

# **PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA**

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Filipe Christo Bastos

**Análise da Eficiência Energética de uma Microgeração Distribuída Fotovoltaica  
em uma Edificação Comercial na Cidade de São Paulo**

São Paulo

Novembro de 2020

FILIPPE CHRISTO BASTOS

**Análise da Eficiência Energética de uma Microgeração Distribuída Fotovoltaica  
em uma Edificação Comercial na Cidade de São Paulo**

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

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor MSc. Alvaro Nakano

São Paulo  
Novembro de 2020



## **DEDICATÓRIA**

Aos meus pais Norma Sueli da Silva Christo Bastos e Antônio Marchi Bastos Neto, e à minha irmã Maria Eduarda Christo Bastos, que sempre estiveram ao meu lado na realização desse trabalho e na vida.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente a Deus, que ilumina meu caminho.

Aos meus pais Norma Sueli da Silva Christo Bastos e Antônio Marchi Bastos Neto, e minha irmã Maria Eduarda Christo Bastos, pelo apoio e força incondicionais.

À Coordenação do Programa de Educação Continuada (PECE), por ter me dado a oportunidade de realizar o curso.

Ao Professor Alvaro Nakano, que além de ter aceitado o convite de supervisionar meu Trabalho de Conclusão de Curso, sempre esteve presente para sanar minhas dúvidas e teve disponibilidade para me auxiliar e me ensinar.

## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
kW	Quilowatts
MW	Megawatts
kV	Quilovolts
CO <sub>2</sub>	Gás Carbônico
GWp	Giga Watts pico
Wh/m <sup>2</sup>	Watts pico por metro quadrado
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
W/m <sup>2</sup>	Watts por metro quadrado
SFCI	Sistema Fotovoltaico de Carga Isolada
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
<i>STC</i>	<i>Standard Test Conditions</i>
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
<i>MPPT</i>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PMP	Ponto de Máxima Potência
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
Km	Quilômetros
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FCA	Fator de Agrupamento de Circuitos
FRCS	Fator de Resistividade Térmica do Solo
FCT	Fator de Correção para Temperatura

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. 1 - Crescimento anual da capacidade instalada mundial de energia solar fotovoltaica .....	12
Figura 1. 2 – Matriz de geração de energia elétrica brasileira 2017 .....	13
Figura 2. 1 – Esquemático de um processo de dopagem do tipo P .....	18
Figura 2. 2 – Esquemático de um processo de dopagem do tipo N.....	18
Figura 2. 3 – Medidor de radiação solar .....	19
Figura 2. 4 – Esquemático dos Solstícios e Equinócios durante o movimento de translação ..	21
Figura 2. 5 – Configuração de um Sistema Fotovoltaico de Cargas Isoladas (SFCI) .....	23
Figura 2. 6 – Configuração de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede .....	24
Figura 2. 7 – Módulo Fotovoltaico .....	25
Figura 2. 8 – Curvas Características Corrente x Tensão para o Módulo Fotovoltaico.....	26
Figura 2. 9 – Esquemático de arranjo fotovoltaico em série .....	27
Figura 2. 10 – Esquemático de arranjo fotovoltaico em paralelo .....	27
Figura 2. 11 – Inversores aplicados num sistema fotovoltaico .....	29
Figura 2. 12 – Exemplo de Ponto de Máxima Potência para um Módulo Fotovoltaico .....	30
Figura 2. 13 – Especificações Técnicas do Modelo CS6U-320P .....	34
Figura 2. 14 – Dados Técnicos do Fronius Primo 6.0-1 .....	35
Figura 2. 15 – Exemplar de Analisador de Qualidade de Energia Fluke 435 II.....	43
Figura 2. 16 - Diagrama de Tensões por String.....	51
Figura 2. 17 - Diagrama de Correntes por String .....	51
Figura 2. 18 - Diagrama de Blocos.....	52
Figura 2. 19 - Diagrama do Sistema Fotovoltaico.....	62
Figura 2. 20 - Balanço Energético .....	65
Figura 2. 21 - Emissão de CO <sub>2</sub> por MWh gerado em 2017 .....	66
Figura 2. 22 – Gráfico do <i>Payback</i> Descontado .....	71

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2. 1 - Irradiação Solar Média Mensal da Cidade de São Paulo .....	37
Tabela 2. 2 - Ângulo de Declinação Solar $\delta$ para Dia Médio de cada Mês.....	38
Tabela 2. 3 - Valores de Ângulo Horário do Pôr do Sol para cada Mês .....	39
Tabela 2. 4 – Valores de Duração da Insolação $N$ para cada Mês.....	39
Tabela 2. 5 - Determinação do Fator de Correção para Agrupamentos de Circuitos.....	54
Tabela 2. 6 - Métodos de Instalação de Cabos Elétricos .....	55
Tabela 2. 7 - Fator de Correção de Temperatura por Temperatura Ambiente .....	56
Tabela 2. 8 - Capacidade de Condução de Corrente por Método de Referência.....	57
Tabela 2. 9 - Irradiação Solar e Temperaturas por Mês .....	64
Tabela 2. 10 - Orçamento da Instalação .....	67
Tabela 2. 11 - Impostos sobre a Tarifa de Energia.....	68
Tabela 2. 12 – Representação do Fluxo ao longo dos anos.....	70
 Tabela A - Balanço Energético.....	 80



## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	12
1.1.	OBJETIVO GERAL.....	15
1.1.1	Objetivos específicos.....	15
1.2.	METODOLOGIA.....	15
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	17
2.1.	FUNDAMENTOS DE ENERGIA SOLAR.....	17
2.1.1.	Energia Solar e Irradiância .....	17
2.1.2.	Geometria Solar.....	20
2.2.	FUNDAMENTOS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA .....	21
2.2.1.	Conversão Fotovoltaica e suas Perdas.....	21
2.2.2.	Diagrama de uma Central Fotovoltaica Típica.....	22
2.2.3.	Módulos Fotovoltaicos .....	24
2.2.4.	Gerador Fotovoltaico.....	27
2.2.5.	Inversores .....	28
2.2.6.	Maximum Power Point Tracking (MPPT) .....	29
2.2.7.	Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) .....	30
2.2.8.	Eficiência Energética em Sistemas Fotovoltaicos .....	31
2.3.	REQUISITOS DAS NORMAS.....	32
2.3.1.	Principais Requisitos de Conexão à Rede .....	32
2.3.2.	Compensação de Energia.....	33
2.4.	DESENVOLVIMENTO DO PROJETO.....	34
2.4.1.	Especificações do Módulo Fotovoltaico.....	34
2.4.2.	Especificações do Inversor .....	35
2.4.3.	Dados do Local.....	36
2.4.4.	Cálculo de Parâmetros .....	37
2.4.5.	Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico.....	41

2.4.6.	Cálculo do FDI .....	49
2.4.7.	Faixa de Valores de Tensão e Corrente .....	50
2.4.8.	Dimensionamento Elétrico do Sistema Fotovoltaico .....	52
2.4.9.	Componentes de Proteção do Sistema Fotovoltaico.....	60
2.4.10.	Visão Global do Projeto .....	62
3.	ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	64
3.1.	BALANÇO ENERGÉTICO .....	64
3.2.	BENEFÍCIOS AO MEIO AMBIENTE .....	66
3.3.	ANÁLISE ECONÔMICA.....	67
4.	CONCLUSÃO .....	73
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	75
	APÊNDICE A .....	80

## RESUMO

As fontes de energias renováveis e limpas, como a solar e a eólica, têm ganhado destaque crescente na matriz energética mundial. Apesar de globalmente ainda predominar o consumo de fontes não renováveis, sendo os principais o carvão mineral e o petróleo, há a necessidade de se buscar cada vez mais as fontes de energias renováveis. A necessidade se dá por questões econômicas e ambientais, ou seja, possuir alternativas energéticas diminui a dependência econômica do carvão mineral e do petróleo, além de frear o avanço de fenômenos naturais como o aquecimento global. O Brasil é um país privilegiado na disponibilidade de fontes de energias renováveis, possuindo o recurso hídrico como a principal delas atualmente para a geração de eletricidade. A fonte de energia solar é uma das alternativas exploradas pelo país para diminuir a dependência dos rios e lagos. Nesse cenário, esse trabalho desenvolve um projeto de microgeração distribuída para um edifício comercial localizado na cidade de São Paulo, no qual se utiliza a radiação emitida pelo Sol para produzir energia elétrica, de forma que o consumidor se beneficie economicamente dessa produção. O objetivo é desenvolver todas as etapas que formam o sistema fotovoltaico. Os conceitos mais importantes que envolvem o processo de transformação da energia são apresentados e calculados, de forma que se conheça o motivo funcional de cada componente. São apresentados também os incentivos para que a micro e minigeração distribuída sejam difundidas em todo o território brasileiro, representados principalmente pela RN 482-2012, Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O projeto das instalações elétricas foi dimensionado e configurado obedecendo aos requisitos das normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Então, avaliou-se a viabilidade econômica da sua execução, com base no método de *payback*, e relacionando o resultado à eficiência energética, que nesse trabalho é evidenciada pela economia financeira resultante do consumo evitado pela construção da microgeração distribuída. Foi feita também uma previsão da redução da emissão de gases de efeito estufa, calculando quantos quilos de gás carbônico ao ano deixaria de serem emitidos com o sistema fotovoltaico.

**Palavras chave:** energia solar, microgeração fotovoltaica, edifício comercial, cidade de São Paulo, eficiência energética.

## **ABSTRACT**

*Sources of renewable and clean energy, like solar and wind, has gained increasing prominence in the world energy matrix. Although globally still dominate the consumption of non-renewable sources, being the main mineral coal and oil, there is a need to seek more and more renewable energy sources. The need is due to economic and environmental issues, that is, having energy alternatives decreases the economic dependence on mineral coal and oil, in addition to slowing the advance of natural phenomena such as global warming. Brazil is a privileged country in availability of renewable energy sources, having the water resource as the main one currently for electricity generation. The source of solar energy is one of the alternatives explored by the country to reduce dependence on rivers and lakes. In this scenario, this work develops a distributed microgeneration project for a commercial building located in the Sao Paulo city, in which the radiation emitted by the Sun is used to produce electricity, so that the consumer benefits economically from this production. The objective is to develop all the stages that make up the photovoltaic system. The most important concepts that involve the energy transformation process are presented and calculated, so that the functional reason of each component is known. The incentives for the distributed micro and mini-generation to be disseminated throughout the Brazilian territory are also presented, mainly represented by RN 482-2012, Normative Resolution of the National Electric Energy Agency (ANEEL). The electric installations' project was dimensioned and configured according to the requirements of the standards of the Brazilian Association of Technical Standards (ABNT). Then, the economic viability of its execution was evaluated, based on the payback method, and relating the result to energy efficiency, which in this work is evidenced by the financial savings resulting from the consumption avoided by the construction of the distributed microgeneration. A forecast was also made to reduce the emission of greenhouse gases, calculating how many kilograms of carbon dioxide a year would no longer be emitted with the photovoltaic system.*

**Key words:** solar energy, photovoltaic microgeneration, commercial building, Sao Paulo city, energy efficiency

## 1. INTRODUÇÃO

Historicamente o mundo tem uma grande dependência de algumas fontes de energia, denominadas como não renováveis e que são agressivas ao meio ambiente. O petróleo, como seus derivados, e o carvão mineral são os grandes responsáveis pela geração de energia em nível global. Entretanto as fontes de exploração desses recursos são esgotáveis e o uso deles causa grandes efeitos negativos ao meio ambiente. A emissão de gás carbônico (CO<sub>2</sub>), por exemplo, é resultado da queima de combustível, composto por derivados do petróleo, que contribui para a destruição da camada de ozônio, que é responsável pela proteção do planeta, retendo parte da emissão dos raios solares. Todo esse processo favorece o fenômeno chamado de aquecimento global.

Sob a previsão desse cenário negativo com a dependência energética de fontes não renováveis, nas últimas décadas o mundo tem buscado explorar alternativas de energia que possam começar a substituir a função do petróleo e carvão mineral na geração de energia elétrica. As fontes de energia solares, eólica, dentre outras, passaram a ter relevância no mercado mundial. Discutindo especificamente sobre a energia solar, pode-se analisar na Figura 1.1 o crescimento da capacidade instalada anual da energia solar no mundo, que ultrapassou 98 GW em 2017.

Figura 1. 1 - Crescimento anual da capacidade instalada mundial de energia solar fotovoltaica



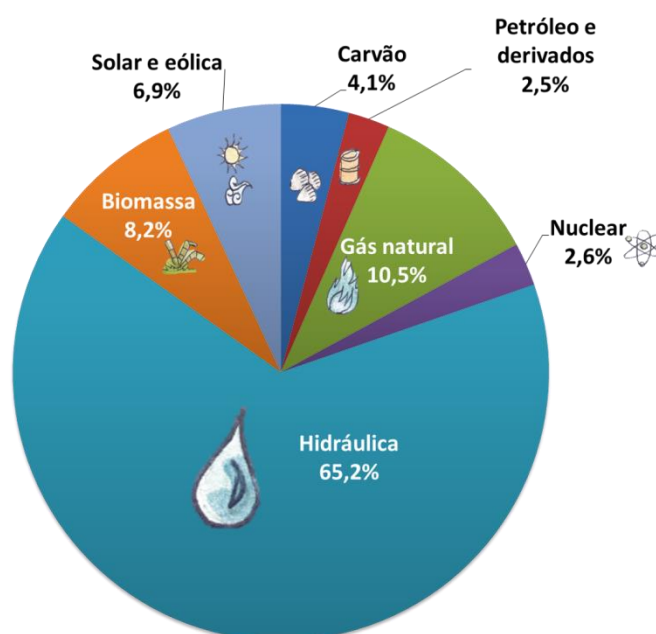
Fonte: Joshua S. Hill, CleanTechnica (2018).

Pode-se perceber na Figura 1.1 que, a partir de 2015, o crescimento anual da capacidade instalada mundial de energia solar fotovoltaica passou a apresentar números mais

relevantes. Considerando apenas o ano de 2016, onde se instalou quase 80 GW em energia solar fotovoltaica no mundo, equivale a um aumento de mais de 50% em relação ao ano anterior, 2015. Vê-se também que a China tem tido um papel de destaque nesse crescimento, sendo o país que mais instala, em termos de capacidade, centrais fotovoltaicas no mundo nos últimos anos.

Quando se analisa o cenário brasileiro, pode-se ver, conforme Figura 1.2, que a energia solar tem um papel importante na matriz de geração de energia elétrica.

Figura 1. 2 – Matriz de geração de energia elétrica brasileira 2017



Fonte: Balanço Energético Nacional (2018).

Pela Figura 1.2 vê-se ainda a predominância da energia gerada pelas hidrelétricas pelo país, mesmo porque é privilegiado na disponibilidade do recurso hídrico quando comparado com a maioria dos outros países. A energia solar, junto com a eólica, já em 2017 foram responsáveis pela geração de 6,9% de toda a eletricidade do País.

Mesmo com a evolução da presença da energia fotovoltaica, o Brasil ainda está longe de atingir a totalidade de seu potencial. De acordo com Pereira apud Limp (2017), o Brasil apresenta uma boa e uniforme incidência de radiação solar em toda sua extensão. Enquanto em qualquer região nacional a radiação solar global está numa faixa de 1500 a 2500 Wh/m<sup>2</sup>, a maioria dos países europeus não tem números nem próximos. Na Alemanha, por exemplo,

onde há um ótimo aproveitamento da energia solar, o valor máximo de radiação solar em seu território é de 1250 Wh/m<sup>2</sup>.

Como forma de aproveitar melhor o potencial da energia solar fotovoltaica, o Brasil tomou algumas medidas governamentais para incentivar aos consumidores residenciais, comerciais e industriais a produzirem parte de sua energia por meio da geração distribuída<sup>1</sup>.

A criação da Resolução RN 482/2012, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), auxiliou o processo de popularização da geração de energia solar, pois regulamentou a conexão da microgeração e minigeração distribuídas à rede de distribuição. A vantagem dos consumidores que instalaram seus sistemas à rede de distribuição foi a participação no regime de compensação de energia elétrica, onde a energia elétrica que o usuário fornece à rede, recebe em forma de desconto na conta de energia consumida. Em 2015 foi elaborada a Resolução REN 687/2015, que detalhou mais a Resolução RN 482/2012, classificando em microgeração para as gerações de até 75 kW e minigeração para aquelas acima de 75 kW e abaixo de 5 MW.

O mercado de energia, com a presença consolidada do petróleo e seus derivados, e do carvão mineral, é um desafio para a entrada de novas fontes de energias. Mesmo que sejam mais atraentes do ponto de vista ambiental, as fontes limpas e renováveis de energia precisaram de subsídios para o mercado ficar mais acessível a elas. Esses subsídios podem ser caracterizados pelos descontos nos valores da TUST<sup>2</sup> e da TUSD<sup>3</sup>, determinados pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, onde os consumidores que possuísem micro ou minigeração distribuídas conectadas à rede passariam a ter um valor cobrado reduzido dessas duas taxas.

Cabe salientar que, atualmente, há uma discussão sobre a Revisão da RN 482/2012, envolvendo a compensação de créditos que o consumidor tem direito ao conectar a micro ou minigeração distribuída à rede. A proposta é que, de acordo com a modalidade do consumidor, se é geração junto à carga ou geração remota, seja compensada apenas uma parcela da energia produzia. Ou seja, a compensação, que hoje é integral, tornar-se-ia parcial, caso a proposta seja aceita e efetivada.

---

<sup>1</sup> Geração Distribuída (GD) é a expressão que representa o sistema de gerar eletricidade que esteja próximo ao consumidor. Exemplos de GD são os cogeneradores, geradores de emergência, painéis fotovoltaicos dentre outros. <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp)>

<sup>2</sup> TUST é a abreviação para a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

<sup>3</sup> TUSD é a abreviação para a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

Nesse cenário de crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil, esse trabalho tem como foco desenvolver um projeto teórico de implantação de um sistema fotovoltaico para uma edificação comercial, localizada na cidade de São Paulo, relacionando os resultados obtidos com a Eficiência Energética quanto à economia de energia causada pela microgeração distribuída.

## **1.1. OBJETIVO GERAL**

O objetivo desse trabalho é passar por todas as etapas que contemplam um projeto de construção de um sistema fotovoltaico, desde a escolha da placa fotovoltaica até a melhor disposição do arranjo, apropriadamente dimensionado, aproveitando da melhor maneira o terreno no qual está instalado e a incidência da radiação solar na região.

### **1.1.1 Objetivos específicos**

O projeto a ser realizado por esse trabalho tem como objetivo, além de mostrar as fases de dimensionamento do sistema fotovoltaico, relacionar o arranjo com a economia de energia que é proporcionada quando é conectada a rede. A Eficiência Energética então é um fator importante a ser analisado e relevado nessa situação.

## **1.2. METODOLOGIA**

Para a realização desse trabalho, diversas etapas foram cumpridas. As iniciais foram formadas pelo estudo das normas técnicas vigentes que norteiam a geração distribuída conectada à rede elétrica, como também das regulamentações do setor, como por exemplo, a RN 482/2012, elaborada pela ANEEL.

A segunda etapa baseou-se na avaliação do local escolhido, como suas características climáticas e geográficas.

Na terceira etapa foi realizado o levantamento de carga elétrica do edifício comercial, considerando somente os pontos de tomada e de iluminação.

A quarta etapa foi caracterizada pelo dimensionamento do sistema fotovoltaico, considerando o melhor posicionamento do arranjo dos painéis, para obter o máximo de rendimento em geração de energia elétrica.



A quinta etapa foi marcada pelo levantamento dos materiais, bem como seus custos, necessários para executar o projeto realizado.

A sexta etapa foi caracterizada por calcular o *payback*, ou seja, o retorno do investimento na execução do projeto do sistema fotovoltaico.

A última etapa foi a conclusão do trabalho, composta por uma análise final do projeto e relatando de que maneira a Eficiência Energética foi evidenciada no processo.

## **2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1. FUNDAMENTOS DE ENERGIA SOLAR**

Para o desenvolvimento de um projeto fotovoltaico, é importante conhecer e compreender conceitos básicos que norteiam os aspectos principais da energia solar. A seguir os conceitos serão explanados de uma forma geral.

#### **2.1.1. Energia Solar e Irradiância**

A energia solar é, basicamente, aquela oriunda dos raios solares. Por se tratar de uma energia renovável e limpa, ela é aproveitada e aplicada em diversas situações e tecnologias.

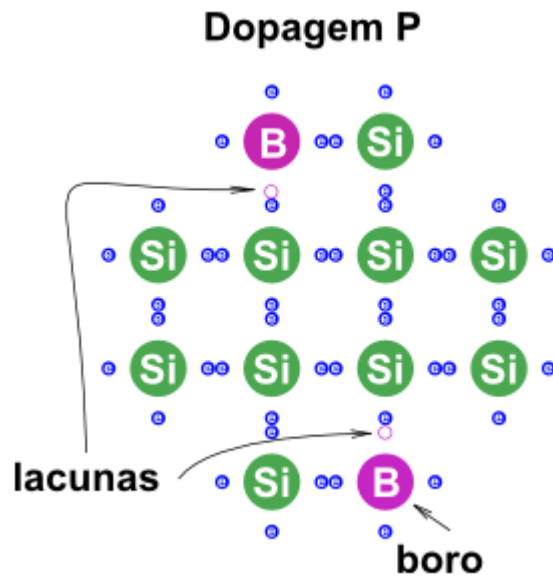
O conceito de energia solar leva a uma das suas aplicações de maior destaque na atualidade, que é na energia solar fotovoltaica, que consiste na transformação da energia proveniente dos raios solares em energia elétrica, processo diretamente ligado com o objeto de estudo desse trabalho.

A conversão fotovoltaica é um efeito que foi descoberto pelo físico Alexandre Becquerel, em 1839, quando o mesmo observou que, em exposição à luz solar, um material semicondutor apresentava uma diferença de potencial em suas extremidades.

O silício, um dos elementos mais utilizados no efeito fotovoltaico, apresenta quatro elétrons que se conectam aos outros átomos, com o objetivo de formar uma rede cristalina estável. Para o funcionamento do efeito, necessita-se realizar a dopagem, processo que pode ser do tipo p ou do tipo n.

Na dopagem do tipo p são usados átomos com menos elétrons que o átomo de silício como, por exemplo, o boro. A falta de elétrons nessa situação gera as chamadas lacunas. Esse processo pode ser observado na Figura 2.1.

Figura 2. 1 – Esquemático de um processo de dopagem do tipo P

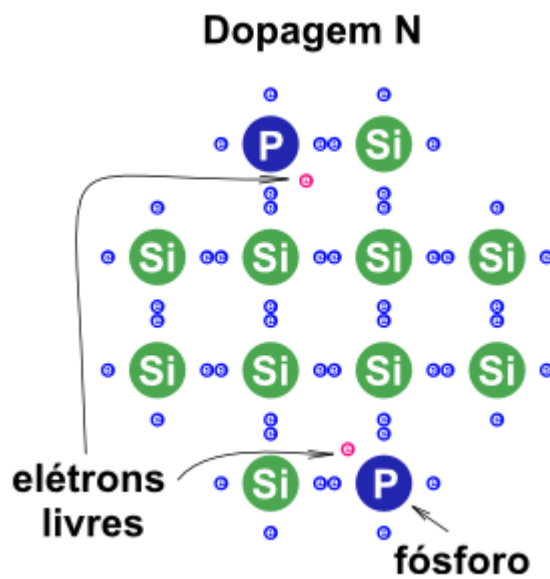


Fonte: Eletronpi.

Pela Figura 2.1 percebe-se a criação de lacunas, espaços vazios onde deveriam existir elétrons quando o elemento boro, com menos elétrons, é unido ao silício.

Na Figura 2.2 acontece o processo de dopagem do tipo n, quando o silício é ligado a átomos com mais elétrons que ele, conforme visto abaixo.

Figura 2. 2 – Esquemático de um processo de dopagem do tipo N



Fonte: Eletronpi.

No caso da Figura 2.2, o elemento unido ao silício é o fósforo que, por possuir mais elétrons que o silício, gera excesso de elétrons.

Se as camadas dos semicondutores do tipo p e n forem conectadas, ocorre a junção pn, na qual há o deslocamento dos elétrons que estão livres para as lacunas, gerando uma barreira de potencial. Se expostos à luz solar, há uma aceleração dos elétrons, provocando a diferença de potencial, e completando o fenômeno do efeito fotovoltaico.

A irradiância é um conceito de medição importante no cenário da energia fotovoltaica. Medida em  $\text{W/m}^2$ , é responsável por determinar o nível de radiação solar de uma superfície. O aparelho usado nessa medição chama-se sensor ou medidor de radiação solar, exemplificado pela Figura 2.3.

Figura 2. 3 – Medidor de radiação solar



Fonte: PCE-Medidores.

Observa-se no aparelho mostrado pela Figura 2.3 a grandeza  $\text{W/m}^2$ , representando a irradiância.

A irradiância produzida pelo Sol na superfície terrestre, numa situação de céu aberto, sem nuvens, é de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , e é usada como referência para o dimensionamento e fabricação de módulos fotovoltaicos.

### 2.1.2. Geometria Solar

A Geometria Solar é fundamentada pelos movimentos de rotação e translação da Terra. O movimento de rotação é aquele que a Terra faz em volta de si mesma, com duração de 24 horas, ou um dia. Já o movimento de translação é o que a Terra exerce ao redor do Sol, com duração de 365 dias, ou um ano.

O eixo imaginário, em torno do qual a Terra realiza o movimento de rotação, tem uma inclinação de  $23^{\circ}27'$  em relação ao plano da órbita terrestre. Essa inclinação faz com que o sol incida em diferentes momentos em diversas regiões do planeta, formando assim os dias e as noites.

No movimento de translação a Terra faz um movimento em trajeto elíptico ao redor do Sol. Como há uma inclinação da Terra em relação ao plano do trajeto elíptico, formam-se as estações do ano.

A interação dos raios solares com a superfície terrestre proporciona a formação de ângulos, sendo um deles designado como declinação solar, representada pelo símbolo  $\delta$ , cuja definição dá-se como o ângulo entre a direção dos raios solares e o plano do Equador, e pode variar entre  $-23,45^{\circ}$  e  $23,45^{\circ}$  durante o ano.

Como a radiação do Sol atinge o planeta Terra de forma variada, dependendo da região e do momento, dois fenômenos são gerados, que são o Solstício e o Equinócio. O primeiro denomina os momentos em que os hemisférios norte e sul são iluminados de forma desigual pelo Sol, enquanto que o segundo designa os momentos em que há iluminação igual para os hemisférios. A Figura 2.4 ilustra bem os fenômenos de Solstício e Equinócio.

Figura 2. 4 – Esquemático dos Solstícios e Equinócios durante o movimento de translação



Fonte: Alessandra Berto, Solar Brasil.

Vê-se na Figura 2.4 que durante o movimento de translação ocorrem dois momentos de Solstício e dois momentos de Equinócio.

## 2.2. FUNDAMENTOS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Nesta seção serão observados os conceitos e processos que envolvem a transformação da energia emitida pelos raios solares em energia elétrica.

### 2.2.1. Conversão Fotovoltaica e suas Perdas

A conversão fotovoltaica, processo no qual há o aproveitamento da incidência dos raios solares para a produção de energia elétrica, se dá pelo efeito fotovoltaico, fenômeno explicado na Seção 2.1.1.

Dentre suas variadas aplicações, a conversão fotovoltaica no objeto de estudo desse trabalho é utilizada no sistema para geração de energia elétrica, tanto para consumo interno quanto para disponibilizar para a rede de distribuição.

Esse sistema, como qualquer processo de transformação de energia, apresenta suas perdas, que possuem origens distintas e atingem diferentes etapas do projeto.

Uma das possíveis origens de perdas no sistema fotovoltaico é no local onde são instalados os módulos fotovoltaicos. A existência de obstáculos à incidência dos raios solares nos módulos diminui o nível de radiação solar, prejudicando o rendimento na produção de energia elétrica. Poeiras e resíduos que possam atingir a superfície dos módulos também serão obstáculos à captação da energia solar.

Outro fator que pode reduzir o rendimento do sistema é a temperatura. Todos os componentes da instalação possuem a faixa de temperatura de operação, delimitado por um mínimo e máximo. Caso a temperatura do ambiente faça com que o equipamento opere numa temperatura fora da faixa à qual está especificado, o desempenho na produção de energia já será prejudicado.

Essas perdas envolvidas no sistema fotovoltaico provocam o *mismatch*, que significa a incompatibilidade de componentes que trabalham conectados. Isso ocorre quando, por motivos diversos, como sujeira, obstáculos dentre outros, diferencia a produção de energia de módulos que estão ligados em série em um arranjo fotovoltaico. Essa distinção de produção acarreta em perdas de energia no sistema.

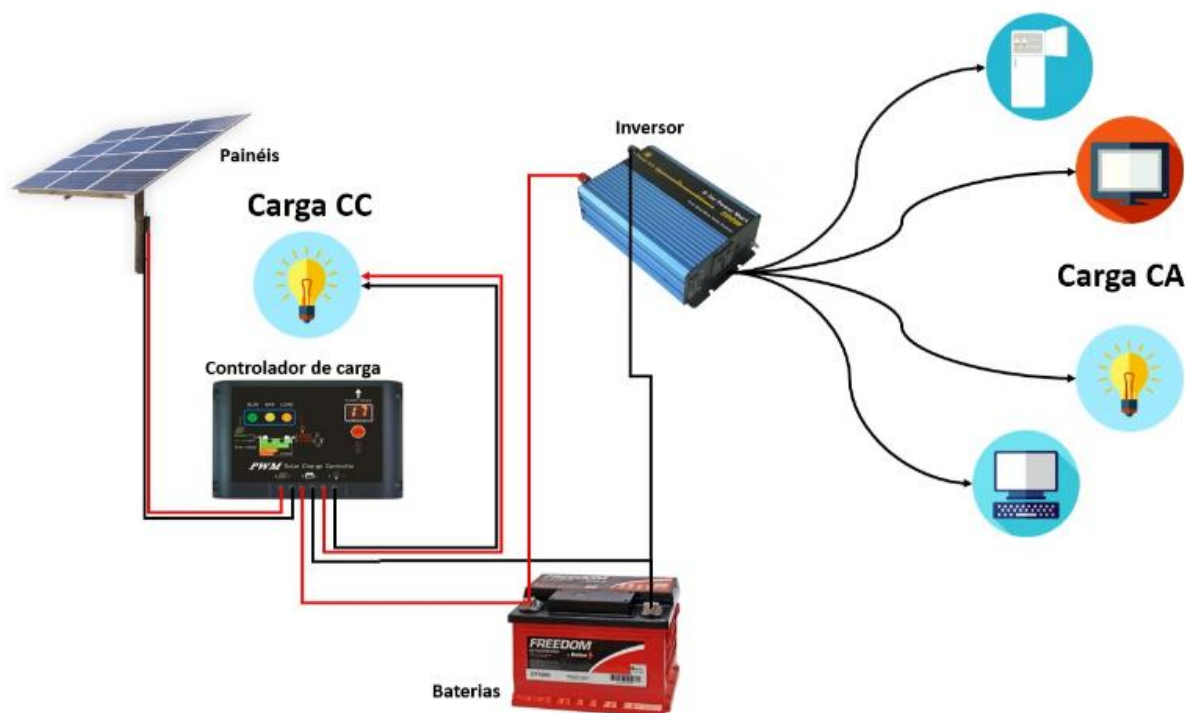
### **2.2.2. Diagrama de uma Central Fotovoltaica Típica**

O Sistema Fotovoltaico representa a composição de etapas que, quando, interligadas, transformam a energia solar em energia elétrica para atingir o objetivo ao qual foi proposto.

Existem dois tipos de Sistemas Fotovoltaicos, aqueles que alimentam cargas isoladas e aqueles que são conectados à rede.

O Sistema Fotovoltaico de Cargas Isoladas (SFCI) ou autônomo (SFA) é utilizado para alimentar cargas de forma autônoma. Portanto, esse sistema exige alguma forma de armazenamento, sendo normalmente utilizadas as baterias. Também possui como componente os inversores, que são responsáveis por converter a corrente elétrica contínua, que é produzida pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada, para que as cargas possam ser alimentadas. A Figura 2.5 mostra uma configuração simples de um SFCI.

Figura 2. 5 – Configuração de um Sistema Fotovoltaico de Cargas Isoladas (SFCI)



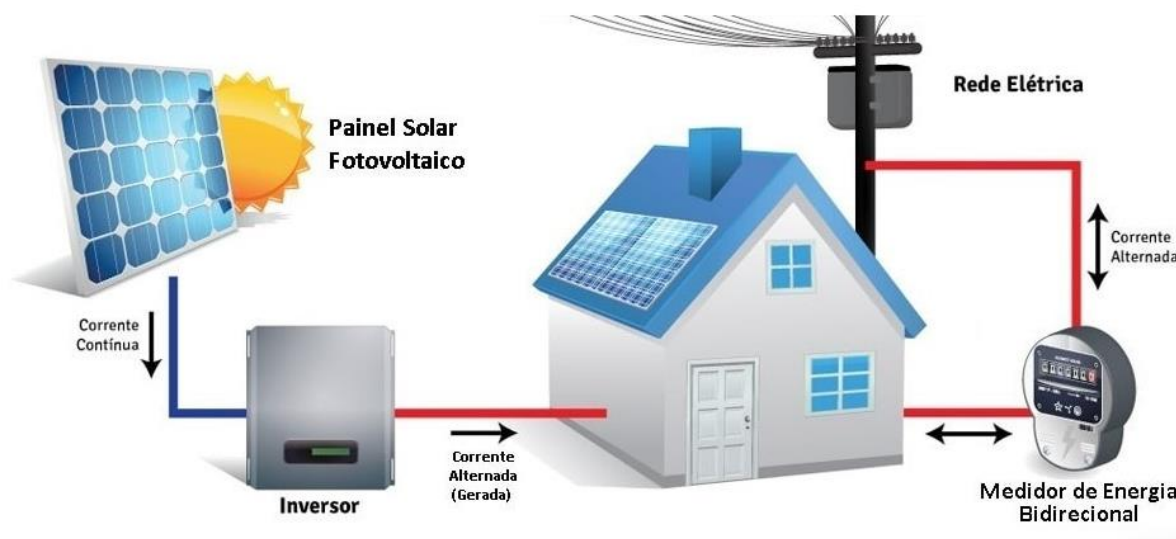
Fonte: VC Solar (2019).

Na Figura 2.5 encontra-se o funcionamento de um SFCI convencional, tendo a presença da bateria, onde se armazena a energia, que é ligada ao inversor, onde há conversão de corrente contínua em corrente alternada, alimentando então as cargas elétricas.

O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) é aquele que há a conexão com a Rede de Distribuição, e que é o foco do objeto de estudo desse trabalho. Esse sistema apresenta componentes em comum com o SFCI, como os inversores e os arranjos de módulos fotovoltaicos. O componente que diferencia, basicamente, a sua função para a do SFCI, é o emprego do medidor bidirecional, que é similar a um medidor padrão, com a peculiaridade de que aceita passagem de energia em duas direções distintas. Essa função possibilita que o consumidor que possui um SFCR possa enviar energia elétrica gerada para a Rede de Distribuição. A Figura 2.6 demonstra um esquemático de um SFCR.



Figura 2. 6 – Configuração de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede



Fonte: Mitra Tech.

Analisa-se pela Figura 2.6 que, além da energia produzida pelo arranjo fotovoltaico alimentar circuitos elétricos existentes no local onde é gerado, disponibiliza o excesso dela para a Rede de Distribuição, ou seja, para a Concessionária. Esse processo propicia a compensação de energia elétrica, ou seja, o consumidor receberá em forma de crédito, a ser aproveitado nas futuras contas de energia, pela energia que transmitiu à concessionária.

O SFCR será a configuração utilizada para o projeto desse trabalho. Portanto, os seus componentes serão individualmente estudados e dimensionados, a fim de posteriormente dividir o sistema em blocos e entender seu funcionamento quando interligados.

### 2.2.3. Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são os componentes presentes na primeira etapa do sistema fotovoltaico. Cada um desses módulos é formado pela conexão, em série e/ou em paralelo, de células fotovoltaicas. Estas podem ser encontradas, comercialmente, em três tipos:

- Monocristalinas: quando as células fotovoltaicas são compostas por um único cristal, facilitando sua construção e obtendo alta eficiência, porém apresentando alto custo;
- Policristalinas: ao contrário do tipo anterior, esta é formada por diversos cristais, tornando-as mais baratas que o primeiro tipo, pois o processo de fabricação é menos complexo. São as mais utilizadas nos dias de hoje;

- Amorfos: o custo de produção para esse tipo é baixo, mas também apresenta baixo índice de eficiência, possuindo pouca aplicação. Como uma forma de aumentar sua eficiência, pode-se combinar suas camadas.

Os módulos fotovoltaicos são responsáveis pela transformação da energia captada do Sol em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico, conforme visto na Seção 2.1.1. Um exemplar de módulo fotovoltaico pode ser visto na Figura 2.7.

Figura 2. 7 – Módulo Fotovoltaico



Fonte: Intelbras.

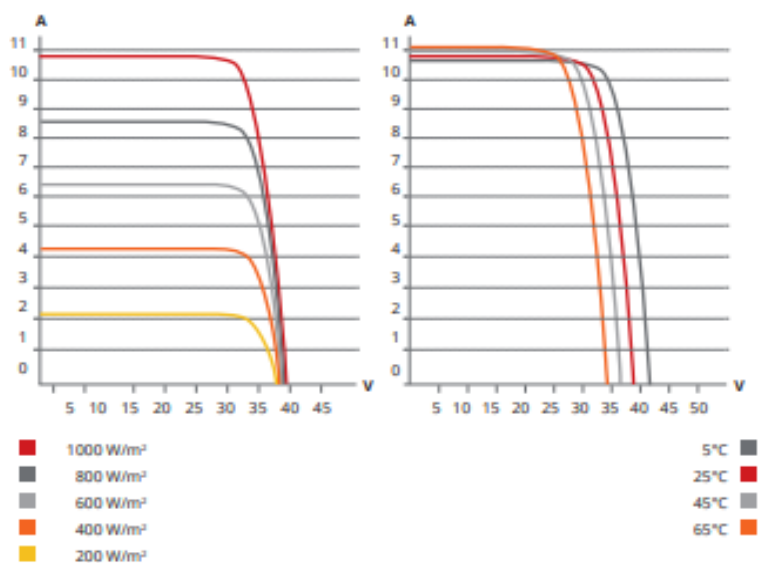
Pela Figura 2.7 é possível visualizar as células fotovoltaicas conectadas, com o propósito de aumentar sua tensão de saída, no caso de ligação em série, ou de aumentar a corrente, no caso de ligação em paralelo.

Podendo também ser chamado de painel fotovoltaico, o módulo fotovoltaico, como qualquer componente eletroeletrônico, apresenta suas condições operacionais, determinadas por especificações técnicas. Para a construção dessas especificações, emprega-se o chamado

STC<sup>4</sup>, que designa as condições de referência para a determinação da potência máxima do componente.

No *data-sheet* dos módulos fotovoltaicos, é importante atentar-se para a existência de curvas características que relacionam a corrente por tensão, em condições que há variação da irradiação solar e da temperatura da célula fotovoltaica, conforme mostrado na Figura 2.8.

Figura 2. 8 – Curvas Características Corrente x Tensão para o Módulo Fotovoltaico



Fonte: Canadian Solar (2020).

Percebe-se pela Figura 2.8 que em altos níveis de irradiação solar os módulos fotovoltaicos apresentam maiores valores de corrente, enquanto que em temperaturas mais baixas apresentam-se valores mais elevados de tensão. Resumidamente, a potência de saída aumenta proporcionalmente com o aumento da irradiação solar, e é inversamente proporcional ao aumento da temperatura.

---

<sup>4</sup> STC: *Standard Test Conditions*, determina as condições de teste que são adotadas como referência para adquirir a potência máxima dos módulos fotovoltaicos. Nessas condições, o espectro de Massa de Ar é igual 1,5, a Irradiação Solar é de 1.000 W/m² (equivalente a céu claro), e a temperatura da célula fotovoltaica é de 25° C.

#### 2.2.4. Gerador Fotovoltaico

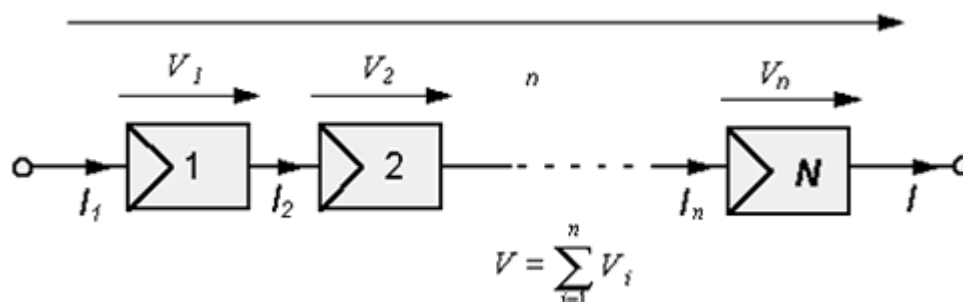
A primeira etapa do sistema fotovoltaico, como dito na Seção 2.2.5, é formada essencialmente por módulos fotovoltaicos. A ligação dos módulos entre si configura-se em um gerador fotovoltaico.

Uma das formas em que o arranjo pode ser configurado é com módulos em série. Nessa situação, a tensão total equivale à somatória da tensão de cada módulo da série, produzindo então uma tensão de saída amplificada.

Outra forma de arranjo fotovoltaico é a configuração em paralelo. Nesse caso, a corrente total equivale à somatória da corrente de cada módulo que está em paralelo, apresentando uma corrente de saída amplificada.

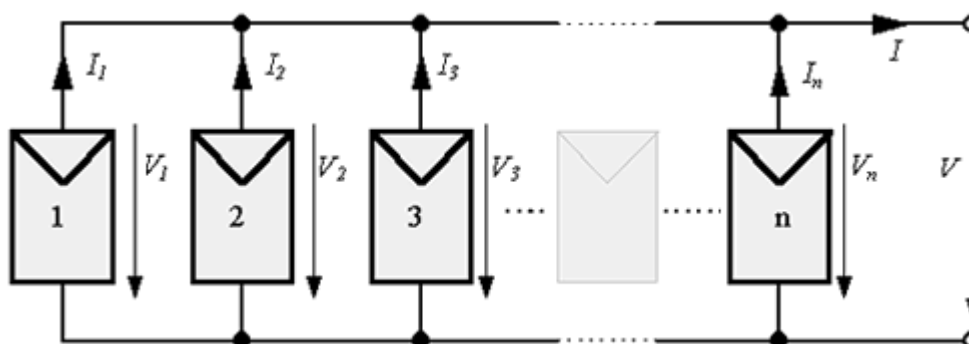
As Figuras 2.9 e 2.10 demonstram esquemáticos das configurações em série e em paralelo, respectivamente, dos arranjos fotovoltaicos.

Figura 2. 9 – Esquemático de arranjo fotovoltaico em série



Fonte: CRESESB (2008).

Figura 2. 10 – Esquemático de arranjo fotovoltaico em paralelo



Fonte: CRESESB (2008).

As Figuras acima representam em modelos de diagramas a disposição dos módulos em cada tipo de arranjo fotovoltaico. Observa-se na Figura 2.9 que, por ser uma configuração em série, a corrente que passa por todos os módulos é igual, enquanto que na Figura 2.10, conforme a propriedade básica da configuração em paralelo, a tensão existente em cada módulo é igual.

Fatores externos, como o sombreamento, podem reduzir a área de recepção de radiação solar de certos módulos. Consequentemente, estes módulos, com eficiência menor que os demais, produzirão corrente ou tensão distintas em relação aos outros que estejam ligados em série, provocando perdas por *mismatch*. Uma maneira de se evitar essas perdas é a utilização de diodos de desvio, ou *by pass*, que têm como função desviar a corrente desconsiderando a célula defeituosa.

Portanto, a escolha da melhor configuração de arranjo depende de cada projeto, variando desde o formato da superfície na qual será instalado, até dos parâmetros que são desejados na geração de energia elétrica.

### **2.2.5. Inversores**

O inversor, dentro do sistema fotovoltaico, tem uma das principais funções de todo o conjunto, que é converter a corrente elétrica contínua (CC), produzida pelos arranjos fotovoltaicos a partir da radiação solar, em corrente elétrica alternada (CA), que é transmitida para a alimentação do sistema elétrico, podendo ser para consumo interno ou para a Rede de Distribuição.

Adicionalmente à sua função principal, o inversor é responsável por garantir uma boa interação do sistema fotovoltaico com a rede elétrica na qual o sistema está conectado. Para que isso ocorra, o dimensionamento do inversor deve levar em consideração as características do arranjo fotovoltaico, bem como os níveis de saída produzidos por ele.

De acordo com Zilles (2012), é necessário verificar se a tensão fornecida pelo gerador fotovoltaico encontra-se dentro da faixa de tolerância dimensionada pelo fabricante do inversor do sistema em questão. A tensão de circuito aberto  $V_{oc}$  do gerador fotovoltaico não pode ser maior que a faixa de tensão suportável de entrada do inversor, quando ocorrerem as temperaturas mais baixas. Analogamente, a tensão de máxima potência  $V_{mp}$  do gerador fotovoltaico não pode ser menor que a faixa de tensão de máxima potência de entrada do inversor quando ocorrerem as temperaturas mais elevadas.

Os inversores, então, devem ser escolhidos cuidadosamente, de acordo com os parâmetros apresentados por cada fabricante e as características do gerador fotovoltaico às quais esses componentes devem atender para que o projeto seja eficaz. É importante conhecer também as propriedades básicas de um inversor para a realização do dimensionamento. A Figura 2.11 retrata um exemplo de inversor que já se encontra empregado para desempenhar suas funções.

Figura 2. 11 – Inversores aplicados num sistema fotovoltaico



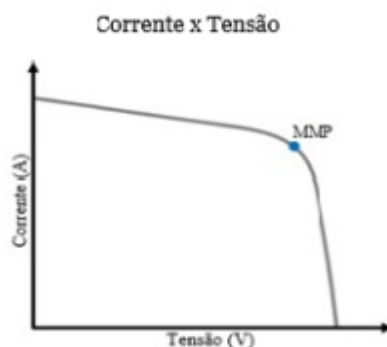
Fonte: Energia Solar PHB (2018).

#### **2.2.6. Maximum Power Point Tracking (MPPT)**

Conforme visto na Figura 2.8 da Seção 2.2.3, o gráfico da Corrente x Tensão de um módulo fotovoltaico varia de acordo com a radiação solar na qual o componente está submetido em um determinado momento e varia também com a temperatura em que se encontram as células fotovoltaicas que compõem o módulo.

Em cada nível de radiação solar ou temperatura das células fotovoltaicas, tem-se um ponto em que o gerador fotovoltaico vai produzir uma potência máxima. Este momento em que o gerador encontra-se na eficiência máxima, no quesito de potência, chama-se Ponto de Máxima Potência (PMP). A Figura 2.12 indica um exemplo em que ocorre o Ponto de Máxima Potência, dentro da curva Corrente x Tensão.

Figura 2. 12 – Exemplo de Ponto de Máxima Potência para um Módulo Fotovoltaico



Fonte: ICAN.

Na Figura acima é possível ver que, dentro de uma condição, as grandezas corrente e tensão variam de uma maneira que em um ponto a relação entre as duas resultará em uma potência máxima, caracterizando o Ponto de Máxima Potência.

Durante o dia, a radiação solar e a temperatura existente nas células fotovoltaicas variam de acordo com o horário, pois a Terra, como sabido, está em constante movimento de Rotação e Translação. A variação comportamental dessas duas características provocam então a existência de diversos Pontos de Máxima Potência num mesmo gerador fotovoltaico diariamente.

O *MPPT*, abreviação de *Maximum Power Point Tracking* ou, ainda, traduzido para Seguidor de Máxima Potência, é um recurso instalado na maioria dos inversores fotovoltaicos presente no mercado atualmente. Esse recurso, segundo Zilles (2012), é responsável por deslocar o ponto de operação do gerador para o Ponto de Máxima Potência, dentro de cada nível de radiação solar e de temperatura das suas células fotovoltaicas em que se encontrar. Essa função eleva a eficiência do sistema, pois o inversor sempre terá em sua entrada o maior valor de potência resultante do gerador fotovoltaico.

#### **2.2.7. Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)**

De acordo com Pinho e Galdino (2014), os inversores não têm acompanhado no mesmo ritmo a redução de custos dos módulos fotovoltaicos. Para reduzir o custo da geração de energia ainda mais, então, tem-se buscado otimizar ao máximo o inversor utilizado na instalação. A utilização da tecnologia Seguidor de Máxima Potência é uma das alternativas



encontradas para auxiliar na manutenção de potências na entrada elevadas durante período integral.

Como já visto na Figura 2.8, a potência produzida por um gerador fotovoltaico diminui com o aumento da temperatura. Essa relação inversamente proporcional faz com que os módulos fotovoltaicos sejam dimensionados para uma potência nominal superior ao do inversor, pois mesmo nas condições de maior irradiância, o gerador fotovoltaico dificilmente terá uma potência próxima à nominal. Esse fato possibilita que o inversor seja subdimensionado, otimizando economicamente o sistema. Mesmo que em algum caso a potência do gerador fotovoltaico supere a máxima potência de entrada do inversor, a tecnologia *MPPT* limitará essa grandeza. (PINHO e GALDINO, 2014)

A interação entre as potências do inversor e do gerador fotovoltaico resulta numa relação entre as duas grandezas, que é chamada de Fator de Dimensionamento de Inversor (**FDI**), e está representada na Equação (1).

$$FDI = \frac{P_{ninv}}{P_{FV}} \quad (\text{Eq.1})$$

Onde:

**FDI** é o fator de dimensionamento do inversor;

**$P_{ninv}$**  é a potência nominal do inversor, em W;

**$P_{FV}$**  é a potência máxima do gerador fotovoltaico, em Wp.

Segundo Pinho e Galdino (2014), é recomendado pelos fabricantes que os valores inferiores de **FDI** estejam entre 0,75 e 0,85, e a faixa superior não ultrapasse 1,05.

### 2.2.8. Eficiência Energética em Sistemas Fotovoltaicos

O objetivo principal na execução de um projeto de engenharia é aplicar o que foi proposto a partir de apresentações de necessidades, realização de dimensionamentos e atendimento a condições específicas.

Além do objetivo principal, a execução de projetos de engenharia apresentam metas que variam de acordo com a situação. Uma delas, que toma destaque cada vez maior atualmente, é a busca pela Eficiência Energética.



A Eficiência Energética tem sido um tema muito recorrente nos segmentos da Engenharia, impulsionada pela crescente exploração de fontes de energia limpas e renováveis. Os projetos atuais são moldados para suprir necessidades diversas da forma mais eficiente possível.

No caso de um sistema fotovoltaico, a Eficiência Energética pode apresentar-se de inúmeras maneiras. Algumas delas podem ser:

- Minimizar distanciamento entre os blocos do sistema, reduzindo custo de cabeamento;
- Utilização de MPPT nos inversores fotovoltaicos, mantendo a potência de entrada nestes a maior possível em período integral;
- Programa de manutenção para manter os componentes em estado ótimo de funcionamento;
- Dentre outras.

No projeto a ser elaborado nesse trabalho, a Eficiência Energética será discutida na economia de consumo de energia elétrica que é provocada pelo mecanismo do sistema fotovoltaico e alternativas para otimizá-lo.

## **2.3. REQUISITOS DAS NORMAS**

### **2.3.1. Principais Requisitos de Conexão à Rede**

Para estar habilitado para gerar sua própria energia e ainda ter a possibilidade de fornecer energia para a Rede de Distribuição, formando as micro e minigerações distribuídas, o consumidor deve atender uma série de requisitos. A RN 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualizada pela REN 687/2015, é a Resolução Normativa responsável por informar em que condições é possível construir as micro e minigerações distribuídas, como também classificar em termos de potência cada sistema fotovoltaico.

Algumas das condições e requisitos que caracterizam e habilitam a instalação de micro e minigerações distribuídas no Brasil, segundo a REN 687/2015, estão abaixo:

- Classificam-se como microgeração distribuída aquelas centrais que possuem potência instalada de até 75 kW;

- Classificam-se como minigeração distribuída aqueles sistemas que possuem potência instalada maior que 75 kW e menor que 5 MW;
- Geração compartilhada é definida pela reunião de consumidores que são alimentados por uma mesma concessionária, através de uma cooperativa ou um consórcio, que possua uma micro ou minigeração distribuída em um lugar diferente das unidades consumidoras onde haverá compensação de energia em excesso;
- Autoconsumo remoto caracteriza aquelas unidades consumidoras que apresentam titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica ou Física que possui unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em lugar diferente das unidades consumidoras, ocupando áreas atendidas pela mesma concessionária, onde haverá compensação de energia em excesso.

### **2.3.2. Compensação de Energia**

Um dos objetivos finais de uma geração distribuída é a possibilidade que o consumidor tem de utilizar o sistema de compensação de energia.

Como conceituado na REN 687/2015, o sistema de compensação de energia é aquele que, quando parte da energia ativa produzida por uma geração distribuída é fornecida à Rede de Distribuição, a concessionária retorna ao consumidor o valor equivalente dessa energia elétrica em forma de crédito nas faturas futuras, podendo ser usados em um prazo de 60 meses.

Além da micro e minigeração distribuídas, podem fazer parte do sistema de compensação de energia as unidades consumidoras integrantes de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, unidades consumidoras classificadas como geração compartilhada e ainda aquelas classificadas como autoconsumo remoto.

Atualmente, é estabelecido que os créditos fornecidos ao consumidor sejam equivalentes a 100% da energia elétrica que foi disponibilizada à concessionária. No entanto, estão havendo discussões sobre realizar uma nova revisão para a REN 482/2012, envolvendo justamente a parcela sobre a energia fornecida que o consumidor tem direito a receber. Novas propostas sugerem que, de acordo com o tipo de consumidor, e a distância da geração para o mesmo, essa parcela de crédito deve variar, deixando de ser integral.

## 2.4. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

### 2.4.1. Especificações do Módulo Fotovoltaico

Como forma de começar a projetar o sistema fotovoltaico, a primeira etapa consiste em escolher o módulo fotovoltaico a ser instalado no gerador. O modelo escolhido para esse trabalho foi o CS6U-320P, fabricado pela CANADIAN SOLAR e aprovado pelo INMETRO<sup>5</sup>. A Figura 2.13 mostra os parâmetros e faixas de operação desse módulo fotovoltaico.

Figura 2. 13 – Especificações Técnicas do Modelo CS6U-320P

#### DADOS ELÉTRICOS | STC\*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Tensão operacional opt. (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Corrente operacional opt. (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Tensão circuito aberto (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Corrente curto-circuito (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Eficiência do módulo	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Temperatura operacional	-40°C ~ +85°C			
Tensão do sistema máx.	1000 V (IEC) ou 1000 V (UL)			
Proteção contra incêndio	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)			
Class. máx. fusíveis em série	15 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W			

\* Sob Condições de Teste Padrão (STC) de irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM de 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

#### DADOS ELÉTRICOS | NOCT\*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (Pmax)	231 W	235 W	239 W	242 W
Tensão operacional opt. (Vmp)	33.7 V	33.9 V	34.0 V	34.2 V
Corrente operacional opt. (Imp)	6.87 A	6.94 A	7.01 A	7.08 A
Tensão circuito aberto (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.5 V
Corrente curto-circuito (Isc)	7.41 A	7.48 A	7.54 A	7.63 A

\* Sob Temperatura Operacional Nominal Célula (NOCT), irradiação de 800 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5, temperatura ambiente de 20°C, velocidade do vento 1 m/s.

#### DADOS MECÂNICOS

Especificação	Dados
Tipo célula	Policristalina, 6 polegadas
Configuração cél.	72 (6×12)
Dimensões	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Peso	22.4 kg (49.4 lbs)
Vidro dianteiro	Vidro temperado de 3.2 mm
Material do marco	Alumínio anodizado
J-Box	IP67, 3 diodos
Cabo	4 mm <sup>2</sup> (IEC) ou 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Conectores	T4 series ou PV2 series
Por Pallet	26 peças, 635 kg (1400 lbs)
Por Container (40' HQ)	624 peças

#### CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificações	Dados
Coeficiente de temperatura (Pmax)	-0.41 % / °C
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0.31 % / °C
Coeficiente de temperatura (Isc)	0.053 % / °C
Temp. operacional nominal da célula	43±2 °C

Fonte: Canadian Solar (2017). Editado pelo autor.

Dentre as características apresentadas na Figura 2.13, os parâmetros e seus valores que serão mais importantes no dimensionamento do sistema são:

<sup>5</sup> INMETRO: Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. Por meio da Portaria 04/2011, estabelece as condições para aprovação dos componentes de sistemas fotovoltaicos. Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

- Potência Nominal Máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ ) = 320 W;
- Tensão de Potência Máxima ( $V_{mp}$ ) = 36,8 V;
- Corrente de Potência Máxima ( $I_{mp}$ ) = 8,69 A;
- Tensão em Circuito Aberto ( $V_{oc}$ ) = 45,3 V; e
- Corrente de Curto-Circuito ( $I_{cc}$ ) = 9,26 A.

## 2.4.2. Especificações do Inversor

O modelo do inversor, responsável pela conversão da corrente contínua CC em corrente alternada CA será o Fronius Primo 6.0-1, fabricado pela Fronius e aprovado pelo INMETRO. Seus dados técnicos podem ser vistos na Figura 2.14.

Figura 2. 14 – Dados Técnicos do Fronius Primo 6.0-1

### DADOS DE ENTRADA

Quantidade de MPP Tracker	2
Corrente máx. de entrada ( $I_{cc\ máx}$ )	18 / 18 A
Corrente máx. de curto-circuito do campo do módulo	27 / 27 A
Faixa de tensão de entrada CC ( $U_{cc\ mín} - U_{cc\ máx}$ )	80 - 1000 V
Alimentação de tensão inicial ( $U_{cc\ inicial}$ )	80 V
Tensão nominal de entrada ( $U_{cc,r}$ )	710 V
Faixa de tensão MPP ( $U_{mpp\ mín} - U_{mpp\ máx}$ )	240 - 800 V
Faixa de tensão MPP utilizável	80 - 800 V
Quantidade de conexões CC	2 + 2
Potência máxima do gerador fotovoltaico ( $P_{cc\ máx}$ )	9 kWpeak

### DADOS DE SAÍDA

Potência nominal CA ( $P_{ca,r}$ )	6000 W
Potência máx. de saída ( $P_{ca\ máx}$ )	6000 VA
Potência máxima de saída ( $I_{ca\ nom}$ )	26,1 A
Acoplamento à rede ( $U_{ca,r}$ )	1~ NPE 220/230 V
Faixa de tensão CA ( $U_{mín} - U_{máx}$ )	180 - 270 V
Frequência ( $f_r$ )	50 / 60 Hz
Faixa de frequência ( $f_{mín} - f_{máx}$ )	45 - 65 Hz
Fator de distorção	< 5 % 5 <sup>th</sup> % = 1 <sup>st</sup> %
Fator de potência ( $\cos \varphi_{ca,r}$ )	0,85 - 1 ind./cap.

#### GRAU DE EFICIÊNCIA

Grau de eficiência máx. (FV - rede de energia)	98,1 %
--	--------

Fonte: Fronius.

Da Figura 2.14, percebe-se que os dados de entrada são em corrente contínua, e os de saída são em corrente alternada, demonstrando numericamente a conversão no processo.

#### 2.4.3. Dados do Local

Para se dimensionar e instalar o sistema fotovoltaico é necessário conhecer alguns dados climáticos do local onde será instalado, que no caso é a cidade de São Paulo. Esses dados estão abaixo, de acordo com CLIMATE-DATA:

- Altitude: 771 m acima do nível do mar;
- Temperatura média anual: 18,5 °C;
- Temperatura máxima anual: 26,2 °C;
- Temperatura mínima anual: 10 °C;
- Precipitação de chuvas: 1340 mm/ano.

No site Google Maps, conseguimos a localização geográfica da edificação, que é:

- Latitude  $\phi = -23,56^\circ$  (S);
- Longitude  $L = -46,74^\circ$  (W).

Próximo passo é conhecer os valores de irradiação solar diários na cidade de São Paulo. Isso é possível utilizando o site do CRESESB, onde aplicando a latitude e longitude do local obtêm-se os valores de irradiação solar diária em cada mês do ano, para diferentes valores de inclinação em relação à latitude do local.

Inserindo os dados necessários no site do CRESESB, foram encontrados os dados da Tabela 2.1, para o seguinte ponto:

- Município: São Paulo, SP – Brasil
- Latitude  $\phi = 23,601^\circ$  S

- Longitude L = 46,749° O

Distância do ponto de referência (23,56° S; 46,74° O): 4,7 km

Tabela 2. 1 - Irradiação Solar Média Mensal da Cidade de São Paulo

	Irradiação Solar Diária Média Mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]			
	Plano Horizontal	Ângulo igual à Latitude	Maior Média Anual	Maior Mínimo Mensal
Inclinação	0° N	24° N	21° N	35° N
Jan	5,28	4,77	4,86	4,37
Fev	5,52	5,26	5,33	4,93
Mar	4,73	4,86	4,88	4,72
Abr	4,19	4,75	4,71	4,81
Mai	3,43	4,25	4,17	4,44
Jun	3,17	4,13	4,03	4,38
Jul	3,26	4,14	4,06	4,37
Ago	4,2	5,00	4,93	5,14
Set	4,23	4,49	4,49	4,43
Out	4,74	4,63	4,67	4,39
Nov	5,22	4,78	4,86	4,4
Dez	5,76	5,11	5,22	4,63
Média	4,48	4,68	4,68	4,58

Fonte: CRESESB. Adaptado pelo autor.

#### 2.4.4. Cálculo de Parâmetros

Duas variáveis devem agora ser consideradas e escolhidas para definirem o melhor posicionamento dos módulos solares na superfície plana: o ângulo azimutal e o ângulo de inclinação  $\beta$ .

O ângulo azimutal, segundo Villalva (2015), representa a direção de incidência dos raios solares em relação ao norte geográfico. Levando em consideração que se deseja o melhor ponto de desempenho dos módulos, será estabelecido um ângulo azimutal nulo nesse trabalho, pois assim haverá melhor aproveitamento da energia solar durante todo o dia.

O ângulo de inclinação  $\beta$  define-se como o ângulo que o módulo solar estará inclinado em relação ao plano da superfície. Há diversas metodologias para se encontrar o melhor ângulo de inclinação, propiciando uma ótima captação de raios solares durante o ano todo.

A metodologia que será empregada nesse caso é a constatação de que, de acordo com Moreira (2017), a inclinação da superfície faz com que a variação da energia coletada seja suavizada durante todo o ano. Com isso, o ângulo de inclinação  $\beta$  pode atender a três condições:

- Para o  $\beta$  igual à latitude, a captação anual de energia será máxima;
- Para o  $\beta$  menor em 10° a 15° que a latitude, a captação de energia será máxima no verão;
- Para o  $\beta$  maior em 10° a 15° que a latitude, a captação de energia será máxima no inverno.

Como no projeto deste trabalho deseja-se a condição de captação anual de energia máxima, o ângulo de inclinação  $\beta$  será igual à latitude aproximada, ou seja, 24°.

A próxima variável a ser encontrada é a declinação solar  $\delta$  que, conforme Villalva (2015), é o ângulo formado entre os raios solares e o plano do equador. Como o eixo de rotação da Terra é inclinado e o planeta realiza o movimento de Rotação, a declinação solar  $\delta$  varia ao longo do ano.

Na Tabela 2.2 veem-se os valores de declinação solar  $\delta$  para o dia médio de cada mês.

Tabela 2. 2 - Ângulo de Declinação Solar  $\delta$  para Dia Médio de cada Mês

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$\delta$ (°)	-20,9	-13,0	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23,0

Fonte: DUFFIE & BECKMAN (2006).

Tendo os valores de latitude e de declinação solar, pode-se calcular o ângulo horário do pôr do sol  $\omega_s$ , por meio da Equação (2).

$$\cos(\omega_s) = -\tan \phi \times \tan \delta \quad (\text{Eq.2})$$

Onde:

$\omega_s$  é o ângulo do pôr do sol, em  $^\circ$ ;

$\phi$  é a latitude geográfica do local, em  $^\circ$ ;

$\delta$  é a declinação solar, em  $^\circ$ .

Utilizando a Equação (2), encontra-se um valor de  $\omega_s$  para cada mês do ano, obtendo os resultados contidos na Tabela 2.3.

Tabela 2. 3 - Valores de Ângulo Horário do Pôr do Sol para cada Mês

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$\delta$ ( $^\circ$ )	-20,9	-13,0	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23,0
$\omega_s$ ( $^\circ$ )	80,21	84,09	88,91	94,24	98,74	100,95	99,96	96,14	90,97	85,70	81,26	79,11

Fonte: Próprio autor.

Com os valores de  $\omega_s$  calculados, pode-se calcular a duração da insolação  $N$ , por meio da Equação (3).

$$N = \left( \frac{2}{15} \right) \times \omega_s \quad (\text{Eq. 3})$$

Onde:

$N$  é a duração da insolação, em h;

$\omega_s$  é o ângulo do por do sol, em  $^\circ$ .

Aplicando os valores de  $\omega_s$  na Equação (3), obtêm-se os valores de duração da insolação contidos na Tabela 2.4.

Tabela 2. 4 – Valores de Duração da Insolação  $N$  para cada Mês

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$\delta$ ( $^\circ$ )	-20,9	-13,0	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23,0
$\omega_s$ ( $^\circ$ )	80,21	84,09	88,91	94,24	98,74	100,95	99,96	96,14	90,97	85,70	81,26	79,11
$N$ (h)	10,67	11,18	11,83	12,53	13,13	13,43	13,29	12,79	12,10	11,40	10,81	10,52

Fonte: Próprio autor.

Nesse momento é possível calcular a irradiação média mensal no plano inclinado  $H_T$ , através da Equação (4).



$$H_T = \frac{HT \times 1000}{N} \quad (\text{Eq. 4})$$

Onde:

$H_T$  é a irradiação média mensal no plano inclinado, em W/m<sup>2</sup>;

$HT$  é a radiação integrada diária média sobre o plano inclinado, em kWh/m<sup>2</sup>.dia;

$N$  é a duração média da insolação, em h/dia.

O valor de  $HT$  é adquirido pelo site do CRESESB que, para a inclinação de 24°, tem-se 4,68 kWh/m<sup>2</sup>.dia. O valor de duração média da insolação  $N$  para o período é de aproximadamente 12 h.

Substituindo os valores na Equação (4), tem-se:

$$H_T = \frac{4,68 \times 1000}{12} = 390,00 \text{ W/m}^2$$

Sabendo quanto é a irradiação média mensal no plano inclinado  $H_T$ , pode-se calcular a temperatura em que a célula fotovoltaica opera,  $T_C$ , pela Equação (5).

$$T_C = T_a + \frac{G_T}{800} \times (T_{NOC} - 20) \times 0,9 \quad (\text{Eq. 5})$$

Onde:

$T_C$  é a temperatura em que a célula fotovoltaica opera, em °C;

$T_a$  é a temperatura ambiente média anual, em °C;

$G_T$  é a radiação solar média mensal sobre o plano da célula fotovoltaica, em W/m<sup>2</sup>;

$T_{NOC}$  é a temperatura nominal de operação da célula fotovoltaica, em °C.

A temperatura nominal de operação da célula fotovoltaica  $T_{NOC}$  é encontrada na Figura 2.13, sendo 43 °C. Substituindo as variáveis, tem-se:

$$T_C = 18,5 + \frac{390}{800} \times (43 - 20) \times 0,9 = 28,59 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Portanto, para a temperatura média anual de 18,5 °C, o módulo funciona dentro da faixa de operação que, segundo a Figura 2.13, é de -40 a 85 °C.

Tendo o valor da temperatura média anual em que a célula opera, pode-se calcular a potência média produzida pelo módulo fotovoltaico, através da Equação (6).

$$P_{mp} = P_{mp}^0 \times \frac{G_T}{G_{ref}} \times [1 + \gamma_{mp} \times (T_C - T_{ref})] \quad (\text{Eq. 6})$$

Onde:

$P_{mp}$  é a potência máxima produzida pelo módulo fotovoltaico, em W;

$P_{mp}^0$  é a potência máxima produzida pelo módulo fotovoltaico nas condições *STC*, em W;

$G_T$  é a radiação solar média mensal na célula fotovoltaica, em W/m<sup>2</sup>;

$G_{ref}$  é a radiação solar de referência, nas condições *STC*, em W/m<sup>2</sup>;

$\gamma_{mp}$  é o coeficiente de temperatura para a potência máxima do módulo fotovoltaico, em °C<sup>-1</sup>;

$T_C$  é a temperatura em que a célula fotovoltaica opera, em °C;

$T_{ref}$  é a temperatura em que célula fotovoltaica opera, nas condições *STC*, em °C.

Nesse caso, para a radiação solar de referência  $G_{ref}$  será considerado 1.000 W/m<sup>2</sup>, nível utilizado para a situação em que o céu está claro. Extraíndo da Figura 2.13, tem-se que a potência máxima produzida pelo módulo fotovoltaico  $P_{mp}^0$  é de 320 W, o coeficiente de temperatura para a potência máxima  $\gamma_{mp}$  é de -0,41% e a temperatura de referência  $T_{ref}$ , nas condições *STC*, é de 25 °C. Atribuem-se, então, esses valores na Equação (6), tendo:

$$P_{mp} = 320 \times \frac{390}{1000} \times [1 - 0,0041 \times (28,59 - 25)] = 122,96 \text{ [W]}$$

Do resultado, então, pode-se afirmar que cada módulo fotovoltaico, levando em conta as características do local e os valores de referência, produzirá 122,96 W.

#### 2.4.5. Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

Sabendo a potência produzida por cada módulo fotovoltaico, calcula-se agora a quantidade de módulos necessária no projeto. Essa incógnita será descoberta pela Equação (7).

$$E_{GFV} = N \times \eta_{smp} \times P_{mp} \times HSP \times TD \quad (\text{Eq. 7})$$

Onde:

$E_{GFV}$  é a energia produzida pelo gerador fotovoltaico, em kWh/dia;

$N$  é a quantidade de módulos fotovoltaicos que formam o gerador fotovoltaico;

$\eta_{smp}$  é a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência;

$P_{mp}$  é a potência máxima produzida pelo módulo fotovoltaico, em W;

$HSP$  é a quantidade diária anual média de horas de Sol Pleno, em h;

$TD$  é a taxa de desempenho do gerador fotovoltaico.

Pela Equação (7), para encontrar a quantidade de módulos, percebe-se a necessidade de possuir alguns dados. Para o primeiro deles, a energia a ser injetada na rede, analisou-se o objetivo do projeto que, nesse caso, será injetar 87% da energia consumida da edificação comercial, que é de 25,63 kWh, obtida de um analisador gráfico, considerando as cargas de iluminação e tomadas.

Para fazer a medição do consumo diário do prédio, foi utilizado o equipamento Analisador de Qualidade de Energia Fluke 435 II.

O analisador foi conectado ao disjuntor principal que alimenta o edifício. Durante um dia, foram analisados os valores de potência das fases e consequentemente o total, bem como a energia consumida. Na Figura 2.15 mostra-se um exemplar do analisador gráfico utilizado na medição.

Figura 2. 15 – Exemplar de Analisador de Qualidade de Energia Fluke 435 II



Fonte: Antferramentas.

Para a determinação da energia elétrica consumida diária a ser injetada na rede, será considerado o valor diário medido pelo instrumento, como forma de dimensionar o gerador fotovoltaico, portanto **o valor será de 22,29 kWh/dia**, 87% da energia consumida total. Como o rendimento do inversor escolhido é de 98,1%, conforme mostrado na Figura 2.14, o valor da energia a ser produzida pelo gerador fotovoltaico é calculado pela Equação (8).

$$E_{GFV} = \frac{E_{rede}}{\eta_{inv}} \quad (\text{Eq. 8})$$

Onde:

$E_{GFV}$  é a energia produzida pelo gerador fotovoltaico, em kWh/dia;

$\eta_{inv}$  é o rendimento do inversor escolhido;

$E_{rede}$  é a energia a ser fornecida para a rede, em kWh/dia.

Substituindo as incógnitas na Equação (8), tem-se:

$$E_{GFV} = \frac{22,29}{0,981} = 22,72 \left[ \frac{kWh}{dia} \right]$$

O valor da eficiência do seguidor do ponto de máxima potência  $\eta_{smp}$  é encontrado na página de especificações do inversor escolhido FRONIUS, sendo aproximadamente igual a 1.

A variável **HSP**, que significa Horas de Sol Pleno, determina a quantidade de horas diárias, em um ano todo, em que o Sol é considerado pleno que, segundo Pinho e Galdino (2014), é o resultado da relação entre a irradiância diária média mensal, que é 4,68 kWh/m<sup>2</sup>.dia, e a irradiância solar na situação de Sol pleno, ou seja, 1.000 W/m<sup>2</sup> ou 1 kW/m<sup>2</sup>. O resultado dessa relação é mostrado abaixo:

$$HSP = \frac{4,68}{1} = 4,68 \left[ \frac{h}{dia} \right]$$

Portanto, nesse caso, conclui-se que a irradiância solar é equivalente a 1.000 kW/m<sup>2</sup> durante 4,68 h diariamente.

A última variável a ser descoberta na Equação (7) é a taxa de desempenho do gerador fotovoltaico **TD**, que considera as perdas do sistema fotovoltaico, como dos inversores e do seguidor do ponto de máxima potência. Segundo Pinho e Galdino (2014), no Brasil recomendam-se valores na faixa entre 0,7 e 0,8. Nesse projeto será adotado **TD** de 0,76.

Agora é possível calcular quantos módulos fotovoltaicos serão necessários no gerador, calculando as variáveis na Equação (7):

$$N = \frac{22.720}{1 \times 122,96 \times 4,68 \times 0,76} \cong 52 \text{ [módulos fotovoltaicos]}$$

Conhecendo o número de módulos fotovoltaicos que formarão o gerador, na próxima fase serão calculados os parâmetros de saída do gerador, de forma que sejam compatíveis com a faixa de operação do inversor escolhido.

Para atender a faixa de operação, avaliam-se as situações extremas que existem no local, ou seja, aplicam-se as temperaturas máxima e mínima para encontrar as tensões de operação limites dos módulos fotovoltaicos, através da Equação (9).

$$V_{OC} = V_{OC}^0 \times [1 + \gamma_{OC} \times (T_C - T_{ref})] \quad (\text{Eq. 9})$$

Onde:

$V_{OC}$  é a tensão de operação do módulo fotovoltaico para uma determinada temperatura, em V;

$V_{OC}^0$  é a tensão de operação do módulo fotovoltaico na  $STC$ , em V;

$\gamma_{OC}$  é o coeficiente de temperatura na  $STC$ , em  $^{\circ}C^{-1}$ ;

$T_C$  é a temperatura em que a célula fotovoltaica opera, em  $^{\circ}C$ ;

$T_{ref}$  é a temperatura em que a célula fotovoltaica opera na  $STC$ , em  $^{\circ}C$ .

Conforme já apresentado na Figura 2.8, as propriedades do módulo fotovoltaico indicam que sua tensão diminui com o aumento da temperatura do local. Então, resgatando a temperatura máxima anual da cidade de São Paulo, que é  $26,2^{\circ}C$ , pode-se obter a tensão mínima  $V_{OCmin}$ . Considerando que a temperatura máxima ocorre em fevereiro, então se utiliza a Equação (4) para encontrar a radiação solar média mensal máxima.

$$G_{Tmax} = \frac{5,26 \times 1.000}{11,18} = 470,48 \left[ \frac{W}{m^2} \right]$$

Aplicando a radiação solar média mensal máxima na Equação (5) tem-se:

$$T_{Cmax} = 26,2 + \frac{470,48}{800} \times (43 - 20) \times 0,9 = 38,37 [^{\circ}C]$$

Então se usa a temperatura máxima de operação para encontrar a tensão de circuito aberto mínima na Equação (9):

$$V_{OCmin} = 45,3 \times [1 - 0,0031 \times (38,37 - 25)] = 43,42 [V]$$

Analogamente, calcula-se o valor da tensão de circuito aberto máxima para a temperatura mínima. Considerando o caso mais extremo possível, será utilizado o valor de radiação solar igual à zero, ou seja, compreendendo o período noturno, com temperatura mínima anual de  $10^{\circ}C$ .

$$T_{Cmín} = 10 + \frac{0}{800} \times (43 - 20) \times 0,9 = 10 [^{\circ}C]$$

Usando a temperatura mínima na Equação (9), tem-se:

$$V_{OCmáx} = 45,3 \times [1 - 0,0031 \times (10 - 25)] = 47,41 [^{\circ}C]$$

Agora se calculam as tensões máxima e mínima de operação dos módulos fotovoltaicos, utilizando a variável  $V_{mp}$  contida nas especificações técnicas do módulo escolhido, na Figura 2.13, como também se baseando nas mesmas temperaturas máxima e mínima anuais.

Considerando o caso em que a temperatura se encontra no nível máximo, conseqüentemente tensão mínima de operação do módulo, tem-se da Equação (9):

$$V_{mpmín} = 36,8 \times [1 - 0,0031 \times (38,37 - 25)] = 35,27 [V]$$

Analogamente, para a temperatura mínima, tem-se a tensão máxima de operação do módulo fotovoltaico:

$$V_{mpmáx} = 36,8 \times [1 - 0,0031 \times (10 - 25)] = 38,51 [V]$$

Tendo definidas as tensões máxima e mínima de operação do módulo fotovoltaico escolhido, pode-se configurar o gerador fotovoltaico, determinando como serão as disposições em série e em paralelo dos painéis.

Primeiramente será encontrada a quantidade máxima e mínima de módulos fotovoltaicos que podem ser ligados em série, de acordo com os parâmetros do próprio módulo e do inversor escolhidos.

Conforme visto na Figura 2.9, sabe-se que a tensão de saída de um arranjo de módulos em série é equivalente à somatória da tensão de cada módulo que forma o conjunto. Essa somatória deve estar compreendida dentro da faixa de tensão em que o inversor opera em ponto de máxima potência. Como mostrado na Figura 2.14, o inversor escolhido opera, nessas condições, de 240 a 800 V. Essas relações são traduzidas matematicamente pelas Equações (10) e (11).

$$V_{pmpmín} < N_{FVsérie} \times V_{mpmín} \quad (\text{Eq. 10})$$

$$V_{pmpmáx} > N_{FVsérie} \times V_{mpmáx} \quad (\text{Eq. 11})$$

Onde:

$V_{pmpmín}$  é a tensão mínima em que o inversor opera no ponto de máxima potência, em V;

$N_{FVsérie}$  é o número de módulos fotovoltaicos conectados em série;

$V_{mpmín}$  é a tensão mínima de operação do módulo fotovoltaico, em V;

$V_{pmpmáx}$  é a tensão máxima em que o inversor opera no ponto de máxima potência, em V;

$V_{mpmáx}$  é a tensão máxima de operação do módulo fotovoltaico, em V.

Inicialmente será encontrado o limite inferior do número de módulos fotovoltaicos em série, ou seja, no mínimo quantos painéis podem ser conectados em série. Utilizando a Equação (10), então, tem-se:

$$N_{FVsérie} > \frac{240}{35,27} = 6,80 [\text{módulos fotovoltaicos}]$$

Ou seja, cada série de módulos fotovoltaicos deve ter mais que aproximadamente 7 componentes.

Agora, realizando o mesmo procedimento, mas com o objetivo de achar o limite superior da quantidade de módulos em série, utilizando a Equação (11), tem-se:

$$N_{FVsérie} < \frac{800}{38,51} = 20,77 [\text{módulos fotovoltaicos}]$$

Portanto, cada série de módulos fotovoltaicos não pode ultrapassar a quantidade aproximada de 21 componentes.

Unindo as duas condições, tem-se a relação abaixo que definirá a quantidade de módulos em série desse projeto:



$$6,80 < N_{FV\text{série}} < 20,77 [\text{módulos fotovoltaicos}]$$

No projeto em questão serão 13 módulos fotovoltaicos por fileira de conexão em série, respeitando então a condição encontrada. Essas fileiras, ainda, podem ser chamadas de *strings*.

Definidas as características das *strings*, agora é necessário descobrir quantas fileiras podem ser instaladas em paralelo, de forma que os inversores escolhidos tenham condições de suportar a corrente resultante. A Equação (12) representa a relação que definirá o limite.

$$I_{pmpm\acute{a}x} > N_{FV\text{paralelo}} \times I_{SCm\acute{a}x} \quad (\text{Eq. 12})$$

Onde:

$I_{pmpm\acute{a}x}$  é a corrente máxima que cada *string* do inversor suporta, em A;

$N_{FV\text{paralelo}}$  é o número máximo de *strings* que podem ser conectadas em paralelo;

$I_{SCm\acute{a}x}$  é a corrente do módulo fotovoltaico para a temperatura máxima, em A.

Antes de resolver a Equação (12), precisa-se calcular a corrente que o módulo fotovoltaico produz quando opera na temperatura máxima. A Equação (13) demonstra como encontrá-la.

$$I_{SCm\acute{a}x} = I_{SC}^0 \times [1 + \gamma_{SC} \times (T_C - T_C^0)] \quad (\text{Eq. 13})$$

Onde:

$I_{SCm\acute{a}x}$  é a corrente do módulo fotovoltaico para a temperatura máxima, em A;

$I_{SC}^0$  é a corrente nas condições *STC*, em A;

$\gamma_{SC}$  é o coeficiente de temperatura nas condições *STC*, em  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;

$T_C$  é a temperatura em que a célula fotovoltaica opera, em  $^{\circ}\text{C}$ ;

$T_C^0$  é a temperatura em que a célula opera nas condições *STC*, em A.

As incógnitas  $I_{SC}^0$  e  $\gamma_{SC}$  são extraídas das especificações do módulo fotovoltaico, inclusas na Figura 2.13, enquanto que  $T_C$  é o resultado da Equação (5), e  $T_C^0$  é a temperatura

nas condições *STC*, já conhecida, de 25 °C. Substituindo-se todas as variáveis chega-se na corrente máxima de operação do módulo fotovoltaico.

$$I_{SCmáx} = 9,26 \times [1 + 0,00053 \times (38,37 - 25)] = 9,33 \text{ [A]}$$

Com o valor de  $I_{SCmáx}$  definido, a Equação (12) pode ser resolvida.

$$N_{FVparalelo} < \frac{18}{9,33} = 1,93$$

O resultado da Equação (12) significa que não pode haver conexão de *strings* em paralelo nesse caso.

Entre o gerador fotovoltaico e os inversores existem as *string box*, que são caixas de junção de *strings* e também formam uma etapa de proteção do sistema, composta por fusíveis e chaves seccionadoras.

#### 2.4.6. Cálculo do FDI

O Fator de Dimensionamento do Inversor, ou FDI, é uma qualificação do inversor num sistema fotovoltaico. A Equação (14) mostra como se calcula esse fator.

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{GFV}} \quad (\text{Eq. 14})$$

Onde:

$FDI$  é o Fator de Dimensionamento do Inversor;

$P_{inv}$  é a potência nominal do inversor, em W;

$P_{GFV}$  é a potência nominal do gerador fotovoltaico, em W.

A potência nominal do inversor escolhido é de 6.000 W, e a potência nominal do gerador fotovoltaico  $P_{GFV}$  é resultado do produto do número de módulos pela potência de cada um, ficando  $52 \times 320 = 16.640$  W. Considerando que serão dois inversores, então  $P_{inv}$  será de  $6.000 \times 2 = 12.000$  W. Desenvolvendo a Equação (14) tem-se:

$$FDI = \frac{12.000}{16.640} = 0,72$$

Constata-se que o fator encontrado é aceitável, visto que Zilles (2012) recomenda que o *FDI* esteja numa faixa entre 0,6 e 0,9.

#### 2.4.7. Faixa de Valores de Tensão e Corrente

Sabendo que o inversor escolhido está bem qualificado para a aplicação no projeto, utilizam-se agora os valores de tensão  $V_{mpmín}$  e  $V_{mpmáx}$  calculados, como também da corrente  $I_{mpmáx}$ , para comparar com os limites da faixa de operação conforme consta nas especificações técnicas, mostradas na Figura 2.14.

Para encontrar os valores de tensão máximo e mínimo em cada *string*, é necessário usar o fator quantidade de módulos presentes em cada fileira. A interpretação matemática dessa constatação é representada pelas Equações (15) e (16).

$$V_{smpmín} = N_{série} \times V_{mpmín} \quad (\text{Eq. 15})$$

$$V_{smpmáx} = N_{série} \times V_{mpmáx} \quad (\text{Eq. 16})$$

Onde:

$V_{smpmín}$  é a tensão mínima resultante de uma das *strings*, em V;

$N_{série}$  é o número de módulos fotovoltaicos por *string*;

$V_{mpmín}$  é a tensão de operação mínima de cada módulo, em V;

$V_{smpmáx}$  é a tensão máxima resultante de uma das *strings*, em V;

$V_{mpmáx}$  é a tensão de operação máxima de cada módulo, em V.

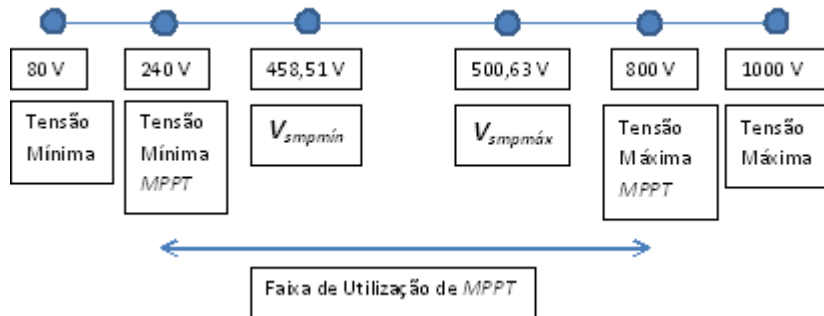
Substituindo os valores, obtêm-se:

$$V_{smpmín} = 13 \times 35,27 = 458,51 [V]$$

$$V_{smpm\acute{a}x} = 13 \times 38,51 = 500,63[V]$$

Com os valores calculados e as faixas de operação do inversor, constrói-se o diagrama presente na Figura 2.16.

Figura 2. 16 - Diagrama de Tensões por String

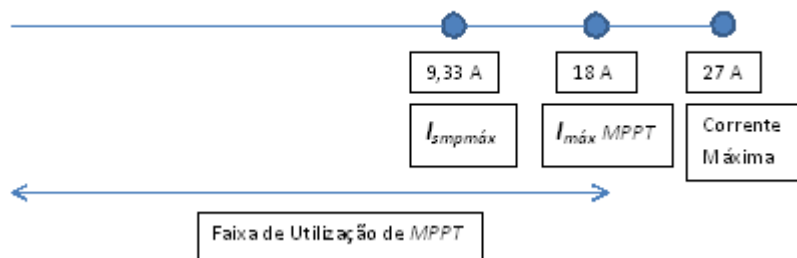


Fonte: Próprio autor.

Com o diagrama elaborado, percebe-se que os casos extremos de tensão situam-se na faixa de operação do *MPPT*, garantindo bom funcionamento do sistema.

Outro parâmetro a ser testado é o da corrente,  $I_{smpm\acute{a}x}$ , por *string*. Como concluído pelo resultado da Equação (12), sabe-se que não há conexões em paralelo, portanto pode-se construir o diagrama das correntes de acordo com a Figura 2.17.

Figura 2. 17 - Diagrama de Correntes por String



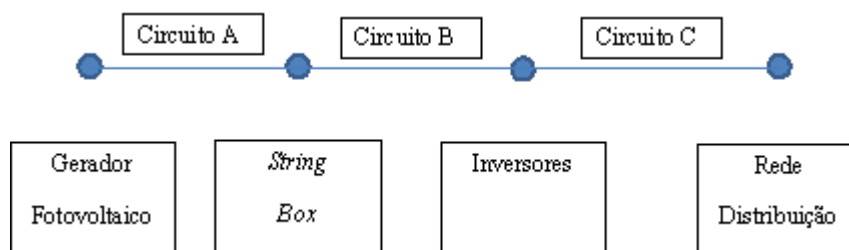
Fonte: Próprio autor.

Da mesma forma, vê-se que a corrente máxima encontra-se dentro da faixa de utilização do *MPPT*.

#### 2.4.8. Dimensionamento Elétrico do Sistema Fotovoltaico

A Figura 2.18 representa o diagrama de blocos de forma geral do sistema fotovoltaico.

Figura 2. 18 - Diagrama de Blocos



Fonte: Próprio autor.

Da figura acima se evidenciam as fases que formam o processo de conversão e apresenta os circuitos que unem essas fases, que serão explicados abaixo.

Tendo realizado o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos, que compõem o gerador fotovoltaico, e os inversores, onde a corrente será convertida de contínua para alternada, além de fazer com que o sistema sempre produza o maior nível de potência possível para cada temperatura, faz-se necessário o procedimento para calcular os aspectos elétricos do sistema em si.

Um dos parâmetros a ser dimensionado é o conjunto de cabos que conecta cada fase do sistema fotovoltaico, que pode ser dividido em quatro grandes conjuntos, conforme mostrado na Figura 2.18:

- Gerador fotovoltaico, onde se encontram as *strings*, formadas pelos módulos fotovoltaicos;
- *String box*, ou caixa de junção, na qual apresentam-se elementos de junção das *strings* ( que nesse caso não terá, pois não há conexão de fileiras em paralelo) e componentes de proteção elétrica, como chaves seccionadoras e fusíveis;
- Inversores, com funções já conhecidas; e
- Rede de Distribuição, que possui como elemento de entrada um disjuntor principal, além de ser o conjunto que apresenta o medidor bidirecional, responsável por medir a energia existente nos dois sentidos, sendo possível, portanto, realizar a compensação de energia.

Considerando-se a conexão que haverá entre esses conjuntos, divide-se também cada conjunto de cabos, cada um com função e características distintas:

- Circuito A: Conjunto de cabos que conecta o gerador fotovoltaico com a *string box*. Formado por cabos unipolares instalados próximos ao gerador, com comprimento de 20 m e instalados ao ar livre, expostos ao Sol. Transmitem corrente contínua e estão dispostos na posição horizontal, um ao lado do outro;

- Circuito B: Conjunto de cabos que conecta a *string box* ao inversor. Formado por cabos unipolares instalados em eletrodutos aparentes, com comprimento de 10 m. Transmitem corrente contínua e estão dispostos na posição horizontal, um ao lado do outro; e

- Circuito C: Conjunto de cabos que conecta o inversor à Rede de Distribuição. Formado por cabos unipolares instalados em eletrodutos aparentes, com comprimento de 20 m. Transmitem corrente alternada e estão protegidos do Sol.

Para o dimensionamento dos cabos são utilizadas as normas NBR 16612/2017, sobre cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, e a NBR 5410 (2005), sobre instalações elétricas de baixa tensão. Baseando-se nessas duas normas, e levando em conta o tipo de instalação que caracteriza cada conjunto de cabos, são encontrados fatores que, quando aplicáveis, determinam o dimensionamento.

Segundo a NBR 5410 (2005), os principais fatores que devem ser considerados para se dimensionar cabos que conduzem eletricidade são o Fator de Agrupamento de Circuitos (*FCA*), Fator de Resistividade Térmica do Solo (*FRCS*) e o Fator de Correção para Temperatura (*FCT*). Obtendo esses fatores em cada situação, calcula-se o valor da corrente nominal corrigida  $I_c$  (valor fictício considerando as perdas) conforme a Equação (17).

$$I_c = \frac{I_n}{FCA \times FRCS \times FCT} \quad (\text{Eq. 17})$$

Onde:

$I_c$  é a corrente nominal corrigida, em A;

$I_n$  é a corrente nominal, em A;

*FCA* é o Fator de Agrupamento de Circuitos;

**FRCS** é o Fator de Resistividade Térmica do Solo; e  
**FCT** é o Fator de Correção para Temperatura.

No Circuito A existe apenas o fator **FCA**, pois o **FRCS** é considerado apenas quando os cabos estão enterrados, quando levaria em conta as propriedades do solo, e o **FCT** aplica-se apenas para corrente alternada. De acordo com a NBR 5410 (2005), para se determinar o **FCA** deve-se analisar a Tabela 2.5, onde o valor do fator é relacionado com a quantidade de circuitos agrupados.

Tabela 2. 5 - Determinação do Fator de Correção para Agrupamentos de Circuitos

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fonte: NBR 5410 (2005).

Como não há conexão em paralelo das *strings*, consequentemente só existe um circuito na ligação de cada *string* à *string box*. Portanto para o circuito A o Fator **FCA** é igual a 1,0.

Aplicando a Equação (17) para o Circuito A tem-se:

$$I_{cA} = \frac{9,33}{1,0} = 9,33 [A]$$

Conclui-se que nesse caso a corrente corrigida é a mesma que a corrente nominal.

Na determinação da seção nominal, consultando a NBR 16612 (2017) verifica-se que para suportar 9,33 A uma seção de 1,5 mm<sup>2</sup> já seria o suficiente, mas como existe na NBR 5410 (2005) uma recomendação de que a seção nominal mínima para circuitos de força seja de 2,5 mm<sup>2</sup>, para o Circuito A a seção terá o valor de 2,5 mm<sup>2</sup>.

Analisando o Circuito B, ainda em corrente contínua, faz-se necessário encontrar seu fator **FCA**. Conforme a Figura 2.14, sabe-se que cada inversor do sistema apresenta 2 *MPPT*, sendo possível então conectar duas *strings* por inversor. Baseando-se nessa premissa, o Circuito B apresenta 2 circuitos agrupados que, segundo a Tabela 2.5, significa um fator **FCA** igual a 0,80. A corrente **I<sub>nB</sub>** mantém-se em 9,33 A, pois não há conexão de *strings* em paralelo.

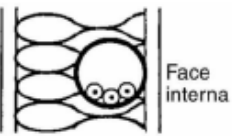

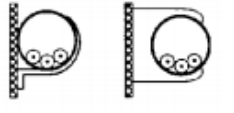
Utilizando novamente a Equação (17), tem-se:

$$I_{cB} = \frac{9,33}{0,8} = 11,66 [A]$$

Escolhendo a seção nominal para o Circuito B, pela NBR 16612 percebe-se que 2,5 mm<sup>2</sup> é o valor ideal.

No Circuito C, a corrente é alternada, portanto o fator **FCT** deve ser considerado. De acordo com a NBR 5410 (2005) há vários métodos de instalação dos cabos elétricos. No Circuito C eles serão instalados em eletrodutos aparentes, com disposição dos cabos unipolares conforme o método 3, que pode ser visto na Tabela 2.6.

Tabela 2. 6 - Métodos de Instalação de Cabos Elétricos

Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência <sup>1)</sup>
1	 Face interna	Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante <sup>2)</sup>	A1
2	 Face interna	Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante <sup>2)</sup>	A2
3		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B1

Fonte: NBR 5410 (2005).

O fator **FCA** para o Circuito C é de mesmo valor que o do Circuito A, pois como apresenta apenas um circuito, o valor será igual a 1,0. Já o fator **FCT** é descoberto analisando



a Tabela 2.7, que relaciona a temperatura ambiente máxima com o fator, conforme preconizado pela NBR 5410 (2005).

Tabela 2. 7 - Fator de Correção de Temperatura por Temperatura Ambiente

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Ambiente		
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	–	0,65
70	–	0,58
75	–	0,50
80	–	0,41

Fonte: NBR 5410 (2005).

Como a temperatura ambiente máxima, de 26,2 °C é mais próxima de 30 °C, valor de referência para a correção do fator de temperatura para cabos não-subterrâneos, tem-se **FCT** igual a 1,00.

Para encontrar o valor da corrente nominal do Circuito C  $I_{nC}$ , utiliza-se a Equação (18).

$$I_{nC} = \frac{P_{ninv}}{V_n} \quad (\text{Eq. 18})$$

Onde:

$I_{nC}$  é a corrente nominal do Circuito C, em A;

$P_{ninv}$  é a potência nominal do inversor, em W;

$V_n$  é a tensão nominal, em V.

Substituindo as incógnitas da Equação (18) tem-se:

$$I_{nc} = \frac{6000}{220 \times \sqrt{3}} = 15,75 [A]$$

Como o sistema é formado por dois inversores, então a corrente nominal  $I_{nC}$  torna-se  $2 \times 15,75 = 31,50$ .

Substituindo os valores na Equação (17) obtém-se:

$$I_{cc} = \frac{31,50}{1,00 \times 1,00} = 31,50 [A]$$

Para determinar a seção nominal do cabo que suportará a corrente de 31,50 A, consulta-se a NBR 5410 (2005), encontrando as informações que estão contidas na Tabela 2.8.

Tabela 2. 8 - Capacidade de Condução de Corrente por Método de Referência

**Condutores: cobre e alumínio**

**Isolação: EPR ou XLPE**

**Temperatura no condutor: 90°C**

**Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)**

Seções nominais mm <sup>2</sup>	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Fonte: NBR 5410 (2005).

Para escolher o melhor valor da seção nominal para o Circuito C analisa-se a Tabela 2.6. Como o método de instalação é o 3, logo o método de referência é o B1. Considerando que são 3 condutores carregados, conclui-se que o a seção nominal para esse circuito será de 4 mm<sup>2</sup>.

O próximo passo é conferir se as seções nominais dos 3 circuitos estão corretas. Essa verificação dá-se pelo método da queda de tensão, que pode ser descrita pela Equação (19).

$$e = \frac{I_n \times l}{\gamma \times S} \quad (\text{Eq. 19})$$

Onde:

$e$  é a queda de tensão, em V;

$I_n$  é a corrente nominal do circuito, em A;

$l$  é o comprimento do circuito, em m;

$\gamma$  é a condutividade do condutor, em m/(Ω.mm<sup>2</sup>);

$S$  é a seção nominal do cabo, em mm<sup>2</sup>.

Como o material de condução nesse projeto é o cobre, o valor de  $\gamma$  é 46,82 m/(Ω.mm<sup>2</sup>).

Para o Circuito A, o valor de  $I_n$  é de 9,33 A, o comprimento é de 20 m e a seção nominal é de 2,5 mm<sup>2</sup>. Aplicando esses valores na Equação (19) tem-se:

$$e_A = \frac{9,33 \times 20}{46,82 \times 2,5} = 1,59 \text{ [V]}$$

Para efeito de comparação, utiliza-se o valor da tensão de operação mínima por *string*  $V_{smpmin}$ , que é de 458,51 V, para subtrair do valor da queda de tensão do circuito A  $e_A$ , tendo o resultado  $458,51 - 1,59 = 456,92$  V. Ou seja, para percorrer os 20 m de comprimento dos cabos, há uma queda da tensão inicial em 1,59 V. Essa queda, em relação ao valor inicial de tensão, dá-se pela relação abaixo.

$$\Delta V_A = \frac{458,51}{456,92} - 1 = 0,35 \text{ [%]}$$

Fazendo o mesmo procedimento para o Circuito B, calcula-se o valor da queda de tensão.

$$e_B = \frac{9,33 \times (2 \times 10)}{46,82 \times 2,5} = 1,59 [V]$$

Considerando que no início do Circuito B a tensão está em 456,92 V, para percorrer todo o percurso do Circuito B para o C tem queda de tensão de 1,59 V, resultando no início do Circuito C na tensão  $456,92 - 1,59 = 455,33$  V. Novamente calcula-se essa queda em relação ao valor de 456,92 V.

$$\Delta V_B = \frac{456,92}{455,33} - 1 = 0,35 [\%]$$

Segundo a NBR 5410 (2005), em nenhuma situação a queda de tensão pode ser maior que 4 %. Como nesse projeto o trecho de corrente contínua ocorre nos Circuitos A e B, utiliza-se a Equação (20) para encontrar a queda de tensão total desse trecho.

$$\Delta V_1 = \Delta V_A + \Delta V_B \quad (\text{Eq. 20})$$

Substituindo os valores, tem-se:

$$\Delta V_1 = 0,35 + 0,35 = 0,70 [\%]$$

Como  $\Delta V_1$  é menor que 4 %, as seções nominais escolhidas para os Circuitos A e B estão corretos.

Analisando-se o trecho de corrente alternada, ou seja, o Circuito C, aplica-se a Equação (19).

$$e_C = \frac{31,50 \times 20}{46,82 \times 4} = 3,36 [V]$$

Considerando que a saída do inversor apresenta uma tensão de 220 V, no final do circuito terá a tensão de  $220 - 3,36 = 216,64$  V. Calculando o percentual de queda de tensão tem-se:

$$\Delta V_C = \frac{220}{216,64} - 1 = 1,55 \text{ [\%]}$$

Como a  $\Delta V_C$  é menor que 4 %, significa que os 16 mm<sup>2</sup> escolhidos para os cabos do Circuito C estão bem dimensionados.

#### 2.4.9. Componentes de Proteção do Sistema Fotovoltaico

Como todo sistema elétrico, que envolve cabos e outros dispositivos que transmitem corrente elétrica, os sistemas fotovoltaicos possuem componentes responsáveis por evitar acidentes em toda sua extensão. No caso de um sistema fotovoltaico, os fusíveis e as chaves seccionadoras são essenciais à esta proteção.

Os fusíveis e disjuntores têm como principal função evitar a sobrecarga dos cabos que conectam os circuitos presentes no sistema. Já as chaves seccionadoras possibilitam a manutenção do sistema em trechos mais específicos, onde possa ter ocorrido um sinistro, evitando o desligamento completo do sistema.

Segundo a NBR 5410 (2005), para o dimensionamento desses componentes duas condições devem ser atendidas, sendo elas representadas pelas Equações (21) e (22).

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (\text{Eq. 21})$$

$$I_2 \leq I_z \quad (\text{Eq. 22})$$

Onde:

$I_B$  é a corrente de projeto do circuito, em A;

$I_n$  é a corrente nominal do dispositivo de proteção, em A;

$I_z$  é a capacidade de condução dos condutores, em A;

$I_2$  é a corrente convencional de atuação para disjuntores ou de fusão para fusíveis, em A.

Aplicando-se essas condições para o Circuito A tem-se:

$$9,33 \leq I_{nA} \leq 26 \text{ [A]}$$

$$I_2 \leq 26 \text{ [A]}$$

O valor recomendado de  $I_2$ , para os circuitos com corrente contínua, deve estar dentro da condição da Equação (23).

$$1,5 \times I_B < I_n < 2,4 \times I_B \quad (\text{Eq. 23})$$

Onde:

$I_B$  é a corrente de projeto do circuito, em A;

$I_n$  é a corrente nominal do dispositivo de proteção, em A.

Para o Circuito A, adotando o fator 2,3 para multiplicar pela corrente  $I_B$  resulta em  $2,3 \times 9,33 = 21,46 \text{ A}$ , que é menor que 26 A. Portanto a condição da Equação (22) é atendida.

Para o fusível do Circuito A, atendendo à condição da Equação (21), escolheu-se o de valor nominal de 20 A.

Analisando o Circuito B, tem-se:

$$9,33 \leq I_{nB} \leq 26 \text{ [A]}$$

$$I_2 \leq 26 \text{ [A]}$$

Adotando o fator 2,3, resulta para o Circuito B  $2,3 \times 9,33 = 21,46 \text{ A}$ , que é menor que 26 A. Portanto a condição da Equação (22) é atendida para o Circuito B.

Para o fusível do Circuito B, atendendo à condição da Equação (21), escolheu-se também o de valor nominal de 20 A.

Terminando o dimensionamento dos dispositivos de proteção com o Circuito C, tem-se:

$$31,50 \leq I_{nc} \leq 37 [A]$$

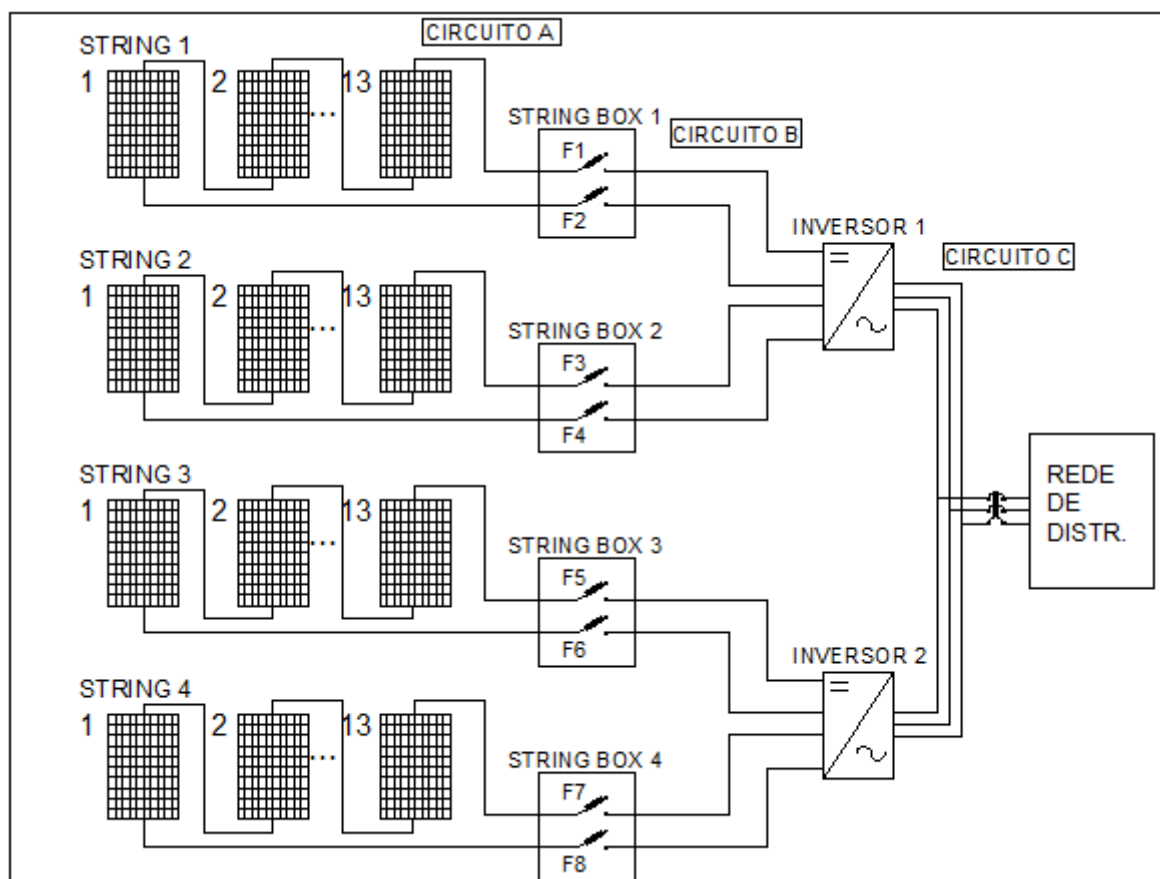
$$I_2 \leq 37 [A]$$

Para atender as duas condições acima, o disjuntor escolhido para proteger o Circuito C é de 32 A.

#### 2.4.10. Visão Global do Projeto

Após o dimensionamento dos parâmetros do sistema, tanto os fotovoltaicos quanto os elétricos, elabora-se um diagrama da forma como se pretende executar o sistema, respeitando as condições limites dos seus componentes. Essa disposição pode ser vista na Figura 2.19.

Figura 2. 19 - Diagrama do Sistema Fotovoltaico



Fonte: Próprio autor.

A Figura 2.19 engloba diversos conceitos revisados nesse trabalho. É possível perceber visualmente as etapas estudadas que formam o sistema fotovoltaico. O primeiro deles, o gerador fotovoltaico, que capta a radiação solar e transforma em energia elétrica em forma de corrente contínua, seguido pela etapa dos inversores, no qual a corrente contínua é transformada em corrente alternada, além de possuir a função de aproveitar sempre a maior potência durante o dia (com a tecnologia *MPPT*), e por último o fornecimento da energia elétrica à Rede de Distribuição, com o propósito de participar do sistema de compensação de energia.

Contabilizando todos os componentes responsáveis pelo funcionamento desse sistema fotovoltaico tem-se:

- 52 módulos fotovoltaicos de 320 Wp cada;
- 60 m de cabos unipolares, de cobre, com seção nominal de 2,5 mm<sup>2</sup>, responsáveis pela transmissão da corrente contínua;
- 60 m de cabos unipolares, de cobre, com seção nominal de 4,0 mm<sup>2</sup>, responsáveis pela transmissão da corrente alternada;
- 2 inversores de 6.000 W cada, com tensão 220/127 V;
- 8 fusíveis DC de 20 A cada com seccionamento; e
- 1 disjuntor termomagnético tripolar de 32 A.



### 3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

#### 3.1. BALANÇO ENERGÉTICO

Um dos objetivos principais do projeto é a economia de energia que o sistema pode proporcionar ao consumidor. Como forma de mensurar os números de economia que terá durante todos os meses do ano, é necessário calcular os parâmetros calculados anteriormente para cada mês em separado.

A Tabela 2.9 mostra os valores da irradiação solar  $H_T$ , das temperaturas ambiente médias  $T_{améd}$ , as temperaturas médias da célula fotovoltaica  $T_{Cméd}$  e a potência no ponto máximo  $P_{mp}$  em relação a cada mês do ano, por meio da aplicação das Equações (4), (5) e (6), além da consulta do CLIMATE-DATA para verificar as temperaturas ambiente mensais.

Tabela 2. 9 - Irradiação Solar e Temperaturas por Mês

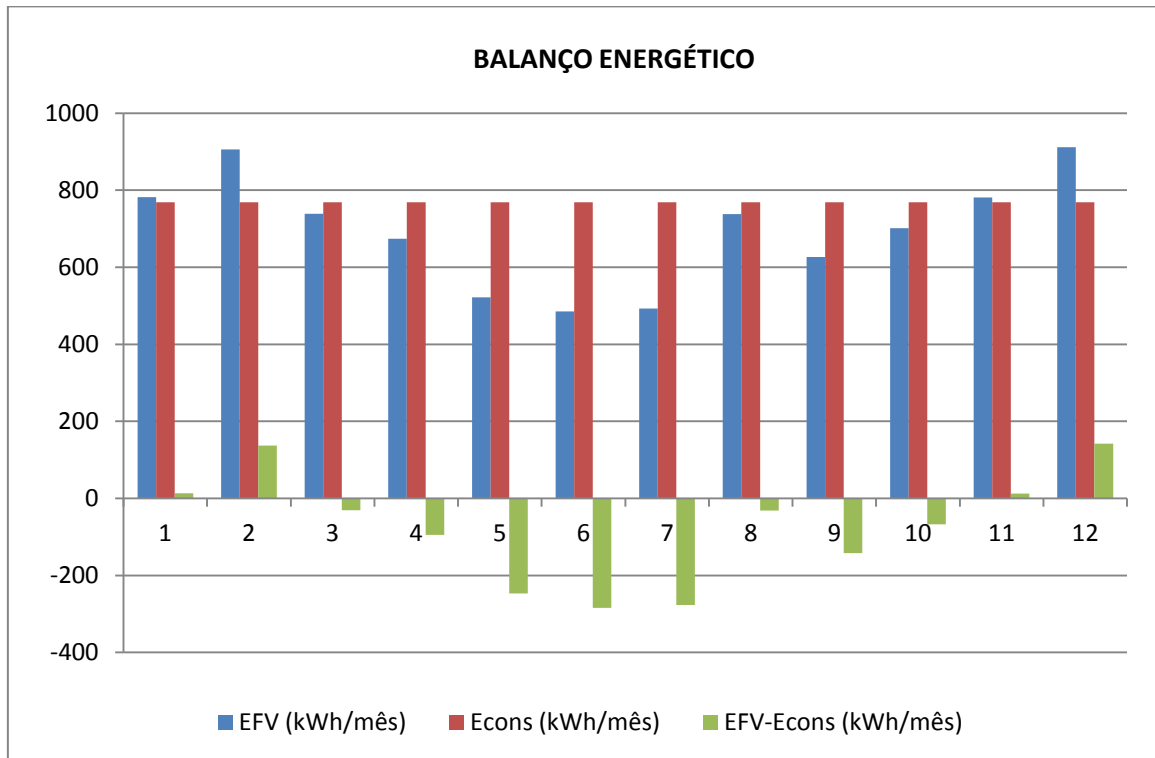
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul
$H_T(\text{Wh/m}^2)$	447,05	470,48	410,82	379,09	323,69	307,52	311,51
$T_{améd} (^\circ\text{C})$	21,5	21,4	20,5	18,5	16,6	15,5	15,4
$T_{cméd} (^\circ\text{C})$	33,07	33,57	31,13	28,31	24,98	23,46	23,46
$P_{mp} (\text{W})$	138,32	145,26	128,16	119,66	103,59	99,03	100,31

Mês	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$H_T(\text{Wh/m}^2)$	311,51	390,93	371,07	406,14	442,18	485,74
$T_{améd} (^\circ\text{C})$	15,4	16,2	17,4	18,5	19,8	20,3
$T_{cméd} (^\circ\text{C})$	23,46	26,32	27,00	29,01	31,24	32,87
$P_{mp} (\text{W})$	100,31	124,42	117,77	127,83	137,88	150,42

Fonte: Próprio autor.

Conhecendo os valores da Tabela 2.9, pode-se encontrar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico através da Equação (7). Convertendo a energia gerada por dia para a convertida por mês, compara-se com o valor da energia consumida pela edificação. Nesse caso foi considerada a energia consumida de 25,63 kWh/dia para todos os meses, ou 768,90 kWh/mês. A Figura 2.20 demonstra a comparação entre energia gerada e energia consumida, bem como o saldo de energia ao final de cada mês.

Figura 2. 20 - Balanço Energético



Fonte: Próprio autor.

Os dados detalhados utilizados para chegar ao gráfico acima se encontram na tabela do Apêndice A.

Da Figura 2.20 e da Tabela A inferem-se informações importantes que devem ser interpretadas. A primeira observação é que somando toda a linha “ $E_{FV} - E_{cons}$ ” tem-se o valor de -868,17 kWh/mês. Esse resultado significa que durante um ano a energia consumida superará em 868,17 kWh a energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

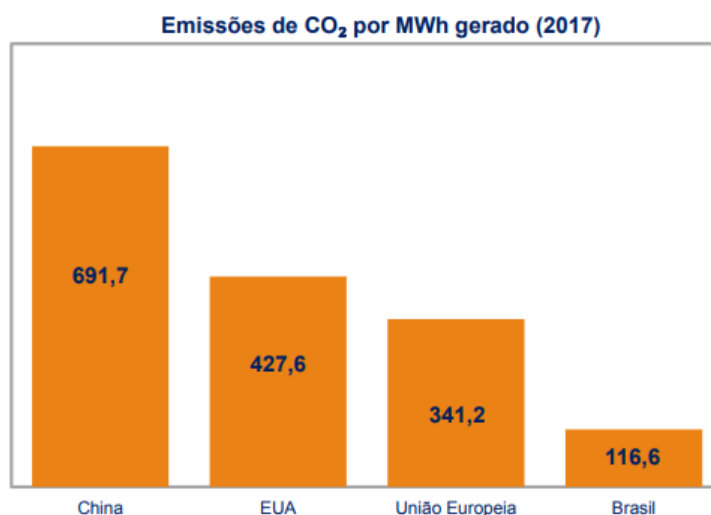
Esta diferença corresponde em média anual de 9,4% da energia anual consumida. Considerando a tarifa mínima (taxa de disponibilidade da rede) que corresponde neste caso em média a 13 % do consumo, há ainda uma diferença a favor do consumo de aproximadamente 3,6 %, o que pode ser considerado como margem tolerável em função de eventuais desvios da radiação efetiva em relação à teórica considerada neste estudo.

Ainda, o gráfico da Figura 2.20 mostra que a energia gerada é maior que a energia consumida nos meses de janeiro, fevereiro, novembro e dezembro. Valores maiores de radiação  $H_T$  nesses meses, conforme a Tabela 2.9, justificam esses resultados encontrados.

### 3.2. BENEFÍCIOS AO MEIO AMBIENTE

Outra observação que pode ser retirada da Figura 2.20 é a redução de emissão na atmosfera de gás carbônico CO<sub>2</sub> que a energia gerada pela radiação solar proporciona. Conforme o Balanço Energético Nacional de 2020, em relação ao ano de 2019, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética EPE, o total de emissão de CO<sub>2</sub> associada à produção de energia elétrica chegou a 116,6 kg de CO<sub>2</sub> por MWh gerado no ano de 2017. A Figura 2.21 demonstra esse resultado brasileiro comparado ao de outros países no mesmo ano.

Figura 2. 21 - Emissão de CO<sub>2</sub> por MWh gerado em 2017



Fonte: EPE (2020).

Pela Figura 2.21 vê-se que o Brasil emitiu cerca de 17% da quantidade de CO<sub>2</sub> emitida por MWh gerado de energia elétrica pela China no mesmo ano.

Segundo o BEN (2020), no ano de 2019 houve a redução para emissão de 90 kg de CO<sub>2</sub> por MWh de energia elétrica gerada no Brasil.

Levando em conta esses dados, pode-se mensurar a redução de emissão de gás carbônico que o sistema fotovoltaico projetado nesse trabalho será capaz de provocar. Somando-se a linha " $E_{FV}$  (kWh/mês)" da Tabela A chega-se no valor de 8.358,63 kWh de energia elétrica gerada durante um ano que, multiplicado pelo fator de 0,090 kg de CO<sub>2</sub>, obtém-se o resultado de  $8.358,63 \times 0,090 = 752,28$  kg de CO<sub>2</sub> por ano.

Pode-se dizer então que, além do sistema fotovoltaico ser benéfico do ponto de vista econômico, também desempenha um importante papel ambiental, **deixando de emitir 752,28 kg de CO<sub>2</sub> durante um ano.**

### 3.3. ANÁLISE ECONÔMICA

Para a avaliação econômica do projeto, é necessário entender os custos que ele envolve para ser construído como também os da energia que é produzida, relacionando com o valor da tarifa da concessionária cuja Rede de Distribuição é conectada ao sistema fotovoltaico.

Na etapa do investimento, analisam-se os valores que deverão ser gastos para a compra e instalação dos equipamentos que formarão o sistema fotovoltaico. Um orçamento da execução desse projeto foi solicitado a uma empresa que fornece serviço de instalações fotovoltaicas, detalhado na Tabela 2.10. O orçamento foi realizado em 02 de outubro de 2020.

Tabela 2. 10 - Orçamento da Instalação

MÓDULOS	PREÇO UNIT. (R\$)	QTDE	TOTAL (R\$)
Módulo Fotovoltaico Policristalino Canadian 320 Wp	644,00	52	33.488,00
Inversor 6,0 kW 220 V	6.830,00	2	13.660,00
Perfil Alumínio	63,25	52	3289,00
Kit Grampo Final 35 mm- 4 pç	10,93	12	131,10
Kit Aterramento em Alumínio - 2 pç	9,78	12	117,30
Kit Grampo Intermediário - 4 pç	10,93	22	240,35
Kit Emenda - 4 pç	21,85	6	131,10
Kit Gancho Ajustável - 2 pç	47,15	52	2451,80
Kit 5 Pares Conector MC4-Macho/Fêmea - Completo	40,25	2	80,50
Cabos Solares Sintenax	4,37	120	524,40
DPS 3 polos 1200VDC/20-40kA Suntime	120,75	4	483,00
Porta Fusível Suntime	11,50	4	46,00
DPS Corrente Alternada 2 polos 275VAC/20-40kA	42,55	2	85,10
Disjuntor Corrente Alternada 3 polos - 32 A Suntime	34,50	1	34,50
Eletroduto PVC Rígido 1" (32mm)	16,00	4	64,00
Kit Abraçadeira Tipo U 3/4"	7,00	8	56,00
Kit Borne 4 mm	46,00	1	46,00
Kit Parafuso para Fixação (com bucha)	40,00	1	40,00

Cabo 4 mm <sup>2</sup>	3,90	60	234,00
Quadro de Proteção PVC	160,00	2	320,00
Instalação	3500,00	1	3500,00
	<b>TOTAL</b>		<b>59022,15</b>

Fonte: Empresa que fornece serviço de instalações fotovoltaicas (2020). Adaptado pelo autor.

Considerando que a potência nominal produzida pelo gerador fotovoltaico é de 52 x 320 = 16640 Wp, tem-se o valor de R\$ 3,55 /Wp. Neste valor de investimento não estão considerados valores relacionados à aquisição do terreno ou da edificação, pois estes já são existentes e quitados pelo proprietário.

Segundo a ANEEL, para a tarifa de energia existem as modalidades tarifárias abaixo:

- Binômia Azul: tarifas de consumo de energia elétrica e de demanda que se diferenciam com o período de utilização do dia. Aplicada aos consumidores do grupo A;

- Binômia Verde: tarifa de consumo de energia elétrica que se diferencia com o período de utilização do dia, mas a demanda apresenta uma única tarifa. Aplicada aos consumidores do grupo A;

- Monômia: tarifa de consumo de energia elétrica independente do período de utilização do dia. Aplicada aos consumidores do grupo B; e

- Branca: tarifa de consumo de energia elétrica que se diferencia com as horas de utilização do dia. Aplicada aos consumidores do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e o subgrupo B1 da subclasse Baixa Renda.

No projeto desse trabalho será considerada a modalidade monômia, pois a conexão da rede é em baixa tensão (Grupo B). Portanto, consultando as tarifas da ENEL (2019), segundo a Resolução Homologatória nº 2.568 da ANEEL, válidas a partir de 04 de setembro de 2019, tem-se o valor de R\$ 0,53419 / kWh. Os impostos sobre a energia, estabelecidos pela ENEL, que deverão ser levados em conta para o cálculo da tarifa estão na Tabela 2.11.

Tabela 2. 11 - Impostos sobre a Tarifa de Energia

<b>IMPOSTO</b>	<b>COFINS</b>	<b>ICMS</b>	<b>PIS</b>
<b>VALOR (%)</b>	3,08	18,00	0,67

Fonte: ENEL. Adaptado pelo autor.

Somando-se os três impostos, tem-se um valor de 21,75% sobre a tarifa. Então, o valor da tarifa com impostos torna-se R\$ 0,68267 / kWh.

Da Tabela do Apêndice A calcula-se que o consumo evitado ( $E_{cons} - Tx. Dispon.$ ) médio mensal será de 668,90 kWh/mês. Considerando que toda essa energia será disponibilizada para a Rede de Distribuição, aplicam-se os impostos calculados nela, o que dá um ganho médio de  $0,68267 \times 668,90 = \text{R\$ } 456,64$  por mês e  $456,64 \times 12 = \text{R\$ } 5.479,68$  no ano, que serão utilizados no sistema de compensação de crédito, ou seja, poderão ser usados como crédito nas faturas futuras.

A próxima etapa da análise econômica é determinar a viabilidade do projeto. Um conceito que pode ser utilizado para essa fase é o de *payback* que, segundo Moreira (2017), define-se como o prazo de retorno dos recursos investidos em um projeto. Sendo, portanto, o período que se leva para recuperar um investimento, e é medido em tempo, normalmente anos. O método do *payback* simples avalia, de forma mais resumida, o tempo que é necessário para que os fluxos de caixa calculados compensem totalmente os investimentos realizados, reduzindo o risco de se realizar uma obra de Engenharia, por exemplo.

O método do *payback* simples é representado pela Equação (24).

$$Payback = \frac{\text{investimento inicial}}{\text{fluxo de caixa}} \quad (\text{Eq. 24})$$

Onde:

*Investimento inicial* é o custo previsto para a execução do sistema fotovoltaico;

*Fluxo de caixa* é o valor correspondente ao ganho anual com a geração de energia.

Considerando que o investimento inicial é R\$ 59.022,15, conforme orçamento apresentado, e que o fluxo de caixa é de R\$ 5.479,68, tem-se:

$$Payback = \frac{59.022,15}{5.479,68} \cong 11 \text{ [anos]}$$

Portanto o investimento realizado para efetuar a instalação do sistema fotovoltaico é pago integralmente durante o décimo ano de funcionamento, sendo que a partir do décimo primeiro ano o saldo do fluxo de caixa torna-se positivo.

Outra forma, mais detalhada, de analisar a viabilidade econômica desse projeto é por meio do *payback* descontado. Segundo Moreira (2017), o método do *payback* descontado é uma versão melhor elaborada do *payback* simples, onde se considera o valor do dinheiro no tempo.

Para utilizar o método do *payback* descontado, deve-se conhecer o investimento inicial, o fluxo de caixa inicial e a taxa de desconto responsável por corrigir o valor monetário durante o tempo. No caso desse projeto, essas variáveis têm os seguintes valores:

- Investimento inicial: R\$ 59.022,15;
- Fluxo de caixa inicial: R\$ 5.479,68;
- Taxa de desconto: 3,92 %

A taxa de desconto é representada por uma taxa de inflação ao ano, que é responsável pela adequação da moeda de acordo com o movimento da economia. Nesse caso o valor é baseado no valor acumulado de IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo) de 12 meses que, de acordo com consulta ao IBGE, é de 3,92 % considerando o mês de outubro de 2020. Cabe ressaltar que não foram consideradas despesas relativas à manutenção do sistema.

O objetivo desse método será desenvolver o fluxo de caixa em cada ano, levando em consideração o investimento inicial e os descontos a cada ano. A Tabela 2.12 descreve matematicamente essas etapas, enquanto que a Figura 2.22 representa graficamente esses resultados.

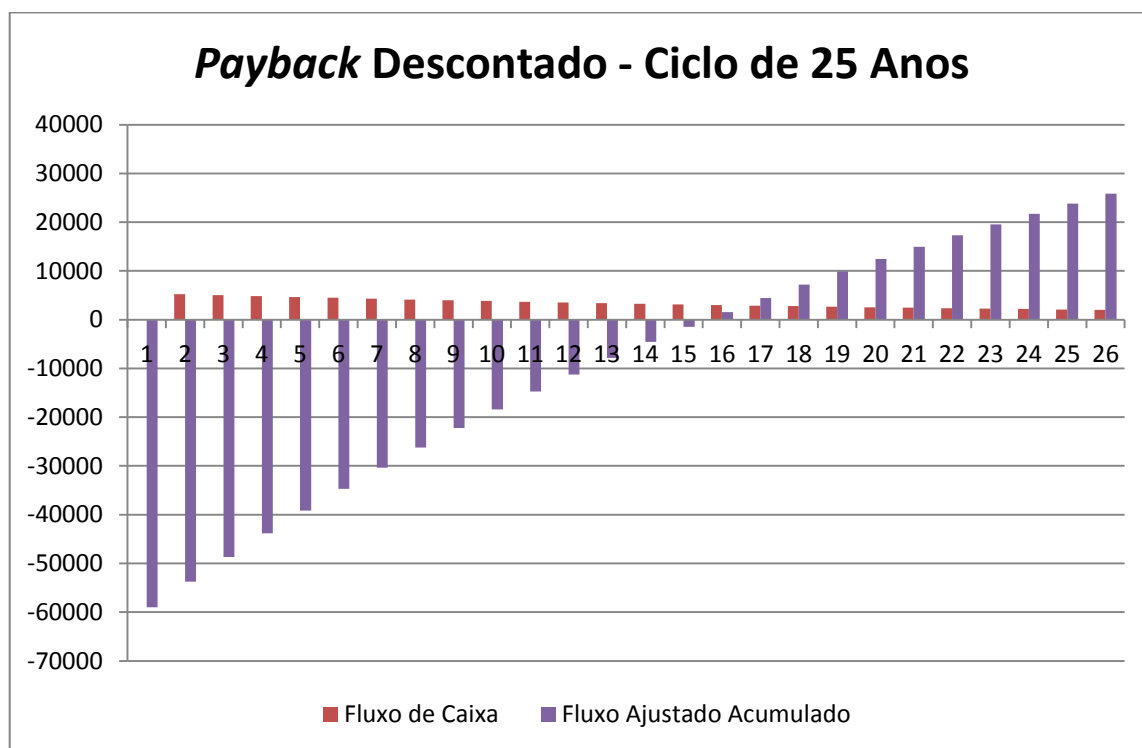
Tabela 2. 12 – Representação do Fluxo ao longo dos anos

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo Ajustado Acumulado
0	-	-R\$ 59.022,15
1	R\$ 5.264,88	-R\$ 53.757,27
2	R\$ 5.058,50	-R\$ 48.698,77
3	R\$ 4.860,21	-R\$ 43.838,56
4	R\$ 4.669,69	-R\$ 39.168,88
5	R\$ 4.486,63	-R\$ 34.682,24
6	R\$ 4.310,76	-R\$ 30.371,48
7	R\$ 4.141,78	-R\$ 26.229,71
8	R\$ 3.979,42	-R\$ 22.250,29
9	R\$ 3.823,43	-R\$ 18.426,86
10	R\$ 3.673,55	-R\$ 14.753,31
11	R\$ 3.529,54	-R\$ 11.223,77

12	R\$ 3.391,19	-R\$ 7.832,58
13	R\$ 3.258,25	-R\$ 4.574,33
14	R\$ 3.130,53	-R\$ 1.443,80
15	R\$ 3.007,81	R\$ 1.564,01
16	R\$ 2.889,91	R\$ 4.453,92
17	R\$ 2.776,62	R\$ 7.230,54
18	R\$ 2.667,78	R\$ 9.898,32
19	R\$ 2.563,20	R\$ 12.461,52
20	R\$ 2.462,72	R\$ 14.924,24
21	R\$ 2.366,18	R\$ 17.290,43
22	R\$ 2.273,43	R\$ 19.563,86
23	R\$ 2.184,31	R\$ 21.748,17
24	R\$ 2.098,69	R\$ 23.846,86
25	R\$ 2.016,42	R\$ 25.863,27

Fonte: Próprio autor.

Figura 2. 22 – Gráfico do *Payback* Descontado



Fonte: Próprio Autor.

Pela Tabela 2.12 percebe-se que o investimento inicial é zerado e torna-se economia entre os anos 14 e 15. Ou seja, o *payback* descontado está entre 14 e 15 anos. O tempo de retorno desse método é maior do que o do método simples justamente por considerar que o



fluxo inicial é 100% do valor apenas no primeiro ano, sendo desvalorizado de acordo com a movimentação da economia nos anos subsequentes. O Gráfico da Figura 2.22 ilustra nitidamente o momento em que o fluxo ajustado acumulado deixa de ser negativo e torna-se positivo.

Considerando que a central geradora tem um ciclo de vida estimado e garantido pelos fabricantes de painéis fotovoltaicos em 25 anos, quando há uma queda em seu rendimento em torno de 20 %, pode-se dizer, a partir da Tabela 2.12, que o retorno financeiro começa durante o décimo quarto ano e chega a uma economia no valor de R\$ 25.863,27 no vigésimo quinto ano.

#### 4. CONCLUSÃO

O projeto desenvolvido nesse presente trabalho teve como contexto a instalação de um sistema fotovoltaico em uma edificação comercial conectado à rede de baixa tensão, constituindo em uma microgeração distribuída de 16,64 kWp.

O sistema foi projetado para ser utilizado na cidade de São Paulo, portanto as características da capital paulista foram importantes para delimitar as condições de contorno determinantes para o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos, inversores e componentes de instalação.

Ao longo do dimensionamento do sistema foi encontrada a faixa de operação dos inversores, de modo a compatibilizar com o gerador fotovoltaico, formado por 52 módulos fotovoltaicos do modelo CS6U-320P. As Figuras 2.16 e 2.17 representam por meio de diagramas os valores que limitam o nível de tensão e de corrente máximos por fileira de módulos, e que estão compatíveis com o inversor escolhido, do modelo Fronius Primo 6.0-1 de 6 kW.

Tendo os componentes dimensionados, foi possível elaborar uma configuração do sistema que fosse eficiente dentro dos limites técnicos estabelecidos, conforme proposto pela Figura 2.19, que representa o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico em questão.

Com a configuração do sistema escolhido e o seu objetivo especificado, que é de injetar 87% da energia consumida da edificação comercial na rede, desenvolveu-se o balanço energético, levantando quanto de energia será produzida por mês pelo gerador fotovoltaico, referenciando ao consumo energético mensal e resultando no saldo de energia, conforme desenvolvimento demonstrado nas Tabelas 2.9 e A. Foi projetado também que este consumo evitado reduz anualmente em 752,28 kg os gases de efeito estufa emitidos na atmosfera, beneficiando o aspecto do meio ambiente.

Após desenvolver o balanço energético elaborou-se a análise econômica. Baseando-se no investimento previsto de construção da central geradora e levando-se em conta o custo do consumo evitado anualmente, concluiu-se que o *payback* descontado será entre 14 e 15 anos, ou seja, o sistema fotovoltaico seria totalmente pago e proporcionaria ganhos após o décimo quarto ano, totalizando um valor acumulado de R\$ 25.863,27 até o vigésimo quinto ano, quando o sistema perde rendimento.

O desenvolvimento e os resultados adquiridos nesse trabalho justificam a sua aplicação, quando considerados os benefícios ambientais. Mas do ponto de vista financeiro o

retorno do investimento é tardio quando relacionado ao tempo em que o sistema opera com 100 % de rendimento, que é em torno de 25 anos.

Cabe ressaltar que o cenário político-econômico pode interferir no desenvolvimento da energia fotovoltaica no Brasil, pois atualmente há a discussão da revisão da Resolução Normativa REN 482/2012, responsável pela criação dos incentivos à conexão da micro e minigeração distribuídas. Essa discussão reflete sobre a existência ou não de taxas pelo uso da Rede de Distribuição que seriam cobradas dos consumidores que geram a própria energia. Para aqueles que defendem a existência, afirmam que há transferência de custos pelo uso da rede aos demais consumidores. Entretanto, o ônus da confirmação dessas alterações desacelerariam o mercado de energia fotovoltaica e geração distribuída, devido à redução dos incentivos à implantação.

Outro fator que afeta o mercado da geração distribuída é a pandemia do coronavírus, que atinge o mundo todo. De uma maneira geral, a esse acontecimento freou o crescimento da economia, não sendo exceção para a comercialização de módulos fotovoltaicos. No caso específico do Brasil, o aumento do dólar é mais um obstáculo na importação de equipamentos.

Mesmo com as questões atuais apresentadas, há otimismo no desenvolvimento do mercado da geração distribuída, pois a procura da população por alternativas que não agredam o meio ambiente e ao mesmo tempo proporcionem economia financeira tende a continuar crescendo, principalmente se manter ou intensificar os incentivos já existentes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica – **Resolução Normativa nº 414/2010**. Brasília, 2010.

\_\_\_\_\_. Condições Gerais para o Acesso de Microgeração e Minigeração Distribuída aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica – **Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília, 2012.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 687/2015**. Brasília, 2015.

\_\_\_\_\_. **Tarifas de Consumidores**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/>>

/asset\_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false>.

Acesso em: 03 out. 2020.

ANTFERRAMENTAS. **Descrição do Analisador de Qualidade de Energia Fluke 435 Série II**. Disponível em: <https://www.antferramentas.com.br/analizador-de-qualidade-de-energia-fluke-435-serie-ii---600-v-cat-iv-1000-v-cat-iii/p>. Acesso em: 18 nov. 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

\_\_\_\_\_. **NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição**. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

BARRETO, C. **Projeto de Sistema Fotovoltaico em Microgeração Distribuída para uma Clínica de Radiologia na Cidade de Rio Branco** – AC. 2019. 67 p.

BERTO, A. **Conceitos de Energia Solar**. Disponível em: <<https://www.solarbrasil.com.br/blog/conceitos-de-energia-solar-geometria-solar-movimentos-de-rotacao-translacao-solsticio-e-equinocio/>>. Acesso em: 04 set. 2020.

**BOSCH. *Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules*.** Disponível em: <[http://www.bosch-solarenergy.de/media/bosch\\_se\\_serviceorganisation/kundendienst/north\\_america/crystalline\\_solar\\_modules/Bosch\\_Solar\\_Module\\_NA30117\\_NA42117\\_V11\\_29052013.pdf](http://www.bosch-solarenergy.de/media/bosch_se_serviceorganisation/kundendienst/north_america/crystalline_solar_modules/Bosch_Solar_Module_NA30117_NA42117_V11_29052013.pdf)>. Acesso em: 13 set. 2020.

CANADIAN SOLAR. ***Data-Sheet***. 2017. Disponível em: <[https://s3.us-east-2.amazonaws.com/legacy.portalsolar.com.br/Content/EditorImages/files/PT\\_MaxPower\\_CS6U-P\\_pt-v5\\_54.pdf](https://s3.us-east-2.amazonaws.com/legacy.portalsolar.com.br/Content/EditorImages/files/PT_MaxPower_CS6U-P_pt-v5_54.pdf)>. Acesso em: 08 set. 2020.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO (CRESESB). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 09 set. 2020.

\_\_\_\_\_. ***Sun Data***. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 13 set. 2020.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=331](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=331)>. Acesso em: 09 set. 2020.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. ***Solar Engineering of Thermal Processes***. 3<sup>rd</sup> ed. New Jersey, U.S.A., Wiley, 2006.

ELETRONPI. **Semicondutor**. Disponível em: <<http://www.eletronpi.com.br/ce-024-semicondutor.aspx>>. Acesso em: 31 ago. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional**. 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 17 ago. 2020.

\_\_\_\_\_. 2019. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019\\_Final.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf)>. Acesso em: 09 out. 2020.

ENEL DISTRIBUIÇÃO. **Impostos e outros Encargos**. São Paulo. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/para-sua-casa/impostos-e-outros-encargos>>. Acesso em: 03 out. 2020.

\_\_\_\_\_. **Tarifa de Energia Elétrica**. São Paulo. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/para-sua-casa/tarifa-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 03 out. 2020.

FRONIUS. **Fronius Primo 6.0-1**. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-6-0-1>>. Acesso em: 12 set. 2020.

GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/>>. Acesso em: 13 set. 2020.

HILL, S. J. **Clean Technica**. 2018. Disponível em: <<https://cleantechnica.com/2018/03/19/global-solar-market-installed-98-9-gigawatts-in-2017/>>. Acesso em: 06 set. 2020.

ICAN. **MPPT Seguidor do Ponto Máximo Potência – Eficiência Energética**. Disponível em: <[https://energiasolar-microgr.com.br/enregia-solar/mppt/#:~:text=MPPT%20\(seguidor%20do%20ponto%20de,seu%20ponto%20m%C3%A1ximo%20de%20aproveitamento.&text=Os%20pain%C3%A9is%20fotovoltaicos%20apresentam%20caracter%C3%ADsticas%20el%C3%A9tricas%20n%C3%A3o%20lineares%20de%20tens%C3%A3o%20versus%20corrente](https://energiasolar-microgr.com.br/enregia-solar/mppt/#:~:text=MPPT%20(seguidor%20do%20ponto%20de,seu%20ponto%20m%C3%A1ximo%20de%20aproveitamento.&text=Os%20pain%C3%A9is%20fotovoltaicos%20apresentam%20caracter%C3%ADsticas%20el%C3%A9tricas%20n%C3%A3o%20lineares%20de%20tens%C3%A3o%20versus%20corrente)>. Acesso em: 10 set. 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **IPCA e Inflação**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>>. Acesso em: 25 nov. 2020.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). **O que é Geração Distribuída**. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp)>. Acesso em: 18 ago. 2020.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf>>. Acesso em: 12 set. 2020.

INTELBRAS. **Módulo Fotovoltaico**. Disponível em: <<https://www.intelbras.com/pt-br/modulo-fotovoltaico-ems-330p-ems-330-p#beneficios>>. Acesso em: 08 set. 2020.

MITRATECH ENERGIA SOLAR. **Energia Solar como Funciona**. Disponível em: <<https://solar.mitrtech.com.br/como-funciona-energia-solar-fotovoltaica>>. Acesso em: 06 set. 2020.

MOREIRA, J. R. S. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. São Paulo: LTC, 2017.

NAKANO, A. **Projeto de Sistema Solar Fotovoltaico para Minigeração Distribuída conectada à Rede em Consumidor Industrial de Média Tensão à Luz do Panorama Regulatório Brasileiro**. 2013. 150 p. Monografia – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2013.

NASCIMENTO, R. L. **Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas**. 2017.

PACHECO, C. R. de F. **Notas de Aula**. PECE-USP: ERG 006 – Energia Solar I. São Paulo, 2019.

PCE-MEDIDORES. **Medidor de Radiação Solar Megger PVM210**. Disponível em: <<https://www.pce-medidores.com.pt/fichas-dados/medidor-radiacao-solar-pvm-210.htm>>.

Acesso em: 31 ago. 2020.

PHB ENERGIA SOLAR. **Como Funciona um Inversor Solar**. 2018. Disponível em: <<https://www.energiasolarphb.com.br/blog/energia-solar/como-funciona-um-inversor-solar/>>.

Acesso em: 10 set. 2020.

PORTAL SOLAR. **História e Origem da Energia Solar**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/historia-origem-da-energia-solar.html>>.

Acesso em: 17 ago. 2020.

SOLARVOLT ENERGIA. **A Revisão da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL**. Disponível em: <<https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/a-revisao-da-resolucao-normativa-n-482-da-aneel-entenda/>>. Acesso em: 20 ago. 2020.

SOUZA, J. P.. **Perdas por Mismatch em Sistemas Fotovoltaicos**. 2019. Disponível em: <<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/modulos-fotovoltaicos---perdas-por-mismatch-em-sistemas-fotovoltaicos>>. Acesso em: 04 set. 2020.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações, Sistemas Isolados e conectados à Rede**. São Paulo: Érica, 2015.

VOCÊ SOLAR. **O que é Energia Solar – Tudo sobre Energia Solar Fotovoltaica**. 2019. Disponível em: <<https://vocesolar.com.br/o-que-e-energia-solar-tudo-sobre-energia-solar-fotovoltaica/>>. Acesso em: 06 set. 2020.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.



## APÊNDICE A

Tabela A - Balanço Energético

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
P <sub>mp</sub> (W)	138,32	145,3	128,2	119,7	103,59	99,029
E <sub>FV</sub> (kWh/dia)	26,08	30,20	24,62	22,46	17,40	16,16
E <sub>FV</sub> (kWh/mês)	782,27	905,9	738,5	673,9	521,98	484,9
E <sub>cons</sub> (kWh/mês)	768,90	768,90	768,90	768,90	768,90	768,90
T <sub>x</sub> dispon. (kWh/mês)	100	100	100	100	100	100
E <sub>cons</sub> -T <sub>x</sub> dispon. (kWh/mês)	668,90	668,90	668,90	668,90	668,90	668,90
E <sub>FV</sub> -E <sub>cons</sub> (kWh/mês)	13,37	136,99	-30,45	-95,01	-246,92	-284,00

Mês	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	<b>Total</b>
P <sub>mp</sub> (W)	100,31	124,42	117,77	127,83	137,88	150,42	-
E <sub>FV</sub> (kWh/dia)	16,41	24,59	20,90	23,39	26,05	30,38	-
E <sub>FV</sub> (kWh/mês)	492,37	737,58	626,92	701,69	781,37	911,32	8.358,70
E <sub>cons</sub> (kWh/mês)	768,90	768,90	768,90	768,90	768,90	768,90	9.226,80
T <sub>x</sub> dispon. (kWh/mês)	100	100	100	100	100	100	1200,00
E <sub>cons</sub> -T <sub>x</sub> dispon. (kWh/mês)	668,90	668,90	668,90	668,90	668,90	668,90	8.026,80
E <sub>FV</sub> -E <sub>cons</sub> (kWh/mês)	-276,53	-31,32	-141,98	-67,21	12,47	142,42	-868,17