenciam no NOCT, tais como, a radiação solar incidente, a velocidade do vento, a resistência térmica do módulo fotovoltaico e a temperatura ambiente. A radiação solar incidente impacta diretamente na temperatura do módulo, assim como a velocidade do vento, que pode resfriar a superfície do módulo. Além disso, a resistência térmica do

módulo tem um papel crucial na dissipação do calor gerado pelo funcionamento do sistema. A temperatura ambiente também influencia a NOCT, sendo mais elevada em regiões de clima quente. A figura 21 ilustra as informações mencionadas.

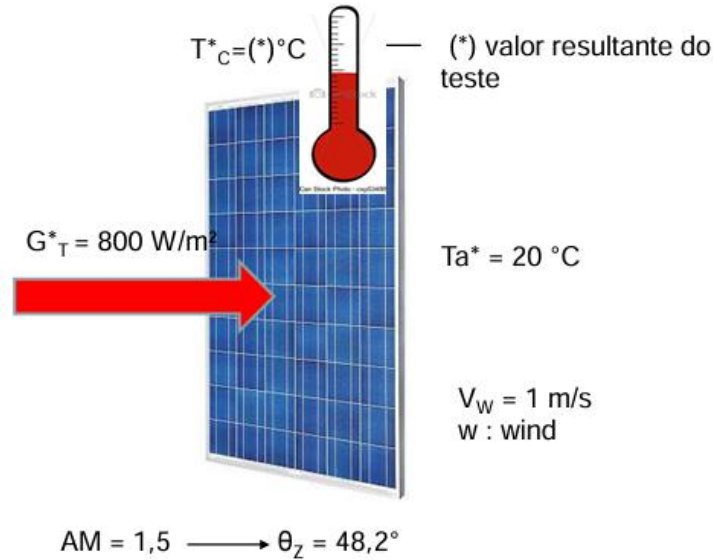


Figura 21 – Características da Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT)

Fonte: Prof. Dr. Claudio R. F. Pacheco, 2023

Os painéis solares nem sempre estão operando em condições nominais. Portanto, equações são usadas para calcular os parâmetros elétricos e de temperatura da célula para as condições reais de operação. Devemos através da equação 26 calcular a temperatura de operação da célula (T_c).

$$T_c = T_a + \frac{G_t}{800} (T_{noc} - 20) \cdot 0,9$$

(26)

Onde:

T_a : Temperatura média;

G_t : Irradiação solar média;

T_{noc} : Temperatura operacional nominal da célula;

É preciso também determinar a potência máxima do painel (P_{mp}) através da equação 27.

$$P_{mp} = P_{mp}^o \frac{G_t}{G_{ref}} [1 + \gamma_{mp} (T_c - T_{ref})]$$

(27)

Onde:

P_{mp} : Potência máxima nominal do painel na condição STC;

G_{ref} : Irradiação de referência nas condições STC;

γ_{mp} : Coeficiente de temperatura na condição de máxima potência;

T_{ref} : Temperatura de referência nas condições STC;

2.3.1.7 Determinando o número de painéis fotovoltaicos

Para determinar o número de painéis podemos seguir duas vertentes. Um método para se encontrar o número de painéis obedece a equação 28.

$$N = \frac{E_{REDE(dia)}}{P_{mp}^o \times HSP \times TD}$$

(28)

Onde:

$E_{REDE(dia)}$: Energia diária disponibilizada;

HSP : Horas de Sol Pleno;

TD : Taxa de Desempenho;

Saber as horas de sol pleno é uma das informações mais importantes, pois é ela que permitirá saber qual é o potencial de geração de uma determinada localidade. O conceito de HSP refere-se ao período em que a radiação solar atinge a uma determinada superfície. A Hora de Sol Pleno é calculada a partir da divisão da irradiação de determinado local (kWh/m^2) pelo valor de $1000 W/m^2$. As Horas de Sol Pleno pode ser definida pela equação 29.

$$HSP = \frac{H_T}{G_T}$$

(29)

A figura 22 ilustra o funcionamento das Horas de Sol Pleno.

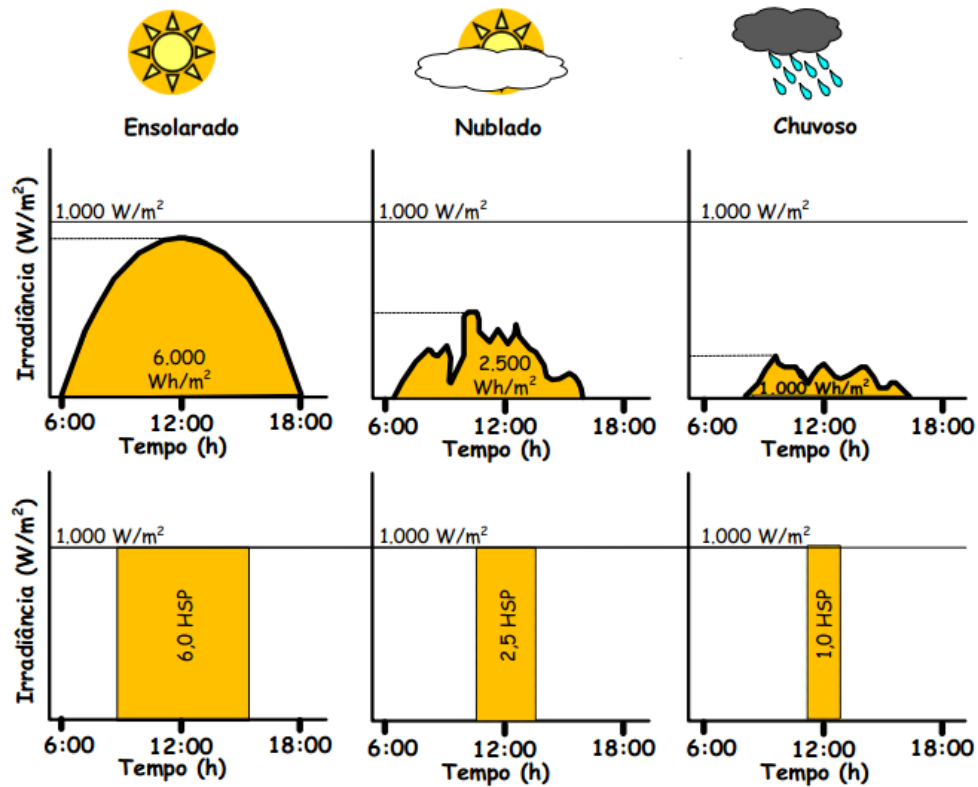


Figura 22 - Funcionamento das Horas de Sol Pleno (HSP)

Fonte: CRESESB, 2018

Já o valor de TD , adotamos conforme recomenda o CRESESB. Para o Brasil é recomendada a taxa de desempenho entre 0,7 e 0,8 pois leva-se em consideração o rendimento do inversor, temperatura de operação do painel fotovoltaico, perdas no cabeamento, sujidades e entre outros.

Para encontrar $E_{REDE(dia)}$, usamos a equação 30.

$$E_{REDE(dia)} = \frac{\text{Consumo Mensal Médio}}{30} \quad (30)$$

O outro método pode ser através da equação 30. relaciona a razão da (E_{GFV}), pelo produto do rendimento do seguimento de ponto de máxima potência (η_{SPMP}), P_{mp} , HSP e TD^* . A equação 31 demonstra essa relação.

$$N = \frac{E_{GFV}}{\eta_{SPMP} \times P_{mp} \times HSP \times TD^*} \quad (31)$$

Onde:

E_{GFV} : Energia do Gerador Fotovoltaico;

η_{SPMP} : Rendimento do Seguimento de Ponto de Máxima Potência (valor adotado);

P_{mp} : Máxima Potência do Painel sob as condições de temperatura do local;

TD^* : Taxa de Desempenho considerando perdas de cabeamento, sujidades etc.

Para encontrar E_{GFV} usamos a expressão 32.

$$E_{GFV} = \frac{E_{REDE(dia)}}{\eta_{INV}} \quad (32)$$

Onde:

η_{INV} : Rendimento do inversor (valor adotado);

O TD^* pode ser encontrado através equação 33.

$$TD^* = TD \times \frac{P_{mp}^o}{P_{mp}} \times \frac{1}{\eta_{INV}} \times \frac{1}{\eta_{SPMP}} \quad (33)$$

2.3.2 String Box

A String Box é um componente essencial em sistemas fotovoltaicos, responsável por integrar e proteger as strings de painéis solares. Sua principal funcionalidade é garantir a segurança e o funcionamento adequado do sistema, uma vez que reúne os dispositivos de proteção contra surtos, fusíveis e disjuntores. Além disso, a String Box permite a realização de medidas de monitoramento e controle, facilitando a identificação de possíveis falhas ou anomalias no sistema fotovoltaico.

O conceito da String Box envolve a centralização dos componentes de proteção e monitoramento das strings, tornando-se uma solução prática e eficiente para sistemas fotovoltaicos. Suas aplicações abrangem desde instalações residenciais até grandes usinas solares, uma vez que atende às necessidades de segurança e desempenho em diferentes escalas. A String Box também pode ser customizada de

acordo com as especificidades do projeto, adaptando-se à potência e quantidade de strings do sistema fotovoltaico. A figura 22 ilustra a String Box.



Figura 23 - String Box

Fonte: Sol Fácil Blog

2.3.3 Inversores

Os inversores desempenham um papel essencial no sistema fotovoltaico on-grid, pois são responsáveis por converter a corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, que é compatível com a rede elétrica. Além disso, os inversores também monitoram o desempenho do sistema e otimizam a produção de energia, garantindo a máxima eficiência e a qualidade da energia produzida, sendo responsável para a integração da energia solar na rede elétrica, garantindo a sincronização e a estabilidade do sistema. A figura 23 exemplifica um inversor de sistema fotovoltaico.



Figura 24 - Inversor Fotovoltaico

Fonte: Canadian Solar

Assim como os datasheets dos módulos fotovoltaicos, os inversores também apresentam valores de dimensões e peso. Adicional a isso apresentam também valores de máxima potência, máxima tensão de corrente contínua (CC), número de MPPTs, máxima corrente de entrada (I_{mp}) e curto-circuito (I_{sc}), potência nominal de saída, máxima potência da saída (CA) tensão e corrente de saída, eficiência, fator de potência etc. A figura 24 mostra um exemplo de um datasheet com os principais dados de um inversor de strings.

MODEL NAME	CSI-75K-T40001-E	CSI-100K-T4001A-E	CSI-100K-T4001B-E	CSI-110K-T4001A-E	CSI-110K-T4001B-E	CSI-120K-T4001A-E	CSI-120K-T4001B-E
INPUT (DC)							
Max. Input Voltage				1100 V _{DC}			
Start-up DC Input Voltage				195 V _{DC}			
Rated Input Voltage				600 V _{DC}			
MPPT Voltage Range				200 - 1000 V _{DC}			
Max. String Input No.	12	12	18	12	18	12	18
MPPT No.	6	6	9	6	9	6	9
Max. Input Current	6 x 40 A	6 x 40 A	9 x 32 A	6 x 40 A	9 x 32 A	6 x 40 A	9 x 32 A
Max. DC short-circuit current	6 x 50 A	6 x 50 A	9 x 40 A	6 x 50 A	9 x 40 A	6 x 50 A	9 x 40 A
OUTPUT (AC)							
Rated AC Output Power	75 kW	100 kW	100 kW	110 kW	110 kW	120 kW	120 kW
Max. AC Output Power (Apparent)	75 kVA	100 kVA	100 kVA	110 kVA	110 kVA	120 kVA	120 kVA
Rated Output Voltage				380 / 400 V _{AC}			
Grid Connection Type				3 L / N / PE			
Max Output Current	114 A	152 A	152 A	167.1 A	167.1 A	182.3 A	182.3 A
Rated Output Frequency				50 / 60 Hz			
THDi				< 3 %			
Power Factor				0.8 leading ... 0.8 lagging			
Zero Export Solution				Supported			
EFFICIENCY							
Max. Efficiency				98.5 %			
EU Efficiency				98.1 %			
ENVIRONMENT							
Protection Degree				IP66			
Cooling				Intelligent Fan Cooling			
Operating Temperature Range				-30 °C to +60 °C			
Operating Humidity				0 - 100 % Non-condensing			
Operating Altitude				4000 m (> 3000 m derating)			
PROTECTION							
DC Switch				Yes			
Anti-Islanding Protection				Yes			
DC Reverse-Polarity Protection				Yes			
DC Insulation Resistance Detection				Yes			
Residual Current Monitoring				Yes			
String Monitoring				Yes			
AC Output Over Current Protection				Yes			
AC Short Circuit Protection				Yes			
Grid Monitoring				Yes			
AFCI				Optional			
Anti-PID Module				Optional			

Figura 25 - Datasheet de Inversor de Strings CSI-100K-T4001A-E

Fonte: Canadian Solar

Para garantir que o inversor tenha um funcionamento adequado, é necessário calcular a potência do gerador fotovoltaico (P_{pGFV}) e o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) como mostram as equações 34 e 35 respectivamente.

$$P_{pGFV} = N \times P_{mp}$$

(34)

Onde:

N : Quantidade de módulos fotovoltaicos;

$$FDI = P_{invCA} / P_{pGFV}$$

(35)

Onde:

P_{invCA} : Potência do Inversor;

2.4 Produtividade Anual do Gerador Fotovoltaico

O conceito de FDI está atrelado ao conceito de Produtividade Anual do Gerador Fotovoltaico (Y_F). Este refere-se à quantidade total de energia elétrica gerada pelo sistema ao longo de um ano. A produtividade anual é expressa em quilowatt-hora por quilowatt-pico (kWh/kWp) e é uma métrica crucial para dimensionar adequadamente o sistema e estimar sua capacidade de suprir a demanda energética do local. Segundo Zilles a produtividade anual do gerador fotovoltaico está em função do fator de dimensionamento do inversor e a maior produtividade encontra-se justamente quando o FDI está compreendido entre 0,6 e 0,9. Alguns fabricantes limitam como limite superior do FDI em 1,05. A figura 24, mostra a produtividade anual em função FDI.

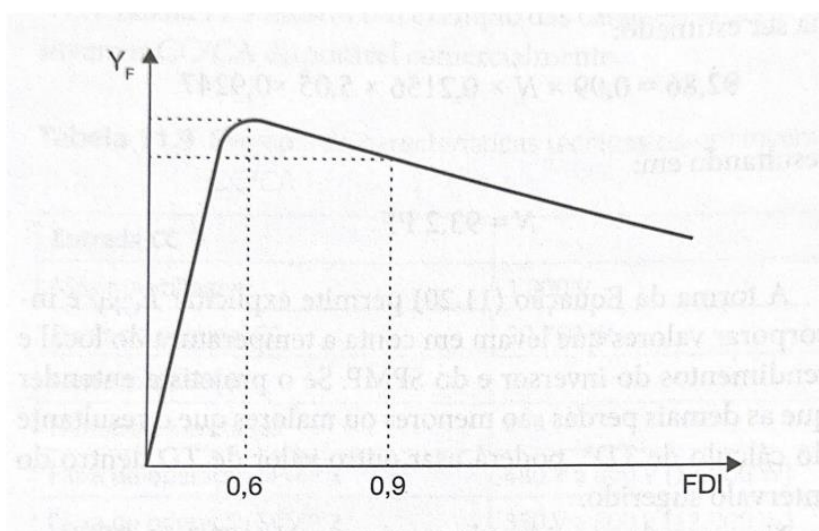


Figura 26 - Influência do FDI em Y_F

Fonte: Energias Renováveis Geração, Geração Distribuída e Eficiência Energética, 2ª Edição

2.5 Legislação – LEI 14.300/2022

A lei que regulamenta as instalações de micro e minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica no Brasil é a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Esta lei institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

Alguns conceitos importantes abordados nesta lei são:

1- Autoconsumo remoto: é definido como unidades consumidoras pertencentes à mesma Pessoa Jurídica, incluindo matriz e filial, ou Pessoa Física que possuem sistemas de microgeração ou minigeração distribuída instalados em locais diferentes das unidades consumidoras. Dentro da mesma área de concessão ou permissão, a energia excedente gerada por esses sistemas pode ser compensada por outras unidades consumidoras.

Em resumo, essa modalidade permite que tanto pessoas físicas quanto jurídicas instalem sistemas de geração de energia fotovoltaica em um local específico e compartilhem o crédito de energia gerada com outras unidades consumidoras que estejam sob a mesma titularidade e localizadas na mesma área de concessão.

2- Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): Permite que a unidade consumidora injete energia elétrica na rede da distribuidora através de micro ou minigeração. A energia elétrica injetada é compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia. Os créditos de energia elétrica não utilizados no mesmo ciclo de faturamento podem ser utilizados em ciclos subsequentes, vendidos para a concessionária ou utilizados para compensar outra unidade consumidora sob o mesmo CPF ou CNPJ e dentro da mesma área de concessão.

Microgeração distribuída: Refere-se a uma central geradora de energia elétrica com potência instalada em corrente alternada igual ou inferior a 75 kW. A energia deve ser produzida através de cogeração qualificada ou fontes renováveis e conectada à rede de distribuição de energia.

Minigeração distribuída: Difere da microgeração pela potência instalada maior. Para fontes despacháveis, a potência pode variar de 75 kW até menos de 5 MW. Para fontes não despacháveis, a potência instalada deve ser menor do que 3 MW.

3 METODOLOGIA

Contendo as coordenadas geográficas do local foram executados os seguintes passos:

- 1- Através de consulta ao CRESEB, obtenção da irradiação solar sobre o plano horizontal.
- 2- Coleta de dados climatológicos do local de estudo.
- 3- Identificação de possíveis áreas que possa ocorrer sombreamento sendo potencialmente prejudicial à produção de energia.
- 4- Cálculo da quantidade de painéis a serem instalados.
- 5- Dimensionamento do sistema fotovoltaico;
 - 5.1- Cálculo da tensão, corrente e potência do sistema.
 - 5.2- Escolha dos inversores.
 - 5.3- Definição das strings.
- 6- Análise da viabilidade econômica.
 - 6.1- Levantamento dos custos de CAPEX, OPEX e manutenção.
 - 6.2- Levantamento da adequação da entrada de energia.
 - 6.3- Cálculo tarifário estimado para um período de 25 anos.
 - 6.4- Cálculo do Payback Simples, Payback Descontado, VPL, TMA e TIR.

4 VIABILIDADE TÉCNICA

4.1 Dados Solarimétricos do local

Primeiramente, foi verificada as coordenadas geográficas do local, conforme é mostrado na figura 27.



Figura 27 - Coordenadas geográficas da estação Suzano

Fonte: Google Earth

Obtida a latitude $\phi = -23^{\circ}32'S$ e $L = 46^{\circ}18'W$, foi consultado os dados solarimétricos do local, como pode ser observado na figura 28.

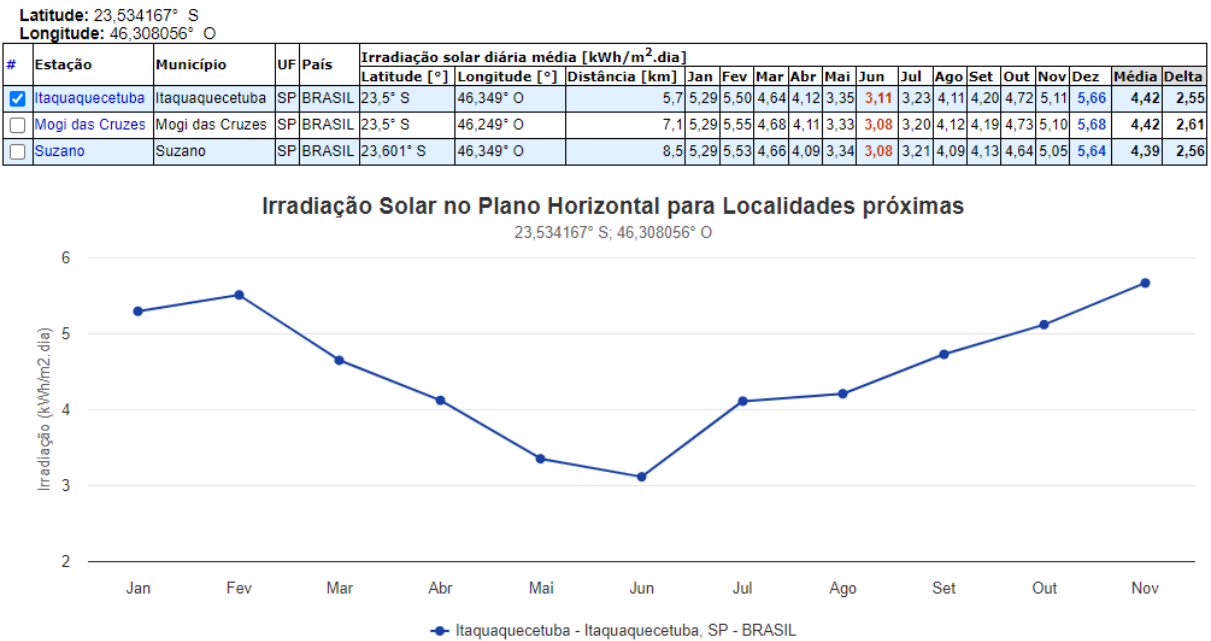


Figura 28 - Dados Solarimétricos das Estações Próximas ao Local de Estudo

Fonte: CRESESB, 2024

A estação do CRESESB mais próxima do local de estudo é a estação instalada em Itaquaquetuba, localizada a 5,7 km de distância. Para desenvolvimento dos cálculos usaremos os dados obtidos por esta estação, conforme é mostrado na figura 29.

Estação: Itaquaquetuba
Município: Itaquaquetuba, SP - BRASIL
Latitude: 23,5° S
Longitude: 46,349° O
Distância do ponto de ref. (23,534167° S; 46,308056° O): 5,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,29	5,50	4,64	4,12	3,35	3,11	3,23	4,11	4,20	4,72	5,11	5,66	4,42	2,55
✓	Ângulo igual a latitude	24° N	4,78	5,24	4,77	4,66	4,13	4,04	4,10	4,87	4,46	4,60	4,68	5,03	4,61	1,20
✓	Maior média anual	20° N	4,90	5,33	4,79	4,61	4,03	3,92	3,99	4,78	4,46	4,66	4,79	5,17	4,62	1,41
✓	Maior mínimo mensal	35° N	4,38	4,91	4,63	4,72	4,31	4,29	4,32	5,01	4,40	4,37	4,32	4,56	4,52	,72

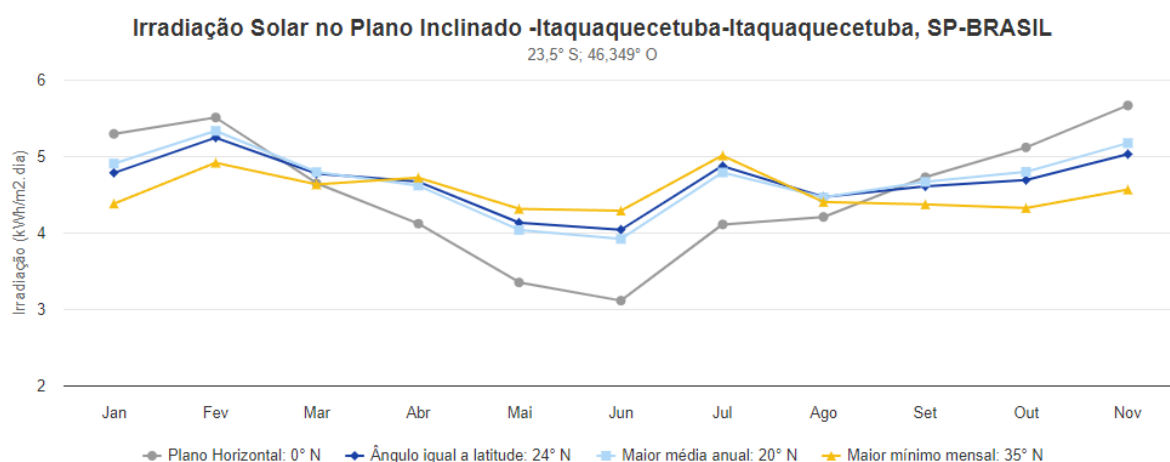


Figura 29 - Dados Solarimétricos da Estação do CRESESB em Itaquaquetuba

Fonte: CRESESB, 2024

A irradiação média sobre o plano horizontal ($\bar{H}$) é de 4,42 kWh/m². Enquanto, a maior irradiação sobre o plano horizontal é de 5,66 kWh/m², no mês de dezembro. Já no plano inclinado (HT), o ângulo com melhor inclinação é de 20° N, obtendo-se no mês de fevereiro a maior irradiação entre os 12 meses de 5,33 kWh/m² e uma irradiação média ($\overline{HT}$) de 4,62 kWh/m².

Utilizando a latitude do local e a tabela 1, podemos definir para cada mês do ano, a declinação solar (δ), ângulo horário do pôr do sol (ω_s), e a duração da insolação em horas para o dia médio (N), através das equações 2, 8 e 9 respectivamente. Os valores podem ser observados na tabela 2.

Tabela 2 - Dados de Declinação Solar, Ângulo do Pôr do Sol e Horas de Insolação para o Dia médio de Cada Mês

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
δ (°)	-20,92	-12,95	-2,42	9,41	18,79	23,09	21,18	13,45	22,75	22,59	-18,91	-23,05
ω_s (°)	99,58	95,75	91,05	85,86	81,48	79,30	80,28	84,02	79,48	79,56	98,58	100,68
N (h)	13,28	12,77	12,14	11,45	10,86	10,57	10,70	11,20	10,60	10,61	13,14	13,42

Se somarmos todos os valores de valores de N e dividirmos pela quantidade, obteremos a insolação média anual de 11,74 horas, ou seja, aproximadamente 11h e 45 min.

4.2 Dados Climatológicos do Local

Para desenvolvimento do projeto, foi necessário realizar o levantamento das temperaturas da cidade de Suzano. A figura 30 mostra as temperaturas médias durante o ano.

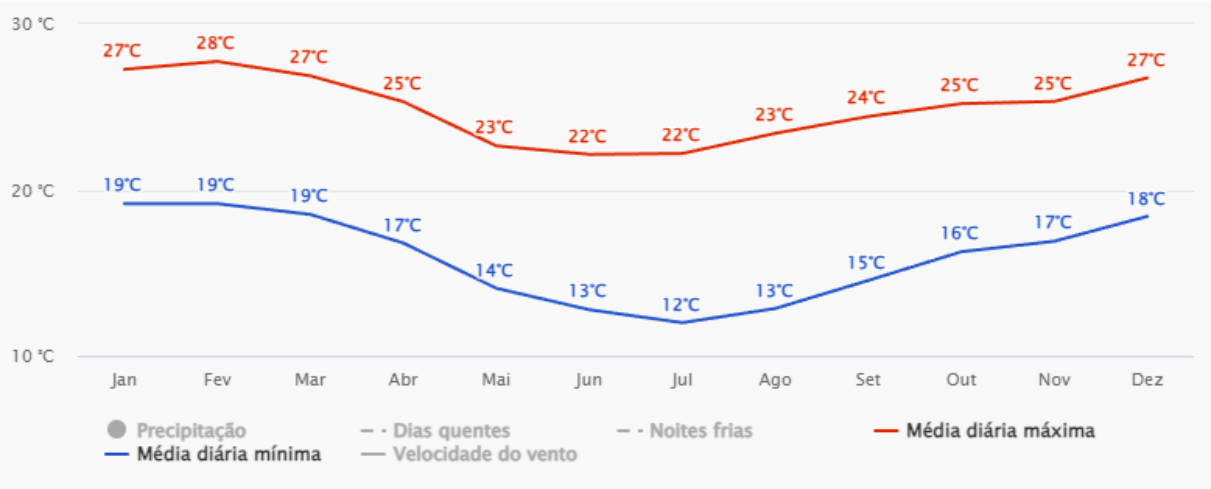


Figura 30 - Temperaturas máximas e mínimas médias durante o ano
Fonte: Meteoblue, 2024

A Tabela 3, exibe os valores máximos médios, mínimos médios de temperatura bem como a temperatura média mensal e anual.

Tabela 3 - Temperaturas máximas e mínimas médias durante o ano

Temperatura (°C)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA ANUAL
Máxima Média	27	28	27	25	23	22	22	23	24	25	25	27	24,8
Média	23	23	22	21	18	17	16	17	18	20	21	22	19,8
Mínima Média	19	19	19	17	14	13	12	13	15	16	17	18	16,0

Fonte: Weather Spark, 2024 (Adaptado pelo autor)

A temperatura média mais alta para Suzano ocorre no mês de fevereiro, chegando aos 28°C, enquanto a temperatura média anual é de 24,8°C. Já a temperatura mínima média ocorre em julho, com 12°C. A temperatura média anual é de 19,8°C.

4.3 Sombreamento

4.3.1 Sombreamento Entre Edificações

A estação possui uma torre onde está localizada a caixa d'água. Esta por sua vez, é mais alta que o telhado da estação. Porém, não terá interferência de sombreamento para o local planejado a serem instalados os painéis fotovoltaicos, uma vez que a torre mencionada está ao sul da estação. A figura 31 mostra a estrutura da estação.

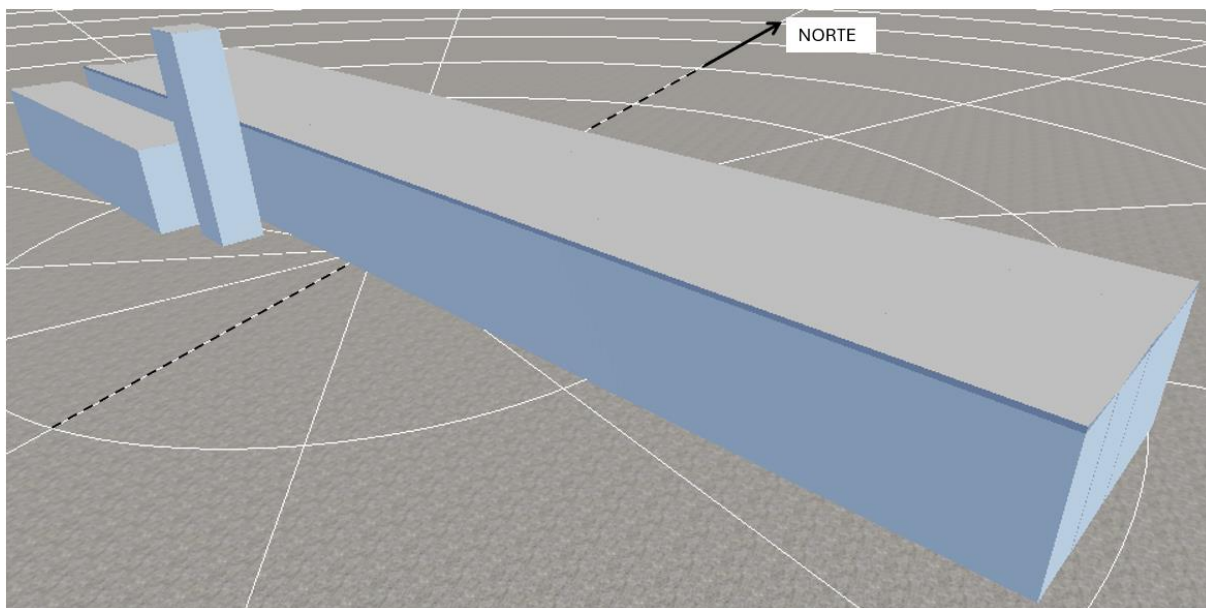


Figura 31 - Estrutura Gráfica Computacional da Estação Suzano

4.3.2 Orientação dos Painéis Fotovoltaicos

O telhado da estação possui uma pequena inclinação para escoamento de água da chuva. A figura 32 esboça essa inclinação.

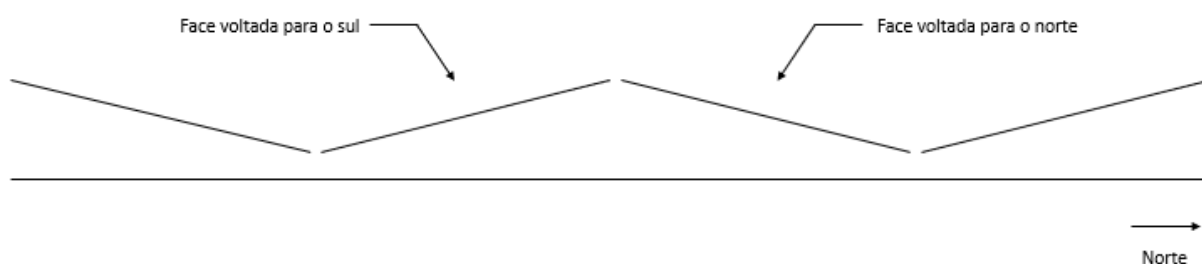


Figura 32 - Croqui da inclinação do telhado da Estação Suzano

O telhado é dividido em 4 partes com inclinação angular α de $3,6^\circ$, sendo duas partes voltadas para o norte e as outras duas para o sul. Visando uma melhor produção de energia, adotou-se colocar calços para que o painel possua um ângulo β de 20° . Este é o ângulo com maior média anual de irradiação solar. Esta

inclinação também auxilia no escoamento da água pluvial. Os painéis que serão instalados no telhado voltado para o sul, precisarão de calços maiores para que fique na mesma orientação que o painéis lado norte. A figura 33 exemplifica o modo de instalação dos painéis.

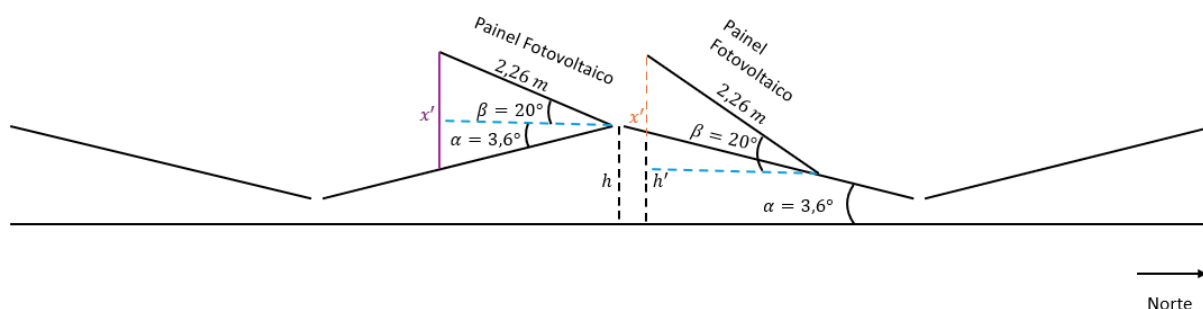


Figura 33 - Croqui do telhado com representações angulares e Painel Fotovoltaico

Para cálculo dos calços, através do datasheet (figura 19), sabemos que o painel tem um comprimento de aproximadamente 2,26 m. Então para o telhado lado norte:

$$\operatorname{sen} \alpha = \frac{h}{2,26} \rightarrow h = 2,26 \times \operatorname{sen} (3,6^\circ) \rightarrow h = 0,14 \text{ m}$$

Para o ângulo β :

$$h' = 2,26 \times \operatorname{sen} (20^\circ) \rightarrow h' = 0,77 \text{ m}$$

Determinados h e h' , podemos encontrar a altura do calço x' .

$$x' = h' - h \rightarrow x' = 0,77 - 0,14 \rightarrow x' = 0,63 \text{ m}$$

Portanto, se faz necessária a instalação de calços de 0,63 m para o telhado com a face voltada para o norte.

Para a face sul, como precisamos compensar a declive, o valor do calço resulta na soma da altura h' com a altura x' , Logo:

$$x'' = h' + x \rightarrow x'' = 0,77 + 0,14 \rightarrow x' = 0,91 \text{ m}$$

Portanto para o lado sul o calço a ser colocado é de 0,91 m.

4.3.3 Distância mínima entre os módulos fotovoltaicos

É importante calcular a distância entre os painéis para que em determinadas épocas do ano um painel não ocasione sombra em um outro painel. Para isso, foram realizados cálculos para o solstício de inverno (21 de junho) onde as sombras são mais longas e no solstício de verão (21 de dezembro) onde as sombras são mais curtas. Além disso, foi utilizado para os cálculos três horários solares, sendo eles, HS = 9h, HS na passagem meridiana (12h) e HS = 15h.

4.3.3.1 Distância mínima entre os módulos fotovoltaicos (telhado face norte)

Solstício de Inverno (21 de junho) às 9 horas solar

Como vimos, A latitude (ϕ) é de $-23^{\circ}32'$. Para início dos cálculos é importante transformar os minutos em decimal de grau. Para isso dividimos os minutos por 60. Logo a latitude é de $-23,53^{\circ}$.

Através da equação 1 calculamos o dia do ano n , aplicando-se a correção de hora.

$$n = Dia + (Mês - 1) \times 30 + Cor$$

$$n = Dia + (Mês - 1) \times 30 + Int\left(\left(\frac{Mês}{2}\right) - 2\right)$$

$$n = 21 + (6 - 1) \times 30 + Int\left(\left(\frac{6}{2}\right) - 2\right)$$

$$n = 172$$

Encontrado o dia do ano, calculamos a Declinação Solar através da equação 2.

$$\delta = 23.45 \times \sin\left(\frac{360}{365} \times (284 + n)\right)$$

$$\delta = 23.45 \times \sin(0,986 \times (284 + 172))$$

$$\delta = 23.45^{\circ}$$

É possível calcular o ângulo horário para HS = 9h

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

$$\omega = (9 - 12) \times 15$$

$$\omega = -45^{\circ}$$

Cálculo do ângulo Zenital (θ_z), conforme a equação 10.

$$\begin{aligned}\cos(\theta_z) &= [\text{sen}(\delta) \times \text{sen}(\phi)] + [\cos(\delta) \times \cos(\omega)] \\ \cos(\theta_z) &= [\text{sen}(23,45^\circ) \times \text{sen}(-23,53^\circ)] + [\cos(23,45^\circ) \times \cos(-45^\circ)] \\ \cos(\theta_z) &= 0,4359 \\ \theta_z &= 64,16^\circ\end{aligned}$$

Cálculo do Azimute Solar, conforme equação 11.

$$\begin{aligned}\gamma_s &= \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \times \text{sen} \phi - \text{sen} \delta}{\text{sen} \theta_z \times \cos \phi} \right) \\ \gamma_s &= \cos^{-1} \left(\frac{\cos(64,16^\circ) \times \text{sen}(-23,53^\circ) - \text{sen}(23,45^\circ)}{\text{sen}(64,16^\circ) \times \cos(-23,53^\circ)} \right) \\ \gamma_s &= 133,88^\circ\end{aligned}$$

Precisamos convencionar o sinal de ω para γ_s . Portanto:

$$\gamma_s = -133,88^\circ$$

Obtido esses valores e através de trigonometria, podemos calcular a distância mínima X, conforme mostra a figura 34.

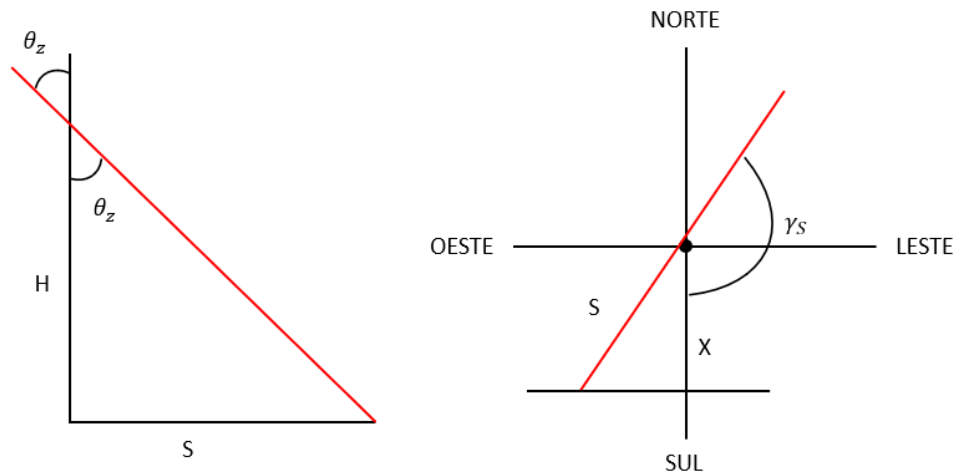


Figura 34 - Exemplificação da distância S e a distância mínima X

S é o comprimento da sombra e X é a distância mínima norte-sul.

Sabendo-se a altura do calço (H) de 0,63 m, podemos encontrar a distância S:

$$\text{tg}(\theta_z) = \frac{S}{H}$$

$$S = H \times tg(\theta_z)$$

$$S = 0,63 \times tg(64,16^\circ)$$

$$S = 1,3 \text{ m}$$

Para encontrar o valor de X, usamos a equação 37.

$$X = S \cdot \cos |180 - \gamma_s|$$

(37)

$$X = 1,3 \cdot \cos |180 - (-133,88)|$$

$$X = 0,91 \text{ m}$$

Portanto a distância mínima entre os módulos para o telhado lado norte no dia 21 de junho às 9h solar é de 0,91 m.

Solstício de Inverno (21 de junho) às 12 horas solar

Ângulo horário para HS = 12h

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

$$\omega = (9 - 12) \times 15$$

$$\omega = 0^\circ$$

Cálculo do ângulo Zenital (θ_z), conforme a equação 10.

$$\cos(\theta_z) = [\text{sen}(\delta) \times \text{sen}(\phi)] + [\cos(\delta) \times \cos(\omega)]$$

$$\cos(\theta_z) = [\text{sen}(23,45^\circ) \times \text{sen}(-23,53^\circ)] + [\cos(23,45^\circ) \times \cos(0^\circ)]$$

$$\cos(\theta_z) = 0,6823$$

$$\theta_z = 46,98^\circ$$

Cálculo do Azimute Solar, conforme equação 11.

$$\gamma_s = \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \times \text{sen} \phi - \text{sen} \delta}{\text{sen} \theta_z \times \cos \phi} \right)$$

$$\gamma_s = \cos^{-1} \left(\frac{\cos(46,98^\circ) \times \text{sen}(-23,53^\circ) - \text{sen}(23,45^\circ)}{\text{sen}(46,98^\circ) \times \cos(-23,53^\circ)} \right)$$

$$\gamma_s = 180^\circ$$

Obtido esses valores e através de trigonometria, podemos calcular a distância mínima X.

$$S = H \times \operatorname{tg}(\theta_z)$$

$$S = 0,63 \times \operatorname{tg}(46,98^\circ)$$

$$S = 0,68 \text{ m}$$

Para encontrar o valor de X, usamos a equação 32.

$$X = S \cdot \cos |180 - \gamma_s|$$

$$X = 0,68 \cdot \cos |180 - 180|$$

$$X = 0,68 \text{ m}$$

Portanto, a distância mínima entre os módulos para o telhado lado norte no dia 21 de junho na passagem meridiana é de 0,68 m.

Solstício de Inverno (21 de junho) às 15 horas solar

Ângulo horário para HS = 15h

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

$$\omega = (15 - 12) \times 15$$

$$\omega = 45^\circ$$

Cálculo do ângulo Zenital (θ_z).

$$\cos(\theta_z) = [\operatorname{sen}(\delta) \times \operatorname{sen}(\phi)] + [\cos(\delta) \times \cos(\omega)]$$

$$\cos(\theta_z) = [\operatorname{sen}(23,45^\circ) \times \operatorname{sen}(-23,53^\circ)] + [\cos(23,45^\circ) \times \cos(45^\circ)]$$

$$\cos(\theta_z) = 0,43,58$$

$$\theta_z = 64,16^\circ$$

θ_z para 9 HS é igual para 15 HS, pois os horários são simétricos.

Cálculo do Azimute Solar (γ_s).

$$\gamma_s = \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \times \operatorname{sen} \phi - \operatorname{sen} \delta}{\operatorname{sen} \theta_z \times \cos \phi} \right)$$

$$\gamma_s = \cos^{-1} \left(\frac{\cos(64,16^\circ) \times \operatorname{sen}(-23,53^\circ) - \operatorname{sen}(23,45^\circ)}{\operatorname{sen}(64,16^\circ) \times \cos(-23,53^\circ)} \right)$$

$$\gamma_s = 133,88^\circ$$

Obtido esses valores e através de trigonometria, podemos calcular a distância mínima X.

$$S = H \times tg(\theta_z)$$

$$S = 0,63 \times tg(64,16^\circ)$$

$$S = 1,3 \text{ m}$$

Para encontrar o valor de X, usamos a equação 32.

$$X = S \cdot \cos |180 - \gamma_s|$$

$$X = 1,3 \cdot \cos |180 - 133,88|$$

$$X = 0,91 \text{ m}$$

Portanto, a distância mínima entre os módulos para o telhado lado norte no dia 21 de junho às 15h solar é de 0,91 m.

Solstício de Verão (21 de dezembro) às 9 horas solar

Através da equação 1 calculamos o dia do ano n , aplicando-se a correção de hora.

$$n = Dia + (Mês - 1) \times 30 + Cor$$

$$n = Dia + (Mês - 1) \times 30 + Int\left(\left(\frac{Mês}{2} + \frac{1}{2}\right) - 2\right)$$

$$n = 21 + (6 - 1) \times 30 + Int\left(\left(\frac{12}{2} + \frac{1}{2}\right) - 2\right)$$

$$n = 355$$

Encontrado o dia do ano, calculamos a Declinação Solar através da equação 2.

$$\delta = 23.45 \times \sin\left(\frac{360}{365} \times (284 + n)\right)$$

$$\delta = 23.45 \times \sin(0,986 \times (284 + 355))$$

$$\delta = -23.45^\circ$$

É possível calcular o ângulo horário para HS = 9h

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

$$\omega = (9 - 12) \times 15$$

$$\omega = -45^\circ$$

Cálculo do ângulo Zenital (θ_z).

$$\cos(\theta_z) = [\text{sen}(\delta) \times \text{sen}(\phi)] + [\cos(\delta) \times \cos(\omega)]$$

$$\cos(\theta_z) = [\text{sen}(-23,45^\circ) \times \text{sen}(-23,53^\circ)] + [\cos(-23,45^\circ) \times \cos(-45^\circ)]$$

$$\cos(\theta_z) = 0,7536$$

$$\theta_z = 41,09^\circ$$

Cálculo do Azimute Solar (γ_s).

$$\gamma_s = \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \times \text{sen} \phi - \text{sen} \delta}{\text{sen} \theta_z \times \cos \phi} \right)$$

$$\gamma_s = \cos^{-1} \left(\frac{\cos(41,09^\circ) \times \text{sen}(-23,53^\circ) - \text{sen}(-23,45^\circ)}{\text{sen}(41,09^\circ) \times \cos(-23,53^\circ)} \right)$$

$$\gamma_s = 80,73^\circ$$

Precisamos convencionar o sinal de ω para γ_s . Portanto:

$$\gamma_s = -80,73^\circ$$

Obtido esses valores e através de trigonometria, podemos calcular a distância mínima X. Sabendo-se a altura do calço (H) de 0,63 m, podemos encontrar a distância S:

$$S = H \times \text{tg}(\theta_z)$$

$$S = 0,63 \times \text{tg}(41,09^\circ)$$

$$S = 0,55 \text{ m}$$

Para o valor de X:

$$X = S \cdot \cos |180 - \gamma_s|$$

$$X = 055 \cdot \cos |180 - (-80,73)|$$

$$X = 0,09 \text{ m}$$

Portanto a distância mínima entre os módulos para o telhado lado norte no dia 21 de dezembro às 9h solar é de 0,09 m.

Solstício de Verão (21 de dezembro) às 12h solar

Cálculo do ângulo horário para HS = 12h

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

$$\omega = (12 - 12) \times 15$$

$$\omega = 0^\circ$$

Cálculo do ângulo Zenital (θ_z).

$$\cos(\theta_z) = [\sin(\delta) \times \sin(\phi)] + [\cos(\delta) \times \cos(\omega)]$$

$$\cos(\theta_z) = [\sin(-23,45^\circ) \times \sin(-23,53^\circ)] + [\cos(-23,45^\circ) \times \cos(0^\circ)]$$

$$\cos(\theta_z) = 0$$

$$\theta_z = 0^\circ$$

Se $\theta_z = 0^\circ$, logo, $\gamma_s = 0^\circ$. Portanto não há distância mínima a ser considerada, uma vez que não há sombreamento no solstício de verão durante passagem meridiana.

Solstício de Verão (21 de dezembro) às 15h solar

É possível calcular o ângulo horário para HS = 9h

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

$$\omega = (15 - 12) \times 15$$

$$\omega = 45^\circ$$

Cálculo do ângulo Zenital (θ_z).

$$\cos(\theta_z) = [\sin(\delta) \times \sin(\phi)] + [\cos(\delta) \times \cos(\omega)]$$

$$\cos(\theta_z) = [\sin(-23,45^\circ) \times \sin(-23,53^\circ)] + [\cos(-23,45^\circ) \times \cos(45^\circ)]$$

$$\cos(\theta_z) = 0,7536$$

$$\theta_z = 41,09^\circ$$

Cálculo do Azimute Solar (γ_s).

$$\gamma_s = \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \times \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \times \cos \phi} \right)$$

$$\gamma_s = \cos^{-1} \left(\frac{\cos(41,09^\circ) \times \sin(-23,53^\circ) - \sin(-23,45^\circ)}{\sin(41,09^\circ) \times \cos(-23,53^\circ)} \right)$$

$$\gamma_s = 80,73^\circ$$

Precisamos convencionar o sinal de ω para γ_s . Portanto:

$$\gamma_s = 80,73^\circ$$

Obtido esses valores e através de trigonometria, podemos calcular a distância mínima X. Sabendo-se a altura do calço (H) de 0,91 m, podemos encontrar a distância S:

$$S = H \times \operatorname{tg}(\theta_z)$$

$$S = 0,63 \times \operatorname{tg}(41,09^\circ)$$

$$S = 0,55 \text{ m}$$

Para o valor de X:

$$X = S \cdot \cos |180 - \gamma_s|$$

$$X = 0,55 \cdot \cos |180 - (-80,73)|$$

$$X = 0,09 \text{ m}$$

Portanto a distância mínima entre os módulos para o telhado lado norte no dia 21 de dezembro às 15h solar é de 0,09 m.

4.3.3.2 Distância mínima entre os módulos fotovoltaicos (telhado face sul)

Solstício de Inverno (21 de junho) às 9 horas solar

A tabela 4 mostra os valores calculados anteriormente que serão utilizados.

Tabela 4 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de junho às 9h solar para o telhado face sul

Dia do ano (n)	Declinação (δ)	Ângulo horário (ω_{9H})	Zenital (θ_z)	Azimuth (γ_s)	Altura (H)
172	23,45°	-45°	64,16°	-133,88°	0,91 m

$$S = H \times \operatorname{tg}(\theta_z)$$

$$S = 0,91 \times \operatorname{tg}(64,16^\circ)$$

$$S = 1,87 \text{ m}$$

Encontrando o valor de X.

$$X = S \cdot \cos |180 - \gamma_s|$$

$$X = 1,87 \cdot \cos |180 - (-133,88)|$$

$$X = 1,3 \text{ m}$$

Portanto a distância mínima entre os módulos para o telhado lado norte no dia 21 de junho às 9h solar é de 1,3 m.

Solstício de Inverno (21 de junho) às 12 horas solar

A tabela 5 mostra os valores calculados anteriormente que serão utilizados.

Tabela 5 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de junho às 12h solar para o telhado face sul					
Dia do ano (n)	Declinação (δ)	Ângulo horário (ω_{9H})	Zenital (θ_z)	Azimuth (γ_s)	Altura (H)
172	23,45°	0°	46,98°	180°	0,91 m

$$S = H \times \operatorname{tg}(\theta_z)$$

$$S = 0,91 \times \operatorname{tg}(46,98^\circ)$$

$$S = 0,98 \text{ m}$$

Encontrando o valor de X.

$$X = S \cdot \cos |180 - \gamma_s|$$

$$X = 0,83 \cdot \cos |180 - 180|$$

$$X = 0,98 \text{ m}$$

Portanto, a distância mínima entre os módulos para o telhado lado norte no dia 21 de junho na passagem meridiana é de 0,98 m.

Solstício de Inverno (21 de junho) às 15 horas solar

A tabela 6 mostra os valores calculados anteriormente que serão utilizados.

Tabela 6 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de junho às 15h solar para o telhado face sul

Dia do ano (n)	Declinação (δ)	Ângulo horário (ω_{9H})	Zenital (θ_z)	Azimute (γ_s)	Altura (H)
172	23,45°	45°	64,16°	133,88°	0,91 m

$$S = H \times tg(\theta_z)$$

$$S = 0,91 \times tg(64,16^\circ)$$

$$S = 1,87 \text{ m}$$

Encontrando o valor de X.

$$X = S \cdot \cos |180 - \gamma_s|$$

$$X = 1,59 \cdot \cos |180 - 133,88|$$

$$X = 1,3 \text{ m}$$

Portanto, a distância mínima entre os módulos para o telhado lado norte no dia 21 de junho às 15h solar é de 1,3 m.

Solstício de Verão (21 de dezembro) às 9 horas solar

A tabela 7 mostra os valores calculados anteriormente que serão utilizados.

Tabela 7 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de dezembro às 9h solar para o telhado face sul

Dia do ano (n)	Declinação (δ)	Ângulo horário (ω_{9H})	Zenital (θ_z)	Azimute (γ_s)	Altura (H)
355	-23,45°	-45°	41,09°	-80,73°	0,91 m

$$S = H \times tg(\theta_z)$$

$$S = 0,91 \times tg(41,09^\circ)$$

$$S = 0,79 \text{ m}$$

Encontrando o valor de X.

$$X = S \cdot \cos |180 - \gamma_s|$$

$$X = 0,79 \cdot \cos |180 - (-80,73)|$$

$$X = 0,13 \text{ m}$$

Portanto a distância mínima entre os módulos para o telhado lado norte no dia 21 de dezembro às 9h solar é de 0,13 m.

Solstício de Verão (21 de dezembro) às 12h solar

A tabela 8 mostra os valores calculados anteriormente que serão utilizados.

Tabela 8 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de dezembro às 12h solar para o telhado face sul					
Dia do ano (n)	Declinação (δ)	Ângulo horário (ω_{9H})	Zenital (θ_z)	Azimute (γ_s)	Altura (H)
355	-23,45°	0°	0°	0°	0,91 m

Se $\theta_z = 0^\circ$, logo, $\gamma_s = 0^\circ$. Portanto não há distância mínima a ser considerada, uma vez que não há sombreamento no solstício de verão durante passagem meridiana.

Solstício de Verão (21 de dezembro) às 15h solar

A tabela 9 mostra os valores calculados anteriormente que serão utilizados.

Tabela 9 - Valores para cálculo da distância mínima X em 21 de dezembro às 9h solar para o telhado face sul					
Dia do ano (n)	Declinação (δ)	Ângulo horário (ω_{9H})	Zenital (θ_z)	Azimute (γ_s)	Altura (H)
355	-23,45°	45°	41,09°	80,73°	0,91 m

$$S = H \times \operatorname{tg}(\theta_z)$$

$$S = 0,91 \times \operatorname{tg}(41,09^\circ)$$

$$S = 0,79 \text{ m}$$

Encontrando o valor de X.

$$X = S \cdot \cos |180 - \gamma_s|$$

$$X = 0,79 \cdot \cos |180 - 80,73|$$

$$X = 0,13 \text{ m}$$

Portanto a distância mínima entre os módulos para o telhado lado norte no dia 21 de dezembro às 15h solar é de 0,13 m.

A tabela mostra em resumo as distâncias para as datas e horários solar estipulados.

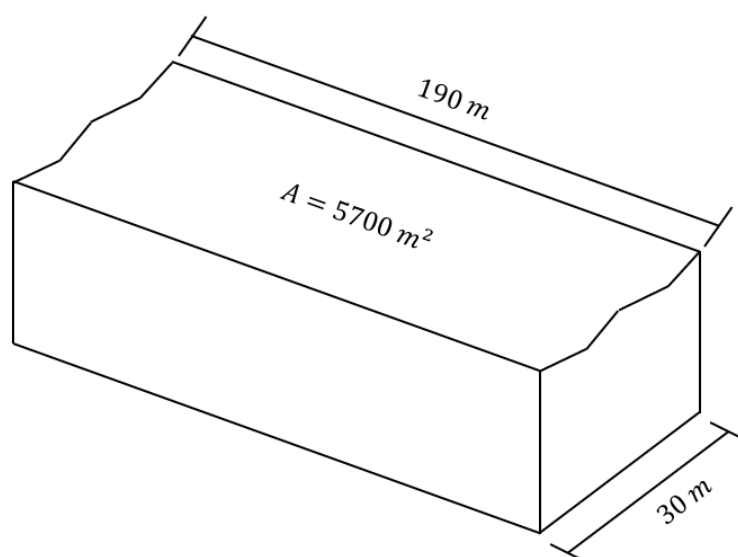
Tabela 10 - Resumo das distâncias mínimas entre painéis fotovoltaicos

Data		21 de junho			21 de dezembro		
Horário Solar (HS)		9H	12H	15H	9H	12H	15H
Telhado Face Norte	S (m)	1,3	0,68	1,3	0,55	0	0,55
	X (m)	0,91	0,68	0,91	0,09	0	0,09
Telhado Face Sul	S (m)	1,87	0,98	1,87	0,79	0	0,79
	X (m)	1,3	0,98	1,3	0,13	0	0,13

Com esta tabela, podemos visualizar todas as distâncias calculadas. As distâncias mínimas a serem consideradas devem ser as maiores. Como mencionado anteriormente, durante o Solstício de Inverno as sombras são maiores, logo, as distâncias maiores foram justamente neste período. Portanto, as distâncias mínimas entre os painéis fotovoltaicos a serem instalados nos telhados face norte e telhado face sul são de 1,1 e 1,3 m respectivamente.

4.4 Número de Painéis

O telhado da estação possui uma disponibilidade de área de 5.700 m² conforme ilustra a figura 35.

**Figura 35 - Ilustração da Área Disponível do Telhado da Estação Suzano**

Para determinar a quantidade de painéis fotovoltaicos a serem instalados, é necessário escolher o modelo do painel fotovoltaico e calcularmos, o número máximo de painéis de acordo com a área disponibilizada. De acordo com a figura 19 o painel escolhido é o CS6W-545MS e possui as seguintes características.

$$P_{mp}^o = 545 \text{ W}$$

$$V_{mp}^o = 41,5 \text{ V}$$

$$I_{mp}^o = 13,14 \text{ A}$$

$$V_{OC} = 49,4 \text{ V}$$

$$I_{SC} = 13,95 \text{ A}$$

$$T_{noc} = 41 \text{ V}$$

$$G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$$

$$\gamma_{mp} = -0,34\%$$

Cada parte do telhado tem 7,5 m, ou seja, cada parte tem 1425 m² de área disponível.

De acordo com o datasheet, o módulo fotovoltaico escolhido possui, 2,261 m de comprimento, 1,134 m de largura e 0,03 m de espessura. Como possui um ângulo a ser considerado tanto para a face norte, quanto para a face sul, a área a ser ocupada por 1 painel pode ser expressa pela seguinte expressão.

$$A_{PAINEL} = C \times (L \times \cos(\beta) + x)$$

(38)

Área ocupada pelo painel fotovoltaico (face norte)

$$A_{PAINEL} = 2,261 \times (1,134 \times \cos(20^\circ) + 0,91)$$

$$A_{PAINEL} = 4,46 \text{ m}^2$$

Se dividirmos a área da face norte pela área do painel teremos um total de 320 módulos para cada parte.

Área ocupada pelo painel fotovoltaico (face sul)

$$A_{PAINEL} = 2,261 \times (1,134 \times \cos(20^\circ) + 1,3)$$

$$A_{PAINEL} = 5,35 \text{ m}^2$$

Se dividirmos a área da face sul pela área do painel teremos um total de 266 módulos para cada parte.

Somando o total de painéis para as 4 partes, a área disponibilizada comportaria 1.172 painéis do modelo escolhido.

Em posse do número máximo de painéis que cabem na área disponibilizada, podemos calcular a energia que será disponibilizada.

Utilizaremos o valor de irradiação no plano inclinado (H_T) de acordo com o CRESESB, no qual é de 4,62 kWh/m².dia.

Primeiramente calculamos a Hora de Sol Pleno (HSP).

$$HSP = \frac{H_T}{G_T}$$

$$HSP = \frac{4,62 \times 10^3}{1000} = 4,62 \text{ horas}$$

Conforme a equação 30, podemos calcular quanto de energia diária o sistema fotovoltaico disponibilizará com a quantidade de painéis estabelecidos, adotando uma taxa de desempenho (TD) de 0,75.

$$E_{REDE(\text{médio diário})} = P_{mp}^o \times HSP \times N \times TD$$

$$E_{REDE(\text{médio diário})} = 545 \times 4,62 \times 1172 \times 0,75$$

$$E_{REDE(\text{médio diário})} = 2,213 \text{ MWh/dia}$$

Verificaremos se o TD usado é razoável, utilizando os dados de temperaturas e potência máxima do painel, começando pela temperatura de operação da célula (T_C).

$$T_C = T_a + \frac{G_t}{800} (T_{noc} - 20) \cdot 0,9$$

Onde T_a é a média anual da máxima temperatura conforme a tabela 3.

$$T_{C(máx\ médio)} = 24,8 + \frac{1000}{800} (41 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_{C(máx\ médio)} = 48,4^\circ C$$

Com isto, calculamos a potência máxima do painel, considerando as condições padrões de ensaio (STC).

$$P_{mp} = P_{mp}^o \frac{G_t}{G_{ref}} [1 + \gamma_{mp} (T_{C(máx)} - T_{ref})]$$

$$P_{mp} = 545 \frac{1000}{1000} [1 + (-0,0034)(48,4 - 25)]$$

$$P_{mp} = 501,59 \text{ W}$$

Após isto, calculamos o TD^* .

$$TD^* = TD \times \frac{P_{mp}^o}{P_{mp}} \times \frac{1}{\eta_{inv}} \times \frac{1}{\eta_{SPMP}}$$

Onde, adotamos o valor de $\eta_{SPMP} = 0,99$ e segundo o datasheet do inversor $\eta_{inv} = 0,985$.

$$TD^* = 0,75 \times \frac{545}{501,59} \times \frac{1}{0,985} \times \frac{1}{0,99}$$

$$TD^* \cong 0,836$$

Logo, a energia do gerador fotovoltaico pode ser calculada.

$$E_{GFV(médio\ diário)} = \frac{E_{REDE(médio\ diário)}}{\eta_{inv}}$$

$$E_{GFV(médio\ diário)} = \frac{2,213 \times 10^6}{0,985}$$

$$E_{GFV(médio\ diário)} = 2,247 \text{ MWh/dia}$$

Ou podemos utilizar a seguinte equação.

$$E_{GFV(médio\ diário)} = \eta_{SPMP} \times P_{mp} \times HSP \times TD^* \times N$$

$$E_{GFV(m\u00e9dio\ di\u00e1rio)} = 0,99 \times 501,59 \times 4,62 \times 0,836 \times 1172$$

$$E_{GFV(m\u00e9dio\ di\u00e1rio)} = 2,247\ MWh/dia$$

Isto definido, podemos calcular a pot\u00eancia de pico do gerador fotovoltaico.

$$P_{pGFV} = N \times P_{mp}$$

$$P_{pGFV} = 1172 \times 545$$

$$P_{pGFV} = 638,74\ kWp$$

4.5 Dimensionamento do Inversor

Adotando um fator de dimensionamento do inversor (FDI) de 0,8, podemos encontrar a Pot\u00eancia do inversor (P_{INV}).

$$P_{INV} = P_{pGFV} \times FDI$$

$$P_{INV} = 592,96 \times 10^3 \cdot 0,8$$

$$P_{INV} = 510,99\ kW$$

Portanto, conforme a figura 25, utilizaremos 5 inversores de 100 kW do modelo CSI-100K-T4001A-E, totalizando 500 kW.

4.6 Dimensionamento das Strings e arranjo por MPPT

Para se obter a quantidade de m\u00f3dulos fotovoltaicos por strings, devemos calcular os limites m\u00ednimo e m\u00e1ximo de tens\u00f5es e correntes por MPPT.

A partir da equa\u00e7\u00e3o podemos determinar a tens\u00e3o do m\u00f3dulo para esta temperatura a partir da equa\u00e7\u00e3o 40.

$$V_{OC} = V_{OC}^o [1 + \gamma_{OC}(T_C - T_{ref})]$$

(40)

Onde:

V_{OC} : Tens\u00e3o do m\u00f3dulo em circuito aberto em fun\u00e7\u00e3o da temperatura de opera\u00e7\u00e3o;

V_{OC}^o : Tens\u00e3o do m\u00f3dulo em circuito aberto na condi\u00e7\u00e3o STC;

γ_{OC} : Coeficiente de temperatura para V_{OC}^o ;

T_C : Temperatura de opera\u00e7\u00e3o da c\u00e9lula em fun\u00e7\u00e3o da temperatura local;

T_{ref} : Temperatura de refer\u00eancia nas condi\u00e7\u00f5es STC;

Para determinarmos a tensão mínima em circuito aberto $V_{OC(mín)}$, devemos obter o para a temperatura de operação para o mês que possui a média de temperatura mais quente $T_{C(máx)}$. Conforme a tabela 3 a média mais quente ocorre em fevereiro no qual a temperatura média é de 28 °C. Então:

$$T_{C(máx)} = T_a + \frac{G_t}{800} (T_{noc} - 20) \cdot 0,9 \rightarrow T_{C(máx)} = 28 + \frac{1000}{800} (41 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_{C(máx)} = 51,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Podemos obter $V_{OC(mín)}$ em função das temperaturas.

$$V_{OC(mín)} = 49,4[1 + (-0,0026)(51,6 - 25)]$$

$$V_{OC(mín)} = 45,98 \text{ V}$$

Para sabermos a tensão máxima em circuito aberto precisamos seguir os mesmos passos utilizados acima. Conforme a tabela 3 a média fria ocorre em julho no qual a temperatura média é de 12 °C. A irradiância é nula ($G_t = 0$) , pois consideramos a tensão máxima no período noturno.

$$T_{C(mín)} = 12 + \frac{0}{800} (41 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_{C(mín)} = 13 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Logo:

$$V_{OC(máx)} = 49,4[1 + (-0,0026)(13 - 25)]$$

$$V_{OC(máx)} = 50,94 \text{ V}$$

Nas interligações dos painéis fotovoltaicos, é comum ligá-los em série formando as strings. Com isto, as tensões de cada módulo se somam. É prudente calcularmos o número mínimo e máximo de painéis para que não se ultrapasse os limites de tensão e corrente de acordo com as características do inversor.

Quantidade mínima por string

Para se verificar a quantidade mínima utilizamos o $T_{C(máx)}$ para a temperatura média mensal mais quente. Como calculado anteriormente, $T_{C(máx)} = 51,6 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Logo:

$$V_{mp(mín)} = 41,5[1 + (-0,0026)(51,6 - 25)]$$

$$V_{mp(mín)} = 38,62 \text{ V}$$

Considerando que a tensão mínima ($V_{MPPT(mín)}$) para que o inversor de strings opere é de 200 V, portanto:

$$N > \frac{V_{MPPT(mín)}}{V_{mp(mín)}} \rightarrow N > \frac{200}{38,62}$$

$$N > 5 \text{ painéis}$$

Quantidade máxima por string

Para se verificar a quantidade máxima utilizamos o $T_{C(mín)}$ para a temperatura média mensal mais fria a uma irradiância de 1000W/m².

$$T_{C(mín)} = 12 + \frac{1000}{800} (41 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_{C(mín)} = 35,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Logo:

$$V_{mp(máx)} = 41,5[1 + (-0,0026)(35,6 - 25)]$$

$$V_{mp(máx)} = 40,35 \text{ V}$$

Considerando que a tensão máxima ($V_{MPPT(máx)}$) para que o inversor de strings opere é de 1000 V, portanto:

$$N < \frac{V_{MPPT(Máx)}}{V_{mp(máx)}} \rightarrow N < \frac{1000}{40,35}$$

$$N < 24,78 \text{ painéis}$$

Precisamos verificar o número máximo de painéis para o limite superior noturno, onde:

$$N < \frac{V_{MPPT(Máx)}}{V_{OC(máx)}} \rightarrow N < \frac{1000}{50,94}$$

$$N < 19,63 \text{ painéis}$$

A proposta é instalar 19 painéis em série por string. Logo:

$$N \times V_{mp(mín)} > 200 \text{ V} \rightarrow 19 \times 38,62 > 200$$

$$\therefore 733,78 \text{ V} > 200 \text{ V}$$

$$N \times V_{mp(máx)} < 1000 \rightarrow 19 \times 40,35 < 1000$$

$$\therefore 766,65 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

Portanto, 19 painéis em série por string atendem as tensões limites do inversor.

Agora devemos verificar os parâmetros de corrente por MPPT. Segundo o datasheet do inversor, a corrente de entrada neste caso deve ser menor que 40 A.

É fundamental dimensionarmos a máxima corrente de curto-circuito. Esta pode ser encontrada através da equação 39.

$$I_{SC} = I_{SC}^0 \frac{G_t}{1000} [1 + \gamma_{SC}(T_C - T_{ref})]$$

Onde:

I_{SC} : Corrente de curto-circuito em função da temperatura de operação;

I_{SC}^0 : Corrente de curto-circuito na condição STC;

γ_{SC} : Coeficiente de temperatura para I_{SC}^0 ;

T_C : Temperatura de operação da célula em função da temperatura local;

T_{ref} : Temperatura de referência nas condições STC;

Considerando a temperatura média mais quente do ano, 28 °C no mês de fevereiro, temos um $T_{C(máx)}$ de 51,6 °C. logo:

$$I_{SC} = 13,95 \frac{1000}{1000} [1 + 0,0005(51,6 - 25)]$$

$$I_{SC} = 14,14 \text{ A}$$

Tendo em vista que, as correntes das strings em paralelo se somam e a corrente máxima por MPPT é de 40 A, definimos a quantidade de strings por MPPT.

$$N^{\circ} \text{ de Strings} < \frac{I_{MPPT(máx)}}{I_{SC}} \rightarrow N^{\circ} \text{ de Strings} < \frac{40}{14,14}$$

$$N^{\circ} \text{ de Strings} < 2,82$$

$$\therefore N^{\circ} \text{ de Strings} = 2$$

Portanto para cada MPPT teremos uma corrente de 28,28 A.

Definida as tensões e correntes, podemos visualizar a faixa de utilização, conforme ilustra a figura 36.

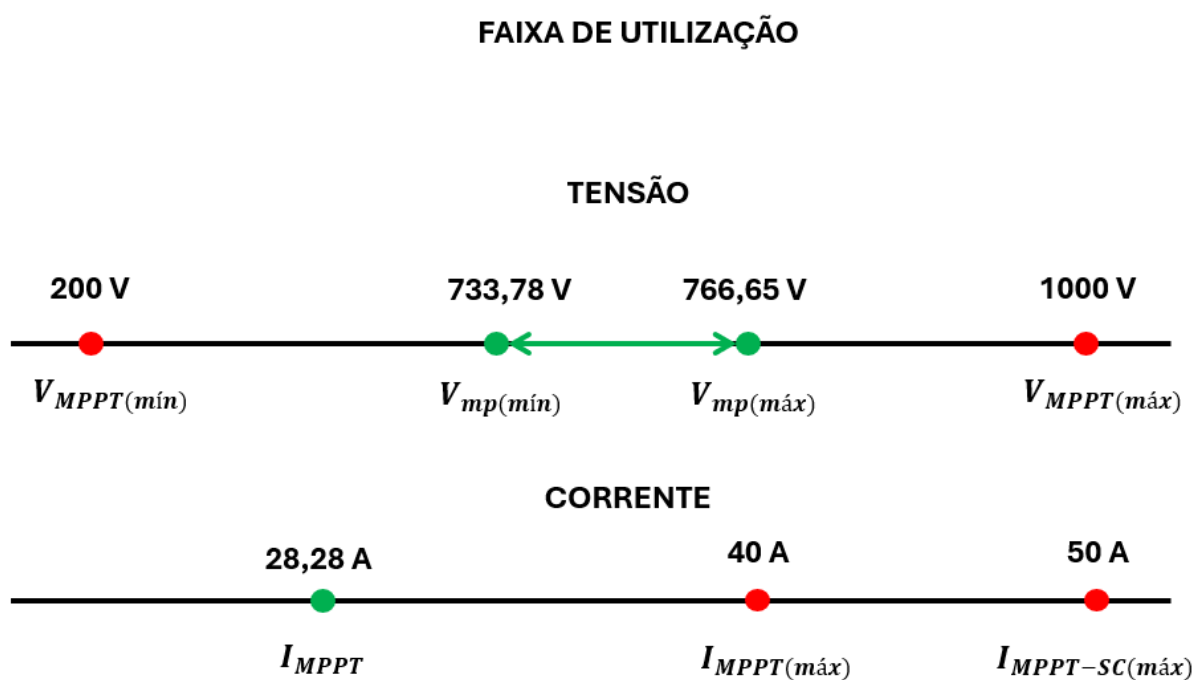


Figura 36 - Faixa de Utilização das Strings

A tabela 11 resumi o arranjo do sistema fotovoltaico da estação.

Tabela 11 – Resumo do Arranjo do Sistema Fotovoltaico

Descrição	Quantidade
Número de PFVs	1172
Inversores	5
PFVs por Strings	19
Strings por MPPT	2
MPPT por Inversor	6
Strings por inversor	12
PFVs por Inversor	228

A figura 37 ilustra a disposição do sistema fotovoltaico na estação Suzano.

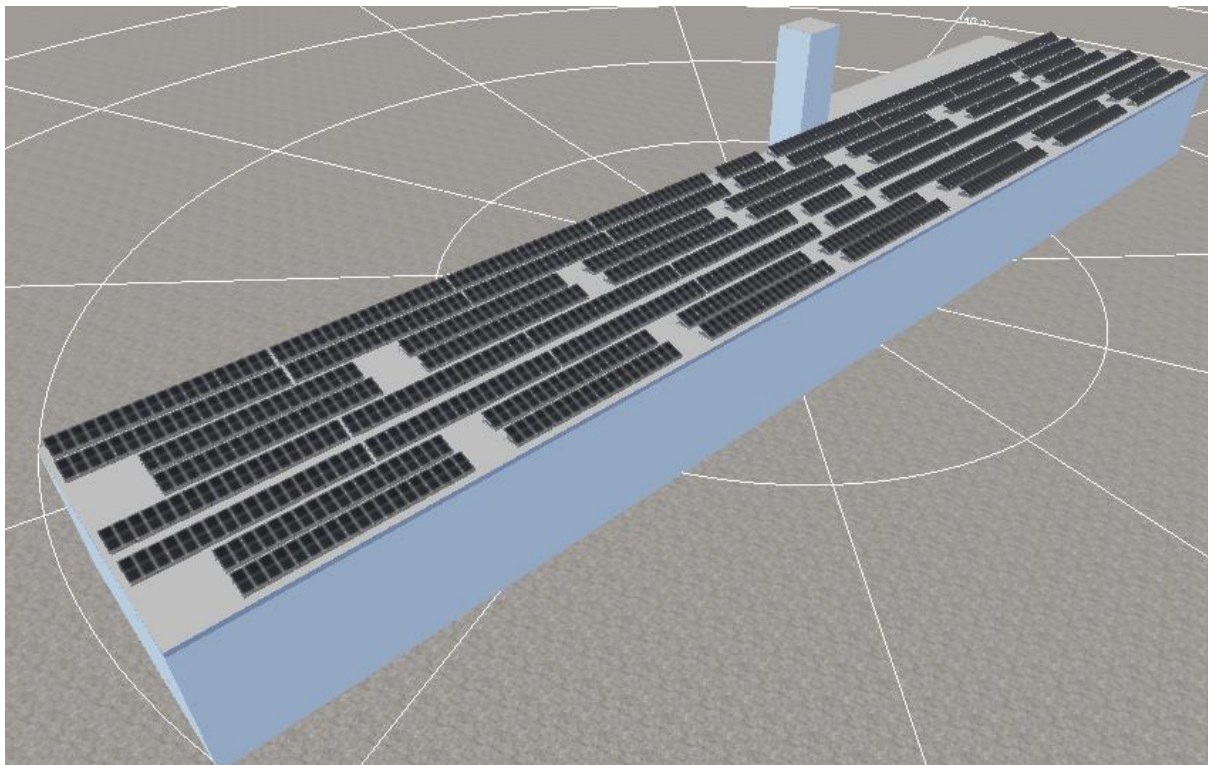


Figura 37 - Ilustração do Sistema Fotovoltaico

4.7 Verificação da necessidade de readequação da entrada de energia

A estação possui uma tensão de entrada de 220 V e uma corrente máxima de 1600 A, logo podemos dimensionar a potência aparente de entrada (S_{in}) através da equação 37.

$$S_{in} = \sqrt{3} \times V \times I \quad (37)$$

$$S_{in} = \sqrt{3} \times 220 \times 1600 \rightarrow S_{in} = 609,7 \text{ kVA}$$

De acordo com a REN 1059 da ANEEL, a potência que pode ser instalada em projetos de micro e minigeração distribuída considerada GDIII é igual a potência disponibilizada para o atendimento da carga da unidade consumidora. Para GDIII, a potência para instalações deve ser acima de 500 kW. Considerando que o Fator de Potência deva ser de 0,92, e a potência do inversor, temos:

$$S_{in(máx)} = \frac{P_{in(máx)}}{FP} \quad (39)$$

$$S_{in(máx)} = \frac{510,99}{0,92}$$

$$S_{in(máx)} = 555,426 \text{ kVA}$$

Como a potência aparente do sistema de energia existente na estação é maior que a potência aparente máxima que o sistema poderá oferecer para a rede de distribuição de energia, logo não há a necessidade da readequação do ramal de entrada de energia da concessionária.

4.8 Consumo x Geração

4.8.1 Energia Mensal Gerada

Com a definição do sistema fotovoltaico, a tabela 12 mostra a energia diária gerada $E_{REDE(dia)}$ utilizando as temperaturas médias mensais conforme a tabela 3.

Tabela 12 - Produção de Energia Gerada Diariamente

<i>Mês</i>	$H_T \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot dia} \right]$	$T_{a(médio)} [^{\circ}C]$	$T_{C(médio)} [^{\circ}C]$	$P_{mp} [W]$	$E_{GFV} \left[\frac{MWh}{dia} \right]$	$E_{REDE} \left[\frac{MWh}{dia} \right]$
JAN	4,9	23	46,6	504,93	2,498	2,373
FEV	5,33	23	46,6	504,93	2,717	2,581
MAR	4,79	22	45,6	506,78	2,450	2,328
ABR	4,61	21	44,6	508,63	2,367	2,249
MAI	4,03	18	41,6	514,19	2,092	1,987
JUN	3,92	17	40,6	516,05	2,042	1,940
JUL	3,99	16	39,6	517,90	2,086	1,982
AGO	4,78	17	40,6	516,05	2,490	2,365
SET	4,46	18	41,6	514,19	2,315	2,199
OUT	4,66	20	43,6	510,49	2,401	2,281
NOV	4,79	21	44,6	508,63	2,459	2,336
DEZ	5,17	22	45,6	506,78	2,645	2,513

4.8.2 Atendimento à Demanda de Consumo

A partir dos dados obtidos acima, a tabela 13 mostra a energia gerada mensalmente, multiplicando a energia gerada diariamente pela quantidade de dias de cada mês respectivamente. Também foi verificado o quanto da demanda da estação foi possível ser atendida.

Tabela 13 – Consumo de Energia Elétrica atendido pelo Sistema Fotovoltaico

<i>Mês</i>	<i>Consumo [MWh/mês]</i>	<i>E_{REDE} [MWh/mês]</i>	<i>Demanda Atendida [%]</i>
JAN	76,16	73,55	96,58%
FEV	68,22	72,26	105,93%
MAR	74,81	72,16	96,46%
ABR	72,76	67,46	92,71%
MAI	76,7	61,60	80,32%
JUN	76,65	58,20	75,93%
JUL	82,18	61,43	74,75%
AGO	86,07	73,33	85,20%
SET	75,46	65,98	87,43%
OUT	82,55	70,72	85,67%
NOV	76,99	70,09	91,04%
DEZ	78,86	77,89	98,77%
TOTAL	927,41	824,68	88,92%

Como podemos notar, o sistema fotovoltaico supriu aproximadamente 89% do consumo anual. O mês com maior energia disponibilizada foi no mês de dezembro com 77,89 MWh/mês. Fevereiro foi o mês que a produção foi excedente comparado ao consumo, excedendo em 5,93%. Os meses de junho e julho foram os meses com o menor atendimento ao consumo com 75,93 e 74,75% respectivamente.

A figura 38 mostra a produção de energia mensal.

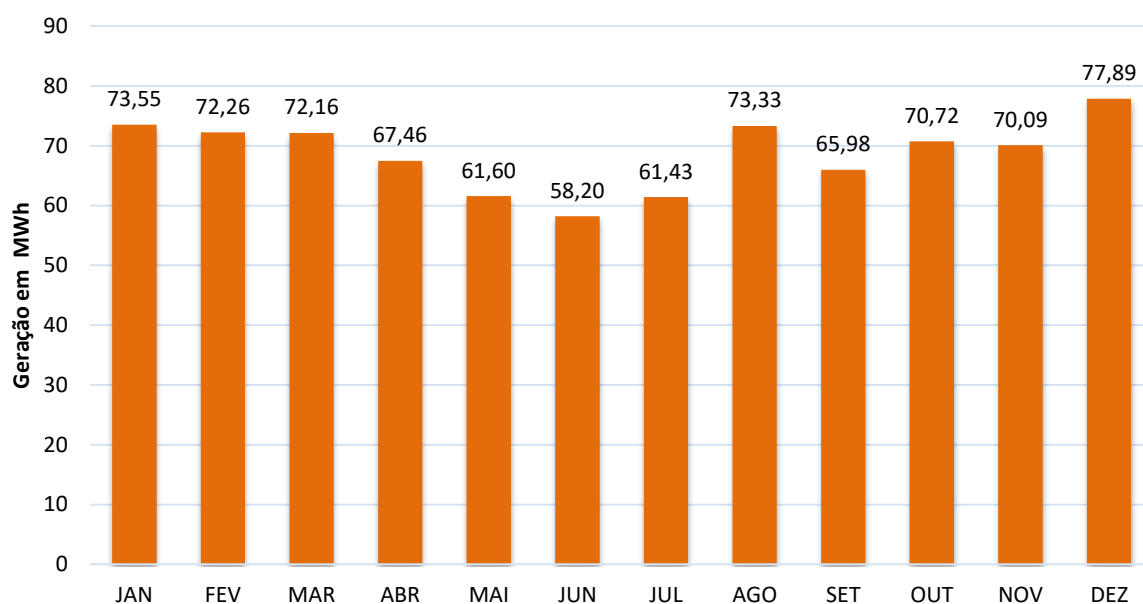


Figura 38 - Produção de Energia Mensal - EREDE

A figura 39 mostra o comparativo do consumo mensal e a energia gerada estimada.

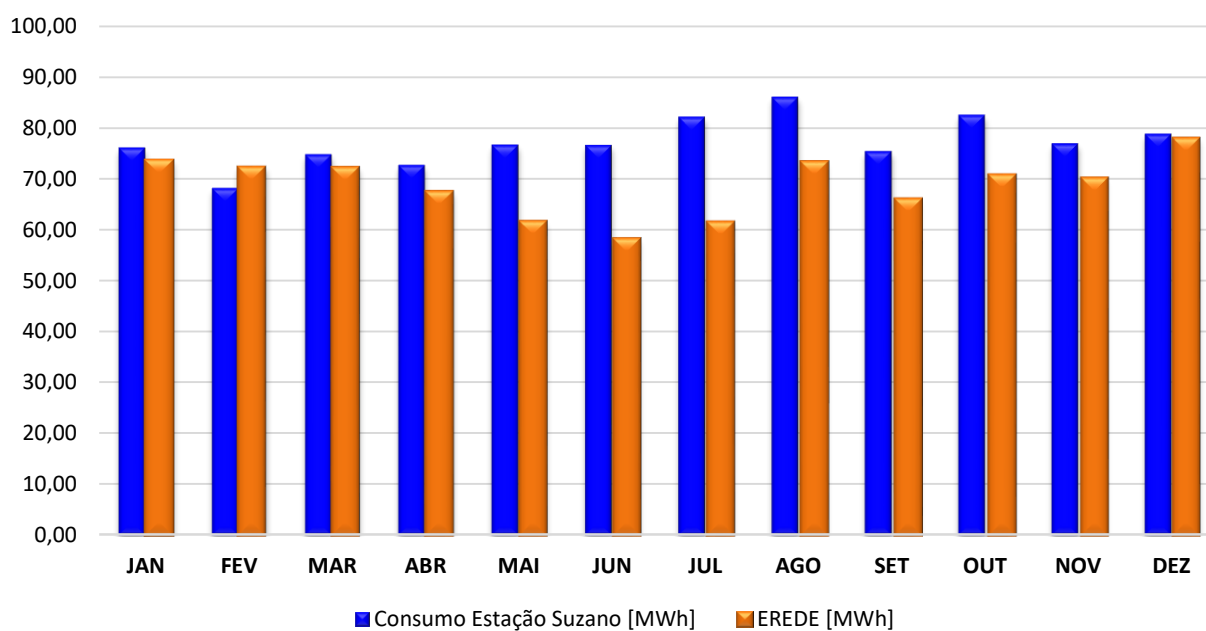


Figura 39 - Comparativo do Consumo Com a Energia Produzida

5 VIABILIDADE ECONÔMICA

Com a definição da potência em kWp, quantidade e modelo de painéis e inversores, é de suma importância realizarmos a análise da viabilidade financeira, ou seja, se o investimento neste sistema trará retorno financeiro e qual a expectativa deste retorno. Para isto, foram utilizadas ferramentas de economia como Payback Simples, Payback Descontado, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Mínima Atrativa (TMA) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

A tabela 14 traz os valores praticados pelo mercado em relação aos principais equipamentos que serão adquiridos e os serviços de integração. O valor dos serviços de integração é baseado na pesquisa semestral do Estudo Estratégico de Geração Distribuída da Greener referente ao primeiro semestre de 2024, que envolve sistema de montagem e instalação do sistema fotovoltaico.

Tabela 14 - Custos de Implantação do Sistema Fotovoltaico

DESCRIÇÃO	VALOR UNITÁRIO	QUANTIDADE	SUBTOTAL
Custo do Inversor	R\$ 30.000,00	5	R\$ 150.000,00
Custo do módulo fotovoltaico	R\$ 664,12	1172	R\$ 778.348,64
String Box	R\$ 1.807,00	60	R\$ 108.420,00
Serviços de Integração	R\$/kWp 1.050,00	638,74	R\$ 618.030,00
Valor Total do Investimento			R\$ 1.707.445,64

Outras componentes importantes para análise da viabilidade econômica são as tarifas e impostos da conta de energia. A tabela 15 mostra os valores dessas componentes para a categoria A4 (Média Tensão) para a cidade de Suzano em que a distribuidora de energia é a EDP São Paulo.

Tabela 15 - Componentes da Conta de Energia

TARIFAS R\$/kWh	A4 PONTA	A4 FORA DE PONTA
	MÉDIA TENSÃO	
TE	0,42878	0,26577
TUSD	1,28492	0,9899
A4 Demanda de Geração	4,09	
IMPOSTOS (%)	PIS/COFINS	ICMS
	4	18

A estação Suzano possui uma contratação de demanda de 150 kW, hoje se enquadrando na tarifação verde. Com a implantação do sistema, muda-se a categoria de cobrança para a categoria de Geração.

A tabela 16 mostra a média utilizada de reajustes tarifários para vigências de 2018 a 2025.

Tabela 16 - Média de Reajuste Tarifário

ANO DE VIGÊNCIA	REAJUSTE
2018	24,31 %
2019	16,12 %
2020	-5,33 %
2021	4,82 %
2022	12,39 %
2023	8,05 %
2024	3,55 %
2025	-5,31 %
Média	7,33 %

5.1 Payback Simples

O Payback Simples é um método de análise de investimentos que calcula o tempo necessário para recuperar o valor investido, considerando apenas os fluxos de caixa. Esse método é uma ferramenta útil para avaliar a rapidez com que um projeto ou investimento pode gerar retorno. No entanto, o payback simples não leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, ou seja, não há desconto de juros.

A tabela 17 mostra o cálculo dos custos e retorno financeiro ao longo de 25 anos estimados como tempo de vida útil do sistema. Para os cálculos, foram considerados os custos de operação e manutenção do sistema (O&M) de 1,5% a.a. sob o valor do investimento inicial considerando a necessidade de manutenção 1 vez ao ano e retrofit dos inversores no 12º ano de operação no valor de R\$ 177.000,00 com correção de inflação. Também consideramos a degradação dos módulos de até 2% no primeiro ano e 0,55% nos demais anos.

Tabela 17 - Retorno Financeiro Pelo Método do Payback Simples

ANO	CUSTO DE DEMANDA	CUSTOS O&M E SEGURO	ECONOMIA FINANCEIRA	FLUXO DE CAIXA LIVRE	RETORNO FINANCEIRO	ANO
0	R\$ 32.153,69	-	R\$ 661.202,91	-R\$ 1.078.396,42	-R\$ 1.078.396,42	0
1	R\$ 34.508,95	R\$ 10.060,16	R\$ 699.859,47	R\$ 655.290,37	-R\$ 423.106,05	1
2	R\$ 37.036,73	R\$ 10.520,91	R\$ 751.384,88	R\$ 703.827,24	R\$ 280.721,19	2
3	R\$ 39.749,67	R\$ 11.002,77	R\$ 806.356,21	R\$ 755.603,77	R\$ 1.036.324,96	3
4	R\$ 42.661,33	R\$ 11.506,69	R\$ 865.005,69	R\$ 810.837,66	R\$ 1.847.162,62	4
5	R\$ 45.786,28	R\$ 12.033,70	R\$ 927.581,15	R\$ 869.761,17	R\$ 2.716.923,79	5
6	R\$ 49.140,12	R\$ 12.584,84	R\$ 994.347,12	R\$ 932.622,15	R\$ 3.649.545,94	6
7	R\$ 52.739,64	R\$ 13.161,23	R\$ 1.065.585,97	R\$ 999.685,10	R\$ 4.649.231,04	7
8	R\$ 56.602,81	R\$ 13.764,01	R\$ 1.141.599,04	R\$ 1.071.232,21	R\$ 5.720.463,25	8
9	R\$ 60.748,97	R\$ 14.394,41	R\$ 1.222.708,01	R\$ 1.147.564,64	R\$ 6.868.027,89	9
10	R\$ 65.198,83	R\$ 15.053,67	R\$ 1.309.256,20	R\$ 1.229.003,69	R\$ 8.097.031,58	10
11	R\$ 69.974,65	R\$ 15.743,13	R\$ 1.401.610,04	R\$ 1.315.892,27	R\$ 9.412.923,85	11
12	R\$ 75.100,29	R\$ 16.464,16	R\$ 1.500.160,67	R\$ 1.231.596,21	R\$ 10.644.520,06	12
13	R\$ 80.601,39	R\$ 17.218,22	R\$ 1.605.325,53	R\$ 1.507.505,92	R\$ 12.152.025,99	13
14	R\$ 86.505,44	R\$ 18.006,82	R\$ 1.717.550,22	R\$ 1.613.037,96	R\$ 13.765.063,95	14
15	R\$ 92.841,96	R\$ 18.831,53	R\$ 1.837.310,30	R\$ 1.725.636,81	R\$ 15.490.700,76	15
16	R\$ 99.642,64	R\$ 19.694,01	R\$ 1.965.113,40	R\$ 1.845.776,76	R\$ 17.336.477,52	16
17	R\$ 106.941,46	R\$ 20.596,00	R\$ 2.101.501,31	R\$ 1.973.963,86	R\$ 19.310.441,38	17
18	R\$ 114.774,92	R\$ 21.539,30	R\$ 2.247.052,32	R\$ 2.110.738,10	R\$ 21.421.179,48	18
19	R\$ 123.182,18	R\$ 22.525,80	R\$ 2.402.383,65	R\$ 2.256.675,68	R\$ 23.677.855,16	19
20	R\$ 132.205,28	R\$ 23.557,48	R\$ 2.568.154,11	R\$ 2.412.391,36	R\$ 26.090.246,51	20
21	R\$ 141.889,31	R\$ 24.636,41	R\$ 2.745.066,86	R\$ 2.578.541,14	R\$ 28.668.787,65	21
22	R\$ 152.282,71	R\$ 25.764,76	R\$ 2.933.872,43	R\$ 2.755.824,96	R\$ 31.424.612,61	22
23	R\$ 163.437,42	R\$ 26.944,78	R\$ 3.135.371,87	R\$ 2.944.989,67	R\$ 34.369.602,28	23
24	R\$ 175.409,21	R\$ 28.178,85	R\$ 3.350.420,20	R\$ 3.146.832,14	R\$ 37.516.434,42	24
25	R\$ 188.257,93	R\$ 29.469,45	R\$ 3.579.930,03	R\$ 3.362.202,65	R\$ 40.878.637,08	25

Como podemos ver, o retorno do investimento ocorre no segundo ano de operação do sistema, quando o retorno financeiro fica positivo. Podemos calcular em quantos meses do 2º ano esse retorno virá.

$$Meses = \frac{\text{Retorno Financeiro do 1º ano}}{\text{Fluxo de Caixa Livre do 2º ano}} \times 12 = \frac{423.106,05}{703.827,24} \times 12 \cong 7,21 \text{ meses}$$

Portanto, através do método de Payback Simples, o retorno do investimento acontecerá em aproximadamente 2 anos e 7 meses.

A figura 40 mostra os ganhos com economia de energia com a operação do sistema fotovoltaico ao longo dos anos.

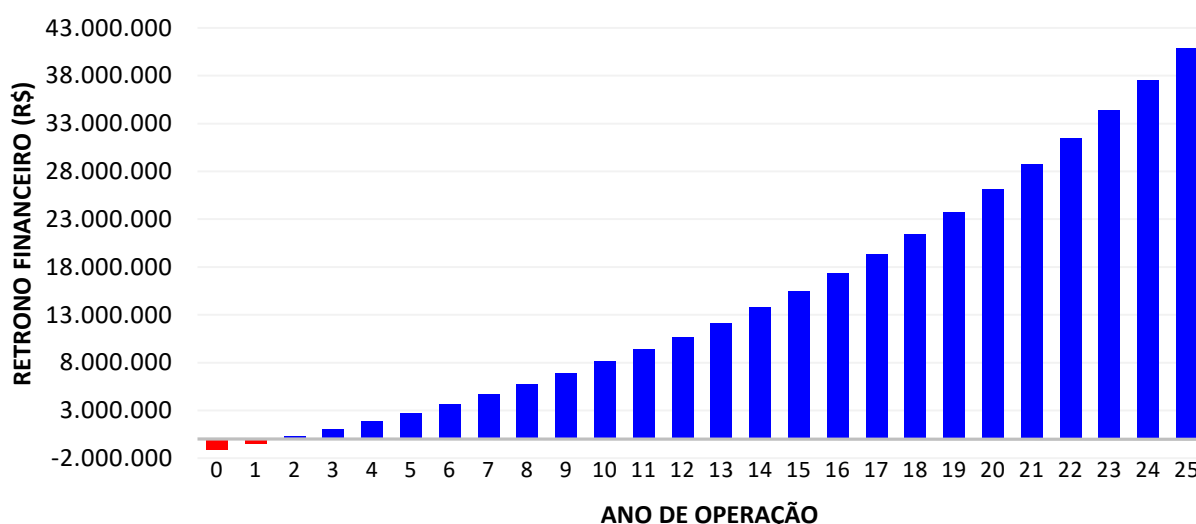


Figura 40 - Retorno Financeiro Através do Payback Simples

5.2 Payback Descontado

Outro método que é o mais utilizado é o Payback Descontado. É uma métrica de análise de investimentos que leva em consideração o valor do dinheiro no tempo. Ele parte do princípio de que um real recebido no futuro não tem o mesmo valor que o mesmo real recebido no presente. Assim é aplicada uma taxa de desconto ao fluxo de caixa futuro, trazendo todos os valores a valor presente. Para isto usamos como taxa de desconto a Taxa de Longo Prazo (TLP). Esta é a taxa praticada pelo BNDES para empréstimos e financiamentos. A tabela 18 mostra a Taxa de Longo Prazo.

Tabela 18 - Taxa de Longo Prazo (TLP)

ANO DE VIGÊNCIA	TLP (a.a)
2018	6,72 %
2019	6,20 %
2020	4,87 %
2021	4,80 %
2022	6,78 %
2023	7,05 %
2024	6,89 %
Média	6,32 %

A tabela 19 mostra os valores dos custos e retorno financeiro ano a ano considerando o fluxo de caixa descontado, usando uma taxa de desconto média de 6,32%, conforme a tabela 18.

Tabela 19 - Retorno Financeiro Pelo Método do Payback Descontado

ANO	CUSTO DE DEMANDA	CUSTOS O&M E SEGURO	ECONOMIA FINANCEIRA	FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	RETORNO FINANCEIRO	ANO
0	R\$ 32.153,69	-	R\$ 661.202,91	-R\$ 1.078.396,42	-R\$ 1.078.396,42	0
1	R\$ 34.508,95	R\$ 10.060,16	R\$ 699.859,47	R\$ 616.314,63	-R\$ 462.081,79	1
2	R\$ 37.036,73	R\$ 10.520,91	R\$ 751.384,88	R\$ 622.591,89	R\$ 160.510,10	2
3	R\$ 39.749,67	R\$ 11.002,77	R\$ 806.356,21	R\$ 628.637,38	R\$ 789.147,47	3
4	R\$ 42.661,33	R\$ 11.506,69	R\$ 865.005,69	R\$ 634.466,48	R\$ 1.423.613,96	4
5	R\$ 45.786,28	R\$ 12.033,70	R\$ 927.581,15	R\$ 640.093,59	R\$ 2.063.707,55	5
6	R\$ 49.140,12	R\$ 12.584,84	R\$ 994.347,12	R\$ 645.532,17	R\$ 2.709.239,71	6
7	R\$ 52.739,64	R\$ 13.161,23	R\$ 1.065.585,97	R\$ 650.794,80	R\$ 3.360.034,51	7
8	R\$ 56.602,81	R\$ 13.764,01	R\$ 1.141.599,04	R\$ 655.893,26	R\$ 4.015.927,77	8
9	R\$ 60.748,97	R\$ 14.394,41	R\$ 1.222.708,01	R\$ 660.838,59	R\$ 4.676.766,36	9
10	R\$ 65.198,83	R\$ 15.053,67	R\$ 1.309.256,20	R\$ 665.641,09	R\$ 5.342.407,45	10
11	R\$ 69.974,65	R\$ 15.743,13	R\$ 1.401.610,04	R\$ 670.310,40	R\$ 6.012.717,85	11
12	R\$ 75.100,29	R\$ 16.464,16	R\$ 1.500.160,67	R\$ 590.055,23	R\$ 6.602.773,08	12
13	R\$ 80.601,39	R\$ 17.218,22	R\$ 1.605.325,53	R\$ 679.285,02	R\$ 7.282.058,10	13
14	R\$ 86.505,44	R\$ 18.006,82	R\$ 1.717.550,22	R\$ 683.606,67	R\$ 7.965.664,78	14
15	R\$ 92.841,96	R\$ 18.831,53	R\$ 1.837.310,30	R\$ 687.827,91	R\$ 8.653.492,69	15
16	R\$ 99.642,64	R\$ 19.694,01	R\$ 1.965.113,40	R\$ 691.955,66	R\$ 9.345.448,35	16
17	R\$ 106.941,46	R\$ 20.596,00	R\$ 2.101.501,31	R\$ 695.996,38	R\$ 10.041.444,73	17
18	R\$ 114.774,92	R\$ 21.539,30	R\$ 2.247.052,32	R\$ 699.956,14	R\$ 10.741.400,87	18
19	R\$ 123.182,18	R\$ 22.525,80	R\$ 2.402.383,65	R\$ 703.840,61	R\$ 11.445.241,48	19
20	R\$ 132.205,28	R\$ 23.557,48	R\$ 2.568.154,11	R\$ 707.655,08	R\$ 12.152.896,55	20
21	R\$ 141.889,31	R\$ 24.636,41	R\$ 2.745.066,86	R\$ 711.404,52	R\$ 12.864.301,08	21
22	R\$ 152.282,71	R\$ 25.764,76	R\$ 2.933.872,43	R\$ 715.093,58	R\$ 13.579.394,66	22
23	R\$ 163.437,42	R\$ 26.944,78	R\$ 3.135.371,87	R\$ 718.726,60	R\$ 14.298.121,26	23
24	R\$ 175.409,21	R\$ 28.178,85	R\$ 3.350.420,20	R\$ 722.307,65	R\$ 15.020.428,91	24
25	R\$ 188.257,93	R\$ 29.469,45	R\$ 3.579.930,03	R\$ 725.840,53	R\$ 15.746.269,45	25

Como podemos ver, o mesmo acontece para o Payback Descontado. O retorno do investimento também ocorre no segundo ano de operação do sistema. A diferença será nos meses de retorno conforme abaixo.

$$Meses = \frac{\text{Retorno Financeiro do 1º ano}}{\text{Fluxo de Caixa Descontado do 2º ano}} \times 12 = \frac{462.081,79}{622.591,89} \times 12 \cong 8,91 \text{ meses}$$

Portanto, através do método de Payback Descontado, o retorno do investimento acontecerá em aproximadamente 2 anos e 9 meses.

A figura 41 mostra os ganhos com economia de energia com a operação do sistema fotovoltaico ao longo dos anos de operação.

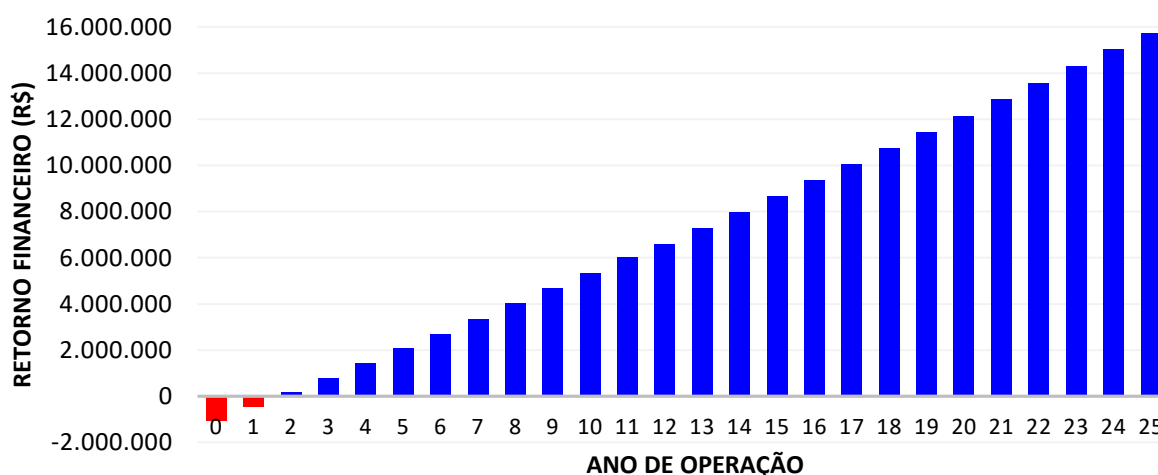


Figura 41 - Retorno Financeiro Através do Payback

5.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) tem como objetivo calcular o valor presente de um determinado fluxo de caixa, descontando os valores futuros para a data presente e permite avaliar se um investimento é viável, considerando o retorno em relação ao custo de capital. Um VPL positivo indica que o investimento trará retorno acima da taxa de desconto, sendo considerado atrativo. Já um VPL negativo indica que o investimento não é viável, pois o retorno esperado é inferior ao custo de capital. A equação 41 mostra como pode ser calculado.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - II_0$$

Onde:

FC_t : Fluxo de Caixa de um determinado período;

i : Taxa de desconto aplicada;

t : Período analisado;

II_0 : Investimento Inicial;

A tabela 20 apresenta o fluxo de caixa livre e os valores presentes

Tabela 20 - Cálculo do Valores Presentes

ANO	FLUXO DE CAIXA LIVRE	VALOR PRESENTE DA ECONOMIA	ANO
0	-R\$ 1.078.396,42	-R\$ 1.078.396,42	0
1	R\$ 655.290,37	R\$ 616.314,63	1
2	R\$ 703.827,24	R\$ 622.591,89	2
3	R\$ 755.603,77	R\$ 628.637,38	3
4	R\$ 810.837,66	R\$ 634.466,48	4
5	R\$ 869.761,17	R\$ 640.093,59	5
6	R\$ 932.622,15	R\$ 645.532,17	6
7	R\$ 999.685,10	R\$ 650.794,80	7
8	R\$ 1.071.232,21	R\$ 655.893,26	8
9	R\$ 1.147.564,64	R\$ 660.838,59	9
10	R\$ 1.229.003,69	R\$ 665.641,09	10
11	R\$ 1.315.892,27	R\$ 670.310,40	11
12	R\$ 1.231.596,21	R\$ 590.055,23	12
13	R\$ 1.507.505,92	R\$ 679.285,02	13
14	R\$ 1.613.037,96	R\$ 683.606,67	14
15	R\$ 1.725.636,81	R\$ 687.827,91	15
16	R\$ 1.845.776,76	R\$ 691.955,66	16
17	R\$ 1.973.963,86	R\$ 695.996,38	17
18	R\$ 2.110.738,10	R\$ 699.956,14	18
19	R\$ 2.256.675,68	R\$ 703.840,61	19
20	R\$ 2.412.391,36	R\$ 707.655,08	20
21	R\$ 2.578.541,14	R\$ 711.404,52	21
22	R\$ 2.755.824,96	R\$ 715.093,58	22
23	R\$ 2.944.989,67	R\$ 718.726,60	23
24	R\$ 3.146.832,14	R\$ 722.307,65	24
25	R\$ 3.362.202,65	R\$ 725.840,53	25

Soma dos valores presentes: R\$ 16.824.665,87

Investimento Inicial: R\$ 1.707.405,64

Logo:

$$VPL = R\$ 16.824.665,87 - R\$ 1.707.405,64$$

$$\therefore VPL = R\$ 15.117.220,23$$

Isto significa que, a soma de todos os lucros durante os 25 anos a uma taxa de desconto de 6,32% representa no ano do investimento inicial (ano zero) a quantia de R\$ 15.117.220,23. Portanto, a implantação do projeto é viável.

5.4 Taxa Mínima Atrativa e Taxa Interna de Retorno

5.4.1 Taxa Mínima Atrativa (TMA)

A Taxa Mínima Atrativa é utilizada para avaliar a viabilidade de investimentos, representando a remuneração mínima exigida pelo investidor. Ela é aplicada em projetos de longo prazo, considerando fatores como risco, custo de oportunidade e inflação. A TMA é importante para analisar se um investimento trará retorno superior ao custo de capital, auxiliando na tomada de decisão por parte das empresas e investidores.

Adotaremos como a taxa mínima atrativa o percentual de investimento em título público no ano de 2023, que foi de 17,08% segundo dados do Instituto ASSAF.

5.4.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno é um indicador de rentabilidade de um investimento, representando a taxa de desconto que torna o valor presente líquido igual a zero. Sua importância reside no fato de possibilitar a avaliação da viabilidade de projetos, permitindo comparar diferentes opções de investimento. A equação 42 demonstra a fórmula de cálculo.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

(42)

Onde:

FC_t : Fluxo de Caixa de um determinado período;

TIR : Taxa Interna de retorno;

t : Período analisado;

Há uma relação entre a TMA e a TIR que pode ser analisada para aprovação de um projeto.

$TIR > TMA \rightarrow$ *Aprovação do Projeto $\rightarrow$ Taxa de retorno maior que o esperado*

$TIR = TMA \rightarrow$ *Indiferente aprovar, não haverá lucro e nem prejuízo*

$TIR < TMA \rightarrow$ *Reprovação do Projeto $\rightarrow$ Taxa de retorno menor que o esperado*

Com base na tabela 20, obtemos uma Taxa Interna de Retorno de 58%, sob uma taxa de desconto de 6,32%. Comparando o valor da TIR com a TMA adotada de 17,08%, logo $TIR > TMA$, portanto, o projeto é rentável e deve ser aprovado.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho abrangeu conceitos técnicos, financeiros e regulatórios para a implantação de um sistema fotovoltaico na estação Suzano da CPTM. Com base nos cálculos desenvolvidos através dos dados dos inversores e módulos fotovoltaicos escolhidos, a potência nominal do sistema é de 638,74 kWp, potência dos inversores de 510,99 kW, se enquadrando na categoria GD-III segundo a Lei 14.300, assim disponibilizando uma energia à rede elétrica de 824,68 MWh/ano, o que atende 88,92% do consumo da estação.

Análise financeira nos permitiu verificar que o projeto é viável de ser implantado, uma vez que os métodos de análises nos deram resultados positivos em que obtemos um retorno do investimento no 2º ano de operação do sistema, tanto pelo método do Payback Simples, quanto pelo método do Payback Descontado. O valor do VPL foi positivo, pois retornou um VPL de R\$ 15.117.220,23 a uma taxa de desconto média de 6,32. E por fim, uma TIR de 58% sendo maior que a TMA adota 17,08%, referente a taxa de investimento em títulos públicos em 2023, assim confirmando que o projeto é viável tendo em vista o aspecto financeiro.

Ainda que o sistema fotovoltaico não atenda a consumo total da estação, podemos concluir que este geraria uma grande economia financeira com as faturas de energia elétrica, além de diminuir a emissão dos gases do efeito estufa e atender as metas ESG da companhia, incentivando o uso de energias renováveis tornando a companhia e o planeta mais sustentáveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSolar – **Matriz Elétrica Brasileira 2024.**

Disponível em: <absolar.org.br/mercado/infografico/>

Acesso em: 20 de junho de 2024.

CPTM – **Contexto da malha ferroviária.**

Disponível em: <cptm.sp.gov.br/a-companhia/Pages/a-companhia.aspx>

Acesso em: 25 de julho de 2024.

Energy Institute – **Matriz Energética 2024.**

Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/abcdnenergia/matriz-energetica-e-eletrica>

Acesso em: 19 de junho de 2024.

IEA – **Crescimento da Energia Solar Mundial.**

Disponível em: <www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>

Acesso em: 20 de junho de 2024.

Our world in data. **Crescimento da Energia Solar Mundial.**

Disponível em <ourworldindata.org/renewable-energy>

Acesso em: 26 de junho de 2024.

KLEIN, S. A. **Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces.** Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, Madison, WI 53706, U.S.A, 1976. Solar Energy, vol 19, pp. 325-329. Pergamon Press 1977.

Hukseflux Brasil – **Piranômetro.**

<huksefluxbrasil.com.br/produtos/piranometro-digital-sr20-d2-modbus>

Acesso em: 09 de setembro de 2024.

Hukseflux Brasil – **Pireliômetro.**

<huksefluxbrasil.com.br/produtos/pireliometro-digital-primeira-classe-dr30-d1>

Acesso em: 09 de setembro de 2024.

CRESEB – **Estrutura do painel fotovoltaico.**

<cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&catid=4>

Acesso em: 16 de setembro de 2024

CRESESB – **Curva IxV e PxV de um painel fotovoltaico**

<cresebsb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=331>

Acesso em: 07 de outubro de 2024

Cooperação Brasil-Alemanha – **Curva característica do módulo fotovoltaico.**

<cooperacaobrasil-alemanha.com>

Acesso em: 16 de setembro de 2024

Portal Solar – **Conceito de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.**

<portalsolar.com.br/sistema-solar-conectado-a-rede-on-grid>

Acesso em: 23 de setembro de 2024

SIMÕES MOREIRA, J. R. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.** 2ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

Canal Solar - **Tipos de ligação dos painéis fotovoltaicos.**

<canalsolar.com.br/dynamic-peak-manager-solucao-para-sistemas-fv-com-sombreamento>

Acesso em: 07 de outubro de 2024

Eletrônica de Potência – **Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede: Imagem do esquemático.**

<eletronicadepotencia.com/sistemas-fotovoltaicos>

Acesso em: 23/09/2024

Canadian Solar – **Datasheet do Módulo Fotovoltaico CS6W-545MS**

<www.csisolar.com/br/downloads?downid=17577>

Acesso: em 05 de outubro de 2024

Canadian Solar – **Datasheet do Inversor de Strings CSI-100K-T4001A-E**

<www.csisolar.com/br/75-100-kw/>

Acesso em: 15 de outubro de 2024

Meteoblue – **Dados Climatológicos para a Cidade de Suzano/SP.**

<www.meteoblue.com >

Acesso em: 09 de outubro de 2024

Weather Spark – **Dados Climatológicos para a Cidade de Suzano/SP.**

<pt.weatherspark.com >

Acesso em: 09 de outubro de 2024

Greener – **Estudo Estratégico de Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico.**

<greener.com.br/estudos>

Acesso em: 21 de outubro de 2024

Agência Nacional de Energia Elétrica – **Tarifas de energia: - Resolução Homologatória N° 3.408**, de 15 de outubro de 2024

Acesso em: 23 de outubro de 2024

Instituto Assaf – Indicadores Financeiros

<institutoassaf.com.br/rendimentos-financeiros/>

Acesso em: 23 de outubro de 2024

Universidade de São Paulo (USP): **Conteúdo da Disciplina. PECE-USP: EGR 001 – Análise de Viabilidade Econômica de Projetos de Energia** – 2023.

Universidade de São Paulo (USP): **Conteúdo da Disciplina. PECE-USP: EGR 006 – Energia Solar I** – 2023.

Universidade de São Paulo (USP): **Conteúdo da Disciplina. PECE-USP: EGR 007 – Energia Solar II** – 2023

Universidade de São Paulo (USP): **Conteúdo da Disciplina. PECE-USP: EGR 011 – Regulação da Geração Distribuída** – 2023.