



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO EM UMA DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS**

**FORTALEZA**  
**2023**

LETÍCIA SILVA DE CARVALHO

ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO EM UMA DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS

Monografia apresentada ao Curso de Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

C325e Carvalho, Letícia Silva de.

Estudo de viabilidade para implementação de um sistema fotovoltaico em uma distribuidora de combustíveis / Letícia Silva de Carvalho. – 2023.

68 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.

Orientação: Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara.

1. Sistema fotovoltaico. 2. Dimensionamento. 3. Módulo fotovoltaico. 4. Análise financeira.  
I. Título.

CDD 621.3

---

LETÍCIA SILVA DE CARVALHO

ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO EM UMA DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS

Monografia apresentada ao Curso de  
Graduação de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal do Ceará, como  
requisito parcial para obtenção do título  
de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Amaral  
da Câmara

Aprovada em 08/12/2023

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Dalton de Araujo Honório  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Roger Lélis Gondim Silva  
Grid Consulting (Grid Co.)

À memória da minha avó, Raimunda  
Paulino de Carvalho.

Aos meus pais, Clodoaldo e Maria  
Francilene.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente à Deus, pelo dom da vida e da inteligência e por sempre guiar-me pelo melhor caminho.

Agradeço aos meus pais Maria Francilene e Clodoaldo pela dedicada criação que formou meu caráter e por apoiarem meus estudos sabendo que esse seria o melhor caminho a ser seguido. Ao meu irmão Guilherme que é meu grande parceiro, a quem prometo cuidar sempre. Vocês representam o amor de Deus na minha vida.

Agradeço à minha família como um todo por me proporcionar uma infância maravilhosa e pelo contínuo apoio em todas as fases da minha vida.

Ao meu namorado Luiz Eduardo, por tornar meus dias mais leves e felizes e por sempre acreditar em mim e me motivar em todas as áreas da minha vida.

Agradeço a Tecsyst Jr. por sua contribuição na minha formação como pessoa e profissional. Aos amigos que fiz durante o curso, especialmente Lenyslara, Roger, João Luiz, Gabriel, Helena, Igor e Mariana que estiveram comigo nessa jornada desafiadora, compartilhando dificuldades, virando noites, mas sempre incentivando uns aos outros a não desistir.

Agradeço a todos os amigos de fora do curso, em especial a Maria Paula e o Renan, por sua compreensão em todos os momentos em que não pude estar presente devido a graduação, sendo um apoio incondicional em minha vida.

Aos colegas de trabalho e gestores, agradeço pelo conhecimento compartilhado e por ensinarem-me o valor do trabalho, com destaque a Raízen S.A que cedeu o local para meu objeto de estudo.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC, que contribuíram na minha formação em especial ao meu orientador, Prof.Dr.Raphael Amaral, pelo suporte na construção desse trabalho. Agradeço também ao Prof.Dr. Dalton Honório e o Engenheiro Roger Lélis por aceitarem o convite para participar da minha banca.

E a todos que, de alguma forma contribuíram para a minha construção pessoal e profissional, meu sincero muito obrigada.

*“Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar seria menos se lhe faltasse uma gota.”*

*Madre Teresa de Calcuta*

## RESUMO

O presente trabalho analisa a viabilidade do ponto de vista técnico e financeiro para a implementação de um sistema fotovoltaico para suprir o consumo de energia de uma distribuidora de combustíveis fósseis localizada em Fortaleza no Ceará, com o intuito de diminuir os impactos ambientais desse empreendimento através da promoção de uma fonte alternativa de energia. Para o desenvolvimento do projeto foi contextualizado alguns conceitos básicos e teóricos referentes ao tema de energia renovável e geração fotovoltaica, materiais utilizados, bem como as normas necessárias a serem seguidas em projetos FV e elementos de análise financeira para realizar o estudo financeiro do projeto. Primeiramente serão observados os dados da unidade objeto do estudo de caso, tendo como foco principal sua localização e por meio de simulação em software é feito uma análise do sombreamento que poderá incidir no telhado onde serão localizados dos módulos FV. Além disso, a irradiação local e o consumo local são analisados para o dimensionamento do sistema gerador, composto por módulos, inversor, elementos de proteção entre outros. Inicialmente serão feitos os cálculos teóricos de dimensionamento do sistema e em seguida utilizado software de simulação para comparação dos resultados, posteriormente são escolhidos os materiais utilizados na implementação do sistema e realizado o estudo da forma de conexão dos módulos para maior viabilidade técnica do projeto. Por fim, será feita uma projeção da geração nos próximos 25 anos para que através dessa projeção seja realizada a análise financeira através de ferramentas que avaliem a viabilidade financeira da instalação do sistema FV no empreendimento.

**Palavras-chave:** Sistema Fotovoltaico; Dimensionamento; Módulo Fotovoltaico; Análise Financeira.

## ABSTRACT

The present work analyzes the technical and financial feasibility of implementing a photovoltaic system to provide the energy consumption of a fossil fuel distributor located in Fortaleza, Ceará, with the aim of reducing the environmental impacts of this enterprise by promoting an alternative energy source. For the project development, some basic and theoretical concepts related to renewable energy and photovoltaic generation were contextualized, including the materials used, as well as the necessary standards for PV projects and financial analysis elements to conduct the project's financial study. Firstly, the data from the unit under the case study are observed, with a primary focus on its location. Through simulation software, an analysis of the shading that may occur on the roof where the PV modules will be located is performed. Additionally, local irradiation and local consumption are analyzed for the sizing of the generator system, consisting of modules, inverters, protective elements, among others. Initially, theoretical calculations for system sizing are performed, followed by the use of simulation software to compare the results. Subsequently, the materials used in the system implementation are chosen, and the study of the module connection method is carried out for the technical viability of the project. Finally, a projection of generation for the next 25 years is made, and based on this projection, a financial analysis is conducted using tools that evaluate the financial viability of installing the PV system in the enterprise.

**Keywords:** Photovoltaic System; Sizing; Photovoltaic Module; Financial Analysis.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - A Matriz Elétrica Brasileira. ....	16
Figura 2 - Esquemático SFI.....	20
Figura 3 - Esquemático SFCR. ....	21
Figura 4 - Módulo solar monocristalino e policristalino. ....	23
Figura 5 - Modelos de etiqueta para Módulos Fotovoltaicos.....	23
Figura 6 - Representação esquemática da associação em série de n módulos fotovoltaicos. ....	24
Figura 7 - Comparativo entre associação de módulos em série. ....	25
Figura 8 - Representação esquemática da associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos. ....	25
Figura 9 -- Inversor 30Kw da marca Growatt.....	26
Figura 10 - Quadro CA de proteção. ....	27
Figura 11 - Localização de Fortaleza, no Ceará.....	33
Figura 12 - Vista aérea da Distribuidora de Combustíveis.....	34
Figura 13 - Diagrama da Alimentação Elétrica da UC. ....	36
Figura 14 - Áreas de Instalação do SFCR.....	37
Figura 15 - Análise do Sombreamento em 3D no software <i>SketchUp</i> . ....	38
Figura 16 - Irradiação diária média mensal (kWh/m <sup>2</sup> ).....	42
Figura 17 - Irradiação Solar Média Anual Fortaleza-CE. ....	45
Figura 18 - Traçado da linha do Horizonte. ....	46
Figura 19 - Resultado da simulação do sistema FV. ....	47
Figura 20 - Estudo de preços para Instalação e Projeto FV. ....	55
Figura 21 - Gráfico do Fluxo de Caixa.....	57
Figura 22 - Payback.....	59

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características gerais do sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará. ...	31
Tabela 2 - Forma de Conexão Enel Distribuição Ceará. ....	31
Tabela 3 - Prazos para efetivação da conexão. ....	32
Tabela 4 - Dados Gerais da distribuidora de Combustíveis.....	35
Tabela 5 - Consumo anual de Energia Elétrica no local. ....	41
Tabela 6 - Irradiância solar diária média. ....	42
Tabela 7 - Energia Gerada Mensalmente.....	52
Tabela 8 - Geração de Energia Estimada em 25 anos. ....	53
Tabela 9 - Materiais utilizados.....	54
Tabela 10 - Taxa do IPCA anual. ....	57
Tabela 11 - Fluxo de Caixa Anual. ....	58
Tabela 12 - Taxa SELIC.....	59

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas  
ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
CA – Corrente Alternada  
CC – Corrente Contínua  
CE – Ceará  
CRESESB – Centro de Referência das Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
ET – Especificação Técnica  
FV – Fotovoltaico  
INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia  
IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Comum  
MPPT – Rastreamento do ponto de máxima potência (do Inglês *Maximum Power Point Tracker*)  
MT – Média Tensão  
m-si – Silício Monocristalino  
NBR – Norma Brasileira Regulamentadora  
p-si – Silício Policristalino  
REN – Resolução Normativa  
ROI – Retorno do o Investimento (do Inglês *Return of Investment*)  
SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede  
SFI – Sistema Fotovoltaico Isolado  
Si – Silício  
STC – Condições de Ensaio Padrão (do Inglês *Standart Test Conditions*)  
TIR – Taxa Interna de Retorno  
UC – Unidade Consumidora  
VPL – Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
1.1. Motivação.....	17
1.2 Objetivos .....	17
1.2.1 Objetivos Gerais.....	17
1.2.2 Objetivos Específicos .....	17
1.3 Metodologia .....	17
1.4 Organização do Trabalho .....	18
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>19</b>
2.1 Tipos de Sistema Fotovoltaicos .....	19
2.1.1 Sistema Fotovoltaicos Isolados (SFI) .....	19
2.1.2 Sistema Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) .....	20
2.2 Componentes do Sistema Fotovoltaico .....	21
2.2.1 Módulos Fotovoltaicos.....	22
2.2.2 Associação de Módulos .....	24
2.2.3 Inversores .....	26
2.2.4 Elementos de Proteção .....	26
2.3 Análise Financeira .....	27
2.3.1 Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	27
2.3.2 <i>Payback</i> .....	28
2.3.3 Fluxo de Caixa .....	28
2.3.4 Valor Presente Líquido (VPL).....	28
2.3.5 Retorno sobre o Investimento .....	28
<b>3 PREMISAS TÉCNICAS .....</b>	<b>29</b>
3.1 Resolução normativa nº 1.059/2023 .....	29
3.2 Especificação Técnica nº 122 – ENEL Distribuição Ceará.....	30
<b>4 ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>33</b>
4.1 Características Físicas e Geográficas .....	33
4.2 Estrutura Elétrica .....	35
4.3 Análise do local para instalação do Sistema FV. ....	36
4.3.1 Análise de Sombreamento .....	37
4.4 Análise do Consumo de Energia Elétrica.....	40
4.5 Irradiação Solar .....	41

4.6 Módulo Fotovoltaico escolhido.....	43
4.7 Dimensionamento do Sistema FV.....	44
4.7.1 Determinação da Quantidade Módulos .....	47
4.7.2 Escolha do Inversor .....	48
4.7.3 Dimensionamento do Quadro de Proteção CA.....	48
4.7.4 Interconexão do Módulos .....	49
4.7.5 Energia Gerada Anualmente .....	52
<b>5 ANÁLISE FINANCEIRA .....</b>	<b>54</b>
5.1 Análise do Fluxo de Caixa .....	56
5.2 Análise do <i>Payback</i> .....	58
5.3 Análise do Valor Presente Líquido (VLP).....	59
5.4 Análise do ROI .....	60
<b>6 CONCLUSÃO .....</b>	<b>62</b>
6.1 Sugestões para trabalhos futuros .....	63

## 1 INTRODUÇÃO

A produção de energia tem sido um elemento crucial para as diferentes sociedades ao longo da história, isso porque à medida que essas sociedades se desenvolviam e os marcos aconteciam, a produção de energia era diretamente impactada, tendo que se reinventar para suprir e acompanhar a expansão global. O crescimento e o consumo de energia mais que triplicou desde a Revolução Industrial e estudos mostram uma tendência de crescimento da demanda energética em consequência da recuperação econômica dos países em desenvolvimento (PEREIRA et al. 2017), como o Brasil.

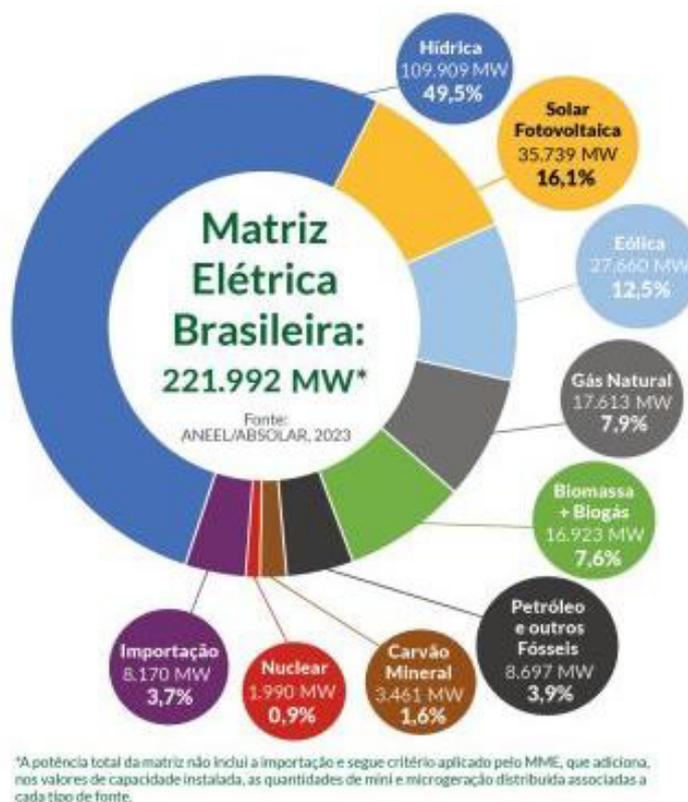
Após o surgimento da Revolução Industrial a matriz elétrica Brasileira, desde 1970, é composta principalmente por energia hidráulica, sendo essa fonte responsável por cerca de 87% da geração de energia elétrica do país, entretanto nesse período a eletricidade era uma pequena fração da matriz energética nacional, logo essa fonte representava 5% da matriz energética brasileira (BEN, 2006). Com o decorrer dos anos enquanto a energia elétrica era pouco utilizada, a fonte hidráulica conseguiu suprir quase que completamente a demanda elétrica do país, porém nos anos 90 com o desenvolvimento da economia e a evolução da sociedade brasileira houve um aumento da demanda de energia elétrica e apesar de a energia hidráulica continuar sendo a principal fonte utilizada, algumas outras fontes passaram a compor a matriz elétrica nacional para conseguir suprir a demanda.

Com a evolução da sociedade, pode-se questionar de onde virá energia para suprir toda a demanda necessária, destacando necessidade da implementação de tecnologias que reduzam os impactos ambientais e que possam expandir a matriz elétrica brasileira, é nesse contexto surgem as energias de fontes renováveis como uma solução.

Atualmente, a matriz de energia elétrica do Brasil continua como sua principal fonte a energia hidráulica, sendo considerada uma fonte de energia limpa o Brasil se encontra com uma matriz sustentável de energia elétrica quando comparado com a matriz mundial, como mostra o infográfico abaixo da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR), ilustrado na Figura 1, em 2023 os recursos hídricos compõem 50% da matriz elétrica brasileira. Embora metade de toda energia do país seja advinda dessa fonte, observa-se que nos últimos anos houve uma grande diminuição na sua utilização, devido ao baixo nível dos reservatórios que foi consequência da estiagem

no país que iniciou em 2013, bem como a dificuldade para construir novas hidrelétricas e reservatórios (MME; EPE, 2006).

Figura 1 - A Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2023)

Diante dessa exposição, fica ainda mais visível a importância e necessidade de se diversificar a matriz elétrica brasileira, e ao mesmo tempo garantir a redução dos impactos ambientais com um desenvolvimento sustentável.

Como solução, a energia solar fotovoltaica se mostra como uma das mais promissoras do país, suas vantagens são inúmeras, visto que se trata de uma fonte inesgotável devido a escala de tempo da vida do planeta Terra (PEREIRA et al., 2017). O infográfico (ABSOLAR) da Figura 1 mostra que a fonte solar fotovoltaica já é responsável por cerca de 15,6% da matriz elétrica brasileira, sendo assim o momento muito favorável para geração fotovoltaica a médio e longo prazo, pois os investimentos nesse tipo de energia se intensificam ano após ano devido a comprovação do seu retorno energético e financeiro.

## **1.1. Motivação**

A partir do contexto abordado, esse trabalho de conclusão tem como motivação o estudo de viabilidade e implementação de um sistema fotovoltaico em uma distribuidora de combustíveis fósseis, com o objetivo de diminuir os impactos ambientais causados pelo empreendimento através de fontes alternativas de energia e além disso, gerar economia diminuindo o uso de energia advindo da rede local de distribuição.

## **1.2 Objetivos**

Nesse tópico serão apresentados os objetivos gerais e específicos desse trabalho.

### **1.2.1 Objetivos Gerais**

Este trabalho de conclusão tem como objetivo geral o estudo de viabilidade técnica e financeira e a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de uma Distribuidora de Combustíveis em Fortaleza/CE.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Como objetivos específicos, pode-se listar:

- Apresentar um referencial teórico sobre a geração de energia fotovoltaica interligada a rede de distribuição;
- Considerar o consumo de energia elétrica da unidade consumidora;
- Dimensionar o sistema para a instalação a partir das metodologias adotadas;
- Avaliar do ponto de vista financeiro e técnico a viabilidade da implementação do sistema.

## **1.3 Metodologia**

A metodologia utilizada nesse trabalho, consiste em uma revisão acerca da geração fotovoltaica interligada a rede e seus temas relacionados, em seguida é realizado o dimensionamento do sistema de acordo com as necessidades e limitações da instalação, e por fim estimado os custos da sua implementação e realizadas análises de economia ao longo do tempo.

#### **1.4 Organização do Trabalho**

O capítulo 1 consiste em uma introdução geral acerca do tema, definindo os objetivos do trabalho, a metodologia e a forma de organização do estudo.

O capítulo 2 exibe um referencial teórico sobre sistemas fotovoltaicos interligados a rede.

O capítulo 3 apresenta o local utilizado no estudo, seu consumo de energia, potência instalada e demanda de energia, bem como os aspectos geográficos e suas características físicas.

No capítulo 4 será evidenciado o sistema de geração que irá suprir as necessidades da instalação.

O capítulo 5 mostra a análise financeira para a implementação do sistema de geração definido.

Por fim, no capítulo 6 está a conclusão do estudo, com análise dos resultados obtidos e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

A energia solar tem ganhado cada vez mais destaque como uma alternativa de energia bastante promissora, tanto devido sua fonte de energia, pois se trata de uma fonte inesgotável devido a escala de tempo da vida do planeta Terra (PEREIRA et al., 2017) como também devido ao fator econômico e social, podendo ser adquirido por consumidores comerciais e residenciais devido seu baixo custo e manutenção quando comparado com as demais fontes de energia.

A geração de energia solar dá-se da conversão de energia solar em energia elétrica que pode acontecer por meio de sistemas termo solares ou células fotovoltaicas. Através do efeito fotovoltaico, a energia é gerada quando ocorre a exposição de um material semicondutor dopado, geralmente silício, à radiação solar (NAKABAYASHI, 2014), no sistema FV essa célula fica alocada no módulo FV.

### 2.1 Tipos de Sistema Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos se classificam quanto a sua aplicação e utilização, os sistemas que utilizam o armazenamento de energia para consumo próprio são chamados de isolados, quando os conectados à rede de distribuição de energia são chamados geração distribuída.

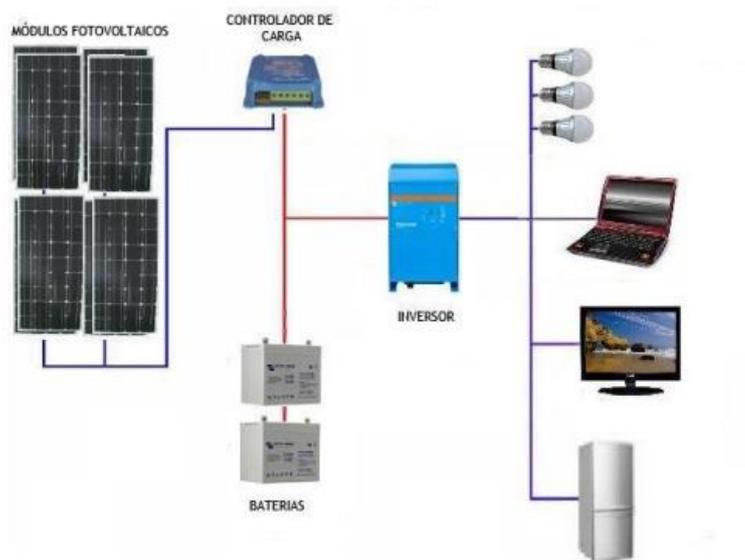
#### 2.1.1 Sistema Fotovoltaicos Isolados (SFI)

Os sistemas isolados, também conhecidos como sistemas *Off-Grid*, ou autônomos, são sistemas fotovoltaicos que geram energia dependendo exclusivamente da radiação solar, não sendo necessário sua conexão com a rede de distribuição de energia. Esse tipo de sistema, geralmente, possui um banco de baterias como sistema de armazenamento e necessita, dependendo da aplicação, de controladores de carga e inversores CC/CA (BORTOLOTO et al., 2017).

Esses sistemas, geralmente são instalados em localidades onde a rede de distribuição de energia não atende, normalmente em zonas rurais, devido à distância e o difícil acesso, além da baixa da demanda da comunidade, é mais viável financeiramente a instalação de um SFI do que o custo de levar a rede de distribuição até esses locais (TIRAPELLE; MURA; FRAZÃO, 2013).

São utilizados para o armazenamento da energia gerada durante o dia, bancos de baterias que funcionaram como acumuladores para a energia que será consumida durante a noite ou em casos de queda de energia, quando não há mais radiação (NEOSOLAR). A Figura 2, mostra a representação de um SFI.

Figura 2 - Esquemático SFI.



Fonte: (BORTOLOTO et al., 2017).

### 2.1.2 Sistema Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)

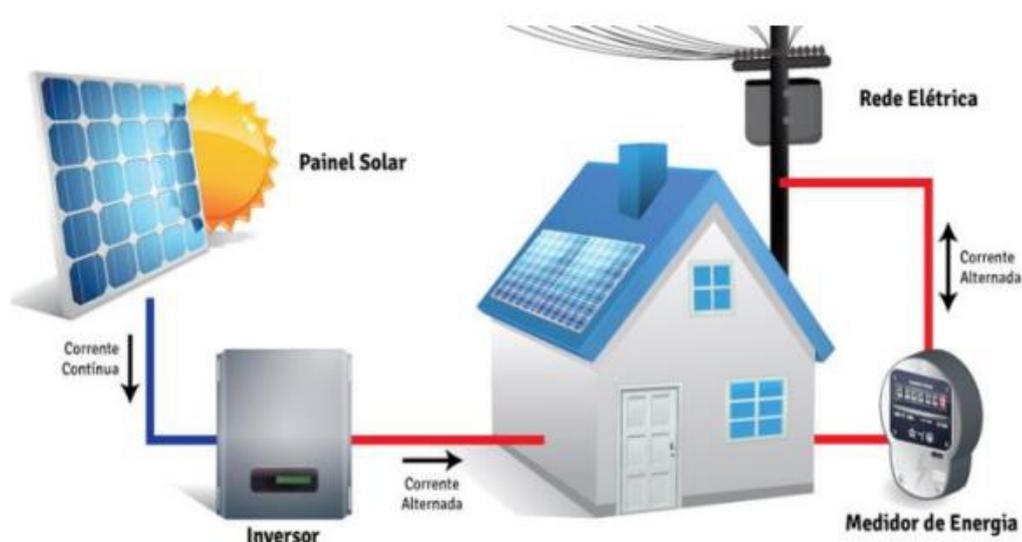
Também chamados de sistemas *On-grid*, esse sistema se caracteriza principalmente por atuar em paralelo com as grandes centrais geradoras. Os SFCR são constituídos basicamente pelo painel FV e o inversor, sendo a rede elétrica da distribuidora quem atua como um armazenador, pois toda a energia gerada é colocada em paralelo com a energia da rede (URBANETZ, 2010). Dessa forma, também é possível gerar crédito energético através da energia excedente injetada na rede, bem como consumir energia elétrica da rede local quando a geração for abaixo da demanda necessária para a instalação (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

Como esse tipo de sistema não necessita o uso de unidade de armazenamento se torna mais barato, quando comparado com o SFI, dessa forma se torna mais

utilizado em localidades que apresentam rede de distribuição bem definida (SILVA, 2022)

Nesse sistema há a necessidade de um medidor bidirecional, para que seja possível medir tanto a energia consumida, quanto a injetada na rede gerando assim a compensação do consumo. A Figura 3 mostra um esquema simplificado de um SFCR, a depender da unidade consumidora e do tamanho do sistema a ser utilizado, podem ser incluídos elementos.

Figura 3 - Esquemático SFCR.



Fonte: (BORTOLOTO et al., 2017).

Nesse trabalho, o estudo de viabilidade será para um sistema *On-Grid*, então os componentes abordados em seguida serão para esse tipo de sistema. Além disso, a regulamentação desse sistema deverá ser feita seguindo os requisitos normativos e técnicos abordados nos tópicos subsequentes.

## 2.2 Componentes do Sistema Fotovoltaico

Para compor o sistema fotovoltaico tanto *On-Grid* como *Off-Grid* são necessários diversos componentes. Em comum entre os dois sistemas tem-se os módulos fotovoltaicos, inversores e o quadro CA de proteção, esses componentes serão descritos no decorrer desse tópico bem como suas associações.

### 2.2.1 Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é uma unidade formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica, é assim que a Norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) NBR 16690:2019 descreve um módulo fotovoltaico.

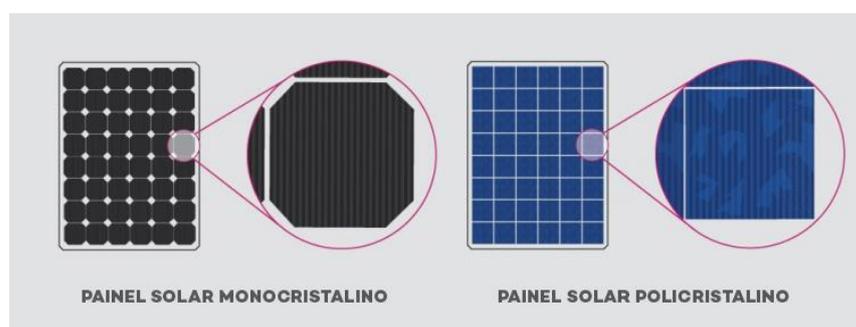
A células fotovoltaicas são os elementos responsáveis pela conversão direta da luz solar em eletricidade. O material dessas células é construído de forma a possuir um campo elétrico permanente, é gerado por meio da adequada dopagem do semicondutor (SHAYANI, 2006).

Entre os semicondutores, o silício é o semicondutor mais tradicional no mundo fotovoltaico e pode ser classificado em Monocristalino (m-Si) ou policristalino (p-Si) a depender da sua estrutura molecular (TIRAPELLE; MURA; FUZÃO, 2013). Uma única célula fotovoltaica não produz energia suficiente para gerar potência elevadas, logo é feita a associação de várias células que compõem a característica de um módulo fotovoltaico (SOUZA, 2016).

A célula fotovoltaica de silício monocristalino (m-Si) é produzida através da extração do dióxido de silício e passa por um processo de purificação complexo que torna o custo desse material elevado devido o custo da energia utilizado na sua fabricação, contudo os módulos constituídos dessas células podem atingir uma eficiência entre 16,84% e 20,4% (TIRADENTES, 2007).

O silício policristalino (p-Si) apresenta menor eficiência quando comparado com o monocristalino, porém com a vantagem de um mais baixo custo de produção devido ao seu processamento ser mais simples. Apesar do material de partida ser o mesmo que para o m-Si, não ocorre um processo robusto de purificação no p-Si, o que resulta em um bloco com grande quantidade de grãos ou cristais, no contorno dos quais se concentram os defeitos e tornam esse material menos eficiente em termos de conversão fotovoltaica (RUTHER, 2004). A Figura 4 mostra a diferença visual de um módulo com m-Si e p-Si. Além do silício, existem outras tecnologias de módulos fotovoltaicos, as principais são: disseleneto de cobre (CIS), gálio e índio (CIGS), telureto de cádmio e também o silício amorfo hidrogenado. É importante ressaltar que a finalidade e o meio que o sistema fotovoltaico será instalado irá determinar o tipo de módulo fotovoltaico mais adequado (TIRAPELLE; MURA; FUZÃO, 2013).

Figura 4 - Módulo solar monocristalino e policristalino.



Fonte: Adaptado de Neosolar.

Um dispositivo bastante utilizado com as tecnologias vistas acima é o chamado Filme Fino, que embora possua menor eficiência, são mais flexíveis e permitem maior versatilidade nos sistemas (SOUZA, 2016).

Os módulos fotovoltaicos vendidos comercialmente no Brasil devem possuir uma etiqueta do Inmetro que contenha o registro da eficiência daquele equipamento. Além disso, há informações sobre o fabricante, dimensionamento e características elétricas daquele equipamento, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - Modelos de etiqueta para Módulos Fotovoltaicos.

<b>Energia</b> (Elétrica)		MÓDULO FOTOVOLTAICO
Fornecedor	ABCDEF	
Marca	XYZ(Logo)	
Versão	IPQR	
Modelo	XPQOPT	
Mais eficiente		
Menos eficiente		
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)		<b>XY,Z</b>
Área Externa do Módulo (m <sup>2</sup> )		0,00
Produção Média Mensal de Energia (kWh/mês)		00,0
<small>Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e equipamentos para Energia Fotovoltaica - Portaria Inmetro nº 004/2011</small> <small>Instruções de instalação e recomendações de uso, leia o Manual do aparelho</small>		
<b>IMPORTANTE: A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA ANTES DA VENDA ESTÁ EM DESACORDO COM O CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR</b>		

Fonte: INMETRO (2011).

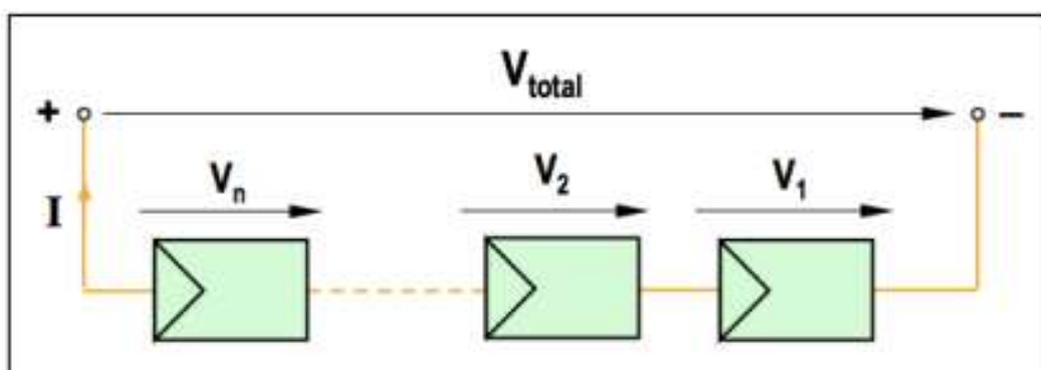
## 2.2.2 Associação de Módulos

Os dispositivos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou em paralelo, de forma a alcançar os níveis de corrente e tensão que se deseja obter no sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.2.2.1 Associação em série

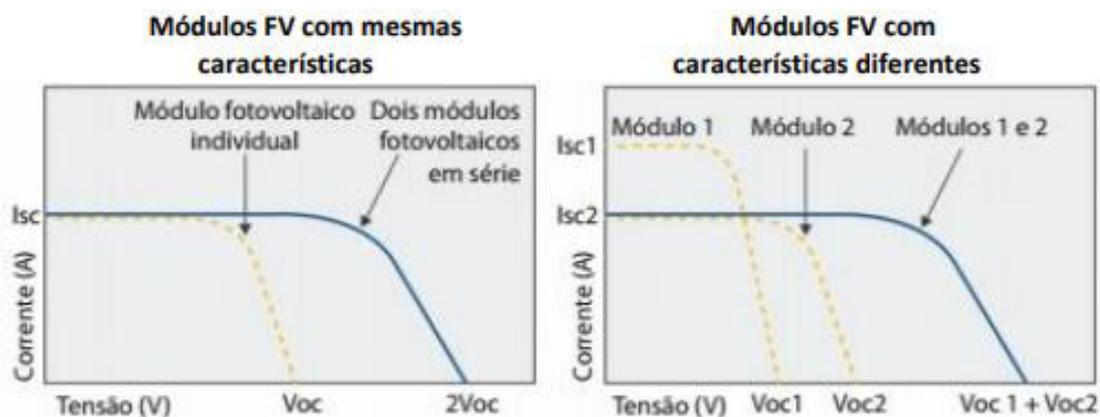
Os módulos fotovoltaicos ligados em série constituem aquilo que normalmente se designa por *string*. Nessa associação as tensões dos módulos são somadas e a corrente gerada será a média da geração de cada módulo. É importante reforçar que na associação de módulos fotovoltaicos, devem ser utilizados módulos do mesmo tipo, de forma a minimizar as perdas do sistema como mostra a Figura 7. Na associação em série, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao terminal negativo do outro dispositivo, e assim por diante (PINHO; GALDINO, 2014) como mostra na Figura 6.

Figura 6 - Representação esquemática da associação em série de n módulos fotovoltaicos.



Fonte: Carneiro (2010)

Figura 7 - Comparativo entre associação de módulos em série.

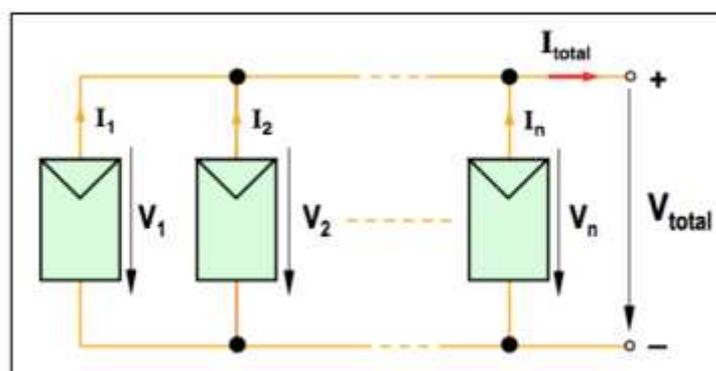


Fonte: Adaptado Flandoli (2017).

### 2.2.2.2 Associação em paralelo

A associação em paralelo é caracterizada pela ligação dos terminais positivos dos dispositivos serem feitas entre si, da mesma forma dos negativos. Nessa ligação as correntes elétricas são somadas enquanto a tensão permanece inalterada (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 8 representa esquematicamente a associação em paralelo de  $n$  módulos fotovoltaicos

Figura 8 - Representação esquemática da associação em paralelo de  $n$  módulos fotovoltaicos.



Fonte: Carneiro (2010).

### 2.2.3 Inversores

A energia gerada através dos módulos fotovoltaicos se dá através de corrente contínua (CC), o inversor é o equipamento responsável por converter essa corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), que é a corrente utilizada pelas cargas das unidades consumidoras (PINHO; GALDINO, 2014).

Os inversores são selecionados de acordo com a sua aplicação em um sistema, diferindo em sistema fotovoltaicos isolados (SFI) e sistemas fotovoltaicos conectados a rede (SFCR). Os inversores do SFI recebem a energia advinda do banco de baterias que recebeu dos módulos e armazenou, dessa forma, não há referência externa de tensão. Já os inversores SFCR recebem a energia CA diretamente dos módulos, sua saída é colocada em paralelo com a rede elétrica convencional, utilizando a onda externa como referência (URBANEZ, 2010) e não operam sem a energização do lado CA. A Figura 9, mostra o exemplo de um inversor comercial.

Figura 9 -- Inversor 30Kw da marca Growatt.



Fonte: Solar e sol, 2023.

### 2.2.4 Elementos de Proteção

O inversor, além de ser o responsável pela conversão de energia CC em CA, comporta em si a maioria das proteções do sistema FV, como por exemplo proteções contra sub e sobretensão, sub e sobrefrequencia, sobrecorrentes e proteções contra surtos de energia (ALBUQUERQUE, 2020).

Além do inversor, outro dispositivo previsto na instalação de um sistema fotovoltaico é o quadro de proteção CA. Esse dispositivo é um componente de proteção da parte CA do sistema, ele conecta os cabos vindos do inversor ao medidor,

e composto por um disjuntor e um DPS e protege o circuito contra surtos elétricos e oscilação de tensão. A Figura 10, mostra o exemplo de um quadro CA comercial.

Figura 10 - Quadro CA de proteção.



Fonte: Leroy Merlin, 2023.

## 2.3 Análise Financeira

A análise financeira é o ponto principal na tomada de decisão das empresas em relação a um investimento, são utilizadas ferramentas de cálculo para análise das oportunidades, como o *Payback* e a Taxa Interna de Retorno (TIR) (SOUZA E CLEMENTE, 2004). Mas para esse trabalho serão usados esses dois índices em conjunto com Fluxo de Caixa, Valor Presente Líquido (VPL), Retorno Sobre Investimento (ROI) que também são importantes indicadores de viabilidade financeira.

### 2.3.1 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR tem como objetivo fornecer um único número inteiro ou intrínseco que resuma os méritos do projeto, dependendo exclusivamente dos fluxos de caixa do projeto. A regra geral da TIR é aceitar o projeto se for maior do que a taxa de desconto adequada ao projeto, ou rejeitar o projeto se for menor do que essa taxa de desconto (WESTERFIELD E LAMB, 2015).

### **2.3.2 Payback**

O *Payback* é um dos métodos mais simples de analisar a viabilidade de um investimento, é definido como um período de tempo que será necessário para recuperar a aplicação inicial investida.

### **2.3.3 Fluxo de Caixa**

O Fluxo de Caixa é uma ferramenta que as empresas usam para analisarem as entradas e saída do seu caixa. Em um investimento o fluxo de caixa ocorre na análise do valor investido e da economia gerada por aquele projeto em determinado tempo.

### **2.3.4 Valor Presente Líquido (VPL)**

O VPL (Valor Presente Líquido) representa o resultado financeiro de uma operação que submete o valor presente o fluxo de investimento, após descontar o valor inicial da aplicação.

### **2.3.5 Retorno sobre o Investimento**

Também conhecido como taxa de retorno, o ROI é utilizado para definir o resultado financeiro de um investimento realizado, podendo ser de lucro ou prejuízo. A fórmula para calcular o ROI considera o ganho obtido menos o investimento realizado, como mostra a fórmula abaixo:

$$\text{ROI} = (\text{lucro} - \text{investimento}) / (\text{investimento})$$

### **3 PREMISAS TÉCNICAS**

Para a realização de um projeto elétrico é de obrigatório o seguimento de diversas normas que mudam a depender do tipo e tamanho do projeto a ser realizado. A atual norma que rege as centrais de migro e mini geração de energia no país é a REN nº1.059/2023 que é uma atualização da REN nº 482/2012 que foi revogada após a criação da 1.059.

Há também a necessidade de serem seguidas as especificações locais da distribuidora que opera a rede do estado, dessa forma deve ser seguida a ET nº 122/2018 que é uma especificação técnica que cita as condições para o processo de interligação de micro e mini geração de energia no estado do Ceará.

#### **3.1 Resolução normativa nº 1.059/2023**

A resolução normativa (REN) 1.059/2023 tem como objetivo aprimorar as regras para a conexão e o faturamento de centrais de micro e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica. Essa resolução revogou a REN 482/2012, bem como suas atualizações como a REN nº 687/2015 e REN nº 786/2017. Criada em 2012, a REN nº482/2012 foi a primeira resolução que citava a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), tornando viável que o consumidor brasileiro pudesse gerar sua própria energia elétrica por meio de fontes renováveis (GUIMARÃES, 2018) e tinha o mesmo objetivo que a resolução atual.

Segundo a REN nº 1.059/2023 define-se como microgeração distribuída uma central geradora de energia elétrica que utilize fontes renováveis conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio da unidade consumidora (UC) a qual faz parte, que possua potência instalada em corrente alternada menor ou igual a 75kW. Enquanto a minigeração é estabelecida quando a corrente alterna for maior a 75kW e menor igual a 5MW para centrais geradoras de fontes despacháveis e 3MW para as demais fontes. Além disso, é estabelecido também o SCEE, Sistema de Compensação de Energia Elétrica, como o sistema no qual a energia é injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, por meio da compensação do consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia. Outras definições importantes detalhadas na REN nº1.059/2023 é a de energia compensada, sendo a energia elétrica ativa consumida

da rede e compensada pela energia elétrica ativa injetada, pelo excedente de energia e pelo crédito de energia. Já o excedente de energia se dá pela diferença positiva entre a energia elétrica ativa injetada e a energia elétrica ativa consumida. Além desses, há também o crédito de energia definido como o excedente de energia não utilizado no ciclo de faturamento em que foi injetado.

A REN nº1.059/2023 também prevê em parágrafo único que a distribuidora deve custear as melhorias ou reforços no sistema de distribuição em casos onde a potência instalada da central de microgeração seja menor ou igual a potência de atendimento da carga da UC. No entanto, se a central geradora for de minigeração, esses custos devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor.

Os custos da adequação do sistema de medição de uma central de minigeração distribuída são do consumidor. Enquanto na microgeração distribuída a distribuidora é responsável financeira e tecnicamente por realizar a vistoria e instalar ou adequar o sistema de medição da UC conforme parágrafo único da REN nº1.059/2023.

### **3.2 Especificação Técnica nº 122 – ENEL Distribuição Ceará**

O empreendimento fica localizado no Porto de Mucuripe, na cidade de Fortaleza no Ceará, onde a rede de distribuição de energia é administrada pela empresa ENEL Distribuição Ceará. Foi criada por essa distribuidora para definir as condições do processo de conexão de mini e microgeração distribuída em unidades cativas, a especificação técnica (ET) nº 122 em 2018.

Na Tabela 1, estão indicadas as características gerais do sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará.

Segundo a Especificação Técnica nº 122 de 2018 a forma de conexão (quantidade de fases, nível de tensão) da central geradora na rede de distribuição é definida pela distribuidora de acordo com o valor da potência disponibilizada e características dos equipamentos da unidade consumidora, conforme estabelecido na Tabela 2.

Tabela 1 - Características gerais do sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará.

<b>Característica</b>	<b>Enel Distribuição Ceará</b>
Frequência (Hz)	60
Nº de Fases	3
Sistema de média tensão (3 fios)	
<b>Tensão nominal (kV)</b>	13,8
<b>Tensão máxima de operação (kV)</b>	15
<b>Nível Básico de Isolamento no sistema de distribuição (kV)</b>	95
<b>Capacidade de interrupção simétrica dos equipamentos de disjunção (kV)</b>	16
<b>Conexão do transformador</b>	MT – Delta e BT – estrela aterrada
Sistema de baixa tensão (Dny1)	
<b>Tensão do sistema trifásico (V)</b>	380 V Urbano e Rural
<b>Tensão do sistema monofásico (V)</b>	220 V Urbano e Rural
Transformador de corrente para proteção	
<b>Corrente secundária</b>	1/5 A
<b>Fator de sobrecorrente</b>	20
<b>Classe de exatidão e tensão máxima do enrolamento secundário</b>	10B200
Transformador de potencial para proteção	Relação do transformador de potencial (MT)

Fonte: Adaptado ET nº 122 – ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ.

Tabela 2 - Forma de Conexão Enel Distribuição Ceará.

Potência disponibilizada (kW)	Tensão Nominal (V)	Sistema Elétrico
<b>&lt;= 10</b>	220	Baixa tensão (monofásico)
<b>&gt; 10 e &lt;= 20</b>	380	Baixa tensão (bifásico)
<b>&gt; 20 e &lt;=75</b>	380	Baixa tensão (trifásico)
<b>&gt; 75 e &lt;= 5000</b>	13800/6900	Média tensão/ Alta tensão

Fonte: Adaptado ET nº 122 Enel Distribuição Ceará.

A distribuidora pode estabelecer uma forma de conexão diferente da definida na Tabela 2 quando a UC possuir um equipamento que possa prejudicar a qualidade do fornecimento a outros consumidores.

O processo de conexão dá-se através das seguintes etapas: Solicitação de Acesso, Parecer de Acesso, Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional. Qualquer alteração de potência da geração instalada durante a homologação, deve ser precedida novamente no processo. A etapa de solicitação de acesso é feita através de um formulário preenchido pelo consumidor, ou representante, para a Enel Distribuição Ceará, com ele são enviados os seguintes documentos: ART, Diagrama Unifilar da geração com inversor e memorial descritivo, Certificado de Conformidade do Inversor, Dados necessários para registro da central geradora disponível no site da Aneel e lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação indicando a porcentagem do rateio dos créditos (se houver). Já o parecer de acesso é a resposta formal da distribuidora para a solicitação de acesso, contendo as características do ponto de entrega, orçamento da obra, informações gerais sobre a ligação, modelo de acordo cooperativo, responsabilidades do consumidor. Tanto o relacionamento operacional como o acordo operativo são documentos enviados pela distribuidora junto com o parecer de acesso e devem ser devolvidos pelos consumidores assinados até a data de aprovação do ponto de conexão (vistoria).

Os prazos descritos podem ser resumidos pela Tabela 3.

Tabela 3 - Prazos para efetivação da conexão.

Etapas	Tipo de Geração			
	Microgeração sem obra (dias)	Minigeração sem obra (dias)	Microgeração com obra (dias)	Minigeração com obra (dias)
<b>Emitir parecer</b>	15	30	30	60
<b>Solicitar vistoria</b>	120			
<b>Realizar vistoria</b>	7			
<b>Entregar relatório vistoria</b>	5			
<b>Aprovar ponto de conexão</b>	7			

Fonte: ET nº 122, 2018.

## 4 ESTUDO DE CASO

O presente trabalho, tem como objetivo fazer um estudo de caso que avalie a viabilidade técnica e financeira para a implementação de um sistema fotovoltaico em uma distribuidora de combustíveis localizada na Praia do Futuro em Fortaleza, no Ceará.

### 4.1 Características Físicas e Geográficas

A distribuidora de combustível fica na capital Fortaleza no Ceará, em área litorânea. O clima tropical semiúmido com temperatura anual média de 26°C, com época chuvosa de janeiro a junho e de agosto a dezembro um clima mais seco.

Figura 11 - Localização de Fortaleza, no Ceará.



Fonte: Wikivoyage, 2023.

O empreendimento está localizado na Avenida José Sabóia, 303-401, Cais do Porto – Fortaleza e dispõe de uma área de 41696 m<sup>2</sup>, que está localizada nas coordenadas latitude -3°42'53" e longitude 38°28'04".

A instalação do sistema será implementada nos prédios civis construídos, fora da área classificada. Na Figura 12 têm-se a visão aérea do empreendimento obtida através do Google Earth.

Figura 12 - Vista aérea da Distribuidora de Combustíveis.



Fonte: Próprio autor, 2023.

A área da figura acima é dividida em administração (escritório e portaria), estacionamentos, manutenção/armazém, bacia de tanques, pátio de bombas, plataforma de carregamento, área de combate a incêndio e subestação elétrica.

A tabela 4 mostra algumas informações sobre a localização, características estruturais e elétricas nos prédios onde se pretende instalar o sistema.

Tabela 4 - Dados Gerais da distribuidora de Combustíveis.

**Dados Gerais**

Latitude	-3°45'53''
Longitude	38°08'04''
Área do Telhado Disponível	1255 m <sup>2</sup>
Tipo do Telhado	Fibrocimento e Metálico
Estrutura do Telhado	Metálica
Tensão de Alimentação	220/380V Trifásico

Fonte: Próprio autor, 2023.

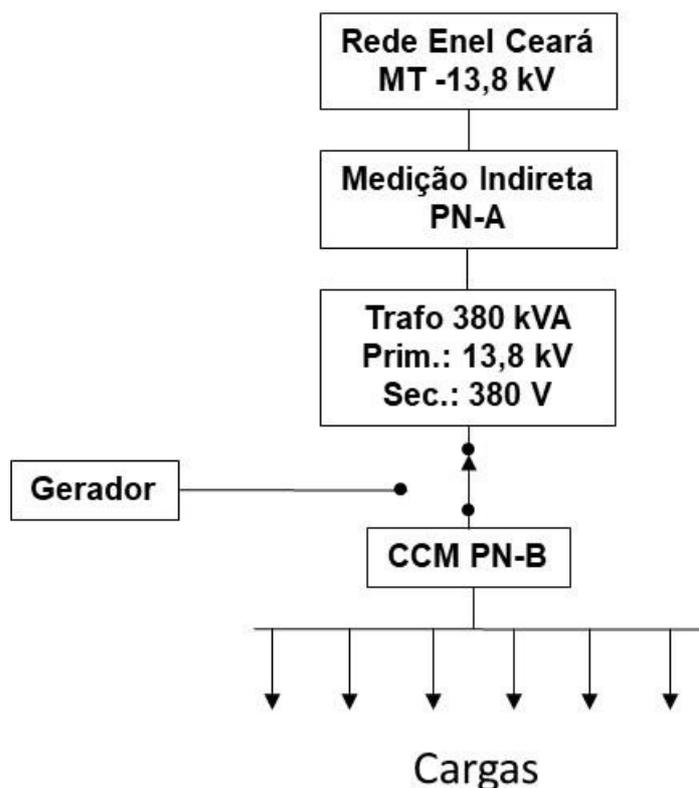
**4.2 Estrutura Elétrica**

O empreendimento é atendido pela rede elétrica de média tensão da Enel Distribuição Ceará, ou seja, com 13,8kV trifásico e é caracterizado como consumidor do Grupo A, subgrupo 4, Horosazonal Verde e Comercial.

A UC está no Grupo A por ser atendida em média tensão, o subgrupo A4 significa que essa tensão de fornecimento está entre 2,3kV e 25kV. Na modalidade tarifária optou-se pela Horosazonal Verde que se caracteriza pelas tarifas de consumo serem diferenciadas de acordo com as horas do dia (de 17:30 às 20:30 de segunda a sexta-feira, exceto feriados, é o horário de ponta e as demais horas fora desse intervalo o horário fora ponta) e a tarifa de demanda permanecer única. Além disso, a UC é classificada como comercial, sendo comércio atacadista de álcool carburante, biodiesel, gasolina e demais derivados de petróleo.

A instalação elétrica no local é alimentada da seguinte maneira, o abastecimento pela distribuidora local é em média tensão – MT com 13,8kV trifásico, a medição é realizada através de ramal aéreo de forma indireta, há um transformador de 380kVA com tensão primária de 13,8kV e tensão secundária de 380V. A Figura 13 mostra um esquemático de como é estabelecida a instalação elétrica da UC.

Figura 13 - Diagrama da Alimentação Elétrica da UC.



Fonte: Próprio autor, 2023.

### 4.3 Análise do local para instalação do Sistema FV.

A Figura 14 mostra as áreas que serão analisadas a seguir para instalação do SFCR. A área 1 (A1) corresponde ao Armazém da indústria, possui um telhado com área útil de 880 m<sup>2</sup> e material de Fibrocimento com uma inclinação de 25%. A área 2 é correspondente a administração, possui um telhado também de fibrocimento com área útil de 144m<sup>2</sup> uma inclinação de 18% e uma platibanda de 1 metro de altura. A área 3 corresponde ao estacionamento dos carros dos colaboradores com 81m<sup>2</sup>, o material desse telhado é metálico e possui uma inclinação de 13%. Por fim a área 4 é denominada como *Pipeshop*, onde acontecem serviços de marcenaria e montagem de peças, o telhado também é metálico e a área útil é de 150m<sup>2</sup> com uma inclinação de 14%. O presente trabalho seguirá com a análise dessas 4 áreas para instalação do SFCR, é importante ressaltar que não foi realizada análise da estrutura e condições dos telhados acima citados.

Figura 14 - Áreas de Instalação do SFCR.



Fonte: Próprio autor, 2023.

### 4.3.1 Análise de Sombreamento

A avaliação das possíveis incidências de sombreamento é fundamental ao examinar os locais para a instalação do sistema. Para realizar essa análise, foi utilizado o software *SketchUp* neste estudo, a criação e desenvolvimento de modelos em três dimensões são possíveis com essa ferramenta permitindo que uma melhor verificação nas proximidades da instalação seja realizada para localizar áreas adjacentes que possam causar sombreamento.

O Software utiliza de uma funcionalidade chamada Geo-localização que usa a referência geográfica e mostra a trajetória real do sol no local. Essa funcionalidade

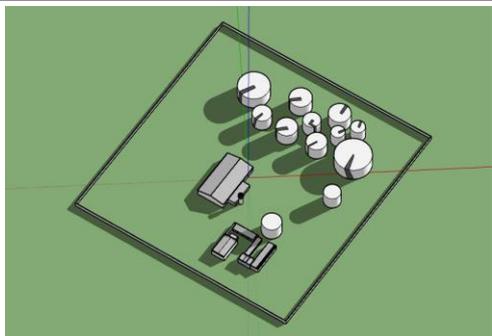
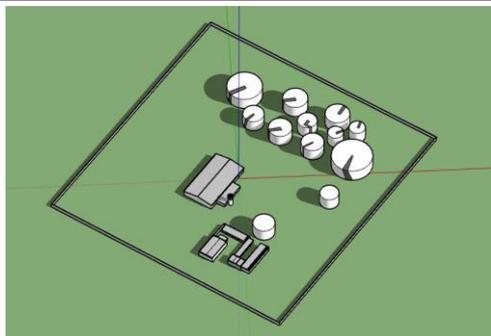
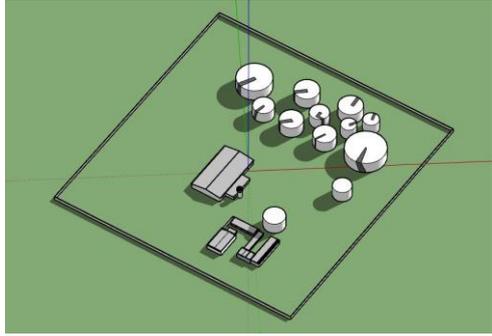
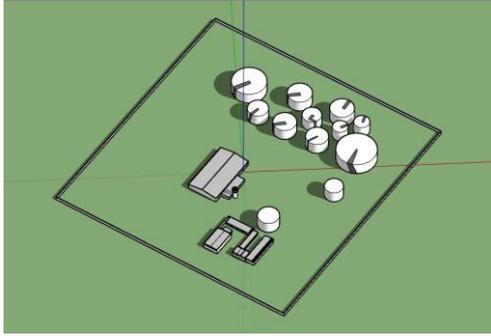
permite a importação de objetos do Google Earth ao inserir as coordenadas do local. Isso permite que o modelo 3D fique alinhado à sua posição real no mapa.

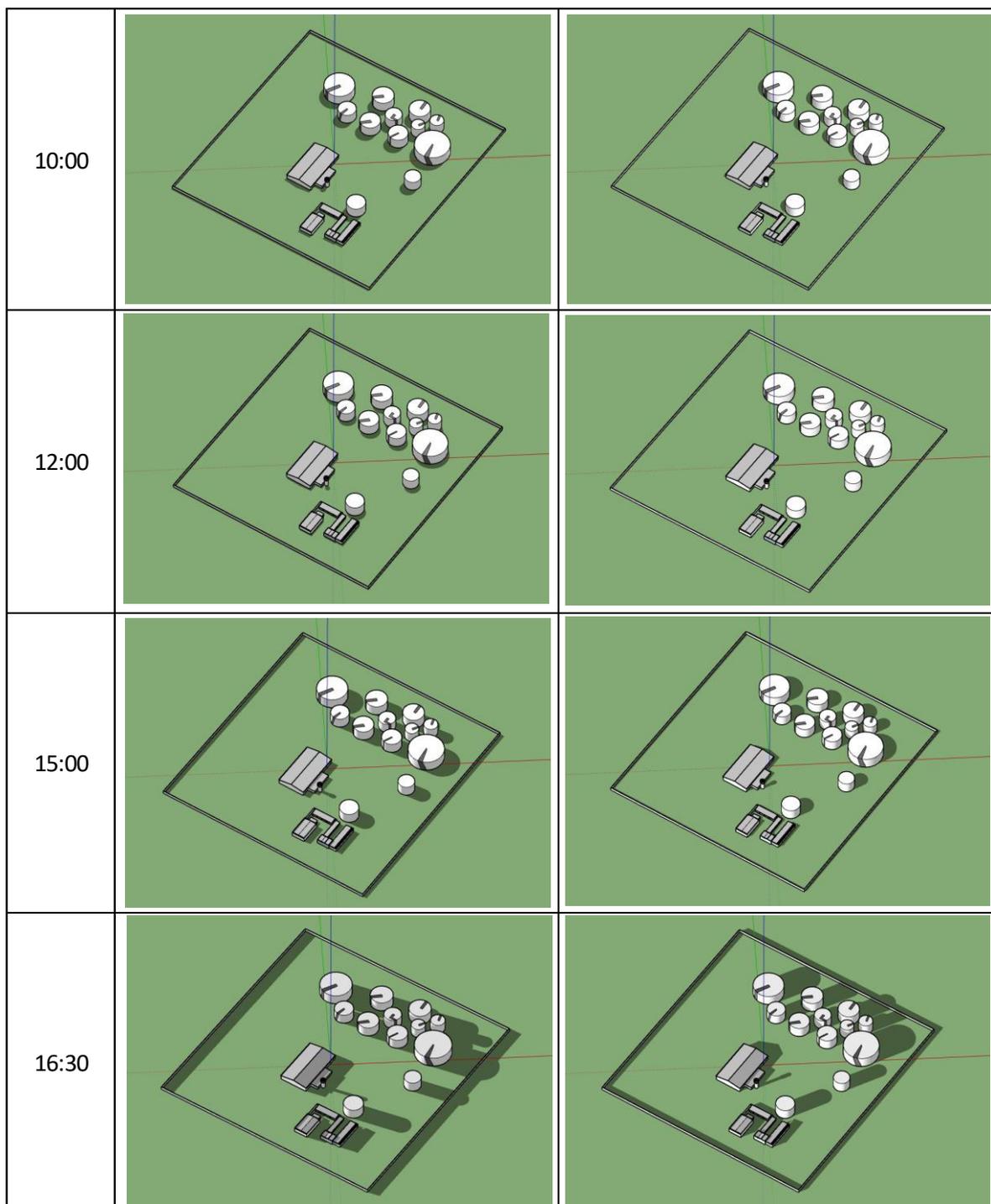
Foi realizada uma análise de sombreamento das áreas potenciais de instalação do sistema. O estudo levou em consideração os dados dos Solstícios de Inverno e de Verão, pois esses dados são quando o Sol se afasta mais da linha do Equador. Além disso, as Figura 15 mostra que os horários para análise foram escolhidos entre 7h e 17h.

Com a figura 15 mostrando os telhados onde serão instalados os módulos e os principais objetos que podem interferir no sombreamento, observa-se que o único telhado que possui sombra dentro do intervalo especificado é o estacionamento dos colaboradores (A3) no solstício de inverno entre 07:00 e 09:00 da manhã. Como a área sombreada nesse horário é pequena sendo apenas em determinada hora do dia e do ano essa área poderá ser utilizada para instalação dos módulos caso necessário.

A área 2 referente a administração possui uma platibanda de aproximadamente 1 metro de altura, devido a isso foi feita uma análise isolada desse prédio para verificar se o sombreamento não iria gerar impacto, como mostra a figura 16.

Figura 15 - Análise do Sombreamento em 3D no software *SketchUp*.

Horário	Solcistício Inverno	Solcistício Verão
07:00		
08:00		



Fonte: Próprio autor, 2023.

Figura 16 - Área Sombreada Administração.



Fonte: Próprio autor, 2023.

De acordo com a figura 16 é possível observar que a platibanda não gera uma sombra significativa no telhado, logo a área administrativa não será afetada.

#### 4.4 Análise do Consumo de Energia Elétrica

O consumo de energia é fator primordial para o dimensionamento de um sistema FV, dessa forma é preciso considerar todo o histórico do consumo de energia da UC para utilizar como referência o valor médio encontrado. A Tabela 5 mostra o consumo de energia elétrica do último ano no empreendimento.

Tabela 5 - Consumo anual de Energia Elétrica no local.

Consumo (kWh)			
Mês	Consumo Ponta	Consumo Ponta	Fora Consumo Total
Novembro	4.377		36.769 41.146
Dezembro	4.236		35.147 39.383
Janeiro	4.555		36.924 41.479
Fevereiro	4.214		31.576 35.790
Março	3.884		32.134 36.018
Abril	4.217		32.538 36.755
Maio	3.418		30.831 34.249
Junho	4.254		34.363 38.617
Julho	4.231		34.222 38.453
Agosto	4.214		34.117 38.331
Setembro	4.219		34.194 38.413
Outubro	4.177		34.056 38.233
Total Anual	49.996		406.871 456.867
Média	4.166		33.906 38.072

Fonte: Próprio autor.

#### 4.5 Irradiação Solar

A simulação da irradiação solar no local onde se encontra a unidade consumidora, foi realizada através do programa SunData v 3.0, que faz o cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional, a partir de 17 anos de imagens de satélite e com informações de mais de 72.000 pontos (CRESESB, 2023). A plataforma é oferecida pelo CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito).

Ao acessar a plataforma para realizar a simulação, são necessárias as coordenadas geográficas de latitude e longitude do ponto que se deseja obter a irradiação solar. Ao disponibilizar os dados de irradiação a ferramenta oferece opções de localidades próximas a que foi solicitada, no caso do objeto de estudo desse trabalho, foram fornecidos os dados de latitude de 3,71585° S e longitude 38,46794° O. Nesse caso, entre as opções de localidade que a plataforma disponibilizou, foi escolhida a estação Oceano Atlântico, que está a 2,6km de distância do local. A estação escolhida foi o Oceano atlântico devido à proximidade da unidade

consumidora com o mar, visto que o empreendimento é localizado em zona portuária, mais afastado do centro da cidade

A Figura 17 mostra os resultados da simulação para a estação escolhida, bem como o cálculo para algumas inclinações.

Figura 17 - Irradiação diária média mensal (kWh/m<sup>2</sup>).

**Estação:** Oceano Atlantico  
**Município:** Oceano Atlantico -  
**Latitude:** 3,701° S  
**Longitude:** 38,449° O  
**Distância do ponto de ref. ( 3,71585° S; 38,46794° O ):** 2,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,94	5,91	5,69	4,96	5,39	5,42	5,65	5,99	6,11	6,45	6,59	6,29	5,86	1,63
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	4° N	5,78	5,82	5,68	5,02	5,54	5,61	5,83	6,11	6,14	6,37	6,43	6,09	5,87	1,40
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	3° N	5,82	5,84	5,69	5,01	5,50	5,56	5,79	6,08	6,13	6,39	6,47	6,14	5,87	1,46
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	16° N	5,20	5,43	5,53	5,10	5,86	6,06	6,26	6,35	6,08	6,01	5,80	5,41	5,76	1,24

Fonte: CRESESB, 2023.

Através desses resultados, foram observados os valores de irradiação com os painéis com ângulo plano horizontal e ângulo igual a latitude, como mostra a Tabela 6.

Tabela 6 - Irradiância solar diária média.

Irradiância solar diária média (kWh/m <sup>2</sup> .dia)		
Mês	Plano (0°)	Inclinado a 4°
Janeiro	5,94	5,78
Fevereiro	5,91	5,82
Março	5,69	5,68
Abril	4,96	5,02
Mai	5,39	5,54
Junho	5,42	5,61
Julho	5,65	5,83
Agosto	5,99	6,11
Setembro	6,11	6,14
Outubro	6,45	6,37
Novembro	6,59	6,3
Dezembro	6,29	6,09
Média	5,87	5,86

Fonte: Próprio autor, 2023.

Através da Tabela 6, pode-se observar que a inclinação dos painéis será um fator de baixa relevância, visto que a média anual tanto para a inclinação plana como para inclinação igual a latitude é bem próxima. Portanto, para esse trabalho foi escolhida a irradiação solar diária incidente referente ao ângulo igual a latitude, com inclinação de 4° N.

#### 4.6 Módulo Fotovoltaico escolhido

O módulo escolhido para fins de cálculo deste trabalho foi o do fabricante *Jinko Solar*, modelo JKM575N-72HL4-V, com potência de 575 Wp e eficiência de 22,26%. Como mostra a Figura 18. O datasheet com as especificações técnicas do módulo encontra-se no Anexo A deste trabalho.

Figura 18: Painel Solar *Jinko Solar* 575W



Fonte: Aldo Solar.

## 4.7 Dimensionamento do Sistema FV

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico com os módulos apresentados será necessário a realização de cálculos apresentados mais adiante. Além disso, será utilizado para fins de comparação o software PVSystem, que também apresentará os cálculos para o mesmo sistema FV.

Utilizando a metodologia dos estudos de Tirapelle, Moura e Frazão (2013) juntamente com o estudo de Urbanetz (2013), determina-se a potência nominal do sistema pela fórmula presente na equação 1.

$$PFV = \frac{E \times G}{Ht \times TD} \quad (1)$$

Sendo:

PFV: Potência do Sistema Fotovoltaico (kWp);

E: Consumo médio diário anual (kWh/dia);

G: Irradiância STC (1 kW/m<sup>2</sup>);

Ht: Irradiação diária incidentes nos módulos (kWh/m<sup>2</sup>.dia);

TD: Taxa de desempenho do sistema, considerando perdas da transformação de CC para CA e perdas por condução, usualmente é considerado 80% (URBANETZ, 2013).

A fim de reduzir a imprecisão no dimensionamento do projeto, serão utilizados 2 métodos na realização dos cálculos, o método 1 será a metodologia exposta acima, tendo como base os estudos de Tirapelle, Moura e Frazão (2013) e Urbanetz (2013). Já o método 2 será através da simulação no software PVSystem, e será considerado o que apresentar maior potência instalada em kWp.

Método 1:

A tabela 7 mostra a média do consumo de energia elétrica anual da distribuidora que é de 456867 kWh, dividindo esse valor pelos 365 dias do ano tem-se o consumo médio diário anual (E) de 1252 kWh. Na tabela 8 indica a Irradiação solar diária média no local de aplicação do sistema, ou seja, a irradiação diária que incidirá sobre os módulos (Ht), como dito anteriormente foi escolhido a irradiação no plano com inclinação igual a latitude, sendo assim Ht será 5,86 kW/m<sup>2</sup>.dia. Com isso pode-se calcular a potência nominal do Sistema FV (PFV) da seguinte forma.

$$PFV = \frac{1252 \text{ (kWh)} \times 1 \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2}\right)}{5,86 \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \cdot \text{dia}\right) \times 0,8} = 267,1 \text{ kWp}$$

### Método 2:

Nesse método será utilizado o software *PVSyst* versão 7.4 que é um software de simulação para auxílio no dimensionamento de projetos de sistema fotovoltaico. Para obter a potência nominal, será feito um pré-dimensionamento do sistema, onde serão necessárias as seguintes informações como base. Localização, sendo preciso imputar os dados de latitude e longitude para encontrar os dados de irradiação solar através do sistema *Meteonorm 8.0* incluso no próprio software. Os dados obtidos para irradiação estão representados na Figura 19.

Figura 19 - Irradiação Solar Média Anual Fortaleza-CE.

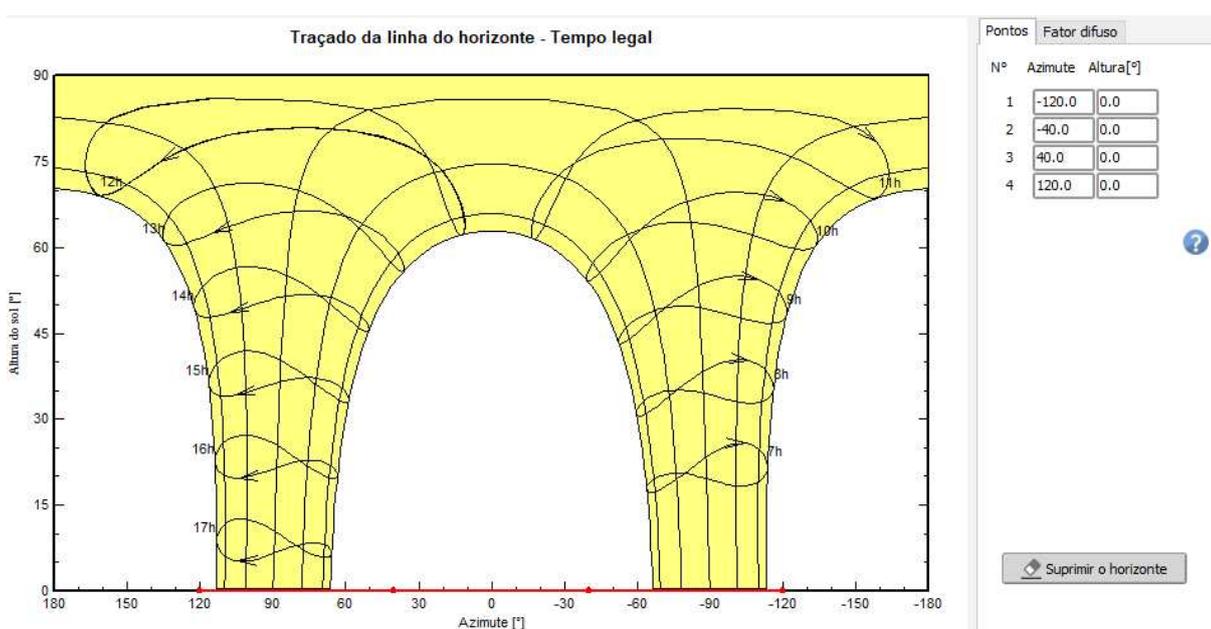
	<b>Irradiação horizontal total</b>	<b>Irradiação difusa horizontal</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Velocidade do vento</b>	<b>Turvação de Linke</b>	<b>Humidade relativa</b>
	kWh/m <sup>2</sup> /mês	kWh/m <sup>2</sup> /mês	°C	m/s	[-]	%
Janeiro	174.5	75.4	27.4	4.40	3.577	77.3
Fevereiro	140.3	73.6	27.5	3.89	3.532	79.8
Março	164.5	77.6	27.4	3.40	3.559	80.9
Abril	145.1	72.5	26.8	3.30	3.400	84.1
Mai	151.0	74.2	26.9	3.79	3.467	80.9
Junho	146.1	67.3	28.1	4.20	3.378	75.2
Julho	158.8	63.8	27.8	4.70	3.288	72.4
Agosto	179.6	73.5	27.1	5.50	3.428	70.9
Setembro	178.5	76.0	26.5	6.00	3.843	71.9
Outubro	192.6	82.7	26.8	5.99	3.823	71.9
Novembro	196.7	66.6	26.7	5.71	3.593	74.1
Dezembro	185.6	65.6	27.2	5.20	3.704	74.4
<b>Ano</b>	<b>2013.3</b>	<b>869.0</b>	<b>27.2</b>	<b>4.7</b>	<b>3.549</b>	<b>76.1</b>

Fonte: *PVSyst*, 2023.

Para esse trabalho, não foi possível verificar manualmente o traçado da linha do horizonte por limitações técnicas, dessa forma serão usados os dados padrões já aplicados no software, presentes na Figura 20.

Outra informação utilizada como base no software é o consumo anual da unidade consumidora, especificado na tabela 7 tem-se 456,9MWh/ano. Além disso, o software solicita o ângulo de inclinação das placas e o ângulo de azimute, que é um ângulo medido em graus a partir do horizonte, tendo como referência o Norte, foi definido a inclinação das placas em  $10^\circ$  em relação ao plano horizontal e o ângulo de azimute em  $50^\circ$ .

Figura 20 - Traçado da linha do Horizonte.



Fonte: PVSyst, 2023.

Algumas propriedades dos módulos FV também foram selecionadas, como o tipo Standard, tecnologia em células monocristalinas, disposição do suporte em fachada ou telhado e propriedades de ventilação completamente isolada.

Com a simulação obteve-se os resultados apresentados na Figura 21.

Com isso, pode-se observar que a potência nominal do sistema dada pelo software é de 275kWp sendo essa considerada no presente trabalho.

Figura 21 - Resultado da simulação do sistema FV.

	Horizonte total kWh/m²/dia	Plano mód. kWh/m²/dia	Saída sistema kWh/dia	Saída sistema kWh
Jan.	5.63	5.41	1225	37984
Fev.	5.01	4.90	1111	31119
Mar.	5.31	5.30	1200	37194
Abr.	4.84	4.94	1120	33597
Mai.	4.87	5.07	1150	35638
Jun.	4.87	5.13	1162	34870
Jul.	5.12	5.39	1221	37845
Ago.	5.79	5.98	1355	42015
Set.	5.95	6.00	1359	40772
Out.	6.21	6.12	1386	42957
Nov.	6.56	6.31	1430	42910
Dez.	5.99	5.71	1293	40098
Ano	5.52	5.53	1252	457000

Fonte: PVSyst, 2023.

#### 4.7.1 Determinação da Quantidade Módulos

A quantidade de painéis é definida através da relação entre a potência nominal do sistema e a potência gerada por cada módulo, no tópico 4.6 foi definido o modelo do painel fotovoltaico, que possui potência de 575W, sendo a potência nominal encontrada de 275kWp, define-se o número mínimo de painéis através da equação 2.

$$N_{mod} = \frac{PFV}{P_{mod}} \quad (2)$$

Onde:

$N_{mod}$ : Número de módulos

$PFV$ : Potência nominal do sistema FV

$P_{mod}$ : Potência de cada módulo FV

Logo:

$$N_{mod} = \frac{275kWp}{575W} = 479 \text{ módulos}$$

Portanto, o número mínimo de módulos para atingir a potência desejada no sistema é de 479 módulos. Para realizar o dimensionamento com folga e auxiliar na escolha do sistema e nos cálculos serão considerados 480 módulos.

#### 4.7.2 Escolha do Inversor

Para determinar a potência do inversor, deve-se basear na potência nominal do sistema. Segundo Tirapelle, Moura e Frazão (2013) essa relação se dá através da seguinte forma, o inversor escolhido deve estar em um intervalo 20% maior ou menor que a potência nominal do sistema.

A equação 3 mostra que Potência do Inversor para o sistema em questão pode ser maior que 220kW e menor que 330kW. Com isso, foram escolhidos 3 inversores de 75kW da marca Growatt, podendo ser utilizado inversores de outros fabricantes que sejam equivalentes tecnicamente.

$$0,8 * PFV \leq P_i \leq 1,2 * PFV \quad (3)$$

Onde:

PFV: Potência Nominal do Sistema

P<sub>i</sub>: Potência do Inversor

O datasheet dos inversores escolhidos encontra-se no Anexo B desse trabalho, nele é possível observar que o inversor possui diversos dispositivos de proteção exigidos por norma, entre eles o Dispositivo de Proteção Contra Surtos CC e CA (DPS) que tem como objetivo proteger o circuito contra surtos de tensão que venham a ser ocasionados no sistema FV, Interruptor CC ou Chave Seccionadora para abertura do circuito do sistema sem a necessidade de desconectar as ligações do inversor em caso de manutenção ou isolamento, Protetor contra curto-circuito de saída é um dispositivo criado para proteger os equipamentos contra sobrecargas de energia indesejadas.

#### 4.7.3 Quadro de Proteção CA

Também são necessários elementos de proteção para o lado CA do sistema, por isso deve haver um quadro de proteção CA entre a saída do inversor e o medidor da instalação. Esse quadro deve ser composto por um disjuntor CA e um DPS CA.

#### 4.7.4 Interconexão do Módulos

Os inversores possuem uma potência máxima a ser suportada que vem especificada no datasheet, Anexo B, para os inversores utilizados essa potência é de 112500W, para essa potência existe uma tensão CC máxima suportada que nesse caso é de 1100V. Esses fatores existem para o correto funcionamento do MPPT, sigla em inglês que sua tradução significa Rastreamento do ponto Máximo de Potência, que tem como objetivo otimizar ao máximo a conversão de corrente contínua para corrente alternada.

A conexão dos módulos fotovoltaicos se dá através de *strings* que deve ser dimensionada de acordo com a tensão máxima e mínima na entrada CC do inversor citada anteriormente. O cálculo de dimensionamento é feito através da equação 4.

$$N_{mod} \leq \frac{V_{invmax}}{VOCmax} \quad (4)$$

Onde:

$N_{max}$ : Número máximo de módulos fotovoltaicos por string;

$V_{invmax}$ : Valor máximo de entrada CC do inversor;

$VOC_{max}$ : Valor máximo de tensão de circuito aberto.

Como visto anteriormente  $V_{inv}$  é a tensão CC máxima suportada que é de 1100V. Já VOC é a calculado através da fórmula presente na equação 5.

$$Voc = Voc_{stc} \times \left[ 1 + (T_{mod} - 25) \times \frac{CT_{voc}}{100} \right] \quad (5)$$

Onde:

$Voc_{stc}$ : Tensão de Circuito Aberto na STC (V), obtido no Anexo X;

$T_{mod}$ : Temperatura do módulo FV (°C);

CTvoc: Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto (%/°C), obtido no Anexo X.

Utilizando a equação 5 são obtidas as tensões de circuito aberto máxima (VOCmax) e mínima (VOCmin).

$$Vocmax = 50,88 \times \left[ 1 + (15 - 25) \times \frac{-0,25}{100} \right] = 52,15V$$

e

$$Vocmin = 50,88 \times \left[ 1 + (70 - 15) \times \frac{-0,25}{100} \right] = 43,884V$$

Há a prática de projetar sistemas com potência superior a potência nominal dos inversores devido as perdas significativas de potência mesmo o módulo em STC (quando a irradiação alcança valores próximos a 10W/m<sup>2</sup>), isso ocorre devido ao coeficiente de temperatura dos módulos. (PINHO E GALDINO, 2014).

Será calculado também a tensão no ponto de máxima potência (Vpm) dado através da equação 6.

$$Vpm = Vpmstc \times \left[ 1 + (Tmod - 25) \times \frac{CTvpm}{100} \right] \quad (6)$$

Onde:

Vpmstc: Tensão no ponto de máxima potência STC (V);

Tmod: Temperatura do módulo FC (°C);

CTvpm: Coeficiente de temperatura na tensão no ponto de máxima potência do módulo FV (%/°C).

Calculando, é possível obter a tensão no ponto de máxima potência máxima e mínima.

$$Vpmmax = 42,22 \times \left[ 1 + (15 - 25) \times \frac{-0,30}{100} \right] = 43,49V$$

e

$$Vpmmmin = 42,22 \times \left[ 1 + (70 - 25) \times \frac{-0,30}{100} \right] = 36,52V$$

Utilizando a equação 4) e os valores de 1100V para tensão CC máxima e o  $V_{OCmax}$  encontrado de 52,15V o número máximo de módulos fotovoltaicos por string é dado pela equação 7.

$$\text{Número de módulos em série} < \frac{1100V}{52,15V} < 21,09 \quad (7)$$

Logo, o número máximo de módulos que podem ser ligados em série é de 21 módulos.

Outra maneira de descobrir o número máximo de módulos é através da razão entre a potência máxima no MPPT e a tensão máxima no ponto de máxima potência garantindo que a tensão da *string* esteja dentro dos valores especificados pelo inversor, de 195 a 1000V, em todas as temperaturas possíveis, zelando pelo correto funcionamento do MPPT. A equação 8 mostra o número máximo de módulos através dessa análise.

$$\frac{V_{MPPTmax}}{V_{mpmax}} = \frac{1000}{4349} = 22,99 \quad (8)$$

Se mostrando coerente com o primeiro resultado, o número máximo de módulos por esse critério é de 22 módulos. Para uma análise completa é preciso calcular o número mínimo de módulo por *string* que é feito da mesma fórmula do cálculo acima, porém utilizando a potência mínima no MPPT e a tensão mínima no ponto de máxima potência como mostra a equação 9.

$$\frac{V_{MPPTmin}}{V_{mpmin}} = \frac{195}{36,52} = 5,34 \quad (9)$$

Sendo o número de módulos mínimo de 6 módulos.

Como o projeto objeto de estudo possui 3 inversores, é preciso calcular a quantidade de strings por inversor para isso é preciso da faixa de operação MPPT fornecida pelo fabricante que é de 195-1000V. Também é especificado pelo fabricante que o inversor possui o número de 7 MPPTs onde cada uma comporta uma string, logo cada inversor suporta até 14 strings.

Foi visto anteriormente que cada string poderá ter no máximo 21 módulos, para dividir de forma equilibrada a potência em todos cada inversor terá 7 strings com 21 módulos e 1 string com 13, totalizando 160 módulos por inversor. Para validar que dessa forma o inversor não irá se sobrecarregar é possível multiplicar a potência de cada módulo (575W) pelo número de módulos por inversor (160), tem-se 92.000W, como a máxima potência CC do inversor fornecida pela fabricante é de 112500W os inversores não serão sobrecarregados.

#### 4.7.5 Energia Gerada Anualmente

A energia gerada anualmente foi obtida através do *Pvsyst 7.4* utilizando como dados base a potência nominal do sistema, que é de 275kWp, e mostra através da simulação da radiação a energia gerada em cada mês do ano por meio de um gráfico. Para melhor visualização, esses resultados foram adaptados para a Tabela 7.

Tabela 7 - Energia Gerada Mensalmente.

<b>Mês</b>	<b>Geração (kWh)</b>
Janeiro	37.928
Fevereiro	31.072
Março	37.138
Abril	33.544
Maio	35.581
Junho	34.814
Julho	37.785
Agosto	41.949
Setembro	40.709
Outubro	42.893
Novembro	42.848
Dezembro	40.040
<b>Total</b>	<b>456.301</b>

Fonte: Adaptado *PVSyst*, 2023.

Além disso, o rendimento do sistema pode ser afetado por diversos fatores ao longo do tempo, o principal deles é o rendimento do painel fotovoltaico. De acordo

com o fabricante, no primeiro ano de uso há uma queda de rendimento de 1% em relação a sua potência nominal e de 0,4% de degradação anual em 25 anos (JinKoSolar, 2023).

Considerando então os 25 anos citados pelo fabricante e a geração de 456301kW exemplificada na tabela 7, é possível obter os resultados de rendimento anual presentes na tabela 8.

Com isso, é possível observar através da tabela que a potência nominal após o período de 25 anos é de 89%, sendo a diferença de geração entre o 1º e o 25º ano de 41429kWh.

Tabela 8 - Geração de Energia Estimada em 25 anos.

<b>Ano</b>	<b>Redução (%)</b>	<b>Geração (kWh)</b>
1	1%	451.738
2	0,4%	449.931
3	0,4%	448.131
4	0,4%	446.339
5	0,4%	444.553
6	0,4%	442.775
7	0,4%	441..004
8	0,4%	439240
9	0,4%	437.483
10	0,4%	435.733
11	0,4%	433.990
12	0,4%	432.254
13	0,4%	430.525
14	0,4%	428.803
15	0,4%	427.088
16	0,4%	425.380
17	0,4%	423.678
18	0,4%	421.983
19	0,4%	420.295
20	0,4%	418.614
21	0,4%	416.940
22	0,4%	415.272
23	0,4%	413.611
24	0,4%	411.957
25	0,4%	410.309
<b>Total</b>	<b>11%</b>	<b>10.767.628</b>

Fonte: Próprio autor.

Com base na análise detalhada durante o estudo de caso, é possível observar que o projeto fotovoltaico para a distribuidora de combustíveis em questão é viável do ponto de vista técnico, pois há espaço físico suficiente para suportar a quantidade de painéis solares dimensionados. Além disso, observa-se que o dimensionamento por meio do consumo da unidade mostra um sistema de geração totalmente aplicável.

## 5 ANÁLISE FINANCEIRA

Para iniciar, será necessário estimar o custo para implementação do projeto FV, que será o principal fator para o restante da análise financeira. O custo final do projeto é composto por diversos fatores, a começar pelos materiais utilizados como módulos, inversor, estrutura e cabos. Com isso, foi feita uma pesquisa de mercado e encontrado no site do fornecedor Aldo Solar, um dos maiores fornecedores de produtos fotovoltaicos do Brasil, os materiais que serão utilizados no projeto em questão, como mostra a tabela 9.

Tabela 9 - Materiais utilizados.

Quantidade	Item
3	Inversor Solar Growatt On Grid MAX75KTL3-LV 75KW
480	Painel Solar JINKO JKM575N-72HL4-V TIGER NEO 575W
120	Estrutura Solar Romagnole 412111 RS-326 PRATIC LITE 4 Paineis Telha Metalica 55CM
45	Staubli Conector MC4 32.0016+17P0002 - 02 Pares de Conectores MC4
1.500	Cabo Solar 2K Solar Fotovoltaico Flexivel 6MM 1,8KV CC Preto
1.500	Cabo Solar 2K Solar Fotovoltaico Flexivel 6MM 1,8KV CC Vermelho

Fonte: Próprio autor, 2023.

O valor total dos materiais presentes na Tabela 11 para o consumidor final é de R\$617.709,00 (Aldo Solar, 2023).

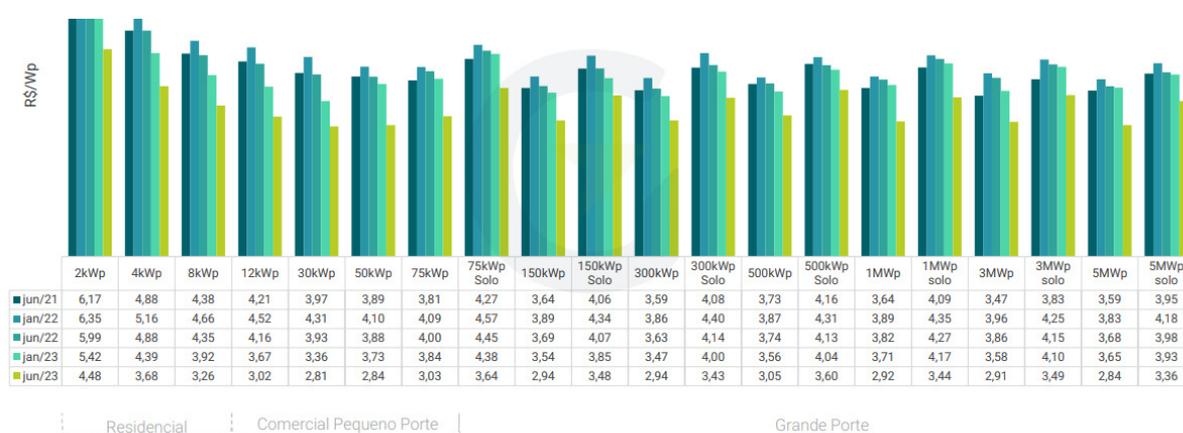
Para compor a lista de materiais necessários nesse projeto solar é preciso dos equipamentos presentes no quadro de proteção CA, sendo 1 Disjuntor 125A e um

DPS. Foi realizada uma pesquisa de mercado e visto que uma das marcas mais renomadas em equipamentos elétricos de proteção é a *Schneider Eletric* e possui entre seus produtos um Disjuntor de 125A no valor de R\$646,00. Com isso, o valor total de todos os materiais do projeto é de aproximadamente R\$ 618.355,00.

Outro componente de bastante relevância para compor o custo final é o valor cobrado pelo projeto e a instalação. De acordo com um estudo estratégico realizado pela Greener no 1º semestre de 2023 mostra em média, os preços para o cliente final caíram em julho de 2023 quando comparado a janeiro. A Figura 22 mostra essa redução e o preço por kWp a depender do tamanho da usina.

Devido ao sistema abordado nesse trabalho ser de grande porte, o valor de projeto e instalação será mais elevado, considerando R\$1,20 por Wp esse valor será de R\$330.000,00.

Figura 22 - Estudo de preços para Instalação e Projeto FV.



Fonte: Greener, 2023

Dessa forma, fazendo a soma do custo dos equipamentos com o custo do projeto e instalação o custo final para implementação desse projeto é de aproximadamente R\$ 948.355,00.

Para realizar a análise financeira também é preciso considerar os custos com manutenção, visto que o sistema possui uma vida útil de 0,4% ao ano como visto no tópico 4.7.6, como também custo com a troca do inversor a cada 10 anos que é seu tempo de garantia. Considerando os valores atuais o inversor escolhido custa cerca de R\$ 30.679,00 e serão utilizados 3, o custo de substituição dos inversores será de R\$ 92.037,00.

## 5.1 Análise do Fluxo de Caixa

O Fluxo de Caixa corresponde ao valor que será investido para a realização do projeto e os retornos que ele irá gerar, ou seja, quanto será economizado em energia elétrica após a instalação do sistema. Pode-se analisar o fluxo de caixa de 2 formas, pela fórmula dada na equação 10 ou através da criação de um gráfico para facilitar a visualização.

$$Fct = Eano \times EFFt \times (1 + Rtarifa) - (CI \times 0,004) \quad (10)$$

Onde,

Fct: Fluxo de caixa em determinado período t;

Eano: Economia obtida no ano;

EEFt: eficiência do sistema no período t;

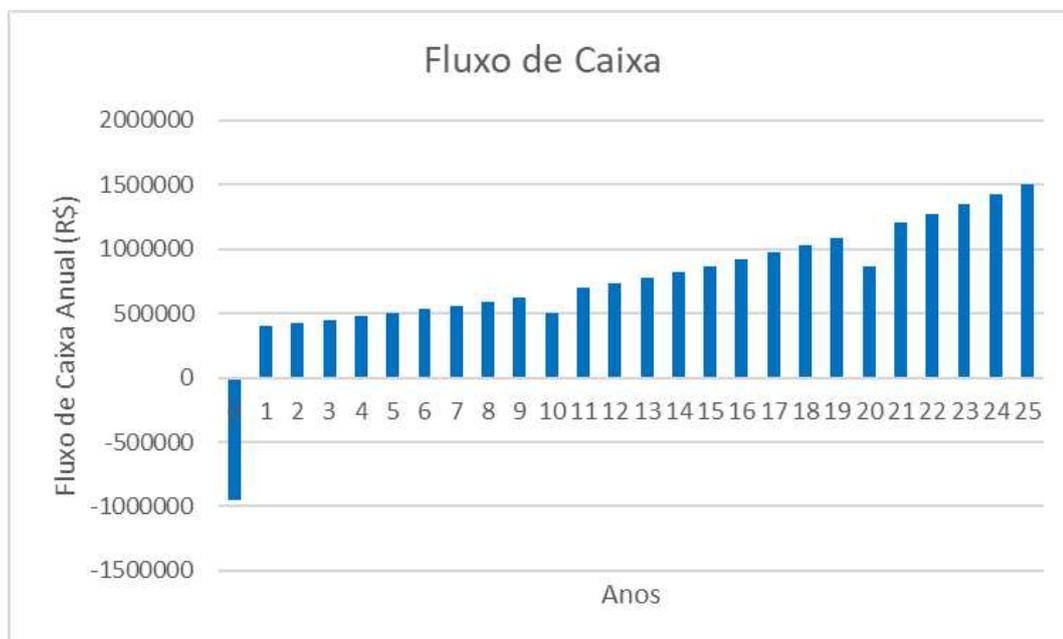
Rtarifa: Reajuste da tarifa de energia no ano;

CI: Custo do investimento multiplicado por 0,004 que corresponde a manutenção de 0,4% ao ano.

O gráfico a seguir presente na figura 23 mostra o retorno estimado pela economia gerada em um ano, utilizando a fatura de outubro de 2023 como base a valor do kWh será de 0,84R\$/kWh. Além disso, para considerar a inflação anual será utilizada uma média do IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) de acordo com a Tabela 10.

Para a construção do gráfico abaixo foi utilizada a Tabela 11 como banco de dados, nos anos 10 e 20 é descontado da economia daquele ano, o valor da substituição dos inversores considerando também o IPCA médio dos últimos 10 anos de 6,07% sendo no ano 10 descontado o valor de R\$ 156.421,00 e no ano 20 de R\$ 281.982,00.

Figura 23 - Gráfico do Fluxo de Caixa.



Fonte: Próprio autor, 2023.

Tabela 10 - Taxa do IPCA anual.

Ano	Taxa
2013	5,91%
2014	6,41%
2015	10,67%
2016	6,29%
2017	2,95%
2018	3,75%
2019	4,31%
2020	4,52%
2021	10,06%
2022	5,78%
Média	6,07%

Fonte: Portal Brasil, 2023.

Tabela 11 - Fluxo de Caixa Anual.

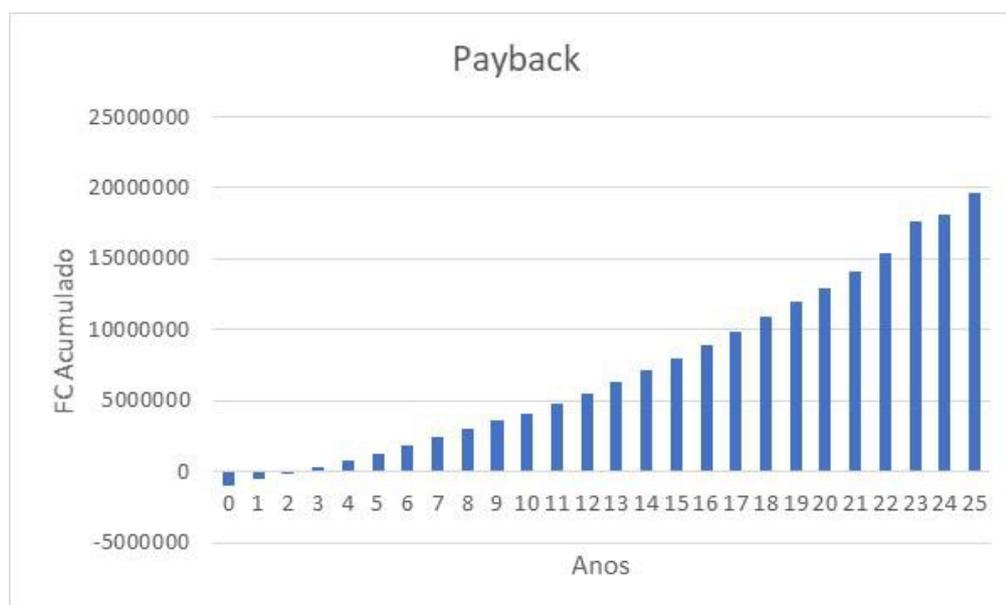
Ano	Preço do kWh	Produção (kWh)	Fluxo de Caixa
0	0,84	456.255	-948.355
1	0,89	451.738	402.493,13
2	0,95	449.931	425.216,76
3	1,00	448.131	449.223,31
4	1,06	446339	474.585,20
5	1,13	444.553	501.378,95
6	1,20	442.775	529.685,40
7	1,27	441004	559.589,96
8	1,35	439.240	591.182,84
9	1,43	437.483	624.559,37
10	1,51	435.733	503.399,06
11	1,61	433.990	697.071,85
12	1,70	432.254	736.426,57
13	1,81	430.525	778.003,15
14	1,92	428803	821.927,03
15	2,03	427.088	868.330,73
16	2,16	425.380	917.354,25
17	2,29	423.678	969.145,51
18	2,43	421.983	1.023.860,75
19	2,57	420.295	1.081.665,06
20	2,73	418.614	860.750,92
21	2,90	416.940	1.207.248,34
22	3,07	415.272	1.275.406,20
23	3,26	413611	1.347.412,06
24	3,46	411.957	1.423.483,17
25	3,67	410.309	1.503.849,05

Fonte: Próprio autor, 2023.

## 5.2 Análise do *Payback*

A análise do *Payback* é bem simples e tem como objetivo estimar o tempo necessário para retorno do investimento, ou seja, do capital inicial aportado para construção do projeto. Com a análise do Fluxo de Caixa já realizado é possível através do seu somatório fazer o estudo de *Payback*, como mostra o gráfico presente na figura 24.

Figura 24 - Payback.



Fonte: Próprio autor, 2023.

Através da análise do gráfico acima é possível observar que a partir do 3º ano inicia-se o retorno do investimento inicial.

### 5.3 Análise do Valor Presente Líquido (VLP)

Para realizar a análise do VLP além do fluxo de caixa visto anteriormente é necessário reajusta-lo através da taxa de atratividade que mostra o mínimo que a parte investidora se propõe a ganhar para o investimento se tornar viável. Será utilizado para o cálculo dessa taxa a média acumulada dos últimos 10 anos da taxa de Sistema Especial de Liquidação e Custódia, também conhecida como taxa SELIC, como mostra a Tabela 12.

Tabela 12 - Taxa SELIC.

Ano	Taxa	Ano	Taxa
2013	7,92%	2018	6,24%
2014	10,40%	2019	5,79%
2015	12,54%	2020	2,72%
2016	13,20%	2021	4,30%
2017	9,53%	2022	12,53%
		Média	8,52%

Fonte: Portal Brasil, 2023.

Utilizando a taxa de atratividade encontrada de 8,52% o cálculo do VPL é feito através da equação 11.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+i)^t} \quad (11)$$

Onde:

FC: Fluxo de Caixa;

i: Taxa de Desconto;

t: Período de tempo.

Como o fluxo de caixa foi realizado anteriormente no período t de 25 anos o valor do VPL encontrado foi de acordo com o mesmo período, o valor calculado para o VPL foi de R\$ 5.773.052,48, como o valor encontrado foi positivo logo o investimento é economicamente viável.

#### 5.4 Análise do ROI

ROI é uma sigla em inglês que significa *Return of Investment*, ou seja, retorno sobre investimento e é utilizada para saber quanto foi ganho com o investimento realizado e é dado através da equação 12.

$$ROI (\%) = \frac{(Receita - Investimento)}{Investimento} \times 100 \quad (12)$$

O ROI ideal é sempre igual ou maior que 1, que significa 100%, realizando os cálculos foi encontrado um ROI para o projeto em questão de 1969% ou seja, o projeto se realizado irá gerar retorno sobre o valor investido. Quanto maior o resultado do ROI maior será o retorno sobre o investimento significando um aumento no lucro, sendo esse o cenário para o projeto desse trabalho.

Através das ferramentas de análise financeiras detalhadas anteriormente, observa-se que o sistema em questão é viável economicamente, pois a análise financeira mostra que apesar do grande aporte para a instalação do sistema, com o

passar do ano esse investimento irá entregar um retorno que compensará esse valor inicial e após isso irá gerar economia anualmente, mesmo com os custo de manutenção.

## 6 CONCLUSÃO

O presente estudo teve como principal finalidade a análise da viabilidade técnica e financeira da implementação de um sistema fotovoltaico em uma distribuidora de combustíveis em Fortaleza-CE. Foi utilizada a metodologia proposta e como base o referencial teórico para que assim fosse possível alcançar os objetivos estabelecidos no início do trabalho. O dimensionamento e implementação do sistema foram realizados seguindo as recomendações previstas nas normas técnicas 1.059/2023 e ET nº122 para suprir 100% da energia consumida pela distribuidora de combustível.

O dimensionamento foi realizado através da análise da fatura de energia do empreendimento, gerando o consumo médio anual de energia utilizado pela UC e da localização do empreendimento que serviu de base para os cálculos de irradiação e sombreamento utilizando softwares como o Sundata e o *Sketchup* respectivamente.

Para o cálculo da potência nominal gerada foi utilizado o conceito teórico e para comparação feita a simulação no software *PVSyst* chegou-se o valor de 275 kWp de potência instalada no sistema gerador, com isso esse projeto é caracterizado minigeração distribuída conectado à rede de distribuição local. Serão necessários 490 módulos fotovoltaicos de 575 kW e 3 inversores de 75 kw para gerar a energia necessária.

Em seguida foi feita uma estimativa da energia gerada durante 25 anos e a análise financeira com base nessa estimativa. Os conceitos de análise financeira abordados foram Fluxo de Caixa que levou em consideração o investimento inicial e como manutenção a troca do inversor a cada 10 anos (data da perda da garantia), *Payback* mostrando que será necessário aproximadamente 2 anos e 4 meses para que o investimento traga retorno, VPL que é utilizado para avaliar a viabilidade de um projeto nesse caso foi utilizado como taxa de atratividade a taxa Selic garantindo que a rentabilidade do investimento seja capaz de se igualar o que a SELIC poderia oferecer e por fim o ROI que significa o retorno sobre o investimento, para esse estudo foi encontrado um ROI de 1969%. Todas as análises financeiras realizadas mostram que o investimento para implementação do sistema fotovoltaico na distribuidora de combustíveis é financeiramente viável.

## 6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Estudos podem ser desenvolvidos para oferecer outras análises de implementação de sistemas FV, e de geração. Abaixo estão listadas algumas sugestões de trabalhos futuros:

- Estudo de viabilidade para implementação de sistema FV para suprir consumo em horário fora ponta e acionamento de gerador em horário ponta;
- Estudo de viabilidade para implementação de um Estacionamento Solar Fotovoltaico;
- Estudo de viabilidade para implementação de sistemas híbridos, como solar e eólica;
- Estudo de viabilidade para implementação de sistema off grid no local.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica; ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Infográfico ABSOLAR**. Bela Vista, SP, 2023. Disponível em: < <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/> >. Acesso em: 30 out. 2023.

ALBUQUERQUE, M. K. D. O. **Estudo de Viabilidade para Implementação de um Sistema Fotovoltaico em um Parque de Abastecimento de Aeronaves em Fortaleza/CE**. 104 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2020.

ALDO SOLAR, **Gerador de Energia Solar**, 2023. Disponível em < <https://www.aldo.com.br/produto/232706-8/gerador-de-energia-solar-growatt-metalica-perfil-55cm-romagnole-aldo-solar-on-grid-gf-276kwp-jinko-tiger-neo-mono-575w-max-75kw-7mppt-trif-380v> > Acessado em 02 nov. 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 1059, de 7 de fevereiro de 2023**. [S.I.], fev. 2023. Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf> > Acessado em 02 nov. 2023.

ARAÚJO, A. J. N.; RANK, N. I.; BUENO, T. B. A. **Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica em Curitiba**. 85 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

BORTOLOTO, V. A et al. **Geração de Energia Solar ON GRID e OFF GRID**. Artigo – FATEC – Botucatu, SP, 2017. Disponível em <http://www.jornacitec.fatecbt.edu.br/index.php/VIJTC/VIJTC/paper/viewFile/1069/1234> >. Acesso em 31 out. 2023.

ENEL. ENEL Distribuição Ceará. **Especificação Técnica nº 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará**. 2018.

Disponível em: < <https://www.eneldistribuicao.com.br/ce/documentos/CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR.pdf> > Acesso em 31 nov. 2023

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balço Energético Nacional**, 2006. Disponível em < [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-140/topico-125/BEN2006\\_Cap01.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-140/topico-125/BEN2006_Cap01.pdf)>. Acesso em 30 out. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída 1º Semestre de 2023**, 2023. Disponível em < <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-setembro-2023-dados-do-1o-semester-2023/> > Acessado 14 nov. 2023.

INMETRO. Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **PBE – Orientações Gerais para Fabricantes e Importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para Geração de Energia Fotovoltaica**. 2011. Disponível em: < <https://www.gov.br/inmetro/pt-br>> Acesso em: 01 nov. 2023.

LEROYMERLIN. **Quadro Proteção Trifásico (CA) para Energia Solar**, 2023. Disponível em < [https://www.leroymerlin.com.br/quadro-protecao-trifasico--ca--para-energia-solar-80a-strahl\\_1571564162](https://www.leroymerlin.com.br/quadro-protecao-trifasico--ca--para-energia-solar-80a-strahl_1571564162) > Acessado em 19 nov. 2023.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras**. Dissertação (Mestrado) – USP, São Paulo, SP, 2014.

Neosolar. **Sistemas de energia solar e seus componentes**, 2023. Disponível em , [https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes#:~:text=Existem%20dois%20tipos%20b%C3%A1sicos%20de,%20Dtie%20ou%20On%20Grid\).](https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes#:~:text=Existem%20dois%20tipos%20b%C3%A1sicos%20de,%20Dtie%20ou%20On%20Grid).) > Acessado em 31 out. 2023.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª ed., São José dos Campos, SP: INPE, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar** – GTES, CEPEL – CRESESB, edição revisada e atualizada. Rio de Janeiro, RJ: CEPEL/CRESESB, 2014.

PORTAL BRASIL. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA**, 2023. Disponível em < [https://www.portalbrasil.net/indices\\_selic/](https://www.portalbrasil.net/indices_selic/) > Acessado em 16 nov. 2023.

PORTAL BRASIL. **Índices – Taxa Selic**, 2023. Disponível em < <https://www.portalbrasil.net/ipca/> > Acessado em 16 nov. 2023.

RUTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. [S.I.]: LABSOLAR, 2004.

SHAYANI, R. A; OLIVEIRA, M. A. G. D; CAMARGO, I. M. D. T. **Comparação do custo entre energia solar fotovoltaica e fontes convencionais**. 16 p. Artigo, Universidade de Brasília – Brasília, DF, 2006.

SILVA, M. F. D. A. **Estudo de viabilidade para implementação de um sistema de geração fotovoltaica em prédios públicos de Fronteiras-PI**. 105 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2022.

SOLAR E SOL. **Inversor Solar Fotovoltaico On Grid 30kW 220V TRIF 3 MPPT GROWATT**, 2023. Disponível em: < <https://www.solaresol.com.br/produto/inversor-solar-fotovoltaico-on-grid-30kw-220v-trif-3-mppt-growatt.html> > Acessado em 01 nov. 2023.

SOUZA, Ronilson di. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica** – Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares. Blue Sol Energia Solar. Ribeirão Preto, SP, 2016.

TIRAPELLE, G. A. H.; MURA, L. B.; FRAZÃO, L. **Análise da Viabilidade Técnica de Painéis Solares Fotovoltaicos Conectados à Rede, com Backup de Energia, Instalados em Postos de Combustíveis**. 145 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Industrial Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

URBANETZ JR, J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade**. Tese de Doutorado (Engenharia Civil) Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2010.

Westerfield et al. **Administração Financeira 10ª edição**. AMGH Editora LTDA, 2015.

Wikivoyage. **Fortaleza**, 2023. Disponível em < <https://pt.wikivoyage.org/wiki/Fortaleza>  
> Acesso em 19 set. 2023

## ANEXO A – Ficha Técnica Módulo Jinko Solar JKM575N-72HL4 – V – 575 Wp

www.jinkosolar.com



# Tiger Neo N-type 72HL4-(V)

## 555-575 Watt

Módulo Monofacial

**N-Type**

Tolerância de potência positiva de 0~+ 3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Sistema de Gestão da Qualidade

ISO14001:2015: Sistema de Gestão Ambiental

ISO45001:2018

Sistemas de gestão de saúde e segurança ocupacional



### Características Principais



#### Tecnologia Multi Busbar

Melhor captura de luz e coleta de corrente para melhorar a confiabilidade e a saída de energia do módulo.



#### Resistência PID

Excelente garantia de desempenho Anti-PID através de processo de produção em massa otimizado e controle de materiais.



#### Durabilidade contra condições ambientais extremas

Alta resistência à névoa de sal e amônia.



#### Perda de ponto 2.0 quente reduzida

O módulo tipo N com tecnologia Hot 2.0 tem melhor confiabilidade e menor LID / LETID

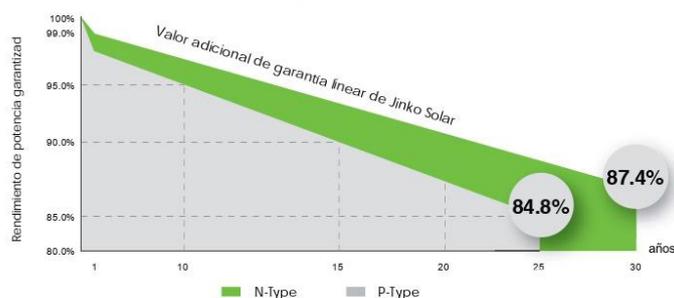


#### Economia no custo de BOS

Projetado para sistemas de alta tensão de até 1500 VDC, economizando em custo de BOS.



### GARANTIA DE DESEMPENHO LINEAR

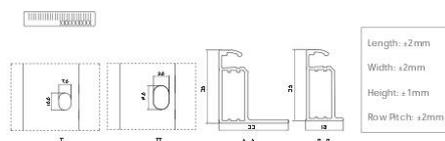
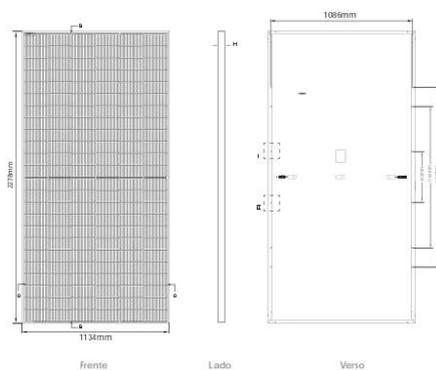


Garantía de produto de **12** años

Garantía de energia linear de **30** años

**0,4%** de deградación anual em 25 años

## Desenhos de engenharia

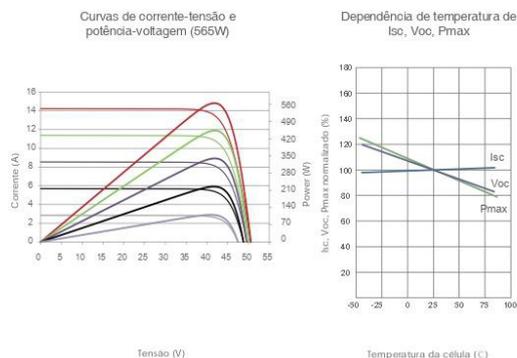


## Configuração de embalagem

(Dois paletes = uma pilha)

31 pcs/ paleta, 62 pcs/pilha, 620 pcs/container de 40'HQ

## Desempenho elétrico e dependência de temperatura



## Características mecânicas

Tipo de célula	N type Mono-crystalline
Nº de células	144 (6x24)
Dimensões	2278x1134x35mm (89.69x44.65x1.38 inch)
Peso	28 kg (61.73 lbs)
Vidro frontal	3.2 mm, revestimento anti-reflexo, alta transmissão, baixo teor de ferro, vidro temperado
Quadro	Liga de Alumínio Anodizado
Caixa de Junção	Classificação IP68
Cabos de saída	TUV 1 x 4.0 mm <sup>2</sup> (+):400 mm, (-):200 mm ou comprimento personalizado

## ESPECIFICAÇÕES

Tipo de Módulo	JKM555N-72HL4		JKM560N-72HL4		JKM565N-72HL4		JKM570N-72HL4		JKM575N-72HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência máxima (Pmax)	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp
Tensão máxima de energia (Vmp)	41.64V	39.12V	41.77V	39.25V	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V
Corrente de potência máxima (Imp)	13.33A	10.67A	13.41A	10.73A	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A
Tensão de circuito aberto (Voc)	50.34V	47.82V	50.47V	47.94V	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V
Corrente de curto-circuito (Isc)	14.07A	11.36A	14.15A	11.42A	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A
Eficiência do Módulo STC (%)	21.48%		21.68%		21.87%		22.07%		22.26%	
Temperatura de operação (°C)	-40°C~+85°C									
Tensão máxima do sistema	1000/1500VDC (IEC)									
Classificação máxima do fusível em série	25A									
Tolerância de potência	0~+3%									
Coefficientes de temperatura de Pmax	-0.30%/°C									
Coefficientes de temperatura de Voc	-0.25%/°C									
Coefficientes de temperatura de Isc	0.046%/°C									
Temperatura nominal da célula operacional (NOCT)	45±2°C									

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Temperatura da célula 25 °C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Temperatura ambiente 20 °C AM=1.5 Velocidade do vento 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. Todos os direitos reservados.

As especificações incluídas nesta folha de dados estão sujeitas a alterações sem aviso prévio.

JKM555-575N-72HL4-(V)-F1-PT

## ANEXO B – Ficha Técnica Inversor Growatt – Modelo Max 75KTL3 LV

GROWATT · PRODUTO

Ficha de dados	MAX 50KTL3 LV	MAX 60KTL3 LV	MAX 70KTL3 LV	MAX 75KTL3 LV	MAX 80KTL3 LV
<b>Dados de entrada</b>					
Máxima potência CC	75000W	90000W	105000W	112500W	120000W
Máxima tensão de CC				1100V	
Tensão de partida				250V	
Faixa de tensão MPPT	200V-1000V	200V-1000V	200V-1000V	195V-1000V	200V-1000V
Tensão nominal	585V	585V	600V	600V	600V
Máxima corrente de entrada por MPPT				26A	
Número de MPPT independentes / strings por MPPT	6/2	6/2	7/2	7/2	7/2
<b>Saída (CA)</b>					
Potência nominal de saída CA	50000W	60000W	70000W	75000W	80000W
Máxima Potência aparente de CA	55500VA	66600VA	77700VA	83300VA	88800VA
Máxima corrente de saída	80.5A	96.6A	112.7A	120.8A	128.8A
Tensão nominal CA	220V/380V	220V/380V	220V/380V	220V/380V	220V/380V
Frequência de grade CA				50Hz/60Hz	
Factor de potência				0.8i-0.8c	
THDi				<3%	
Tipo de conexão de rede CA				3W+N+PE	
<b>Eficiência</b>					
Máxima eficiência	98.8%	98.8%	99%	98.8%	98.8%
Eficiência europeia	98.3%	98.3%	98.4%	98.3%	98.3%
Eficiência MPPT				99.9%	
<b>Dispositivos de proteção</b>					
Proteção de polaridade reversa CC				sim	
Interruptor CC				sim	
Proteção contra surtos CC				Tipo II	
Monitoramento de falta à terra				sim	
Proteção contra curto-circuito de saída				sim	
Proteção contra surtos de CA				Tipo II	
Monitoramento de falha de string				sim	
Proteção anti-PID				opcional	
<b>Dados Gerais</b>					
Dimensões (L/A/P)				860/600/300mm	
Peso				82kg	
Faixa de temperatura operacional				-25°C ... +60°C	
Auto-consumo à noite				< 1W*	
Topologia				Sem transformador	
Forma de refrigeração				Resfriamento inteligente	
Grau de proteção ambiental				IP65	
Altitude				4000m	
Humidade relativa				0-100%	
<b>Características</b>					
Exibição				LED/WIFI+ APP	
Interfaces:USB/R485/GPRS				Sim/sim/opcional	
Garantia : 10 anos				Sim	
CE , VDE0126, Greece, EN50438, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, CEI 0-16, N4105, BDEW, DRRG, TOR Erzeuger , G98/G99, G100, AS/NZS3100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2, NRS 097-2-1, MEA , PEA , KSC8565,IEC61000-6/3,IEC62109-1/2,					

SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO.,LTD.

2nd &amp; 3rd Floor,Building 4,,Jiayu Industrial Zone,Xibianling,Shangwu Village,Shiyan,Baoan District,Shenzhen.

T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@ginverter.com