

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Diego Lorena Diniz

**Estudo de caso de projeto de sistema solar fotovoltaico conectado à rede para
a estação ferroviária Ribeirão Pires.**

São Paulo
2023

DIEGO LORENA DINIZ

**Estudo de caso de projeto de sistema solar fotovoltaico conectado à rede para
a estação ferroviária Ribeirão Pires.**

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

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor Msc Alvaro Nakano

São Paulo

2023

Catálogo-na-publicação

Diniz, Diego Lorena

Estudo de caso de projeto de sistema solar fotovoltaico conectado à rede para estação ferroviária Ribeirão Pires / D. L. Diniz -- São Paulo, 2023.
72 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia Solar Fotovoltaica 2.Microgeração distribuída 3.Consumidor de baixa tensão 4.Estação Ferroviária I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

LISTA DE SIMBOLOS E ABREVIATURAS

ABSolar – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CPTM – Companhia Paulista de Trens Metropolitanos

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor

GWh – Gigawatt-hora

IEA – *International Energy Agency*

kW - Quilowatt

kWh – Quilowatt -hora

MW - Megawatt

MWh – Megawatt-hora

MPPT – *Maximum power point tracking*

NOCT – *Nominal operating cell temperature*

PERS – Programa de Energia Renovável Social

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SPMP – Seguidor do ponto de máxima potência

STC – *Standard test condition*

TD – Taxa de desempenho

TIR – Taxa interna de Retorno

VPL – Valor Presente Líquido

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz elétrica mundial	12
Figura 2 - Porcentagem de contribuição de cada fonte na matriz elétrica brasileira.....	13
Figura 3- Evolução da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil	13
Figura 4 - Evolução da Energia Solar Fotovoltaica no mundo.....	14
Figura 5 - Número de instalações por padrões de entrada da CPTM.....	16
Figura 6 – Entrada da Estação Ribeirão Pires	16
Figura 7 - Vista Aérea da estação Ribeirão Pires.	17
Figura 8 - Ângulos de latitude (Φ), declinação solar (δ) e horário (ω).	22
Figura 9 - Ângulos de posicionamento de uma superfície em relação ao sol.....	24
Figura 10 - Estrutura física de um painel fotovoltaico.	28
Figura 11 – Curva IxV de um painel fotovoltaico	29
Figura 12 - Curva para identificação do ponto de máxima potência.....	30
Figura 13 - Condições padrão de ensaio (STC - Standard test condition)	31
Figura 14 - Condição de temperatura nominal de operação da célula (NOCT – Nominal operating cell temperature).....	32
Figura 15 - Inversor Solar	35
Figura 16 - Produtividade do gerador fotovoltaico x FDI.....	36
Figura 17 – Composição básica de um Sistema fotovoltaico conectado à rede.	38
Figura 18 - Ligação em série	39
Figura 19 - Ligação em paralelo.	39
Figura 20 - Ligação em série-paralelo	40
Figura 21 - Padrão de conexão para inversor junto a entrada.....	44
Figura 22 - Padrão de conexão para inversor longe da entrada.	44
Figura 23 - Coordenadas Geográficas da estação Ribeirão Pires.	45
Figura 24 - Dados Solarimétricos fornecidos pelo CRESESB.	46
Figura 25 - Dados da estação solarimétrica mais próxima à estação Ribeirão Pires.	47

Figura 26 - Temperaturas máximas e mínimas médias no município de Ribeirão Pires.	48
Figura 27 - Tensões e Correntes do Sistema.	55
Figura 28 - Disposição dos painéis fotovoltaicos (mm).....	56
Figura 29 - Geração de energia x Consumo 2022.....	59
Figura 30 - <i>Payback</i> simples x <i>Payback</i> descontado	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dia médio de cada mês.....	25
Tabela 2 - Especificações técnicas do painel fotovoltaico.	33
Tabela 3- Especificações técnicas do inversor.	37
Tabela 4 - Forma de conexão para determinadas potências instaladas.	43
Tabela 5 - Declinação solar, ângulo horário do pôr do sol e duração da insolação em horas.	47
Tabela 6 - Temperaturas máximas e mínimas média no município de Ribeirão Pires.	49
Tabela 7 - Produção de energia diária.....	57
Tabela 8 - Consumo de energia atendido pelo sistema fotovoltaico.....	58
Tabela 9 - Custos do projeto.....	60
Tabela 10 - Custos de Energia Elétrica	61
Tabela 11 - Valor Presente Líquido	63
Tabela 12 – <i>Payback</i> descontado.....	64
Tabela 13 - Taxa Interna de Retorno (TIR).....	66

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Energia Solar Fotovoltaica.....	12
1.2	A Geração Distribuída – Lei 14.300	14
1.3	A Companhia Paulista de Trens Metropolitanos	15
1.4	Objetivo Geral	18
1.4.1	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
1.5	Metodologia.....	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1	A Geometria Solar	20
2.1.1	IRRADIAÇÃO SOLAR EXTRATERRESTRE	24
2.1.2	IRRADIAÇÃO SOLAR SOBRE A SUPERFÍCIE TERRESTRE.....	25
2.2	O painel Fotovoltaico.....	26
2.2.1	CURVA DE CORRENTE – TENSÃO (IXV).....	28
2.2.2	ESPECIFICAÇÕES DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	31
2.3	Inversores solares.....	34
2.4	O Sistema Fotovoltaico	38
2.5	Energia elétrica produzida por um painel fotovoltaico	40
2.6	Norma Técnica Enel Distribuição São Paulo.....	41
3	ESTUDO DE CASO	45
4	ANÁLISE DE RESULTADOS	57
4.1	Análise Financeira.....	60
5	CONCLUSÃO	67
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	69
	APÊNDICE A – Diagrama Unifilar.....	72

RESUMO

Nos dias atuais muito se é discutido sobre a transição energética de matrizes a base de combustíveis fósseis para matrizes a base de energias renováveis. Uma das fontes que tem contribuído para essa transição é a energia solar fotovoltaica, sendo este um assunto envolvido neste trabalho. O trabalho consiste em um estudo de caso de aplicação de um sistema fotovoltaico conectado à rede para a estação ferroviária Ribeirão Pires da Companhia Paulista de Trens Metropolitanos – CPTM, usufruindo do regime de compensação de energia elétrica junto a concessionária local. Este local foi determinado em função disponibilidade de área para instalação dos módulos fotovoltaicos, de forma gerar uma quantidade de energia equivalente a uma parcela do consumo demandado pela estação, com base na legislação vigente, lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022. Esta estação possui a entrada de energia elétrica em baixa tensão, servindo este estudo como um modelo para as demais estações que possuem este padrão, visto que a empresa possui outras 31 estações com esse padrão, além de outras 34 instalações de baixa tensão para prédios administrativos e de manutenção. A empresa possui grandes demandas elétricas, visto que os trens da companhia são elétricos, possuindo diversas estações dos mais variados portes, além de prédios administrativos e de manutenção. Sendo assim, sistemas com propósito de diminuir o custo com energia elétrica da empresa surgem como uma grande oportunidade para tornar a empresa mais eficiente e contribuir com a descarbonização da matriz elétrica brasileira. A metodologia empregada neste trabalho consiste em levantar as variáveis solarimétricas e climatológicas do local, dimensionar o sistema com base no conceito de Horas de Sol Pleno fornecido pelo CRESESB e especificações de fabricantes dos equipamentos e resultando na energia a ser produzida para a estação. E por fim, com a quantidade de energia produzida, o trabalho também demonstra a viabilidade econômica do projeto, com base nos métodos de *payback* simples, *payback* descontado, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Além disso, demonstra a redução de emissões de gases do efeito estufa.

Palavras chave: Energia solar fotovoltaica. Microgeração distribuída. Consumidor de baixa tensão. Estação ferroviária.

ABSTRACT

Nowadays, there is a lot of discussion about the energy transition from matrices based on fossil fuels to matrices based on renewable energies. One of the sources that has contributed to this transition is photovoltaic solar energy, which is an subject involved in this work. The work consists in a study of the application of a photovoltaic system connected to the grid for the Ribeirão Pires railway station of the Companhia Paulista de Trens Metropolitanos – CPTM, taking advantage of the electricity compensation regime with the local concessionaire. This location was determined based on the availability of an area for the installation of photovoltaic modules, in order to generate an amount of energy equivalent to a portion of the consumption demanded by the station, based on current legislation, Law No. 14,300 of January 6, 2022. This station has a low voltage electrical energy input, serving this study as a model for the other stations that have this standard, since the company has another 31 stations with this standard, in addition to another 34 low-voltage installations for administrative and maintenance buildings. The company has large electrical demands, because the company's trains are electric, having several stations of the most varied sizes, in addition to administrative and maintenance buildings. Therefore, systems with the purpose of reducing the company's cost of electricity emerge as a great opportunity to make the company more efficient and contribute to the decarbonization of the Brazilian electricity matrix. The methodology used in this work consists of raising the solarimetric and climatological variables of the site, sizing the system based on the concept of Hours of Full Sun provided by CRESEB and specifications of equipment manufacturers, resulting in the energy to be produced for the station. And finally, with the amount of energy produced, the work also demonstrates the economic viability of the project, based on the methods of simple payback, discounted payback, Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). In addition, it demonstrates the reduction of greenhouse gas emissions.

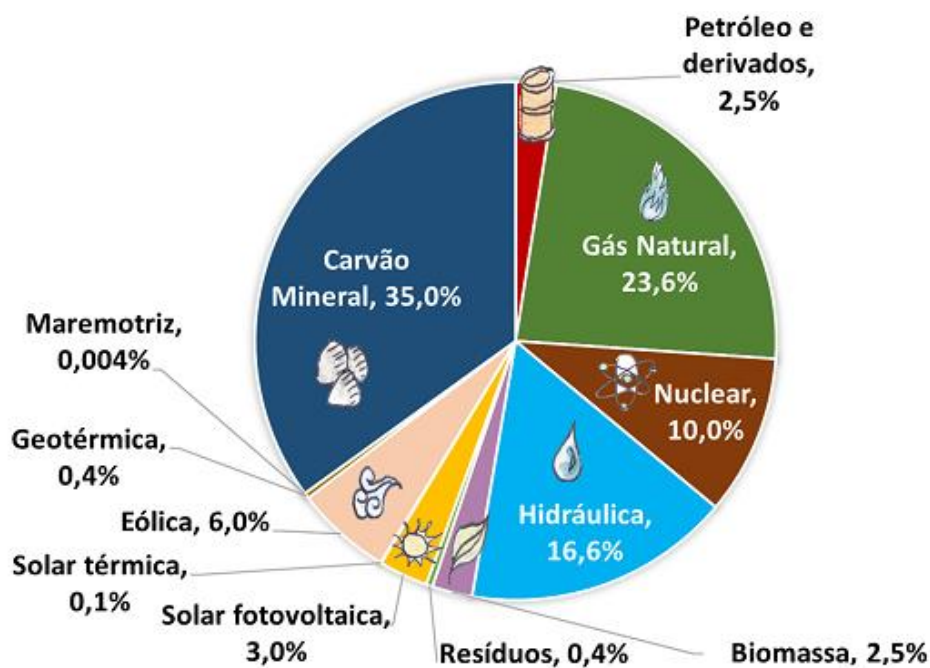
Keywords: *Photovoltaic Solar Energy. Distributed microgeneration. Low voltage consumer. Train station.*

1 INTRODUÇÃO

1.1 Energia Solar Fotovoltaica

A demanda de energia elétrica no mundo tem aumentado por diversos fatores, por exemplo: aumento da população mundial, novos processos industriais que consomem este tipo de energia etc. Este tipo de energia é obtido a partir de diversas fontes, sendo elas renováveis ou não renováveis. Uma das fontes renováveis é a energia solar fotovoltaica, sendo ela responsável por aproximadamente 3% da matriz elétrica mundial, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023). A matriz elétrica mundial pode ser vista na Figura 1.

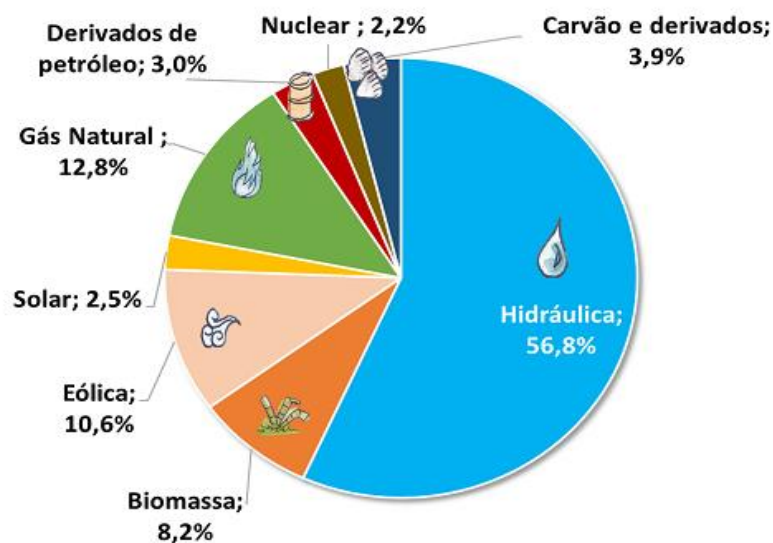
Figura 1 - Matriz elétrica mundial



Fonte: EPE, 2023.

Já no âmbito nacional, a energia solar fotovoltaica representa 2,5% da matriz elétrica, abaixo dos 3% da matriz mundial, mas a matriz brasileira é muito mais renovável do que a mundial, visto que possui grande quantidade de geração hidráulica, eólica e a partir de biomassa, como pode ser visto na Figura 2.

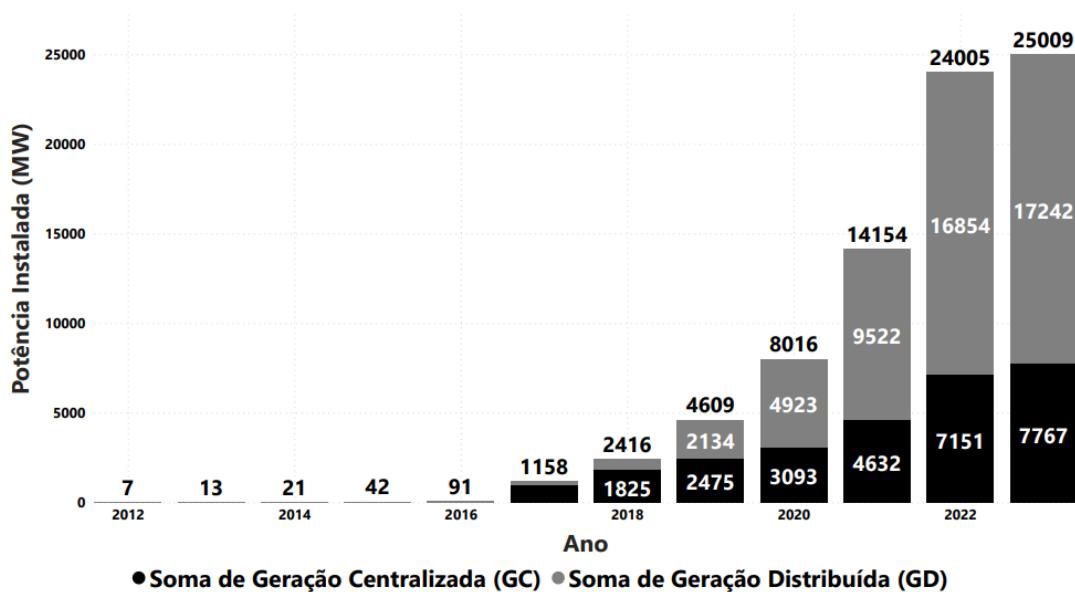
Figura 2 - Porcentagem de contribuição de cada fonte na matriz elétrica brasileira.



Fonte: EPE, 2023.

A energia solar fotovoltaica vem apresentando grande crescimento no mundo e no Brasil também, nos últimos anos devido ao desenvolvimento da tecnologia e consequente redução dos preços, segundo a Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR). A evolução da potência instalada desta fonte no Brasil pode ser vista na Figura 3.

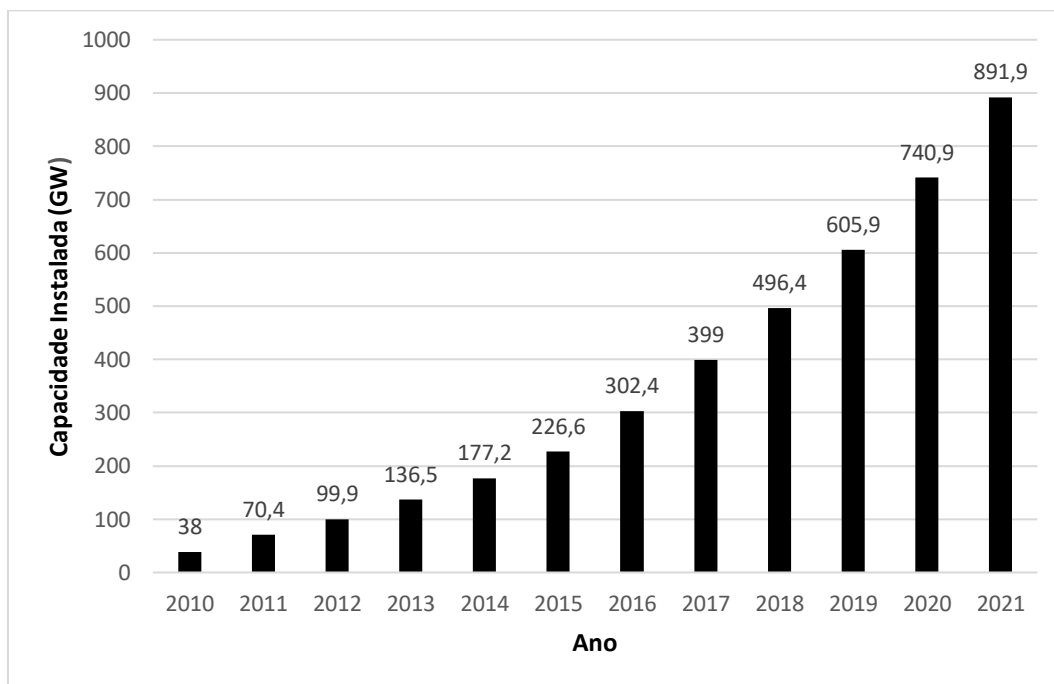
Figura 3- Evolução da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: Próprio Autor, adaptado de EPE, 2023.

Segundo a ABSolar (2023), a potência instalada no Brasil em janeiro de 2023 é de 25,01 MW. A taxa de crescimento anual média entre 2012 e 2023 foi de 178%. A geração centralizada representa 7,77 MW e a geração distribuída representa 17,24 MW. Já no âmbito mundial, a energia solar fotovoltaica também tem apresentado crescimento, o mesmo pode ser visto na Figura 4.

Figura 4 - Evolução da Energia Solar Fotovoltaica no mundo



Fonte: Próprio autor, adaptado de IEA, 2023.

Conforme dados da *International Energy Agency* (IEA, 2023), a capacidade instalada ao redor do mundo no ano de 2021 era de 891.9 GW. A taxa de crescimento anual entre 2010 e 2021 foi de 34%.

1.2 A Geração Distribuída – Lei 14.300

A lei que rege as instalações de micro e minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica no Brasil é a lei nº 14300, de 6 de janeiro de 2022 que 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).

Para este estudo alguns conceitos abordados nesta lei devem ser utilizados, por exemplo o de autoconsumo local, que é a modalidade de micro ou minigeração distribuída eletricamente

junto a carga sendo que o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora é compensado ou creditado pela mesma.

Outro conceito é o do SCEE, que consiste em que a unidade consumidora injete energia elétrica ativa na rede da distribuidora através de micro ou minigeração. A energia elétrica é compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia.

O excedente de energia elétrica é gerado quando a energia elétrica injetada na rede é maior do que a consumida pela unidade consumidora. Quando não são compensados no ciclo de faturamento em que foi produzido, são gerados os créditos de energia elétrica, podendo os mesmos serem utilizados em ciclos de faturamento subsequentes, vendido para a concessionária em que está conectada o gerador ou utilizado para compensar em uma outra unidade consumidora do titular sob o mesmo CPF ou CNPJ, desde que dentro da mesma área de concessão.

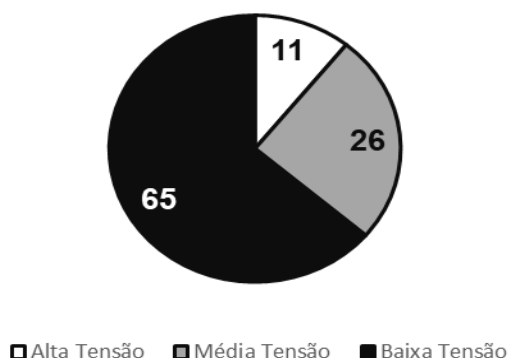
Microgeração distribuída é definida por uma central geradora de energia elétrica com potência instalada em corrente alternada menor ou igual a 75 kW, a energia deve ser produzida através de cogeração qualificada ou fontes renováveis e devem ser conectadas a rede de distribuição de energia. A diferença para minigeração distribuída está no valor de potência instalada, sendo para este caso necessária uma potência maior que 75 kW e menor que 5 MW para fontes despacháveis. Para fontes não despacháveis a potência deve ser menor do que 3 MW.

1.3 A Companhia Paulista de Trens Metropolitanos

A Companhia Paulista de Trens Metropolitanos (CPTM) é a empresa responsável por operar o transporte ferroviário de passageiros nas linhas 7-Rubi, 10- Turquesa, 11-Coral, 12-Safira e 13-Jade do estado de São Paulo. A companhia possui 196 km de linhas ferroviárias e 57 estações. A empresa possui uma alta demanda de energia elétrica, ocasionada pelo funcionamento dos trens, circuitos de sinalização dos trens, estações dos mais variados portes, prédios administrativos e de manutenção etc., tornando a empresa eletrointensiva. No ano de 2022, o consumo médio mensal da empresa foi de 394,58 GWh.

As entradas de alta tensão fornecem energia elétrica para o sistema de tração elétrica dos trens, circuitos de sinalização e linhas de transmissão internas, sendo estes os maiores consumidores de energia da companhia. As entradas de média e baixa tensão são utilizadas na alimentação de estações, prédios administrativos e de manutenção. As instalações de alta tensão representam 95,15% do consumo de energia elétrica. Por outro lado, os consumos em média e baixa tensão representam 4,05 e 0,80% respectivamente. Uma visão da distribuição das quantidades de cada padrão de entrada de energia elétrica na empresa pode ser vista na Figura 5.

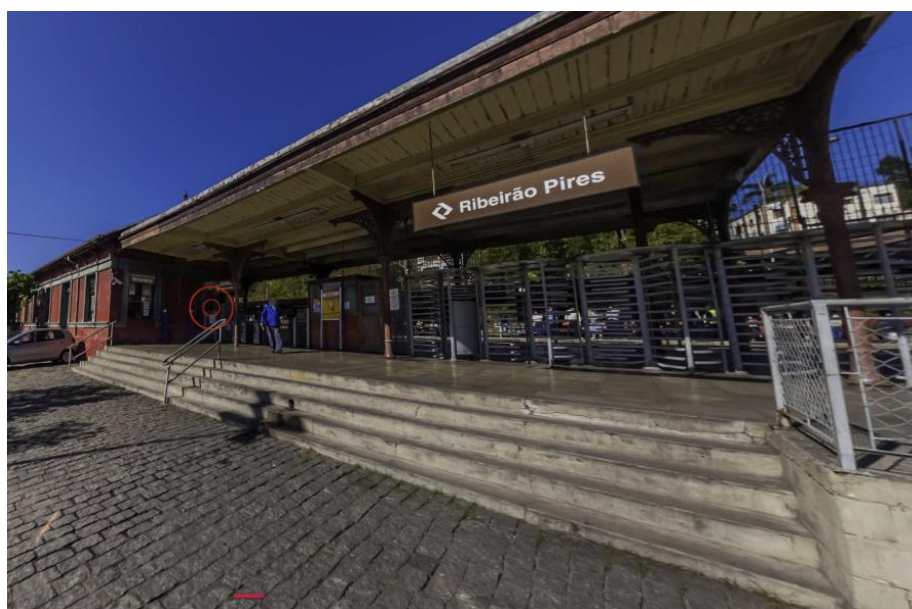
Figura 5 - Número de instalações por padrões de entrada da CPTM.



Fonte: CPTM, 2023.

Dentre estas estações, encontra-se a estação ferroviária Ribeirão Pires, a mesma foi inaugurada em 1885 e atualmente funciona atendendo os trens metropolitanos da CPTM, sendo parte da linha 10 – Turquesa, e se localiza na Rua Capitão José Gallo, s/nº, no município de Ribeirão Pires.

Figura 6 – Entrada da Estação Ribeirão Pires



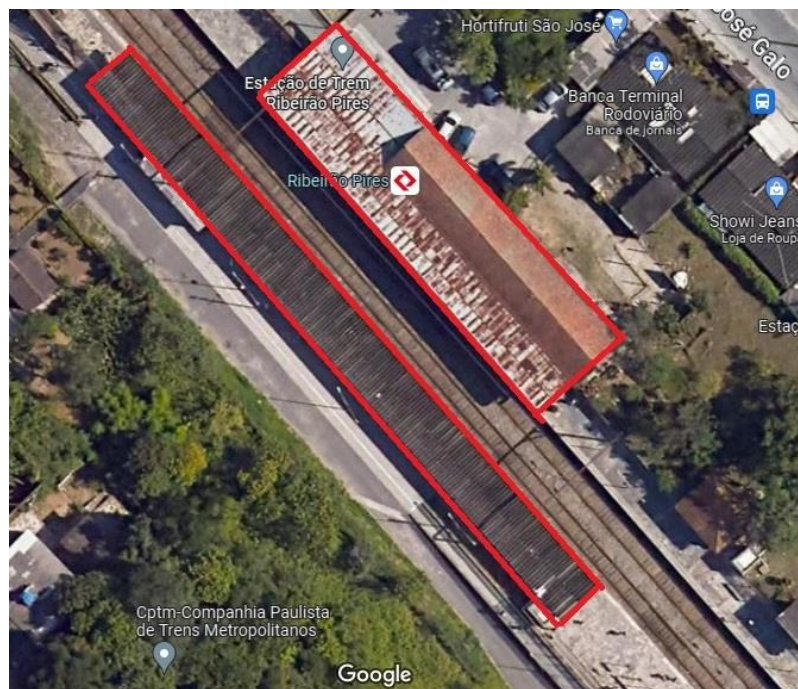
Fonte: CPTM, 2023.

A estação possui uma entrada de baixa tensão e o consumo da estação é composto basicamente da iluminação das plataformas e áreas administrativas, tomadas para a alimentação de computadores, televisão etc. Os bloqueios eletrônicos também são parte importante do consumo

da estação, estes são os equipamentos que cobram as passagens dos passageiros e recolhem os bilhetes. No ano de 2022, o consumo mensal médio da estação foi de 9967 kWh ou 9,97 MWh.

Por conta do padrão de entrada de energia elétrica de baixa tensão e da área disponível para instalação de painéis fotovoltaicos, esta estação foi escolhida para realizar o estudo de caso. A área disponível para instalação tem aproximadamente 1043 m², contemplando as duas plataformas da estação, que pode ser vista entre os retângulos vermelhos na Figura 7.

Figura 7 - Vista Aérea da estação Ribeirão Pires.



Fonte: Google Maps, 2023.

Este estudo tem o intuito de incentivar o uso de sistemas fotovoltaicos pela Companhia, diminuindo os gastos da empresa com energia elétrica e aproveitando espaços disponíveis nas estações e demais edificações da empresa, e por consequência tornando a empresa mais eficiente e contribuindo com as metas de redução de emissão de Carbono.

1.4 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é realizar o estudo de caso de uma aplicação de um sistema fotovoltaico conectado à rede na estação Ribeirão Pires da CPTM, usufruindo do regime de compensação de energia segundo a lei 14.300 para um projeto de microgeração distribuída em um consumidor de baixa tensão, situado no município de Ribeirão Pires no estado de São Paulo.

1.4.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Pesquisar de literaturas e normas
- Definir do local do gerador fotovoltaico
- Levantar os parâmetros para cálculos de Irradiação sobre uma superfície média mensal do local e variáveis climatológicas
- Definir o melhor ângulo de instalação
- Dimensionar o sistema fotovoltaico
- Pesquisar fabricantes e fornecedores
- Definir o projeto
- Avaliar os resultados de geração de energia elétrica
- Cotar preços
- Analisar a viabilidade econômica do projeto

1.5 Metodologia

A primeira etapa do projeto consiste em obter os valores de irradiação sobre superfície horizontal mensal do local da instalação, através de consulta ao Atlas do potencial solar do CRESESB. A segunda etapa consiste em verificar as áreas onde há possibilidade de instalar os painéis fotovoltaicos.

Após obter a área disponível, foi realizado o dimensionamento do sistema fotovoltaico, pelo método simplificado de Horas de Sol Pleno, escolhendo as especificações dos painéis, inversores e etc.

A quarta etapa consiste em analisar a estimativa de produção de energia e realizar o levantamento do consumo médio da estação, verificando se os painéis atendem a demanda da

estação, se superam a mesma gerando créditos ou se os módulos fotovoltaicos suprem apenas parte da demanda da estação.

Após obter a quantidade de energia produzida foi possível realizar a análise econômica, utilizando os métodos de *payback* simples, *payback* descontado, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Além disso, foi possível estimar a redução na emissão de gases de efeito estufa.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 A Geometria Solar

Para realizar a avaliação do potencial solar é preciso considerar diversos fatores, dentre eles a posição da Terra em relação ao Sol, ângulos de posicionamento em um ponto da Terra.

A posição da Terra na órbita do Sol pode ser obtida através do dia do ano (n), este por sua vez depende do dia e mês do ano dado por um calendário e pode ser relacionado pela equação 1. O dia do ano é representado por n .

$$n = dia + (mês - 1) \cdot 30 + Cor \quad (1)$$

Onde:

- Mês [Entre 1 e 12]
- Dia [Entre 1 e 31]
- Cor [Se $mês \leq 2 \rightarrow Cor = \text{Int}(Mes/2)$; Se $2 < Mês \leq 8 \rightarrow Cor = (\text{Int}(Mes/2) - 2)$; Se $Mês > 8 \rightarrow Cor = (\text{Int}(Mes/2 + 1/2) - 2)$; Onde Int é o menor inteiro contido]

Um dos ângulos de posicionamento em um ponto da Terra é o ângulo de declinação solar (δ), o mesmo é o ângulo entre o vértice no centro da Terra, formado pela semirreta determinada pela direção do sol e o plano do equador. O mesmo varia entre $-23,45^\circ$ e $23,45^\circ$. A equação 2 relaciona o ângulo de declinação solar com dia do ano.

$$\delta = 23,45 \cdot \text{Sen}\left(\left(\frac{360}{365}\right) \cdot (284 + n)\right) \quad (2)$$

Outro ângulo de posicionamento terrestre é a latitude (Φ) e representa a distância em graus entre um ponto na superfície terrestre e a linha do Equador. Este ângulo varia entre 0° e 90° para Norte e para o Sul. A longitude da hora legal (Lo) é outro ângulo de posicionamento terrestre e varia entre 0° e 180° . Representa a distância entre um ponto da superfície terrestre e o Meridiano de Greenwich.

Para avaliação do potencial solar também é necessário obter a hora solar (HS), visto que o relógio indica a hora legal (HL), sendo que ambas são relacionadas pela equação 3.

$$HS = HL + Corhora \quad (3)$$

A Hora Solar é obtida a partir da Hora legal e de um fator de correção de hora (Corhora), este fator por sua vez, é obtido através da Longitude da hora legal e da Longitude Local (L), conforme Equação 4.

$$Corhora = \frac{(4 \cdot (L0 - L) + E)}{60} \quad (4)$$

Onde:

$$E = 9,87 \cdot \text{Sen}(2 \cdot B) - 7,53 \cdot \text{Cos}(B) - 1,5 \cdot \text{Sen}(B) \quad (5)$$

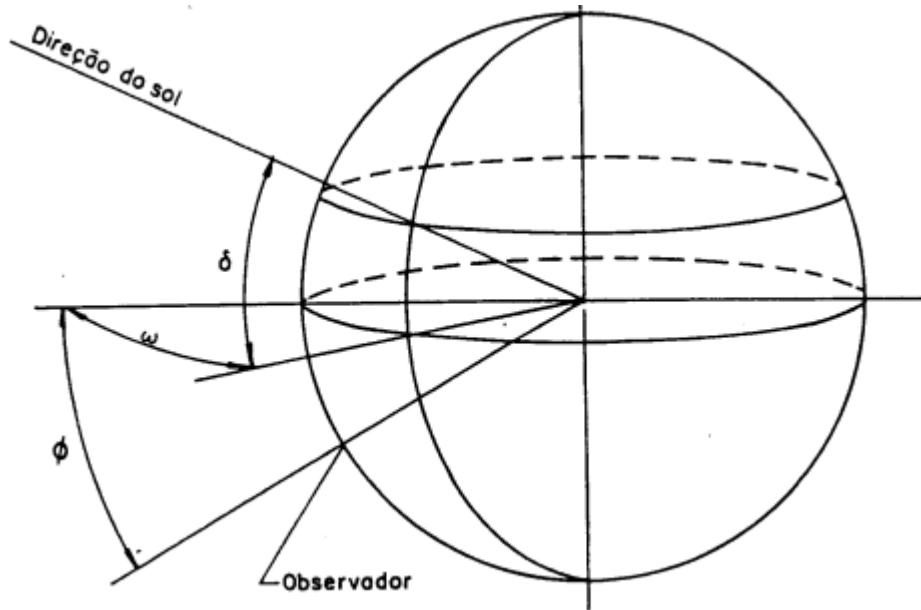
$$B = \left(\frac{360}{364}\right) \cdot (n - 81) \quad (6)$$

A partir da hora solar, é possível obter ângulo horário $\omega(^{\circ})$, que é formado entre o semiplano que contém o sol e semiplano do meridiano local. O mesmo pode ser obtido através da equação 7.

$$\omega = (HS - 12) \cdot 15 \quad (7)$$

A Figura 8 demonstra os ângulos de latitude (Φ), declinação solar (δ) e horário (ω).

Figura 8 - Ângulos de latitude (Φ), declinação solar (δ) e horário (ω).



Fonte: Pacheco, 2021.

Outro ângulo que pode ser obtido é o ângulo horário do pôr do sol (ω_s), o mesmo pode ser obtido através da latitude e do ângulo de declinação solar conforme a equação 8.

$$\cos(\omega_s) = -\tan(\Phi) \cdot \tan(\delta) \quad (8)$$

A partir de ω_s é possível obter a duração da insolação em horas (N) no local, utilizando a equação 9.

$$N = (2/15) \cdot \omega_s \quad (9)$$

Com a declinação solar, a latitude e o ângulo horário, é possível obter o ângulo zenital (θ_z), que varia entre 0° e 90° . Este ângulo representa o ângulo entre a perpendicular ao plano horizontal com a incidência solar sobre um plano horizontal. A equação 10 relaciona estes ângulos.

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \cdot \sin(\Phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\Phi) \cdot \cos(\omega) \quad (10)$$

Um outro ângulo que pode ser calculado é denominado azimuth solar e é representado por γ_s . Este ângulo é função do ângulo zenital, da declinação solar e da latitude. O mesmo varia entre -180° e 180° . O azimuth solar é formado entre a projeção da direção do sol no plano horizontal e o meridiano N-S. O sinal deste ângulo é definido a partir da direção sul, que possui $\gamma_s=0^\circ$, em caso de o ângulo ser medido no sentido horário, ele é positivo. Caso contrário é negativo. A equação 11 mostra como deve ser realizado o cálculo deste ângulo.

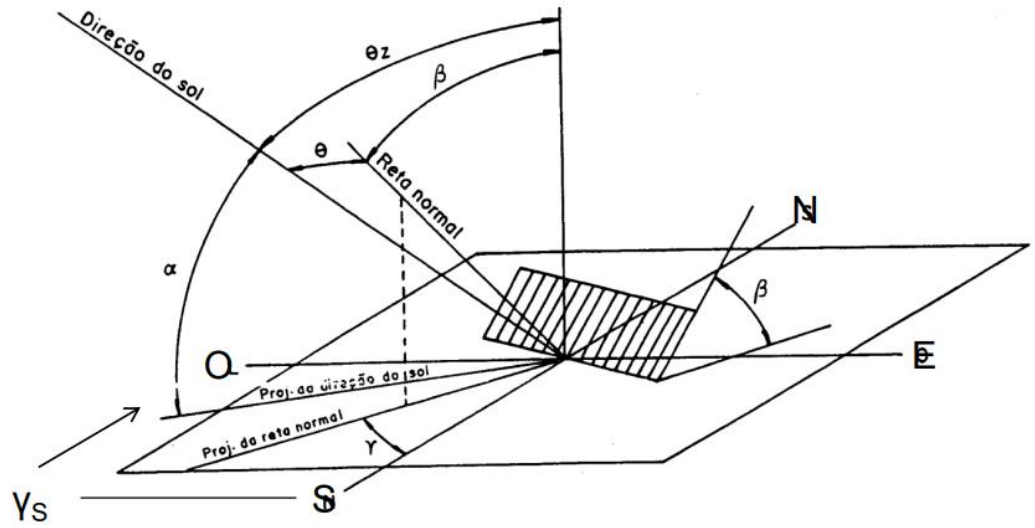
$$\gamma_s = \arccos\left(\frac{\cos \theta_z \cdot \sin \Phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cdot \cos \Phi}\right) \quad (11)$$

E por fim, o ângulo de incidência solar (θ) é calculado em função da declinação solar, da latitude, do ângulo horário, do azimuth solar e do ângulo de inclinação da superfície receptora em relação a horizontal (β). A equação 12 é a fórmula utilizada para o cálculo do ângulo de incidência solar.

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

O ângulo zenital (θ_z), o ângulo do azimuth solar (γ_s), o ângulo de inclinação da superfície receptora (β), o ângulo de incidência solar (θ) e a altitude solar (α) podem ser vistos na Figura 9.

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



Fonte: Pacheco, 2021.

2.1.1 IRRADIAÇÃO SOLAR EXTRATERRESTRE

A irradiação solar pode ser aproximada como um feixe de raios paralelos que atingem a Terra devido à grande distância entre a Terra e o Sol. A energia fornecida pelo Sol é considerada constante e fora da atmosfera em uma superfície perpendicular a direção da propagação da radiação é igual a 1367 W/m², esta é chamada de constante solar (G_{sc}).

A partir da constante solar (G_{sc}), do dia do ano (n) e do ângulo zenital (θ_z), é possível obter a irradiância extraterrestre sobre uma superfície horizontal em um ponto da Terra (G_o), através da equação 13.

$$G_o = G_{sc} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right] \cdot \cos(\theta_z) \quad (13)$$

Já a irradiação extraterrestre integrada diária sobre uma superfície horizontal (H_o) pode ser calculada através da equação 14.

$$H_o = 2,75 \cdot 10^4 \cdot G_{sc} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right] \cdot [1,75 \cdot 10^{-2} \cdot \omega_s \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\Phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\Phi) \cdot \sin(\omega_s)] \quad (14)$$

Visto que ω_s varia conforme o dia do ano, para o cálculo de H_o é utilizado o dia médio de cada mês para calcular a irradiação extraterrestre diária média mensal. Os dias médios de cada mês podem ser vistos na Tabela 1. Além disso, a tabela também mostra o respectivo dia do ano, corrigidos pela equação 1.

Tabela 1 - Dia médio de cada mês

Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Dia do mês	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
Dia do ano	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

Fonte: Duffie & Beckman, 2006.

2.1.2 IRRADIAÇÃO SOLAR SOBRE A SUPERFÍCIE TERRESTRE

A atmosfera terrestre atenua a radiação incidente extraterrestre através do espalhamento atmosférico pelas moléculas de ar, vapor e poeira. Além disso também ocorre a absorção atmosférica pelo ozônio, vapor d'água e gás carbônico.

É possível relacionar a irradiação solar na direção da incidência (G_{bn}) com a irradiação no plano horizontal (G_b) através da equação 15.

$$G_b = G_{bn} \cdot \cos(\theta_z) \quad (15)$$

E a componente em um plano inclinado (G_{bt}) é relacionada com a irradiação solar na direção da incidência através da equação 16.

$$G_{bt} = G_{bn} \cdot \cos(\theta) \quad (16)$$

Duas parcelas compõe a irradiação solar total (G) em um plano inclinado, sendo elas: Irradiância direta (G_b) e irradiância difusa (G_d). A irradiância direta incide diretamente sobre a superfície sem sofrer influências. A irradiância difusa incide sobre a superfície após sofrer os efeitos de espalhamento pela superfície terrestre. A equação 17 relaciona as três irradiâncias.

$$G = G_B + G_D \quad (17)$$

A irradiação pode ser medida através de dois instrumentos: Pireliômetro e Piranômetro. O primeiro mede a irradiação direta e o segundo utilizado para medir irradiação direta mais difusa.

Para realizar a avaliação das frações direta e difusa de irradiação no plano horizontal são utilizados os índices de claridade, que correspondem a razão entre a radiação integrada sobre o plano horizontal (H) e a radiação extraterrestre (H_o), estes valores correspondem a determinado espaço de tempo. A equação 18 demonstra o cálculo do índice de claridade diário para média mensal.

$$\overline{Kt} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_o}} \quad (18)$$

A partir de \overline{Kt} e ω_s é possível estimar a radiação difusa no plano horizontal média mensal, para isso é utilizado a equação 19.

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 0,775 + 0,0065 \cdot (\omega_s - 90^\circ) - [0,505 + 0,00455 \cdot (\omega_s - 90^\circ)] \cdot \cos[115 \cdot \overline{Kt} - 103] \quad (19)$$

Com a radiação média mensal em um plano horizontal (\overline{H}) é possível determinar a radiação média mensal sobre uma superfície inclinada com ângulo fixo ($\overline{H_t}$). Pode ser realizada através da equação 20.

$$\overline{H_t} = \overline{H} \cdot \left(1 - \frac{\overline{H_d}}{\overline{H}}\right) \cdot \overline{R_b} + \overline{H_d} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2}\right) + \overline{H} \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2}\right) \quad (20)$$

2.2 O painel Fotovoltaico

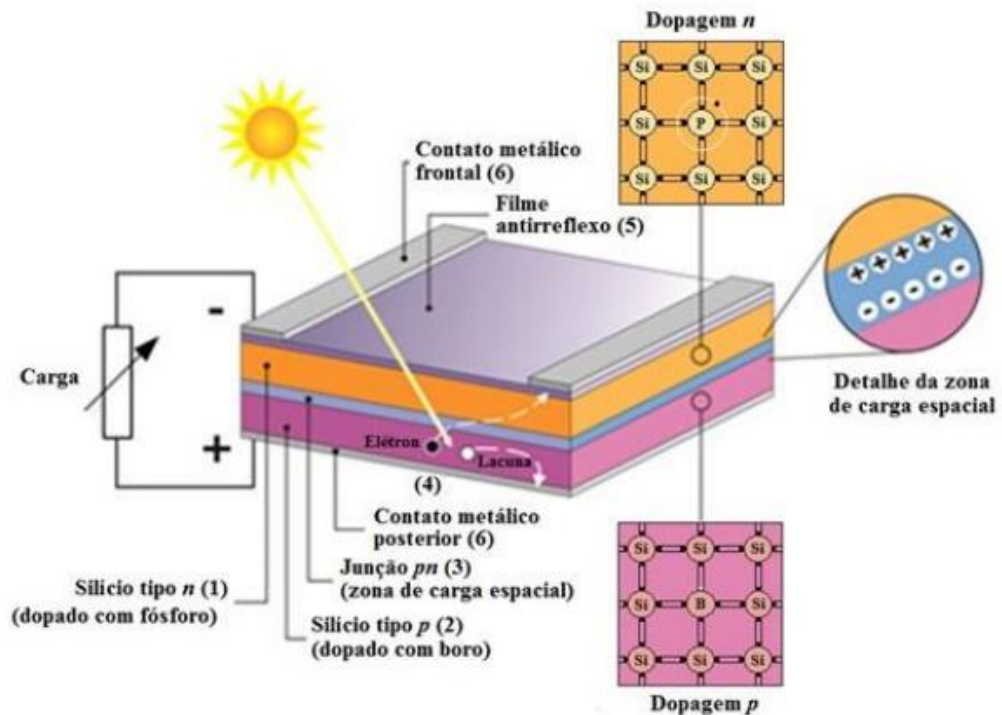
Células fotovoltaicas utilizam a radiação solar para produzir eletricidade. Elas são compostas basicamente por semicondutores, que por sua vez é um material que possui características de isolantes em baixas temperaturas e com o aumento da temperatura vai se tornando condutor.

A maioria dos módulos fotovoltaicos utiliza variações de silício e o processo de dopagem para inserir impurezas, como o Boro, no mesmo para alterar suas características elétricas. O silício possui quatro elétrons na camada de valência, já o boro possui três, sendo assim, nas ligações em que o boro toma o lugar do silício na estrutura cristalina é gerado um vazio, onde há a ausência do quarto elétron. Um semiconductor que possui estes vazios é considerado tipo p. Esse vazio pode ser preenchido por outro elétron. Em caso de impurezas com cinco elétrons na camada de valência, o mesmo pode ser facilmente induzido a se mover devido a sua ligação fraca. No caso de o elemento de dopagem possuir elétrons livres ela é considerada junção tipo-n, um elemento utilizado neste tipo de junção é o Fósforo.

O efeito fotovoltaico consiste na movimentação dos elétrons causada pela absorção dos fótons com energia acima de determinado nível. Os fótons contêm certo nível de energia que são transferidos para os elétrons na superfície do material. Os elétrons com energia o suficiente para escapar do átomo são conduzidos como corrente elétrica. (DUNLOP, 2010)

A célula fotovoltaica consiste em uma fina camada de junção p-n, que é o limite de camadas adjacentes de semicondutores tipo-p e tipo-n em contato um com o outro. Quando a junção recebe os fótons, a energia deles é transmitida para os elétrons extras, fazendo com que os mesmos se movimentem para um estado de energia maior. A energia excedente fornecida pelos fótons transmite calor para a estrutura cristalina da célula.

Figura 10 - Estrutura física de um painel fotovoltaico.



Fonte: CRESESB, 2014.

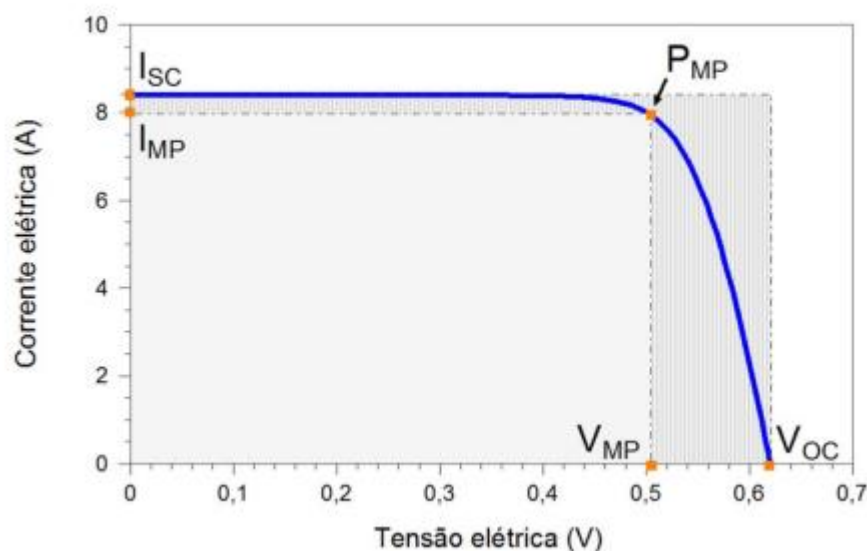
Quando os elétrons estão excitados eles podem se movimentar para outros átomos, deixando espaços. Os espaços podem se comportar como elétrons, se movimentando quando um elétron se move para preencher um espaço. Um campo elétrico criado pela junção p-n impede que os elétrons e espaços se recombinem imediatamente sem realizar trabalho útil. Os elétrons são repelidos pela camada tipo-p e os espaços repelidos pela camada tipo-n, criando uma diferença de potencial entre o topo e a parte mais abaixo da célula.

Os elétrons são coletados no topo da superfície e devem se movimentar para superfície inferior, porém, para realizar esta movimentação os mesmos passam pelos condutores e cargas, gerando trabalho. Esta movimentação ocorre sempre que o módulo está exposto a luz. (DUNLOP, 2010)

2.2.1 CURVA DE CORRENTE – TENSÃO (IXV)

Uma das características fornecidas pelos fabricantes de painéis fotovoltaicos é a curva corrente-tensão (IxV), que apresenta todos os pontos de tensão e corrente de operação do módulo para determinado painel e a uma determinada temperatura e incidência de radiação solar. A Figura 11 demonstra um exemplo desta curva.

Figura 11 – Curva IxV de um painel fotovoltaico



Fonte: CRESESB, 2014.

A curva traz diversas informações a respeito do módulo, dentre elas:

- I_{sc} – Corrente de curto circuito;
- I_{mp} – Corrente no ponto de máxima potência;
- P_{mp} – Ponto de Máxima potência;
- V_{oc} – Tensão de circuito aberto;
- V_{mp} – Tensão no ponto de máxima potência

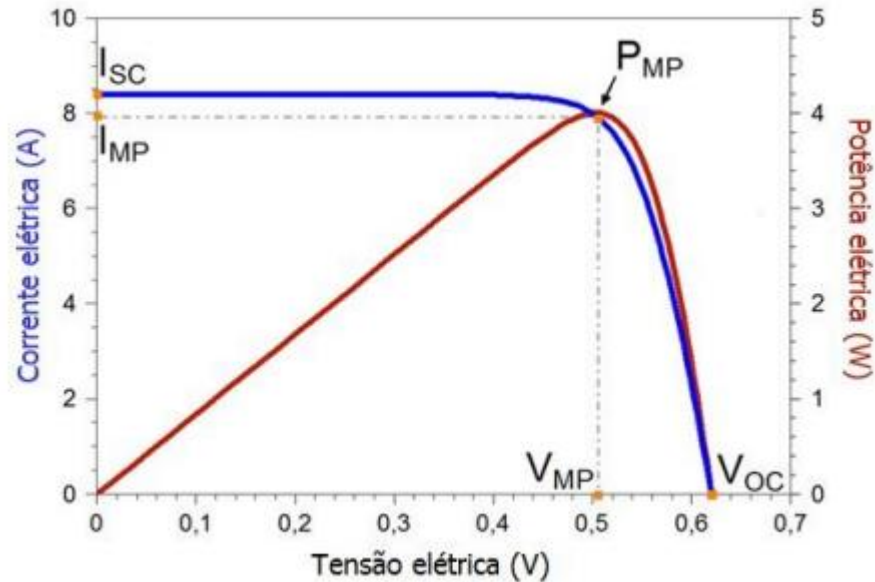
A tensão de circuito aberto é a máxima tensão de um painel fotovoltaico, obtida através de um circuito aberto ou um ponto de operação de carga infinita. Nestas condições a corrente de saída do módulo é igual a 0 Amperes (A) e por consequência a potência gerada também. Esta tensão é utilizada para obter a tensão máxima de módulos e arranjos fotovoltaicos.

A corrente de curto circuito é a corrente máxima que é obtida em condições de curto circuito, e por consequência sem tensão e potência de saída. É utilizada para obter a corrente máxima de projeto dos módulos e arranjos.

O ponto de máxima potência é obtido quando o módulo fotovoltaico produz o máximo de potência na saída. Este ponto fica entre os pontos de curto circuito e de circuito aberto quando

o circuito possui uma resistência finita. Este é o ponto de operação onde o produto $I \times V$ é máximo. A Figura 12 demonstra uma curva que relaciona tensão, corrente e potência, deixando claro o local do ponto de máxima potência.

Figura 12 - Curva para identificação do ponto de máxima potência.



Fonte: CRESESB, 2014.

O maior produto $I \times V$ é obtido com a multiplicação da tensão de máxima potência pela corrente de máxima potência, conforme pode ser visto na equação 21.

$$P_{mp} = I_{mp} \cdot V_{mp} \quad (21)$$

A partir destas variáveis, é possível obter o fator de forma (FF), que é a razão da potência máxima pelo produto da corrente de curto circuito e da tensão de circuito aberto. Quanto mais próximo de 1, melhor será o desempenho do módulo, visto que o módulo estará operando mais próximo da corrente e tensão máxima. A equação 22 demonstra a formula de cálculo do fator de forma.

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (22)$$

A eficiência do painel fotovoltaico pode ser calculada através da razão entre a potência de entrada e a potência de saída. A potência de entrada é obtida através do produto da irradiação solar (E) pela área do módulo (A). A equação 23 demonstra o cálculo da eficiência.

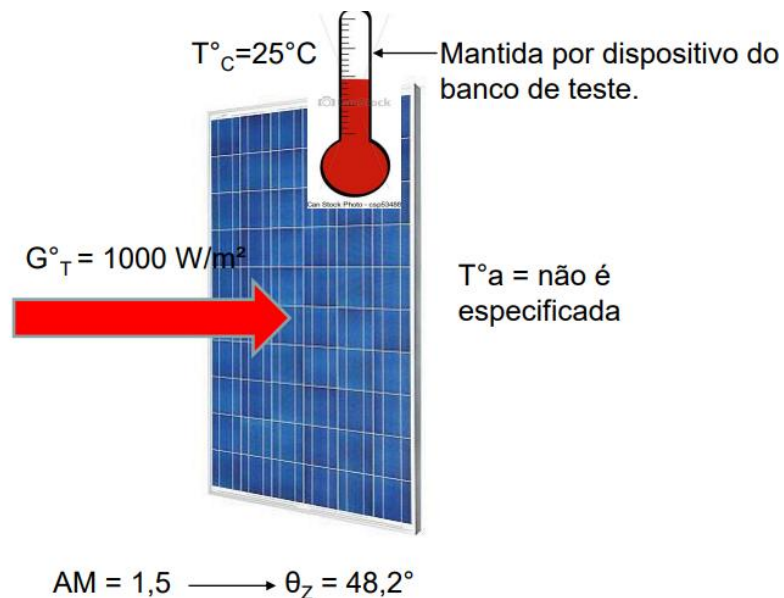
$$\eta = \frac{P_{mp}}{E \cdot A} \quad (23)$$

2.2.2 ESPECIFICAÇÕES DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Um painel fotovoltaico é fornecido com diversas especificações técnicas, entre elas as dimensões, peso e dados de performance do módulo. São fornecidos os parâmetros elétricos para condição padrão de ensaio (*STC – Standard test condition*) e para condição de temperatura nominal de operação da célula (*NOCT – Nominal operating cell temperature*).

Na condição STC, os painéis são submetidos a temperatura de 25°C mantidos por dispositivo do banco de teste, a irradiação solar é mantida em 1000 W/m² e a distribuição espectral padrão para a massa de ar é de 1,5. A Figura 13 mostra as condições padrões de ensaio.

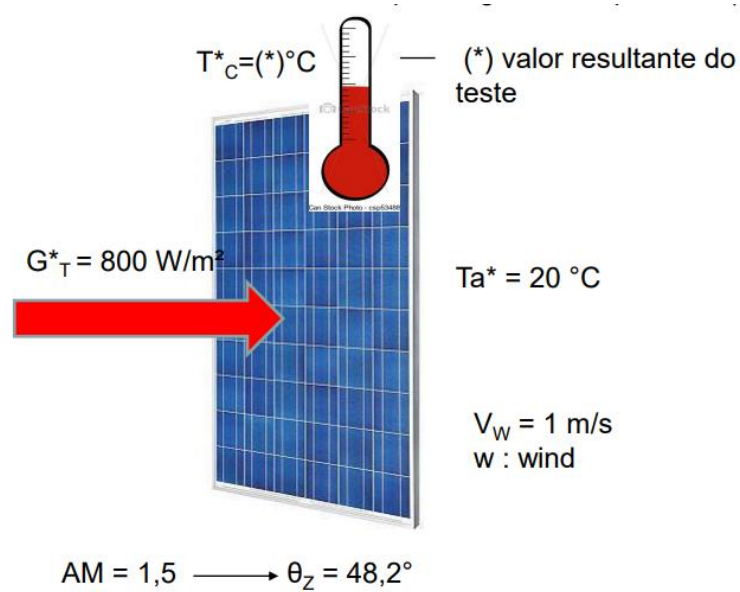
Figura 13 - Condições padrão de ensaio (STC - Standard test condition)



Fonte: Nakano, 2021.

Já a condição NOCT é utilizada para obter dados mais próximos do ponto de operação do módulo, sendo que cada painel possui uma temperatura nominal para suas células. Esta temperatura é obtida com o módulo exposto em circuito aberto a uma irradiância de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de 20°C e ação do vento incidindo com velocidade de 1 m/s , conforme demonstrado na Figura 14.

Figura 14 - Condição de temperatura nominal de operação da célula (NOCT – Nominal operating cell temperature).



Fonte: Nakano, 2021.

A Tabela 2 mostra um exemplo de especificações técnicas do painel fotovoltaico em STC e NOCT e demais especificações fornecidas pela fabricante Sunova Solar modelo SS-550-72MDH.

Tabela 2 - Especificações técnicas do painel fotovoltaico.

ELECTRIC CHARACTERISTICS

Model of modules	SS-535-72MDH		SS-540-72MDH		SS-545-72MDH		SS-550-72MDH	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum power — P_{mp} (W)	535	398	540	402	545	406	550	410
Open-circuit voltage — V_{oc} (V)	49.34	46.57	49.42	46.65	49.51	46.74	49.60	46.82
Short-circuit current — I_{sc} (A)	13.79	11.14	13.85	11.19	13.94	11.27	14.04	11.35
Maximum power voltage — V_{mp} (V)	40.66	37.92	40.71	38.11	40.76	38.19	40.83	38.25
Maximum power current — I_{mp} (A)	13.16	10.51	13.27	10.56	13.38	10.64	13.48	10.73
Module efficiency — η_m (%)	20.70%		20.89%		21.09%		21.28%	
Power tolerance (W)	(0,+5)							
Maximum system voltage (V)	1500							
Maximum rated fuse current (A)	25							
Current operating temperature (°C)	-40~+85 °C							

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25 °C , Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C , Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

STRUCTURAL CHARACTERISTICS

Module dimensions (L*W*H)	2279 x 1134 x 35 mm
Weight	27.5 kg
Number of cells	144 cells
Cell	PERC Monocrystalline 182x91 mm
Glass	Tempered, 3.2 mm AR, High transmittance, Low iron
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68
Output wire	4.0 mm ² , wire length: 300mm
Connector	MC4 Compatible
Mechanical load	5400 Pa

TEMPERFORMANCE RATINGS

Temperature coefficient (P_{mp})	-0.35 %/°C
Temperature coefficient (V_{oc})	-0.27 %/°C
Temperature coefficient (I_{sc})	+0.048 %/°C
Nominal operating cell temperature	45±2 °C

PACKAGING CONFIGURATION

Container	40HQ
Quantity/pallet	31
Pallets/container	20
Quantity/container	620

Fonte: SUNOVA SOLAR, 2023.

Os módulos fotovoltaicos não funcionam sempre nas condições STC e NOCT. Sendo assim, são utilizadas equações para obter os parâmetros elétricos e de temperatura da célula para a condição real de operação. A (demonstra o cálculo da temperatura de operação da célula (T_c) em função da temperatura média anual (T_a), da irradiação solar média (G_t) e a temperatura operacional nominal da célula (T_{noc}).

$$T_c = T_a + \frac{G_t}{800} \cdot (T_{noc} - 20) \cdot 0,9 \quad (24)$$

A partir da potência nominal do painel (P_{mp}^0), da irradiação solar nas condições STC (G_{ref}), da temperatura da célula nas condições STC (T_{ref}), do coeficiente de temperatura para potência do painel (γ_{mp}) e de algumas variáveis definidas acima, é possível obter a potência

máxima do painel (P_{mp}) através da (em função da temperatura máxima e mínima de célula ($T_{cmáx}$ e $T_{cmín}$).

$$P_{mp} = P_{mp}^0 \cdot \frac{G_t}{G_{ref}} \cdot [1 + \gamma_{mp} \cdot (T_c - T_{ref})] \quad (25)$$

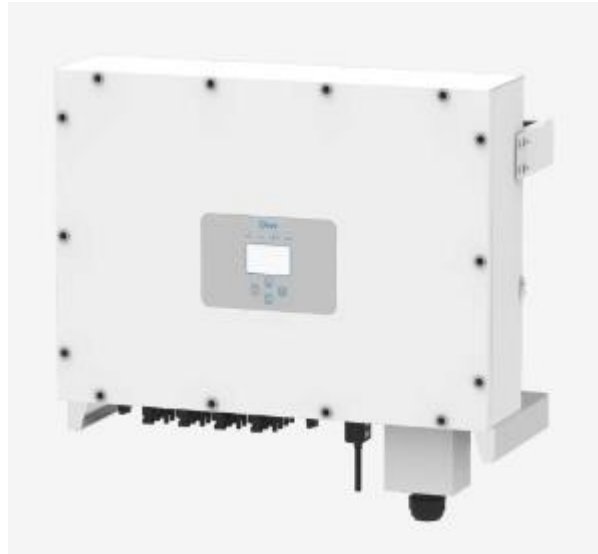
2.3 Inversores solares

Outro dispositivo importante para o funcionamento dos sistemas de geração fotovoltaica é o inversor. A energia gerada pelo módulo fotovoltaico é produzida em corrente contínua, sendo que este dispositivo tem a função de converter a energia de corrente contínua para corrente alternada. Ao realizar esta transformação, o mesmo também já realiza a sincronização da corrente alternada recém transformada com a corrente alternada da concessionária, garantindo o perfil senoidal da mesma e controlando para redução dos efeitos harmônicos.

Os painéis fotovoltaicos são expostos a diversas irradiações e temperaturas de célula diariamente, sendo assim, o inversor também tem a função de extrair a maior potência dos módulos para as condições de temperatura e irradiação apresentadas. Este é o conceito do seguidor de máxima potência ou MPPT (*Maximum power point tracking*).

Existem basicamente três tipos de inversores solares do tipo conectado à rede, que são aplicados em sistemas fotovoltaicos, sendo eles: Inversor de *String*, inversor central e microinversor. O inversor de string atua em uma série fotovoltaica extraindo a máxima potência da mesma, ficando limitada a potência máxima do módulo com o pior desempenho no momento. Já o microinversor atua extraindo a máxima potência de cada módulo ou de um pequeno conjunto de módulos fotovoltaicos. E os inversores centrais são utilizados em aplicações de maior porte pois apresentam potências maiores. A Figura 15 apresenta um inversor solar do tipo conectado à rede.

Figura 15 - Inversor Solar



Fonte: DEYE, 2023.

Para o bom funcionamento deste equipamento, é necessário dimensionar a potência do inversor (P_{invCA}) a partir da potência do gerador fotovoltaico (P_{pgfv}). Para realizar este dimensionamento é utilizado o Fator de dimensionamento do inversor (FDI), que relaciona ambas as potências. A equação 26 demonstra o cálculo do FDI.

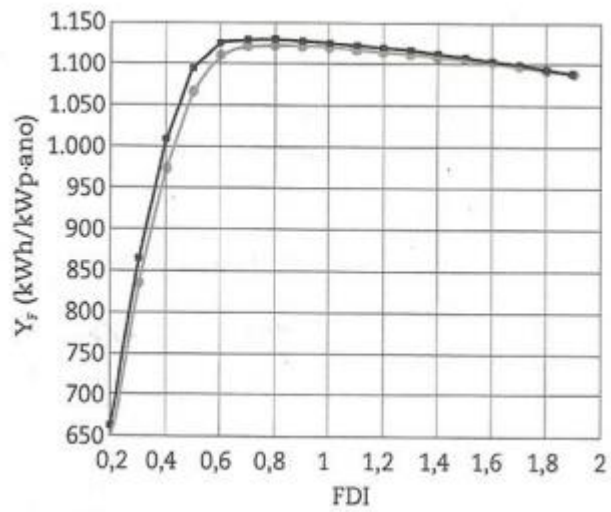
$$(FDI) = \frac{P_{invCA}}{P_{pGFV}} \quad (26)$$

A potência do gerador fotovoltaico, por sua vez, depende da quantidade de módulos (n) e da potência nominal máxima de cada módulo (P_{mp}^0). Esta pode ser calculada através da equação 27:

$$P_{pGFV} = N \cdot P_{mp}^0 \quad (27)$$

Segundo Zilles, é recomendado que o valor de FDI fique entre 0,6 e 0,9, pois são os pontos de maior produtividade. O valor máximo por sua vez é de 1,05. A Figura 16 abaixo demonstra esta relação entre a produtividade do gerador fotovoltaico (γ_f) e o FDI.

Figura 16 - Produtividade do gerador fotovoltaico x FDI



Fonte: Zilles, 2012.

A Tabela 3 abaixo demonstra as especificações técnicas de um inversor comercial para aplicação em sistemas fotovoltaicas. As especificações são dos modelos SUN-60K-G, SUN-70K-G, SUN-75K-G e SUN-80K-G da fabricante Deye.

Tabela 3- Especificações técnicas do inversor.

Modelo	SUN-60K-G	SUN-70K-G	SUN-75K-G	SUN-80K-G
Entrada				
Potência de entrada CC máxima (kW)	78	91	97.5	104
Tensão de entrada CC máxima (V)	1000			
Tensão de partida CC (V)	250			
Faixa de operação do MPPT (V)	200~850			
Corrente de entrada CC máxima (A)	40+40+40+40			
Corrente de Curto-Circuito Máxima (A)	60+60+60+60			
Número de MPPT / String por MPPT	4 / 3	4 / 4	4 / 4	4 / 4
Saída				
Potência de saída nominal (kW)(40°C)	60	70	75	80
Potência ativa máxima (kW)(40°C)	66	77	82.5	88
Tensão nominal da rede CA (V)	380			
Faixa de tensão da rede CA (V)	277Vac~460Vac (pode variar os padrões da rede)			
Frequência nominal da rede (Hz)	50 / 60 (Opcional)			
Fase Operacional	Trifásico			
Corrente nominal de saída da rede CA (A)	87.8	101.5	108.7	115.9
Corrente máxima de saída CA (A)	95.7	111.6	119.6	127.5
Fator de potência de saída	0.8 adiantado ~ 0.8 atrasado			
Distorção harmônica total	<3%			
Corrente de injeção CC (mA)	<0.5%			
Faixa de Frequência da rede	47~52 or 57~62 (Opcional)			
Eficiência				
Eficiência máxima	98.7%			
Eficiência Euro	98.3%			
Eficiência do MPPT	>99%			
Proteção				
Proteção de polaridade reversa CC	Sim			
Proteção contra curto-circuito CA	Sim			
Proteção de sobrecorrente de saída CA	Sim			
Proteção contra sobretensão de saída	Sim			
Proteção de resistência de isolamento	Sim			
Monitoramento de falha de aterramento	Sim			
Proteção anti-ilhamento	Sim			
Proteção térmica	Sim			
Chave seccionadora CC Integrada	Sim			
Upload de software remoto	Sim			
Mudança remota de parâmetros operacionais	Sim			
Proteção contra surto	CC Tipo II / CA Tipo II			
General Data				
Tamanho (mm)	700Lx575Ax297P			
Peso (kg)	60			
Topologia	Sem Transformador			
Consumo interno	<1W (Noite)			
Temperatura de operação	-25~65°C			
Grau de proteção	IP65			
Emissão de ruído (típica)	<55 dB			
Refrigeração	Resfriamento Inteligente			
Altitude operacional máxima	2000m			
Vida útil projetada	>20 anos			
Padrão de conexão de rede	IEC61727, IEC62116, IEC60068, IEC61683			
Umidade do ambiente de operação	0-100%			
Padrões de segurança	IEC62109-1/-2, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12			
Características				
Conexão CC	Compatível MC-4			
Conexão CA	Plug classificado IP65			
Display	LCD 240 x 160			
Interface	RS485/RS232/Wifi/LAN			

Fonte: DEYE, 2023.

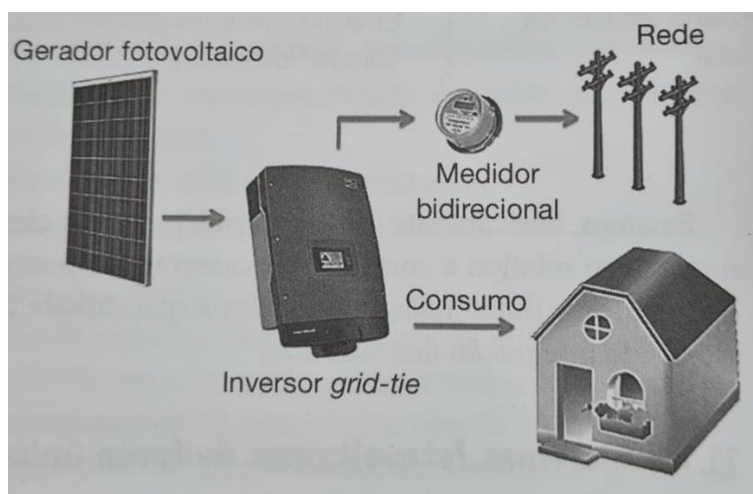
As principais especificações estão contidas no campo de entrada e saída. No campo entrada, são especificados os valores para a parte em corrente contínua do inversor, por exemplo: Potência e tensão máxima de entrada, corrente de curto circuito máxima por MPPT, número de MPPT e número de *strings* por MPPT.

Já na parte de saída, ficam as informações da parte em corrente alternada do sistema, como potência nominal e ativa máxima, tensão e corrente nominal da rede CA, frequência e etc.

2.4 O Sistema Fotovoltaico

O sistema empregado neste trabalho consiste em um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede de distribuição da concessionária, não necessitando de banco de baterias. A Figura 17 demonstra o princípio de funcionamento do sistema.

Figura 17 – Composição básica de um Sistema fotovoltaico conectado à rede.



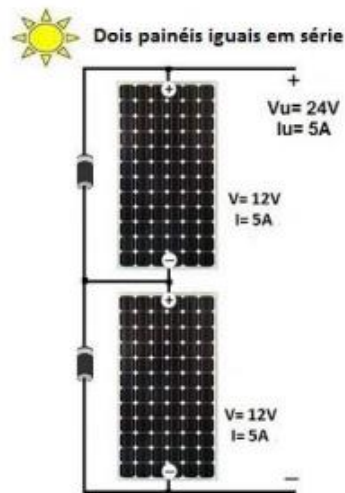
Fonte: Nakano, 2021.

A energia elétrica é gerada pelo módulo fotovoltaico em corrente contínua, passando pelo inversor de frequência, que irá transformar a corrente contínua em corrente alternada abastecendo com a quantidade necessária para o consumo, sendo que o seu excedente será injetado na rede de distribuição. A energia injetada e consumida é medida através de um medidor bidirecional.

Já os módulos fotovoltaicos, são interligados entre si, constituindo um arranjo fotovoltaico. A ligação entre os painéis pode ser realizada em série, paralelo ou em série-paralelo. A conexão em série só pode ser realizada em módulos que possuem a mesma corrente de saída.

A tensão do arranjo será igual a soma das tensões de saídas dos módulos e a corrente permanecerá a mesma. Neste caso, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao terminal negativo do próximo. A Figura 18 demonstra esta configuração.

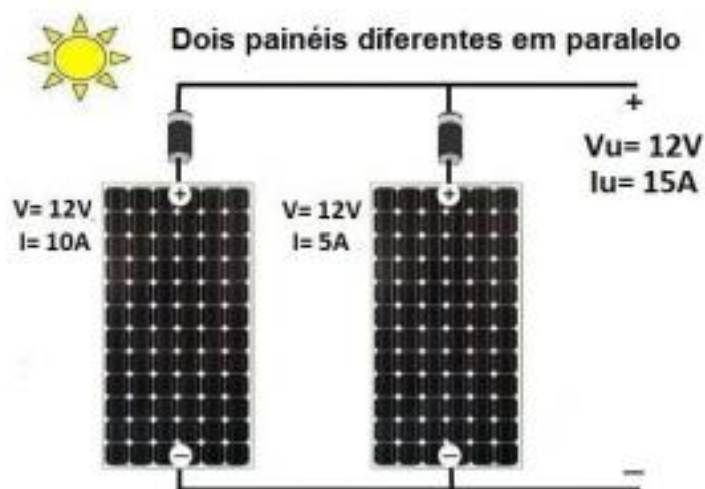
Figura 18 - Ligação em série



Fonte: MPPT, 2023.

A ligação em paralelo é realizada conectando o terminal positivo de um módulo ao terminal positivo do outro painel e o terminal negativo ao outro terminal negativo. Neste caso, a corrente do arranjo será a soma das correntes de saída de cada módulo e a tensão será a média das tensões dos painéis conectados em paralelo. A Figura 19 demonstra esta conexão.

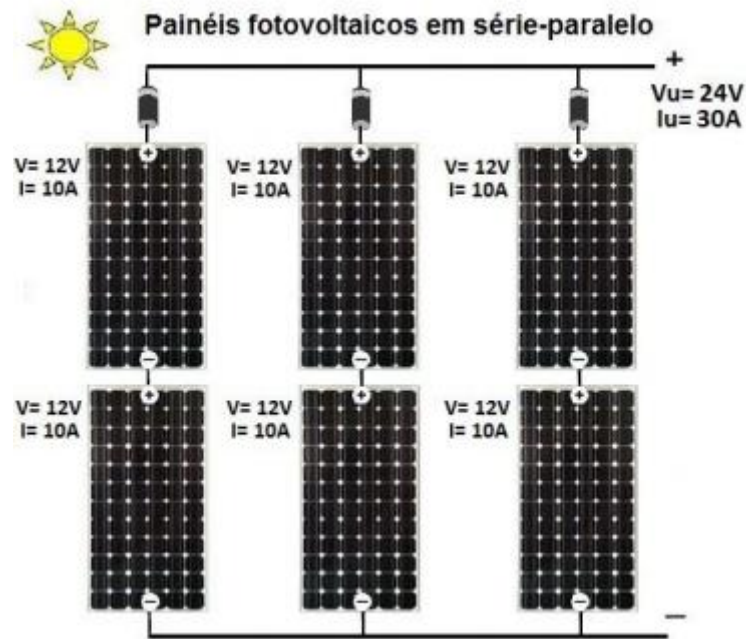
Figura 19 - Ligação em paralelo.



Fonte: MPPT, 2023.

E por fim, a conexão série-paralelo é constituída pela ligação de módulos em série e em paralelo no mesmo arranjo, obtendo as características elétricas de ambas as ligações. A Figura 20 demonstra uma ligação série-paralelo.

Figura 20 - Ligação em série-paralelo



Fonte: MPPT, 2023.

2.5 Energia elétrica produzida por um painel fotovoltaico

Em projetos de sistemas fotovoltaicos, estimar a energia produzida pelo sistema é de suma importância. Para o cálculo deste parâmetro, o CRESESB recomenda considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários, sendo assim, é utilizado o conceito de Horas de Sol Pleno (HSP). O HSP reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m², de forma equivalente à energia disponibilizada pelo sol acumulado ao longo do dia.

$$HSP = \frac{E}{1000} [h/dia] \quad (28)$$

Outro fator utilizado para o cálculo da energia produzida é a taxa de desempenho. Este parâmetro relaciona a energia real produzida pelo gerador fotovoltaico com a máxima energia teórica. É utilizado devido a perdas no sistema, que normalmente são causadas por sujeiras nos módulos, temperatura nos módulos, perdas no cabeamento, perdas no inversor e no SPMP. O CRESESB recomenda que este valor fique entre 0,7 e 0,8 no Brasil.

$$TD = \frac{\text{energia real produzida pelo gerador FV}}{\text{energia máxima teórica}} \quad (29)$$

A partir de HSP, de características do gerador fotovoltaico, como quantidade de painéis (N) e potência do painel fotovoltaico nas condições STC (P_{mp}^0) e da taxa de desempenho (TD) é possível calcular a energia fornecida pelo sistema através da equação 30.

$$E_{rede} = N \cdot P_{mp}^0 \cdot HSP \cdot TD \quad (30)$$

Caso o rendimento do inversor e do SPMP sejam conhecidos, é possível corrigir o valor de TD através da seguinte equação 31.

$$TD^* = TD \cdot \frac{P_{mp}^0}{P_{mp}} \cdot \frac{1}{\eta_{inv}} \cdot \frac{1}{\eta_{SPMP}} \quad (31)$$

Neste caso, a energia é calculada através da equação 32:

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} \cdot N \cdot P_{mp} \cdot HSP \cdot TD^* \quad (32)$$

2.6 Norma Técnica Enel Distribuição São Paulo

O sistema fotovoltaico abrangido neste trabalho está localizado no município de Ribeirão Pires – SP, na área de concessão da distribuidora Enel Distribuição São Paulo, portanto faz-se necessário uma consulta aos requisitos e procedimentos exigidos pela mesma para aprovação de um projeto de geração distribuída conectado a sua rede de distribuição. Trata-se da Especificação Técnica no. 1398 CNC-OMBR-MAT22-1398-EDSP versão no 03.data: 09/01/2023.

Um dos requisitos é que os inversores de frequência de até 10 kW sejam certificados pelo INMETRO. E para inversores com potência superior à 10 kW deverá ser apresentada a certificação internacional ou do INMETRO, junto ao projeto de conexão para avaliação da credibilidade.

Para a rede de baixa tensão, o limite máximo de exportação é de 75 kW, sendo que em caso de exportação acima deste valor será admitida apenas em instalações de média ou alta tensão. Porém, para instalações com carga instaladas de até 225 kW, atendidas em baixa tensão, fica a cargo da distribuidora a aprovação.

Para projetos de micro e minigeração distribuída é necessária a apresentação dos seguintes documentos:

- Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) relativa ao projeto e à execução da instalação do sistema de paralelismo entre a rede da concessionária e o gerador;
- Diagrama Unifilar geral das instalações;
- Memorial descritivo da instalação.
- Catalogo do fabricante do inversor;
- Catálogo do fabricante e área a ser ocupada pelos módulos fotovoltaicos;
- Dados da geração (Potência, Impedância transitória, subtransitória e de regime, número de módulos fotovoltaicos e arranjos, número de registro de concessão do inversor pelo INMETRO, ajustes de tensão, controle de fator de potência, frequência, religamento do inversor, entre outros);
- Desenho do projeto de instalação e recinto do gerador;
- Desenho de localização do recinto do gerador e sala de comando/painéis na planta geral da instalação;
- Características dos TP's, TC's e disjuntores que fazem parte do sistema de paralelismo, onde aplicáveis;
- Documento de comprovação de vínculo entre cliente e projetista/executor da obra;
- Documentos do cliente cadastrado como responsável pela unidade consumidora;
- Para instalações de baixa tensão, encaminhar relatório fotográfico do padrão de entrada de energia de acordo com os itens: Com as portas externas fechadas e abertas, com as portas internas não lacradas abertas, Detalhe do compartimento

de proteção, Capacidade do dispositivo de proteção geral, Ampacidade do condutor da entrada de energia.

A norma técnica da concessionária especifica que a forma de conexão da instalação será definida conforme a capacidade instalada, de acordo com a Tabela 4.

Tabela 4 - Forma de conexão para determinadas potências instaladas.

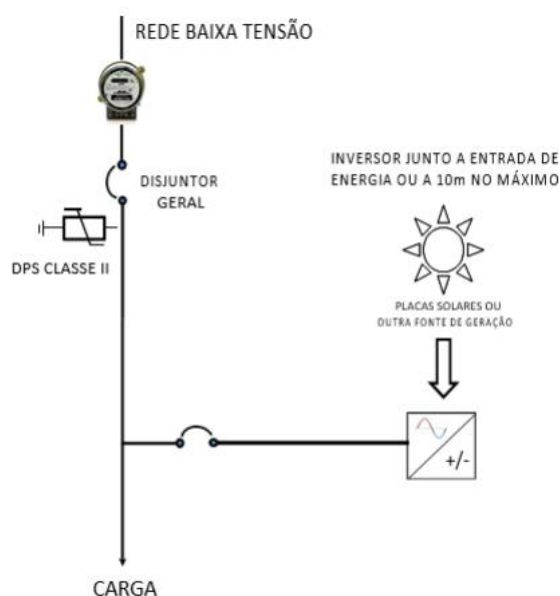
Potência instalada	Forma de conexão
$\leq 20 \text{ kW}$	Monofásico, bifásico ou
$> 20 \text{ kW}$	Trifásico

Fonte: Enel, 2023.

No quesito proteção, a nota exige que após o desligamento do gerador ou desconexão do mesmo da rede, o religamento deve ser realizado após um período de 180 segundos. Também é necessário a instalação de dispositivo contra surto (DPS) devidamente projetado e de acordo com as indicações.

Também é definido como deve ser a conexão da instalação a rede de baixa tensão e o posicionamento do inversor. O inversor deve estar localizado em local abrigado e de fácil acesso. Existem dois padrões de instalação que devem ser adotados de acordo com a posição do inversor. Caso o inversor esteja junto a entrada de energia elétrica ou até 10 m de distância deve ser realizada a instalação conforme a Figura 21.

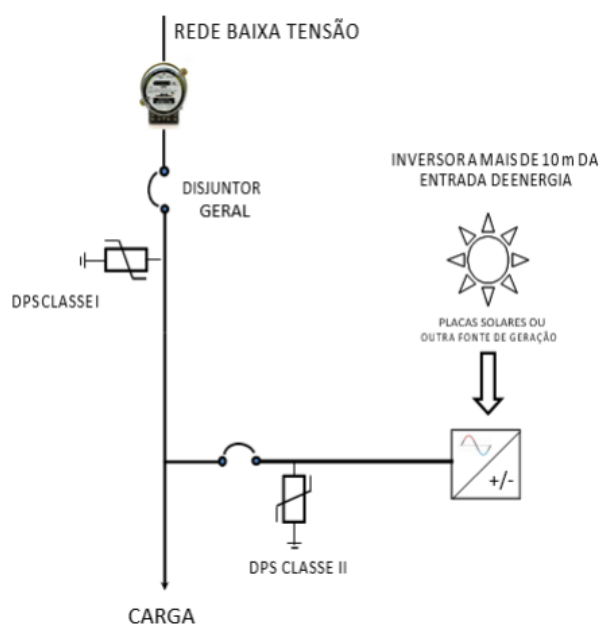
Figura 21 - Padrão de conexão para inversor junto a entrada.



Fonte: Enel, 2023.

O segundo tipo de instalação é aplicado para instalações onde o inversor de frequência está a mais de 10 m de distância da entrada de energia elétrica. Nesses casos é empregado um DPS classe II na saída do inversor de frequência e um DPS classe I na entrada de energia da instalação, conforme a Figura 22.

Figura 22 - Padrão de conexão para inversor longe da entrada.

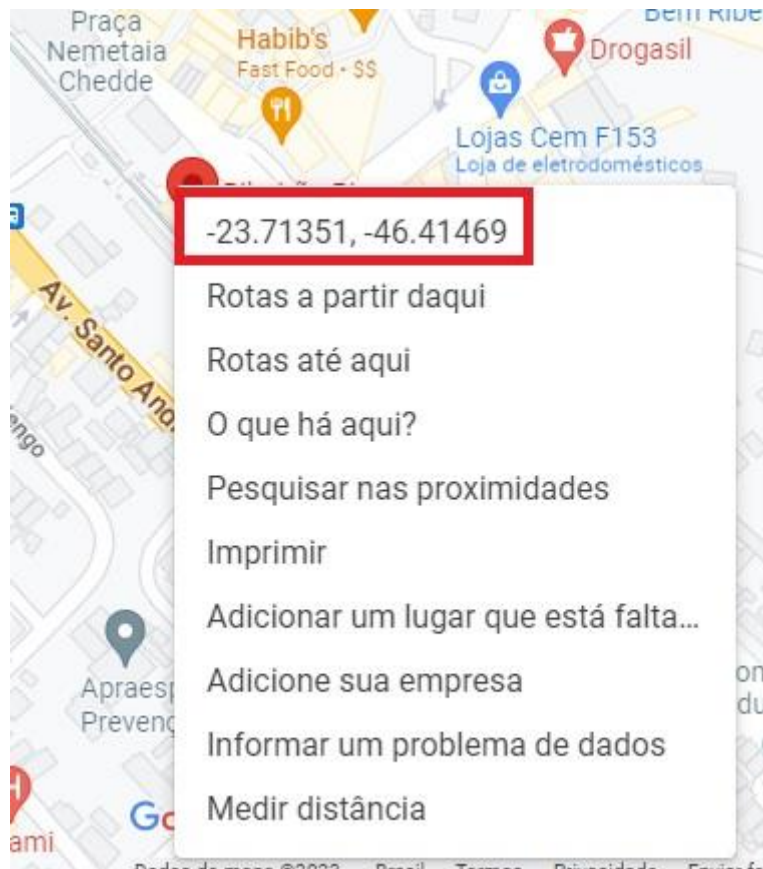


Fonte: Enel, 2023.

3 ESTUDO DE CASO

Inicialmente, foi realizada visita técnica na estação, onde foi verificado que não há edificações no entorno que possam causar sombreamento na cobertura da mesma. Logo em seguida, foi utilizado a ferramenta Google Maps para obter as coordenadas geográficas da estação de Ribeirão Pires, conforme Figura 23.

Figura 23 - Coordenadas Geográficas da estação Ribeirão Pires.



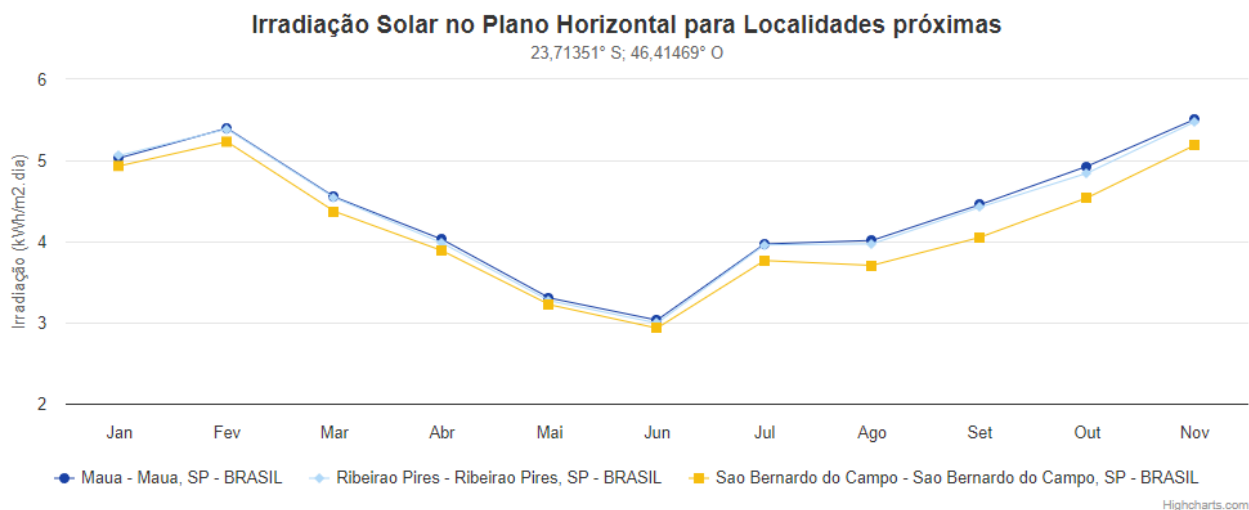
Fonte: Google Maps, 2023.

A latitude da estação é de $\Phi = -23,71^\circ$ e a Longitude é $Lo = -46,41$. Com estes resultados, foi realizada uma consulta ao site do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), para obter dados da irradiância solar diária média mensal na região de Ribeirão Pires. Os dados encontrados podem ser vistos na Figura 24.

Figura 24 - Dados Solarimétricos fornecidos pelo CRESESB.

Latitude: 23,71351° S
Longitude: 46,41469° O

#	Estação	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]																
				Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
✓	Maua	SP	BRASIL	23,701° S	46,449° O	3,8	5,03	5,40	4,55	4,03	3,30	3,03	3,14	3,97	4,01	4,45	4,93	5,51	4,28	2,48
✓	Ribeirao Pires	SP	BRASIL	23,701° S	46,349° O	6,8	5,06	5,39	4,54	3,98	3,27	2,99	3,11	3,96	3,97	4,42	4,84	5,48	4,25	2,48
✓	Sao Bernardo do Campo	SP	BRASIL	23,801° S	46,449° O	10,3	4,93	5,23	4,37	3,89	3,22	2,93	3,03	3,77	3,71	4,05	4,54	5,19	4,07	2,30



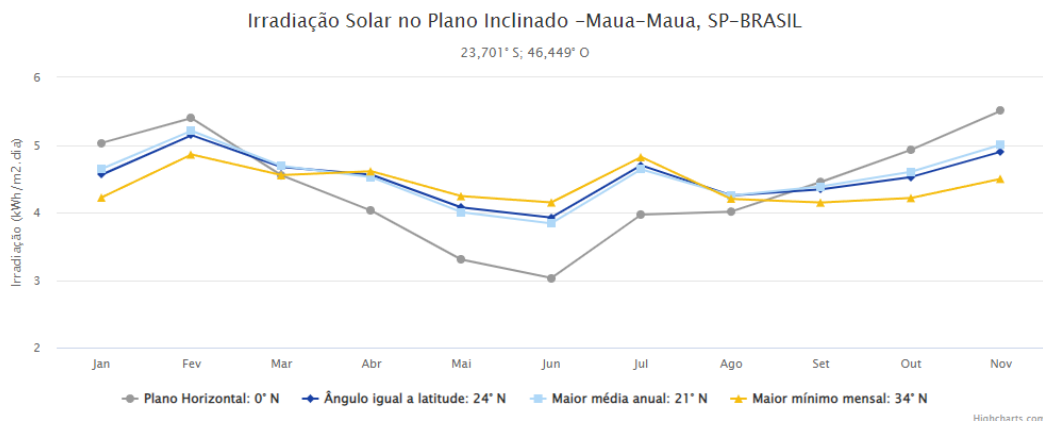
Fonte: Próprio autor, adaptado de CRESESB, 2023.

A estação Solarimétrica mais próxima a estação de Ribeirão Pires está localizada a 3,8 km de distância da mesma e encontra-se no município de Mauá-SP. Os dados coletados por esta estação podem ser vistos na Figura 25.

Figura 25 - Dados da estação solarimétrica mais próxima à estação Ribeirão Pires.

Estação: Maua
Município: Maua, SP - BRASIL
Latitude: 23,701° S
Longitude: 46,449° O
Distância do ponto de ref. (23,71368° S; 46,41459° O): 3,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,03	5,40	4,55	4,03	3,30	3,03	3,14	3,97	4,01	4,45	4,93	5,51	4,28	2,48
✓	Ângulo igual a latitude	24° N	4,56	5,14	4,67	4,56	4,07	3,93	3,98	4,70	4,25	4,34	4,53	4,90	4,47	1,22
✓	Maior média anual	21° N	4,65	5,21	4,69	4,52	4,01	3,84	3,91	4,64	4,25	4,38	4,60	5,00	4,47	1,37
✓	Maior mínimo mensal	34° N	4,22	4,86	4,55	4,61	4,24	4,15	4,18	4,82	4,20	4,15	4,21	4,50	4,39	,71



Fonte: CRESESB, 2023.

No plano horizontal a irradiação solar média anual é de 4,28 kWh/m².dia e o mês com a maior irradiação é dezembro, com 5,51 kWh/m².dia. Já a inclinação que recebe a maior quantidade de irradiação solar média anual é de 21° N, com 4,47 kWh/m².dia. Nesta inclinação, o mês com a melhor média é fevereiro com 5,21 kWh/m².dia.

Ainda utilizando a latitude do local, é possível obter a declinação solar (δ) para os meses do ano, utilizando a equação 9 e a Tabela 1. A partir da declinação solar, foi utilizado a equação 15 para obter o ângulo horário do pôr do sol (ω_s). E por fim, utilizado ω_s para obter a duração da insolação em horas (N), conforme equação 16. A Tabela 5 demonstra os resultados.

Tabela 5 - Declinação solar, ângulo horário do pôr do sol e duração da insolação em horas.

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	2,22	-9,60	-18,91	-23,05
ω_s	99,66	95,80	91,06	85,82	81,41	79,21	80,20	83,97	89,03	94,26	98,65	100,77
N (h)	13,29	12,77	12,14	11,44	10,85	10,56	10,69	11,20	11,87	12,57	13,15	13,44

Fonte: Próprio autor, 2023.

A partir da tabela foi possível verificar que a duração da insolação anual média é de 12 h. A cobertura da estação possui uma leve inclinação para Norte, apenas para escoamento da

água pluvial, sendo assim, para os cálculos foi utilizada a inclinação igual a 0°. Para esta inclinação, a irradiação solar média no plano horizontal é de 4,28 kWh/m²dia. A partir destes dados é possível obter a irradiação solar média horária, utilizando a equação 33.

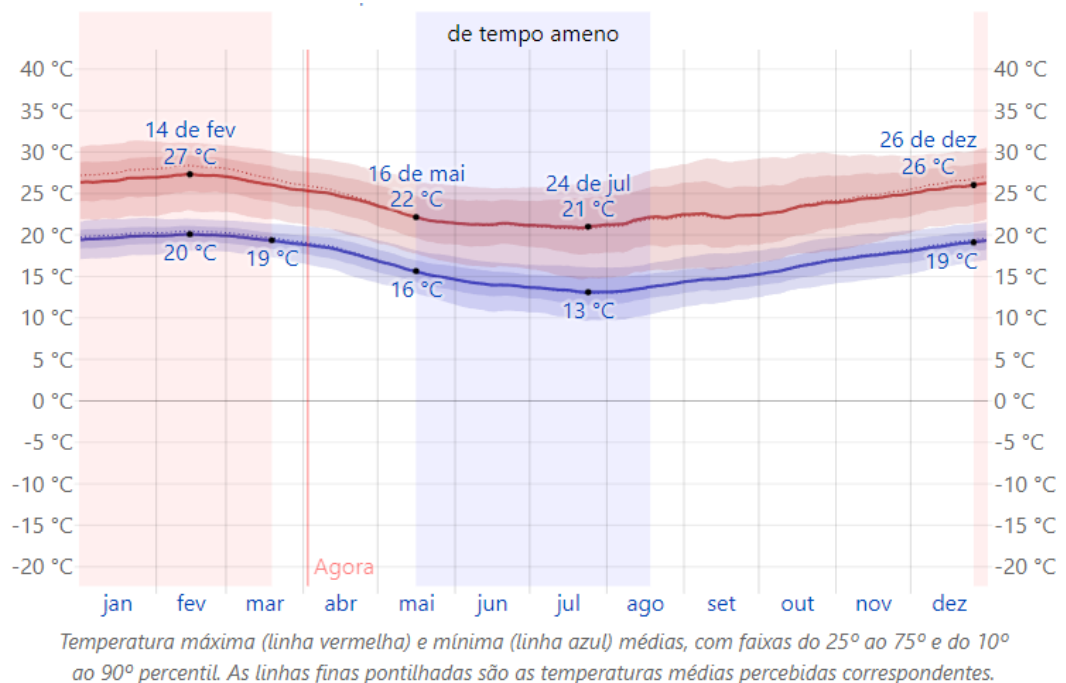
$$Ht = \frac{HT \cdot 1000}{N} \quad (33)$$

Aplicando os valores na equação para posteriormente calcular a temperatura média operacional da célula, temos:

$$Ht = \frac{4,28 \cdot 1000}{12,00} \rightarrow Ht = 356,67 \text{ W/m}^2$$

Após isso, foi realizado uma consulta ao site Weather Spark, visando levantar as temperaturas médias da região de Ribeirão Pires.

Figura 26 - Temperaturas máximas e mínimas médias no município de Ribeirão Pires.



Fonte: Weather Spark, 2023.

Tabela 6 - Temperaturas máximas e mínimas média no município de Ribeirão Pires.

Média	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Alta	27 °C	27 °C	26 °C	25 °C	22 °C	21 °C	21 °C	22 °C	22 °C	23 °C	24 °C	26 °C
Temp.	22 °C	23 °C	22 °C	21 °C	18 °C	17 °C	16 °C	17 °C	18 °C	19 °C	20 °C	22 °C
Baixa	20 °C	20 °C	19 °C	18 °C	16 °C	14 °C	13 °C	14 °C	15 °C	16 °C	18 °C	19 °C

Fonte: Weather Spark, 2023.

Utilizando os dados da tabela, temos que a temperatura mínima média anual é de 16,83 °C, a temperatura máxima média anual é de 23,83 °C e a temperatura média anual é de 19,58 °C.

A temperatura operacional nominal da célula é fornecida pelo fabricante do painel fotovoltaico e pode ser vista na Tabela 2. A T_{noc} é igual a 45°C. Aplicando os valores na equação 4 temos:

$$T_c = 19,58 + \frac{356,67}{800} \cdot (45 - 20) \cdot 0,9 \rightarrow T_c = 29,61 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Aplicando a temperatura máxima média anual de 23,83 °C na equação, temos que a temperatura da célula seria de 33,86 °C. Este valor encontra-se dentro da faixa de temperatura operacional do módulo fornecido pelo fabricante, que é entre - 40 °C e +85 °C.

Com uma a temperatura de célula máxima média anual e uma irradiância solar de 1000 W/m² temos P_{mp} igual:

$$P_{mp} = 550 \cdot \frac{1000}{1000} \cdot [1 + (-0,0035) \cdot (33,85 - 25)] \rightarrow P_{mp} = 532,96 \text{ W}$$

Visto que os rendimentos do inversor e do SPMP são conhecidos e adotando um valor de 0,7 para TD, podemos aplicar a equação para calcular o valor corrigido de TD, aplicando os valores temos:

$$TD^* = 0,7 \cdot \frac{550}{532,96} \cdot \frac{1}{0,975} \cdot \frac{1}{0,99} \rightarrow TD^* = 0,75$$

A energia do gerador fotovoltaico é calculada através da equação 34.

$$E_{GFV} = \frac{E_{rede}}{\eta_{inv}} \quad (34)$$

O consumo médio da estação no ano de 2022 foi de 9967 kWh/mês, segundo o banco de dados da Companhia, porém, conforme a REN 1000 da Aneel de 2021, instalações trifásicas estão sujeitas ao custo de disponibilidade de 100 kWh/mês, retirando esta parcela, temos um consumo de 9867 kWh/mês. Multiplicando este valor por 12 e dividindo por 365 dias, temos o consumo diário de 324,39 kWh/dia. Aplicando este valor na equação temos:

$$E_{GFV} = \frac{324,39}{0,987} \rightarrow E_{GFV} = 328,67 \frac{kWh}{dia}$$

Aplicando o valor da energia produzida pelo gerador fotovoltaico e as demais variáveis na equação 32, temos:

$$N = \frac{328,67}{0,99 \cdot 0,53296 \cdot 4,28 \cdot 0,75} \rightarrow N \cong 194 \text{ módulos}$$

Com a quantidade de módulos definida, é possível obter a potência de pico do gerador fotovoltaico, esta é definida pela equação 35.

$$P_{pGFV} = N \cdot P_{mp}^0 \quad (35)$$

Aplicando os valores, temos:

$$P_{pGFV} = 194 \cdot 550 \rightarrow P_{pGFV} = 106700 \text{ Wp} \rightarrow P_{pGFV} = 106,7 \text{ kWp}$$

E considerando um FDI de 0,8, temos:

$$P_{invCA} = P_{pGFV} \cdot FDI \rightarrow P_{invCA} = 102,3 \cdot 0,8 \rightarrow P_{invCA} = 85,36 \text{ kW}$$

Porém, considerando a REN 1059 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), a potência máxima que pode ser instalada em projetos de micro e minigeração distribuída é

igual a potência a disponibilizada para o atendimento da carga da unidade consumidora. A potência máxima para instalações trifásicas é de 75 kW. A entrada da estação é realizada em tensão de 220 V, corrente máxima de 150 A e é trifásica, portanto, a potência é:

$$P_{disp} = \sqrt{3} \cdot I \cdot V \rightarrow P_{disp} = 220 \cdot 150 \cdot \sqrt{3} \rightarrow P_{disp} = 57,16 \text{ kVA}$$

Sendo assim, é necessário adaptação da entrada da estação para aumentar a potência disponibilizada para 75 kW e permitir a geração de mais energia. Considerando a potência máxima permitida para a instalação de 75 kW e um fator de potência de 0,92, potência disponível será de 81,52 kVA. Assim, considerando um FDI de 0,8, temos:

$$P_{pGFV} = \frac{P_{invca}}{FDI} \rightarrow P_{pGFV} = \frac{75000}{0,8} \cong 93,75 \text{ kWp}$$

E para determinar a quantidade de módulos, temos:

$$93750 = N \cdot 550 \rightarrow N \cong 170 \text{ módulos}$$

Como o inversor possui 4 entradas, é recomendado que o número de painéis seja múltiplo de 4, sendo assim, serão utilizados 160 painéis. E a potência do gerador fotovoltaico será:

$$P_{FGV} = 160 \cdot 550 \rightarrow P_{FGV} = 88 \text{ Wp} \rightarrow P_{FGV} = 88 \text{ kWp}$$

Para um FDI de 0,8, utilizando a equação temos:

$$P_{invca} = 88 \cdot 0,8 \rightarrow P_{invca} \cong 70,4 \text{ kW}$$

Sendo assim, o inversor escolhido foi o modelo SUN-70K-G da fabricante Deye. As especificações técnicas podem ser vistas na Tabela 3. Portanto, com a potência nominal deste inversor o FDI operacional será igual:

$$FDI = \frac{70}{88} \rightarrow FDI = 0,79$$

Visto que situações extremas podem ocorrer, é necessário verificar as condições de operação da célula para estes casos e verificar se nestas situações, os parâmetros de segurança e bom funcionamento do inversor não serão ultrapassados. A temperatura média máxima mensal foi de 27 °C no mês de janeiro e a irradiância para o cálculo igual a 1000 W/m².

$$T_{cmáx} = 27 + \frac{1000}{800} \cdot (45 - 20) \cdot 0,9 \rightarrow T_{cmáx} = 55,12 \text{ °C}$$

Para determinar a tensão do módulo para esta temperatura, é utilizado a equação 36:

$$V_{oc} = V_{oc}^o \cdot [1 + \gamma_{oc} \cdot (T_c - T_c^o)] \quad (36)$$

Onde:

V_{oc} é a tensão do módulo para a temperatura de operação [V];

V_{oc}^o é a tensão na condição STC [V];

γ_{oc} é o coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto na condição STC [°C⁻¹];

T_c é a temperatura de operação da célula [°C]

T_c^o é a temperatura de referência [°C]

Para a condição de temperatura e irradiância acima, é possível obter a tensão de circuito aberto mínima de operação. Aplicando os valores na equação, temos:

$$V_{ocmín} = 49,6 \cdot [1 + (-0,0027) \cdot (55,12 - 25)] \rightarrow V_{ocmín} = 45,57 \text{ V}$$

Já a tensão de circuito aberto máxima, é obtida através da aplicação da temperatura mínima média mensal, que é igual a 13°C no mês de julho, com irradiação igual a 0, que ocorre no período noturno. Aplicando os valores temos:

$$T_{cmín} = 13 + \frac{0}{800} \cdot (45 - 20) \cdot 0,9 \rightarrow T_c = 13 \text{ °C}$$

$$V_{ocmáx} = 49,6 \cdot [1 + (-0,0027) \cdot (13 - 25)] \rightarrow V_{ocmáx} = 51,21 \text{ V}$$

Visto que ao realizar a instalação de painéis em série, a tensão dos mesmos se soma, é necessário realizar o cálculo das tensões máximas e mínimas de cada módulo fotovoltaico para

verificar a quantidade de painéis que podem ser instalados em série por *string* do inversor. Para verificar a quantidade mínima, é preciso considerar a temperatura máxima média mensal da localidade, sendo esta igual a 27°C e a irradiância de 1000 W/m².

$$T_c = 27 + \frac{1000}{800} \cdot (45 - 20) \cdot 0,9 \rightarrow T_c = 55,12 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{mpmín} = 40,83 \cdot [1 + (-0,0027) \cdot (55,12 - 25)] \rightarrow V_{mpmín} = 37,51 \text{ V}$$

A tensão mínima da faixa de operação do inversor é de 200 V, sendo assim, a quantidade mínima de painéis em série em uma *string* do inversor será de:

$$N > \frac{200}{37,51} \rightarrow N > 5,33 \text{ painéis}$$

Para verificar a quantidade máxima de painéis, é preciso considerar a temperatura mínima média mensal da localidade, sendo esta igual a 13 °C e a irradiância de 1000 W/m².

$$T_c = 13 + \frac{1000}{800} \cdot (45 - 20) \cdot 0,9 \rightarrow T_c = 41,11 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{mpmáx} = 40,83 \cdot [1 + (-0,0027) \cdot (41,11 - 25)] \rightarrow V_{mpmáx} = 39,05 \text{ V}$$

A tensão máxima da faixa de operação do inversor é de 850 V, sendo assim, a quantidade máxima de painéis em série em uma *string* do inversor será de:

$$N < \frac{850}{39,05} \rightarrow N < 21,77 \text{ painéis}$$

Sendo assim, a quantidade de painéis em série deve ficar entre 5,33 e 21,77. Portanto, foi escolhido a quantidade de 10 painéis em série. Sendo assim, os limites de tensão serão:

$$N \cdot V_{mpmín} > 200 \rightarrow 10 \cdot 37,51 > 200 \rightarrow 375,1 > 200$$

$$N \cdot V_{mpmáx} < 850 \rightarrow 10 \cdot 39,05 < 850 \rightarrow 390,05 < 850$$

Também é necessário verificar o limite superior noturno. Para isso, é considerado a temperatura mínima recorde e irradiância igual a 0. Segundo o Diário do Grande ABC, a cidade registrou 1,1 °C no dia 30/07/2021, sendo a menor temperatura nos últimos 27 anos. Aplicando os valores, temos:

$$T_c = 1,1 + \frac{0}{800} \cdot (45 - 20) \cdot 0,9 \rightarrow T_c = 1,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = 49,6 \cdot [1 + (-0,0027) \cdot (1,1 - 25)] \rightarrow V_{ocm\acute{a}x} = 52,80 \text{ V}$$

$$N \cdot V_{ocm\acute{a}x} < 1000 \rightarrow 10 \cdot 52,80 < 1000 \rightarrow 528,0 < 1000$$

Outro parâmetro que deve ser observado é a corrente por MPPT, a corrente deve ser menor do que 40 A, segundo os dados do fabricante do inversor. Sendo assim, é necessário encontrar a corrente de curto circuito do projeto, que pode ser calculada pela equação 37.

$$I_{sc} = I_{sc}^0 \cdot \frac{Gt}{1000} \cdot [1 + \gamma_{sc}(T_c - T_c^0)] \quad (37)$$

Onde:

I_{sc} é a corrente de curto circuito do projeto [A];

I_{sc}^0 é a corrente de curto circuito nas condições STC [A];

Gt é a irradiância [W/m²];

γ_{sc} é o coeficiente de temperatura para corrente de curto circuito nas condições STC [°C⁻¹];

T_c é a temperatura de operação da célula [°C];

T_c^0 é a temperatura de referência [°C];

Considerando a temperatura máxima igual a 27° C para o mês de fevereiro e irradiância igual a 1000 W/m², temos:

$$I_{sc} = 14,04 \cdot \frac{1000}{1000} \cdot [1 + 0,00048 \cdot (55,12 - 25)] \rightarrow I_{sc} = 14,24 \text{ A}$$

Como as correntes dos circuitos em paralelo se somam e o inversor possui uma corrente de curto circuito máxima por MPPT (60 A), a quantidade máxima de circuitos em paralelo será de:

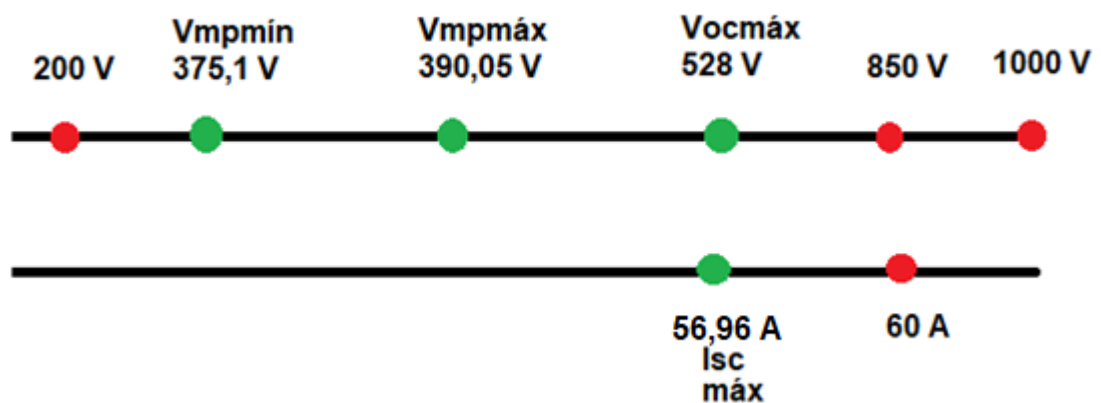
$$N < \frac{I_{m\acute{a}x}}{I_{sc}} \rightarrow N < \frac{60}{14,24} \rightarrow N < 4,21$$

Para o arranjo com 4 conjuntos de m3dulos em paralelo, a somat3ria das correntes deve ser menor que a corrente m3xima do inversor por MPPT, assim, temos:

$$I_{sc} \cdot n < I_{m\acute{a}xinv} \rightarrow 14,24 \cdot 4 < 60 \rightarrow 56,96 < 60$$

Portanto, fica definido a utiliza33o de 4 conjuntos de m3dulos em paralelo, com 10 m3dulos em s3rie cada conjunto, totalizando 10 pain3is por *string*, 4 *strings* por MPPT e 160 pain3is no total. O diagrama unifilar do sistema fotovoltaico pode ser visto no ap3ndice. Esta configura33o atende as especifica33es do inversor conforme demonstra a Figura 27.

Figura 27 - Tens3es e Correntes do Sistema.



Fonte: Pr3prio autor, 2023.

Ap3s isso, tamb3m foi necess3rio verificar a disposi33o dos m3dulos fotovoltaicos na cobertura da esta33o. A Figura 28 demonstra uma sugest3o de disposi33o dos pain3is, onde 120 pain3is seriam alocados na plataforma 1 e 40 na plataforma 2.

Technical drawing of a rectangular structure, likely a wall or partition, showing dimensions and layout details.

Overall Dimensions:

- Length: 81360
- Height: 6000

Layout Details:

- A horizontal section at the top is divided into two parts: a left section of length 48290 and a right section of length 720.
- The right section (720) is further divided into three vertical segments, each 11410 high.
- The left section (48290) contains a grid of 40 panels (40 painéis) and a grid of 120 panels (120 painéis).
- The 40 panels section is 1000 wide and 1000 high.
- The 120 panels section is 1000 wide and 1000 high.
- The total width of the panels is 1000 + 1000 = 2000.
- The remaining length of the left section is 48290 - 2000 = 46290.

Inset Detail:

- A circular inset shows a detailed view of a panel grid.
- Dimensions for the inset: 1134 (width) and 2279 (height).

56

4 ANÁLISE DE RESULTADOS

Com o projeto fotovoltaico definido, foram realizados cálculos para verificar a quantidade de energia que o sistema pode gerar, e por consequência o quanto da demanda da estação é possível atender.

Os cálculos foram realizados mês a mês, considerando a irradiação fornecida pelo CRE-SESB, para o plano horizontal, inclinado a 0°+ e a temperatura ambiente média fornecida pelo site Weather Spark. A partir desses dados e dados fornecidos pelo fabricante do painel, foi possível calcular a potência máxima do painel através da equação 5. A partir da potência máxima do painel, foi possível calcular a energia gerada pelo sistema fotovoltaico por dia, utilizando a 32. E por fim, utilizando a equação 34 para obter a energia fornecida a rede. Os resultados podem ser vistos na Tabela 7.

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

$$P_{mp} = P_{mp}^0 \cdot \frac{G_t}{G_{ref}} \cdot [1 + \gamma_{mp} \cdot (T_c - T_{ref})]$$

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} \cdot N \cdot P_{mp} \cdot HSP \cdot TD^*$$

$$E_{rede} = E_{GFV} \cdot \eta_{inv}$$

Tabela 7 - Produção de energia diária

Mês	Ht (kWh/m²/dia)	Taméd (°C)	Tcméd (°C)	Pmp (W)	Egfv (kWh/dia)	Erede (kWh/dia)
Jan.	5,03	22	37,65	248,72	148,62	146,69
Fev.	5,4	23	38,89	276,52	177,39	175,09
Mar	4,55	22	36,54	247,23	133,64	131,90
Abr	4,03	21	34,90	233,73	111,90	110,45
Mai	3,3	18	30,55	204,96	80,35	79,31
Jun	3,03	17	29,07	194,43	69,99	69,08
Jul	3,14	16	29,26	198,87	74,18	73,22
Ago	3,97	17	31,97	237,84	112,17	110,71
Set	4,01	18	31,50	226,97	108,13	106,72
Out	4,45	19	32,96	236,65	125,11	123,48
Nov	4,93	20	34,54	249,07	145,87	143,98
Dez	5,51	22	37,53	269,57	176,46	174,16

Fonte: Próprio autor, 2023.

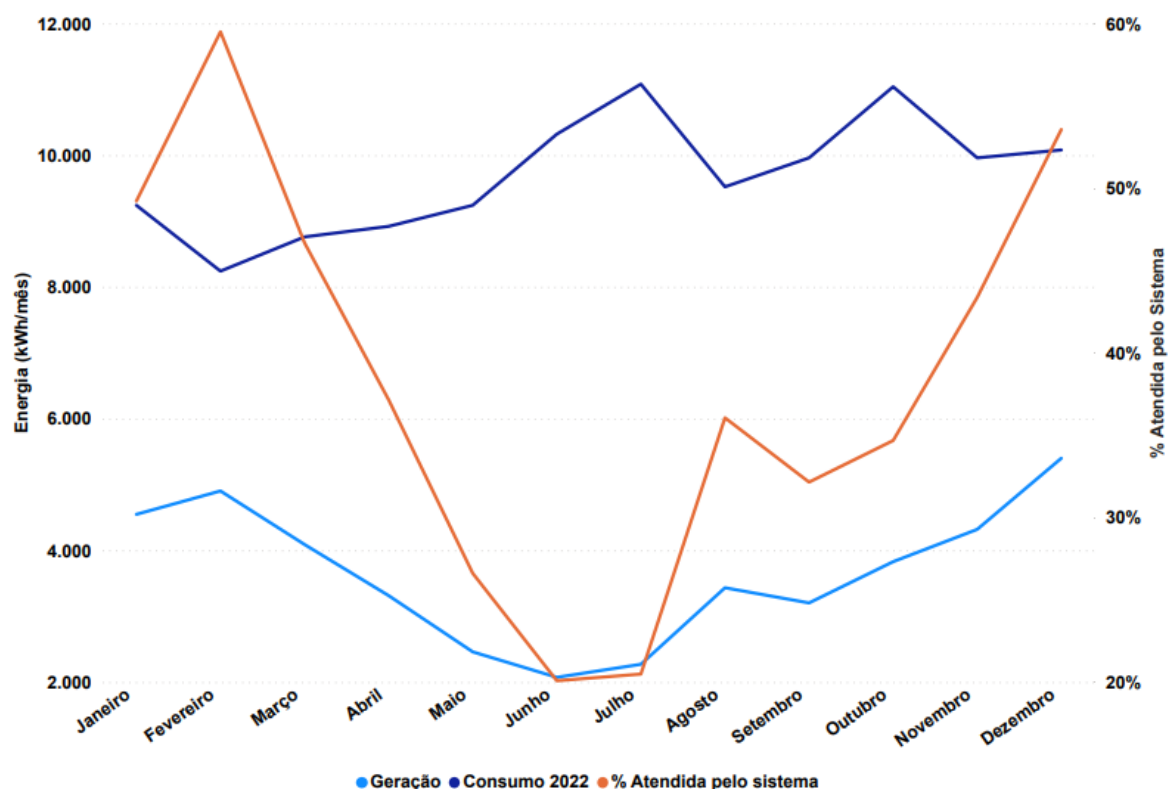
Após o cálculo da energia gerada diariamente, foi realizado o cálculo para o mês, multiplicando a energia gerada por dia pela quantidade de dias de cada mês respectivamente. Após isso, foi estimado o quanto do consumo da estação, o sistema fotovoltaico poderia atender. A comparação foi realizada com base no consumo da estação no ano de 2022. Os resultados podem ser vistos na Tabela 8.

Tabela 8 - Consumo de energia atendido pelo sistema fotovoltaico.

Mês	Erede (kWh/mês)	Consumo 2022 (kWh/mês)	% Atendida pelo sistema
Janeiro	4547,47	9240,00	49,22%
Fevereiro	4902,43	8240,00	59,50%
Março	4088,91	8760,00	46,68%
Abril	3313,35	8920,00	37,15%
Maio	2458,57	9240,00	26,61%
Junho	2072,34	10320,00	20,08%
Julho	2269,81	11080,00	20,49%
Agosto	3432,12	9520,00	36,05%
Setembro	3201,59	9960,00	32,14%
Outubro	3827,85	11040,00	34,67%
Novembro	4319,34	9960,00	43,37%
Dezembro	5399,06	10080,00	53,56%
Média	3652,74	9696,67	38,29%

Fonte: Próprio autor, 2023.

Figura 29 - Geração de energia x Consumo 2022



Fonte: Próprio autor, 2023.

É possível verificar que o mês de fevereiro é o mês com maior quantidade de energia atendida pelo sistema fotovoltaico, cerca de 59,5%, por conta de ter uma incidência solar alta durante o mês, conforme os dados do CRESESB e também por conta de um consumo menor da estação no período de 2022.

Já o mês de junho, é o oposto do mês de fevereiro, alto consumo da estação e baixa incidência solar, fazendo com que o sistema atenda aproximadamente 20% da demanda da estação aproximadamente, sendo este o mês com pior desempenho do sistema.

Na média, o sistema irá gerar 3653 kWh, o que representa 38% do consumo médio mensal da estação. Segundo o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, o fator de emissão de CO₂ médio do Sistema Interligado Nacional para o ano de 2022 foi de 0,0426 tCO₂/MWh, multiplicando este valor pela energia gerada pelo sistema e por 12 meses no ano, temos **1,86 tCO₂ que deixaram de ser emitidas com o sistema, totalizando 47 tCO₂ ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema fotovoltaico**, desconsiderando as emissões referentes aos processos produtivos dos equipamentos.

4.1 Análise Financeira

Outro fator que deve ser analisado é a viabilidade econômica do projeto. Para isso, foram utilizados os métodos de *payback* simples, *payback* descontado, valor presente líquido (VPL) e calculado a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto.

Para realizar a análise econômica é necessário verificar os custos que serão empregados no projeto, sendo estes utilizados para compra de equipamentos, mão de obra, projeto e etc. A Tabela 9 demonstra os custos dos principais equipamentos e o que será gasto com as demais áreas do projeto.

Tabela 9 - Custos do projeto.

Produto	Preço	Quantidade	Total
Inversor Deye SUN-70K-G	R\$ 23.731,53	1	R\$ 23.731,53
Painel Solar Sunova SS-550-72-MDH	R\$ 933,00	160	R\$ 149.280,00
Sistema de montagem, cabeamento e proteção.	R\$ 66.710,86	1	R\$ 66.710,86
Mão de Obra	R\$ 26.635,82	1	R\$ 26.635,82
Total			R\$ 266.358,21

Fonte: Próprio autor, 2023.

Os valores do inversor e painel solar foram obtidos com base em cotações com fornecedores para entrega em São Paulo. O valor para o sistema de montagem, cabeamento e proteção, foi estimado com base em pesquisa no Estudo Estratégico de Geração Distribuída da Greener, com base no ano de 2022, que estima um valor de R\$ 2,49/Wp para o kit solar com painéis fotovoltaicos, inversor, sistema de montagem, cabeamento e proteção.

Já o valor da mão de obra, foi considerado a remuneração de dois técnicos para realizar a instalação do sistema e um engenheiro para o projeto durante 1 mês, período estimado de implantação do projeto.

Além do preço do projeto, também é necessário verificar o custo da energia elétrica, em consulta ao site da concessionária Enel, foram encontrados os valores demonstrados na Tabela 10 para consumidores tipo B1.

Tabela 10 - Custos de Energia Elétrica.

Energia Elétrica		
TUSD	R\$ 396,03	R\$/MWh
TE	R\$ 260,46	R\$/MWh
ICMS	18%	%
PIS/Confins	5,86%	%
Tarifa com impostos	R\$ 862,21	R\$/MWh

Fonte: Enel, 2023.

Considerando esta tarifa de energia elétrica e a geração de aproximadamente 3653 kWh/mês, multiplicando por 12 meses no ano, temos um fluxo de caixa anual igual a R\$ 37.793,12. Visto que a energia gerada não excede a energia consumida em nenhum mês do ano, não foi considerada a injeção de energia na rede, sendo assim, não há o custo do fio B, conforme a lei 14300. Além disso, a diferença entre os valores médios de energia gerada e da energia consumida é maior que 100 kWh/mês, dessa forma não necessitando se aplicar a taxa mínima de disponibilidade.

A partir destes dados, o primeiro método calculado foi o método de *payback* simples, este método consiste em determinar em quantos anos o valor investido no projeto terá retornado para o investidor, pode ser determinado através da equação 38.

$$Payback = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Fluxo de caixa anual}} \quad (38)$$

Aplicando os valores na equação, temos:

$$Payback = \frac{266.358,21}{37.793,12} \rightarrow Payback = 7,05 \text{ anos}$$

Portanto, o *payback* simples é de aproximadamente 7 anos, tornando o projeto atrativo do ponto de vista deste método, visto que o projeto se pagaria dentro do tempo de vida útil do projeto, que é de 25 anos.

O próximo método de avaliação foi o método de Valor Presente Líquido. A taxa de desconto aplicada foi de 13,75% ao ano, que é a Taxa Selic definida no mês de abril de 2023. Além disso, também foi considerada a correção dos fluxos de caixa anuais pela inflação, esta

foi considerada igual a 4,18% ao ano, que corresponde ao IPCA acumulado nos 12 meses anteriores a abril de 2023. Os valores do fluxo de caixa anual foram corrigidos conforme a equação 39.

$$VF = VP \cdot (1 + r)^n \quad (39)$$

Onde:

VF é o Valor Futuro [R\$];

VP é o valor presente [R\$];

R é a taxa de desconto [%]

N é o ano que se deseja saber o valor;

Utilizando a mesma equação, é possível calcular o Valor presente dos fluxos de caixa futuros também. Com estes valores, é possível calcular o Valor Presente Líquido (VPL) através da equação 40.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + r)^t} - I_{I_o} \quad (40)$$

Onde:

VPL é o Valor Presente Líquido [R\$];

FC_t é o fluxo de caixa anual [R\$];

R é a taxa de desconto [%];

T é o tempo [anos];

I_{Io} é o investimento inicial [R\$];

Também foi considerado nos cálculos, que são realizadas limpezas nos módulos fotovoltaicos semestralmente, visando melhorar o desempenho do mesmo. Foi considerado duas manutenções no inversor ao longo do tempo de vida útil do projeto. E também foi considerado que o módulo possui uma degradação de 0,55% de eficiência por ano, gerando assim uma quantidade menor de energia ao mês.

Tabela 11 - Valor Presente Líquido

Ano	Energia Gerada (kWh/mês)	Tarifa (R\$)	Limpeza Painéis (R\$)	Manutenção Inversor (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)
1	3632,65	898,25	729,26	0,00	38427,06	33782,03
2	3612,56	934,29	758,52	0,00	39743,63	30716,00
3	3592,47	970,33	787,78	0,00	41042,81	27885,79
4	3572,38	1006,37	817,04	0,00	42324,62	25280,61
5	3552,29	1042,41	846,30	0,00	43589,06	22888,66
6	3532,20	1078,45	875,56	0,00	44836,11	20697,58
7	3512,11	1114,49	904,82	0,00	46065,79	18694,71
8	3492,02	1150,53	934,08	0,00	47278,09	16867,42
9	3471,93	1186,57	963,34	9797,80	38675,21	12130,26
10	3451,84	1222,61	992,60	0,00	49650,56	13690,21
11	3431,75	1258,65	1021,86	0,00	50810,73	12316,58
12	3411,66	1294,69	1051,12	0,00	51953,52	11071,29
13	3391,57	1330,73	1080,38	0,00	53078,93	9943,84
14	3371,48	1366,78	1109,64	0,00	54186,97	8924,32
15	3351,39	1402,82	1138,90	0,00	55277,63	8003,47
16	3331,30	1438,86	1168,16	0,00	56350,91	7172,63
17	3311,21	1474,90	1197,42	0,00	57406,82	6423,76
18	3291,12	1510,94	1226,68	12476,14	45969,21	4522,12
19	3271,03	1546,98	1255,94	0,00	59466,50	5142,75
20	3250,94	1583,02	1285,20	0,00	60470,27	4597,42
21	3230,85	1619,06	1314,46	0,00	61456,67	4107,61
22	3210,76	1655,10	1343,72	0,00	62425,68	3668,03
23	3190,67	1691,14	1372,98	0,00	63377,33	3273,80
24	3170,58	1727,18	1402,24	0,00	64311,59	2920,49
25	3150,49	1763,22	1431,50	0,00	65228,48	2604,07
					VP	R\$ 317.325,42

Fonte: Próprio autor, 2023.

Aplicando os valores na equação, temos:

$$VPL = 317.325,42 - 266.358,21 \rightarrow VPL = R\$ 50.967,21$$

Visto que o VPL é positivo, o projeto também é considerado viável financeiramente através do método VPL, visto que traz um retorno positivo a empresa.

O próximo método de avaliação foi o *payback* descontado. Este método também considera o valor dinheiro no tempo, sendo assim, é necessário aplicar uma taxa de desconto e a inflação nos valores de fluxo de caixa anuais, os valores foram os mesmos mencionados acima.

Também foi considerado o aumento da tarifa de energia, a depreciação do painel fotovoltaico, a limpeza do mesmo e a manutenção dos inversores, conforme a Tabela 11 para este método. A Tabela 12 abaixo demonstra os valores.

Tabela 12 – *Payback* descontado

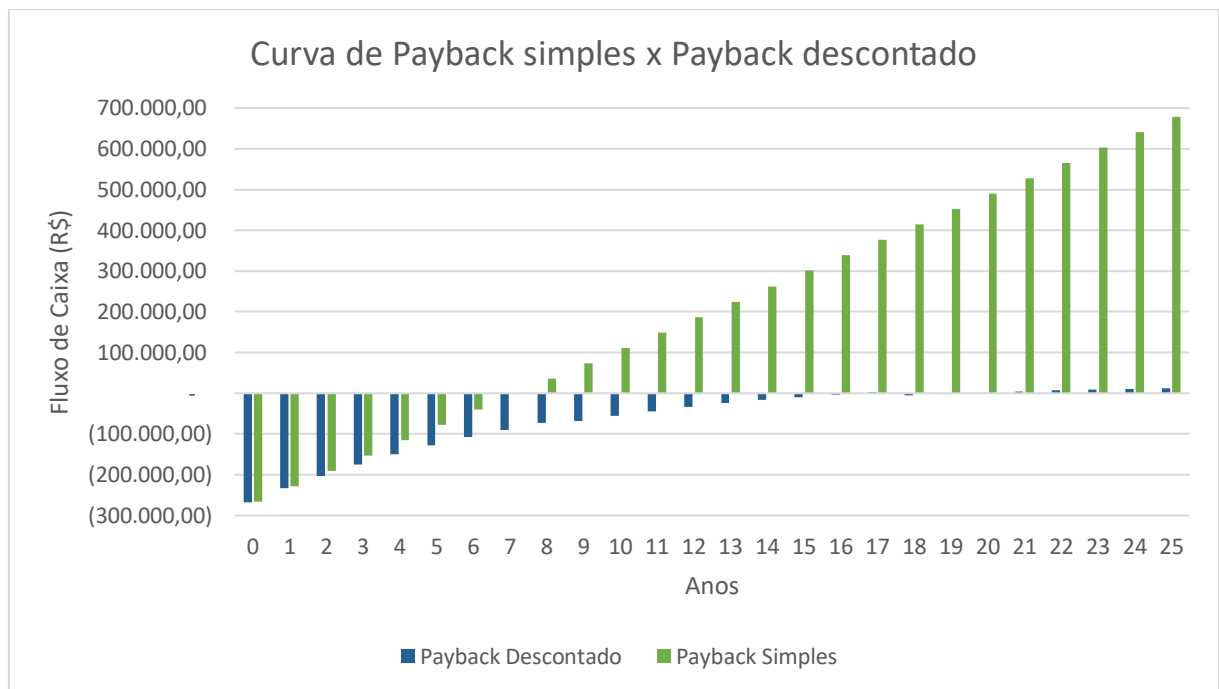
Ano	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de Caixa acumulado (R\$)
0		- 267.058,21
1	33.693,88	- 233.364,33
2	30.543,71	- 202.820,62
3	27.633,25	- 175.187,38
4	24.951,59	- 150.235,79
5	22.486,76	- 127.749,03
6	20.226,20	- 107.522,83
7	18.157,09	- 89.365,75
8	16.266,59	- 73.099,15
9	4.744,29	- 68.354,86
10	12.971,30	- 55.383,56
11	11.542,41	- 43.841,15
12	10.244,16	- 33.596,99
13	9.065,85	- 24.531,14
14	7.997,43	- 16.533,70
15	7.029,47	- 9.504,23
16	6.153,16	- 3.351,07
17	5.360,33	2.009,26
18	- 7.832,72	- 5.823,46
19	3.995,43	- 1.828,03
20	3.409,93	1.581,90
21	2.881,01	4.462,90
22	2.403,26	6.866,16
23	1.971,74	8.837,90
24	1.581,93	10.419,83
25	1.229,72	11.649,54

Fonte: Próprio autor, 2023.

É possível verificar que o fluxo de caixa acumulado se torna positivo entre 19 e 20 anos. Sendo assim, o método de *payback* descontado indica um retorno positivo em aproximadamente 19 anos e 6 meses. Considerando o tempo de vida útil, através deste método o projeto também seria financeiramente vantajoso, porém, apresenta seus riscos devido ao mesmo se pagar próximo ao fim da vida útil do projeto.

A Figura 30 demonstra um comparativo entre os métodos de *payback* simples e *payback* descontado. No método de *payback* simples, temos um valor de R\$ 678.469,79 de lucro acumulado ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto. Já no método *payback* descontado, o valor é de R\$ 11.649,54 no mesmo período.

Figura 30 - *Payback* simples x *Payback* descontado



Fonte: Próprio autor, 2023.

E por fim, o último método utilizado, foi o cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR), esta taxa representa a taxa em que os fluxos de caixa futuros se igualam ao investimento inicial, gerando um VPL igual a 0. Para este método foi utilizado os fluxos de caixa sem correção com base na inflação.

A TIR pode ser calculado utilizando a equação 40, substituindo a taxa de desconto (r) pela TIR e isolando a mesma na equação. A Tabela 13 demonstra os resultados.

Tabela 13 - Taxa Interna de Retorno (TIR)

Ano	Fluxo de Caixa
0	-R\$ 266.358,21
1	R\$ 37.793,12
2	R\$ 37.793,12
3	R\$ 37.793,12
4	R\$ 37.793,12
5	R\$ 37.793,12
6	R\$ 37.793,12
7	R\$ 37.793,12
8	R\$ 37.793,12
9	R\$ 37.793,12
10	R\$ 37.793,12
11	R\$ 37.793,12
12	R\$ 37.793,12
13	R\$ 37.793,12
14	R\$ 37.793,12
15	R\$ 37.793,12
16	R\$ 37.793,12
17	R\$ 37.793,12
18	R\$ 37.793,12
19	R\$ 37.793,12
20	R\$ 37.793,12
21	R\$ 37.793,12
22	R\$ 37.793,12
23	R\$ 37.793,12
24	R\$ 37.793,12
25	R\$ 37.793,12
TIR	13,60%

Fonte: Próprio Autor, 2023.

Portanto, a TIR do projeto foi de 13,60%, sendo assim, caso a Taxa mínima de atratividade exigida pela empresa seja menor, o projeto deverá ser aprovado. Caso contrário, deverá ser recusado.

5 CONCLUSÃO

O trabalho permitiu o estudo de conceitos técnicos, regulatórios e financeiros de um projeto de um sistema fotovoltaico, sendo possível analisar as variáveis solarimétricas, climatológicas do local e especificações técnicas de módulos fotovoltaicos e inversores.

Analisando os dados de geração de energia do sistema fotovoltaico proposto, é possível verificar que a potência disponível pela concessionária para a unidade de consumo que é de 75 kW, conforme REN 1059 da ANEEL, é um limitador para o projeto, que necessitaria de um gerador fotovoltaico de potência nominal de aproximadamente 107 kWp e com a potência de saída CA do inversor de aproximadamente 85 kW, para atender o consumo total da estação. Porém, dentro dos limites estabelecidos é possível alimentar parte do consumo da estação, em média 38,29 % da demanda consumida por mês.

O projeto irá reduzir as emissões em 47 tCO₂ ao longo dos 25 anos do tempo de vida útil do mesmo, referente a parte do consumo evitado, sem considerar as demais fases do processo produtivo dos equipamentos. Sendo assim, é um projeto interessante que irá contribuir com o meio ambiente e com o compromisso da empresa em atingir metas neste sentido.

Do ponto de vista financeiro, temos que o método *payback* simples apresenta um retorno positivo em aproximadamente 7 anos, o que é interessante do ponto de vista financeiro. Já nos métodos VPL e *payback* descontado, os resultados não foram muito atrativos financeiramente apesar de positivos, visto que são influenciados pela taxa Selic em 13,75 % ao ano. Os juros altos dificultam os investimentos em projetos, incentivando os investidores a manter o capital em aplicações financeiras como Tesouro Selic, que são vistas como mais seguras e com a taxa nestes patamares, apresenta um bom retorno.

Para verificar a influência da taxa de desconto na viabilidade do projeto, foi realizado a simulação considerando a taxa Selic igual a 11,50% ao ano, que é a taxa Selic média dos últimos 20 anos, segundo o Banco Central do Brasil. Neste cenário, o VPL seria de R\$ 109.014,11 e no método *payback* descontado o fluxo de caixa se tornaria positivo em aproximadamente 12 anos e 4 meses. Sendo assim, o investimento seria muito mais vantajoso financeiramente.

Também foi verificado a possibilidade da instalação dos painéis fotovoltaicos com a inclinação igual a 21° para o Norte, neste caso a energia gerada seria de 4015 kWh/mês, um ganho de 9,9 %. Porém, para isto seria necessário a instalação de um suporte para manter os painéis nesta inclinação, encarecendo o projeto e tornando o projeto mais inviável financeiramente, por isso foi mantida a inclinação igual à da cobertura.

Por fim, ainda que o projeto não atenda 100% da demanda da estação, o mesmo ainda gera economia financeira para empresa, contribui com a redução de gases de efeito estufa e atinge o objetivo de incentivar o uso de sistemas fotovoltaicos pela empresa. Visto que a empresa consome muita energia mensalmente, a instalação de sistemas fotovoltaicos nas demais estações da empresa, pode contribuir muito para a redução do valor gasto com energia, redução de gases de efeito estufa e tornar a empresa mais sustentável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. **Panorama da Solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 14 de fev. de 2023.

ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Acesso em: 07 de abr. de 2023.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. 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); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2022/lei-14300-6-janeiro-2022-792217-publicacaooriginal-164335-pl.html>>. Acesso em: 24 de jan. de 2023.

CPTM. **Linhas CPTM**. 2023. Disponível em: <<https://www.cptm.sp.gov.br/sua-viagem/Pages/Linhas.aspx>>. Acesso em: 14 de fev. de 2023.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO (CRESESB). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 14 de fev. 2023.

DEYE. **Inversor string trifásico SUN-60/70/75/80K-G**. Disponível em: <<https://hqcndn.hqsmartcloud.com/deyeinverter/2022/04/27/sun-60-80k-gdatasheet.pdf>>. Acesso em: 04 de abr. de 2023.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 3rd ed. New Jersey, U.S.A., Wiley, 2006. Includes Index. ISBN 13 978-0-471-69867-8; 10 0-471-69867-9 (cloth).

DUNLOP, J. P.; **Photovoltaic systems**. Estados Unidos, 2010.

ENEL. **Impostos e outros encargos.** Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt-sao-paulo/Para_Voce/tarifa-taxas-e-impostos.html>. Acesso em: 13 de mai. de 2023.

ENEL. **Interligação de Micro e Minigeração Distribuída à rede de Distribuição com Paralelismo permanente através do uso de Inversores.** Disponível em: <<https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/one-hub-brasil---2018/normas-t%C3%A9cnicas-sp/CNC-OMBR-MAT-22-1398-EDSP-Interligacao-de-Micro-e-Minigeracao-Distribu%C3%ADa-a-rede-de-Distribuicao.pdf>>. Acesso em: 20 de fev. 2023.

ENEL. **Tarifa de energia elétrica.** Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt-sao-paulo/Para_Voce/tarifa-energia-eletrica.html>. Acesso em: 13 de mai. de 2023.

EPE. **Matriz Energética e Elétrica.** 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcde-energia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em 14 de fev. de 2023.

GALVANI, E. **Relações Astronômicas Terra – Sol parte introdutória da Radiação solar.** Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4250294/mod_resource/content/1/Radiacao_solar_estacoes_do_ano.pdf>. Acesso em: 24 de jan. 2023.

GREENER. **Estudo estratégico de geração distribuída. Mercado Fotovoltaico.** 2023. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/sumario-executivo-estudo-de-geracao-distribuida-2023-2o-sem-2022/>>. Acesso em: 15 de jun. de 2023.

IEA. **Solar PV.** 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/solar-pv>> Acesso em: 25 de jan. de 2023.

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

MPPT SOLAR. **Ligação em série de mais painéis fotovoltaicos.** Disponível em: <<https://www.mpptsolar.com/pt/paineis-solares-em-serie.html>>. Acesso em: 12 de mar. de 2023.

MPPT SOLAR. **Painéis solares: ligação em paralelo.** Disponível em: <<https://www.mpptsolar.com/pt/paineis-solares-em-paralelo.html>>. Acesso em: 12 de mar. de 2023.

NAKANO, A. **Projeto de sistema solar fotovoltaico para minigeração distribuída conectada à rede em consumidor industrial de média tensão à luz do panorama regulatório brasileiro**. São Paulo, 2013.

NAKANO, A., PACHECO, C.R.F., GRIMONI, J.A.B. Princípios dos geradores fotovoltaicos conectados à rede (GFVCR) in SIMÕES MOREIRA, J.R. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 2ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. Cap. 11, p. 277-302.

PACHECO, C.R.F. Fundamentos da utilização de energia solar in SIMÕES MOREIRA, J.R. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 2ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. Cap. 9, p. 222-259

PATEL, M. R.; **Wind and Solar power systems design, analysis and operation**. Nova York, 2006. 2º ed.

SUNOVA SOLAR. **535-550 W High Efficiency Half-Cell Mono PERC Module**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/fileuploader/download/download/?d=1&file=custom/upload/File-1647538882.pdf>>. Acesso em: 04 de abr. de 2023.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). **Notas de Aula. PECE-USP: EGR 001 – Análise de Viabilidade Econômica de Projetos de Energia**. São Paulo, 2021.

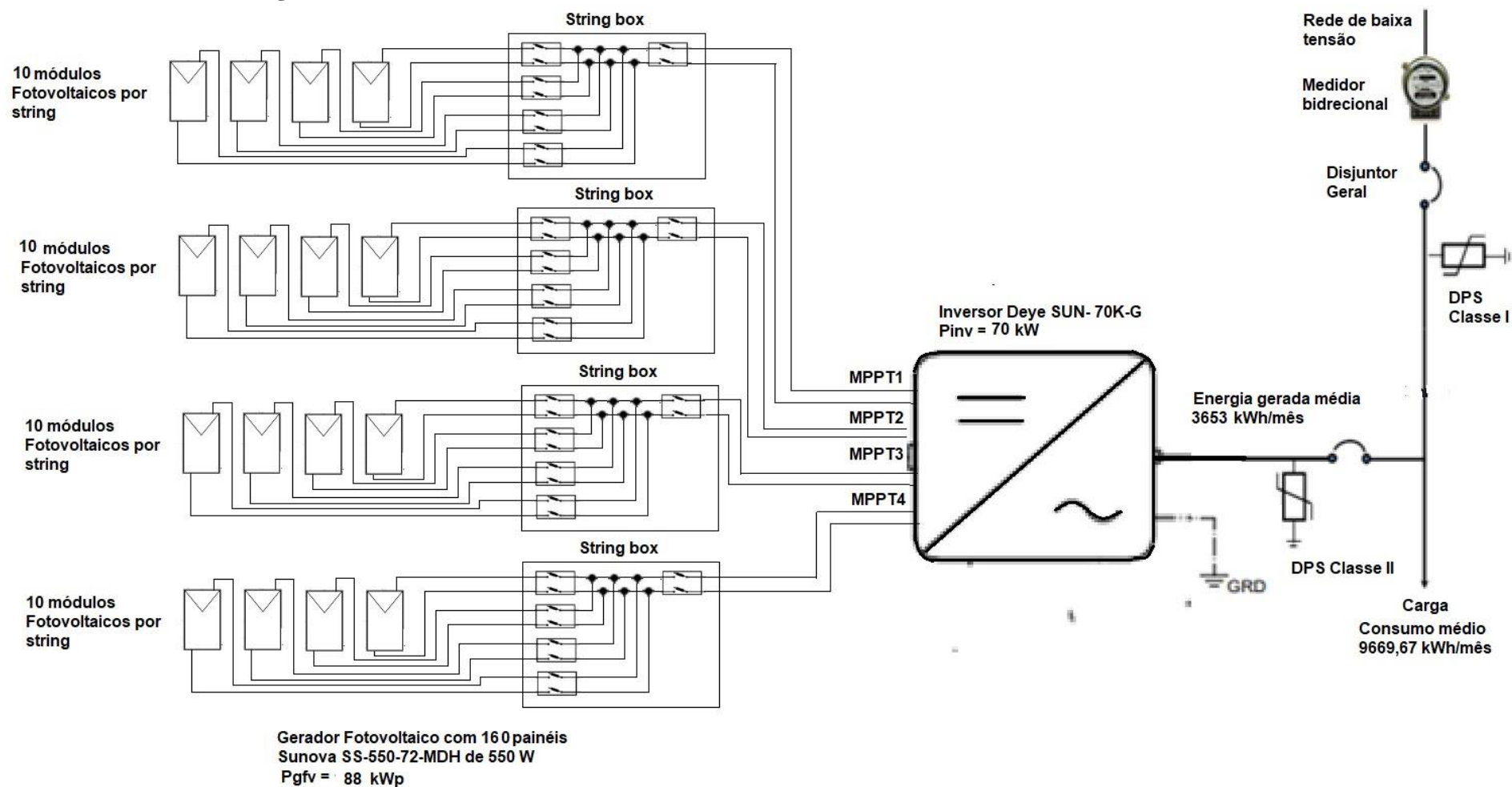
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). **Notas de Aula. PECE-USP: EGR 006 – Energia Solar I**. São Paulo, 2022.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). **Notas de Aula. PECE-USP: EGR 007 – Energia Solar II**. São Paulo, 2022.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). **Notas de Aula. PECE-USP: EGR 011 – Regulação da Geração Distribuída**. São Paulo, 2021.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. de. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de textos, 2012. ISBN 978-85-7975-052-6.

APÊNDICE A – Diagrama Unifilar



Fonte: Próprio Autor, 2023

