

**ANDERSON CASTRO DE FREITAS**

**Projeto básico de sistema fotovoltaico em minigeração distribuída na estação  
Bresser-Mooca do Metrô - SP**

São Paulo  
2018

**ANDERSON CASTRO DE FREITAS**

**Projeto básico de sistema fotovoltaico em minigeração distribuída na estação  
Bresser-Mooca do Metrô-SP**

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

Área de concentração: Energia Solar  
Fotovoltaica

Orientador: Professor MSc. Álvaro Nakano

São Paulo  
2018

**ANDERSON CASTRO DE FREITAS**

**Projeto básico de sistema fotovoltaico em minigeração distribuída na estação  
Bresser-Mooca do Metrô-SP**

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.

São Paulo  
2018

Dedico este trabalho,

À minha esposa, pela paciência,  
compreensão, pelo apoio e incentivo,  
aos meus pais que sempre me  
ensinaram a nunca desistir dos meus  
objetivos.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente a Deus que permitiu que tudo isso acontecesse, ao longo de minha vida, e não somente nestes 2 anos de especialização, mas em todos os momentos Ele sempre esteve me guiando.

À Escola Politécnica de São Paulo pela oportunidade de realizar este curso.

Ao Prof. Dr. Claudio Roberto de Freitas Pacheco por todo conhecimento transmitido que foi primordial para execução deste trabalho.

A todos os professores do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética que contribuíram diretamente para o crescimento intelectual, assim como profissional.

Aos colegas de classe, pelo aprendizado e experiência que cada um proporcionou, contribuindo para o nosso desenvolvimento nesse período que estivemos juntos.

## **AGRADECIMENTO ESPECIAL**

Ao Prof. MSc. Álvaro Nakano, meu orientador, por toda ajuda no desenvolvimento do trabalho tanto em aspecto técnico como encorajando para fazer o melhor possível no intuito de entregar um bom trabalho e sempre acreditando no meu potencial para tal realização, assim como sempre estava disposto a ajudar nos momentos em que surgiam as dúvidas no decorrer da execução.

## RESUMO

Este trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de um projeto básico de um sistema fotovoltaico em minigeração distribuída, conectado à rede de distribuição de energia elétrica para uma estação da Companhia do Metropolitano de São Paulo. Primeiramente foi feita uma análise do local verificando se realmente haveria a possibilidade de implantação desse projeto e em qual sistema seria aplicado. Como houve limitações da área disponível do telhado, ficou determinado que esta minigeração seja utilizada para suprimento do consumo equivalente ao sistema de iluminação da estação. Foi realizado o dimensionamento necessário para instalação do sistema fotovoltaico não incluindo cabeamentos, proteções e sistema de aterramento, por se tratar de um projeto básico, respeitando sempre as normas vigentes. A partir do projeto dimensionado foi simulada a quantidade de energia elétrica gerada anual, e comparando-a com energia anual consumida pelo sistema de iluminação do local, a miniusina solar supriria 88% desse sistema. Com o levantamento do investimento do projeto, calculou-se um tempo de retorno do investimento de 6,92 anos para um payback simples e um payback descontado de 9,35 anos tornando o projeto viável para implantação com taxa interna de retorno maior que a taxa mínima de atratividade. O projeto básico desenvolvido nesse trabalho terá continuidade com todos os detalhamentos necessários para a composição de um projeto executivo.

**Palavras chave:** energia solar fotovoltaica, minigeração distribuída, conectada à rede, estação do Metrô de São Paulo.

## ABSTRACT

The objective of this work is the development of a basic project of a photovoltaic system in distributed minigeneration, connected to the electricity distribution network for a station of Companhia de Metropolitano de São Paulo. First, an analysis of the site was made, verifying if there would really be the possibility of implementing this project and in which system it would be applied. As there were limitations of the available roof area, it was determined that this minigeneration would be used to supply consumption equivalent to the station's lighting system. The necessary sizing was done for installation of the photovoltaic system, not including wiring, protections and grounding system, since it is a basic project, always respecting the current norms. From the dimensioned design, the amount of annual electricity generated was simulated, and compared to the annual energy consumed by the local lighting system, solar small-scale plant would supply 88% of this system. With the project investment survey, an investment payback time of 6.92 years was calculated for a simple payback and a discounted payback of 9.35 years making the project feasible for deployment with an internal rate of return greater than the rate minimum attractiveness. The basic design developed in this work will have continuity with all the necessary details for the composition of an executive project.

**Keywords:** photovoltaic solar energy, distributed mini-generation, connected to the grid, subway station of São Paulo.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 5.1 - Foto de satélite do local de instalação da usina .....	20
Figura 5.2 - Áreas de instalação dos módulos .....	21
Figura 5.3 - Sombreamento as 08:00.....	23
Figura 5.4 - Sombreamento as 10:00.....	23
Figura 5.5 - Sombreamento as 12:00.....	24
Figura 5.6 - Sombreamento as 14:00.....	24
Figura 5.7 - Sombreamento as 16:00.....	25
Figura 5.8 - Diagrama unifilar da baixa tensão da estação Bresser- Mooca .....	26
Figura 5.9 - Analisador Fluke 435.....	27
Figura 5.10 - Analisador Embrasul RE6000 .....	28
Figura 5.11 - Ângulos de posicionamento de uma superfície em relação ao Sol.....	31
Figura 5.12 - Características dos módulos CS6K.....	35
Figura 5.13 - Representação de potências gerada e consumida .....	38
Figura 5.14 - Representação das energias gerada e consumida pelo sistema, médias mensais, em KWh/dia.....	39
Figura 5.15 - Diagrama esquemático de um inversor.....	41
Figura 5.16 - Curva de rendimento do Inversor .....	44
Figura 5.17 - Diagrama esquemático do Inversor .....	45
Figura 5.18 - (a) junção pn ilustrando região onde ocorre o acúmulo de cargas. b) campo elétrico resultante da transferência de cargas através da junção pn. .....	46
Figura 5.19 - Célula do tipo monocristalino.....	47
Figura 5.20 - Célula do tipo policristalino.....	48
Figura 5.21 - Célula tipo Filme fino .....	48
Figura 5.22 - Curva característica do módulo fotovoltaico .....	49
Figura 5.23 - Curva de tensão e corrente com variações de irradiação e temperatura .....	50
Figura 5.24 - Ligação série de módulos FV .....	51
Figura 5.25 - Ligação paralela de módulos FV .....	52
Figura 5.26 - Ligação mista módulos FV .....	53
Figura 5.27 - Representação elétrica de uma célula ou módulo FV .....	54
Figura 5.28 - Caixa de junção.....	55
Figura 6.1 - Configuração das strings (Inversores 1 a 9) .....	60

Figura 6.2 – Configuração das strings (Inversor 10) .....	61
Figura 6.3 - Diagrama esquemático do sistema de potência FV .....	62
Figura 6.4 - Disposição dos módulos na cobertura .....	63
Figura 6.5 - Representação Payback Descontado.....	67
Figura 6.6 - Representação do consumo dos sistemas auxiliares da estação .....	68
Figura 6.7- Comparaçao de energia gerada e consumida no sistema de iluminação .....	69

## LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 - Áreas da Cobertura.....	21
Tabela 5.2 - Detalhamento de quantidade de lâmpadas do local por tipo .....	22
Tabela 5.3 - Variáveis para cálculo do sombreamento em 21 de junho.....	25
Tabela 5.4 - Consumo médio diário e mensal .....	29
Tabela 5.5 - Quantidade de módulos por área .....	32
Tabela 5.6 - Dia médio do ano e declinação solar média mensal.....	32
Tabela 5.7 - Cálculos do período de insolação do dia .....	33
Tabela 5.8 - Valores de temperatura ambiente (Ta) – ano 2018 em SP .....	34
Tabela 5.9 - Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico.....	36
Tabela 5.10 - Comparação de potências do sistema.....	37
Tabela 5.11 - Resultados de valores encontrados para o melhor ângulo de inclinação $\beta = 21^\circ 40$	
Tabela 5.12 - Especificação técnica do Inversor Trifásico WEG SIW500H – ST030.....	44
Tabela 5.13 – Valores de tensão de operação com temperatura corrigida .....	57
Tabela 5.14 - Dimensionamento da quantidade de strings e total de módulos .....	58
Tabela 6.1 - Custos do projeto.....	64
Tabela 6.2 - Energia gerada pelo sistema FV e consumida pela carga, em KWh/mês .....	65
Tabela 6.3 - Fluxo de Caixa do Projeto .....	66

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	14
2	OBJETIVO GERAL .....	17
2.1	Objetivos específicos .....	17
3	JUSTIFICATIVA.....	18
4	METODOLOGIA .....	19
5	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
5.1	Levantamento de dados .....	20
5.1.1	Descrição do Local .....	20
5.1.2	Áreas para instalação dos módulos.....	20
5.1.3	Cargas elétricas do sistema de iluminação .....	21
5.2	Estudo de Sombreamento .....	22
5.3	Estruturação do sistema .....	25
5.4	Consumo de energia elétrica.....	27
5.4.1	Medição do consumo diário .....	27
5.4.2	Cálculo da energia elétrica mensal .....	28
5.5	Radiação Global.....	29
5.5.1	Radiação solar.....	29
5.6	Dimensionamento do sistema .....	31
5.6.1	Gerador fotovoltaico.....	31
5.6.2	Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico.....	32
5.6.3	Análise de potências do sistema .....	36
5.7	Balanço de energias do sistema FV .....	38
5.7.1	Balanço diário de energia .....	38
5.8	Escolha do melhor ângulo de inclinação .....	40
5.9	Arranjo fotovoltaico.....	40

5.9.1	Inversores .....	40
5.9.2	Gerador Fotovoltaico .....	45
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	59
6.1	Aspectos finais .....	59
6.2	Análise de Viabilidade Econômica .....	64
6.2.1	Investimento .....	64
6.2.2	Análise Econômica .....	64
6.3	Consumo de energia elétrica .....	67
7	CONCLUSÕES .....	70
	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA .....	71
	APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos .....	73
	ANEXO A – DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO INCLINADO .....	84

## 1 INTRODUÇÃO

O crescimento da população mundial, do consumo e da produção industrial tem elevado continuamente a demanda por energia elétrica. Estima-se que as fontes tradicionais, como hidráulica, fóssil e nuclear, atingirão seu limite de produção de energia, e o déficit de produção deverá ser atendido por fontes de energia renováveis, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE<sup>1</sup>, 2007).

Além disso, nas últimas décadas, em decorrência da conscientização ambiental, empresas de diversos setores, incluindo o setor elétrico, sentiram a necessidade de se mobilizar e adotar novas políticas de forma a minimizar os danos ambientais oriundos da crescente demanda de energia.

A energia elétrica desempenha um papel de suma importância, seja para uso residencial, comercial ou industrial, pois se caracteriza como um insumo básico para o desenvolvimento econômico, tecnológico e social dos países.

Dessa maneira, a forma dominante de organização social a nível mundial reclama uma dependência bastante significativa da eletricidade. Ocorre que o impacto ambiental gerado durante a obtenção de energia já vem sendo discutido mundialmente há muito tempo em razão da gravidade da questão. Assim, a busca da sustentabilidade, que passou a ser uma preocupação empresarial e governamental, requer planejamento e inserção de novas fontes de energia, que sejam renováveis e impactem o mínimo possível no meio ambiente.

No Brasil, a principal fonte de geração de energia elétrica é a hidráulica, em seguida encontra-se a geração térmica (ANEEL<sup>2</sup>, 2016). Como fontes alternativas e renováveis dessa energia observa-se o crescimento do uso da biomassa, dos ventos e da proliferação de pequenas centrais hidroelétricas.

A conversão de energia solar fotovoltaica apresenta elevado potencial no Brasil, onde a irradiação média diária está entre 4,8 e 6,0 kWh/m<sup>2</sup> por dia. Na Alemanha, um dos principais países em termos de capacidade instalada em energia fotovoltaica, a máxima irradiação diária não ultrapassa 3,2 kWh/m<sup>2</sup> (COMERC<sup>3</sup>, 2016).

Como resultado de esforços de pesquisa e desenvolvimento, essa tecnologia de geração vem atingindo resultados cada vez melhores em termos de rendimento na conversão da energia

---

<sup>1</sup> INPE: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

<sup>2</sup> ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

<sup>3</sup> COMERC: Empresa de Comercialização de Energia

solar em energia elétrica. Segundo uma junta alemã de 14 laboratórios de pesquisa em tecnologia de geração fotovoltaica, foi possível atingir um valor de 47,7% de eficiência na conversão, (EPE<sup>4</sup>, 2016), o que contribui para tornar o custo de geração por kWh mais atraente. Com a concretização dessa tendência, associada a incentivos políticos, a energia solar pode contribuir de maneira considerável na matriz de energia elétrica através de duas formas: as centrais solares e a geração distribuída (COGEN<sup>5</sup>, 2012).

Ao que diz respeito à geração distribuída no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a partir da resolução REN 482/2012, estabeleceu as condições para o acesso de sistemas de micro e minigeração aos sistemas de distribuição, além de criar o sistema de compensação de energia elétrica. Através dele o cliente que gera energia pode ganhar “créditos” nos intervalos nos quais sua produção for superior à sua demanda. Com a publicação desse documento, a geração distribuída no Brasil passou a ser uma realidade.

No entanto, os custos dessa tecnologia no País ainda são elevados, dificultando sua competitividade e justificando a baixa participação na matriz de energia elétrica. Em conjunto a isso, o impacto da inserção de fontes na rede de distribuição se torna uma preocupação das concessionárias de energia. A intermitência e os ciclos de produção dessas fontes introduzem um elemento novo na operação das redes de distribuição, em particular no controle de tensão e proteção.

Dessa forma, para se ter um melhor aproveitamento dessa tecnologia, é necessária uma correta implantação dos equipamentos responsáveis pela conversão da energia solar em elétrica. Sendo assim, é essencial projetar o sistema para as condições específicas de cada local, e, dependendo da carga a ser atendida, a simulação computacional do seu comportamento antes de qualquer investimento, o que possibilita avaliar os impactos técnicos que essa nova fonte poderá causar.

O Metrô de São Paulo ou Metropolitano de São Paulo, conhecido popularmente como Metrô, é um sistema de transporte metroviário que serve a cidade de São Paulo, no Brasil. O Metrô de São Paulo é operado pela Companhia do Metropolitano de São Paulo, empresa de capital misto do estado de São Paulo. Fundada em 24 de abril de 1968, a empresa é responsável pelo planejamento, projeto, construção e operação do sistema de transporte metroviário na Região Metropolitana de São Paulo. Tendo a maior parte de seu controle acionário associada ao governo do estado, é subordinada à Secretaria dos Transportes Metropolitanos do Estado de São Paulo. Integra também a Rede Metropolitana de Transporte de São Paulo. As empresas

---

<sup>4</sup> EPE: Empresa de Pesquisa Energéticas

<sup>5</sup> COGEN: Associação da Industria de Cogeração de Energia

privadas ViaQuatro e ViaMobilidade operam, respectivamente, as linhas 4–Amarela e 5–Lilás do sistema.

O metrô paulista está em operação desde 14 de setembro de 1974. É o maior e mais movimentado sistema de transporte metroviário do Brasil, com uma extensão de 89,8 quilômetros de linhas ferroviárias distribuídas em seis linhas, que possuem um total de 79 estações. Compõem o sistema as linhas 1-Azul (Jabaquara–Tucuruvi), 2-Verde (Vila Madalena–Vila Prudente), 3-Vermelha (Corinthians-Itaquera–Palmeiras-Barra Funda), 15-Prata (Vila Prudente–Vila União). Possui interligação com o sistema de trens urbanos, através de integração com linhas da Companhia Paulista de Trens Metropolitanos (CPTM). Diariamente, o sistema de São Paulo transporta cerca de 4,5 milhões de passageiros.

A Linha 3 – Vermelha do Metrô, a qual será objeto desse projeto conta com 18 estações, onde 13 delas são a céu aberto. As estações são compostas por duas Subestações: Subestação Retificadora que tem a função de suprir a alimentação dos Trens, e a Subestação Auxiliar como o nome já diz para todos os sistemas auxiliares tais como: ventilação, escadas rolantes, iluminação, entre outros.

Na fatura de energia do Metrô-SP o grande vilão é a parcela relativa à Subestação Retificadora que corresponde a aproximadamente 60% do total gasto pela estação, sendo o restante consumido pelos sistemas auxiliares. Como existe limitações nas áreas disponíveis nas coberturas das estações foi escolhida o consumo equivalente ao sistema de iluminação como foco da aplicação desse projeto de minigeração distribuída.

## 2 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho foi o desenvolvimento de um projeto básico de sistema fotovoltaico em minigeração distribuída, conectado à rede de energia na estação Bresser-Mooca do Metrô-SP para suprimento do consumo equivalente ao sistema de iluminação do local.

### 2.1 Objetivos específicos

O primeiro passo do trabalho foi o dimensionamento do arranjo solar fotovoltaico suficiente para atender a demanda de iluminação, contemplando planilhas de cargas do circuito de iluminação e medição do consumo de iluminação por meio de analisadores de energia, cálculos de radiação integrada diária média mensal sobre superfície inclinada do melhor ângulo  $\beta$ , dimensionamento do arranjo, simulação e cálculo de sombreamento na estação.

Em seguida foi determinado os principais elementos que formam o sistema solar fotovoltaico com suas especificações técnicas, bem como suprir as energias demandadas no dimensionamento anterior. Abrangência: módulos fotovoltaicos, inversores *on grid*, ponto de conexão à rede, dispositivos de seccionamento e proteção, medidor de energia, quadros gerais de baixa tensão do sistema.

Na etapa seguinte, foi elaborado o desenho de planta do projeto, distribuindo as placas fotovoltaicas na estação, atentando-se para as áreas de sombra.

Depois de todo sistema dimensionado, foi elaborada uma lista de materiais qualitativa e quantitativa, cotações de preços e composição de investimento total, incluindo custos de serviços, mobilizações e obras legais.

Análise de viabilidade econômica do projeto.

### 3 JUSTIFICATIVA

Uma estação do Metrô-SP consome uma grande quantidade de energia elétrica, sendo um dos maiores gastos da companhia atualmente. Por outro lado, observou-se que havia áreas disponíveis bem relevantes nas coberturas das estações, com exceção das estações subterrâneas onde não existe essa possibilidade, e com isso podendo realizar um projeto de uma minigeração distribuída fotovoltaica conectada à rede de energia para suprimento do consumo equivalente ao sistema de iluminação.

A estação Bresser-Mooca foi escolhida devido ao seu telhado ser feito de concreto pré-moldado, e assim possibilitando a instalação dos módulos sem a necessidade de reforço da estrutura do telhado, diferente das outras estações. O sistema de iluminação foi selecionado como sendo a carga de referência, base de dimensionamento desse projeto, em função da limitação de área disponível no local.

Com o projeto espera-se proporcionar a redução do consumo de energia e, dependendo de como irá proceder, aplicá-lo para todas as estações possíveis de utilizar essa tecnologia para gerar eletricidade a partir de uma fonte renovável.

#### 4 METODOLOGIA

Levantamentos preliminares em campo: iluminação mais utilizada no local com lâmpadas fluorescentes tubulares HO e vapor de sódio, verificação da estrutura do telhado devido ao peso das placas e confirmada a área disponível conforme analisado antecipadamente na planta.

Levantamento de carga elétrica do circuito de iluminação, realização das medições nos quadros de distribuição principal de luz através de analisadores de energia, verificando grandezas como tensão, corrente, potência, energia consumida, fator de potência e harmônicos de tensão e corrente.

Simulação de áreas com sombreamento por meio de software na estação previamente escolhida.

Determinação dos principais elementos do sistema solar fotovoltaico com suas especificações técnicas, com base nos requisitos técnicos das normas e regulamentações, bem como para suprir as energias demandadas no dimensionamento anterior. Abrangência: módulos fotovoltaicos, inversores de frequência *on grid* contendo as funções de monitoramento, comando e proteção estabelecidos pela nova NT-6.012, ponto de conexão à rede com dispositivos de seccionamento e proteção, medidor de energia, quadros gerais de baixa tensão do sistema.

Elaboração de desenho de planta do projeto, distribuindo as placas fotovoltaicas na estação, atentando para as áreas de sombra.

Emissão de lista de materiais qualitativa e quantitativa, cotações de preços e composição de investimento total, incluindo custos de serviços, mobilizações e obras legais.

Análise de viabilidade econômica do projeto: PayBack simples e descontado, Taxa interna de retorno e Valor Presente Líquido.

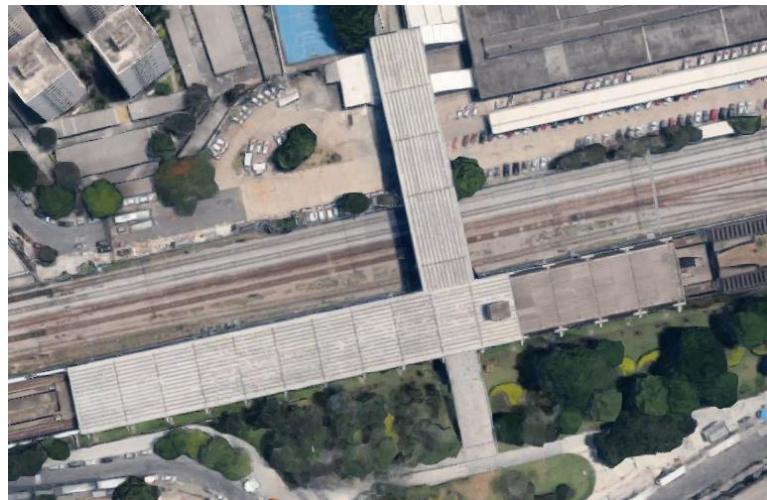
## 5 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 5.1 Levantamento de dados

#### 5.1.1 Descrição do Local

O local de estudo para implantação do sistema fotovoltaico é a estação Bresser-Mooca da Linha 3- Vermelha do Metrô (Companhia do Metropolitano de São Paulo), localizada na cidade de São Paulo, cuja planta da cobertura em foto é mostrada na **Figura 5.1**.

**Figura 5.1 - Foto de satélite do local de instalação da usina**



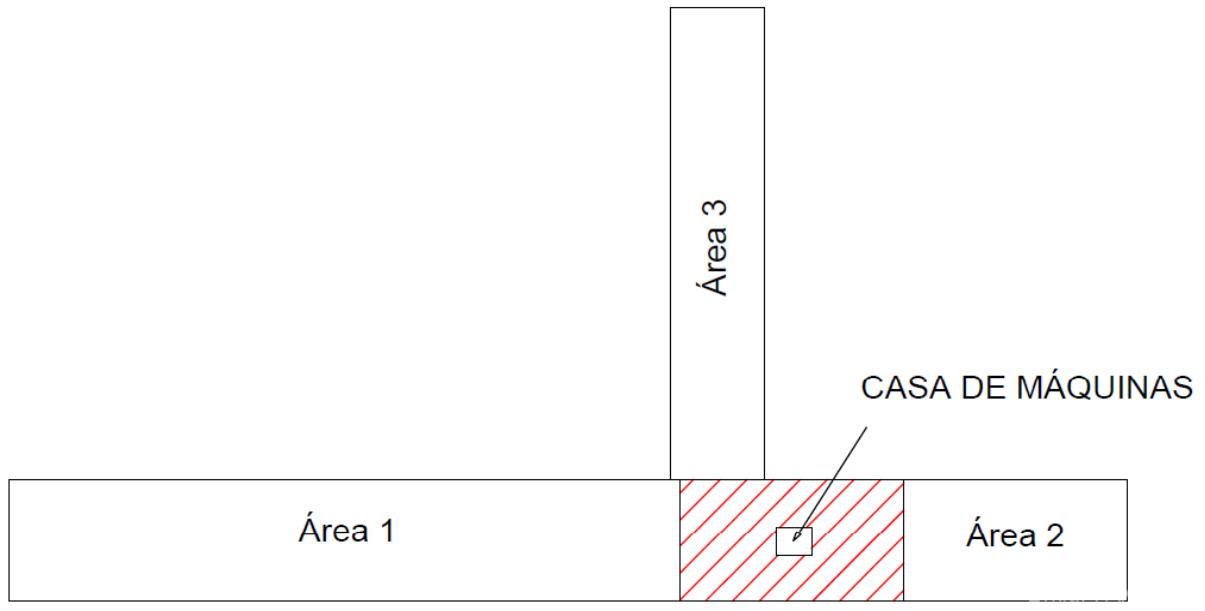
Fonte: <[www.google.com.br/maps/place/Bresser-Mooca](http://www.google.com.br/maps/place/Bresser-Mooca)>

A cobertura da estação apresenta uma área total de aproximadamente 4890 m<sup>2</sup>. O telhado é do tipo concreto pré-moldado.

#### 5.1.2 Áreas para instalação dos módulos

Verificando as plantas do projeto básico da cobertura do local, foram levantadas as áreas disponíveis na cobertura para instalações dos módulos fotovoltaicos, de acordo com a divisão apresentada na **Figura 5.2** e considerado o sombreamento simulado e calculado na seção 5.2.

**Figura 5.2 - Áreas de instalação dos módulos**



Fonte: próprio autor

Somando essas áreas disponíveis para a aplicação do projeto totalizou aproximadamente 4170 m<sup>2</sup>, conforme encontrada na **Tabela 5.1**. A área hachurada da **Figura 5.1** foi desconsiderada por conta de sombreamento.

**Tabela 5.1 - Áreas da Cobertura**

Área (Nº)	Comp. (m)	Larg. (m)	Área (m <sup>2</sup> )
1	112,5	20	2250
2	79	15	1185
3	37,5	20	750

Fonte: Próprio autor

### 5.1.3 Cargas elétricas do sistema de iluminação

Como a base do projeto foi a carga equivalente ao sistema de iluminação da estação levantou-se os modelos de lâmpadas existentes, suas quantidades e potências. Podendo observar na **Tabela 5.2**, e efetuado os cálculos de potência, com base nas equações.

$$Pn \text{ ativa} = Qt \text{ lâmp} \times \text{Pot Lâmp} \quad (\text{Eq. 5.1})$$

$$Pn \text{ apar} = Pn \text{ ativa} / FP \text{ reator} \quad (\text{Eq. 5.2})$$

Onde:

Pn ativa: potência nominal ativa, em Watts;

Qt lâmp: número de lâmpadas levantadas;

Pot Lâmp: potência fornecida pelo fabricante da lâmpada, em Watts;

FP reator: fator de potência, fornecido pelo fabricante do reator.

**Tabela 5.2 - Detalhamento de quantidade de lâmpadas do local por tipo**

Tipo de lâmpada	Qt lâmp	Pn ativa	FP reator	Pn apar
Fluorescente HO 240 cm 110W	372	40920	95,0%	43073,68 VA
Fluorescente T8 120 cm 40W	339	13560	95,0%	14273,68 VA
Vapor de mercúrio 400W	31	12400	90,0%	13777,78 VA
Incandescente 60W	79	4740	100,0%	4740 VA
Mista 250 W	54	13500	95,0%	14210,53 VA
Total	875	85,1		90,1 KVA

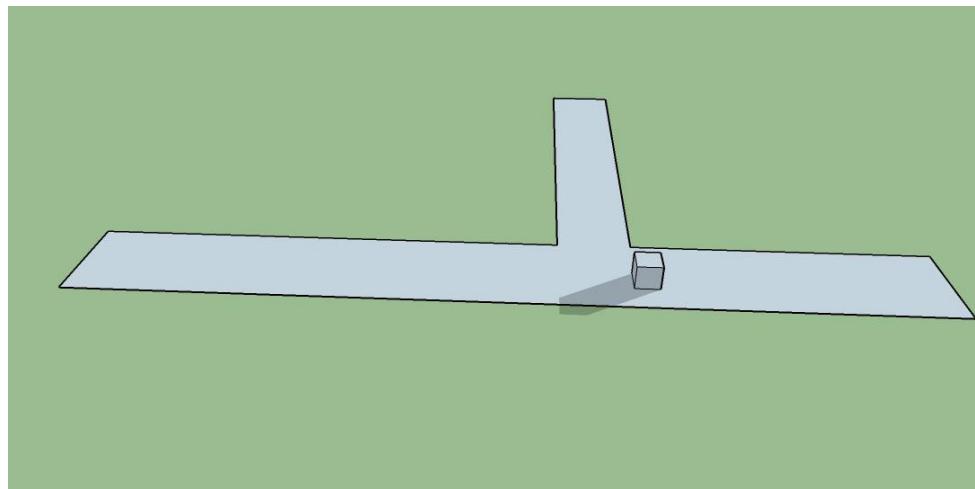
Fonte: Próprio autor

## 5.2 Estudo de Sombreamento

Para analisar o sombreamento do local, causado por conta de uma casa de máquinas localizada na cobertura da estação, foi utilizado o software Sketchup.

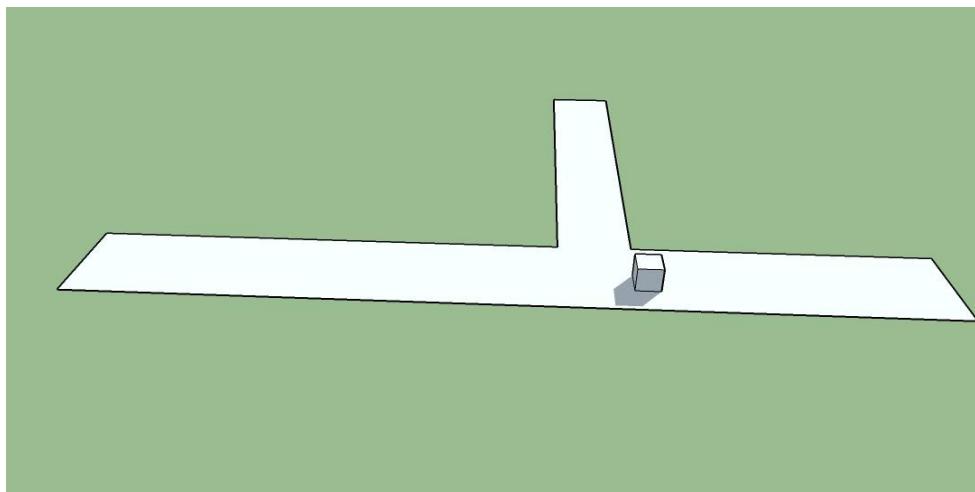
Com o software foi simulada a influência do sombreamento sobre o local na data do solstício de inverno (21 de junho), a qual é o pior caso, onde temos o maior índice de sombreamento em relação as outras datas do ano. Segue abaixo as simulações realizadas em alguns horários do dia.

**Figura 5.3 - Sombreamento as 08:00**



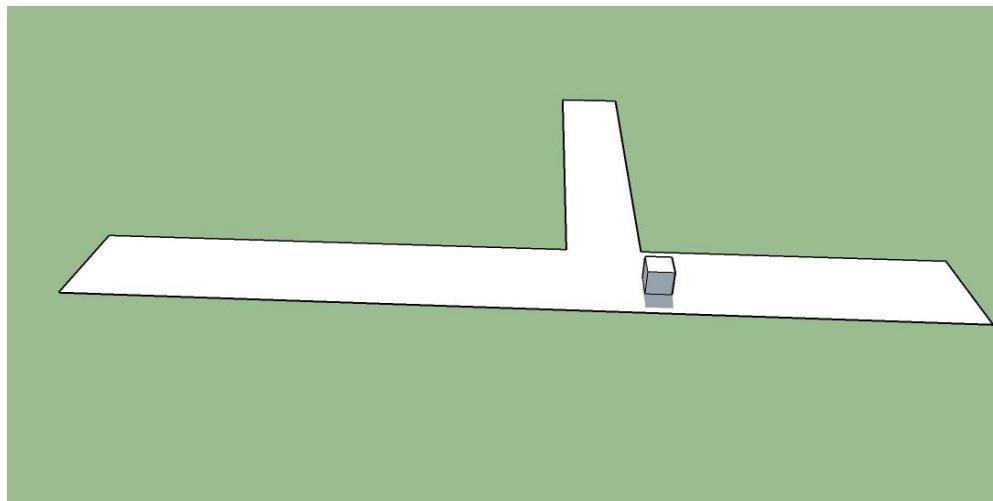
Fonte: Software Sketchup

**Figura 5.4 - Sombreamento as 10:00**



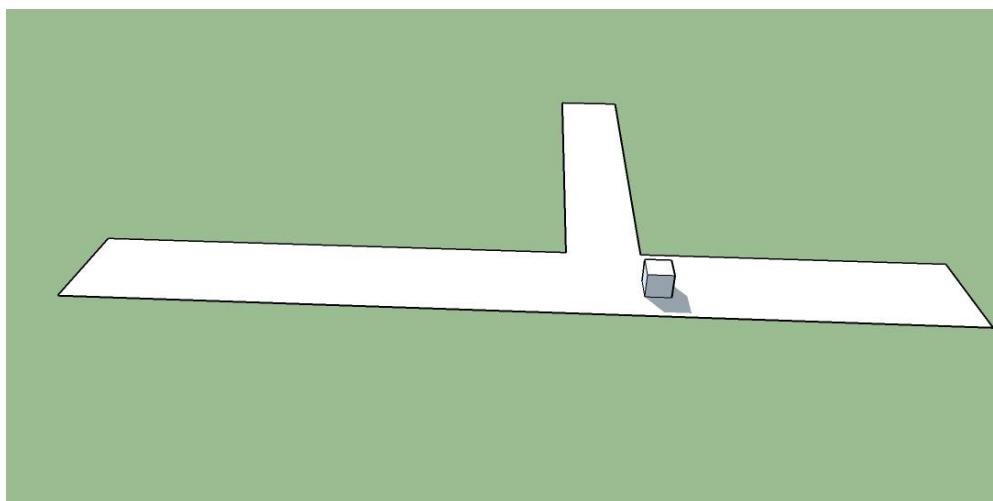
Fonte: Software Sketchup

**Figura 5.5 - Sombreamento as 12:00**

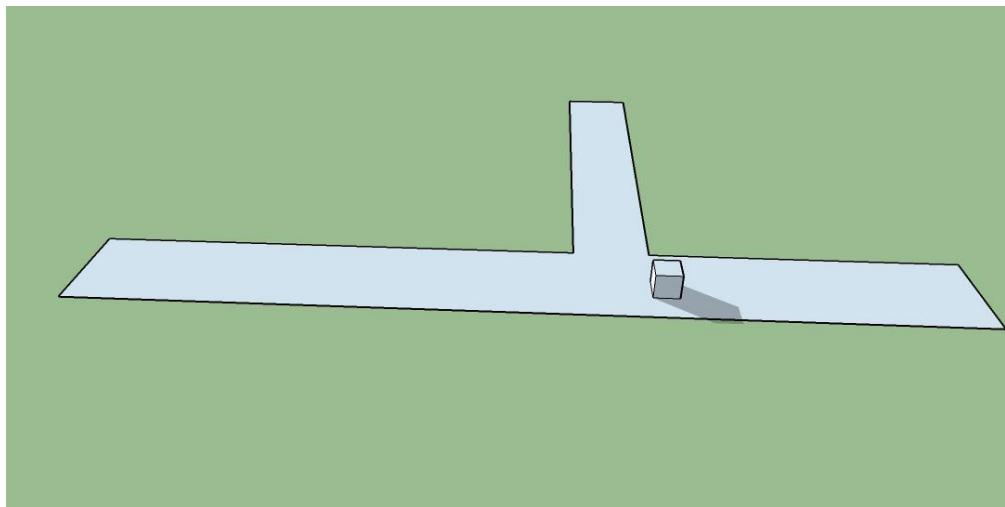


Fonte: Software Sketchup

**Figura 5.6 - Sombreamento as 14:00**



Fonte: Software Sketchup

**Figura 5.7 - Sombreamento as 16:00**

Fonte: Software Sketchup

Após simulações realizadas no software e cálculos de sombreamento considerando as variáveis: ângulo horário, ângulo zenital e ângulo do azimute solar, encontradas na **Tabela 5.3** determinou-se o tamanho da sombra. Assim, resultou em uma área de 600m<sup>2</sup> sujeita aos efeitos de sombreamento, a qual foi desconsiderada como área útil neste projeto.

**Tabela 5.3 - Variáveis para cálculo do sombreamento em 21 de junho**

HL	HS	HS (HH:MM:SS)	$\omega$ - Ângulo horário	$\theta_z$ - Ângulo zenital	$\gamma_s$ - Ângulo do Azimute Solar	L	X
8:00	7,87	07:52:06	-61,98	76,31	-123,54	20,53	11,34
10:00	9,87	09:52:06	-31,98	56,29	-144,27	7,49	6,08
12:00	11,87	11:52:06	-1,97	46,99	-177,52	5,36	5,35
14:00	13,87	13:52:06	28,03	54,27	147,93	6,95	5,89
16:00	15,87	15:52:06	58,03	73,33	125,67	16,70	9,74

Fonte: Próprio autor

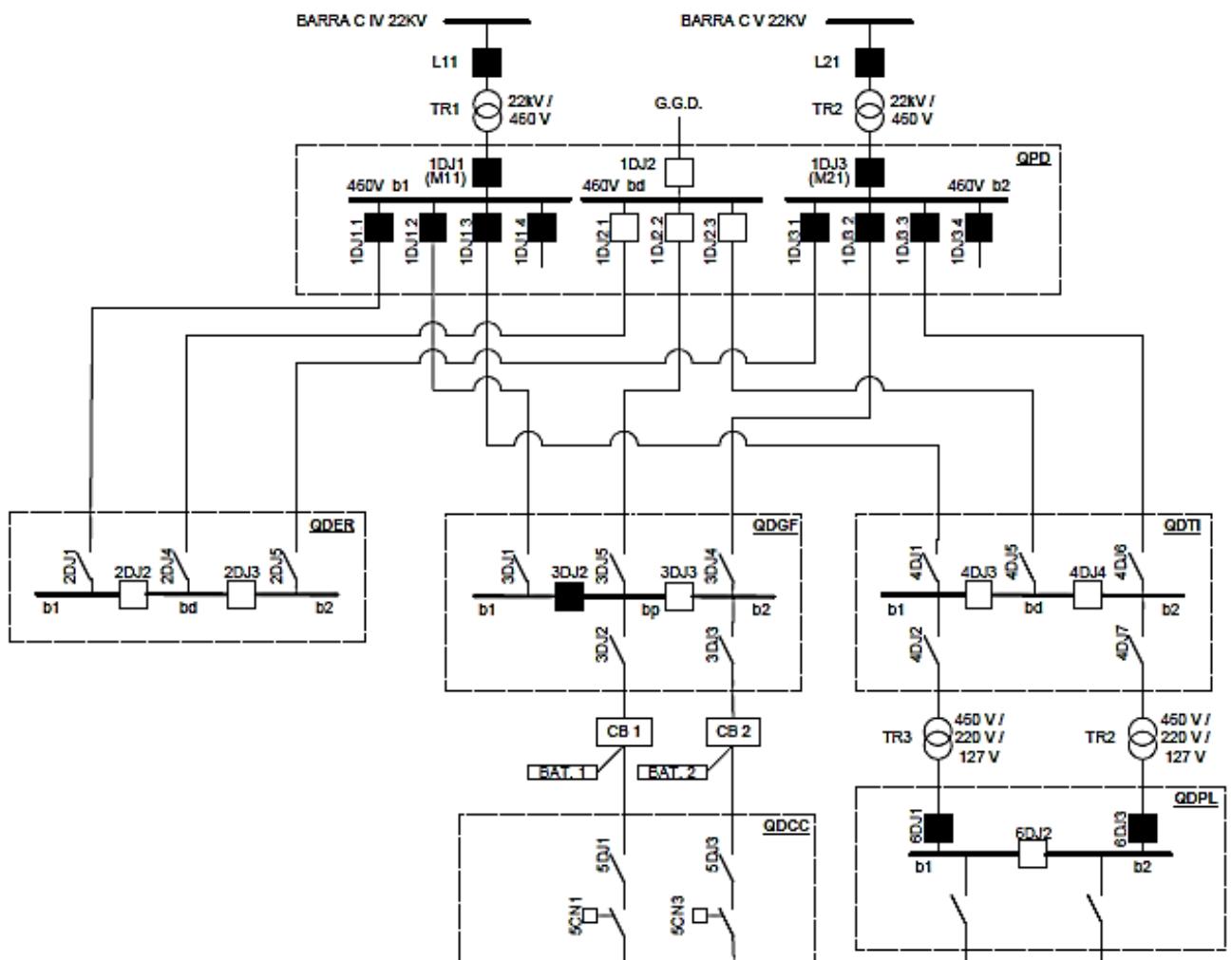
### 5.3 Estruturação do sistema

Como descrito no objetivo do trabalho esse projeto consiste em um sistema fotovoltaico conectado à rede, podendo usufruir do regime de compensação de energia regulamentado desde a REN 482/2012 para autoconsumo local, caso houver excedente de energia gerada e injetada à rede, e assim não sendo utilizado banco de baterias para armazenamento.

No entanto, a energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos dessa usina será consumida totalmente pelas cargas da própria estação, não havendo retorno para rede elétrica

da companhia de energia, pois a conexão será realizada no lado da baixa tensão do transformador 22KV/460V na subestação auxiliar da estação, e sabendo que a energia gerada pela central fotovoltaica será muito menor que a total consumida pela estação. Desta maneira, a energia quando não consumida pelas cargas auxiliares será refletida para alta tensão e assim consumida por outras cargas adjacentes, se necessário. Pode-se observar a **Figura 5.8** para melhor compreensão.

**Figura 5.8 - Diagrama unifilar da baixa tensão da estação Bresser- Mooca**



Fonte: Arquivo técnico do Metrô-SP

O sistema em questão está estruturado da maneira citada acima, sendo conectado à rede e na baixa tensão, obedecendo assim as normas e regulamentações vigentes, e, portanto definido como uma minigeração distribuída - central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75KW e menor ou igual 5MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação

da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, conforme RN 687, parágrafo II – Art. 1º.

## 5.4 Consumo de energia elétrica

### 5.4.1 Medição do consumo diário

Com os dados encontrados na **Tabela 5.2**, foi visto que a potência instalada do sistema de iluminação está em torno de 85KW. Como o objetivo do trabalho é atender o consumo equivalente a este sistema, foram utilizados analisadores de energia para medição do consumo de energia diário do local, pois seria inviável mensurar a quantidade de horas que a iluminação de alguns pontos da estação estaria ligada ou desligada, devido à circulação de funcionários da estação em salas operacionais e também pelo fato de ser uma estação aberta existindo assim iluminação natural, e, portanto não havendo a necessidade de estar 100% iluminada.

As cargas do sistema de iluminação encontram-se no QDPL (Quadro de Distribuição dos Painéis de Luz) na subestação auxiliar da estação e essas cargas são divididas em duas alimentações distintas, portanto foi necessário a utilização de dois analisadores de energia para medição completa do consumo diário de energia.

Nas medições realizadas foi utilizado os analisadores de energia das **Figura 5.9** e **Figura 5.10**, com isso tornou-se possível não somente a medição de energia, como também todas as grandezas pertinentes como: tensão, corrente, distorção harmônica, fator de potência, desbalanceamento entre as fases para verificação do comportamento real da iluminação.

**Figura 5.9 - Analisador Fluke 435**



Fonte: [www.fluke.com/pt-pt/produto](http://www.fluke.com/pt-pt/produto)

**Figura 5.10 - Analisador Embrasul RE6000**



Fonte: [www.embrasul.com.br/painel/pdf/Catálogo\\_RE6000](http://www.embrasul.com.br/painel/pdf/Catálogo_RE6000)

As medições com os analisadores foram feitas simultaneamente, em um período de 24h e resultando num total de energia consumida diária de 1777,7 KWh/dia, sendo a medição realizada para alimentação da entrada 1 um valor de 879,267 KWh/dia e a entrada 2 de 898,454 KWh/dia.

#### **5.4.2 Cálculo da energia elétrica mensal**

Com a medição de consumo diário total da estação descrito no item 5.4.1 que é 1777,7 KWh/dia, foi possível calcular uma estimativa do consumo mensal do sistema de iluminação do local, conforme equação 5.3.

$$E_{cm} = E_{cd} * Qt_{dm} \quad (\text{Eq. 5.3})$$

Onde:

$E_{cd}$ : energia diária média consumida pelo sistema, KWh/dia;

$E_{cm}$ : energia mensal consumida pelo sistema, em KWh/mês;

$Qt_{dm}$ : quantidade de dias por mês;

Na **Tabela 5.4** demonstra o consumo médio do mês.

**Tabela 5.4 - Consumo médio diário e mensal**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$E_{cd}$	1777,7	1777,7	1777,7	1777,7	1777,7	1777,7	1777,7	1777,7	1777,7	1777,7	1777,7	1777,7
$Q_{t_{dm}}$	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
$E_{cm}$	55108,7	49775,6	55108,7	53331,0	55108,7	53331,0	55108,7	55108,7	53331,0	55108,7	53331,0	55108,7

Fonte: Próprio autor

## 5.5 Radiação Global

### 5.5.1 Radiação solar

A radiação solar é um dos pontos primordiais desse estudo, pois é a partir dela que se pode ter um melhor aproveitamento dos módulos, conseguindo assim gerar mais energia, pois quanto menos interferências do céu na radiação direta na superfície terrestre maior será a intensidade de radiação. Outro ponto importante é a posição do Sol, quando mais alto ele se encontra menor o caminho que ele tem que percorrer e, portanto, maior a intensidade de radiação. Por outro lado, quanto mais baixo mais longo o caminho e, portanto, menor a intensidade.

A radiação global é a composição da radiação direta, difusa e refletida, conforme citado acima, podendo mudar sua intensidade no decorrer do ano de acordo com o momento.

Para se determinar essa radiação global utilizou-se a seguinte expressão abaixo (DUFFIE & BECKMAN, 2006).

$$HT = \left\{ H * \left[ 1 - \left( \frac{Hd}{H} \right) \right] * Rb \right\} + \left\{ Hd * \left[ \frac{1 + \cos\beta}{2} \right] \right\} + \left\{ H * \rho * \left[ \frac{1 - \cos\beta}{2} \right] \right\} \quad (\text{Eq. 5.4})$$

Onde:

HT: radiação integrada diária média mensal sobre superfície inclinada, em KWh/m<sup>2</sup>. dia;

H: radiação integrada diária média mensal sobre plano horizontal, obtida do website do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito – potencial energético solar – sundata, em KWh/m<sup>2</sup>. dia (CRESESB, 2018);

Hd/H: Correlação entre componente de radiação difusa e radiação global – média mensal, dado como:

$$\frac{Hd}{H} = 0,775 + 0,00653 * (\omega s - 90) - [0,505 + 0,00455 * (\omega s - 90) * \cos(115 * KT - 103)] \quad (\text{Eq. 5.5})$$

Sendo:

$\omega s$ : ângulo horário do nascer ou pôr do Sol, conforme equação 5.10, em graus;

$KT$ : índice de claridade média mensal em % dado como:

$$KT = \frac{H}{Ho} \quad (\text{Eq. 5.6})$$

$Ho$ : radiação extraterrestre diária média mensal sobre superfície horizontal obtida da tabela 1.10.1 do livro (DUFFIE & BECKMAN, 2006), para  $G_{sc}$  igual a  $1353 \text{ W/m}^2$ , em  $\text{MJ/m}^2$  para  $\phi$  local.

$\rho$ : refletividade do solo do local (estimado em 0,2)

### Rd: componente de radiação difusa

$Hd$ : porção da radiação difusa – média diária mensal, em  $\text{KWh/m}^2$ . dia, dado como:

$$Hd = H \times [Hd/H] \quad (\text{Eq. 5.7})$$

### Rb: componente de radiação direta

$$Rb = \cos(\varphi + \beta) \times \cos \delta \times \sin \omega s' + \left(\frac{\pi}{180}\right) \times \omega s' \times \sin(\varphi + \beta) \times \sin \delta / \cos \varphi \times \cos \delta \times \sin \omega s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \times \omega s \times \sin \varphi \times \sin \delta \quad (\text{Eq. 5.8})$$

Onde:

$\beta$ : ângulo de inclinação da superfície ou módulo fotovoltaico, em graus;

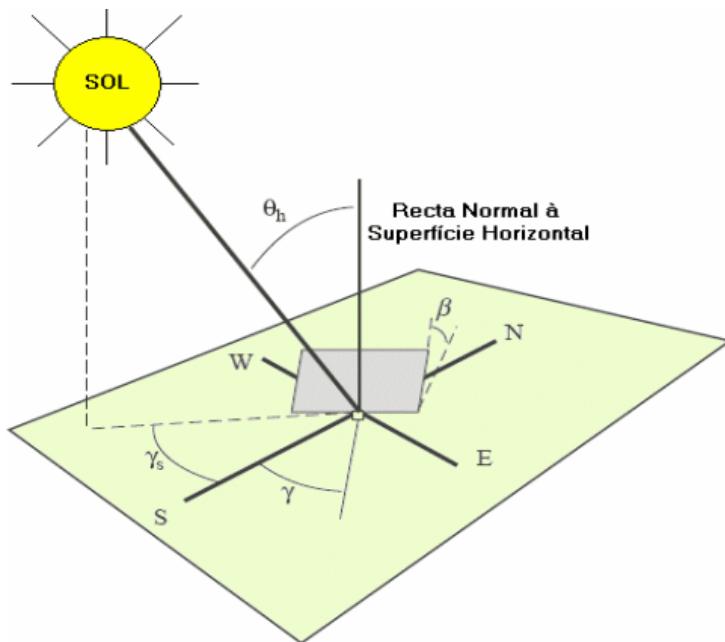
$$\omega s' = \min \{ \arcsin(-\tan \phi \times \tan \delta); \arcsin[-\tan(\phi + \beta) \times \tan \delta] \}; \quad (\text{Eq. 5.9})$$

$\Phi$ : latitude do local em graus

$\delta$ : declinação solar média mensal, em graus da **Tabela 5.6**

$\gamma$ : ângulo azimute do painel.

**Figura 5.11 - Ângulos de posicionamento de uma superfície em relação ao Sol**



Fonte: <[www.electronica-pt.com/energia-solar](http://www.electronica-pt.com/energia-solar)>

Observando as variáveis acima relacionadas, foi analisado que todos as componentes de radiação: direta, difusa e refletiva dependem do ângulo de inclinação em que se encontra o módulo fotovoltaico. Por esse motivo utilizou-se o ângulo de  $21^\circ$ , o qual foi retirado do site CRESESB (tabela anexo A), como sendo a melhor média anual para realizar os cálculos necessários para o dimensionamento do gerador FV. No capítulo a frente contém o resultado de simulações realizadas para chegar ao melhor ângulo.

## 5.6 Dimensionamento do sistema

### 5.6.1 Gerador fotovoltaico

Os módulos foram dimensionados para se adequar a limitação da área da cobertura e por sua vez considerando sombreamento tanto de objeto fixo no local, como sombreamento causado pelas fileiras de strings.

Sendo assim, como os espaços entre as fileiras não estavam adequados para eventuais manutenções da usina, considerou-se 1,5 metros de distância entre elas.

Portanto, considerando as dimensões do módulo escolhido e especificado na **Figura 5.12**, juntamente com os fatores acima citados, calculou -se a quantidade de módulos para cada área, conforme **Tabela 5.5**.

**Tabela 5.5 - Quantidade de módulos por área**

NºÁrea	1	2	3
Comp(m)	112,5	37,5	79
Largura(m)	20	20	15
Qt mód/comp	113	38	25
Qt mód/largura	6	6	14
Sombreamento(m <sup>2</sup> )	300	300	0
<b>Total de módulos</b>	<b>678</b>	<b>228</b>	<b>350</b>

Fonte: Próprio autor

A área do arranjo fotovoltaico foi readequada em função da configuração dos inversores que foram utilizados no desenvolvimento do projeto. Essa adequação causou uma mudança na quantidade de módulos, conforme demonstrado na seção 5.9.2.7, resultando em um total de 1224 módulos fotovoltaicos de 295 Wp.

## 5.6.2 Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico

### 5.6.2.1 Período de duração da insolação do dia

A tabela 1.6.1 do livro (DUFFIE e BECKMAN, 2006) transcritos na **Tabela 5.6**, recomenda o número do dia médio do ano por mês. Sendo assim, foi determinado o período de duração da insolação média diária mensal, levando em conta os dados de Latitude ( $\phi$ ) e da Longitude do local(L), que são respectivamente,  $23,54^\circ$  e  $46,65^\circ$ .

**Tabela 5.6 - Dia médio do ano e declinação solar média mensal**

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	Jun	jul	ago	set	out	nov	dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
$\delta$	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23

Fonte: Tabela 1.6.1 do livro (DUFFIE & BECKAMN, 2006)

Sendo:

n: número do dia médio do ano por mês

δ: declinação solar média mensal em graus

Para se determinar o período de duração da insolação, primeiramente calculou-se o ângulo horário do nascer do sol ou pôr do sol ( $\omega_s$ ).

$$\omega_s = \arccos[-\tan(\phi) * \tan(\delta)] \quad (\text{Eq. 5.10})$$

Tal que:

Φ: Latitude do local em graus

δ: declinação média mensal da **Tabela 5.6**

Em seguida, calculou-se através da equação abaixo o período de duração da insolação média diária mensal (N), em horas, e resultando conforme mostrado na **Tabela 5.7**.

$$N = \left( \frac{2}{15} \right) * \omega_s \quad (\text{Eq. 5.11})$$

**Tabela 5.7 - Cálculos do período de insolação do dia**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
ωs	99,56	95,76	91,04	85,87	81,49	79,31	80,29	84,01	89,04	94,22	98,56	100,64
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42

Fonte: Próprio autor

Partindo do melhor ângulo de inclinação  $\beta$  igual  $21^\circ$  (considerando a melhor média anual conforme tabela do ANEXO A) foi encontrada a radiação integrada diária média mensal sobre a superfície inclinada (HT). Considerando a duração diária média mensal de insolação, conforme equação 5.11, foi possível encontrar a irradiação diária média mensal sobre superfície inclinada (Ht).

$$Ht = HT \times 1000/N \quad (\text{Eq. 5.12})$$

Onde:

Ht: irradiação média mensal sobre superfície inclinada, em W/m<sup>2</sup>;

HT: radiação integrada diária média mensal sobre superfície inclinada, em KWh/m<sup>2</sup>. dia;

N: duração da insolação média diária mensal, em h/dia.

Para se determinar a potência fornecida pelo gerador FV, é de extrema importância que seja dimensionado a temperatura média mensal da célula fotovoltaica que depende dos fatores: temperatura ambiente, temperatura de operação e irradiação de referência do módulo, fornecido pelo fabricante em TNOC, como também da Ht obtida com base na equação acima.

A temperatura de operação da célula pode ser calculada conforme equação a seguir.

$$T_c = (T_a) + \{H_t \times [(T_{NOC} - T_{a\text{ref}}) / H_{ref}]\} \times 0,9 \quad (\text{Eq. 5.13})$$

Onde:

Tc: temperatura média mensal da célula, em °C;

Ta: temperatura ambiente média mensal do local, em °C;

Ht: irradiação média mensal sobre superfície inclinada, em W/m<sup>2</sup>;

TNOC: temperatura nominal de operação da célula, especificada pelo fabricante, em °C

T<sub>a<sub>ref</sub></sub>: temperatura ambiente de referência nas condições de teste para TNOC, 20°C

H<sub>ref</sub>: irradiação de referência nas condições de teste para TNOC, 800W/m<sup>2</sup>.

Pode ser observado na **Tabela 5.8** os valores de temperatura ambiente da cidade de São Paulo, local que se dimensionou a instalação do sistema fotovoltaico. Nela observa-se valores mínimos, máximos e médios mensais do ano de 2018.

**Tabela 5.8 - Valores de temperatura ambiente (Ta) – ano 2018 em SP**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Temp.Min	19,3	19,5	18,8	17,4	14,5	13	12,3	13,1	14,4	16	17,3	18,3
Temp.Max	28,2	28,8	28	26,2	23,3	22,6	22,4	24,1	24,4	25,9	26,9	27,6
Temp.Méd	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0

Fonte: Adaptado de <[https://pt.wikipedia.org/wiki/Predefinição:Tabela\\_climática\\_de\\_São\\_Paulo](https://pt.wikipedia.org/wiki/Predefinição:Tabela_climática_de_São_Paulo)>

Na **Figura 5.12** encontra-se as características do módulo usado como base desse projeto. Esses dados são fornecidos pelo fabricante e são essenciais para continuação dos cálculos para dimensionamento do gerador fotovoltaico.

**Figura 5.12 - Características dos módulos CS6K****ELECTRICAL DATA | NMOT\***

CS6K	285P	290P	295P
Nominal Max. Power (Pmax)	210 W	214 W	218 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	28.9 V	29.1 V	29.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.28 A	7.36 A	7.44 A
Open Circuit Voltage (Voc)	35.8 V	36.0 V	36.1 V
Short Circuit Current (Isc)	7.78 A	7.85 A	7.92 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS6K	285P	290P	295P
Nominal Max. Power (Pmax)	285 W	290 W	295 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.4 V	31.6 V	31.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.06 A	9.18 A	9.28 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.3 V	38.5 V	38.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.64 A	9.72 A	9.81 A
Module Efficiency	17.41%	17.72%	18.02%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Fonte: Canadian Solar

Para realizar o cálculo da potência utilizou os valores dos testes tanto em condições nominais de operação como em condições de teste padrão. Segue equação abaixo:

$$P_m = P_{mp} \times (H_t / H_{ref}) \times \{1 - [\gamma \times (T_c - T_{cref})]\} \quad (\text{Eq. 5.14})$$

Onde:

P<sub>m</sub>: potência máxima gerada pelo módulo fotovoltaico, em W/módulo;

P<sub>mp</sub>: potência máxima do módulo fotovoltaico, nas condições STC, conforme fabricante,

**Figura 5.12**

H<sub>t</sub>: irradiação média mensal sobre superfície inclinada, em W/m<sup>2</sup>;

H<sub>ref</sub>: irradiação de referência nas condições STC, 1000 W/m<sup>2</sup>;

γ: coeficiente de temperatura na potência P<sub>m</sub>, especificado pelo fabricante;

Tc: temperatura média mensal da célula, em °C;

Tc<sub>ref</sub>: temperatura de referência da célula nas condições STC, 25°C.

A partir dos dados obtidos pelo fabricante e em posse dos valores de potência máxima gerada pelo módulo fotovoltaico (Eq. 5.14) e quantidade de módulos definida anteriormente, foi calculada a potência de geração máxima do arranjo fotovoltaico, como demonstrado na equação abaixo e valores na **Tabela 5.9**.

$$P_{m_{GFV}} = P_m \times Q_{t_{mod}} / 1000 \quad (\text{Eq. 5.15})$$

Onde:

Pm<sub>GFV</sub>: potência máxima gerada pelo arranjo fotovoltaico, em KW;

Pm: potência máxima gerada pelo módulo fotovoltaico, em Wp;

Q<sub>t<sub>mod</sub></sub>: quantidade de módulos FV, o qual foi definida neste capítulo, sendo 1224.

**Tabela 5.9 - Potência fornecida pelo gerador fotovoltaico**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
HT	4,85	5,29	4,82	4,62	4,13	4,01	4,01	4,88	4,47	4,68	4,82	5,21
Ht	365,14	414,23	397,38	403,66	380,17	379,28	374,43	436,02	376,90	372,56	366,68	388,50
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	34,0	35,8	34,6	33,2	29,6	28,5	27,9	30,9	30,0	31,4	32,4	33,9
Pm	111,5	127,3	121,6	122,9	114,2	113,4	111,7	131,6	113,4	112,7	111,3	118,6
Q <sub>t<sub>mod</sub></sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	136,5	155,9	148,8	150,4	139,7	138,8	136,7	161,0	138,7	137,9	136,2	145,1

Fonte: Próprio autor

### 5.6.3 Análise de potências do sistema

Após dimensionamentos dos outros elementos do sistema fotovoltaico, como os inversores descritos mais adiante na seção 5.9.1, pôde-se estimar as potências nos vários pontos, no entanto não se esquecendo das perdas existentes no sistema.

### 5.6.3.1 Perdas técnicas do sistema

Para se calcular a potência real que o sistema fotovoltaico dimensionado consegue fornecer, necessitou considerar as perdas dos equipamentos que compõem o sistema, por isso segue abaixo os valores de eficiência dos principais pontos da usina.

- Instalação: 97%
- Lado CC do Inversor: 98%
- Interna do inversor: 98,6%
- Outras: 97%

Na **Tabela 5.10** demonstra as potências geradas pelo sistema FV considerando as perdas e a potência consumida pela iluminação, no caso de estar 100% sendo utilizada.

**Tabela 5.10 - Comparaçao de potências do sistema**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Pm <sub>GFV</sub>	136,5	155,9	148,8	150,4	139,7	138,8	136,7	161,0	138,7	137,9	136,2	145,1
Pm <sub>INV</sub>	132,4	151,2	144,4	145,9	135,5	134,6	132,6	156,2	134,6	133,8	132,1	140,8
Pm <sub>Sist</sub>	124,1	141,7	135,3	136,7	127,0	126,2	124,3	146,4	126,1	125,4	123,9	132,0
P <sub>c</sub>	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1

Fonte: Próprio autor

Onde:

Pm<sub>GFV</sub>: potência máxima gerada pelo arranjo FV, em KW;

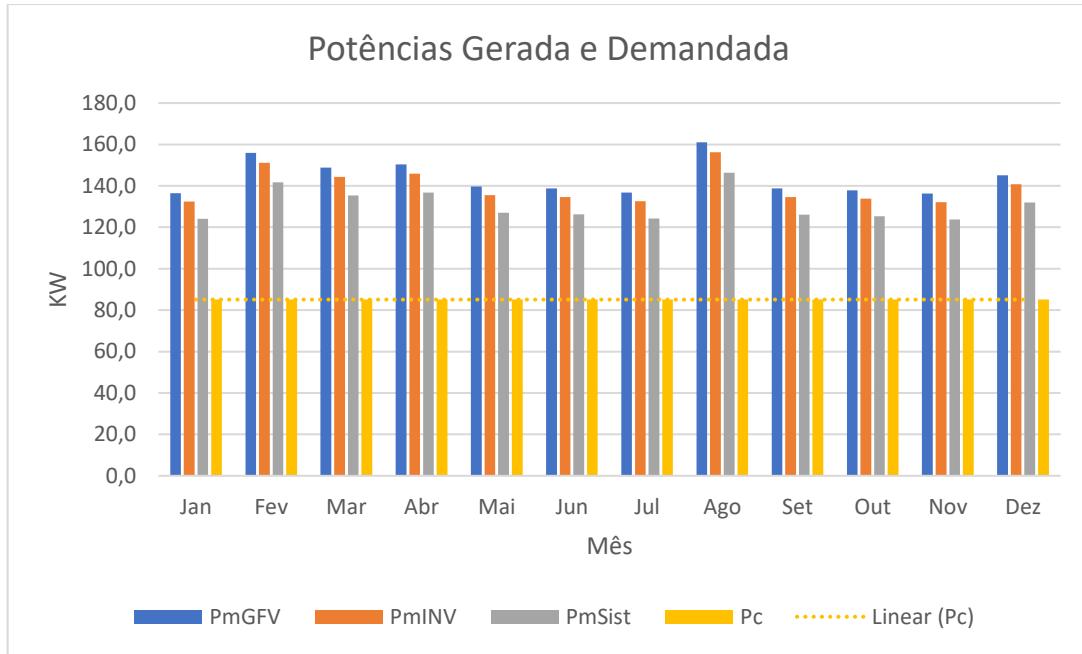
Pm<sub>INV</sub>: potência máxima entregue ao inversor, em KW;

Pm<sub>Sist</sub>: potência máxima gerada pelo sistema FV, em KW

P<sub>c</sub>: potência instalada da carga de iluminação, em KW.

E assim, comparar mensalmente a potência gerada (injetada) com a demandada pelas cargas de iluminação, como mostra a **Figura 5.13**.

**Figura 5.13 - Representação de potências gerada e consumida**



Fonte: próprio autor

A **Figura 5.13** representa a análise das potências no decorrer do ano e observa-se que, comparando com a potência da carga do sistema de iluminação existe sobra de potência, o que sugere um tamanho adequado de usina para atendimento à potência equivalente do sistema de iluminação da estação, que é foco do projeto. No dimensionamento dos elementos do sistema elétrico de potência, deve se atentar para o mês de agosto que tem a maior potência gerada pelo sistema.

## 5.7 Balanço de energias do sistema FV

### 5.7.1 Balanço diário de energia

Nessa seção foi calculado a energia diária média mensal que o gerador fotovoltaico consegue fornecer, conforme equação a seguir:

$$E_{GFV} = (Pm \times N / 1000) \times Q_{tm6d} \quad (\text{Eq. 5.16})$$

Onde:

$E_{GFV}$ : energia fornecida pelo gerador fotovoltaico, em KWh/dia;

Pm: potência máxima gerada pelo módulo FV, em W/módulo;

N: duração da insolação média diária mensal, em h/dia;

Qt<sub>mód</sub>: quantidade de módulos FV, o qual foi definida neste capítulo, sendo 1224.

Portanto, calculou-se a energia diária média mensal gerada pelo sistema FV pela equação:

$$ESFV = EGFV - \text{Perdas técnicas} \quad (\text{Eq. 5.17})$$

Onde:

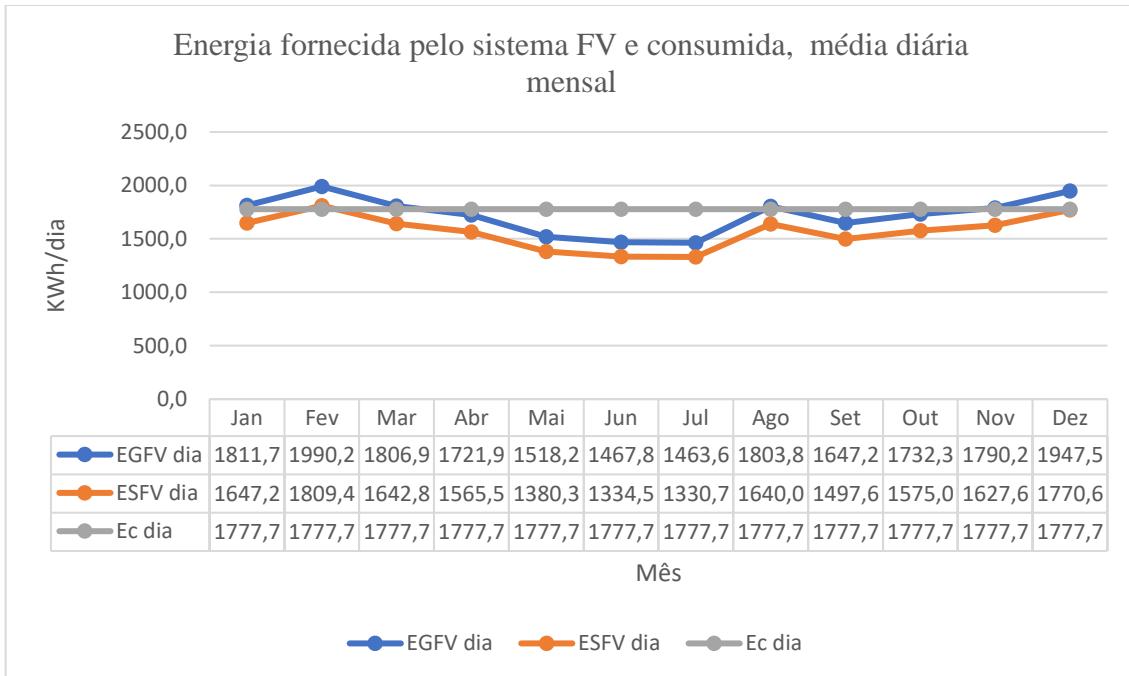
ESFV: energia diária média mensal gerada pelo sistema FV, em KWh/dia;

EGFV: energia fornecida pelo gerador fotovoltaico, em KWh/dia;

Perdas técnicas: perdas técnicas do sistema, conforme item 5.7.1.

Após obtenção dos resultados das energias citadas anteriormente e juntamente com energia consumida pela carga, demonstrada na **Tabela 5.4**, é possível obter um gráfico para comparação desses resultados, como mostrado na **Figura 5.14**.

**Figura 5.14 - Representação das energias gerada e consumida pelo sistema, médias mensais, em KWh/dia**



Fonte: próprio autor

## 5.8 Escolha do melhor ângulo de inclinação

Na seção 5.6, no cálculo da radiação integrada, necessitou que fosse determinado um valor inicial para o ângulo de inclinação para efeito dos cálculos e avaliação da potência gerada pelo sistema.

No entanto, nesse capítulo foi definido o melhor ângulo de inclinação variando-se a inclinação dos módulos a cada  $1^\circ$ , tomando como referência a inclinação igual a latitude (aproximadamente  $24^\circ$ ), até atingir um limite superior de  $29^\circ$  e um inferior de  $19^\circ$ .

Como resultado, observou-se o comportamento da energia gerada pelo sistema em cada mês e total gerado no ano, determinando a melhor inclinação dos módulos FV, conforme dados da **Tabela 5.11**.

**Tabela 5.11 - Resultados de valores encontrados para o melhor ângulo de inclinação  $\beta = 21^\circ$**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
HT	4,85	5,29	4,82	4,62	4,13	4,01	4,01	4,88	4,47	4,68	4,82	5,21
Ht	365,14	414,23	397,38	403,66	380,17	379,28	374,43	436,02	376,90	372,56	366,68	388,50
Pm	111,5	127,3	121,6	122,9	114,2	113,4	111,7	131,6	113,4	112,7	111,3	118,6
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	136,5	155,9	148,8	150,4	139,7	138,8	136,7	161,0	138,7	137,9	136,2	145,1
E <sub>GFVdia</sub>	1811,7	1990,2	1806,9	1721,9	1518,2	1467,8	1463,6	1803,8	1647,2	1732,3	1790,2	1947,5
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFV</sub>mês</b>	<b>56163,3</b>	<b>55724,5</b>	<b>56013,2</b>	<b>51656,4</b>	<b>47062,9</b>	<b>44034,8</b>	<b>45371,9</b>	<b>55917,8</b>	<b>49416,7</b>	<b>53702,0</b>	<b>53707,1</b>	<b>60371,1</b>

Detalhes da planilha no apêndice A

Fonte: Próprio autor

## 5.9 Arranjo fotovoltaico

### 5.9.1 Inversores

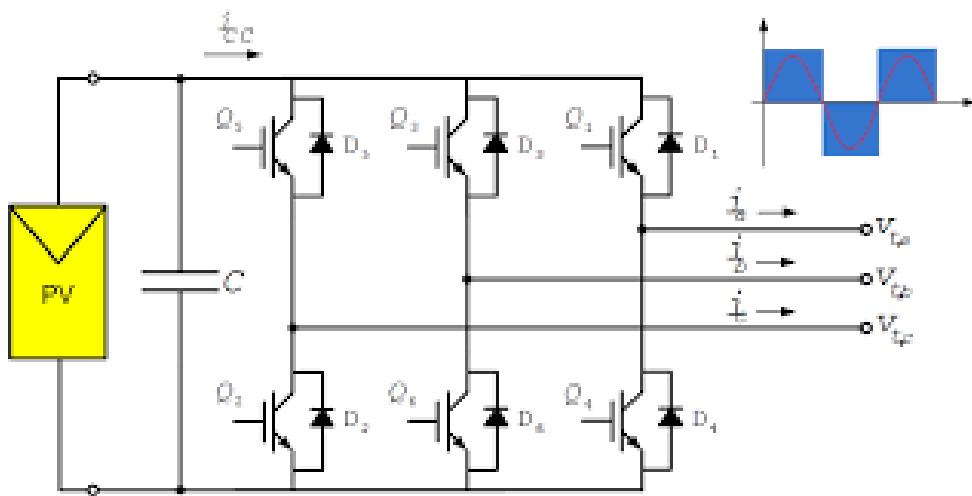
#### 5.9.1.1 Conceito

O inversor é um dispositivo eletroeletrônico capaz de converter um sinal elétrico CC em um sinal elétrico CA, é constituído por componentes semicondutores que tem a função de

chavear esse sinal continuo em uma frequêcia alta e transformá-lo bem próximo de um sinal senoidal.

Os inversores com aplicação para energia solar são compostos por uma tecnologia diferenciada que por sua vez tem a função de seguir o ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos tendo assim um melhor aproveitamento de energia gerada. Pode-se observar na **Figura 5.15** o diagrama esquemático de um inversor.

**Figura 5.15 - Diagrama esquemático de um inversor**



Fonte: [www.ufjf.br/labsolar/2011/05/26/condicionamento](http://www.ufjf.br/labsolar/2011/05/26/condicionamento)

O inversor solar deve desconectar o arranjo fotovoltaico da rede se os níveis de tensão, corrente e frequência não estiverem dentro da faixa aceitável dos padrões da rede elétrica. Quando a rede elétrica não tiver a presença de tensão, ou seja, sem energia ele deve isolar o gerador FV, seja qual for o motivo da falha ocorrida.

Os principais tipos de inversores existentes são eles:

Inversor Central: Caracteriza-se pela ligação dos módulos em série de maneira a constituírem strings que são depois ligadas a um único inversor, apesar de serem baratos e de alta eficiência, apresentam uma diminuição no seu rendimento devido a incompatibilidades entre os módulos e o sombreamento parcial e geralmente possuem um único MPPT.

Inversor de string: Nesse modelo cada conjunto de strings é associado a um inversor e uma MPPT. Com esse tipo de ligação existe uma diminuição dos impactos causados por sombreamento parcial e a incompatibilidade entre os módulos.

Inversor multi-string: O método utilizado na composição desse inversor é o mesmo que o de strings, sendo cada conjunto associado a um inversor, entretanto diferencia-se pelo fato de se usar um conversor CC/CC e este ligado a um inversor central. Com essa tecnologia tenho o

ganho de poder, na mesma instalação utilizar módulos fotovoltaicos de diferentes formações (cristalino, policristalinos ou película fina) e em diferentes orientações (norte, sul, leste e oeste).

Micro inversor: Neste caso, cada módulo já possui o seu inversor o que permite grande flexibilidade do sistema a um elevado rendimento já que o módulo tem seu próprio MPPT e assim eliminando a incompatibilidade entre os módulos.

### 5.9.1.2 Fator de dimensionamento – FDI

Um sistema fotovoltaico raramente entrega sua potência nominal máxima. Em certos dias o céu pode apresentar-se nublado, fazendo com que a irradiância seja inferior a 1000W/m<sup>2</sup> durante largos intervalos de tempo. Além do mais, em diferentes circunstâncias, a temperatura das células pode encontrar-se mais alta do que 25°C.

Sendo assim, como as condições de operação dificilmente se assemelham as condições STC (Standard Test Conditions), a potência fornecida pelo sistema é geralmente inferior à sua capacidade nominal.

O dimensionamento do sistema deve ser realizado de tal maneira que o inversor não seja pouco utilizado nem sobrecarregado. O subdimensionamento aparece como uma maneira de reduzir os custos do KWh gerado. Portanto, pode ser utilizado um inversor com menor capacidade para o mesmo gerador fotovoltaico sem ter um impacto significativo na quantidade de energia introduzida na rede e na qualidade do sistema.

Após essas constatações se criou o fator de dimensionamento que é a relação da potência máxima do gerador FV e a potência nominal do inversor, conforme equação:

$$\mathbf{FDI = P_{n_{inv}} / P_{m_{GFV}} \quad (Eq. 5.18)}$$

Onde:

$P_{n_{inv}}$ : potência nominal do inversor ou sistema conversor (KW);

$P_{m_{GFV}}$ : potência máxima do gerador fotovoltaico, em KW.

Portanto, como comentado acima a potência do inversor tem que ser inferior a potência máxima do gerador FV, no entanto não pode ser tão baixa a ponto de o inversor perder sua eficiência. Segundo estudo realizado por Zilles, recomenda-se um FDI maior que 0,6 e menor que 0,9. Entretanto os fabricantes recomendam um fator de dimensionamento ideal entre 0,8 e 1,2.

Este projeto adotou-se um **FDI igual a 0,8**, levando em conta o mínimo sugerido pelos fabricantes dos inversores.

### 5.9.1.3 Dimensionamento

Nesse estudo inicialmente utilizou-se o inversor central como base do projeto, porém após pesquisas realizadas com o fornecedor selecionado foi observado que o inversor central se encontrava em descontinuidade de fabricação. Por conta desse ocorrido optou-se pela utilização do inversor de strings e também pelo fato de ele trazer maior confiabilidade quando há ocorrência de sombreamentos parciais.

Com isso, a partir do FDI adotado no item anterior e com os dados de potência máxima do módulo escolhido (conforme fabricante) e a quantidade de módulos definida na seção 5.3, foi dimensionada a potência nominal do sistema de conversão de energia desse projeto, dado pela equação 5.19.

$$P_{nINV} = P_{mGFV} \times FDI \quad (\text{Eq. 5.19})$$

Onde:

$P_{mGFV}$ : potência nominal do gerador fotovoltaico, em KWP;

$P_{nINV}$ : potência nominal do sistema de conversão de energia, em KW

$$P_{mGFV} = P_{mp} \times Qtd_{mód} \quad (\text{Eq. 5.20})$$

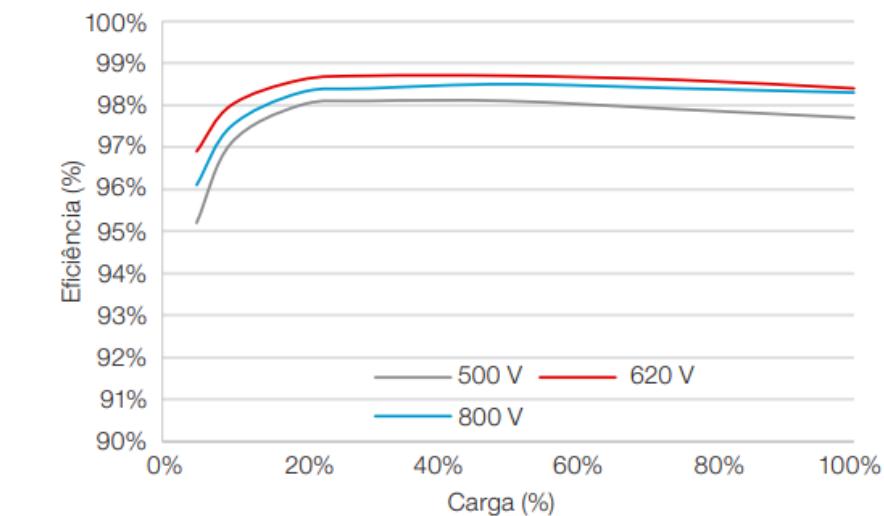
Com a obtenção da potência máxima do gerador fotovoltaico, que é de **361.080W** calculada pela equação 5.20, e um fator de dimensionamento adotado anteriormente de 0,8 foi dimensionado um sistema de conversão de energia de **288.864W**.

Sendo assim, em pesquisas com fabricantes de inversores strings, adotou-se o “grid tie” modelo SIW500H da WEG. Ela é uma empresa com grande experiência no mercado na área de inversores de frequência mundialmente conhecida e agora entrando na área de inversores solares. Abaixo estão relacionadas as características do inversor, conforme **Tabela 5.12, Figura 5.16 e Figura 5.17**.

**Tabela 5.12 - Especificação técnica do Inversor Trifásico WEG SIW500H – ST030**

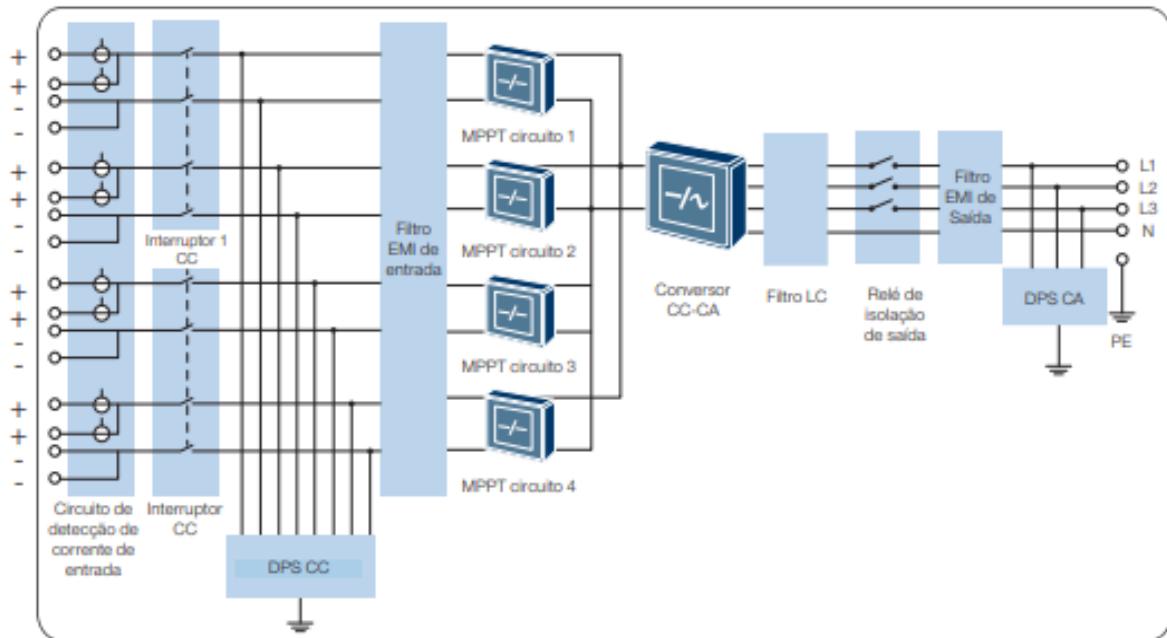
<b>Dados do inversor</b>	
Tensão de entrada máxima	1.100 V
Corrente máxima por MPPT	22A
Faixa de tensão MPPT em máxima potência	480V - 800V
Número máximo de entradas	8
Número de rastreadores MPPT	4
Potência ativa CA nominal	30.000W
Tensão de saída nominal (FN/FF)	220V(F-N) / 380V(F-F), 230V/400V, 3F+N+PE
Frequência da rede CA nominal	50 Hz/ 60 Hz
Corrente de saída máxima(@ 380V)	48A
Fator de potência ajustável	0,8 LG ..... 0,8 LD
Distorção harmônica total máxima	< 3 %
Eficiência máxima	98,60%

Fonte: WEG

**Figura 5.16 - Curva de rendimento do Inversor****Curva de Eficiência**

Fonte: Catalogo WEG

**Figura 5.17 - Diagrama esquemático do Inversor**



Fonte: Catalogo WEG

Após relação de todas as características do inversor que foi utilizado no projeto, é de extrema importância ser verificado se ele atende os requisitos das normas existentes em relação a inversores para aplicação em sistema fotovoltaico conectado à rede, e para isso necessitou a consulta as normas ABNT 16149 e 16150, assim como a nota técnica NT-6012 da companhia de energia do local onde está sendo feito o estudo, que neste caso é a AES Eletropaulo.

Através da verificação das normas relatadas constatou-se que o inversor utilizado nesse estudo atendeu todos os requisitos necessários para aplicação a qual foi destinado.

Esse estudo adotou 10 inversores com potência de 30KW, somando um total de 300KW de potência e um FDI recalculado de 83,1%.

## 5.9.2 Gerador Fotovoltaico

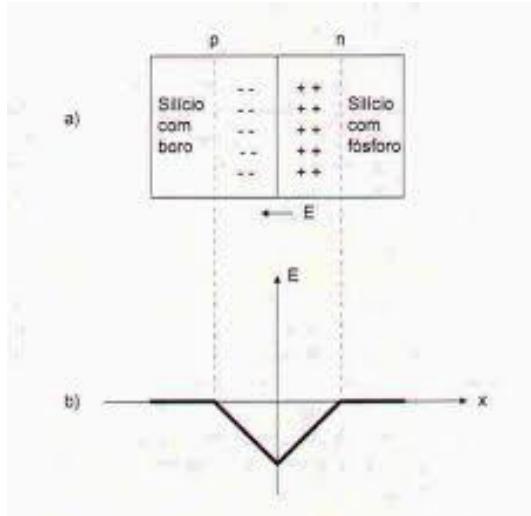
### 5.9.2.1 Conceito de módulos fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica é a energia através da conversão direta da luz em eletricidade através do efeito fotovoltaico. O semicondutor mais utilizado na composição de uma célula fotovoltaica é o silício.

Uma maneira básica de explicar o processo de funcionamento de uma célula é pegar um silício puro e introduzir átomos de boro em uma metade e átomos de fosforo na outra, será formado o que se chama junção PN. Nessa junção os elétrons livres do lado N passam ao lado P onde encontram os buracos que os capturam, fazendo com que se acumule elétrons no lado P, deixando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado N, que o torna eletricamente positivo.

Estas cargas presas dão origem a um campo elétrico permanente que dificultando a passagem dos elétrons de um lado para o outro, este processo alcança o equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado N.

**Figura 5.18 - (a) junção pn ilustrando região onde ocorre o acúmulo de cargas. b) campo elétrico resultante da transferência de cargas através da junção pn.**



Fonte: edisciplinas.usp.br

Se uma junção PN, como o da **Figura 5.18**, for exposta a fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual chama-se de **Efeito Fotovoltaico**.

Os semicondutores mais apropriados à conversão da luz solar são os mais sensíveis, ou melhor, aqueles que geram o maior produto corrente-tensão para a luz visível, já que a maior parcela de energia fornecida pelos raios solares está dentro da faixa visível de espectro.

Existe todo um processo para que o material semicondutor se transforme em uma célula fotovoltaica. O semicondutor deve passar por uma etapa de purificação e um processo de dopagem com introdução de impurezas, dosadas na quantidade correta.

Os principais tipos de células fotovoltaicas são apresentados a seguir:

**Silício(Si) Monocristalino** – É o mesmo material utilizado na fabricação de circuitos integrados para microeletrônica. As células feitas com este material são as mais utilizadas e comercializadas como conversor direto de energia solar em eletricidade. As células são formadas por fatias de um único grande cristal, previamente crescido e enfatiado. A grande experiência na sua fabricação e pureza do material garante alta confiabilidade do produto e altas eficiências. Enquanto o limite teórico de conversão da luz solar em energia elétrica, para esta tecnologia é de 27% valores nas faixas de 12 a 16% são encontrados em produtos comerciais. Devido as quantidades de material utilizado e a energia envolvida na sua fabricação, esta tecnologia apresenta serias barreiras para a redução de custo, mesmo em grandes escalas de produção.

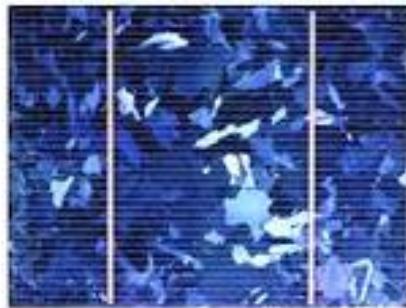
**Figura 5.19 - Célula do tipo monocristalino**



Fonte: archiexpo.com

**Silício(Si) Policristalino** – Estas células são fabricadas a partir do mesmo material, porém ao invés de formarem um único grande cristal, é solidificado em forma de um bloco composto de muitos pequenos cristais. A partir deste bloco são obtidas fatias e fabricadas as células. A presença de interfaces entre os vários cristais reduz um pouco a eficiência destas células. Na prática, os produtos alcançam eficiências muito próximas das oferecidas em células monocristalinas.

**Figura 5.20 - Célula do tipo policristalino**



Fonte: [pt.solar-energia.net](http://pt.solar-energia.net)

**Filmes finos** – Pesquisas têm sido feitas no intuito de fabricar células confiáveis, utilizando pouco material semicondutor, obtido de forma passível de produção de larga escala, resultando em custo mais baixo do produto e consequentemente da energia gerada. Estas pesquisas têm dirigido a diferentes materiais semicondutores e técnicas de deposição destes em camadas finas com espessuras de pouco micrôn. Entre os materiais mais estudados estão o silício amorfo hidrogenado(a-Si:H), o disseleneto de cobre e índio(CIS) e o telureto cádmio (CdTe). O material amorfo difere de um material cristalino pelo fato de não apresentar qualquer ordenamento no arranjo estrutural dos átomos. As células feitas com este material possuem eficiências inferiores às células de silício cristalino. A eficiência deste tipo de célula já atingiu 13% em laboratório. Porém, as células comerciais apresentam eficiências em torno de 9%. É a célula mais pesquisada atualmente e a que possui preço mais baixo devido ao seu processo mais simples de fabricação.

**Figura 5.21 - Célula tipo Filme fino**

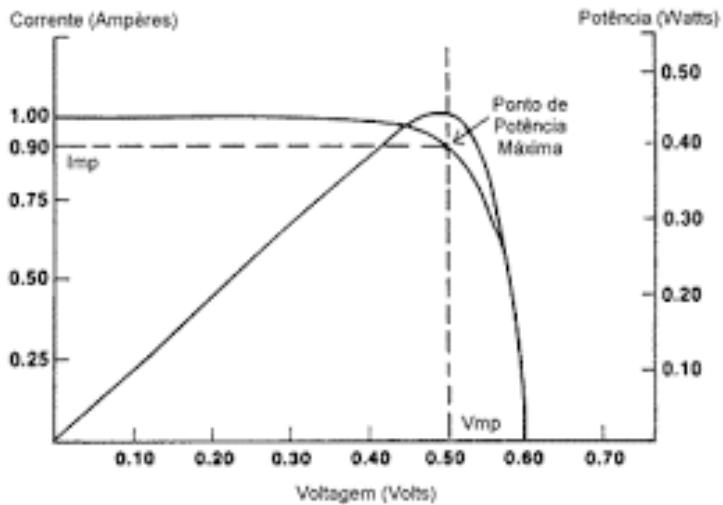


Fonte: [portalsolar.com.br](http://portalsolar.com.br)

### 5.9.2.2 Características elétricas dos módulos

Os módulos fotovoltaicos possuem sua curva conforme **Figura 5.22**.

**Figura 5.22 - Curva característica do módulo fotovoltaico**



Fonte: cresesb.cepel.br

Os módulos fotovoltaicos possuem a curva conforme demonstrado na figura acima. Para cada ponto da curva o produto da tensão e corrente representa a potência gerada para aquela determinada condição de operação. De acordo com a **Figura 5.22**, para um módulo fotovoltaico existe somente uma tensão e uma corrente na qual a potência máxima pode ser extraída.

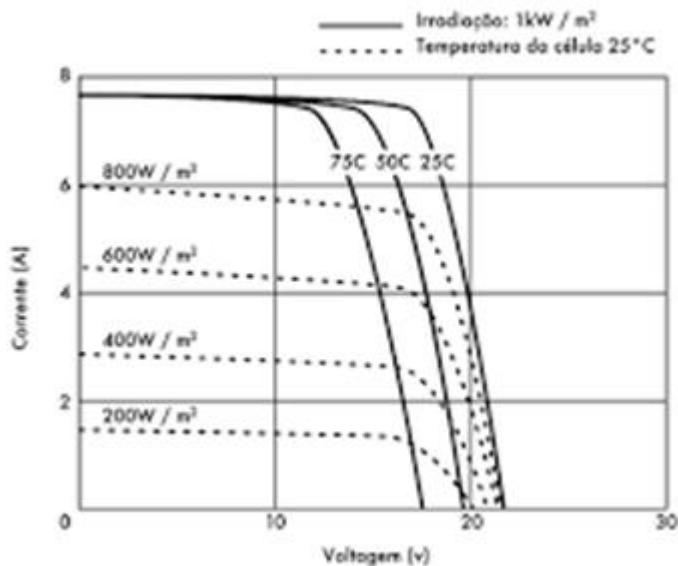
O ponto de potência máxima (PMP) corresponde ao produto máximo de tensão e corrente em determinadas condições de radiação, temperatura de operação e massa de ar. A potência máxima de um módulo FV em Watt-pico (Wp) é referenciada a valores padrões de radiação, temperatura da célula e massa de ar.

#### 5.9.2.2.1 Fatores que influenciam as características elétricas dos módulos

Existem dois fatores que influenciam fortemente o desempenho dos módulos fotovoltaicos: a intensidade luminosa e a temperatura das células. A intensidade luminosa altera linearmente o valor da corrente nos módulos e a temperatura influencia diretamente o valor da tensão, ou seja, um aumento de temperatura acarreta na diminuição da tensão do módulo FV e por conta disto há a diminuição da potência que será fornecida pelo gerador.

É possível observar esses fatores na **Figura 5.23**.

**Figura 5.23 - Curva de tensão e corrente com variações de irradiação e temperatura**



Fonte: [solarbrasil.com.br](http://solarbrasil.com.br)

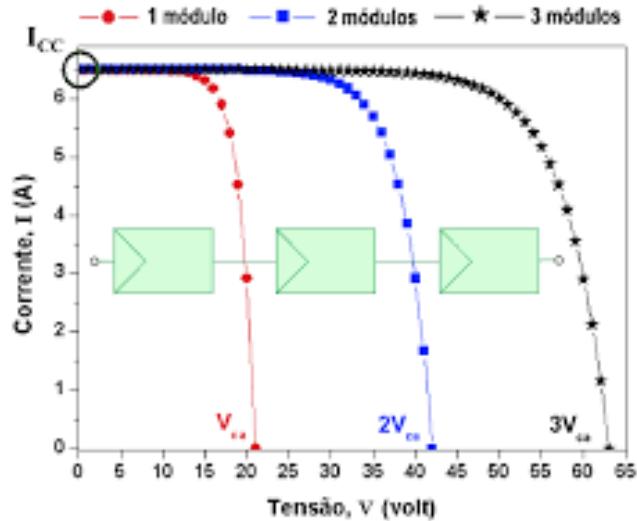
### 5.9.2.3 Interligações entre módulos fotovoltaicos

Os módulos são combinados entre si por meio de ligações em série ou em paralelo a fim de maximizar os valores de tensão, corrente e consequentemente de potência do sistema. No entanto, para evitar perdas de potência faz-se necessário o uso de módulos iguais nessas ligações.

#### 5.9.2.3.1 Interligação em Série

A **Figura 5.24** ilustra a conexão de módulos e as curvas de tensão-corrente.

**Figura 5.24 - Ligação série de módulos FV**



Fonte: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/>

Quando módulos FV são conectados em série, a corrente total permanece constante e a tensão total será a soma das tensões individuais de cada módulo.

Nos SFCR o número de módulos conectados em série depende da temperatura a que eles são submetidos e das características do inversor, pois para locais de elevados níveis de radiação o sistema ficará com sua tensão reduzida devido às elevadas temperaturas a que está sujeito. Se a tensão do módulo cair abaixo do ponto de máxima potência do inversor, a eficiência do sistema ficará comprometida podendo até levar a um corte do conversor de energia.

Esses módulos chegam a atingir temperaturas acima de 70°C. Costuma-se usar esta temperatura como base para simular o bom funcionamento do sistema sob uma condição mais crítica. Por esse motivo, o sistema proposto foi dimensionado de tal modo que o número mínimo de módulos ligados em série derive do quociente entre tensão mínima de entrada do inversor e a tensão do módulo a temperatura de 70°C, obedecendo à equação:

$$Qt_{MOD\min} = V_{mpp} (\text{INVMin}) / V_{mpp} (\text{módulo } 70^\circ\text{C}) \quad (\text{Eq. 5.21})$$

Onde:

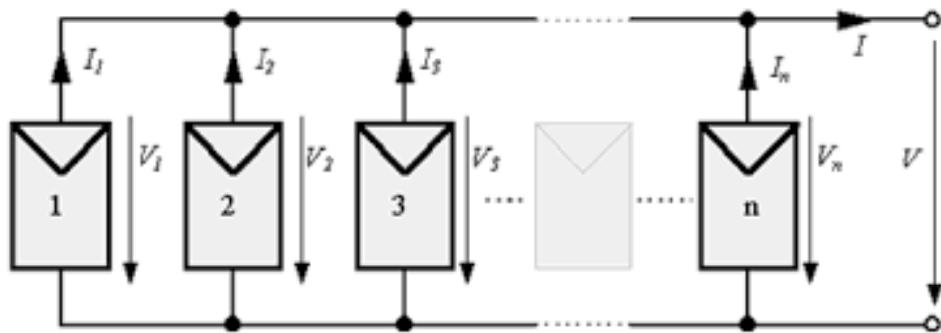
$V_{mpp}$  (INV<sub>Min</sub>): tensão mínima suportada pelo inversor, em Volts(V) encontrada na especificação do inversor, **Tabela 5.12**.

$V_{mpp}$  (módulo 70°C): tensão do módulo adotando uma temperatura de 70°C, calculada no item 5.9.2.7.

### 5.9.2.3.2 Interligação em paralelo

Outra forma de conectar os módulos é em paralelo. A **Figura 5.25** demonstra esse modelo de conexão.

**Figura 5.25 - Ligação paralela de módulos FV**

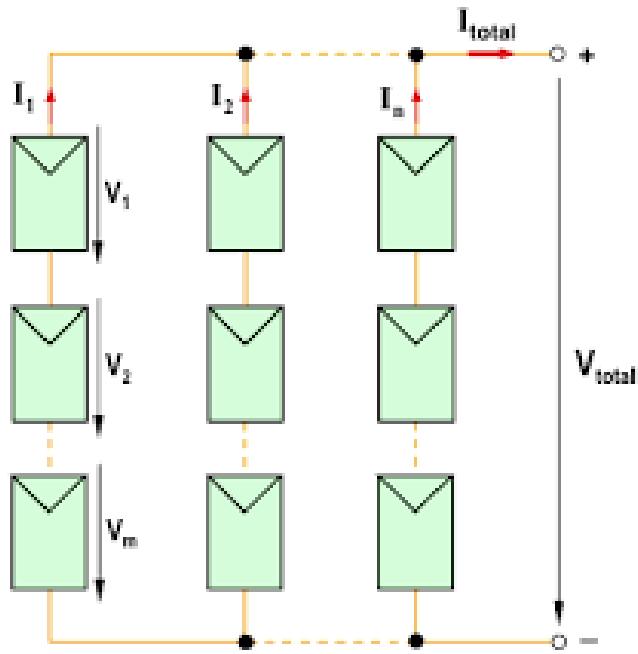


Fonte: cresesb.cepel.br

Essa forma de conexão permite manter constante a tensão e obter o nível de corrente acrescido de cada valor individual de corrente dos módulos. As ligações em paralelo entre módulos individuais são utilizadas tipicamente em sistemas autônomos em virtude das baixas tensões e consideráveis valores de corrente de operação.

Nos SFCR, para se alcançar níveis ainda maiores de potência são feitas interligações mistas, ou seja, série e paralela dos módulos, conforme **Figura 5.26**

**Figura 5.26 - Ligação mista módulos FV**



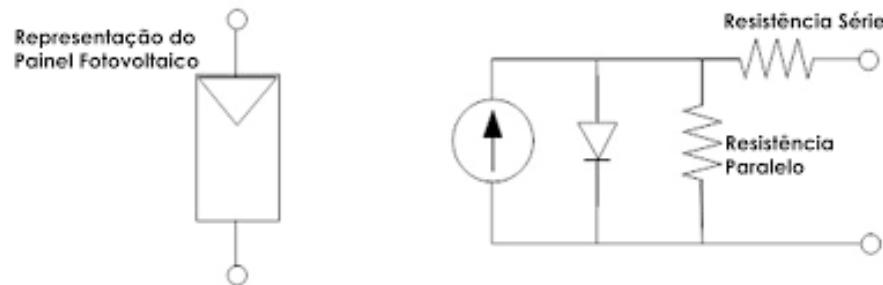
Fonte: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/>

Esse tipo de conexão permite multiplicar o ponto de máxima potência de operação do sistema. Uma vez que tanto a corrente quanto a tensão ficam multiplicadas pelas quantidades individuais de cada módulo, gerando um fator multiplicativo na potência do sistema.

#### 5.9.2.4 Modelo do módulo fotovoltaico

O circuito equivalente de um módulo FV é descrito conforme suas características de construção. As células são formadas por silício dopado com impureza (conforme comentado no item 5.9.2.1) tendo, portanto, a mesma representação de um diodo comum de silício. Desta maneira, a célula solar não iluminada comporta-se como um diodo, possuindo sua curva igual a dele, sendo representado eletricamente como na **Figura 5.27**.

**Figura 5.27 - Representação elétrica de uma célula ou módulo FV**



Ao incidir a luz solar na célula, os fótons geram portadores de carga livre. Fato esse representado por uma fonte de corrente conectada em paralelo com o diodo. Essa fonte gera corrente fotoelétrica da célula, que depende da irradiação solar. A curva do diodo sofre um desvio no sentido de polarização inversa devido a magnitude dessa fotocorrente.

Na célula ocorre uma queda de tensão devido ao fluxo de corrente que migra do semicondutor para os contatos elétricos, sendo este fato representado por uma resistência em série. Essa resistência tem alguns poucos miliohms por célula. Outra queda de tensão existente no módulo é devido a correntes de fuga inversa, ocasionada por paralelismo das células, sendo representado por uma resistência em paralelo ao circuito. Esses componentes mencionados estão demonstrados na **Figura 5.27**.

#### 5.9.2.5 Caixa de junção

A caixa de junção tem a finalidade de proteger o módulo contra a corrente reversa e facilitar as interligações entre os módulos FV. Nela são instalados diodos que não permitem a corrente reversa, que pode ocorrer com sombreamentos ou pela falta de radiação durante a noite.

Observa-se na **Figura 5.28** uma caixa de junção.

**Figura 5.28 - Caixa de junção**



Fonte: energiatotal.com.br

#### 5.9.2.6 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

O sistema desenvolvido neste projeto, considerando a inclinação dos módulos FV em 21°, após simulações, e com a quantidade de módulos definida em 1224 módulos, deve gerar energia elétrica a rede durante o período de insolação capaz de suprir a carga equivalente ao sistema iluminação do local. O excedente será consumido por outras cargas existentes no sistema.

No período sem insolação o SFCR deve continuar utilizando a rede de alimentação, não se esquecendo que o gerador FV foi dimensionado para atender o equivalente ao consumo de iluminação e não somente sua potência.

O SFCR, objeto desse estudo, é composto por 10 inversores de 30KW, conforme resultados do item 5.9.1.3. A quantidade de módulos foi dimensionada levando-se em conta a quantidade mínima de módulos em série por string através da Eq. 5.21, além do número de conexões de strings em paralelo que o inversor suporta. Portanto, os cálculos necessários para o correto dimensionamento estão descritos a seguir.

Primeiramente, pode-se visualizar a verificação da variação da tensão do módulo em função das variações de sua temperatura. Como base desse cálculo (conforme mencionado no item 5.9.2.3.1) utilizou-se a temperatura de 70°C.

$$V_{módulo\ 70^\circ} = V_{mp} + \{[70^\circ - T_{cref}] \times (\gamma/100)\} \times V_{mp} \quad (\text{Eq. 5.22})$$

$$V_{módulo\ 70^\circ} = 31,8 + \{(70^\circ - 25^\circ) \times (-0,29/100)\} \times 31,8$$

$$V_{módulo\ 70^\circ} = 27,65V$$

Conforme especificação do inversor na **Tabela 5.12**, sua tensão mínima é de 480V. Utilizando a equação Eq. 5.21, foi dimensionada a quantidade mínima de módulos por string, sendo ela de **18 módulos**.

Em seguida, avaliou-se a tensão de circuito aberto em que o inversor irá operar considerando a temperatura ambiente máxima média mensal, que foi de 28,8°C no mês fevereiro e a temperatura mínima média mensal de 12,3°C em Julho, conforme **Tabela 5.8**.

Foram obtidos os valores de temperatura máxima e mínima da célula por meio da equação Eq.5.13, adotando o valor de radiação solar  $GT=1000W/m^2$  ( $T_{cmax}$ ) e  $GT=0$  ( $T_{cmin}$ ). Segue abaixo os valores de  $T_{cmin}$  e  $T_{cmax}$ .

$$T_{cmin} = 12,3^\circ C$$

$$T_{cmax} = 54,6^\circ C$$

Com isso, encontrou-se os valores de  $V_{OCmin}$  e  $V_{OCmax}$ , conforme a equação abaixo e demonstrado na **Tabela 5.13**.

$$V_{OC} = V_{OCref} \times (1 + \gamma_{OC} (T_c - T_{cref})) \quad (\text{Eq. 5.23})$$

Sendo:

$V_{OC}$ : tensão de circuito aberto corrigida, em Volts

$V_{OCref}$ : tensão de circuito aberto de referência, em Volts (fornecido pelo fabricante,

**Figura 5.12.**)

$\gamma_{OC}$ : coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto, fornecido pelo fabricante

$T_c$ : temperatura da célula, em °C

$T_{cref}$ : temperatura da célula em condições nominais de operação, em °C, fornecido na especificação do módulo, **Figura 5.12**.

**Tabela 5.13 – Valores de tensão de operação com temperatura corrigida**

<b>Faixa de operação do Inversor</b>					
<b>Dados do gerador fotovoltaico</b>					
<b>V<sub>mín</sub></b>	<b>V<sub>mp</sub> 70°C</b>	<b>V<sub>mp</sub> 54,6°C</b>	<b>V<sub>oC</sub> min</b>	<b>V<sub>oC</sub> max</b>	<b>V<sub>máx</sub></b>
<b>480V</b>	<b>497,7V</b>	<b>519,3V</b>	<b>630,3V</b>	<b>719,6V</b>	<b>800V</b>

Fonte: Próprio autor

Dando prosseguimento, para o correto dimensionamento da configuração das strings, calculou-se novamente a potência máxima do módulo FV, porém considerando irradiação solar no plano do módulo como 1000W/m<sup>2</sup>, que seria o melhor caso.

Foi calculado um novo valor de temperatura da célula através da Eq.5.13, utilizando a média das máximas temperaturas de cada mês assim obtendo uma temperatura de 53,8°C. A partir da equação 5.14, estimou-se a potência de pico do módulo sendo ela de **261,86Wp**.

Com isso foi possível determinar a corrente de máxima potência. No entanto, necessitou-se encontrar a tensão no ponto de máxima potência através da equação Eq. 5.23, adotando valor de V<sub>mp</sub> fornecido nas características técnicas do módulo, conforme **Figura 5.12**.

Portanto, o valor de tensão na máxima potência é de **28,85V**.

Assim, determinou-se na equação Eq. 5.24 a corrente no ponto de máxima potência.

$$\mathbf{I_{mp} = P_{mp} / V_{mp}} \quad (\mathbf{Eq. 5.24})$$

Onde:

I<sub>mp</sub>: corrente no ponto de máxima potência, em Amperes

P<sub>mp</sub>: potência máxima de módulo FV na temperatura da célula T<sub>c</sub> = 54,6°C; T<sub>amax</sub> = 28,8°C; GT = 1000W/m<sup>2</sup>, em Watts.

V<sub>mp</sub> = Tensão no ponto de máxima potência, em Volts

Assim,

$$\mathbf{I_{mp} = 261,86 / 28,85}$$

$$\mathbf{I_{mp} = 9,07 \text{ A}}$$

Para se dimensionar a quantidade de módulos que podem ser ligados em paralelo ou a quantidade que uma MPPT do inversor suporta, calculou-se a corrente de curto circuito corrigida pela temperatura, foi utilizada a seguinte equação:

$$I_{sc} = I_{sc,ref} (1 + \gamma_{sc} (T_{cmax} - T_{cref})) \quad (\text{Eq. 5.25})$$

Sendo:

$I_{sc}$ : corrente de curto circuito corrigida, em Amperes

$I_{sc,ref}$ : corrente de curto circuito, fornecida pelo fabricante do módulo, em Amperes

$\gamma_{sc}$ : coeficiente de temperatura de curto circuito, fornecida pelo fabricante, em %

$T_{cmax}$ : temperatura calculada da célula, adotando a máxima média mensal de temperatura ambiente, em °C.

$T_{cref}$ : temperatura da célula em condições nominais de operação, em °C (fornecido na especificação do módulo), conforme **Figura 5.12**.

Obteve- se então uma corrente de curto circuito de **9,98A**. Como pode-se observar na **Tabela 5.12** do inversor, a corrente máxima suportada pela MPPT é de 22A. Assim, de acordo com a configuração do inversor, é possível a conexão de 2 strings para cada MPPT.

Sendo assim, a **Tabela 5.14** ilustra a forma de divisão dos strings e a quantidade real de módulos que foi utilizado no desenvolvimento desse projeto.

**Tabela 5.14 - Dimensionamento da quantidade de strings e total de módulos**

Quantidade de Inversores	Qtd. De módulos/string	Qtd. Strings/ Inversor	Qtd. Módulos
9	18	7	1134
1	18	5	90
<b>Total</b>			<b>1224</b>

Fonte: Próprio autor

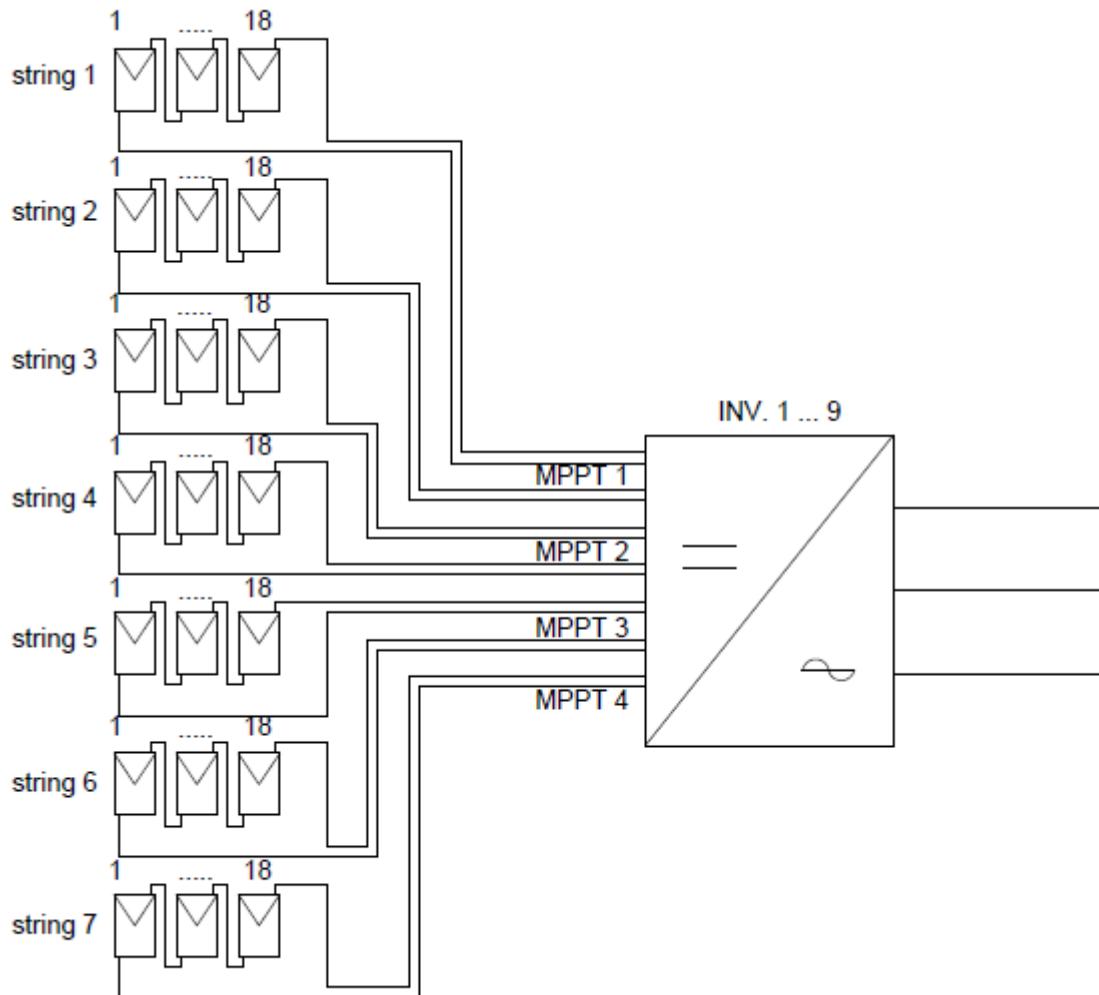
## 6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 6.1 Aspectos finais

Os itens relacionados abaixo resumem os dados adotados no desenvolvimento deste projeto básico.

- Fator de dimensionamento: entre 0,8 e 1,2 – **dimensionado em 0,83**
- Faixa de utilização da tensão CC: entre 480V e 800V – conforme **Tabela 5.12**
- Corrente máxima por MPPT: 22 A – **dimensionado em 19,96 A**
- Tensão da rede: 460 V – a tensão de saída CA do inversor selecionado é de 380V, então será utilizado um transformador elevador para compatibilizar com a tensão da rede.

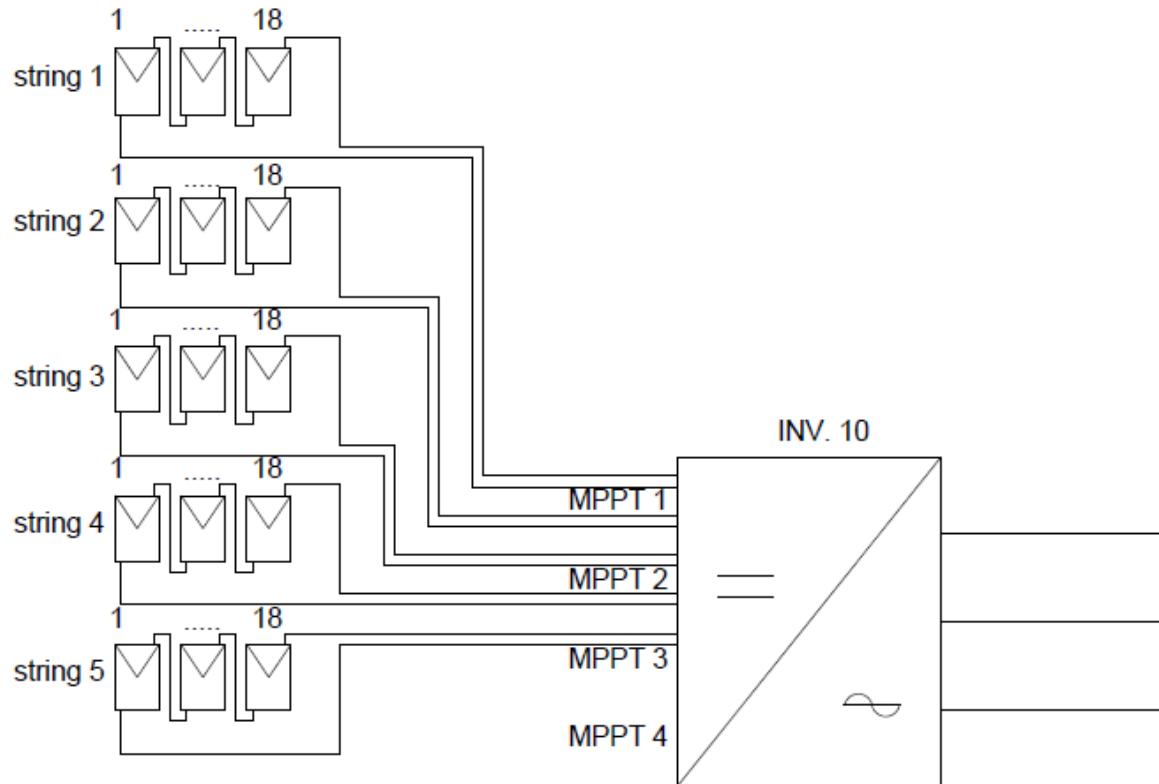
**Figura 6.1 - Configuração das strings (Inversores 1 a 9)**



Fonte: Próprio autor

Na **Figura 6.1** é possível verificar como ficou configurado as strings do projeto até o inversor selecionado. Podendo observar que essa distribuição foi definida nesse molde para 9 inversores.

**Figura 6.2 – Configuração das strings (Inversor 10)**

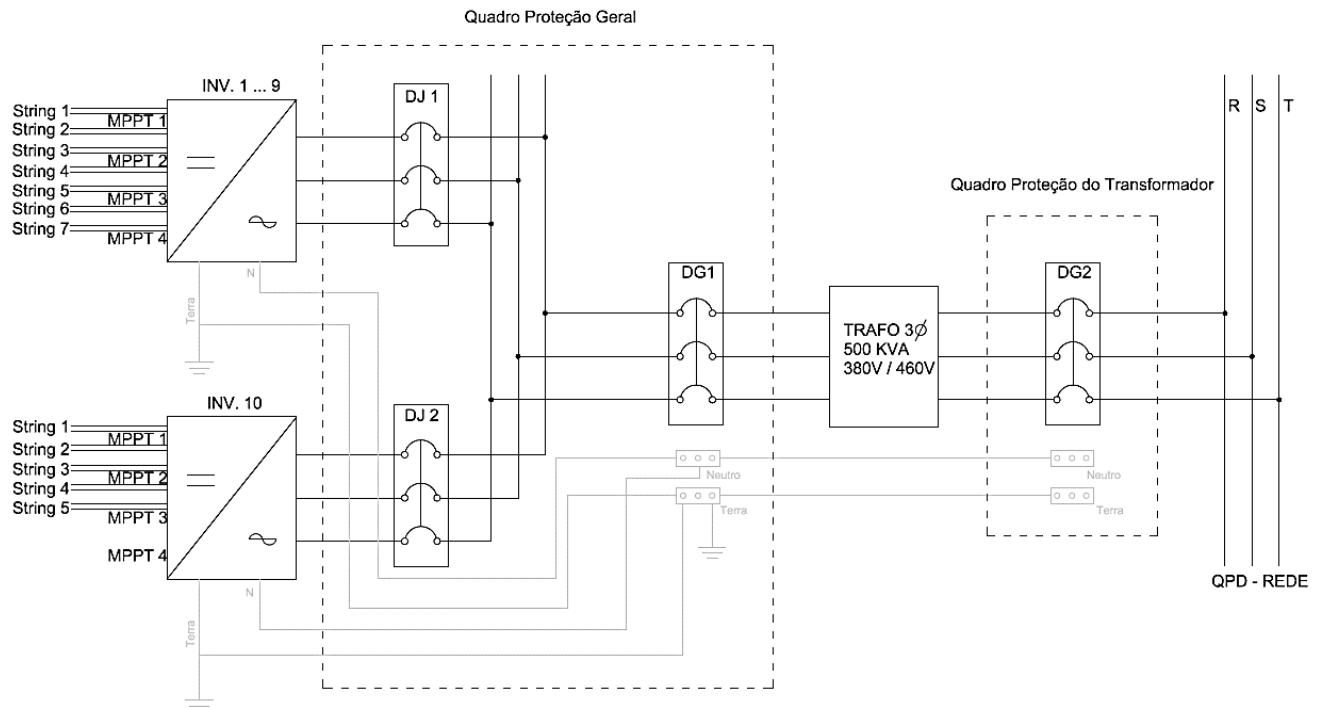


Fonte: Próprio autor

Na **Figura 6.2** ilustra a configuração das strings somente de um dos inversores que ficou distribuindo de maneira diferente dos demais, devido a quantidade de módulos dimensionada, que levou em conta a quantidade mínima e máxima de módulos em série, assim como a quantidade de strings suportada por MPPT.

A **Figura 6.3** fornece o desenho esquemático do projeto a partir dos inversores até o ponto de conexão à rede de alimentação do local, onde essa energia gerada pelo sistema fotovoltaico será injetada. Pode-se observar que existe uma proteção para cada inversor e uma geral do sistema, e isso tudo se encontra em quadro geral e outra proteção para o transformador que elevará a tensão fornecida pelos inversores.

**Figura 6.3 - Diagrama esquemático do sistema de potência FV**

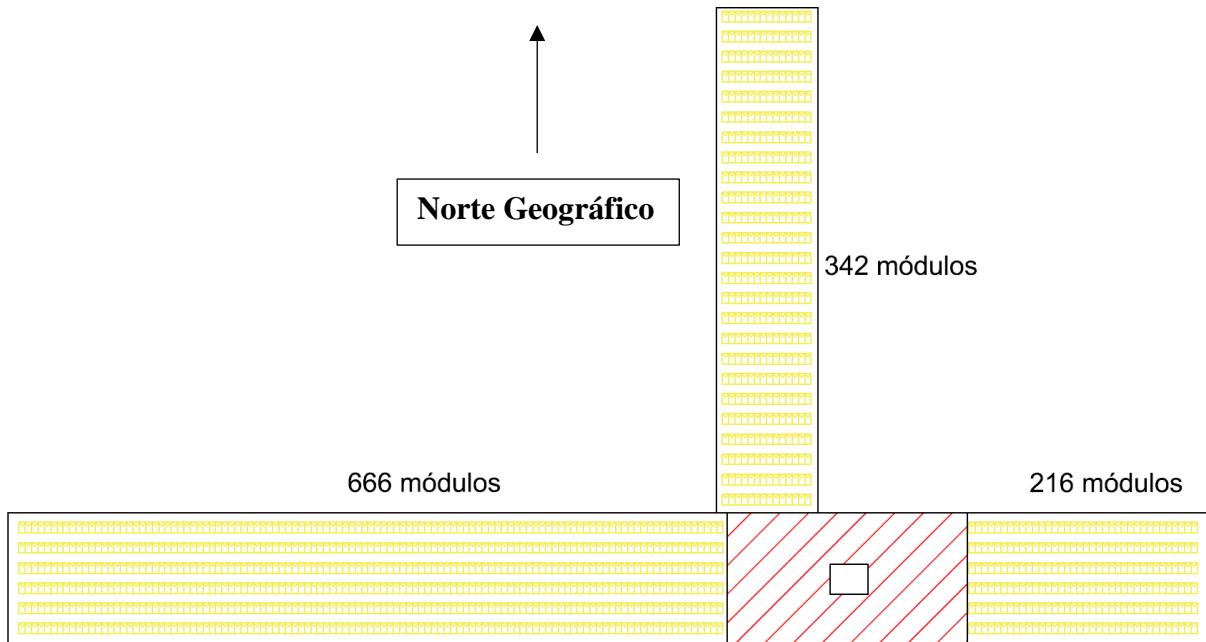


Fonte: próprio autor

O quadro para proteção das strings, mais conhecido como “STRING BOX” não foi mencionado nesse projeto, pois o inversor selecionado nesse estudo já é composto pela proteção de seccionamento de cada string, e pelos dispositivos de proteção contra surtos tanto do lado CC como do CA, conforme demonstrado na **Figura 5.17**.

A **Figura 6.4** demonstra como ficou à disposição dos módulos na cobertura do local selecionado, de modo que todos voltados para o norte geográfico e obedecendo espaços entre fileiras para futuras manutenções do sistema, e a quantidade de módulos dimensionada para cada área, a qual foi dividida no início do projeto.

**Figura 6.4 - Disposição dos módulos na cobertura**



Fonte: próprio autor

## 6.2 Análise de Viabilidade Econômica

### 6.2.1 Investimento

As cotações foram realizadas no dia 15/10/18, com o dólar fechado a R\$3,734, portanto podendo haver alterações nos preços. Os valores da tabela abaixo já estão inclusos todos os impostos.

**Tabela 6.1 - Custos do projeto**

Componentes	Qtd	Unid	R\$ unid	R\$ total
Inversor Solar WEG SIW500H - ST030	10	pca	R\$ 32.000,00	R\$ 320.000,00
Módulos Solares Policristalino - Canadian Solar CS6k-295P	1224	pca	R\$ 718,00	R\$ 878.832,00
Suporte metálico para fixação dos módulos	1224	pca	R\$ 30,00	R\$ 36.720,00
Transformador 500KVA - 380V/460V	1	pca	R\$ 20.000,00	R\$ 20.000,00
Sistema de aterramento	1	Vb	R\$ 30.400,00	R\$ 30.400,00
Quadro de proteção do transformador	1	Cj	R\$ 2.550,00	R\$ 2.550,00
Quadro de proteção geral	1	Cj	R\$ 5.100,00	R\$ 5.100,00
Quadro de Medição de energia	1	Cj	R\$ 6.340,00	R\$ 6.340,00
<b>Subtotal</b>				<b>R\$ 1.299.942,00</b>
Cabos, Disjuntores, Caminhamentos elétricos, acessórios para condutores	1	Vb	R\$ 259.988,40	R\$ 259.988,40
<b>Total de materiais</b>				<b>R\$ 1.559.930,40</b>
Serviços de projeto do sistema e "As Built				
Serviços legais				
Serviços de montagem estrutural	1	Vb	R\$ 360.000,00	R\$ 360.000,00
Serviços de montagem eletromecânica				
Serviços de comissionamento do sistema				
<b>Total de serviços</b>				<b>R\$ 360.000,00</b>
<b>Total de investimentos</b>				<b>R\$ 1.919.930,40</b>

Fonte: Próprio autor

### 6.2.2 Análise Econômica

Para efeito de análise econômica do projeto, como o Metrô-SP compra energia no mercado livre (ACL) o preço do KWh não sofre alterações de valor. Portanto, foi utilizado o valor de R\$ 0,38/KWh (informações obtidas internamente na companhia).

Com o valor do KWh em mãos, foi necessário obter a quantidade de energia anual gerada pelo sistema fotovoltaico, conforme **Tabela 6.2**.

**Tabela 6.2 - Energia gerada pelo sistema FV e consumida pela carga, em KWh/mês**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
ESFV mês	51062,2	50663,2	50925,7	46964,6	42788,3	40035,2	41250,9	50838,9	44928,4	48824,4	48829,0	54887,7
E <sub>c</sub> mês	55108,7	49775,6	55108,7	53331,0	55108,7	53331,0	55108,7	55108,7	53331,0	55108,7	53331,0	55108,7

Fonte: Próprio autor

Onde:

ESFV mês: energia média mensal gerada pelo sistema fotovoltaico, em KWh/mês

Ec mês: energia média mensal consumida pelo sistema de iluminação, em KWh/mês

Com isso, foi possível encontrar a quantidade de energia anual gerada pelo sistema FV, ou seja, a energia que é injetada na rede, onde será consumida pelas cargas do consumidor, que é de **571.998 KWh/ano**. Considerando o preço de R\$ 0,38/KWh, obteve-se uma economia estimada em **R\$ 217.359,00**.

Incluindo os impostos no faturamento utilizou-se o PIS a 0,65%, o COFINS a 3% e o ICMS sendo 18%, somando assim um total 21,65% de imposto. Portanto, o valor anual de economia de energia, levando em conta o valor do KWh pago no mercado livre e os impostos é de **R\$ 277.421,00**.

Em posse dos dados obtidos no parágrafo anterior, determinou-se o retorno do investimento com base no Payback simples.

Payback = Investimento / Economia de energia

**Payback = 6,92 anos**

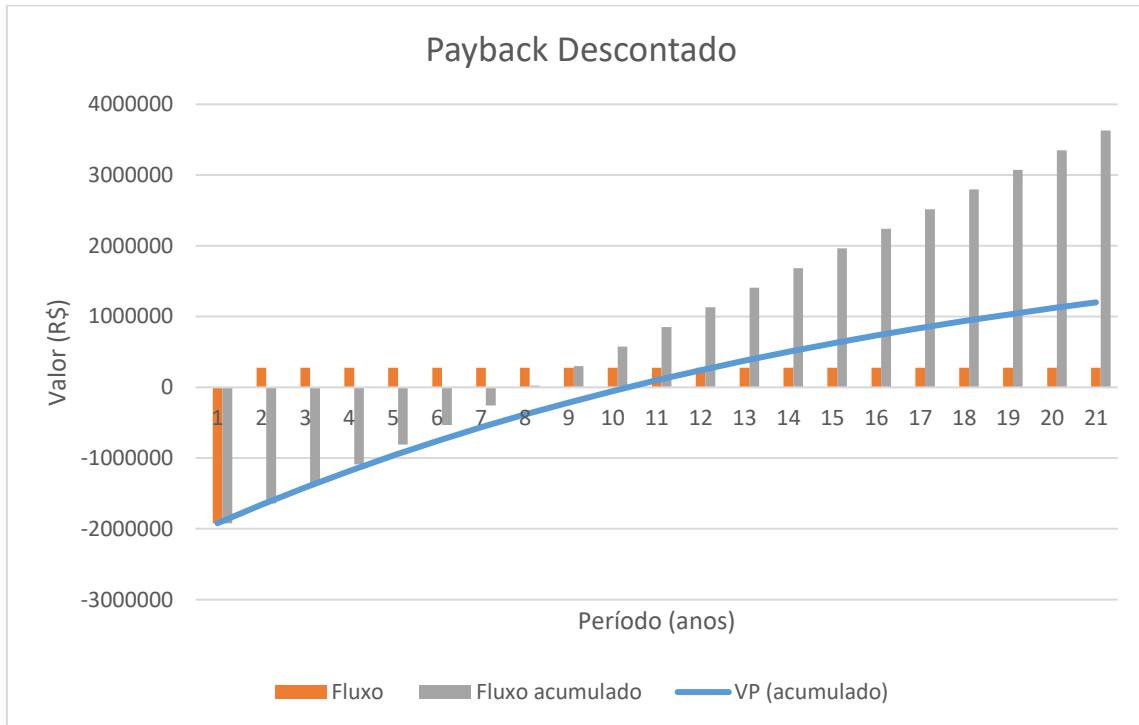
Em seguida, determinou-se o payback descontado do projeto considerando uma taxa mínima de atratividade de 6,24% que seria a taxa Selic do ano de 2018, portanto **Tabela 6.3** estão detalhados os fluxos de caixa e o valor presente no período de 20 anos.

**Tabela 6.3 - Fluxo de Caixa do Projeto**

<b>Período (anos)</b>	<b>Fluxo</b>	<b>Fluxo acumulado</b>	<b>Valor Presente (VP)</b>	<b>VP (acumulado)</b>
0	-R\$ 1.919.930,40	-R\$ 1.919.930,40	-R\$ 1.919.930,40	-R\$ 1.919.930,40
1	R\$ 277.421,00	-R\$ 1.642.509,40	R\$ 261.126,69	-R\$ 1.658.803,71
2	R\$ 277.421,00	-R\$ 1.365.088,40	R\$ 245.789,43	-R\$ 1.413.014,27
3	R\$ 277.421,00	-R\$ 1.087.667,40	R\$ 231.353,01	-R\$ 1.181.661,27
4	R\$ 277.421,00	-R\$ 810.246,40	R\$ 217.764,50	-R\$ 963.896,76
5	R\$ 277.421,00	-R\$ 532.825,40	R\$ 204.974,12	-R\$ 758.922,65
6	R\$ 277.421,00	-R\$ 255.404,40	R\$ 192.934,97	-R\$ 565.987,67
7	R\$ 277.421,00	R\$ 22.016,60	R\$ 181.602,95	-R\$ 384.384,72
8	R\$ 277.421,00	R\$ 299.437,60	R\$ 170.936,51	-R\$ 213.448,21
9	R\$ 277.421,00	R\$ 576.858,60	R\$ 160.896,57	-R\$ 52.551,65
10	R\$ 277.421,00	R\$ 854.279,60	R\$ 151.446,32	R\$ 98.894,67
11	R\$ 277.421,00	R\$ 1.131.700,60	R\$ 142.551,13	R\$ 241.445,79
12	R\$ 277.421,00	R\$ 1.409.121,60	R\$ 134.178,39	R\$ 375.624,19
13	R\$ 277.421,00	R\$ 1.686.542,60	R\$ 126.297,43	R\$ 501.921,62
14	R\$ 277.421,00	R\$ 1.963.963,60	R\$ 118.879,36	R\$ 620.800,98
15	R\$ 277.421,00	R\$ 2.241.384,60	R\$ 111.896,99	R\$ 732.697,97
16	R\$ 277.421,00	R\$ 2.518.805,60	R\$ 105.324,73	R\$ 838.022,70
17	R\$ 277.421,00	R\$ 2.796.226,60	R\$ 99.138,49	R\$ 937.161,18
18	R\$ 277.421,00	R\$ 3.073.647,60	R\$ 93.315,59	R\$ 1.030.476,78
19	R\$ 277.421,00	R\$ 3.351.068,60	R\$ 87.834,71	R\$ 1.118.311,48
20	R\$ 277.421,00	R\$ 3.628.489,60	R\$ 82.675,74	R\$ 1.200.987,22

Fonte: Próprio autor

A partir dos dados encontrados acima foi possível calcular uma TIR (taxa interna de retorno) de 13,25% e um VPL (Valor Presente Líquido) em 20 anos de R\$ 1.200.987,22, e com isso obteve-se um payback descontado de 9,35 anos. Na **Figura 6.5** pode-se analisar melhor o comportamento financeiro desse projeto.

**Figura 6.5 - Representação Payback Descontado**

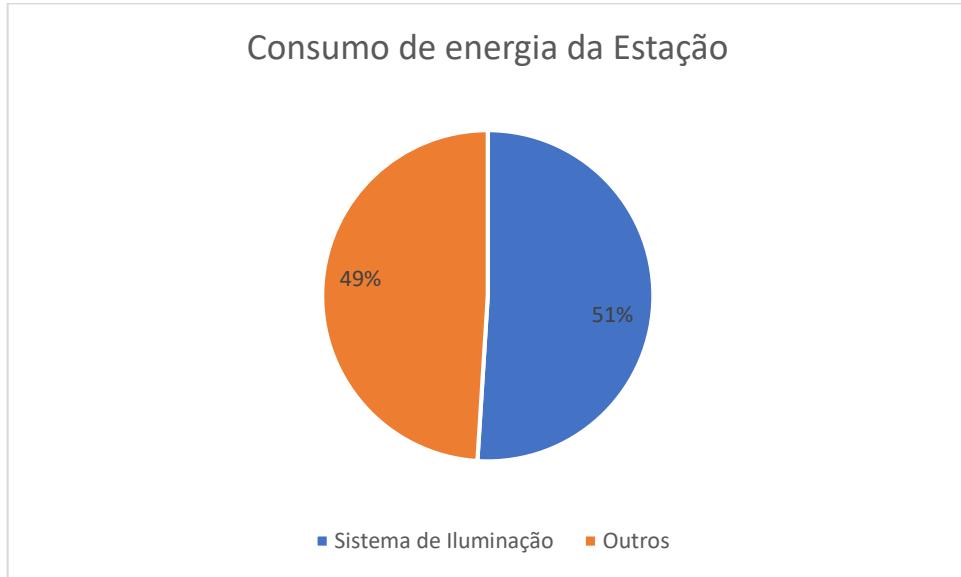
Fonte: Próprio autor

### 6.3 Consumo de energia elétrica

Como mencionado no início desse trabalho o gasto com energia elétrica é um dos principais custos do Metrô-SP, por isso um dos motivos do desenvolvimento desse trabalho foi com o intuito de reduzir esse gasto.

Na **Figura 6.6** ilustra-se o consumo de energia da estação selecionada e o quanto desse consumo total é utilizado no sistema de iluminação.

**Figura 6.6 - Representação do consumo dos sistemas auxiliares da estação**

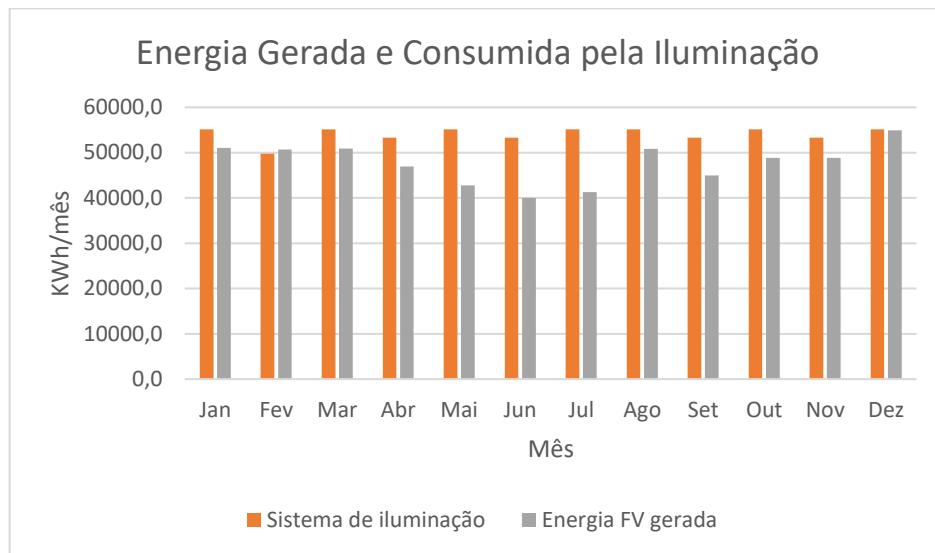


Fonte: próprio autor

Após pesquisas realizadas observou-se que o consumo de uma estação do Metro-SP chega a ser 8 vezes maior do que o Metrô-DF, não se esquecendo que esse consumo é somente dos sistemas auxiliares. O objetivo do projeto foi suprir somente o consumo do sistema de iluminação que visto na **Figura 6.6** é de 51% de todo o sistema elétrico da estação.

Na **Figura 6.7** é possível ver quanto o sistema fotovoltaico dimensionado nesse estudo conseguiu gerar de energia para atender esse consumo de iluminação, isso comparando a energia acumulada no ano, da consumida e a gerada pelo sistema fotovoltaico conectado à rede.

**Figura 6.7- Comparaçao de energia gerada e consumida no sistema de iluminação**



Fonte: próprio autor

A partir do gráfico analisa-se que a porcentagem de energia gerada pelo sistema fotovoltaico em relação ao consumo de iluminação varia de 74,8% a 101%. Portanto o único mês que teria excedente caso essa energia não fosse consumida por outras cargas, seria no mês de fevereiro, isso se deve ao fato de que nesse mês é onde se tem a maior radiação solar sobre a superfície inclinada.

Em termos de energia acumulada em um ano, observando a **Tabela 6.2** e a figura acima demonstrada tem-se um total de energia consumida no ano de 648.860 KWh/ano e como descrito na seção 6.2.2 a energia gerada pelo sistema FV que será injetada na rede é de 571.998 KWh/ano, portanto o projeto desenvolvido será capaz de suprir em torno de 88% do consumo equivalente ao sistema de iluminação.

## 7 CONCLUSÕES

O retorno de 6,92 anos num payback simples e 9,35 anos para payback descontando estão em um nível de atratividade bom perante os gestores do METRÔ-SP tendo em vista que a vida útil de uma miniusina fotovoltaica está em torno de 25 anos, não se esquecendo que existe a necessidade de realizar manutenções preventivas nos equipamentos do sistema: placas, inversores, quadros.

Observa-se que essa miniusina fotovoltaica dimensionada nesse projeto se tivesse sido implantada a 4 anos atrás o payback seria o dobro ou até o triplo do valor encontrado nesse estudo, isso devido a diminuição dos preços dos módulos e inversores, que são os principais custos para implantação de um projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede.

Portanto com todos esses fatores mencionados acima o projeto básico desenvolvido nesse trabalho torna-se viável, com grande chance de ser implantado pelo METRÔ-SP, pelo fato de ser um investimento relativamente baixo.

Este projeto básico deverá ser continuado com próxima etapa de projeto detalhado com dimensionamento dos cabeamentos, proteções e sistema de proteção contra descargas atmosféricas, e documentos necessários para liberação de instalação de minigeração distribuída, ou seja, o intuito futuro é a elaboração de um projeto executivo para que realmente haja a implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede e podendo ser aplicado à outras estações do METRÔ-SP com grande potencial de geração de energia elétrica através de uma fonte renovável podendo assim contribuir para nosso meio ambiente e reduzir a conta de energia.

Sabe-se que há uma dificuldade maior na aprovação deste tipo de projeto pelo fato de a energia ser comprada no ambiente de contratação livre.

Portanto, será necessário que seja feito uma pesquisa com maior aprofundamento para verificar todas as exigências necessárias para que possa ser levado a diante esse projeto.

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

\_\_\_\_\_. Qual a ambição do Brasil em Energia Solar Fotovoltaica. Brasil Energia, São Paulo, Abr. 2018. Disponível em: <<http://cenariosenergia.com/solar/colunistas/jose-ricardo/>>. Acesso em: 12 de Agosto de 2018.

\_\_\_\_\_. Geração solar distribuída, perspectivas e desafios. Brasil Energia, São Paulo, Abr. 2018. Disponível em: <[cenariosenergia.com/solar/colunistas/arturo-alarcon/artigo-bid/](http://cenariosenergia.com/solar/colunistas/arturo-alarcon/artigo-bid/)>. Acesso em: 12 de Agosto de 2018.

MME - Ministério de Minas e Energia. Energia Solar no Brasil e Mundo. Ano de referência 2015. Disponível em: <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso: 13 de agosto de 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2018. Rio de Janeiro: maio 2018. Disponível em: <[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>. Acesso em: 14 de agosto de 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nota técnica EPE. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro: maio 2012. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 14 de agosto de 2018.

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira. Junho de 2012. Disponível em: <[www.abinee.org.br](http://www.abinee.org.br)>. Acesso em: 14 de agosto de 2018.

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. Microgeração fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica, Brasil, Marc. 2015. Disponível em <[www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf](http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf)>. Acesso em: 20 de Agosto de 2018

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, março de 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16150: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade. Rio de Janeiro, março de 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.

CRESESB. Potencial Energético Solar – SunData: Base de dados de radiação solar incidente – localidades próximas. Disponível em: <[www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata](http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata)>. Acesso em 15 Ago. 2018.

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

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.

MOREIRA, JOSÉ ROBERTO SIMÕES (Org.). Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética . 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017. 393 p.

AES Eletropaulo. NT-6.012: Requisitos Mínimos para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída com a Rede de Distribuição da AES Eletropaulo com Paralelismo Permanente Através do Uso de Inversores – Consumidores de Alta, Média e Baixa Tensão. São Paulo, outubro de 2018. Disponível em:  
<<https://www.eneldistribuicaosp.com.br/Documents/NT-6012-4-05-01-2018.pdf>>

MACEDO, W. N. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. São Paulo: Universidade de São Paulo – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, 2006. Disponível em  
<<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006-153307/en.php>>. Acesso em 20 de Setembro de 2018.

RAMOS, C. M. Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos. São Paulo: Universidade de São Paulo – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, 2006. Disponível em  
<[http://www.iee.usp.br/lst/sites/default/files/Mestrado\\_Cristina\\_Ramos.pdf](http://www.iee.usp.br/lst/sites/default/files/Mestrado_Cristina_Ramos.pdf)>. Acesso em: 21 de Setembro de 2018.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Diretrizes para apresentação de dissertações e teses da USP: documento eletrônico e impresso Parte I (ABNT) - 4<sup>a</sup>. edição. Sistema integrado de bibliotecas – SIBi/USP, São Paulo, 2013. Disponível em:  
<[www.teses.usp.br/index.php?option=com\\_phocadownload&view=category&id=2%3Adiretrizes&Itemid=124&lang=pt-br](http://www.teses.usp.br/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=2%3Adiretrizes&Itemid=124&lang=pt-br)>. Acesso em: 08 de Novembro de 2018.

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo de 19°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,894	0,962	1,062	1,195	1,328	1,402	1,368	1,249	1,111	0,993	0,910	0,876
HT	4,90	5,33	4,83	4,59	4,08	3,95	3,95	4,84	4,47	4,71	4,87	5,28
Ht	369,06	417,23	397,98	401,28	375,48	373,25	369,11	432,00	376,50	374,58	370,28	393,19
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	34,1	35,9	34,6	33,1	29,5	28,3	27,7	30,8	30,0	31,5	32,5	34,0
Pm	112,7	128,3	121,8	122,1	112,7	111,5	110,0	130,3	113,2	113,3	112,4	120,1
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	138,0	157,0	149,1	149,5	137,9	136,5	134,7	159,5	138,6	138,7	137,6	147,0
E <sub>GFVdia</sub>	1831,9	2005,2	1809,7	1711,3	1498,7	1443,6	1442,0	1786,4	1645,4	1742,1	1808,5	1972,0
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>56789,4</b>	<b>56145,7</b>	<b>56101,6</b>	<b>51339,3</b>	<b>46458,8</b>	<b>43306,6</b>	<b>44701,6</b>	<b>55378,6</b>	<b>49362,7</b>	<b>54004,2</b>	<b>54256,3</b>	<b>61130,6</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>628975,2</b>

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo 20°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,885	0,957	1,062	1,202	1,341	1,419	1,383	1,259	1,113	0,989	0,903	0,867
HT	4,87	5,31	4,83	4,61	4,11	3,98	3,98	4,86	4,47	4,69	4,84	5,24
Ht	367,13	415,77	397,73	402,52	377,86	376,31	371,81	434,06	376,74	373,61	368,51	390,88
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	34,1	35,8	34,6	33,1	29,5	28,4	27,8	30,8	30,0	31,5	32,5	33,9
Pm	112,1	127,8	121,7	122,5	113,4	112,5	110,9	130,9	113,3	113,0	111,9	119,3
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	137,3	156,5	149,0	149,9	138,8	137,7	135,7	160,3	138,7	138,3	136,9	146,1
E <sub>GFVdia</sub>	1822,0	1997,9	1808,5	1716,8	1508,6	1455,9	1453,0	1795,3	1646,5	1737,4	1799,6	1959,9
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>56481,3</b>	<b>55940,7</b>	<b>56063,5</b>	<b>51503,8</b>	<b>46766,4</b>	<b>43675,9</b>	<b>45042,1</b>	<b>55654,8</b>	<b>49395,2</b>	<b>53858,6</b>	<b>53986,5</b>	<b>60756,0</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>629124,7</b>

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo 21°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,877	0,952	1,062	1,208	1,354	1,436	1,398	1,268	1,116	0,986	0,896	0,858
HT	4,85	5,29	4,82	4,62	4,13	4,01	4,01	4,88	4,47	4,68	4,82	5,21
Ht	365,14	414,23	397,38	403,66	380,17	379,28	374,43	436,02	376,90	372,56	366,68	388,50
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	34,0	35,8	34,6	33,2	29,6	28,5	27,9	30,9	30,0	31,4	32,4	33,9
Pm	111,5	127,3	121,6	122,9	114,2	113,4	111,7	131,6	113,4	112,7	111,3	118,6
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	136,5	155,9	148,8	150,4	139,7	138,8	136,7	161,0	138,7	137,9	136,2	145,1
E <sub>GFVdia</sub>	1811,7	1990,2	1806,9	1721,9	1518,2	1467,8	1463,6	1803,8	1647,2	1732,3	1790,2	1947,5
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>56163,3</b>	<b>55724,5</b>	<b>56013,2</b>	<b>51656,4</b>	<b>47062,9</b>	<b>44034,8</b>	<b>45371,9</b>	<b>55917,8</b>	<b>49416,7</b>	<b>53702,0</b>	<b>53707,1</b>	<b>60371,1</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>629141,7</b>

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo 22°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,869	0,946	1,061	1,214	1,367	1,452	1,413	1,276	1,117	0,982	0,888	0,849
HT	4,82	5,27	4,82	4,63	4,15	4,04	4,04	4,90	4,48	4,67	4,79	5,18
Ht	363,09	412,61	396,96	404,71	382,38	382,16	376,96	437,88	376,98	371,45	364,78	386,06
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	34,0	35,8	34,6	33,2	29,7	28,5	28,0	30,9	30,0	31,4	32,4	33,8
Pm	110,9	126,8	121,5	123,2	114,9	114,3	112,5	132,2	113,4	112,3	110,7	117,8
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	135,7	155,2	148,7	150,8	140,6	139,9	137,7	161,8	138,8	137,5	135,5	144,2
E <sub>GFVdia</sub>	1801,1	1982,0	1804,9	1726,6	1527,4	1479,4	1473,9	1811,9	1647,6	1726,9	1780,6	1934,7
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>55835,6</b>	<b>55497,1</b>	<b>55950,8</b>	<b>51797,1</b>	<b>47348,4</b>	<b>44383,1</b>	<b>45690,9</b>	<b>56167,4</b>	<b>49427,5</b>	<b>53534,6</b>	<b>53417,9</b>	<b>59975,9</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>629026,3</b>

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo 23°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,860	0,941	1,060	1,220	1,379	1,468	1,427	1,285	1,119	0,977	0,880	0,839
HT	4,79	5,25	4,81	4,64	4,18	4,07	4,06	4,92	4,48	4,65	4,77	5,15
Ht	360,98	410,91	396,45	405,68	384,51	384,95	379,40	439,64	376,98	370,26	362,81	383,55
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	33,9	35,7	34,6	33,2	29,7	28,6	28,0	31,0	30,0	31,4	32,3	33,7
Pm	110,2	126,3	121,3	123,5	115,5	115,2	113,2	132,7	113,4	111,9	110,1	117,0
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	134,9	154,6	148,5	151,2	141,4	141,0	138,6	162,4	138,8	137,0	134,7	143,2
E <sub>GFVdia</sub>	1790,3	1973,5	1802,5	1730,9	1536,2	1490,7	1483,8	1819,5	1647,6	1721,2	1770,6	1921,6
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>55498,3</b>	<b>55258,6</b>	<b>55876,2</b>	<b>51925,9</b>	<b>47622,6</b>	<b>44720,8</b>	<b>45999,0</b>	<b>56403,5</b>	<b>49427,4</b>	<b>53356,4</b>	<b>53119,3</b>	<b>59570,5</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>628778,4</b>

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo 24°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,851	0,935	1,059	1,225	1,391	1,484	1,441	1,293	1,120	0,973	0,872	0,829
HT	4,76	5,22	4,81	4,65	4,20	4,10	4,09	4,94	4,47	4,64	4,74	5,11
Ht	358,80	409,13	395,86	406,55	386,55	387,65	381,75	441,29	376,90	369,00	360,79	380,98
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	33,8	35,7	34,5	33,2	29,8	28,7	28,1	31,0	30,0	31,3	32,2	33,7
Pm	109,5	125,7	121,1	123,8	116,2	116,0	114,0	133,2	113,4	111,5	109,4	116,2
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	134,0	153,9	148,3	151,5	142,2	142,0	139,5	163,1	138,7	136,5	134,0	142,2
E <sub>GFVdia</sub>	1779,1	1964,6	1799,7	1734,8	1544,7	1501,6	1493,4	1826,6	1647,2	1715,1	1760,4	1908,2
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>55151,4</b>	<b>55009,0</b>	<b>55789,4</b>	<b>52042,6</b>	<b>47885,5</b>	<b>45047,7</b>	<b>46296,1</b>	<b>56626,1</b>	<b>49416,4</b>	<b>53167,4</b>	<b>52811,1</b>	<b>59155,2</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>628398,1</b>

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo 25°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,842	0,929	1,058	1,230	1,403	1,499	1,455	1,300	1,121	0,968	0,863	0,820
HT	4,73	5,20	4,80	4,66	4,22	4,13	4,11	4,96	4,47	4,62	4,71	5,08
Ht	356,57	407,27	395,19	407,34	388,49	390,26	384,01	442,85	376,74	367,66	358,70	378,35
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	33,8	35,6	34,5	33,3	29,8	28,8	28,2	31,1	30,0	31,3	32,2	33,6
Pm	108,8	125,1	120,9	124,0	116,8	116,8	114,7	133,7	113,3	111,1	108,8	115,4
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	133,2	153,1	148,0	151,8	142,9	143,0	140,4	163,7	138,7	136,0	133,1	141,2
E <sub>GFVdia</sub>	1767,6	1955,3	1796,5	1738,2	1552,8	1512,1	1502,6	1833,4	1646,5	1708,6	1749,8	1894,5
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>54795,1</b>	<b>54748,4</b>	<b>55690,6</b>	<b>52147,3</b>	<b>48137,1</b>	<b>45363,6</b>	<b>46582,1</b>	<b>56835,1</b>	<b>49394,6</b>	<b>52967,8</b>	<b>52493,7</b>	<b>58730,1</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>627885,5</b>

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo 26°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,832	0,922	1,056	1,235	1,414	1,513	1,467	1,307	1,121	0,963	0,855	0,809
HT	4,70	5,18	4,79	4,67	4,24	4,15	4,13	4,98	4,47	4,60	4,69	5,04
Ht	354,28	405,33	394,43	408,03	390,35	392,78	386,19	444,30	376,50	366,26	356,55	375,65
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	33,7	35,5	34,5	33,3	29,9	28,8	28,2	31,1	30,0	31,3	32,1	33,5
Pm	108,1	124,5	120,7	124,3	117,3	117,6	115,4	134,2	113,2	110,7	108,1	114,5
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	132,3	152,4	147,7	152,1	143,6	144,0	141,2	164,2	138,6	135,5	132,3	140,1
E <sub>GFVdia</sub>	1755,8	1945,6	1792,9	1741,3	1560,6	1522,3	1511,5	1839,7	1645,4	1701,9	1738,9	1880,5
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>54429,6</b>	<b>54477,0</b>	<b>55579,7</b>	<b>52239,9</b>	<b>48377,1</b>	<b>45668,5</b>	<b>46856,9</b>	<b>57030,4</b>	<b>49362,0</b>	<b>52757,5</b>	<b>52167,0</b>	<b>58295,2</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>627240,8</b>

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo 27°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,823	0,915	1,054	1,239	1,424	1,527	1,480	1,314	1,121	0,958	0,846	0,799
HT	4,67	5,15	4,78	4,68	4,26	4,18	4,16	4,99	4,47	4,58	4,66	5,00
Ht	351,93	403,32	393,59	408,63	392,12	395,20	388,27	445,65	376,18	364,78	354,34	372,90
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	33,6	35,5	34,5	33,3	29,9	28,9	28,3	31,1	30,0	31,2	32,1	33,4
Pm	107,3	123,8	120,4	124,4	117,9	118,4	116,0	134,6	113,1	110,2	107,4	113,6
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	131,4	151,6	147,4	152,3	144,3	144,9	142,0	164,8	138,5	134,9	131,5	139,1
E <sub>GFVdia</sub>	1743,7	1935,5	1788,9	1744,0	1567,9	1532,1	1520,0	1845,5	1644,0	1694,7	1727,7	1866,2
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>54054,8</b>	<b>54194,8</b>	<b>55456,7</b>	<b>52320,4</b>	<b>48605,6</b>	<b>45962,2</b>	<b>47120,4</b>	<b>57211,9</b>	<b>49318,6</b>	<b>52536,7</b>	<b>51831,1</b>	<b>57850,8</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>626464,2</b>

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo 28°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,813	0,908	1,051	1,243	1,434	1,541	1,492	1,321	1,121	0,952	0,837	0,789
HT	4,64	5,12	4,77	4,68	4,28	4,20	4,18	5,01	4,46	4,56	4,63	4,97
Ht	349,52	401,23	392,67	409,14	393,80	397,53	390,27	446,90	375,78	363,24	352,06	370,08
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	33,6	35,4	34,4	33,3	30,0	29,0	28,3	31,2	30,0	31,2	32,0	33,4
Pm	106,6	123,2	120,1	124,6	118,4	119,1	116,6	135,0	113,0	109,7	106,7	112,7
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	130,4	150,8	147,0	152,5	145,0	145,8	142,7	165,2	138,3	134,3	130,6	138,0
E <sub>GFVdia</sub>	1731,3	1925,1	1784,6	1746,3	1574,9	1541,5	1528,1	1851,0	1642,1	1687,3	1716,2	1851,5
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>53671,1</b>	<b>53902,0</b>	<b>55321,8</b>	<b>52388,8</b>	<b>48822,3</b>	<b>46244,7</b>	<b>47372,4</b>	<b>57379,6</b>	<b>49264,3</b>	<b>52305,5</b>	<b>51486,3</b>	<b>57397,1</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>625555,9</b>

**APÊNDICE A – Tabelas de simulação do melhor ângulo de inclinação dos módulos**

**Ângulo 29°**

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23
N	13,27	12,77	12,14	11,45	10,87	10,57	10,71	11,20	11,87	12,56	13,14	13,42
B	-63,3	-33,6	-5,9	23,7	53,4	80,1	115,7	145,4	175,1	204,7	234,4	260,1
E	-9,97	-14,54	-9,36	-0,22	3,75	0,57	-5,80	-3,88	5,68	14,97	14,95	6,11
H	5,22	5,48	4,7	4,14	3,42	3,17	3,24	4,2	4,24	4,76	5,14	5,69
Ho	11,75	11,11	9,91	8,3	6,9	6,2	6,49	7,68	9,26	10,64	11,54	11,89
KT	0,44	0,49	0,47	0,50	0,50	0,51	0,50	0,55	0,46	0,45	0,45	0,48
Hd/H	0,499	0,445	0,444	0,408	0,396	0,378	0,389	0,370	0,449	0,477	0,494	0,474
Hd	2,61	2,44	2,09	1,69	1,35	1,20	1,26	1,56	1,90	2,27	2,54	2,70
Rb	0,803	0,901	1,048	1,246	1,444	1,554	1,504	1,327	1,121	0,946	0,827	0,778
HT	4,61	5,10	4,75	4,69	4,30	4,23	4,20	5,02	4,46	4,54	4,60	4,93
Ht	347,05	399,06	391,67	409,56	395,39	399,76	392,17	448,04	375,30	361,62	349,73	367,21
Ta	23,8	24,2	23,4	21,8	18,9	17,8	17,4	18,6	19,4	21,0	22,1	23,0
Tc	33,5	35,4	34,4	33,3	30,0	29,0	28,4	31,2	30,0	31,1	31,9	33,3
Pm	105,8	122,5	119,8	124,7	118,9	119,8	117,2	135,4	112,9	109,2	106,0	111,8
Qt <sub>mód</sub>	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
Pm <sub>GFV</sub>	129,5	149,9	146,6	152,7	145,6	146,6	143,5	165,7	138,1	133,7	129,7	136,9
E <sub>GFVdia</sub>	1718,7	1914,2	1779,8	1748,2	1581,5	1550,5	1535,9	1855,9	1640,0	1679,5	1704,4	1836,6
Qtd mês	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>E<sub>GFVmês</sub></b>	<b>53278,5</b>	<b>53598,5</b>	<b>55175,0</b>	<b>52445,0</b>	<b>49027,4</b>	<b>46515,8</b>	<b>47612,9</b>	<b>57533,5</b>	<b>49199,2</b>	<b>52063,9</b>	<b>51132,6</b>	<b>56934,1</b>
<b>Total energia acumulada no ano</b>												<b>624516,3</b>

## ANEXO A – DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO INCLINADO

**Estação:** Sao Paulo

**Município:** Sao Paulo , SP - BRASIL

**Latitude:** 23,5° S

**Longitude:** 46,649° O

**Distância do ponto de ref. ( 23,54° S; 46,6° O ) :**6,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,22	5,48	4,70	4,14	3,42	3,17	3,24	4,20	4,24	4,76	5,14	5,69	4,45	2,52
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	24° N	4,72	5,22	4,83	4,70	4,24	4,13	4,12	4,99	4,50	4,64	4,70	5,05	4,65	1,09
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	4,81	5,28	4,85	4,66	4,16	4,04	4,04	4,93	4,50	4,69	4,79	5,16	4,66	1,24
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	34° N	4,37	4,93	4,71	4,75	4,41	4,37	4,33	5,13	4,45	4,43	4,37	4,63	4,57	,80