



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

**ALEXANDRE FILGUEIRAS PARENTE**

**ESTUDO COMPARATIVO SOBRE O DESEMPENHO ENTRE USINAS DE  
GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA COM USO DE INVERSORES STRING  
E MICROINVERSORES**

**FORTALEZA**

**2021**

ALEXANDRE FILGUEIRAS PARENTE

ESTUDO COMPARATIVO SOBRE O DESEMPENHO ENTRE USINAS DE GERAÇÃO  
DE ENERGIA FOTOVOLTAICA COM USO DE INVERSORES STRING E  
MICROINVERSORES

Monografia submetida à Coordenação do curso de Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Orientador: Profa. Dra. Fabiola Leite Almeida.

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

P252e Parente, Alexandre Filgueiras.

Estudo comparativo sobre o desempenho entre usinas de geração de energia fotovoltaica com uso de inversores string e microinversores / Alexandre Filgueiras Parente. – 2021.  
67 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2021.  
Orientação: Profa. Dra. Fabiola Leite Almeida.

1. Microinversores. 2. Indicadores de desempenho. 3. Sistema de energia fotovoltaica. I. Título.

CDD 621.042

---

ALEXANDRE FILGUEIRAS PARENTE

ESTUDO COMPARATIVO SOBRE O DESEMPENHO ENTRE USINAS DE GERAÇÃO  
DE ENERGIA FOTOVOLTAICA COM USO DE INVERSORES STRING E  
MICROINVERSORES

Monografia submetida à Coordenação do curso de Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Aprovada em: 07/04/2021.

BANCA EXAMINADORA

---

Profa. Dra. Fabiola Leite Almeida. (Orientadora)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Nivaldo Freire Aguiar  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Profa. Dra. Carla Andrade  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Á minha mãe, Aracélia Parente.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a minha mãe, Aracélia, a pessoa mais importante para mim e minha inspiração diária, que sempre me apoiou e me proporcionou uma ótima educação tanto escolar como sobre a vida.

Ao meu pai também, Henrique (In memorium) que foi o principal responsável para eu seguir o caminho da engenharia, além de ter sido uma pessoa importante para mim.

À minha companheira, Giulia, que está comigo nos momentos difíceis e felizes, sempre me apoiando e querendo me ver bem, além de ser pessoa fundamental na minha caminhada profissional e pessoal.

Aos amigos que fiz na faculdade, vivemos momentos únicos nos arredores dos campos da UFC e contribuíram para meu crescimento profissional.

Aos professores do centro de tecnologia da UFC que contribuíram para meu aprendizado técnico e de valores.

Aos professores Dr. Nivaldo Freire Aguiar e Dra. Carla Andrade pela disponibilidade de participar da banca e contribuir com o trabalho.

À minha orientadora, Dra. Fabiola Leite Almeida por todo o auxílio e apoio na elaboração do trabalho.

À Unidade Ecori Fortaleza pelo apoio na elaboração desse trabalho e a empresa Vessel pela disponibilidade dos dados.

“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade.”

Albert Einstein

## RESUMO

Nas últimas décadas a geração de energia elétrica a partir de recursos renováveis cresceu bastante ao redor do mundo. Entre essas fontes renováveis encontra-se a energia solar fotovoltaica, que permite um aproveitamento da irradiação solar para gerar energia elétrica de forma limpa e de baixo custo de manutenção. No Brasil, a procura por aquisição de sistemas de energia fotovoltaica aumentou de forma exponencial na última década, fazendo o mercado de geração distribuída ser um dos que mais cresceu no país. Junto com este crescimento, novas tecnologias foram desenvolvidas para aumentar a eficiência de usinas fotovoltaicas. Uma dessas tecnologias são os microinversores, que se tornaram uma alternativa aos inversores tradicionais, por proporcionarem um ganho de energia estimado de 5% a 25% através dos seus diferenciais, principalmente a individualização dos módulos. Nessa ótica, este trabalho tem o objetivo de comparar o desempenho de duas usinas instaladas no mesmo telhado localizadas em Fortaleza-CE, uma equipada com microinversores e outra com um inversor *string*. A metodologia adotada baseia-se na análise de indicadores de desempenho e financeiros comumente utilizados na literatura e comercialmente utilizados entre empresas do setor. Com os resultados obtidos constatou-se que a instalação com microinversores opera com um desempenho melhor aproximado de 8% em relação ao inversor *string* em todos os indicadores calculados.

**Palavras-chave:** Microinversores. Indicadores de desempenho. Sistema de energia fotovoltaica.

## ABSTRACT

In the last decades the generation of electric energy from renewable resources has grown a lot around the world. Among these renewable sources is the photovoltaic solar energy that allows the use of solar radiation to generate electricity in a clean way and low maintenance cost. In Brazil, the demand for acquisition of photovoltaic energy systems has increased exponentially over recent decade, making the distributed generation market one of the fastest growing in the country. Along with this growth, new technologies have been developed to increase the efficiency of photovoltaic plants. One of these technologies are microinverters, which have become an alternative to traditional inverters because they provide an estimated energy gain of 5 to 25% through their differences, mainly the individualization of modules. From this perspective, this work aims to compare the performance of two plants installed on the same roof located in Fortaleza-CE, one equipped with microinverters and the other with a string inverter. The methodology adopted is based on the analysis of performance and financial indicators commonly used in the literature and commercially among companies in the sector. With the results obtained, it was found that the installation with microinverters operates with a better performance of approximately 8% in relation to the string inverter in all calculated indicators.

**Keywords:** Microinverter. Performance indicators. grid-connected photovoltaic system.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa da irradiação no plano horizontal inclinado no Brasil.....	20
Figura 2 – Mapa da irradiação global horizontal no Ceará .....	21
Figura 3 – Componentes da radiação solar na superfície terrestre.....	23
Figura 4 – Geometria Terra-Sol e as estações do ano.....	24
Figura 5 – Relações geométricas entre raios solares e seus ângulos.....	25
Figura 6 – Mecanismo de células fotovoltaicas.....	27
Figura 7 – Tipos de células fotovoltaicas de silício.....	28
Figura 8 – Composição de um módulo fotovoltaico.....	29
Figura 9 – Gráfico de curva $i \times v$ e curva $i \times p$ de um módulo com suas características elétricas.....	29
Figura 10 – Inversor <i>string</i> instalado.....	31
Figura 11 – Microinversor instalado em um telhado.....	32
Figura 12 – Comparativo do impacto sombreamento parcial entre microinversor e inversor <i>string</i> .....	33
Figura 13 – Foto aérea de uma instalação fotovoltaica com módulos em várias orientações.....	34
Figura 14 – Visor de monitoramento de um inversor <i>string</i> .....	35
Figura 15 – Print do dashboard do monitoramento remoto de um inversor <i>string</i> .....	35
Figura 16 – Monitoramento individualizado dos módulos ligados a um microinversor	36
Figura 17 – Funcionamento do sistema fotovoltaico <i>on-grid</i> .....	36
Figura 18 – Funcionamento sistema <i>off-grid</i> .....	38
Figura 19 – Comparativo de curvas $I \times V$ com módulos sombreados.....	39
Figura 20 – Comparativo de curvas $I \times V$ devido a influência da temperatura.....	40
Figura 21 – Efeito do <i>mismatch</i> em uma associação de módulos em serie.....	41

Figura 22 –	Curvas de eficiência do inversor Sungrow SG2K-S.....	42
Figura 23 –	Foto aérea das usinas.....	47
Figura 24 –	Dados de irradiação retirados do <i>SunData</i> .....	48
Figura 25 –	Foto aérea do local pela manhã.....	58
Figura 26 –	Foto aérea do local no fim da tarde.....	58
Figura 27 –	Print da simulação do comportamento no horário de 9:00h.....	59
Figura 28 –	Print da simulação do comportamento no horário de 12:00h.....	60
Figura 29 –	Print da simulação do comportamento no horário de 16:00h.....	60
Figura 30 –	Print da simulação do comportamento no horário de 16:30h.....	61

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Matriz Elétrica Mundial em 2018.....	18
Gráfico 2 – Matriz elétrica brasileira em 2019.....	19
Gráfico 3 – Irradiação Solar Média Mensal.....	49
Gráfico 4 – Geração Efetiva IFV-M.....	51
Gráfico 5 – Geração Efetiva IFV-S.....	51
Gráfico 6 – Comparativo de Produtividade Específica ( $Y_f$ ).....	53
Gráfico 7 – Comparativo do Performance Ratio (PR).....	54
Gráfico 8 – Comparativo do Fator de Capacidade (FC%).....	56

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características das instalações.....	48
Tabela 2 – Irradiação total mensal.....	49
Tabela 3 – Dados de geração efetiva.....	50
Tabela 4 – Produtividade Específica (Yf).....	52
Tabela 5 – <i>Performance Ratio</i> .....	54
Tabela 6 – Fator de Capacidade (FC%).....	55
Tabela 7 – Orçamentos das duas usinas.....	56
Tabela 8 – Cálculo dos indicadores financeiros.....	57
Tabela 9 – Comparativo dos indicadores entre usinas.....	63

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
IEA	<i>Internacional Energy Agency</i>
IFV-S	Instalação fotovoltaica com inversor <i>string</i>
IFV-M	Instalação fotovoltaica com microinversor
MPPT	<i>Maximus Power Point Tracking</i>
NBR	Norma Brasileira Regulamentar

## LISTA DE SÍMBOLOS

R\$	Real
%	Porcentagem
Wp	Potência de pico
Wh	Energia

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>18</b>
<b>1.1</b>	<b>Contextualização.....</b>	<b>18</b>
<b>1.2</b>	<b>Justificativa.....</b>	<b>21</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS.....</b>	<b>22</b>
<b>2.1</b>	<b>Objetivo geral.....</b>	<b>22</b>
<b>2.2</b>	<b>Objetivos específicos.....</b>	<b>22</b>
<b>3</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>23</b>
<b>3.1</b>	<b>Recurso Solar.....</b>	<b>23</b>
<b>3.2</b>	<b>O sistema fotovoltaico.....</b>	<b>26</b>
<b>3.2.1</b>	<b><i>Célula fotovoltaica.....</i></b>	<b>26</b>
<b>3.2.2</b>	<b><i>Módulo fotovoltaico.....</i></b>	<b>28</b>
<b>3.2.3</b>	<b><i>Inversor.....</i></b>	<b>30</b>
<b>3.2.3.1</b>	<b>Diferença prática entre microinversores e inversores <i>string</i>.....</b>	<b>31</b>
<b>3.3.</b>	<b>Tipos de sistemas fotovoltaicos.....</b>	<b>36</b>
<b>3.3.1</b>	<b><i>Sistema fotovoltaico ligado à rede (On-Grid).....</i></b>	<b>36</b>
<b>3.3.2</b>	<b><i>Sistema fotovoltaico fora da rede (Off-Grid).....</i></b>	<b>37</b>
<b>3.4</b>	<b>Perdas em sistemas fotovoltaicos.....</b>	<b>38</b>
<b>3.4.1</b>	<b><i>Sombreamento.....</i></b>	<b>38</b>
<b>3.4.2</b>	<b><i>Temperatura.....</i></b>	<b>39</b>
<b>3.4.3</b>	<b><i>Mismatch.....</i></b>	<b>40</b>
<b>3.4.4</b>	<b><i>Eficiência do inversor.....</i></b>	<b>41</b>
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>42</b>
<b>4.1</b>	<b>Produtividade específica (<math>Y_f</math>).....</b>	<b>43</b>
<b>4.2</b>	<b>Rendimento de referência (<math>Y_r</math>).....</b>	<b>43</b>
<b>4.3</b>	<b>Índice de produtividade (PR).....</b>	<b>44</b>
<b>4.4</b>	<b>Fator de capacidade (FC).....</b>	<b>44</b>
<b>4.5</b>	<b>Tempo de retorno.....</b>	<b>45</b>
<b>4.6</b>	<b>Preço do kWp.....</b>	<b>46</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO.....</b>	<b>46</b>
<b>5.1</b>	<b>Características das usinas.....</b>	<b>46</b>
<b>5.2</b>	<b>Dados meteorológicos.....</b>	<b>48</b>

5.3	Dados de geração efetiva.....	50
5.4	Indicadores de desempenho.....	52
5.4.1	<i>Produtividade específica (Yf)</i> .....	52
5.4.2	<i>Rendimento de referência (Yr)</i> .....	53
5.4.3	<i>Performance Ratio (PR)</i> .....	53
5.4.4	<i>Fator de capacidade (FC%)</i> .....	55
5.5	Indicadores financeiros.....	56
5.5.1	<i>Preço do kWp e tempo de retorno (TR\$)</i> .....	57
5.6	Análise do sombreamento do local.....	57
5.7	Discussões e análises.....	61
6	CONCLUSÃO.....	65
7	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	67
	REFERÊNCIAS .....	69

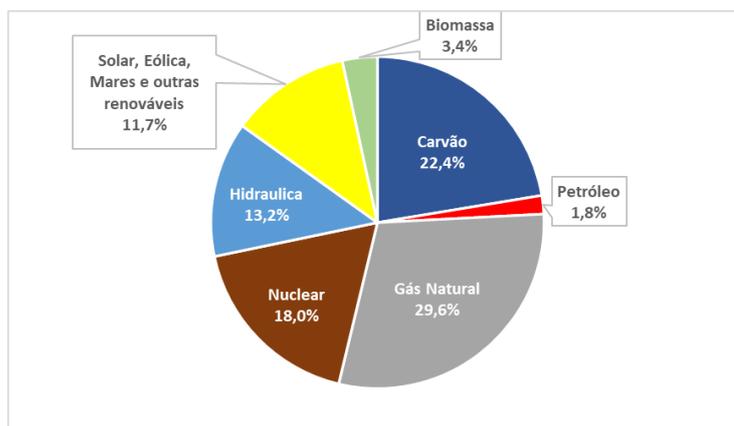
# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contextualização

Os avanços científicos da humanidade contribuem para um desenvolvimento tecnológico e industrial que permitem a sociedade mundial crescer cada vez mais. Novas tecnologias vêm para facilitar os meios de produção e a vida cotidiana em geral das pessoas. Associado a toda esta evolução, o planeta ficou cada vez mais dependente de energia elétrica, aumentando de forma exponencialmente a sua demanda.

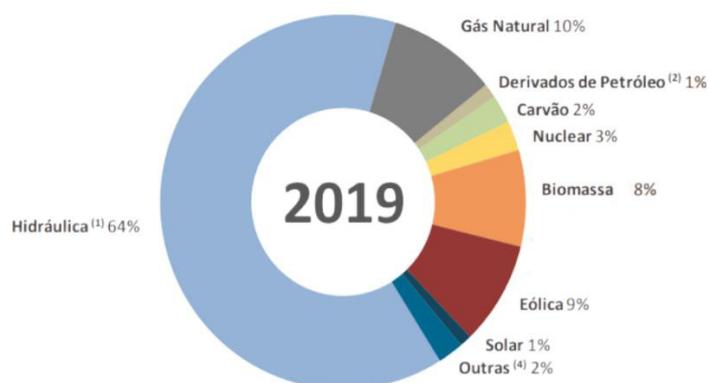
Por diversas décadas o uso de combustíveis fósseis foi predominante para geração de energia, porém com a escassez dos recursos e as preocupações ambientais, as fontes alternativas de geração de energia elétrica ganharam bastante força, dentre elas, as energias renováveis. As fontes renováveis como eólica, solar, biomassa e hidroelétrica foram tornando-se mais eficientes e mais baratas para produzir energia, fazendo com que a matriz elétrica mundial ficasse mais diversificada e menos dependente de combustíveis fósseis. A matriz elétrica mundial ainda é majoritariamente composta por recursos não renováveis, porém fontes renováveis correspondem a aproximadamente 26% do total em 2019, segundo dados da IEA (*Internacional Energy Agency*), representados pelo Gráfico 1.

**Gráfico 1**– Matriz Elétrica Mundial em 2019



Fonte: Autoria própria adaptada de IEA(2020)

Em relação ao Brasil, segundo a Aneel, a matriz elétrica é predominantemente de fontes renováveis, principalmente hidroelétrica, correspondendo a aproximadamente 83% do total. Entretanto a partir do Gráfico 2, tem-se que a energia solar corresponde a apenas a 1%. Pode-se entender que a energia solar ainda há muito a crescer.

**Gráfico 2** – Matriz elétrica brasileira em 2019

Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020

O Sol é o principal recurso para geração de energia, pois impacta tanto para aproveitamento de forma direta como indiretamente. A participação indireta do Sol acontece na energia eólica, pois é proveniente do vento que são originados a partir da conversão da radiação solar em energia cinética, em função do balanço diferenciado nas diferentes latitudes entre radiação solar incidente e a radiação terrestre emitida. O mesmo ocorre para energia hidroelétrica, o ciclo da água é consequência da evaporação por parte do Sol, permitindo o represamento de água para a implantação de usinas hidroelétricas. Devido à radiação solar, a matéria orgânica consegue realizar a fotossíntese e posteriormente ser utilizada para geração de usina por meio de usinas de biomassa. (PINHO et al., 2014).

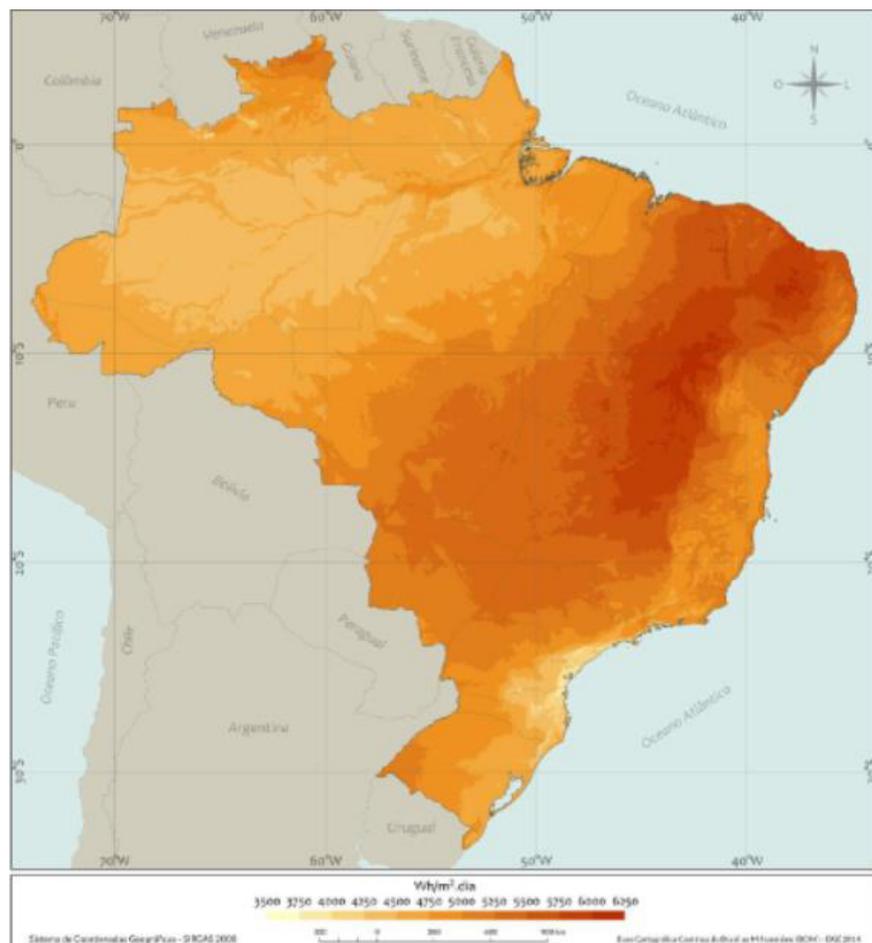
Para o aproveitamento do Sol para energia de forma direta, a tecnologia dos módulos fotovoltaicos é a principal forma de geração de energia elétrica. Com esse tipo de tecnologia, é possível gerar energia a partir de grandes usinas e pequenas usinas, por isso, a popularidade do uso da energia solar fotovoltaico cresceu exponencialmente nos últimos anos ao redor do mundo.

No Brasil, a geração distribuída se tornou uma alternativa bastante competitiva devido à redução dos preços dos módulos fotovoltaicos e aos incentivos governamentais implementados através principalmente da Resolução Normativa nº 482/2012, que regulamentou a geração distribuída e garantiu o sistema de compensação para a energia gerada.

De acordo com o trabalho apresentado por Dechamps e Rüther (2019), os módulos fotovoltaicos apresentaram uma redução de aproximadamente 70% no seu custo. No final de 2006, os módulos representavam 71% dos custos de uma usina. No final de 2017, além dos custos totais diminuírem, a parcela responsável pelas placas foi de apenas 46%.

Além disso, o Brasil apresenta um enorme potencial para geração de energia solar devido a sua localização geográfica e forte radiação solar incidente no território. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição, o local menos ensolarado no Brasil é possível gerar mais eletricidade do que o local mais ensolarado na Alemanha, que é um país referência atualmente em aproveitamento de energia solar. Ainda segundo o Atlas, o Brasil apresenta valores média anual de energia incidente entre 4000 Wh/m<sup>2</sup>.dia e 5000 Wh/m<sup>2</sup>.dia, atingindo valores de potência instantânea superiores a 1.000 W/m<sup>2</sup> em alguns locais, segundo o mapa representado pela Figura 1.

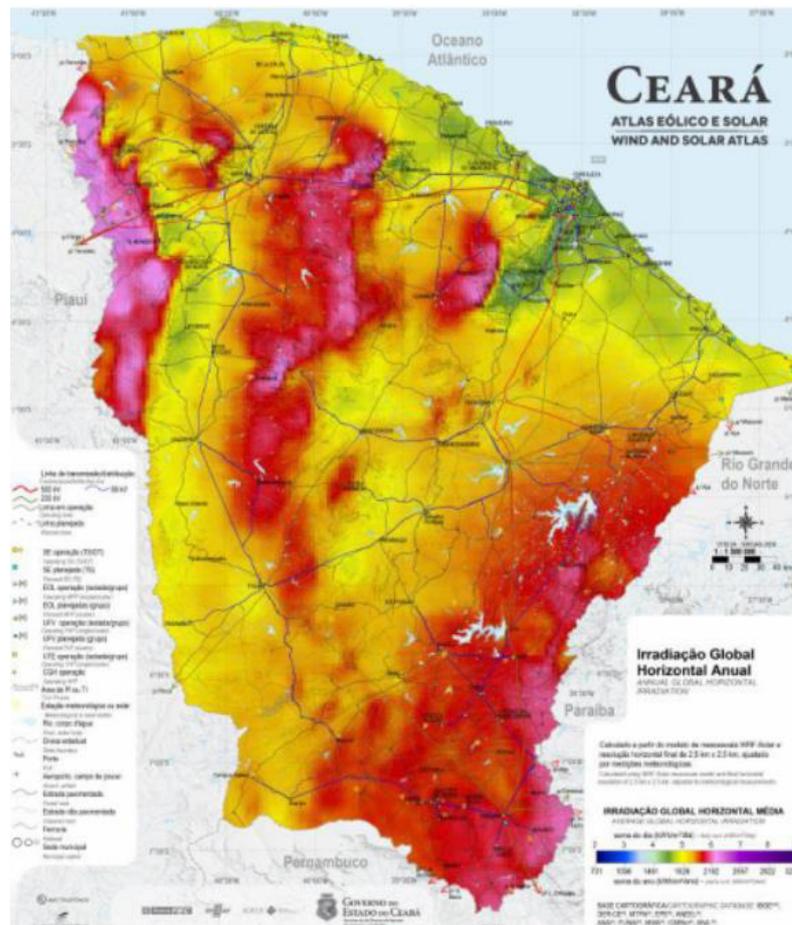
**Figura 1** – Mapa da irradiação no plano horizontal inclinado no Brasil.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição.(2017)

O Ceará apresenta-se como uma região privilegiada no cenário nacional, isso porque, segundo o Atlas Eólico e Solar do Ceará (2019), o território cearense possui uma média da irradiação global horizontal anual acima dos 1900 kWh/m/ano, Figura 2.

**Figura 2 – Mapa da irradiação global horizontal no Ceará**



Fonte: Atlas Eólico e Solar do Ceará.(2019)

## 1.2 Justificativa

Com o crescimento da geração distribuída, muitas tecnologias surgiram para aumentar a competitividade desse mercado. Uma das tecnologias são os microinversores, na qual vem sendo bastante requisitado em instalações de energia fotovoltaica pelo mundo, pois promete diversos benefícios diante dos inversores tradicionais. Segundo Browder (2011), o ganho em geração de energia por microinversor no ponto máximo de potência (MPPT) pode chegar entre 5 e 25%.

Ainda segundo o autor, os microinversores mais modernos possuem vantagens de serem mais leves e ocuparem menos espaço, o que facilita manuseio e instalações dos mesmos. Além disso, produzem menos ruídos e geram menos calor, devido ao “estresse” elétrico ser menor comparado aos inversores tradicionais.

Os microinversores tendem a ser mais caros que os inversores tradicionais, porém será que os benefícios prometidos por esses componentes justificam um investimento maior e compensam ao longo prazo?

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo Geral.**

Analisar o desempenho de duas instalações fotovoltaicas com diferentes tipos de tecnologia de inversor, uma ligada com microinversores e outra com inversor *string*.

### **2.2 Objetivos específicos.**

1. Calcular indicadores de desempenho
2. Comparar resultados entre duas tecnologias diferentes
3. Entender a viabilidade do sistema fotovoltaico ligado a rede.

### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

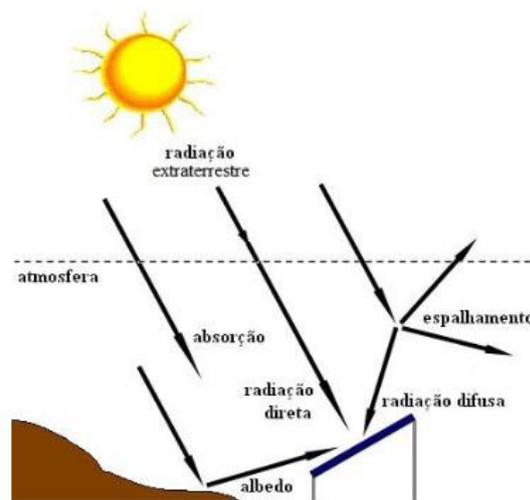
#### 3.1 Recurso Solar

O Sol é a maior fonte de energia disponível que pode ser usado no planeta Terra, principalmente por ser considerada uma fonte inesgotável. A energia emitida pelo Sol que chega à atmosfera terrestre anualmente corresponde a aproximadamente  $1,5 \times 10^{18}$  kWh, representando 10.000 vezes o consumo mundial de energia anual. (MORAIS, 2009).

A radiação solar compõe o espectro eletromagnético, portanto, configura-se de diversas faixas de ondas eletromagnéticas com comprimentos  $\lambda$  variados. Tais ondas são divididas em radiação infravermelho, radiação visível e radiação ultravioleta, em proporções respectivas de 46%, 47% e 7% do espectro total. (CARVALHO et.al, 2012).

A composição que a radiação chega à superfície da terra não é uniforme, pois a atmosfera terrestre é um obstáculo para a sua entrada, causando dispersões, absorções e reflexões no percurso da radiação solar. Segundo Fadigas (2012), pode-se classificar em três componentes a radiação que chega à superfície: Radiação direta, radiação difusa e radiação refletida. A radiação direta é classificada como a radiação que não sofre nenhuma alteração em seu percurso até a superfície. A radiação difusa é aquela que ao passar por algum componente atmosférico, como nuvens, sofre um espalhamento ou reflexão na atmosfera, chegando assim na superfície por todos os lados. A radiação refletida, também conhecida como albedo, é vista em superfícies receptoras inclinadas, pois provem da reflexão do solo. A Figura 2 ilustra esse mecanismo.

**Figura 3** – Componentes da radiação solar na superfície terrestre



Fonte: PINHO et al.(2014)

A taxa de transferência de energia pela radiação solar que atinge uma área é

chamada de irradiância solar, expressa em  $W/m^2$ . A integral da irradiância solar é definida como irradiação solar, que representa quanto de energia uma determinada área recebe em um intervalo de tempo, medida em  $Wh/m^2$ . (Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017).

A geometria da Terra e seus movimentos em relação ao sol determinam quanto de energia da irradiação vai atingir ao longo da superfície. A Terra possui dois movimentos principais, um em torno de seu próprio eixo e outro de forma elíptica em torno do Sol. O movimento em relação ao Sol possui uma inclinação de aproximadamente  $23,45^\circ$  com o seu próprio eixo, esse ângulo é chamado de declinação solar. Ambos os fenômenos dão origem as estações do ano e a duração dos dias. Esse mecanismo está exposto na Figura 3 (PINHO; GALDINO, 2014).

Ainda segundo os autores, para o aproveitamento da energia solar é importante compreender a duração do dia, pois em algumas localidades isso varia de forma significativa. Localidades perto da linha do equador não sofrem tanto esta variação porem em outras partes do planeta é mais evidente. Portanto existem pontos que o Sol está mais perto de um dos hemisférios do que o outro, ocasionando uma duração maior do dia de um lado e do outro uma duração menor, esse fenômeno é o solstício. Já no equinócio, o Sol está mais próximo da linha do Equador, portanto o dia e a noite nos dois hemisférios têm a mesma duração.

A partir da Figura 3, observa-se que o solstício acontece duas vezes por ano, assim como o equinócio, e eles marcam a entrada das novas estações.

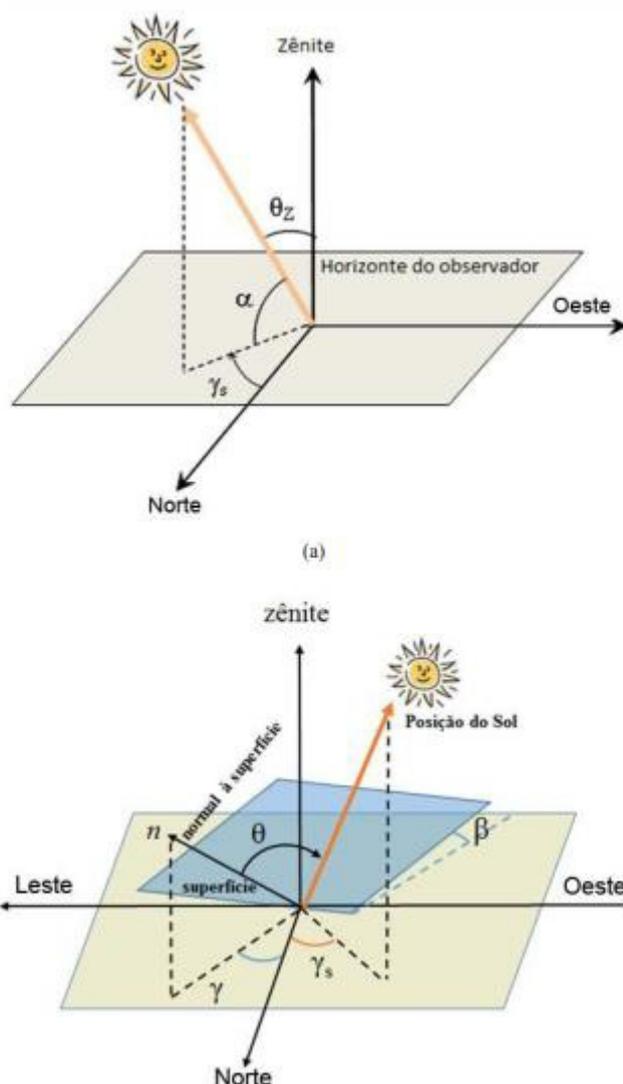
**Figura 4** – Geometria Terra-Sol e as estações do ano



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017).

Para o aproveitamento da energia solar por um módulo, deve-se compreender as relações geométricas entre os raios solares e a superfície. Adotando como premissa um observador no hemisfério sul, as relações podem ser vistas na Figura 4:

**Figura 5** – Relações geométricas entre raios solares e seus ângulos



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014).

Segundo (PINTO, GALDINO, 2014) os seus ângulos são denominados como:

- Ângulo Zênite ( $\theta_z$ ): Ângulo formado entre a linha vertical do observador (Zênite) e a linha dos raios solares.
- Ângulo de Altura Solar ( $\alpha$ ): Ângulo formado entre o plano horizontal do observador e a linha dos raios solares.
- Ângulo Azimute Solar ( $\gamma_s$ ): Ângulo entre a projeção normal da posição aparente do Sol e a direção Norte-Sul, horizonte do observador.
- Ângulo de Incidência ( $\theta$ ): Ângulo formado entre a normal da superfície inclinada (coletor) e a linha dos raios de sol incidente na mesma.

- Inclinação da superfície ( $\beta$ ): Ângulo entre a superfície inclinada (coletor) e o plano horizontal ( $\beta \leq 90^\circ$ ).
- Ângulo Azimute de Superfície ou desvio azimutal ( $\gamma$ ): Ângulo entre a projeção normal da superfície inclinada no plano horizontal e a direção Norte-Sul (plano do observador)

## 3.2O Sistema Fotovoltaico

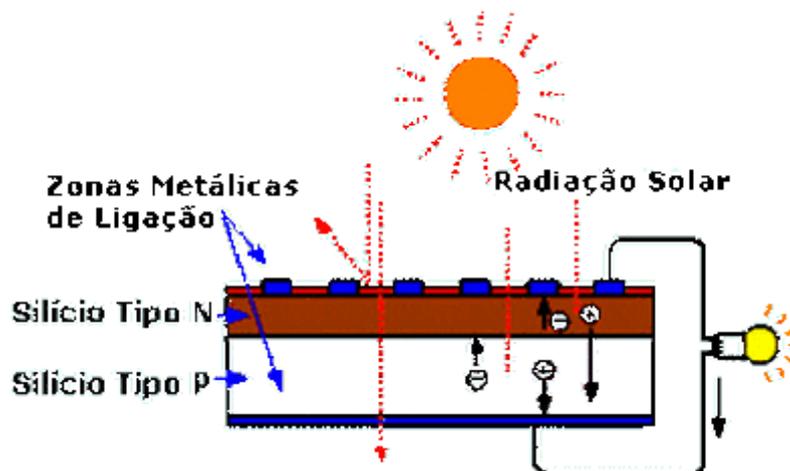
### 3.2.1Célula fotovoltaica

As células fotovoltaicas são responsáveis por receber a irradiação solar e converter em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. As células fotovoltaicas são compostas por um material semicondutor sensíveis à luz solar. Esses materiais possuem uma camada de valência preenchida por elétrons e uma camada vazia, fazendo assim uma separação entre as camadas de energia que é denominada de “*gap* de energia”. (MORAIS, 2009)

Em geral, as células fotovoltaicas são fabricadas por cristais de silício e este elemento possui 4 elétrons para ligações com outros átomos. Para ocorrer o efeito fotovoltaico é preciso fazer uma dopagem na camada superior e inferior do cristal de silício, para isso na camada superior, também chamada de camada n, ocorre a dopagem com elemento com 5 elétrons disponíveis para ligações, como o fósforo por exemplo, para que haja um superávit de elétrons na camada, permitindo que os elétrons circulem livremente na banda de condução. Já na camada inferior ou camada p, é preciso dopá-la com um átomo que possua 3 elétrons livres, pois irá ser criadas “buracos” na camada p, permitindo que elétrons livres ou fótons que atingem a célula preencham esses buracos. (BALFOUR et al., 2014)

A Figura 5 mostra de forma simplificada como ocorre dentro da célula. Com duas camadas de silício com o processo de dopagem citado acima, irá ser formado uma junção das camadas n e p. Com essa junção, os elétrons livres do lado n iram migrar para o p, criando uma camada com falta de elétrons e outra com excesso. Quando o conjunto é submetido à luz solar, os fótons carregam energia maior do que o *gap* existe, ocasionando a condução livre dos elétrons na zona metálica, gerando assim, corrente elétrica do tipo contínua. (BALFOUR et al., 2014)(MORAIS, 2009)

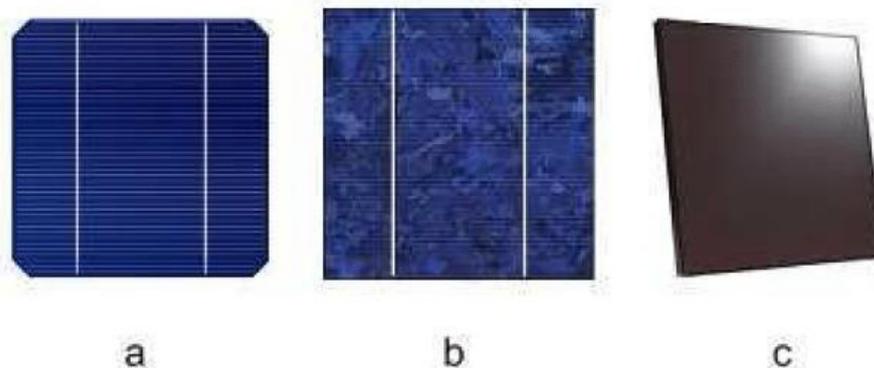
**Figura 6** – Mecanismo de células fotovoltaicas



Fonte: Adaptada de Morais (2009)

Atualmente, existem diversas tecnologias para fabricação de células fotovoltaicas com diferentes tipos de materiais, sobretudo a maioria dos módulos fotovoltaicos produzidos comercialmente utilizam células a partir de silício, pois é um excelente semicondutor e bastante abundante na terra, sendo extraído da areia e do quartzo por exemplo.

A Figura 6 apresenta os três tipos principais de células fotovoltaicas a partir de silício, são elas: silício monocristalino (a), silício policristalino (b) e silício amorfo (c). Dentre os módulos fotovoltaicos comercializados, encontram-se predominantemente as tecnologias de silício monocristalino e policristalino, isso porque são tecnologias que atingem maior eficiência da conversão de energia. A diferença entre elas está no processo de fabricação, células policristalinas são feitas a partir de vários cristais de silício combinados, enquanto células monocristalinas provem de um único cristal puro de silício. Esse fato impacta diretamente na eficiência da célula, já que a fabricação a partir de um cristal apresenta um material com maior pureza e conseqüentemente maior eficiência. Segundo Pinho e Galdino (2014), as eficiências aproximadas para esses tipos de célula são 25%, 20,4 % 10,1% para monocristalino, policristalino e silício amorfo respectivamente.

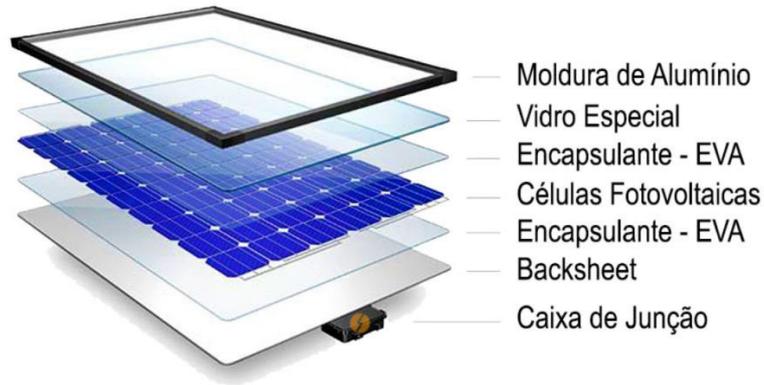
**Figura 7** – Tipos de células fotovoltaicas de silício

Fonte: Adaptado de BOUKLI-HACENE, (2011).

### **3.2.2 Módulo fotovoltaico**

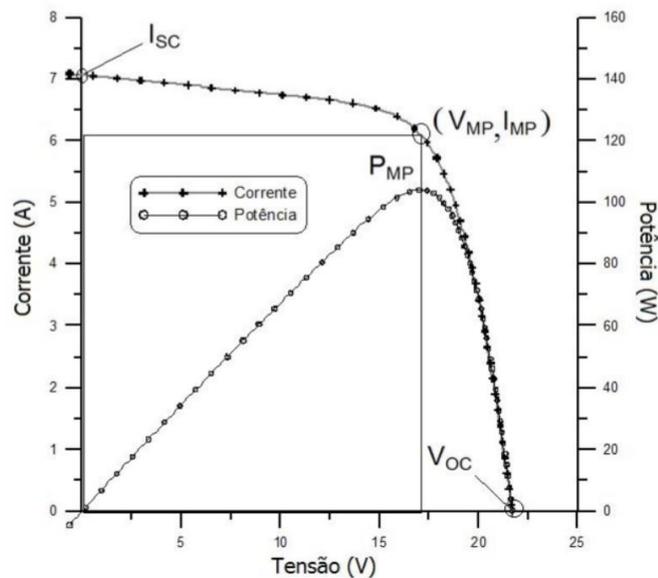
As células fotovoltaicas são associadas para compor um módulo fotovoltaico que apresentará características elétricas aproximadamente com a soma de todas as células com o objetivo de gerar mais energia elétrica. Em geral, os módulos apresentam células ligadas em série, compartilhando a mesma corrente e aumentando a tensão do circuito de acordo com o número de células. Atualmente, os módulos comerciais apresentam 72 ou 144 células associadas em série. O número de células depende do quanto de potência máxima o fabricante deseja atingir com aquele modelo de módulo, quanto maior número de células, maior será a potência máxima.

A Figura 7 ilustra a composição de um módulo fotovoltaico. As células fotovoltaicas são envelopadas com duas camadas finas de um material encapsulante, EVA, para garantir o isolamento elétrico e proteger de intempéries. Além disso, para proteger de impactos mecânicos, um vidro temperado é colocado na parte frontal do módulo. Este vidro apresenta tratamento anti reflexo para garantir que não haja perdas por reflexo. A parte lateral, há uma moldura metálica, geralmente de alumínio para propiciar leveza e resistência ao módulo. Por trás do módulo, normalmente é colocada uma cobertura feita de polifluoreto de vinila de cor branca. (ZILLES et al., 2016)

**Figura 8** – Composição de um módulo fotovoltaico.

Fonte: Portal Solar (2021). Colocar aqui também

Para um dimensionamento adequado de projeto, é importante conhecer as características elétricas do módulo. Os principais parâmetros são tensão (V), corrente (A) e potência (W), entretanto a partir de testes de laboratórios, outros parâmetros importantes derivaram destes. Os parâmetros estão resumidos e representados na figura 8 através de um gráfico de curva I x V e curva I x P de um módulo fotovoltaico.

**Figura 9** – Gráfico de curva i x v e curva i x p de um módulo com suas características elétricas

Fonte: Pinho e Galdino (2014)

De acordo com Ziles et al. 2009, todos esses parâmetros devem se fornecidos pelos fabricantes de módulos e correspondem a:

- A tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) é o valor de tensão quando não há carga conectada ao módulo. Esse valor representa a máxima tensão do módulo e ela é

atingida quando o sistema está desligado

- A tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) é a tensão atingida pelo módulo no momento de pico de potência, ou seja, máxima geração.
- A corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) representa a máxima corrente que pode ser obtida do módulo fotovoltaico. Ocorre quando a tensão do módulo tende a zero.
- A corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ) é a corrente atingida pelo módulo no momento de pico de potência, ou seja, máxima geração.
- A potência nominal ( $P_{mp}$ ) é o valor máximo de potência que o módulo fotovoltaico pode fornecer em condições padrão de ensaio (STC). Pode ser interpretada como o produto entre a tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) e a corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ).

### 3.2.3 Inversor

O inversor é um aparelho eletrônico que é responsável por converter a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada para alimentar a maioria dos aparelhos elétricos existentes. Em sistemas fotovoltaicos ligados a rede pública, os inversores para essas instalações possuem mecanismos para interagir os parâmetros elétricos da rede. Esses inversores precisam se adequar a oscilações na rede e operar em parâmetros elétricos similares a da rede. Inversores de sistemas isolados necessitam de um armazenamento de banco de baterias e operar em sintonia. (BALFOUR et al, 2016).

Para sistemas ligados a rede, existem 3 tipos de inversores solares principais, são eles: inversor central, inversor string e microinversores. A utilização dos mesmos depende da aplicação desejada e viabilidade financeira para o projeto. Inversores centrais são inversores de grandes proporções que estão presentes em usinas fotovoltaicas de grande escala. Os inversores *string* ou *multi-strings* são os mais comuns nas instalações de pequeno porte ao redor do mundo, pois foram os pioneiros nesse tipo de instalação. Os microinversores são menores que os inversores *string* e representam uma inovação para instalações de pequeno porte por trazer diversas diferenças a instalação.

A maioria dos inversores operam em busca do máximo ponto de potência (MPP ou MPPT em inglês) dos módulos fotovoltaicos. Essa função funciona através de um rastreamento por parte do inversor em busca do ponto em que os módulos estejam operando com tensão e corrente ideal em qualquer momento. Analisando a curva  $i \times v$ , mostrada na

Figura 8 anteriormente, o ponto de MPP é representado pelo Pmp (Potencia máxima), no encontro entre a corrente de máxima potência e a tensão de máxima potência. (ZILLES et al., 2016)

### 3.2.3.1 Diferença prática entre microinversores e inversores *string*

Tanto os inversores *strings* como os microinversores possuem a mesma funcionalidade: converter corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada para alimentar os aparelhos elétricos. Entrando, os dois tipos de tecnologias apresentam diferenças determinantes que precisam ser levadas em consideração para a instalação de um sistema de energia fotovoltaica. Essas diferenças podem ser divididas nos tópicos abaixo:

- Estrutura física:

A principal diferença visível entre os dois componentes são as suas estruturas físicas. Os inversores *strings* são equipamentos robustos e mais pesados que os microinversores. Isso impacta no método de instalação. Os inversores *strings* são instalados geralmente em lugares internos com a fixação na parede, Figura 9, enquanto os microinversores são instalados embaixo dos módulos e fixados na própria estrutura metálica de sustentação dos módulos, Figura 10.

**Figura 10** – Inversor *string* instalado.



Fonte: Acervo próprio (2019)

**Figura 11** – Microinversor instalado em um telhado



Fonte: Acervo próprio (2019)

- Vida útil e garantia de fábrica.

Vida útil dos inversores é um dos fatores que garantem a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos. Geralmente, os inversores tradicionais possuem uma vida útil de 10 anos, sendo a maioria dos fabricantes oferecendo 5 anos de garantia de fábrica. Já os microinversores possuem uma vida útil de 20 anos e os fabricantes apresentam modelos com 15 anos de garantia.

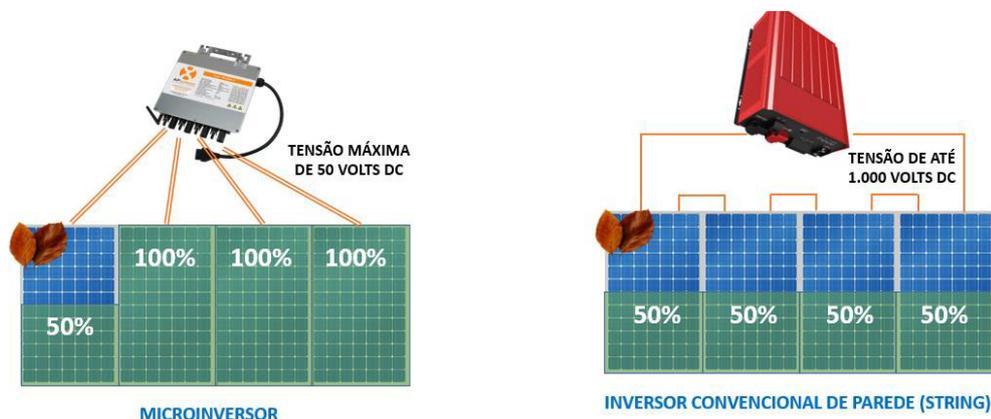
- Individualização de módulos

O principal diferencial entre as duas tecnologias está na capacidade dos microinversores individualizarem os módulos do sistema fotovoltaico. Isso é possível porque estes equipamentos possuem até 4 conexões de entrada independentes, tendo apenas um módulo por entrada. Nos inversores tradicionais, os módulos são associados em serie e então são conectados a uma conexão do inversor, que em geral, apresentam duas conexões de entradas.

A individualização dos módulos oferecida pelos microinversores oferece diversos benefícios para o projeto, entre eles, a amenização de perdas por sombreamento. A Figura 11 esquematiza esse fenômeno. É possível notar que quando há um sombreamento parcial em um módulo fotovoltaico toda a associação em serie de módulos (*string*) será afetada. Como os

módulos são independentes e os microinversores são ligados em paralelo entre si, o módulo sombreado só irá prejudicar a sua geração.

**Figura 12** – Comparativo do impacto sombreamento parcial entre microinversor e inversor *string*



Fonte: Adaptada do Blog Ecori (2021)

Além do fato do sombreamento, a individualização dos módulos proporciona mais segurança aos instaladores e ao cliente. As *strings* formadas pelo inversor tradicional elevam a tensão em corrente contínua para números muito alto. Em uma *string* formada por 20 módulos de 400w de potência nominal, a tensão pode chegar a 760 V, pois corresponde a soma das tensões máximas de potência ( $V_{mp}$ ) de todos os módulos. No caso dos microinversores, a tensão é bem reduzida, já é ligado apenas um módulo, chegando em torno de 50 V, sendo assim, um nível de tensão mais segura para se trabalhar.

- Flexibilidade.

O fato dos microinversores possuírem entradas independentes para os módulos possibilita as instalações fotovoltaicas terem mais liberdade e flexibilidade para colocar painéis de diferentes orientações e inclinações. Com isso, o projeto pode ocupar telhados com muitas irregularidades e com muitas quedas, viabilizando a instalação para muitos locais com essas características. A Figura 12 ilustra um exemplo em que foi instalado módulos fotovoltaicos em diferentes orientações ao longo do telhado.

Esse tipo de instalação seria praticamente inviável com inversor *string*, pois há uma limitação de entradas no inversor. Normalmente, inversores residências apresentam no máximo 2 entradas para 2 *strings* de mesmo tamanho na mesma entrada. Isso é um fator limitante em casos que exija um projeto com maior flexibilidade de disposição de módulos.

**Figura 13** – Foto aérea de uma instalação fotovoltaica com módulos em várias orientações



Fonte: Blog Ecori (2021)

- Monitoramento

O sistema de monitoramento é recurso importante que deve ter em qualquer instalação de energia fotovoltaica. A partir dele é possível extrair dados e informações pertinentes para acompanhar o desempenho de operação do sistema fotovoltaico. Em caso de falhas no sistema o monitoramento será o recurso mais facilitado para detectar que o sistema está com problema.

Em geral nos inversores *string*, o acompanhamento desses dados pode ser feito através de um display no próprio inversor, Figura 13, ou de forma remota em alguma plataforma disponibilizada pelo fabricante do componente, Figura 14.

**Figura 14** – Visor de monitoramento de um inversor *string*



Fonte: Adaptada de Sungrow (2021)

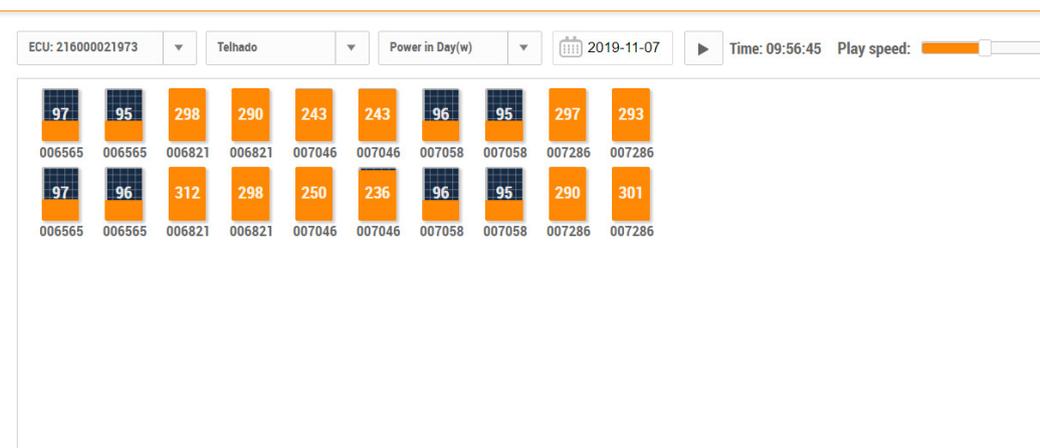
**Figura 15** – Print do dashboard do monitoramento remoto de um inversor *string*.



Fonte: Acervo do autor (2021)

Entretanto, esse monitoramento se mostra um pouco limitado quando comparado com a forma que os microinversores podem disponibilizar os dados em seus sistemas de monitoramento. Devido ao fato da interdependência dos módulos nos microinversores, é possível acompanhar dados de desempenho de forma individual dos módulos, como a geração produzida, tensão e outros parâmetros, exemplificado na Figura 15. Isso não ocorre com os inversores *strings*, pois o inversor detecta e reproduz os dados no monitoramento apenas pela série de módulos (*string*) e não módulo individualmente. Esse tipo de diferencial traz benefícios na hora de constatar falhas na instalação porque é fácil a visualização de quais módulos estão com defeito, direcionando atenção para resolver o problema de forma rápida.

**Figura 16** – Monitoramento individualizado dos módulos ligados a um microinversor



Fonte: Acervo do autor (2021)

### 3.3 Tipos de sistemas fotovoltaicos

#### 3.3.1 Sistema fotovoltaico ligado à rede (On-Grid)

Nesse tipo de instalação, o produtor de energia injeta energia na rede da concessionária local ou consome instantaneamente, não havendo nenhum tipo de armazenamento de energia no local. A energia gerada durante o dia passa pelo inversor, onde será transformada a corrente, e será consumida de forma instantânea. O excedente de geração será injetado na rede e será distribuída para serem consumidas em cargas ao redor. Seu funcionamento está representado pela Figura 16..

**Figura 16** – Funcionamento do sistema fotovoltaico on-grid



Fonte: PROENGENNERGIASOLAR (2021)

Segundo a Resolução Normativa nº 482/2012, para a geração distribuída de energia, é previsto a compensação da energia gerada em créditos, onde quando não houver geração a partir dos módulos fotovoltaicos, como a noite e em caso de falha do sistema, o cliente usará a energia da concessionária e assim, ao final do mês é feito um balanço entre consumo e geração na conta de energia, contabilizando financeiramente este balanço.

Os inversores ligados a rede têm características específicas de segurança. Em caso de falta de fornecimento de energia ou grande oscilações na rede, o inversor deve desligar automaticamente o sistema para evitar que a energia da rede seja injetada no sistema, pois poderá comprometer o funcionamento do sistema e causar riscos de acidentes. (Josué Morais, 2009).

Segundo a resolução nº682/2015 da Aneel, os sistemas fotovoltaicos ligados a rede podem ser classificados de acordo com a sua potência instalada nas seguintes categorias:

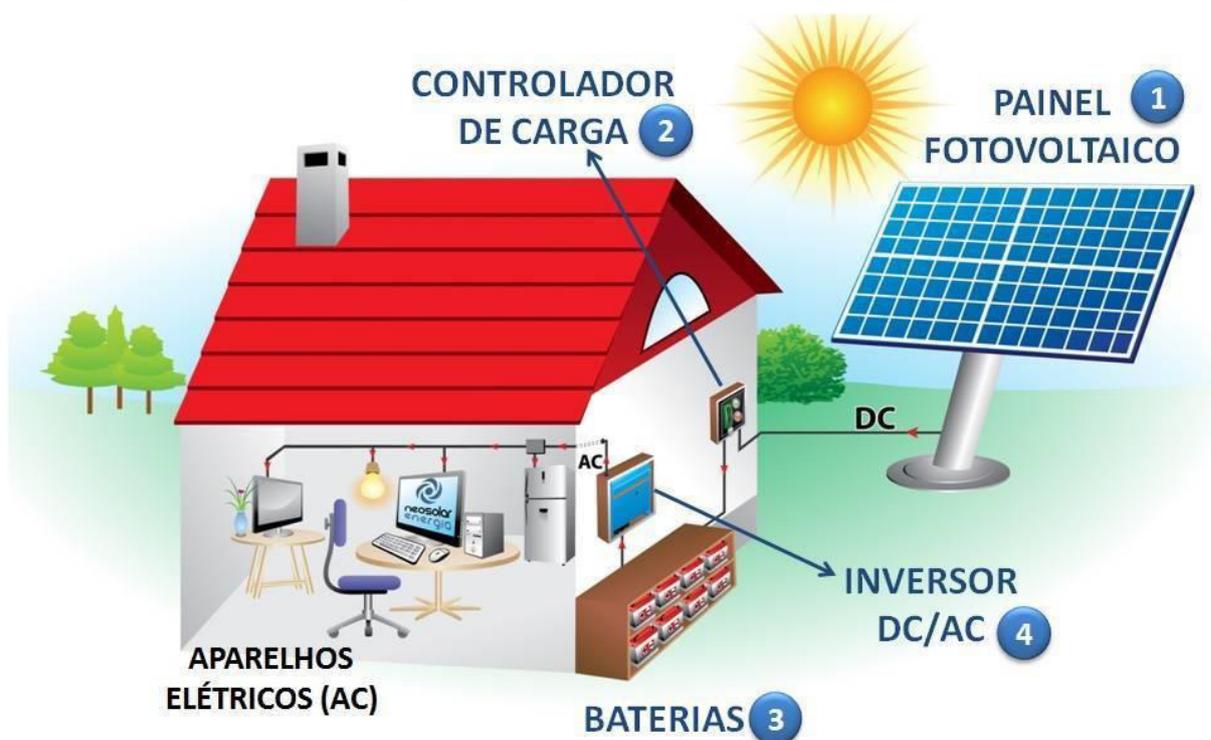
- Microgeração distribuída: sistemas de geração de energia elétrica com potência instalada que seja menor ou igual a 75kW;
- Minigeração distribuída: sistemas de geração de energia elétrica com potência instalada que seja maior que 75kW e menor ou igual a 5MW;
- Usina de eletricidade: sistema de geração de energia elétrica com potência instalada maior que 5MW. Essa modalidade se enquadra como geração centralizada.

### **3.3.2 Sistema fotovoltaico fora da rede (Off-Grid)**

Nessa modalidade, o sistema encontra-se totalmente independente da rede local, portanto necessita-se de componentes de armazenamento, como baterias. Além disso, em comparação com os sistemas ligados a rede, sistemas *off-grid* necessitam de um controlador de carga para garantir que não aja sobrecarga nas baterias ou descarga profunda dos acumuladores de energia.

Com isso, a energia gerada pelos painéis alimenta as baterias com auxílio do controlador de carga e seguem para os circuitos para fornecer energia para os equipamentos necessários. Na maioria dos casos será necessária a utilização de um inversor de tensão, pois a maioria das cargas domésticas precisam ser alimentadas em corrente alternada. A Figura 17 apresenta o funcionamento base do sistema *off-grid*.

**Figura 17** – Funcionamento sistema off-grid



Fonte: NeoSolar (2021)

### 3.4 Perdas em sistemas fotovoltaicos

Nesse tópico será abordado as principais formas de perda de desempenho que um sistema fotovoltaico ligado à rede pode apresentar.

#### 3.4.1 Sombreamento

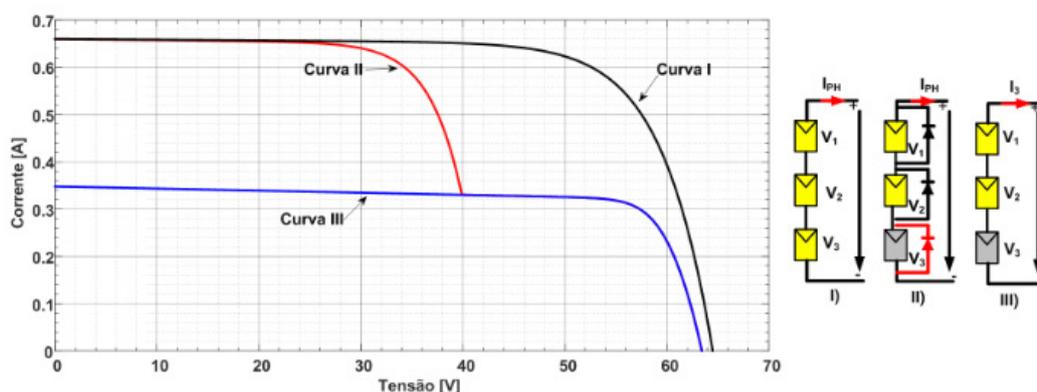
Instalações fotovoltaicas estão sujeitas a sombreamento em seus módulos, principalmente quando localizadas em meio urbano. Esse sombreamento pode ocorrer de forma previsível, através de obstáculos próximos a instalação, como prédios, antenas, caixas d'água, árvores, ou de formas imprevisível como nuvens passageiras, queda de folhas, dejetos de pássaros.

Quando ocorre um sombreamento parcial em um módulo fotovoltaico, algumas células fotovoltaicas recebem menos irradiação que as outras, fazendo com que a sua corrente baixa limite a corrente total do módulo fotovoltaico. Isso acontece, pois, as células são associadas em serie, então a corrente é a mesma para todo o circuito. Esse fenômeno também se reflete em uma sequência de módulos em série, a *string*, pois o módulo sombreado irá prejudicar toda a produção dos demais através do limite da corrente. (PINHO E GALDINO, 2014)

Além disso, com o sombreamento parcial frequente, o módulo está propenso a sofrer com “pontos quentes” em suas células, pois a energia gerada pelas células não sombreadas não irá percorrer o circuito e se dissipará em forma de calor no módulo. Isso pode acarretar prejuízos internos ao módulo como ruptura no vidro, microfissuras e fusão de polímeros e metais (PINHO E GALDINO, 2014).

Uma das alternativas pra minimizar esse problema é a instalação de diodos de *bypass*. Esse mecanismo é instalado em paralelo aos módulos e permite que a corrente passe por um caminho alternativo, evitando assim o surgimento de pontos quentes. A Figura 18 representa através de uma curva corrente por tensão,  $I_xV$ , como o sombreamento impacta na geração de energia elétrica nos módulos e a eficiência do diodo de *bypass*

**Figura 18** – Comparativo de curvas  $I_xV$  com módulos sombreados



Fonte: CAMBAMBI et al. (2020)

Além disso, os microinversores e otimizadores de potência também são alternativas para esse problema porque os módulos são ligados de forma individual, fazendo com que o sombreamento atrapalhe a geração somente do módulo sombreado e não do sistema total.

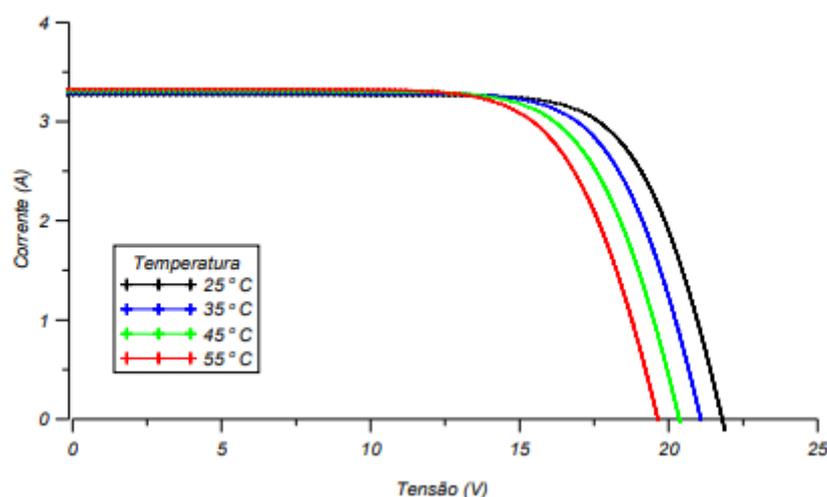
### 3.4.2 Temperatura

Os módulos fotovoltaicos possuem eficiência máxima quando estão nas condições STC (*Standart Test Conditions*). A temperatura nessas condições é a de 25°C, portanto quando os módulos operam com temperaturas mais elevadas que esta o seu desempenho diminui. Segundo o estudo realizado por Andrade (2008), a temperatura influencia diretamente todos os pontos da curva  $I_xV$  de desempenho dos módulos, como representado na Figura 19, onde relaciona as temperaturas de operação. A corrente produzida nas células fotovoltaicas é muito

pouco afetada pela temperatura da célula, porém com o aumento da temperatura, a tensão e, consequentemente, a potência gerada, diminuem de modo significativo.

Pinho e Galdino(2014) afirma que a temperatura impacta em diversas características elétricas da célula de silício cristalino. Nessas células um aumento de 100 °C na temperatura produz uma variação da ordem de -0,2 V (-30%) na tensão de circuito aberto (Voc) e de +0,2% na corrente de curto circuito (ISC).

**Figura 19-** Comparativo de curvas IxV devido a influência da temperatura.



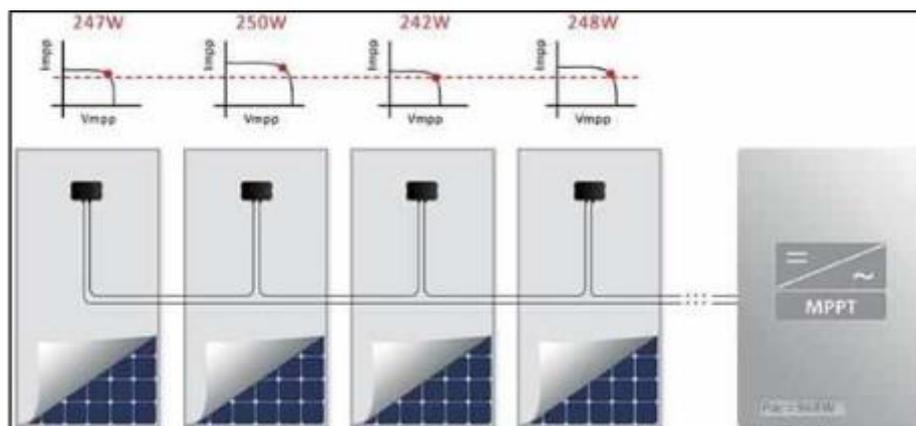
Fonte: Andrade (2008)

Os sistemas fotovoltaicos só irão operar nas condições padrões de teste em laboratórios, portanto uma solução para minimizar as perdas de temperatura é fazendo com que os módulos dissipem energia térmica com mais facilidade. Em instalações em locais bem ventilados, os módulos serão resfriados de forma natural e sofrerão menos com essas perdas.

### 3.4.3 Mismatch

*Mismatch* ou descasamento de módulos é uma perda inevitável em qualquer sistema fotovoltaico porque está relacionada com as propriedades elétricas individuais de cada módulo. A potência de saída do conjunto de módulos nunca será igual à soma das potências de saída de todos os módulos da série, devido as perdas de incompatibilidades dos módulos. Com propriedades diferentes, o módulo com menor tensão e corrente irá limitar os demais módulos da série, afetando todo o sistema, conforme ilustrado na Figura 20, onde módulos com potência diferentes são limitados pelo de menor potência representado pela linha pontilhada vermelha (PINHO E GALDINO, 2014).

**Figura 20** – Efeito do *mismatch* em uma associação de módulos em série.



Fonte: Adaptado de SolarEgde (2019)

Segundo Kaushika (2007), as principais causas dessas perdas são as tolerâncias no processo de fabricação dos módulos, que tomam os módulos com características um pouco divergentes entre si, o estresse ambiental que os módulos estão sujeitos, pois permite um decaimento de eficiência não uniforme entre os módulos da planta e os sombreamentos nos módulos.

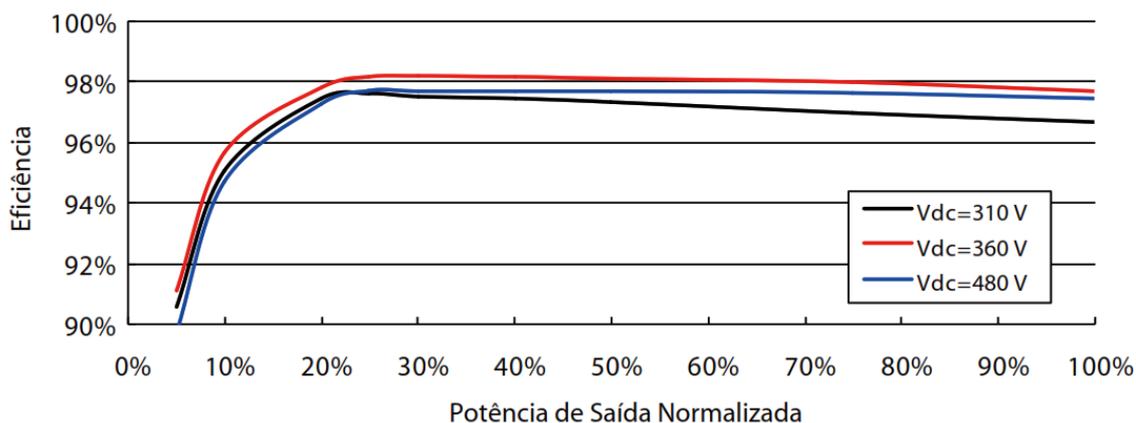
Ainda sobre o estudo de Kaushikla (2007), as perdas por *mismatch* podem variar de 2% a 12% em sequência de módulos em série. Por outro lado, em associação em paralelo as perdas são amenizadas, variando entre 0,4% e 2,4%.

Semelhantemente a perda por sombreamento, alternativas para minimizar esse problema são associar os módulos em paralelo entre si, como os microinversores e otimizadores de potência proporcionam através da individualização dos painéis.

### 3.4.4 Eficiência do inversor

Os inversores são componentes elétricos que convertem corrente contínua em corrente alternada. Como qualquer equipamento elétrico, os inversores possuem uma eficiência máxima e esta eficiência é associada na capacidade de conversão de corrente. Os sistemas fotovoltaicos sofrem com perdas no inversor, pois nem toda corrente contínua gerada é convertida em corrente alternada.

Além disso, a eficiência do inversor não é constante na sua operação. A Figura 21 apresenta as curvas de variação de eficiência do inversor utilizado neste trabalho. Essa variação ocorre em razão da tensão de operação e das condições climáticas, como temperatura ambiente e a irradiância. Nos dias com baixa irradiância, a potência CC é baixa, fazendo com que o inversor opere fora da faixa de melhor desempenho (ALMEIDA, 2012).

**Figura 21** – Curvas de eficiência do inversor Sungrow SG2K-S.

Fonte: *Datasheet* do inversor *Sungrow SG2K-S*(2019)

Segundo Rüter (2004), as perdas dos inversores também devem ser consideradas quando o equipamento está em modo *stand by*, pois apresentam fugas de correntes que prejudicam a sua função de converter corrente.

#### 4 METODOLOGIA

Neste trabalho foram escolhidas duas instalações de geração de energia fotovoltaica em operação, uma com microinversores e outra com inversor *string*. As duas instalações se encontram na mesma estrutura de telhado, localizadas em Fortaleza - CE

Para a realização desse estudo comparativo foi levado em consideração uma análise quantitativa, composta por indicadores de desempenho e indicadores financeiros e uma análise de sombreamento no local.

O estudo de sombreamento do local foi realizado pelo *software Sketchup Maker* 2017, que permitiu a modelagem 3D do local.

Os indicadores utilizados neste trabalho foram: produtividade específica, rendimento de referência, produtividade, fator de capacidade, taxa de retorno de investimento e preço do kWp. Para o cálculo dos indicadores financeiros foram realizados orçamentos no valor atual através de consulta a empresas que trabalham com ambos os tipos de inversores citados nesse trabalho.

Para analisar o recurso solar disponível nas usinas analisadas, este trabalho utilizou dados de irradiação disponíveis na plataforma do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito (CRESESB) através do programa *SunData*. Seu banco de dados é alimentado com informações do Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2<sup>a</sup>

Edição elaborado pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Segundo o Atlas, para a segunda edição foram utilizadas 17 anos de dados satelitais entre os anos de 1999 e 2015 associados a diversos aprimoramentos da modelagem dos dados. Com isso, o *SunData* possui um banco de dados de irradiação bem precisos e que contêm informações detalhadas de todo o território brasileiro, sendo uma referência para trabalhos e projetos que necessitam desses dados nacionalmente.

Os dados operacionais das usinas foram retirados dos sistemas de monitoramento das próprias usinas, no caso da instalação com microinversor, o fabricante do inversor disponibiliza monitoramento que pode ser acessado remotamente através da plataforma *APSystems EMA*. Para a instalação com inversor *string* será retirado através da plataforma *ISolarCloud*, disponibilizada pelo fabricante do inversor que permite acesso remoto aos dados.

Para comparação justa entre as duas instalações, foram recolhidos dados referentes ao mesmo intervalo de tempo, entre outubro de 2020 a fevereiro de 2021, devido a usina com microinversor em questão ter entrado em operação em setembro de 2020. Para os dados financeiros, este trabalho utilizou o orçamento realizado pela empresa de instalação na época da montagem do sistema.

#### **4.1 Produtividade específica (Yf).**

A produtividade específica é um índice bastante disseminado no mercado de energia fotovoltaico devido a sua objetividade. Basicamente, a produtividade específica relaciona a energia gerada em determinado tempo pela potência pico do gerador fotovoltaico, Equação 1.

Esse indicador é expresso em (kWh/kWp) ou simplesmente em horas e permite uma comparação justa entre sistemas que possuem potências diferentes, pois deixa os dados equivalentes. Configura-se também como um excelente indicador para comparar diferentes fabricantes de módulos e inversores, diferentes potenciais de módulo e usinas com áreas diferentes.

$$Yf = \frac{\text{Energia Gerada em kWh}}{\text{Potência do gerador em kWp}} \quad (1)$$

#### **4.2 Rendimento de Referência (Yr).**

A partir da mesma lógica do Yf, o rendimento de referência Yr tem como objetivo

como premissa ser um indicador que oferece uma comparação justa em relação a usinas instaladas em regiões diferentes, portanto submetidas em condições de irradiações diferentes. Com isso, relaciona a irradiação no plano dos módulos e a irradiância global no plano horizontal ( $G_o$ ), que possui valor de 1.000 W/m<sup>2</sup>, Equação 2. Portanto, é interpretado como o número de horas na irradiância de 1.000W/ m<sup>2</sup>, ou seja, condição de STC para irradiação. (ZILLES, 2016)

$$Y_r = \frac{\text{Irrad. Global em kWh/m}^2}{G_o \text{ em kW/m}^2} \quad (2)$$

#### 4.3 Índice de Produtividade (PR).

O índice de produtividade é um importante indicador para apontar a eficiência geral do sistema fotovoltaico em relação a incidência de irradiação. Esse indicador é previsto pela IEC (Comissão Eletrotécnica Internacional em português) através da resolução internacional IEC EN 61724 e segundo o documento, o índice tem o objetivo de relacionar o quanto de energia é efetivamente gerada em relação ao quanto de energia poderia ser gerado se o sistema estivesse em condições de STC para a irradiação incidente presente no local.

Portanto, o PR consiste na divisão entre a energia gerada em kWh em determinado tempo pela multiplicação da irradiação incidente em kWh/m<sup>2</sup> neste mesmo tempo com a potência total do sistema nas condições STC, ou seja, em kWp.

Por consequência, o PR também pode ser associado através do quociente entre o Yf e o Yr detalhados anteriormente, pois o Yr é numericamente igual a irradiação global que atinge o plano dos módulos (PVSyst 2021).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\text{Energia gerada}}{(\text{Irrad. Global} * \text{Potencia do gerador})} \quad (3)$$

#### 4.4 Fator de Capacidade (FC).

O conceito de fator de capacidade é muito comum para analisar usinas de geração de energia elétrica. Esse indicador relaciona quanto de energia real uma usina produz com o quanto de energia a usina poderia produzir com a potência nominal das máquinas em terminado tempo (ZILLES, 2016).

Para o caso de usinas fotovoltaicas, a potência nominal deve ser a potência nominal do conjunto de inversores ou a potência nominal de pico dos módulos. Nesse

trabalho, foi utilizada a potência nominal dos módulos para ser considerada todas as perdas envolvidas no sistema.

Em outras palavras, segundo Benedito, 2009, esse indicador representa em porcentagem quanto de energia o sistema entrega caso ele estivesse operando 100% do tempo em sua potência nominal.

Portanto, sua fórmula consiste na razão entre a energia gerada em determinado tempo pela multiplicação potência nominal do gerador fotovoltaico com o tempo de amostragem, Equação 4.

$$FC(\%) = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência do gerador em kWp} * \text{Tempo em horas}} \quad (4)$$

#### 4.5 Tempo de Retorno.

O tempo de retorno sobre o investimento é o principal indicador financeiro relacionado a projeto de implementação de usinas fotovoltaicas, principalmente dentro da geração distribuída. A partir desse índice, pode-se extrair a informação de em quanto tempo o dinheiro investido vai retornar ao cliente em forma de economia de energia. É também importante para o contratante da usina visualizar e ter consciência de como a energia que estará economizando trará retornos financeiros ao longo prazo.

Nesse trabalho, foi calculado um tempo de retorno simplificado, onde relaciona o custo do investimento dividido pela economia mensal. Para o cálculo deste indicador, considerou-se um aumento anual na tarifa de energia em 8% ao longo de 1 ano, seguindo, de maneira conversadora, o aumento da inflação na taxa ao longo dos últimos anos no Ceará.

$$TRS = \frac{\text{Custo total do investimento}}{\text{Economia mensal de energia}} \quad (5)$$

Para o cálculo da economia mensal de energia foi utilizado a Equação 6, onde relaciona a geração de energia com a tarifa de energia vigente ao longo do mês.

$$\text{Economia mensal} = \text{Geração de energia em kWh} * \text{Tarifa de energia em R\$} \quad (6)$$

#### 4.6 Preço do kWp.

Este é um indicador mais comercial e bastante usado por empresas para expor ao cliente de forma simplificada quanto está sendo pago para ele gerar a energia. O preço do kWp consiste na divisão do valor total do investimento pela potência nominal do sistema. Este índice é importante para comparar financeiramente projetos de tamanhos diferentes ou que usam potências de módulos diferentes, pois referencia os dados de potência e custo.

$$\text{Preço do kWp (R\$)} = \frac{\text{Valor total do investimento em R\$}}{\text{Potência total do sistema em kWp}} \quad (7)$$

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 5.1 Características das usinas.

Ambas as usinas estão localizadas em Fortaleza – CE, onde a usina com microinversor começou a operar no dia 29 de setembro de 2020 e a usina com inversor string começou a operar no dia 22 de novembro de 2018.

A Figura 22 representa a disposição das duas usinas, onde a linha vermelha divide as duas instalações. A fileira de cima representada pela cor verde é a instalação ligada com microinversor, enquanto a fileira de baixo representada pela cor azul é a instalação ligada com inversor *string*. Para simplificar o entendimento, a instalação com microinversores foi nomeado como IFV-M e a instalação com inversor *string* foi nomeado como IFV-S.

**Figura 22** – Foto aérea das usinas



Fonte: Acervo próprio (2021)

Os módulos fotovoltaicos de ambas as usinas estão com mesmo ângulo de

inclinação, aproximadamente 20°. As demais características principais dos componentes das duas usinas estão representadas na Tabela 1. Sempre que for apresentar uma tabela, padronizar sempre os resultados, primeiro do inversor strings e depois do microinversor.

**Tabela 1** – Características das instalações

IFV-M		IFV-S	
Módulos FV		Módulos FV	
Marca	Canadian Solar	Marca	Canadian Solar
Modelo	CS3W-400P	Modelo	CS6U-330P
Tecnologia	Policristalino	Tecnologia	Policristalino
Potência Módulo	400 Wp	Potência Módulo	330 Wp
Número de módulos	8	Número de módulos	8
Inversor		Inversor	
Marca	APSystems	Marca	Sungrow
Modelo	QS1	Modelo	SG2K-S
Eficiência	96,5%	Eficiência	98,2%
Potência de saída	1200 W	Potência de saída	2000 W
Número de inversores	2	Número de inversores	1
Qtd. MPPT Independente	4	Qtd. MPPT Independente	1
Garantia de fábrica	15	Garantia de fábrica	5

Fonte: Autoria própria (2021)

## 5.2 Dados meteorológicos.

Como falado anteriormente, as duas instalações encontram-se no mesmo local, portanto pode-se assumir que ambas estão sujeitas as mesmas condições de irradiação, cobertura de nuvens e outras condições climáticas.

Com isso, foi retirado da plataforma *SunData* do CRESESB a partir da localização geográfica do local, os dados de irradiação média em kWh/m<sup>2</sup>.dia ao longo dos meses. Esses dados estão reunidos na Figura 23.

**Figura 23** – Dados de irradiação retirados do *SunData*.

Distância do ponto de ref. (0,79462 3,35,3974 0,13,9 km)

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,80	5,86	5,65	4,93	5,27	5,27	5,45	5,78	5,97	6,27	6,38	6,08	5,73	1,44
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	4° N	5,65	5,77	5,63	5,00	5,42	5,46	5,63	5,90	6,00	6,20	6,22	5,90	5,73	1,22
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	3° N	5,69	5,79	5,64	4,98	5,38	5,41	5,59	5,87	5,99	6,22	6,26	5,95	5,73	1,28
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	16° N	5,10	5,39	5,49	5,08	5,73	5,89	6,03	6,12	5,94	5,85	5,63	5,25	5,62	1,04

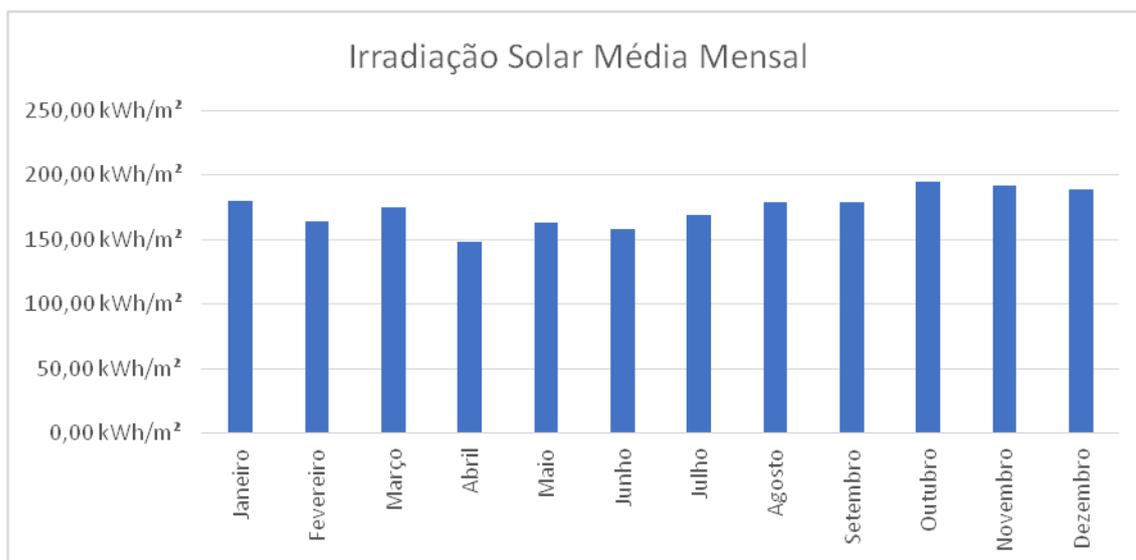
Fonte: CRESERB(2021)

Para os cálculos dos indicadores de performance, os dados precisam estar em kWh/m<sup>2</sup>, por isso foram multiplicados pelos números de dia respectivos aos seus meses e expostos na Tabela 2 e no Gráfico 3.

**Tabela 2** – Irradiação total mensal

Mês	Irradiação
Janeiro	179,80 kWh/m <sup>2</sup>
Fevereiro	164,08 kWh/m <sup>2</sup>
Março	175,15 kWh/m <sup>2</sup>
Abril	147,90 kWh/m <sup>2</sup>
Mai	163,37 kWh/m <sup>2</sup>
Junho	158,10 kWh/m <sup>2</sup>
Julho	168,95 kWh/m <sup>2</sup>
Agosto	179,18 kWh/m <sup>2</sup>
Setembro	179,10 kWh/m <sup>2</sup>
Outubro	194,37 kWh/m <sup>2</sup>
Novembro	191,40 kWh/m <sup>2</sup>
Dezembro	188,48 kWh/m <sup>2</sup>
Média Anual	174,16 kWh/m <sup>2</sup>

Fonte: Autoria própria (2021)

**Gráfico 3** – Irradiação Solar Média Mensal.

Fonte: Autoria Própria (2021)

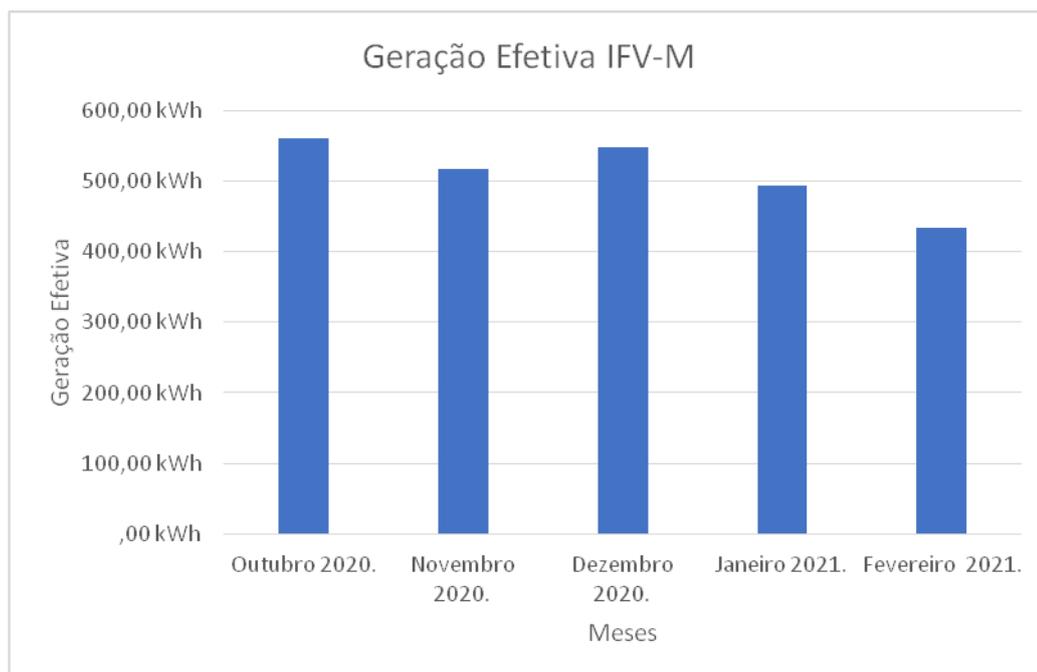
### 5.3 Dados de geração efetiva.

Para o cálculo dos indicadores de performance é preciso ter conhecimento dos dados de geração efetiva das instalações. Esses dados retirados dos sistemas de monitoramento dos fabricantes dos inversores estão expostos na Tabela 3 e o nos Gráficos 4 e 5.

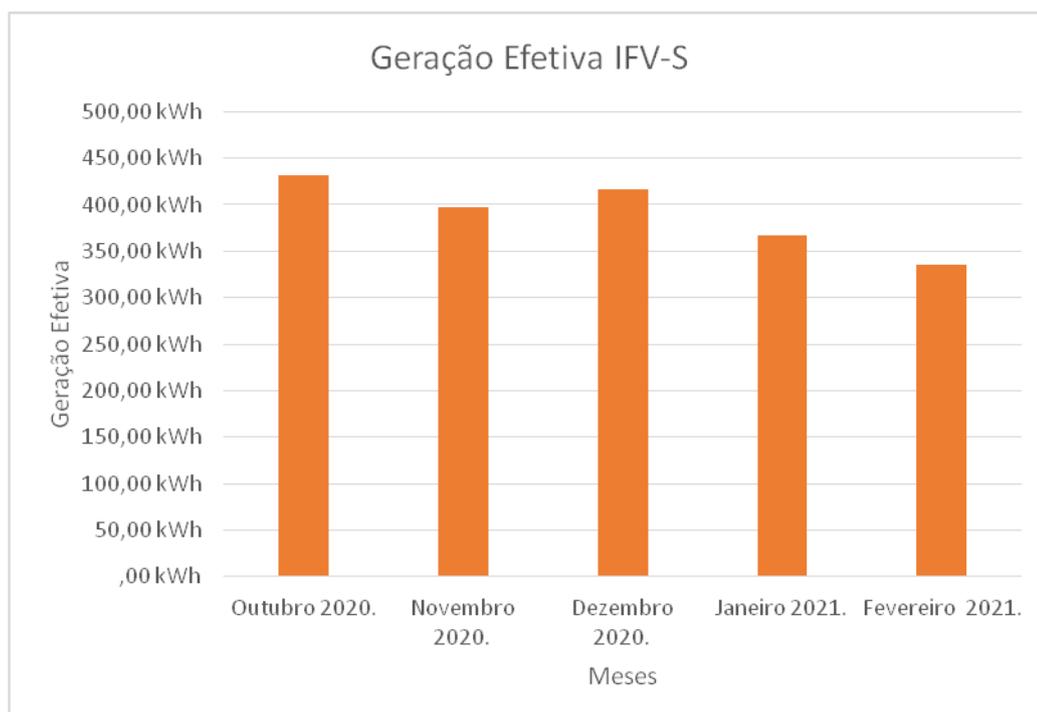
**Tabela 3** – Dados de geração efetiva.

IFV-M		IFV-S	
Mês	Geração	Mês	Geração
Outubro 2020	560,97 kWh	Outubro 2020	432,00 kWh
Novembro 2020	516,62 kWh	Novembro 2020	397,00 kWh
Dezembro 2020	547,52 kWh	Dezembro 2020	417,00 kWh
Janeiro 2021	492,99 kWh	Janeiro 2021	367,00 kWh
Fevereiro 2021	433,04 kWh	Fevereiro 2021	335,00 kWh
Média	510,23 kWh	Média	389,60 kWh

Fonte: Autoria Própria (2021)

**Gráfico4**– Geração Efetiva IFV-M

Fonte: Autoria Própria (2021)

**Gráfico5** – Geração Efetiva IFV-S

Fonte: Autoria Própria (2021)

Nota-se que os gráficos apresentam mesma tendência nos dados, devido a estarem presentes as mesmas condições de irradiação. Além disso, o comportamento de declínio presente nas gerações de janeiro e fevereiro será provavelmente mantido até o mês de abril,

devido a ocorrências mais intensas de chuvas na localidade.

## 5.4 Indicadores de desempenho

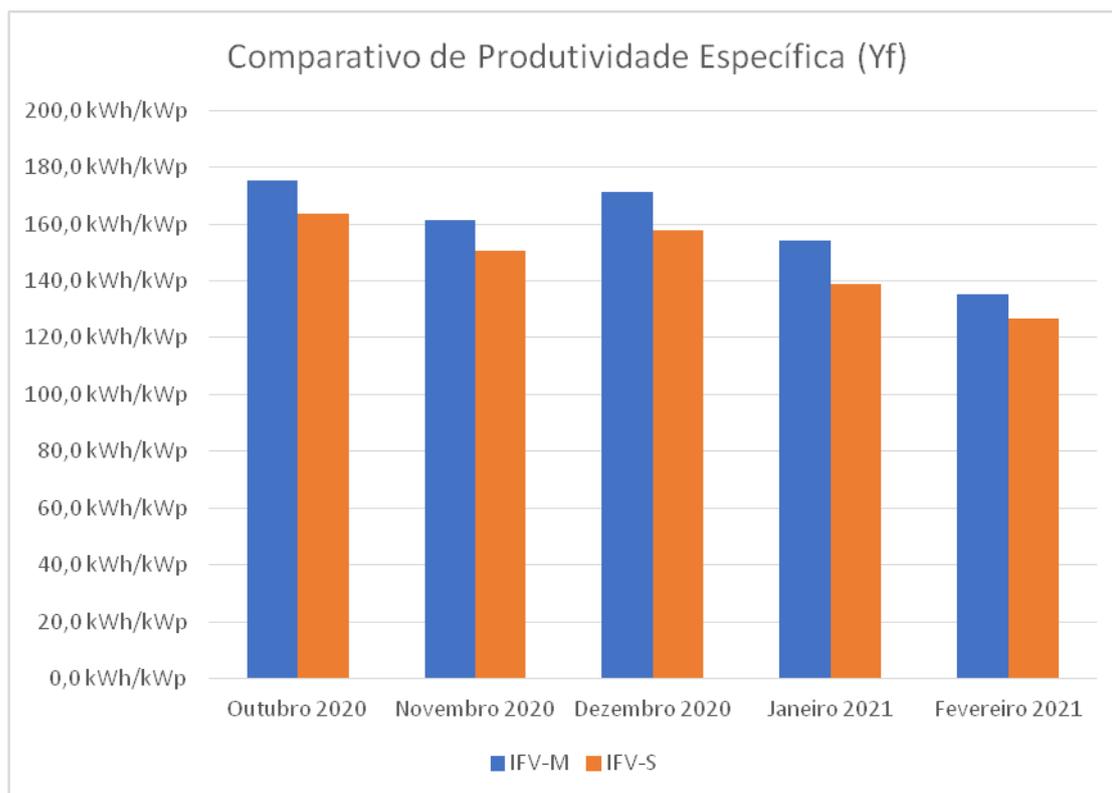
### 5.4.1 Produtividade Específica (Yf).

A partir dos valores de geração de ambas as instalações, foi possível calcular os índices de produtividades específica ao longo dos 5 meses analisados utilizando a Equação 1. Os resultados encontram-se na Tabela 4, acompanhados do Gráfico 6, onde é possível comparar o comportamento entre as duas instalações.

**Tabela 4** – Produtividade Específica (Yf)

<b>IFV-M</b>	
<b>Mês</b>	<b>Produção Específica (Yf)</b>
Outubro 2020	175,3 kWh/kWp
Novembro 2020	161,4 kWh/kWp
Dezembro 2020	171,1 kWh/kWp
Janeiro 2021	154,1 kWh/kWp
Fevereiro 2021	135,3 kWh/kWp
Média	159,4 kWh/kWp
<b>IFV-S</b>	
<b>Mês</b>	<b>Produção Específica (Yf)</b>
Outubro 2021	163,6 kWh/kWp
Novembro 2021	150,4 kWh/kWp
Dezembro 2021	158,0 kWh/kWp
Janeiro 2022	139,0 kWh/kWp
Fevereiro 2022	126,9 kWh/kWp
Média	147,6 kWh/kWp

Fonte: Autoria Própria (2021)

**Gráfico 6** – Comparativo de Produtividade Específica (Yf)

Fonte: Autoria Própria (2021)

#### **5.4.2 Rendimento de Referência (Yr)**

Em relação a este indicador, ele terá valores iguais para ambas as usinas, pois estão sujeitas as mesmas condições de irradiação incidente. Além disso, a partir da Equação 2, conclui-se que o Yr ao longo dos meses é numericamente igual aos valores de irradiação solar média mensal apresentados anteriormente

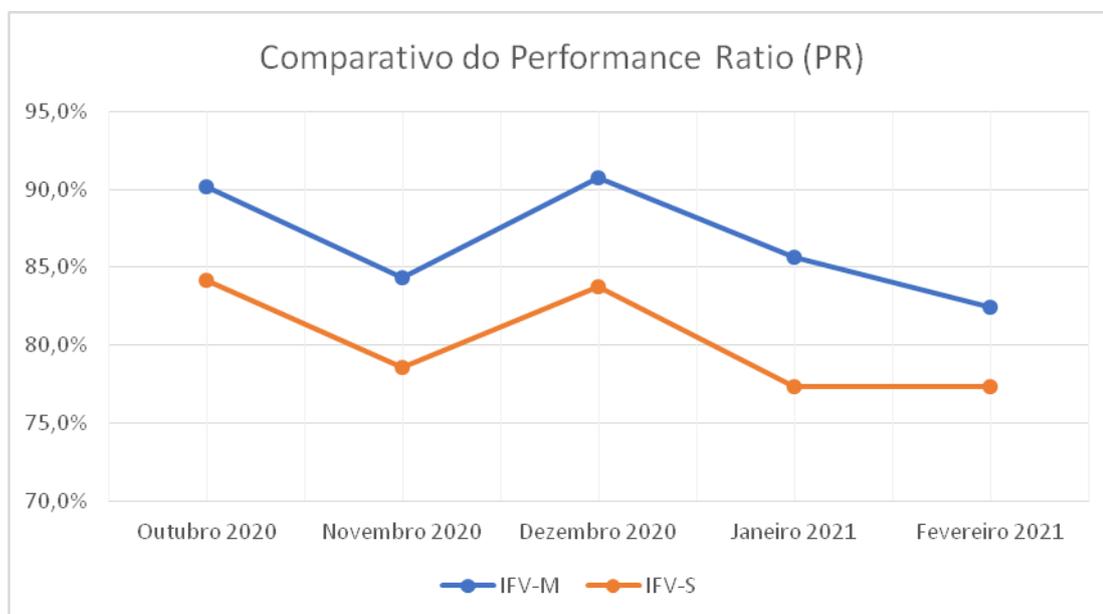
#### **5.4.3 Performance Ratio (PR)**

Com a Equação 3 foram calculados os índices PR ao longo dos meses. Os resultados estão expostos na Tabela 5 e no Gráfico 7, possibilitando uma comparação entre os dois comportamentos.

**Tabela 5** – Performance Ratio (PR)

<b>IFV-M</b>	
<b>Mês</b>	<b>Performance Ratio (PR)</b>
Outubro 2020	90,2%
Novembro 2020	84,3%
Dezembro 2020	90,8%
Janeiro 2021	85,7%
Fevereiro 2021	82,5%
Média	86,7%
<b>IFV-S</b>	
<b>Mês</b>	<b>Performance Ratio (PR)</b>
Outubro 2020	84,2%
Novembro 2020	78,6%
Dezembro 2020	83,8%
Janeiro 2021	77,3%
Fevereiro 2021	77,3%
Média	80,2%

Fonte: Autoria Própria (2021)

**Gráfico7** – Comparativo do Performance Ratio (PR)

Fonte: Autoria Própria (2021)

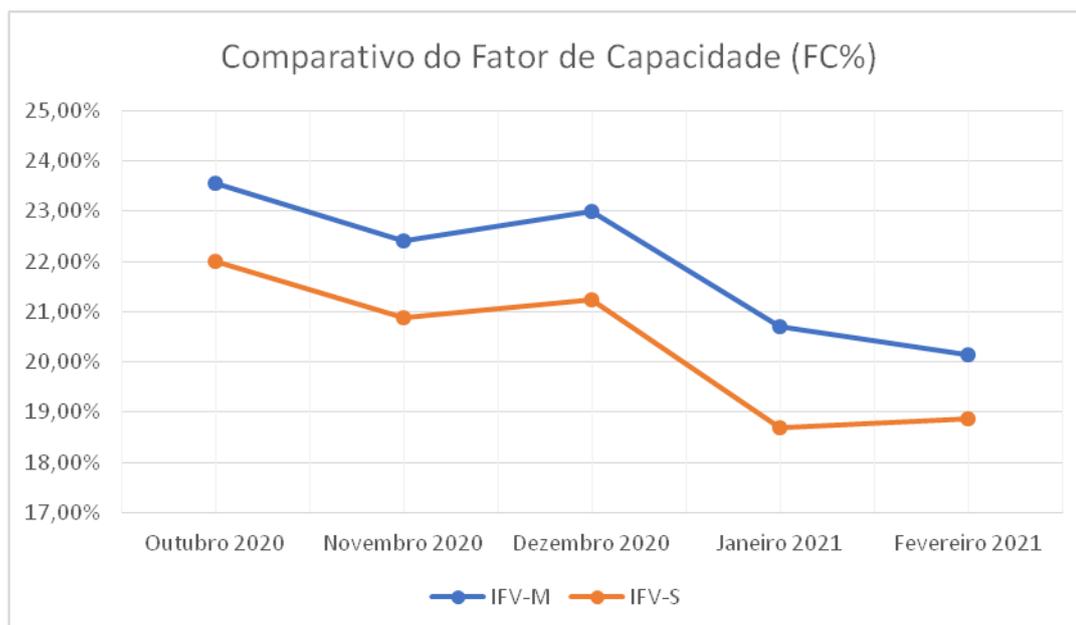
#### 5.4.4 Fator de Capacidade (FC%)

Com os dados de geração efetiva e utilizando a Equação 4, foram calculados os Fatores de Capacidade ao longo dos meses e a sua média diante do tempo analisado. Os resultados foram mostrados na Tabela 6 e no Gráfico comparativo 8.

**Tabela 6** – Fator de Capacidade(FC%)

<b>IFV-M</b>	
<b>Mês</b>	<b>Fator de Capacidade (FC %)</b>
Outubro 2020	23,56%
Novembro 2020	22,42%
Dezembro 2020	23,00%
Janeiro 2021	20,71%
Fevereiro 2021	20,14%
Média	21,97%
<b>IFV-S</b>	
<b>Mês</b>	<b>Fator de Capacidade (FC %)</b>
Outubro 2020	21,99%
Novembro 2020	20,89%
Dezembro 2020	21,23%
Janeiro 2021	18,68%
Fevereiro 2021	18,88%
Média	20,34%

Fonte: Autoria Própria (2021)

**Gráfico 8** – Comparativo do Fator de Capacidade (FC%)

Fonte: Autoria Própria (2021)

### 5.5 Indicadores financeiros.

Para os indicadores financeiros foram feitos orçamentos com uma empresa localizada em Fortaleza. Os valores para as duas instalações estão na Tabela 7.

**Tabela 7** – Orçamentos das duas usinas

Preços IFV-M		Preços IFV-S	
Módulos	R\$ 8.047,20	Módulos	R\$ 6.240,25
Inversor	R\$ 5.308,43	Inversor	R\$ 3.200,00
Estrutura metálica	R\$ 1.080,20	Estrutura metálica	R\$ 1.055,84
Componentes elétricos	R\$ 998,57	Componentes elétricos	R\$ 1.290,86
Instalação	R\$ 1.500,00	Instalação	R\$ 1.500,00
Monitoramento	R\$ 1.200,00	Total	R\$ 13.286,95
Total	R\$ 18.134,40		

Fonte: Autoria própria (2021)

### 5.5.1 Preço do kWp e tempo de retorno (TR\$).

A partir dos orçamentos coletados é possível estimar o preço de geração de energia por kWp e o tempo de retorno esperado para os investimentos. Esses indicadores estão presentes na Tabela 8. A economia média mensal esperada também foi calculada com base na geração média efetiva exposta na seção 5.3 deste trabalho.

**Tabela 8** – Cálculo dos indicadores financeiros

IFV-M		IFV-S	
Preço do kWp	R\$ 5.667,00	Preço do kWp	R\$ 5.032,94
Economia Média Mensal	R\$ 403,08	Economia Média Mensal	R\$ 307,78
TR\$ (em anos)	3,8	TR\$ (em anos)	3,6

Fonte: Autoria própria (2021)

### 5.6 Análise de sombreamento do local.

Em uma análise preliminar da área das instalações, foi identificado que a localização não é propensa a ter prejuízo de geração por sombreamento. Isso porque, o telhado escolhido para os sistemas fotovoltaicos é rodeado de apenas construções baixas dentro de um raio de aproximadamente 100 metros. Além disso, no telhado não há presença de antenas, chaminés ou outros componentes que podem sombrear o local. A única preocupação desta análise nesse trabalho é com a relação a uma árvore próxima aos módulos fotovoltaicos, que mesmo sendo pequena, pode sombrear alguma das instalações em alguma hora do dia. As fotos do telhado, Figuras 24 e 25, foram tiradas em horas diferentes para essa análise preliminar.

**Figura 2417** – Foto aérea do local pela manhã



Fonte: Acervo do autor (2021)

**Figura 25** – Foto aérea do local no fim da tarde



Fonte: Acervo do autor (2021)

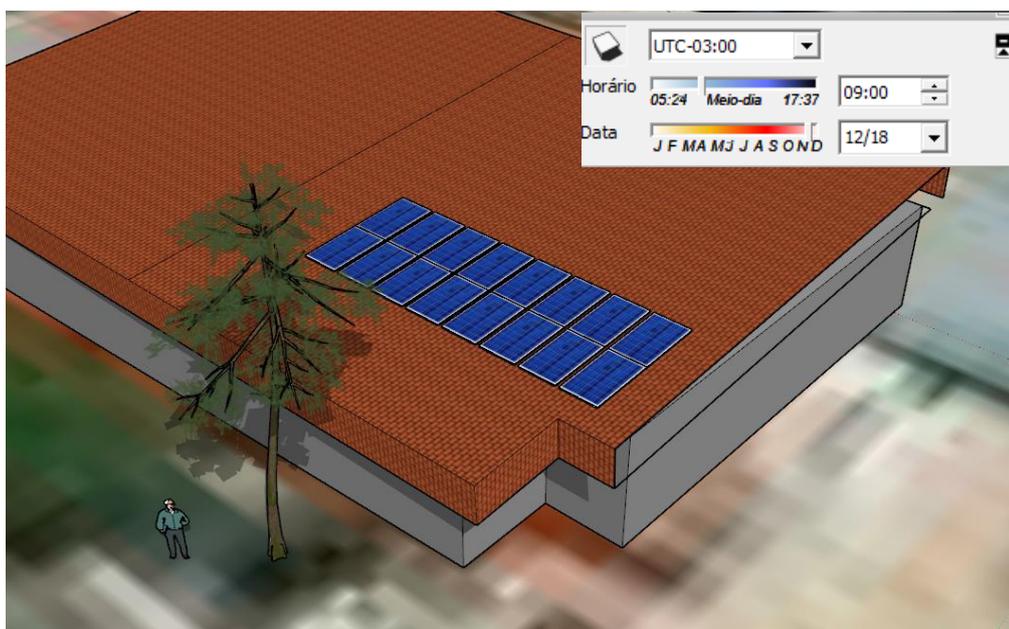
Através do software *Sketchup*, foi modelado em 3D o local da instalação com o objetivo de realizar um estudo de sombreamento no local. Na simulação de sombreamento, foram modelados o telhado e os módulos fotovoltaicos com georreferenciamento para obter suas coordenadas e seus ângulos de azimute de forma precisa. A árvore presente no local real foi simulada também na modelagem, com altura aproximadamente de 3 metros de altura e raio de copa de 1 metro.

O resultado do estudo está mostrado a partir das Figuras 26, 27, 28 e 29, onde são mostradas o comportamento do sombreamento ao longo do dia. As fotos são de um dia simulado aleatoriamente no mês de dezembro, pois este mês está dentro do período analisado nesse trabalho de análise e, segundo o comportamento anual simulado, configura-se como o mês que o sombreamento da árvore pode chegar mais perto das usinas.

A partir das Figuras 26, 27, 28 e 29, pode-se notar que a única possível sombra que poderia interferir no sistema é a da árvore, porém em praticamente nenhum momento do dia a sombra da copa da árvore atinge os módulos. Às 16:00 é o horário em que há maior chance de haver sombreamento no local, porém é um sombreamento passageiro, pois no horário de 16:30 a sombra não afeta mais, conforme a Figura 29, e é uma hora que quase não há mais incidência solar nos painéis, portanto não prejudicaria de forma considerável.

Como a orientação dos módulos e da árvore é a mesma, na direção norte-sul, era esperado que não houvesse sombra no telhado, pois o caminho do sol ao longo do dia é aproximadamente na direção leste-oeste.

**Figura 26** – Print da simulação do comportamento no horário de 9:00h



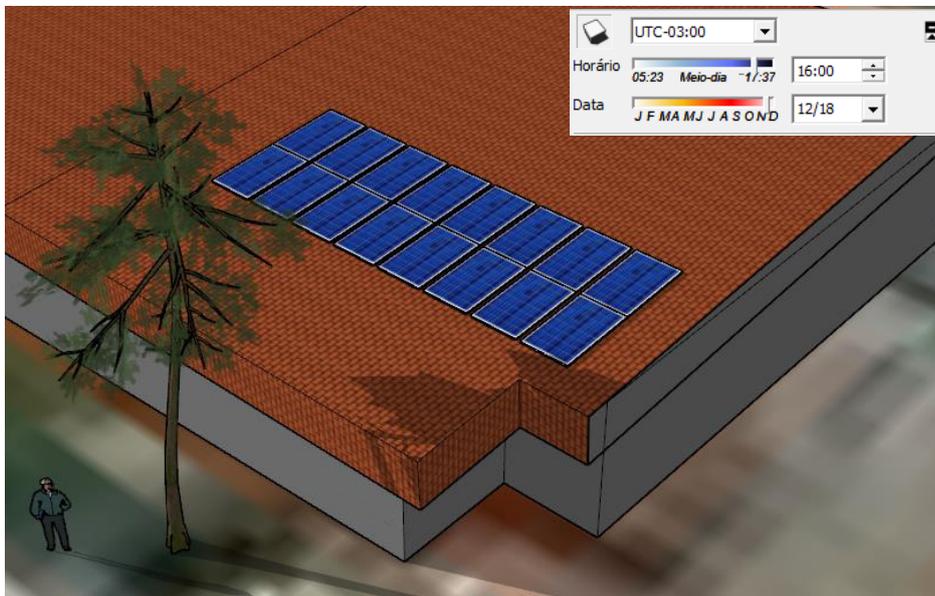
Fonte: Autoria própria (2021)

**Figura 27** - Print da simulação do comportamento no horário de 12:00h



Fonte: Autoria própria (2021)

**Figura 28** - Print da simulação do comportamento no horário de 16:00h



Fonte: Autoria própria (2021)

**Figura 29** - Print da simulação do comportamento no horário de 16:30h



Fonte: Autoria própria (2021)

### 5.7 Discursões e Análises.

A partir dos gráficos elaborados para cada indicador em uma visão mensal, é notável que todos os gráficos de indicadores de desempenho seguem comportamentos semelhantes ao longo do tempo. Vale ressaltar que esses gráficos seguem a tendência do comportamento da irradiação incidente no local, o que já era esperado.

Quando se analisa os desempenhos das duas instalações no mesmo indicador, percebe-se que as duas linhas de base de dados se comportam da mesma maneira entre si no decorrer dos meses.

As instalações obtiveram indicadores de desempenho acima do esperado, com ênfase para a produtividade específica que para a IFV-M atingiu a média de 159 kWp/kWh e para a IFV-S a média foi de 147 kWp/kWh. Segundo dados Global Atlas Solar (2021), a produtividade na cidade de Fortaleza média é de 144 kWp/kWh mensal. Além disso, números próximos a 140 kWp/kWh são comumente usados por empresas prestadoras de serviços de energia fotovoltaica em Fortaleza como parâmetro de performance.

Em relação a *performance ratio* (PR), os valores estão próximos do esperado, porém num patamar acima. Segundo Silveira (2020), no Brasil as instalações residências apresentam valores entre 70 e 80%. Em alguns casos, valores acima de 80% são alcançados, isso porque o desempenho depende do dimensionamento realizado, da qualidade dos equipamentos, o tipo de tecnologia utilizada e condições climáticas. Nesse estudo, a IFV-M apresentou um PR médio de 86,70 e a IFV-S apresentou um valor médio de 80,24%.

Da mesma forma, o fator de capacidade apresentou valores acima do esperado. No caso da usina IFV-M apresentou valor máximo de 23,56% em outubro 2020 e uma média amostral de 21,97%. A usina IFV-S atingiu máximo de 21,99% também em outubro e um valor médio de 20,34%. O fator de capacidade esperado em instalações em território brasileiro apresenta valores médios entre 13 e 18% (Benedito, 2009)

Diante desses dados, uma possível causa para o desempenho das usinas estarem acima do esperado é o fato da amostragem está limitado a 5 meses somente de análise, não considerando assim, meses em que os desempenhos das usinas serão menores, como abril, maio e junho, na qual configura-se como período de menor irradiação solar no ano, devido ao quadro de chuvas na cidade de Fortaleza.

Ademais, a localização que estão montados os sistemas também pode contribuir para esse alto desempenho. O local apresenta uma ótima ventilação natural, devido à ausência de prédios nas proximidades e por estarem instaladas com um espaço entre o módulo e a telha, resfriando assim, os módulos e amenizando perdas de geração de energia por altas temperaturas de operação.

Além disso, as instalações estão localizadas em uma área que não apresenta sombreamento a partir de obstáculos em praticamente nenhuma hora do dia, com exceção de sombreamentos parciais de nuvens, como apontou a análise de sombreamento anteriormente. Esse fato colabora para que o desempenho da usina com inversor *string* seja alto e não seja tão distante do desempenho da usina com microinversores como era esperado, pois um dos diferenciais do microinversor é isolar os módulos e assim minimizar os impactos do sombreamento na geração.

Para os parâmetros financeiros calculados, os sistemas tiveram dentro do esperado. Segundo o estudo elaborado semestralmente pela tradicional empresa do setor Greener em 2021, o valor do kWp atualmente é de R\$ 4.960. Os custos para aquisição de um sistema variam entre as empresas devido ao preço de instalação, preço para elaboração do projeto e se a empresa oferece um serviço de pós-vendas ao cliente, que pode envolver manutenção e operação do sistema. Para a usina IFV-M o preço do kWp ficou em R\$ 5.667,00, enquanto na IFV-S apresentou um preço de R\$ 5.032,94.

O tempo de retorno de ambos os sistemas se apresentaram como um indicador atrativo para o investimento, 3,8 anos e 3,6 para IFV-M e IFV-S, respectivamente. Alguns fatores podem influenciar essa estimativa com o passar dos anos, como a inflação na tarifa de energia, que com o aumento da tarifa de energia, o cliente irá economizar mais ainda, por não estar pagando a energia mais cara, aumentando assim o tempo de retorno do investimento. Em

compensação, essa estimativa de retorno do investimento pode aumentar em caso de falhas nos componentes do sistema que podem impedir a geração de energia. Nessa ótica, os inversores são uma variável importante, pois em caso de defeito desse componente, há um comprometimento total do sistema. Como exposto na Tabela 1 anteriormente, os inversores têm garantias de fábricas de 5 anos no inversor da IFV-S e 15 anos nos microinversores da IFV-M, porém após esse prazo de garantia, uma falha do inversor pode ser preocupante para a rentabilidade do sistema.

A Tabela 9 compila os indicadores médios calculados no trabalho, permitindo uma comparação em porcentagem entre as duas instalações.

**Tabela 9** – Comparativo dos indicadores entre usinas

	<b>IFV-M</b>	<b>IFV-S</b>	<b>Diferença em %</b>
<b>Produtividade Específica (Yf)</b>	159,4	147,6	8,04%
<b>Performance Ratio (PR)</b>	86,70%	80,24%	8,04%
<b>Fator de Capacidade (FC%)</b>	21,97%	20,34%	8,01%
<b>Preço do kWp</b>	R\$ 5.667,00	R\$ 5.032,94	12,60%
<b>TR\$ (em anos)</b>	3,8	3,6	4,22%

Fonte: Autoria própria (2021)

Em relação aos indicadores de desempenho das duas usinas percebe-se que a instalação com microinversor apresentou uma performance superior em 8% em relação a instalação com inversor *string*. Com isso, pode-se supor que se a usina IFV-S tivesse sido instalada com microinversores, diante da mesma composição de módulos e das mesmas condições climáticas, a instalação teria uma geração aproximadamente 8% maior, que representaria um ganho absoluto de energia de 155,84 kWh dentre os 5 meses analisados. Esse ganho equivaleria a uma economia de R\$ 124,67 no período, considerando a tarifa vigente R\$ 0,80.

As usinas apresentam uma diferença de aproximadamente 8 meses entre o início das suas operações. Esse fato deve ser considerado, pois os módulos sofrem decaimento considerável no seu primeiro ano de funcionamento, impactando na eficiência no sistema. A taxa de decaimento em módulos fotovoltaicos de silício em operação pode ser entre 0,5% a 1,0% ao ano, podendo chegar a 3% no primeiro ano. (PINHO, GALDINO; 2014)

Ainda sobre a Tabela 9, o preço do kWp apresentou uma diferença de 12,60% entre as usinas, sendo assim comprovando o fato de ser mais caro instalar sistemas

fotovoltaicos com microinversores do que com inversores tradicionais. Entretanto, comparando o tempo de retomo entre ambos os investimentos a diferença é de apenas 0,2 anos, equivalente a aproximadamente 2 meses e meio.

## 6 CONCLUSÃO

Para este trabalho foi proposto como objetivo principal realizar um estudo comparativo do desempenho de usinas fotovoltaicas com tecnologias de inversores diferentes. Esse objetivo foi alcançado através do cálculo de indicadores de desempenho a partir dos dados de geração de duas usinas localizadas em Fortaleza. Os resultados obtidos mostram que ambas as instalações estão operando com um bom desempenho, pois apresentaram indicadores acima do esperado.

Quando comparados os resultados entre as instalações, obteve-se aproximadamente 8% de diferença entre seus desempenhos, representando um ganho de energia em 155,84 kWh nos 5 meses analisados por parte do microinversor. Com todos os benefícios que os microinversores apresentam em relação aos inversores *string*, era esperado que a diferença de desempenho fosse maior neste estudo. Entretanto, alguns fatores propiciaram para que a usina com inversor *string* tivesse um desempenho ótimo, como a ausência de sombras por obstáculos físicos em praticamente nenhum momento do dia, apontado pela análise de sombreamento realizado nesse trabalho.

Todavia, a tendência é que a instalação com inversor *string* decaia seu rendimento ao longo do tempo com uma velocidade maior do que a instalação com microinversor, devido principalmente, ao fato que os módulos fotovoltaicos irão sofrer degradação de forma desigual, favorecendo assim, perdas por *mismatch* para a instalação IFV-S, visto que, os microinversores impedem as perdas por *mismatch* devido a sua individualização dos módulos. Portanto tenderia a ter um desempenho de mais eficiência com o passar dos anos, aumentando a porcentagem de diferença do desempenho.

Em relação aos indicadores financeiros foi constatado que é mais caro gerar energia com microinversor do que com inversor *string* através do preço do kWp instalado. Nesse estudo, as usinas tiveram uma diferença de 12,60% no valor final.

Pode-se afirmar que os objetivos específicos desse trabalho também foram atendidos, pois com os cálculos dos indicadores de desempenho e financeiros foi possível compreender que o sistema de energia solar fotovoltaica possui uma ótima viabilidade para pequenas instalações. O tempo de retorno de ambas as instalações apontaram uma estimativa de aproximadamente 3 anos e meio, demonstrando ser uma ótima opção de investimento devido a rapidez do retorno e pela confiabilidade técnica assegurado pelo tempo de garantia dos equipamentos.

Além disso, o fato de as duas usinas serem instaladas no mesmo telhado contribuiu para que a análise comparativa tivesse as mesmas variáveis, pois estavam sujeitas as mesmas condições climáticas, mesma irradiação, inclinação, orientação e mesma cobertura de nuvens.

## **7. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.**

A principal recomendação para futuros trabalhos é que seja feita uma análise dos indicadores com um espaço amostral com tempos maiores como 2 ou mais anos de base de dados da instalação para entender como comporta-se o decaimento dos módulos fotovoltaicos e quão isso impacta no desempenho total.

Além disso, sugere-se que sejam realizados testes de sombreamento com as usinas que serão analisadas com o objetivo de perceber como as sombras parciais de obstáculos próximos as instalações impactam na geração total.

## REFERÊNCIAS

ANDRADE, Airton Cabral de. **Análise e simulação da distribuição de temperaturas em módulos fotovoltaicos**. 2008.

ANEEL, **Resolução Normativa nº 482/2012**

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados á rede**. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

BALFOUR, John; SHAW, Michael; NASH, Nicole Bremer. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos**. São Paulo: LTD, 2016.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

BROWDER, John H. **Solar panelwith inverter**. U.S. Patent Application n. 12/542,600, 17 fev. 2011.

BRITO, Miguel C.; SILVA, José A. **Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade**. Faculdade de ciências da Universidade de Lisboa, 2006.

BOUKLI-HACENE, Omar. **Conception et realisation d'un générateurphotovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour meilleur gestion énergétique**. 2011. Tese de Doutorado.

CAMARGO-SCHUBERT. **Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará**. Curitiba: Camargo Schubert; Fortaleza:SEINFRA:ADECE:FIEC:SEBRAE,2019.

CAMBAMBI, Claudio AC; RIBEIRO, Paulo F.; RIBEIRO, Enio R. **Efeitos da posição do sombreamento na potência de saída da matriz fotovoltaica com diodos de bypass**. Anais da Sociedade Brasileira de Automática, v. 2, n. 1, 2020.

CARVALHO, L. et al. **Manual de instalação de sistemas solares térmicos**. Porto:

Publindústria, 2012.

DESCHAMPS, Eduardo Martins; RÜTHER, Ricardo. **Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems**. Solar Energy, v. 179, p. 106-118, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020 ano base 2019**. Rio de Janeiro, 2020.

FADIGAS, E. A. F. A. Energia solar fotovoltaica: Fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica. **Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo**, p. 32, 2012.

Global Solar Atlas. **Global Solar Atlas**. Site, 2021. Disponível em <https://globalsolaratlas.info/map?c=-3.831027,-38.50914,11&s=-3.747097,-38.580551&m=site>>

GREENER. **Estudo estratégico geração distribuída 2º semestre 2020 Brasil**. 2021. Disponível em <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2-semester-de-2020/>>

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA) **Electricity Information: Overview**. Site, 2021. Disponível em [www.iea.org/reports/electricity-information-overview](http://www.iea.org/reports/electricity-information-overview)>

IEC-INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION et al. **IEC EN 61724**. 1998.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). **Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2 edição**. INPE: CCST: LABREN, 2017

KAUSHIKA, N. D.; RAI, Anil K. **An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks**. Energy, v. 32, n. 5, p. 755-759, 2007.

NEOSOLAR. **Sistemas de energia solar fotovoltaica**. Site, 2021. Disponível em <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>

MORAIS, Josué. **Sistemas fotovoltaicos: da teoria à prática**. 2009.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.

PROENG ENERGIA SOLAR. **Sistemas Conectados à Rede**. Site, 2021. Disponível em <[http://proengenergia.com.br/sistemas\\_conectados\\_a\\_rede.php](http://proengenergia.com.br/sistemas_conectados_a_rede.php)>

PORTAL SOLAR. **Passo a passo da fabricação do painel solar**. Site, 2021. Disponível em <<https://www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>>

PVSyst. **PVSyst 7 Help**. Site, 2021. Disponível em <<https://www.pvsyst.com/help/>>

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Editora UFSC, 2004.

SILVEIRA, Camila de Oliveira et al. **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com diferentes tecnologias no estado do Paraná**. 2020. Dissertação de Mestrado. Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

SOLAREGDE. ***I-V Curve Tracing vs. SolarEdge Real Time Monitoring***., 2019. Disponível em <[https://www.solaredge.com/sites/default/files/monitoring\\_IV\\_curve\\_tracing\\_vs\\_real\\_time.pdf](https://www.solaredge.com/sites/default/files/monitoring_IV_curve_tracing_vs_real_time.pdf)>

TAO, Jason; XUE, Vieri; TEAM, M. ***Grid-connected micro solar inverter implement using a c2000 mcu***. Texas Instruments, 2013.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Oficina de textos, 2016.