



**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-
BRASILEIRA**

**INSTITUTO DE ENGENHARIAS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL-IEDS
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS**

THAINAN PINHEIRO AGUIAR

**ANÁLISE COMPARATIVA DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO
COM MICROINVERSOR E INVERSOR *STRING***

**REDENÇÃO/CE
2023**

THAINAN PINHEIRO AGUIAR

**ANÁLISE COMPARATIVA DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO
COM MICROINVERSOR E INVERSOR *STRING***

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à coordenação do curso de Engenharia de Energias da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito parcial à obtenção do título de graduação em Bacharelado em Engenharia de Energias.

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Ligia Maria Carvalho Sousa

**REDENÇÃO/CE
2023**

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Sistema de Bibliotecas da UNILAB
Catalogação de Publicação na Fonte.

Aguiar, Thainan Pinheiro.

A283a

Análise comparativa de um sistema de microgeração com microinversor e inversor string / Thainan Pinheiro Aguiar. - Redenção, 2023.
100fl: il.

Monografia - Curso de Engenharia de Energias, Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2023.

Orientadora: Profa Dra Lígia Maria Carvalho Sousa.

1. Inversor String. 2. Microinversor. 3. Geração Fotovoltaica. I. Sousa, Lígia Maria Carvalho. II. Título.

CE/UF/BSCA

CDD 621.317

THAINAN PINHEIRO AGUIAR

**ANÁLISE COMPARATIVA DE UM SISTEMA DE
MICROGERAÇÃO COM MICROINVERSOR E INVERSOR
*STRING***

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à coordenação do curso de Engenharia de Energias da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito parcial à obtenção do título de graduação em Bacharelado em Engenharia de Energias.

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Ligia Maria Carvalho Sousa

Aprovado em: 06 / 02 / 2023

BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
 **LIGIA MARIA CARVALHO SOUSA**
Data: 06/02/2023 10:59:04-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof^ª. Dr^ª. Ligia Maria Carvalho Sousa (Orientadora)
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira -UNILAB

Documento assinado digitalmente
 **HUMBERTO ICARO PINTO FONTINELE**
Data: 03/02/2023 13:21:50-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof. Me. Humberto Icaro Pinto Fontinele
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira -UNILAB

Documento assinado digitalmente
 **VANDILBERTO PEREIRA PINTO**
Data: 03/02/2023 14:23:52-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof. Dr. Vandilberto Pereira Pinto
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira -UNILAB

Dedico a Deus, aos meus pais Paulo e Gil, à minha irmã Mariana, à minha namorada Nádila, a todos os meus familiares e aos meus amigos, que estiveram comigo durante toda essa jornada. O amor e o carinho de todos foram essenciais para esta conquista.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, que me permitiu estar vivenciando esse momento, estando sempre ao meu lado. Período de graduação é longo e passamos por várias fases, enfrentamos dificuldades diversas, tanto pessoais como estudantis, então Ele foi meu alicerce para que não desistisse desse sonho, meu e de minha família.

Agradeço também a toda minha família, que sempre me incentivou e me fez perceber que o estudo e o conhecimento são algumas das maiores virtudes que se pode conquistar durante a encarnação.

Em especial, gostaria de agradecer à minha mãe, Prof^a. Maria Gilvarlene Tenório Pinheiro, que desde o jardim de infância sempre me cobrou e me ajudou na vida escolar, sem ela eu não teria chegado aqui. Ao meu pai, Francisco de Paula Aguiar Silva, que fez e ainda faz o impossível para me proporcionar tudo de melhor, em especial os meus estudos. À minha irmã, Mariana Pinheiro Aguiar, que esteve comigo me apoiando em cada passo dessa graduação, sendo um dos meus mais fortes pilares de sustentação e minha melhor amiga. À minha namorada, Nádila Cristina Lima dos Santos Russo, que não me deixou desistir desse sonho e me impulsionou dia a dia para que eu chegasse ao meu objetivo. Agradeço, também, ao meu primo-irmão, Lucas Pinheiro Tenório Farias, por toda ajuda durante a vida acadêmica e pela paciência para me auxiliar quando possível.

Agradeço à Prof^a. Dra Ligia Maria Carvalho Sousa pela orientação e apoio que tanto contribuiu para realização deste trabalho. Aos meus amigos, que tive o privilégio de conviver durante o curso, compartilhando conhecimentos e experiências, que em diversos momentos me ajudaram, me dando força, apoio, e que de forma direta contribuíram para que esse momento fosse possível.

Agradeço também à banca examinadora desta Monografia. A todos os professores que tive o privilégio de conviver durante essa longa caminhada. A todos que direta ou indiretamente contribuíram para a concretização deste trabalho. Serei sempre grato a todos que estiveram comigo me ajudando a me manter forte e a não desistir.

*“Ainda que eu ande pelo vale da sombra da morte, não
temerei mal algum, porque tu estás comigo, tua vara e teu
cajado me consolam.”*
(Salmo 23:4)

*“Os seus problemas você deve esquecer!
Isso é viver, é aprender!
Hakuna matata!”*
(O Rei Leão)

RESUMO

Em sistemas de produção de energia solar residenciais, a escolha por microinversores ao invés de inversores *string* tem se tornado uma dúvida bastante comum para o cliente final. A utilização de microinversor pode promover uma melhor geração de energia elétrica, pelo fato de extrair individualmente produção energética de cada módulo fotovoltaico. O alto custo de sistemas com esse tipo de geração tem feito com que muitos consultores de vendas no ramo sugiram ao cliente final sistemas com microinversor, sem a certeza de haver um melhor custo benefício para o cliente, visando assim, apenas a lucratividade. Neste cenário, o presente trabalho realiza um estudo sobre a análise do desempenho e implementação de um sistema fotovoltaico com inversor e microinversor. O objetivo principal é demonstrar qual opção é a mais bem vista para a instalação em uma determinada residência localizada em Caucaia-CE, através de uma comparação de rendimento, geração e custos de implantação entre ambas as opções: inversor e microinversor. Ao final, o estudo demonstrou que nem sempre o microinversor possui um melhor desempenho, como muitas empresas que comercializam os sistemas fotovoltaicos tendem a mostrar.

Palavras Chave: Inversor String. Microinversor. Geração Fotovoltaica.

ABSTRACT

In residential solar energy production systems, choosing microinverters instead of string inverters has become a very common question for the end customer. The use of a microinverter can promote a better generation of electricity, by extracting energy output from each photovoltaic module individually. The high cost of systems with this type of generation has led many sales consultants in the field to suggest systems with a microinverter to the end customer, without being sure that there is a better cost-benefit ratio for the customer, thus aiming only at profitability. In this scenario, the present work performs a study on the performance analysis and implementation of a photovoltaic system with inverter and microinverter. The main objective is to demonstrate which option is the best seen for installation in a particular residence located in Caucaia-CE, through a comparison of yield, generation and implementation costs between both options: inverter and microinverter. In the end, the study showed that the microinverter does not always perform better, as many companies that sell photovoltaic systems tend to show.

Keywords: String Inverter. Microinverter. Photovoltaic Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Efeito fotovoltaico.....	22
Figura 2.2 - Célula policristalina x célula monocristalina.....	23
Figura 2.3 - Circuito equivalente da célula fotovoltaica.....	24
Figura 2.4 - Ligação entre células fotovoltaicas.....	27
Figura 2.5 - Estrutura de um módulo fotovoltaico.....	27
Figura 2.6 - Implementação do algoritmo MPPT.....	30
Figura 2.7 - Sunmaster 130s.....	21
Figura 2.8 - Instalação Inversor <i>String</i>	33
Figura 2.9 - Instalação Microinversor.....	33
Figura 2.10 - Consequência do Efeito de Sombreamento.....	34
Figura 3.1 - Inversor utilizado.....	37
Figura 3.2 - Especificações do Inversor Solis 1-P5K-4G.....	38
Figura 3.3 - Especificações do Inversor Longi LR4-72HPH-440M.....	39
Figura 3.4 - <i>Hoymiles</i> HMS 1800-4T.....	40
Figura 3.5 - Datasheet <i>Hoymiles</i> HMS 1800-4T.....	41
Figura 3.6 - Área destinada à instalação do sistema Fotovoltaico.....	42
Figura 3.7 - Diagrama Unifilar Inversor.....	44
Figura 3.8 - Legenda dos elementos do Inversor.....	45
Figura 3.9 - Diagrama Unifilar Microinversor.....	45
Figura 3.10 - Legenda dos elementos do Microinversor.....	46
Figura 3.11 - Fixação dos Trilhos.....	46
Figura 3.12 - Fixação dos Módulos nos Trilhos.....	47
Figura 3.13 - Disposição dos Módulos no Telhado.....	47
Figura 3.14 - Instalação do Inversor.....	48
Figura 3.15 - Fixação Microinversor.....	48
Figura 3.16 - String Box CA.....	49
Figura 3.17 - 1º passo para simulação.....	50
Figura 3.18 - 2º passo para simulação.....	50
Figura 3.19 - 3º passo para simulação.....	51
Figura 3.20 - 4º passo para simulação.....	51
Figura 3.21 - 5º passo para simulação.....	52
Figura 3.22 - 6º passo para simulação.....	52
Figura 3.23 - 7º passo da simulação.....	53
Figura 3.24 - 8º passo a simulação.....	54
Figura 4.1 - Data Logger Inversor Solis 1-P5K-4G.....	55

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 - Curva I-V, com variação da temperatura.....	25
Gráfico 2.2 - Curva I-V, com variação da irradiância.....	26
Gráfico 2.3 - Ponto de máxima potência curva I-V.....	26
Gráfico 3.1- Consumo da residência.....	43
Gráfico 4.1- Produção de energia com inversor <i>string</i> instalado.....	56
Gráfico 4.2- Produção de energia diária no mês de menor geração do inversor.....	57
Gráfico 4.3- Produção de energia diária no mês de maior geração do inversor.....	57
Gráfico 4.4- Geração mensal para o sistema simulado com inversor string.....	58
Gráfico 4.5- Mês com pior geração de energia no sistema com inversor simulado.....	59
Gráfico 4.6- Mês com melhor geração de energia no sistema com inversor simulado.....	59
Gráfico 4.7- Comparação mensal entre o sistema com inversor instalado e simulado.....	60
Gráfico 4.8 - Geração de energia mês a mês do sistema com microinversor simulado.....	61
Gráfico 4.9- Geração diária de energia do mês com pior geração de energia do sistema com microinversor simulado.....	61
Gráfico 4.10- Geração diária de energia do mês com melhor geração de energia do sistema com microinversor simulado.....	62
Gráfico 4.11- Comparação mês a mês entre a geração de energia entre o sistema com inversor instalado e com o microinversor.....	63
Gráfico 4.12- Comparação diária dos meses de menor geração do sistema com inversor instalado e microinversor simulado.....	64
Gráfico 4.13- Comparação diária dos meses de maior geração do sistema com inversor instalado e microinversor simulado.....	65
Gráfico 4.14 - Comparação mês a mês entre a geração de energia entre o sistema com inversor simulado e o sistema com microinversor simulado.....	66
Gráfico 4.15 - Comparação diária dos meses de menor geração do sistema com inversor simulado e microinversor simulado.....	67
Gráfico 4.16 - Comparação diária dos meses de menor geração do sistema com inversor simulado e microinversor simulado.....	67
Gráfico 4.17- Tempo de payback do sistema com inversor pago à vista.....	69
Gráfico 4.18- Tempo de payback do sistema com inversor pago através de financiamento.....	69
Gráfico 4.19- Tempo de payback do sistema com microinversor pago à vista.....	70
Gráfico 4.20- Tempo de payback do sistema com microinversor pago de forma financiada.....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1- Kit do sistema com Inversor string.....	36
Tabela 3.2- Kit do sistema com Microinversor Hoymiles.....	39
Tabela 3.3: Coordenadas do Gerador Fotovoltaico.....	42
Tabela 4.1: Valor do Projeto a vista do sistema com inversor.....	68
Tabela 4.2: Valor do Projeto a vista do sistema com microinversor	70
Tabela 4.3: Comparação dos custos dos projetos com inversor e microinversor	71

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

A	Ampère
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
a-Si	Silício Amorfo
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
c-Si	Silício Cristalino
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito DIT Demais Instalações de Transmissão Dm Dias de Utilização no Mês
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surto
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
I	Corrente De Saída
IL	Corrente Fotogerada
ID	Corrente Do Diodo
IP	Corrente Shunt
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
kW	Kilo Watt
kWh	Kilo Watt Hora
kWp	Kilo Watt Pico
MPP	Ponto de Máxima Potência
MPPT	Maximum Power Point Tracker
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature m-
Si	Silício Monocristalino
MW	Mega Watt
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
P&O	Perturbe e Observe
Pfv	Potência Fotovoltaica
p-Si	Silício Policristalino

PV	Photovoltaic
QGBT	Quadro Geral De Baixa Tensão
R _p	Resistência Shunt
R _s	Resistência Série
SFCR	Sistema Conectado à Rede
SFI	Sistema Isolado
TIR	Taxa Interna de Retorno
V	Volts
Wh	Watt hora
Wp	Watt Pico
www	World Wide Web
Ω	Ohm

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO.....	17
1.1 Objetivo Geral.....	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2.REFERENCIAL TEÓRICO.....	20
2.1 Módulo Fotovoltaico.....	20
2.2 Característica Elétrica Da Célula Fotovoltaica.....	23
2.3 Curva I-V E Ponto De Máxima Potência.....	25
2.4 Estrutura Do Módulo Fotovoltaico.....	27
2.5 Inversores.....	28
2.6 Ponto De Máxima Potência (Mpp).....	30
2.7 Microinversor.....	31
2.8 Microinversor X Inversor <i>String</i>	32
3. METODOLOGIA.....	35
3.1 Composição Dos Geradores Fotovoltaicos.....	36
3.2 Localização Do Gerador Fotovoltaico.....	42
3.3 Consumo Médio Da Residência.....	43
3.4 Dimensionamento Previsto De Geração De Energia.....	43
3.5 Diagrama Unifilar.....	44
3.6 Instalação.....	46
3.7 Simulação Dos Sistemas.....	49
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	55
4.1 Geração.....	55
4.2 Custos.....	68
5. CONCLUSÃO.....	72
6. REFERÊNCIAS.....	73
ANEXO A.....	75
ANEXO B.....	76

ANEXO C.....	77
ANEXO D.....	80
ANEXO E.....	98
ANEXO F.....	99
ANEXO G.....	100

1. INTRODUÇÃO

É certo que o Sol é de imensa importância para que a vida na terra se perpetue por milhões de anos. Esse astro é fundamental para o processo de fotossíntese, onde o oxigênio, que é essencial para a vida humana, é gerado. Os vegetais, que são fontes alimentícias, também só se desenvolvem se expostos ao sol. E, para os humanos, o sol é o principal ativador da vitamina D.

Outro aspecto que com o passar do tempo se tornou essencial para a vida humana foi a energia elétrica. Com ela se tornou possível conservar alimentos perecíveis por mais tempo, evitando assim um grande desperdício, por exemplo. O fato é que a eletricidade é o que move a humanidade. Tudo que existe está de alguma forma, seja direta ou indiretamente, relacionado a energia elétrica.

Existem maneiras de aliar o sol com a geração de energia. Usar esse astro que está a aproximadamente 150 milhões de quilômetros da Terra para gerar a eletricidade, que com o desenvolvimento da humanidade é a cada dia mais necessário e essencial à vida humana e que cada vez mais impulsiona os avanços tecnológicos.

A energia solar fotovoltaica é considerada uma fonte limpa e renovável, não havendo emissão de gás carbônico (CO_2), dióxido de enxofre (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x) ou qualquer outro elemento ou resíduo que seja prejudicial ao meio ambiente durante o processo de conversão da energia solar em energia elétrica. Uma das vantagens desta fonte de energia em relação às outras fontes renováveis, como no caso da hidráulica, que por sua vez é a principal fonte da matriz elétrica brasileira, é o fato de demandar áreas menos extensas em sua instalação, podendo até serem instaladas em áreas inutilizáveis, como são os telhados das residências.

A geração de energia elétrica através dos módulos solares fotovoltaicos consiste basicamente na conversão direta da radiação solar em energia elétrica. Essa conversão é realizada através do efeito fotovoltaico que pode ser implementado através de células fotovoltaicas, que são compostas por material semicondutor, geralmente o silício. Os raios solares incidem nas células fotovoltaicas e provocam a movimentação dos elétrons do material semicondutor, transportando-os pelo material até serem captados por um campo elétrico. Dessa forma, é gerada energia elétrica.

Um equipamento de grande importância que compõe o sistema de geração fotovoltaica é o inversor. Sua principal função no sistema é converter a energia gerada pelas células fotovoltaicas, de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), possibilitando assim que

essa energia seja injetada na rede elétrica ou utilizada diretamente e, com isso, computado pelo relógio da distribuidora local, fazendo desse sistema de geração, um sistema *on-grid*.

Tendo em vista um panorama de milhares de sistemas conectados à rede elétrica brasileira, existe a necessidade constante do aprimoramento das instalações e da melhoria dos equipamentos utilizados para conferir segurança e qualidade a energia injetada na rede elétrica. Com isso surgiram também os microinversores que carregam consigo as mesmas funções dos inversores, todavia com uma maior tecnologia envolvida no seu processo de fabricação causando uma elevação do seu custo e incitando a ideia de serem mais eficientes.

A presente pesquisa se justifica pelo fato de que ainda nos dias atuais perdura a dúvida de qual sistema seria o mais eficiente em uma instalação solar: o uso do inversor *string* ou microinversor. Além disso, a proposta deste trabalho contribuir com esclarecimentos nesta área, através de um discurso em torno de um estudo de caso voltado à análise de custo-benefício para ambos os sistemas de geração seria importante na formação de acadêmicos ter um caso concreto de comparação de sistemas com uso desses dois tipos de inversores para que estes consigam compreender as particularidades, vantagens e desvantagens da utilização de cada um.

Diante do exposto, o presente trabalho consiste em analisar qual sistema de microgeração é o mais vantajoso, através de comparativo entre o inversor e o microinversor, demonstrando que nem sempre o microinversor tem um melhor rendimento, como as empresas comerciais afirmam.

Logo o trabalho apresenta os seguintes objetivo

1.1 Objetivo Geral

Apresentar as características de sistemas fotovoltaicos com a utilização de microinversores ou inversores *string*, enfatizando os pontos positivos e negativos de cada modelo e como deve ser feita a escolha levando em consideração os aspectos financeiros e eficiência.

1.2 Objetivos Específicos

- Demonstrar as principais características de um sistema fotovoltaico com microinversor e com inversor *string*;
- Fazer um comparativo entre os dois sistemas, destacando os aspectos positivos e negativos de cada um;
- Analisar economicamente ambos os sistemas;
- Analisar tecnicamente ambos os sistemas;

- Determinar qual sistema é o mais apropriado para um consumidor de pequeno porte, através de um estudo de caso.

Neste contexto, metodologicamente, a presente pesquisa será realizada através de um estudo de caso, retratando a comparação entre um sistema fotovoltaico com inversor *string* que já está instalado em uma determinada residência e uma simulação do mesmo sistema fotovoltaico, agora dotado de um microinversor para esta mesma, definindo ao final se a escolha pelo sistema com inversor *string* foi assertiva.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

A energia solar no território brasileiro, em meados de 2012, tornou-se uma opção mais acessível para os consumidores que anseiam produzir a sua própria energia, através da instalação e uso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*ON-Grid*). Desde então, atrelado também ao aumento das linhas de créditos para financiamento e a queda de preço da tecnologia no Brasil, o número de sistemas solares instalados só cresceu nos últimos anos, destacando o país no cenário internacional (BRASIL, 2018).

Segundo Rampinelli (2010), um sistema de produção de energia solar fotovoltaica é composto por três blocos bem definidos onde ficam agrupados os elementos básicos. Têm-se: o bloco gerador, onde se encontra o módulo fotovoltaico, estruturas de suporte e cabos; bloco de condicionamento de potência, os inversores fotovoltaicos e controladores de carga; e o bloco de armazenamento, onde ficam localizadas as baterias, onde o terceiro bloco está presente apenas em sistemas não conectados a rede (*Off-Grid*).

A seguir, serão detalhados os dois blocos porém, como os sistemas que serão abordados no presente trabalho são conectados a rede elétrica, então não será considerado o terceiro bloco, de armazenamento, uma vez que a energia produzida pelo sistema fotovoltaico que não for consumida é injetada na rede.

2.1 Módulo Fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica é definida como a energia gerada através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Isto se apresenta por meio de um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica, que atua utilizando o princípio do efeito fotoelétrico ou fotovoltaico (IMHOFF,2007).

O termo “fotovoltaico” vem do grego, onde “Phos” significa luz, e “volt” significa unidade de força eletromotriz, e que por sua vez deriva do nome do físico Alessandro Volta, o inventor da pilha. A energia solar fotovoltaica é a energia elétrica produzida através da luz solar. Essa energia só é possível de produção durante o dia, não existindo produção no período noturno. Isso se dá devido estar relacionada diretamente com a intensidade da radiação solar no momento, então como no período noturno não há irradiação solar, não há o efeito fotovoltaico, portanto não existe produção de energia elétrica.

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmund Becquerel, que produziu uma corrente elétrica ao expor à luz dois eletrodos de prata num eletrólito. Em 1877, W.G. Adams e R.E. Day construíram a primeira célula solar baseada em dois eletrodos

de selênio que produzia uma corrente elétrica quando expostos à radiação, porém a eficiência destes sistemas era tão pequena que o desenvolvimento de células solares realmente com melhor eficiência teve que esperar por um entendimento mais completo e complexo da sua matéria prima base: os semicondutores. Somente, em 1954, D.M. Chapin e colaboradores do Bell Laboratory, nos Estados Unidos da América foram os pioneiros e publicaram o primeiro artigo sobre células solares em silício, ao mesmo tempo que registraram a patente de uma célula com uma eficiência de 4.5% (BRITO, 2006).

A célula fotovoltaica então é composta por material semicondutor, que possui baixa condutividade elétrica. Esses elementos estão entre os materiais condutores e isolantes, podendo mudar suas condições de condutividade elétrica com bastante facilidade.

O material semicondutor mais utilizado para a construção de células fotovoltaicas é o Silício Grau Solar (SiGS). Esse nome é dado pois o elemento Silício (Si) passa por um processo de purificação para chegar a 99,99% de pureza. Sua grande abundância e facilidade de extração faz com que o semicondutor seja mais utilizado para a construção de células fotovoltaicas, além disso, este elemento já é bastante utilizado na indústria elétrica e eletrônica mundial.

Devido ao fato de o silício puro não ser um bom condutor, ele passa por um processo de dopagem, que consiste em acrescentar impurezas a fim de melhorar sua condutividade. Existem dois tipos de impurezas, P e N. A tipo N ocorre quando há a adição de Fósforo (P) ou Arsênico (As) ao silício, ambos os elementos possuem cinco elétrons na camada de valência, que quando misturados ao silício se conectam com os quatro elétrons de valência deste, deixando assim um elétron livre, que ganha movimento, gerando assim a corrente elétrica. A tipo P, por sua vez, há a adição de Boro (B) ou Gálio (Ga) ao silício, ambos esses elementos são trivalentes, então quando se ligam ao silício, criam lacunas que conduzem corrente elétrica e geram cargas positivas.

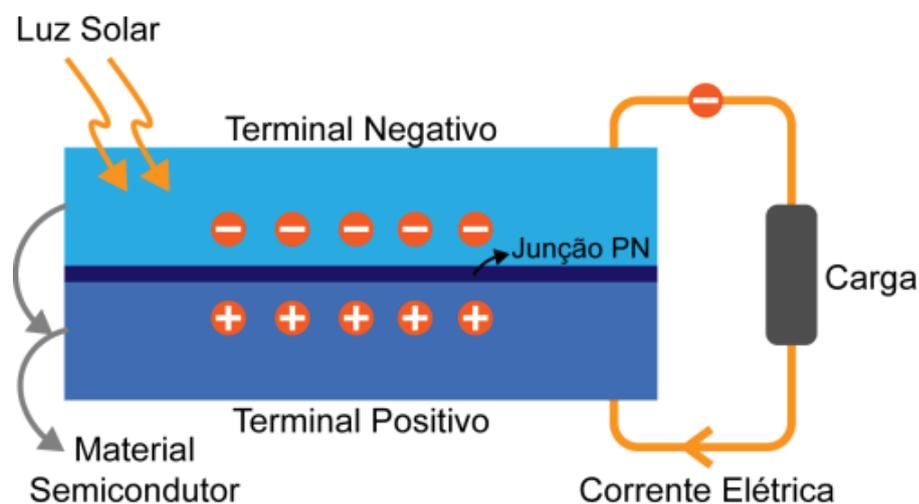
Para a construção de uma célula fotovoltaica é necessário criar uma junção que se chama de *PN*. É criada uma fina camada do material tipo N em uma metade e na outra metade é usada uma camada do material tipo P. Com isso, em cada camada haverá a fuga do elétron livre do lado N para o lado P, onde este encontrará a lacuna que o captura. Esse processo faz com que haja um acúmulo de elétrons do lado P e uma redução de elétrons no lado N, reverberando com o carregamento de um lado negativamente e do outro positivamente, resultando assim um campo elétrico permanente.

O efeito causado devido ao aprisionamento das cargas é um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado N para o lado P. Este processo entra em

equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de impedir que os elétrons livres restantes no lado N passem para o lado P.

Se uma junção PN for exposta a fótons com energia maior que o *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacunas. Se isto ocorrer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão deslocadas, gerando uma diferença de potencial. Esse fenômeno chamado de efeito fotovoltaico. Se as duas extremidades da célula forem interligadas por um condutor elétrico, haverá uma circulação de elétrons, dando origem a uma corrente elétrica (RODRIGUES, 2018).

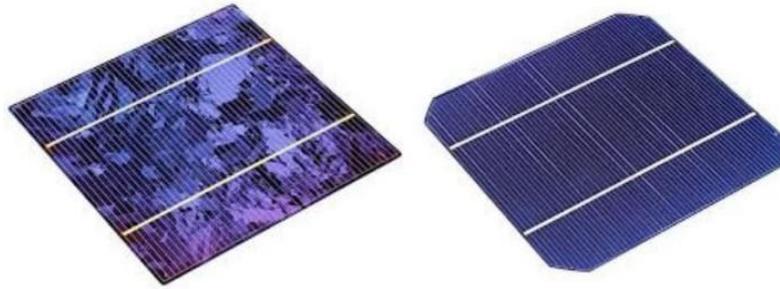
Figura 2.1- Efeito fotovoltaico



Fonte: Blog eletrônica de potência, 2020

Um conjunto de células fotovoltaicas encapsuladas e conectadas é o que dá origem ao principal componente do sistema solar fotovoltaico, o módulo solar. No mercado é possível encontrar diversos tipos de módulos solares disponíveis, o que ocorre pelo fato de existirem várias tecnologias de células fotovoltaicas. Os tipos de silício mais comuns nos módulos solares são: o monocristalino e o policristalino. A principal diferença entre ambos é a eficiência: o primeiro apresenta uma eficiência aproximadamente de 13% a 21%, já a do segundo de 13% a 16,5% (CEPEL; CRESESB, 2014). A figura 2.2 demonstra os tipos mais comuns de silício sendo a imagem a esquerda o policristalino e a imagem da direita o monocristalino.

Figura 2.2 - Célula policristalina x célula monocristalina



Fonte: Canal Solar, 2019.

2.2 Característica Elétrica da Célula Fotovoltaica

A corrente elétrica gerada pela célula fotovoltaica está diretamente ligada à quantidade de incidência solar que a mesma recebe. Quanto maior a incidência do sol, maior a corrente gerada.

A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser representada como a soma da corrente da junção *PN* no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos pela radiação solar. Esta corrente, em função da tensão no dispositivo, se denomina curva característica ou curva *I-V* (CEPEL; CRESESB, 2014).

Considerando que nas células fotovoltaicas existe uma resistência em série (*R_s*), que representa as perdas devido à resistência do semiconductor e nos contatos metálicos, e uma resistência em paralelo (*R_p*), que simboliza as perdas devido às perturbações elétricas, tem-se a corrente elétrica dada pela equação abaixo:

Um modelo simplificado do circuito elétrico do módulo fotovoltaico pode ser definido pela equação 01.

Equação 01: modelo simplificado do circuito elétrico do módulo fotovoltaico

$$I = Il - I_0 \left[\exp \frac{q(V + IR_s)}{nkT} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

Onde:

I₀ – corrente de saturação reversa do diodo (A);

N – fator de idealidade do diodo;

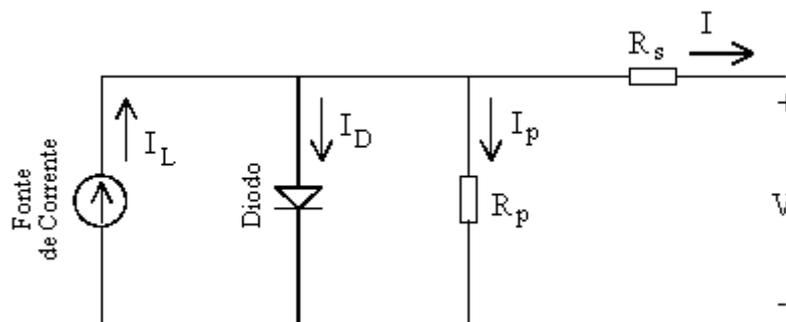
Il – corrente fotogerada;

q – carga do elétron;
 k – constante do Boltzmann;
 T – temperatura absoluta;
 R_p – resistência shunt (Ω);
 R_s – resistência série (Ω);
 V – tensão de saída (V);

Diante da equação 01, é possível observar que a temperatura exerce forte influência na produção de energia da célula fotovoltaica. Também é possível observar que por se tratar de uma função exponencial, quanto maior for a temperatura, maior será a corrente final gerada. Todavia, por se tratar de um material semiconductor, o aumento desta variável causa uma diminuição drástica na tensão da célula fotovoltaica, sendo essa queda muito mais acentuada do que a elevação da corrente para as mesmas referências de temperatura, causando assim uma diminuição da potência gerada.

Com isso, é possível representar o comportamento da célula através um circuito equivalente a partir da Figura 03, onde o diodo representa a junção PN, R_s a resistência em série e R_p a resistência em paralelo.

Figura 2.3 - Circuito equivalente da célula fotovoltaica



Fonte: ResearchGate , 2016.

Onde:

I_l – corrente fotogerada (A);
 I_d – corrente do diodo (A);
 I_p – corrente shunt (A);
 R_p – resistência shunt (Ω);

Rs – resistência série (Ω);

V – tensão de saída (V);

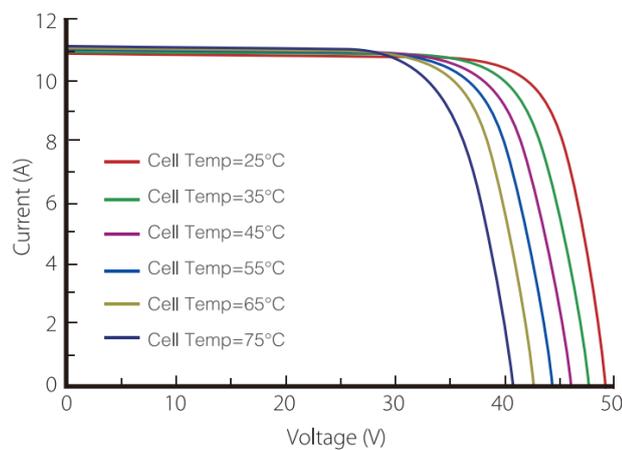
I – corrente de saída (A).

2.3 Curva I-V e Ponto de Máxima Potência

Cada módulo fotovoltaico tem uma curva característica única, pois estas variam de acordo com a estrutura característica de cada célula fotovoltaica e são obtidas através de ensaios padronizados. A curva I-V é bastante importante, pois com ela é possível compreender o funcionamento do módulo fotovoltaico no seu ponto de máxima potência.

O Gráfico 2.1 demonstra o comportamento da corrente e da tensão de acordo com a temperatura. Como citado anteriormente, é possível identificar que a tensão diminui na medida que a temperatura aumenta.

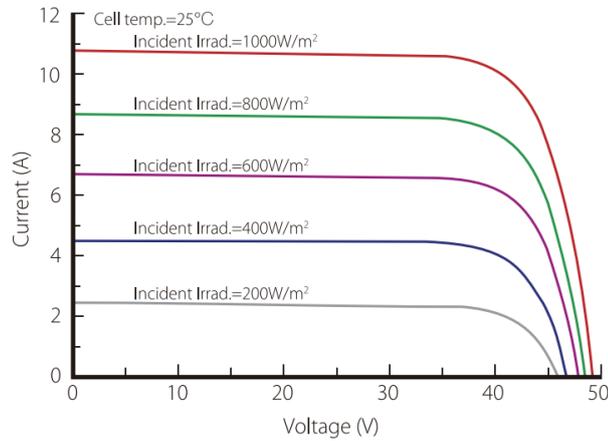
Gráfico 2.1 - Curva I-V variação da temperatura



Fonte: Datasheet longi 440w, 2020.

O gráfico 2.2 demonstra o comportamento da corrente e da tensão de acordo com a incidência solar (irradiância). É possível notar que a corrente é diretamente proporcional à irradiância, o que se dá pelo fato de que a corrente gerada é proporcional à quantidade de fótons incidentes.

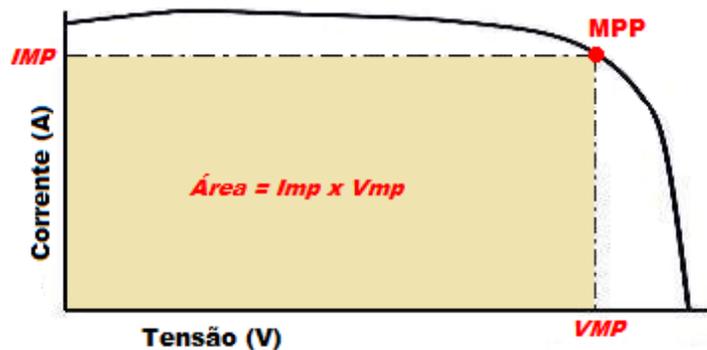
Gráfico 2.2 - Curva I-V variação da irradiância



Fonte: Datasheet longi 440w, 2020.

Com a potência sendo o produto entre a corrente e a tensão, o ponto de máxima potência também varia constantemente, sendo ele dependente de algumas condições ambientais como: temperatura e incidência solar. Ao multiplicar corrente por tensão, é obtido o valor da potência, com isso, é obtido também a curva de potência onde pode-se identificar o ponto de máxima potência (MPP). O ponto de máxima potência é obtido quando existe um equilíbrio entre tensão e corrente, ou seja, o MPP é o maior valor de corrente e tensão para que se obtenha o maior valor de potência possível. O gráfico 2.3 demonstra onde se encontra o MPP de acordo com a curva I-V.

Gráfico 2.3: Ponto de máxima potência curva I-V

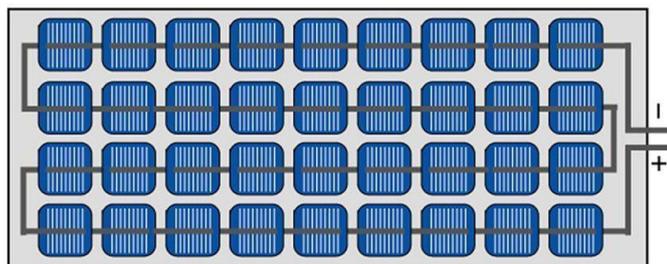


Fonte: Própria autoria, 2022.

2.4 Estrutura do Módulo Fotovoltaico

Como foi mencionado anteriormente, o módulo fotovoltaico é formado por um conjunto de células fotovoltaicas. Diante disso, a potência final do módulo depende da quantidade de células, ligadas em série, que o constitui. No mercado é possível encontrar módulos de diversas potências, sendo atualmente os mais comuns no Brasil os módulos de 440, 450 e 460 Wp, variando bastante a quantidade de células de acordo com a marca dos módulos. A Figura 2.4 demonstra a estrutura de ligação das células fotovoltaicas em um módulo solar com 36 células.

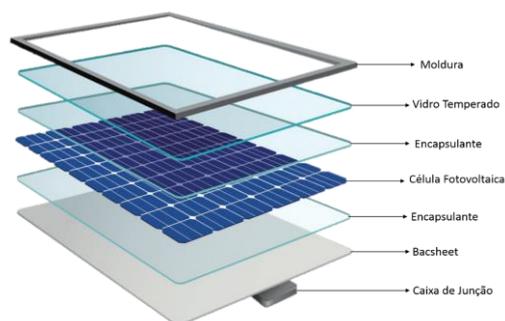
Figura 2.4: Ligação entre células fotovoltaicas.



Fonte: Engehall Energias Renováveis, 2018.

A construção do módulo solar é feita para que possa suportar inúmeras adversidades. Para isso há o encapsulamento das células, quando são cobertas com um vidro temperado, envolvidas por uma moldura tanto na parte superior quanto na inferior. Tal estrutura se mostra necessária devido ao fato de que os módulos devem permitir a passagem dos raios solares para as células e, ao mesmo tempo, precisam protegê-las contra quaisquer adversidades que possam surgir. A figura 2.5 demonstra como é feita a montagem de um módulo fotovoltaico.

Figura 2.5 - Estrutura de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Blog Minha Casa Solar, 2019.

2.5 Inversores

O inversor é um sistema elétrico constituído por elementos passivos (indutores, capacitores e resistores) e elementos ativos (tiristores e transistores), que mudam as características de tensão, corrente e frequência de sua entrada para sua saída de acordo com sua topologia (RAMPINELLI, 2010).

De acordo com Bezerra (2010), o inversor solar tem a principal função de converter a energia de Corrente Contínua – Corrente Alternada, além de transformar as baixas tensões dos painéis para 110V, 220V ou outra tensão que seja necessária. Como os módulos fotovoltaicos produzem energia em CC, e a maioria dos aparelhos elétricos e eletrônicos necessitam em CA tem-se a necessidade do inversor no sistema

Basicamente, o inversor deve fornecer em sua saída uma tensão ou corrente alternada, com frequência, forma e amplitude compatíveis com a ser cargas alimentadas pela rede CA. Em princípio, a saída deve ser independente das alterações que ocorrem na tensão (ou corrente) na fonte CC (POMILIO, 2015).

A tensão C.A de saída deve ter amplitude, frequência, e conteúdo harmônico adequado às cargas a serem alimentadas. Adicionalmente, em casos de sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede (CRESESB, 2014).

2.5.1 Tipos de Inversores

Existem diversos tipos de inversores solares disponíveis no mercado, devido a necessidade de suas aplicações. Para sistemas fotovoltaicos, os inversores são divididos entre aqueles utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) e sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs). Ambos os tipos são muito semelhantes, todavia carregam consigo características específicas. Basicamente, os inversores podem ser divididos em dois grupos: comutados pela rede e auto comutados.

Os inversores auto comutados trabalham com estratégia de controle, pois os transistores podem ser colocados em condução ou em corte em qualquer instante do ciclo, através de estratégias de controle por modulação (PWM), que podem ser operados por terminais de controle. A modulação geralmente acontece em alta frequência, fazendo com que o seu sinal de saída tenha baixo conteúdo harmônico e alto fator de potência (GODOI, 2018).

Os inversores comutados pela rede levam esse nome pelo fato de a comutação ser controlada pelo circuito de potência, que fazem o tiristores irem do estado de condução para o estado de bloqueio quando a corrente que passa por ele for inferior à corrente de manutenção

de condução, ou quando houver uma inversão de tensão entre o anodo e catodo. Devido à sua alta produção de harmônicos no sinal de saída, os inversores comutados necessitam de redes de filtragem complexas, que implicam em perdas para o sistema. E com o aparecimento de novos dispositivos de chaveamento, os inversores de comutação passaram a ser utilizados para potências elevadas acima de 100KW (GODOI, 2018).

2.5.2 Inversores SFCRs

Segundo Bezerra (2010), a função desses inversores vai além da produção de uma onda senoidal pura, pois este tipo de inversor também realiza a sincronização da tensão de saída com a tensão da rede, e também sincroniza a frequência com a rede elétrica. Em geral, esses inversores possuem um mecanismo chamado “anti-ilhamento”, responsável por garantir que o sistema não energize a rede quando for desligado, possibilitando a manutenção sem eletrocutar as pessoas durante o procedimento.

Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs) é possível separar os inversores em quatro grupos: inversor central, inversor string, inversor multi-string e inversor com módulo CA, essa diferenciação de acordo com tipo, ocorre devido ao tipo de ligações que são feitas entre os módulos fotovoltaicos e o inversor (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

2.5.3 Inversor Central

É um inversor geralmente utilizado em sistemas muito grandes. Tem como principal característica ser conectado de inúmeras placas em paralelo, mantendo assim a mesma tensão e aumentando a corrente gerada, fazendo com isso que a conversão seja centralizada em apenas um inversor.

2.5.4 Inversor *String*

Os inversores string, quando comparados aos inversores centrais, são dispositivos de menor potência. São ligados diretamente a uma string e conectados em paralelo a outros inversores. A sua vantagem é que possibilita que os módulos fiquem em diferentes orientações, pois realizam MPPT individual para cada string.

2.5.5 Inversor *Multi-String*

Como o próprio nome já diz, esses são inversores que são utilizados geralmente em sistemas que possuem mais de uma string com diferentes orientações. Com isso, são submetidos a diferentes condições de irradiância, temperatura e angulação. Utilizam conversores CC/CC

independente para cada módulo o que ocasiona um maior custo para sua fabricação, todavia por possuir mais de um MPPT, facilita a disposição dos módulos e também uma possível ampliação de sistema.

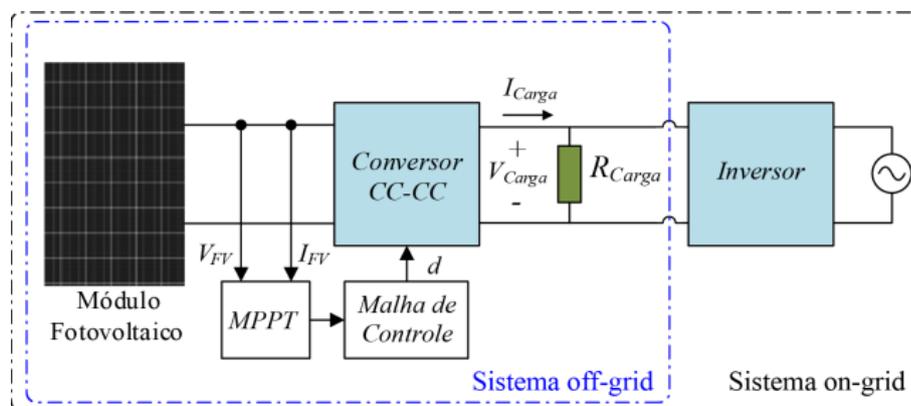
A escolha do inversor adequado depende de sua utilização, eficiência desejada, necessidade e confiabilidade. O inversor string é o inversor *grid-tie*, o tipo mais comumente utilizado em sistemas de energia solar residencial e empresarial. Ele representa 50% de todos os inversores solares utilizados no mundo.

2.6 Ponto de Máxima Potência (MPP)

De acordo com o que foi abordado anteriormente, os módulos fotovoltaicos apresentam uma curva característica (I-V), de acordo com essa curva é possível se obter o MPP. A curva I-V depende principalmente do fator de irradiância e sua variação faz com que a curva sofra deformações. Devido a este fato, se torna necessário a existência de um mecanismo que mesmo com as oscilações de irradiância e conseqüentemente deformações nas curvas, consiga detectar o MPP. Para que seja evitado perdas na produção da célula, esse mecanismo deve fazer com que o sistema fotovoltaico trabalhe com tensão e corrente de máxima potência. Esse mecanismo é denominado como seguidor do ponto de máxima potência (MPPT ou SPPM).

O MPPT é um algoritmo implantado no controle do conversor CC-CC que realiza a interface entre os módulos fotovoltaicos e a carga para sistemas autônomos e entre o módulo e o inversor para sistemas conectados à rede como pode ser observado na Figura 2.6.

Figura 2.6- implementação do algoritmo MPPT



Fonte: Blog Eletrônica de Potência, 2020.

Os algoritmos MPPT podem realizar seus processos de busca pelo ponto de máxima potência de forma direta ou indireta. O método indireto utiliza de um sinal de referência que é baseado em dados e ou cálculos matemáticos e predefinido de acordo com a característica do módulo fotovoltaico. Esta forma acaba não sendo tão precisa pois não é capaz de prever situações incomuns às quais os módulos são dispostos. Por esse motivo esse método não é muito utilizado.

Pela forma direta, o algoritmo MPPT encontra a potência máxima coletando valor de tensão e corrente de entrada no inversor, em tempo real. Dessa maneira, este é capaz de lidar rapidamente com as variações de condições de operação que o módulo está submetido.

O método direto mais utilizado para obtenção do MPPT é o “Perturbe e Observe” (P&O). Como o próprio nome já diz esse método funciona introduzindo perturbações no sistema e observando o comportamento da potência gerada, de tal forma que na medida que a potência aumenta, mais próximo está o MPP, com isso essas perturbações ficam sendo alteradas até que o MPP seja obtido.

2.7 Microinversor

O microinversor aparece no mercado como alternativa para substituir os inversores *string*. Pode-se pensar que o microinversor é algo novo, porém o primeiro começou a ser desenvolvido em 1991 pela empresa norte-americana Ascension Technology, dois anos depois a empresa Mastervolt começou a comercializar o primeiro microinversor para ligação à rede elétrica, o Sunmaster 130s.

Figura 2.7: Sunmaster 130s.



Fonte: Ecori Energia Solar, 2019.

O microinversor tem as mesmas funcionalidades de um inversor *string*, com função principal de converter energia gerada de corrente contínua para corrente alternada. Os microinversores são instalados abaixo dos módulos fotovoltaicos, assim possibilita uma

instalação mais fácil e ágil, pois é necessário apenas conectar a entrada do microinversor no módulo fotovoltaico. Geralmente, os microinversores disponíveis no mercado só conseguem abranger um total de quatro módulos fotovoltaicos.

2.8 Microinversor X Inversor *String*

A principal diferença entre os microinversores e os inversores *string* é o tamanho, o inversor *string* é maior e suporta potência maiores em apenas um equipamento. Normalmente os inversores são maiores justamente por suportarem maiores potências já que sua aplicação visa atender uma *string* (série de módulos). O microinversor por sua vez, como o próprio nome já diz, são bem menores e de menor potência, visto que sua proposta é atender geralmente apenas quatro módulos ligados individualmente (sem estarem conectados entre si).

Outra diferença entre os microinversores e os inversores *string* é o fato de o primeiro ser instalado sob os módulos fotovoltaicos, geralmente abaixo, e o segundo ter que ser fixado em uma parede em um local espaçoso e arejado. A instalação dos microinversores é um pouco menos complexa e mais ágil, necessitando apenas que os painéis sejam conectados às entradas destes, sem que haja a necessidade da utilização de um quadro de proteção CC comumente chamado de: *String Box CC*. Isso resulta em uma redução no uso de cabeamento CC ou cabos solares como são conhecidos.

Já os inversores *string*, demandam um maior investimento em cabeamento CC, já que há a necessidade de conectar a *string* ao inversor que geralmente fica instalado distante dos módulos. Pode haver também a necessidade da instalação *String Box*, isso vai depender do inversor que será usado pois no mercado já é possível encontrar alguns com proteção interna.

A figura 2.8 mostra a instalação de um inversor *string*. O equipamento central é o inversor *string*, a caixa branca disposta à esquerda do inversor é a *tring box CC*, e a caixa branca disposta à direita do inversor é o quadro CA, onde há a conexão do sistema à rede elétrica da residência.

Figura 2.8- Instalação Inversor String



Fonte: Própria autoria, 2022.

A figura 2.9 mostra a instalação do microinversor, suas conexões aos módulos e sua disposição abaixo dos mesmos.

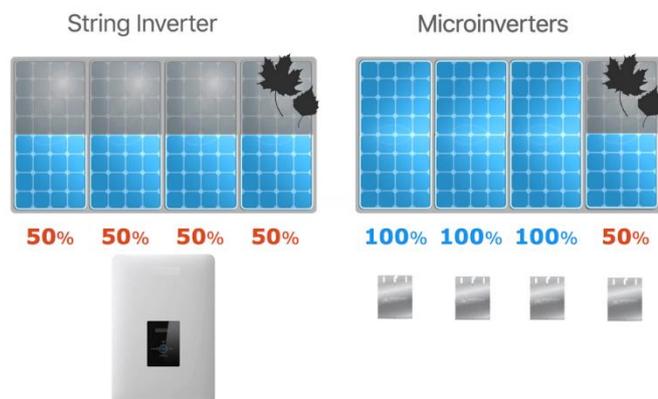
Figura 2.9: Instalação Microinversor



Fonte: Solaris Tecnologia Fotovoltaica, 2019.

Devido ao fato de as ligações dos microinversores serem individuais, este apresenta alguns benefícios quando comparado aos inversores string. Sua principal vantagem se dá em caso de sombreamento no módulo fotovoltaico, pelo fato de a ligação do módulo ao microinversor ser feita de maneira individual, o efeito do sombreamento só irá afetar a corrente do módulo o qual está sombreado. A Figura 2.10 demonstra a extração de potência comparando o efeito do sombreamento, na utilização do inversor string e microinversor.

Figura 2.10: Consequência do Efeito de Sombreamento.



Fonte: Energia Solar Shop, 2020.

O microinversor não possui apenas vantagens em relação ao inversor string. Sua maior desvantagem é o custo elevado para utilização em sistemas de grande porte. Como se utiliza um microinversor para cada quatro módulos, para sistemas com grande quantidade de módulos, o custo cresce consideravelmente. Por isso a utilização de microinversores é indicada para sistemas de pequeno porte e também para locais que são expostos a focos de sombreamento.

3. METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentada a metodologia utilizada para esse estudo. Esse trabalho consiste na comparação entre um sistema fotovoltaico com inversor *string*, que já se encontra instalado em uma residência e um sistema fotovoltaico de mesma potência com microinversores que será simulado.

Para a comparação entre os sistemas fotovoltaicos serão apresentados os dados do monitoramento do inversor, junto com os dados de consumo da residência. Com o intuito de deixar a comparação mais real, será também realizada a simulação do sistema que já está instalado na residência para que possa ser realizada a comparação entre os dados reais obtidos pelo aplicativo de monitoramento e os dados obtidos pela simulação.

Primeiramente será descrita a composição de cada sistema, demonstrando o material utilizado em cada sistema, junto com as características técnicas dos módulos utilizados, microinversores e inversor.

Após a apresentação do material utilizado, será apresentado o local de instalação do sistema fotovoltaico, considerando que o gerador, para o caso do microinversor, seria instalado no mesmo local do sistema que já se encontra em utilização.

O próximo passo será discutir os dados de consumo da residência. Esses dados de consumo serão retirados da conta de energia de competência 11/2021, pois foi a competência utilizada para o projeto encaminhado à ENEL CEARÁ, que é a distribuidora de energia da região.

No quarto passo será feito o cálculo aproximado da geração de energia que será produzida mensalmente pelos sistemas, levando em consideração apenas a potência dos sistemas e a irradiação solar local.

Em seguida, será apresentado o diagrama unifilar de cada um dos sistemas, onde será possível perceber a diferença de projeto em relação a ambos os sistemas (com inversor *string* e com microinversor). Será apresentado também a legenda de cada um dos diagramas.

No sexto tópico será apresentado os dados de instalação do sistema do sistema instalado, juntamente com o passo a passo a instalação, demonstrando imagens de como se encontra a instalação. Será também descrito como seria a instalação caso o sistema utilizasse microinversor no lugar de inversor *string*.

No sétimo é apresentada a metodologia adotada para a simulação do sistema um com microinversor e um inversor *string*, demonstração do passo a passo adotado para se alcançar o resultado final da análise. Serão estudados dois casos de simulação:

- Caso 01: Sistema com inversor string;
- Caso 02: Sistema com microinversor.

As simulações serão realizadas utilizando o software PVSYST no modo demonstração. A ordem cronológica da metodologia será a seguinte:

1. Composição dos geradores fotovoltaicos;
2. Localização do gerador fotovoltaico;
3. Consumo da residência;
4. Estimação de geração de energia;
5. Diagramas unifilar;
6. Instalação;
7. Simulações do sistema;

3.1 Composição dos Geradores Fotovoltaicos

A potência do sistema já instalado é de 7.04 kWp portanto essa é a potência considerada nas simulações. A tabela 3.1 descreve os componentes presentes no kit fotovoltaico do sistema com inversor solis.

Tabela 3.1- Kit do sistema com Inversor *string*

Quantidade	Item	Unidade de medida
01	INVERSOR SOLIS 1P5K-4G – 5 KW (C/WI-FI);	Unidade
16	PAINEL LONGI MONO HALF CELL 440W;	Unidade
02	PAR DE CONECTOR MC4 (MACHO+FEMEA);	Pares
80	METROS DE CABO SOLAR	Metros
04	KIT DE FIXAÇÃO (GANCHO) P/TERÇAS DE MADEIRA;	Unidade
01	DISJUNTOR DE 32A;	Unidade
02	DPSs CAMPLER VCL SLIM 20KA;	Unidade

01	<i>STRING BOX CAMPLER SB 600 18KA 1-2 E / 2 S.</i>	Unidade
-----------	--	---------

O kit fotovoltaico foi comprado da distribuidora Sou Energy, localizada em Fortaleza-CE. A figura 3.1 apresenta o inversor utilizado no projeto.

Figura 3.1 - Inversor utilizado



Fonte: Minha Casa Solar, 2020.

O Gerador Fotovoltaico escolhido para compor a geração de autoconsumo remoto, alvo deste projeto é composto de 16 módulos fotovoltaicos de 440 Wp da empresa Longi, modelo LR4-72HPH-440M e 1 inversor da empresa Solis, 1-P5K-4G, com especificações apresentadas na figura 3.2.

O módulo solar fotovoltaico (440 Wp) possui as características técnicas apresentadas na Figura 3.3. Considerando que serão instalados os módulos de 440 Wp e o inversor previsto permite a conexão dos módulos, todos os módulos estarão conectados ao inversor. A potência total do sistema é de $16 \times 440 = 7,04$ kWp.

Tanto o inversor utilizado no projeto quanto os módulos fotovoltaicos são aprovados pelo INMETRO.

Figura 3.2- Especificações do Inversor Solis 1-P5K-4G

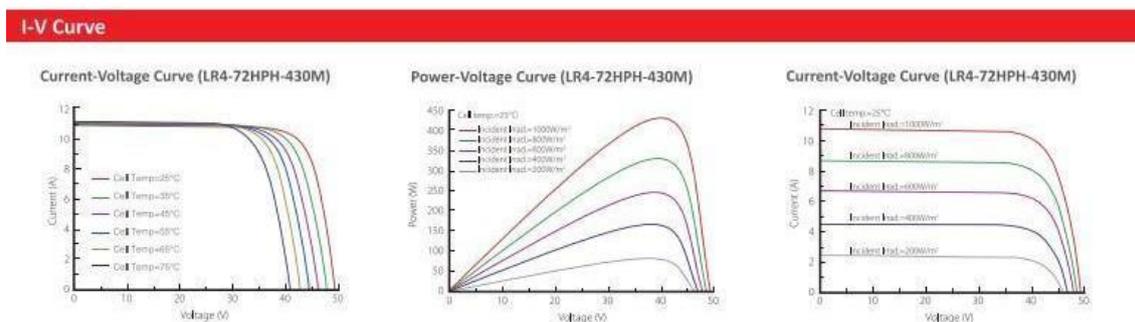
Modelo	Solis-1P2.5K-4G	Solis-1P3K-4G	Solis-1P3.6K-4G	Solis-1P4K-4G	Solis-1P4.6K-4G	Solis-1P5K-4G	Solis-1P6K-4G
Entrada CC							
Potência máxima de entrada recomendada	3.75kW	4.5kW	5.4kW	6kW	6.9kW	7.5kW	9kW
Tensão máx de entrada	550V	600V					
Tensão nominal	250V	330V					
Tensão de partida	60V	120V					
Intervalo de tensão MPPT	50-450V	90-520V					
Corrente máx de entrada	11A/11A						
Corrente máx. do conector de entrada	11A						
Corrente máx de curto-circuito	17.2A/17.2A						
MPPTs / Número de Entradas	2/2						
Saída CA							
Potência nominal de saída	2.5kW	3kW	3.6kW	4kW	4.6kW	5kW	6kW
Potência máx de saída aparente	2.8kVA	3.3kVA	4kVA	4.4kVA	5kVA	5kVA	6kVA
Potência máx de saída	2.8kW	3.3kW	4kW	4.4kW	5kW	5kW	6kW
Tensão nominal da rede	1/N/PE, 220/230V						
Frequência nominal da rede	50/60Hz						
Corrente nominal de saída da rede	11.4A/10.9A	13.6A/13.0A	16.0A/15.7A	18.2A/17.4A	20.9A/20.0A	22.7A/21.7A	27.3A
Corrente máx de saída	13.3A	15.7A	16.0A	21.0A	23.8A	25.0A	27.3A
Fator de potência	> 0,99 (0,8 inicial - 0,8 atrasado)						
Harmônicas (THD)	<3%						
Eficiência							
Eficiência máxima	97.8%			98.1%			
Eficiência EU	97.1%			97.3%			
Proteção							
Proteção contra inversão de polaridade CC				Sim			
Proteção contra curto-circuito				Sim			
Proteção de sobrecorrente de saída				Sim			
Proteção contra sobretensão				Sim			
Monitoramento de rede				Sim			
Proteção de ilhamento				Sim			
Proteção de temperatura				Sim			
Interruptor CC integrado				Opcional			

Fonte: Datasheet Solis,2020.

Figura 3.3- Especificações do módulo Longi LR4-72HPH-440M

Electrical Characteristics											Test uncertainty for Pmax: ±3%	
Model Number	LR4-72HPH-420M		LR4-72HPH-425M		LR4-72HPH-430M		LR4-72HPH-435M		LR4-72HPH-440M			
Testing Condition	STC	NOCT										
Maximum Power (Pmax/W)	420	311.1	425	314.8	430	318.5	435	322.2	440	326.0		
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.8	45.5	49.0	45.7	49.2	45.9	49.4	46.1	49.6	46.3		
Short Circuit Current (Isc/A)	11.04	8.90	11.11	8.95	11.19	9.02	11.26	9.08	11.33	9.13		
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.2	37.1	40.4	37.3	40.6	37.5	40.8	37.7	41.0	37.9		
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.45	8.38	10.52	8.44	10.60	8.50	10.67	8.56	10.74	8.61		
Module Efficiency(%)	18.9		19.1		19.3		19.6		19.8			
STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25 °C, Spectra at AM1.5												
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m ² , Ambient Temperature 20 °C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S												

Temperature Ratings (STC)		Mechanical Loading	
Temperature Coefficient of Isc	+0.057%/°C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.286%/°C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.370%/°C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s



Fonte: Datasheet Longi, 2020

A potência do sistema simulado é também de 7.04 kWp. A tabela 3.2 descreve os componentes presentes no kit fotovoltaico do sistema com microinversor *hoymiles*.

Tabela 3.2- Kit do sistema com Microinversor *Hoymiles*

Quantidade	Item	Unidade de medida
04	MICROINVERSOR HOYMILES HMS-1800-4	Unidade
16	PAINEL LONGI MONO HALF CELL 440W;	Unidade
01	DTU LITE S (WIFI)	Unidade

32	PAR DE CONECTOR MC4 (MACHO+FEMEA)	Unidade
80	METROS DE CABO SOLAR	Metros
04	AC CONECTOR – TRUNK	Unidade
01	END CAP TRUNK	Unidade
08	KIT PARAFUSO COM PORCA PARA MICROINVERSOR	Unidade
30	CABO PP FLEXIVEL3X6MM ²	Metros
04	KITS DE FIXAÇÃO (GANCHO) P/TERÇAS DE MADEIRA	Unidade
01	1 DISJUNTOR DE 32 ^a ;	Unidade
02	DPSs CAMPLER VCL SLIM 20KA;	Unidade

Figura 3.4 Hoymiles HMS 1800-4T



Fonte: Genyx, 2021.

O Gerador Fotovoltaico escolhido para compor a geração de autoconsumo remoto, alvo deste projeto, é composto de 4 microinversores da empresa *Hoymiles* HMS 1800-4T, com especificações apresentadas na figura 3.5.

Figura 3.5- Datasheet Hoymiles HMS 1800-4T

Technical Specifications									
Model	HMS-1600-4T			HMS-1800-4T			HMS-2000-4T		
Input Data (DC)									
Commonly used module power (W)	320 to 540+			360 to 600+			400 to 670+		
Maximum input voltage (V)	65								
MPPT voltage range (V)	16-60								
Start-up voltage (V)	22								
Maximum input current (A)	4 × 12.5			4 × 13.3			4 × 14		
Maximum input short circuit current (A)	4 × 20								
Number of MPPTs	4								
Number of Inputs per MPPT	1								
Output Data (AC)									
Rated output power (VA)	1600			1800			2000		
Rated output current (A)	7.27	6.96	6.67	8.18	7.83	7.5	9.09	8.7	8.33
Nominal output voltage/range (V) ¹	220/180-275	230/180-275	240/180-275	220/180-275	230/180-275	240/180-275	220/180-275	230/180-275	240/180-275
Nominal frequency/range (Hz) ¹	50/45-55 or 60/55-65								
Power factor (adjustable)	> 0.99 default 0.8 leading...0.8 lagging								
Total harmonic distortion	< 3%								
Maximum units per 10AWG branch ²	4	4	4	3	4	4	3	3	3
Efficiency									
CEC peak efficiency	96.7%			96.5%			96.5%		
Nominal MPPT efficiency	99.8%								
Night power consumption (mW)	< 50								
Mechanical Data									
Ambient temperature range (°C)	-40 to +65								
Dimensions (W × H × D mm)	331 × 218 × 36.6								
Weight (kg)	4.7								
Enclosure rating	Outdoor-IP67 (NEMA 6)								
Cooling	Natural convection-No fans								
Features									
Communication	Sub-1G								

Fonte: Sou Energy, 2020.

O sistema é composto por 16 módulos fotovoltaicos de 440 Wp da empresa LONGI, modelo LR4-72HPH-440M (440 Wp), mesmos módulos utilizados na instalação da residência, os quais possuem as características técnicas apresentadas na Figura 3.3. Considerando que serão instalados os módulos de 440 Wp e o inversor previsto permite a conexão dos módulos, todos os módulos estarão conectados ao inversor. A potência total do sistema é de $16 \times 440 = 7,04$ kWp.

Tanto o inversor utilizado no projeto quanto os módulos fotovoltaicos são aprovados pelo INMETRO.

3.2 Localização do Sistema Fotovoltaico

A Figura 3.6 apresenta a planta de situação da residência onde está implantado o Gerador Fotovoltaico. Já a Tabela 3.3 apresenta o georreferenciamento da residência.

Tabela 3.3: Coordenadas do Gerador Fotovoltaico

COORDENADAS – UTM – WGS-84		
Zona	Longitude	Latitude
24 M	-38.613411°	-3.740431°

A área de telhado da residência foi escolhida por apresentar vantagens de insolação permanente durante todas as horas do dia, assim evitando o sombreamento dos módulos e segurança dos equipamentos contra roubo e vandalismos. A área destinada à implantação do Gerador Fotovoltaico pode ser vista na figura a seguir, onde um pino vermelho explicita sua localização.

Figura 3.6- Área destinada à instalação do sistema Fotovoltaico



Fonte: Google Maps, 2020.

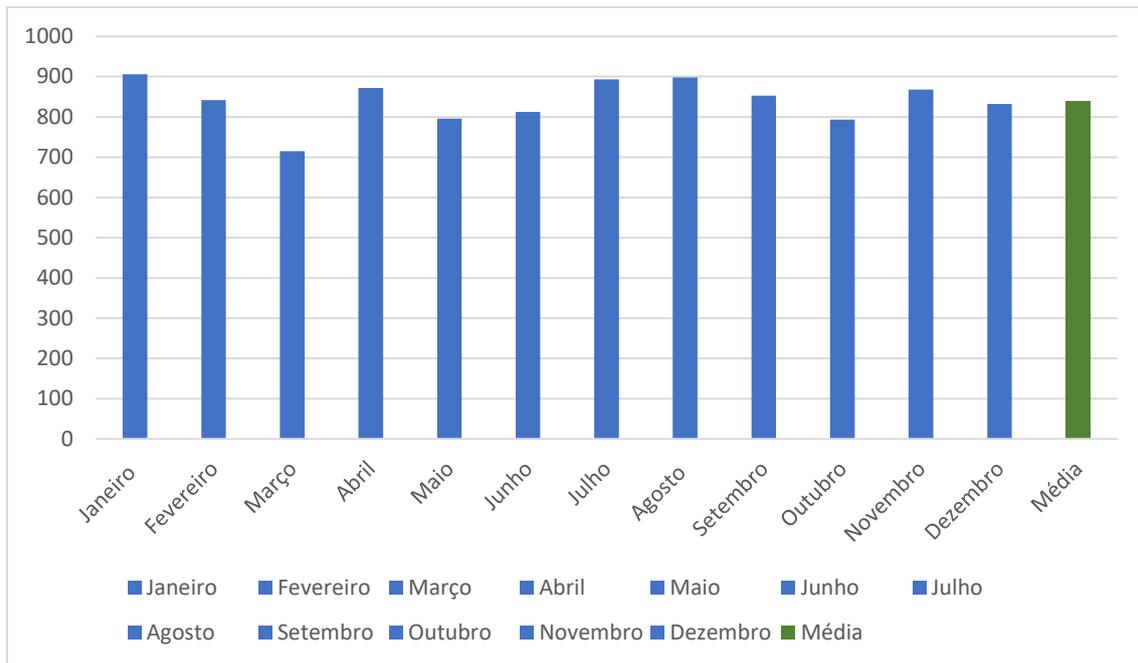
A localização do sistema simulado é a mesma onde está implantado o Gerador Fotovoltaico. Esta residência situa-se na RUA 10 TABAPUÃ, 00134, CURICACA, 61635-

290, CAUCAIA. Será também mantido o local de implantação do sistema junto de suas características com a finalidade de deixar a simulação o mais próximo possível do real.

3.3 Consumo Médio da Residência

O consumo médio da unidade consumidora no período em que o projeto foi feito era de 840 Kwh/mês de acordo com a conta de energia da residência.

Gráfico 3.1- Consumo da residência



3.4 Estimação de Geração de Energia

Considerando a potência média disponível da usina de 7,04 kWp e sabendo que o valor da irradiação solar média local é de 1668,7 KWh/KWp (dado retirado do Global Atlas Solar) é possível calcular a geração teórica por mês da usina instalada através da seguinte equação:

$$\frac{I_s}{12} \times P \times 0,9 = E_g \quad (\text{Equação 3.1})$$

$$\frac{1668,7}{12} \times 7,04 \times 0,9 = E_g$$

$$881,07 \text{ KWh} = E_g$$

Onde:

Is = Intensidade da irradiação solar;

P= Potência total do sistema;

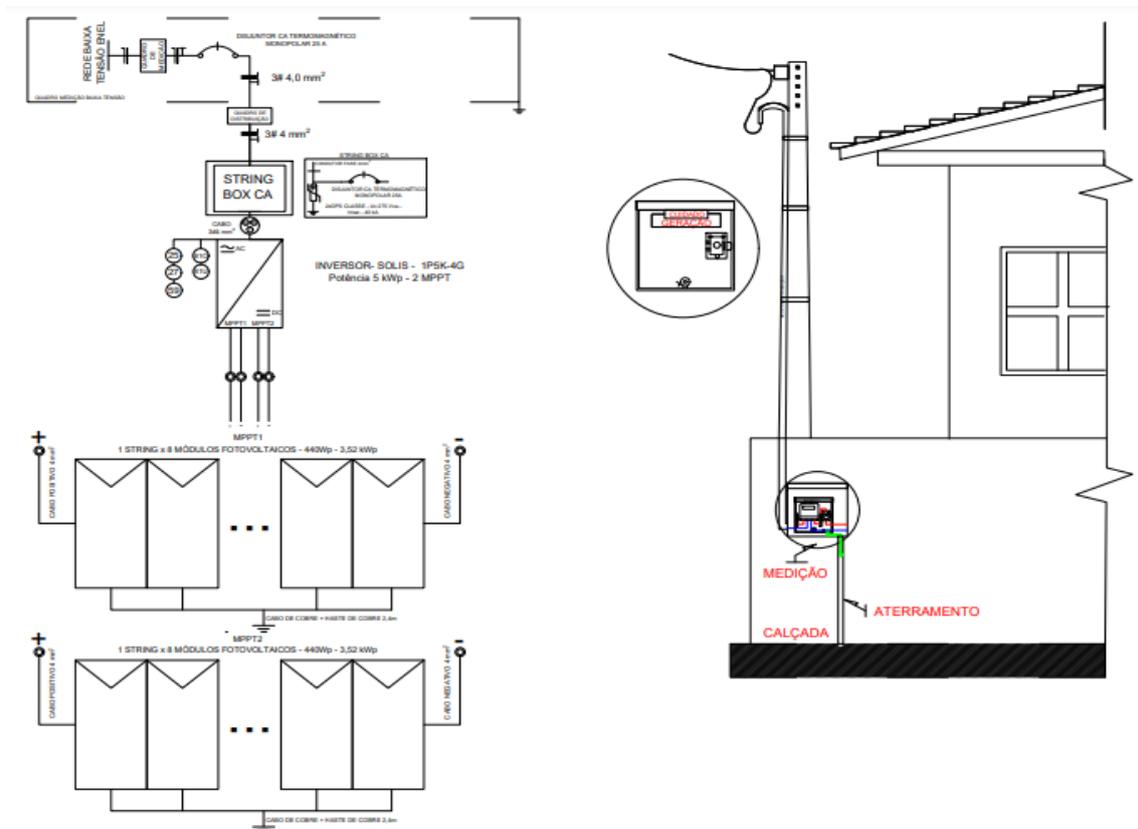
Eg= energia gerada.

Considerando o consumo médio da residência, que teve como valor médio 840 kWh/mês, resulta então que este Gerador Fotovoltaico suprirá mais de 100% da demanda da residência.

3.5 Diagrama Unifilar

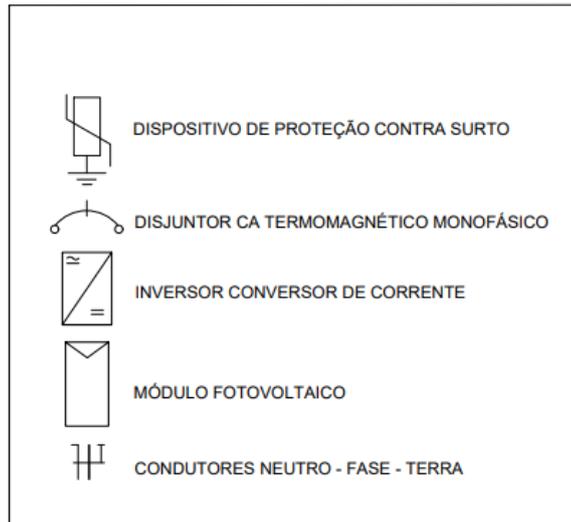
A figura 3.7 apresenta o diagrama unifilar geral incluindo o Gerador Fotovoltaico, inversor, medição e dispositivos de proteção. O desenho técnico foi feito utilizando o software AutoCad. A figura 3.8 apresenta a legenda do diagrama unifilar com inversor *string*.

Figura 3.7- Diagrama Unifilar Inversor String



Fonte: Própria Autoria, 2020.

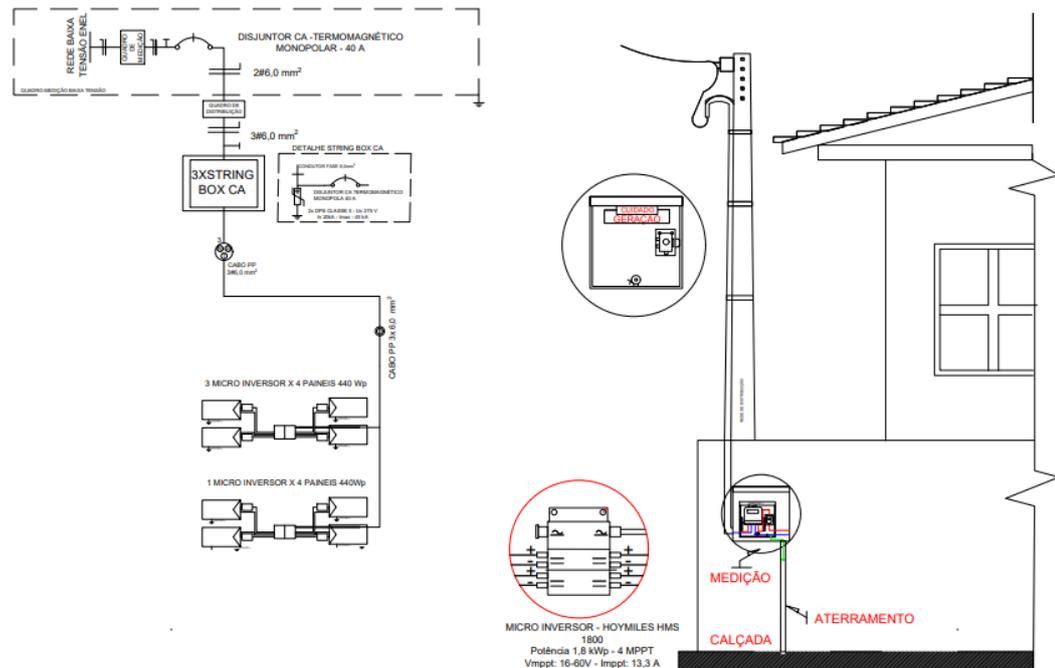
Figura 3.8 - Legenda Inversor



Fonte: Própria Autoria, 2020.

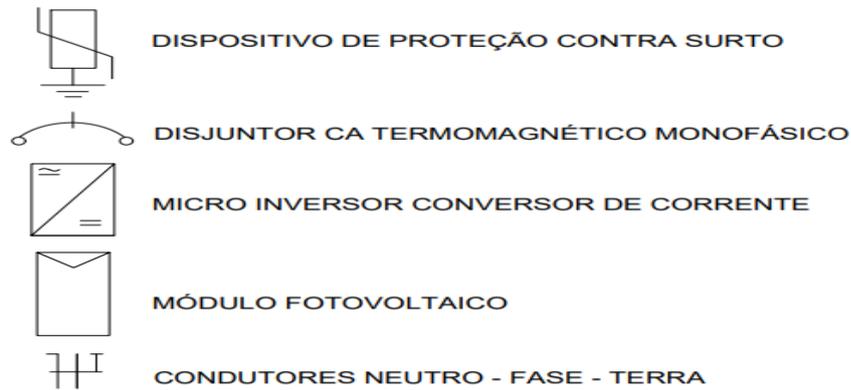
A figura 3.9 é apresentado o diagrama unifilar geral incluindo o Gerador Fotovoltaico, microinversor, medição e dispositivos de proteção. O desenho técnico foi feito utilizando o software AutoCad. A figura 3.10 apresenta a legenda do diagrama unifilar com microinversor.

Figura 3.9- Diagrama unifilar microinversor



Fonte: Própria Autoria, 2020.

Figura 3.10- Legenda Microinversor



Fonte: Própria Autoria, 2020.

3.6 Instalação

A instalação do sistema fotovoltaico foi realizada no dia 29/01/2021. Todos os 16 módulos ficaram com orientação para o norte, não ficaram expostos a nenhum ponto de sombreamento fixo e foram divididas em duas strings de 8 módulos cada.

Os módulos fotovoltaicos foram presos sobre os trilhos, através de intermediários e finais. Estes trilhos são fixados em uma espécie de gancho que por sua vez são fixados nas ripas e caibros do telhado através de três parafusos. A figura 3.11 apresenta como é feita a fixação do gancho nas ripas e como o trilho é preso no gancho. A figura 3.12 demonstra como os módulos são fixados sobre os trilhos.

Figura 3.11- Fixação dos trilhos



Fonte: Portal Solar, 2020.

Figura 3.12- Fixação dos módulos nos trilhos



Fonte: Própria Aatoria, 2021.

A figura 3.13 demonstra a disposição dos módulos no telhado da residência.

Figura 3.13 - Disposição dos módulos no telhado.



Fonte: Própria Aatoria, 2021.

O inversor string do sistema ficou a uma distância de aproximadamente 20 metros dos módulos. A fixação foi feita através de parafusos em uma parede num local amplo e arejado com o intuito de facilitar a dissipação de calor do inversor. A esquerda do inversor foi fixada também na parede a *string* box CC do sistema, já à sua direita em outra parede, foi fixada a

string box CA. A instalação foi realizada próxima ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) da residência como forma de economizar em cabeamento CA. A Figura 3.14 demonstra a disposição do inversor com a string box localizada a sua esquerda.

Figura 3.14- Instalação do Inversor



Fonte: Própria Autoria, 2022.

A diferença da instalação quando comparada ao sistema com microinversor, é que os microinversores não ficam fixados em uma parede, mas sim fixados no trilho através de parafusos cabeça de martelo abaixo do módulo fotovoltaico como mostra a figura 3.15.

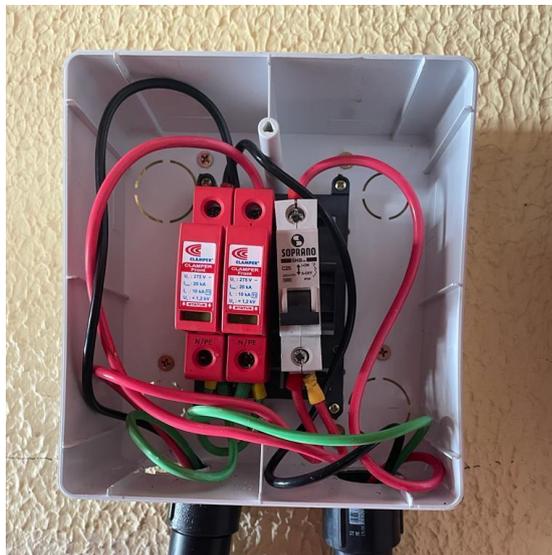
Figura 3.15- Fixação microinversor



Fonte: NeoSolar, 2020.

Devido ao fato de os microinversores ficarem abaixo do painel, na instalação ocorre uma redução no uso de cabo solar, todavia há um aumento no uso de cabo do tipo PP para a parte CA. O campo PP é utilizado para conectar o sistema fotovoltaico à rede elétrica da residência, sendo necessário a instalação de um quadro QGBT contendo dois dispositivos de proteção contra surtos DPSs com o intuito de proteger a ligação CA e um disjuntor, que quando acionado realiza a conexão. Esse mesmo quadro QGBT também é instalado no sistema com inversor string, a figura 3.16 mostra como deve ser feita a instalação e como fica fixado na parede.

Figura 3.16- String Box CA

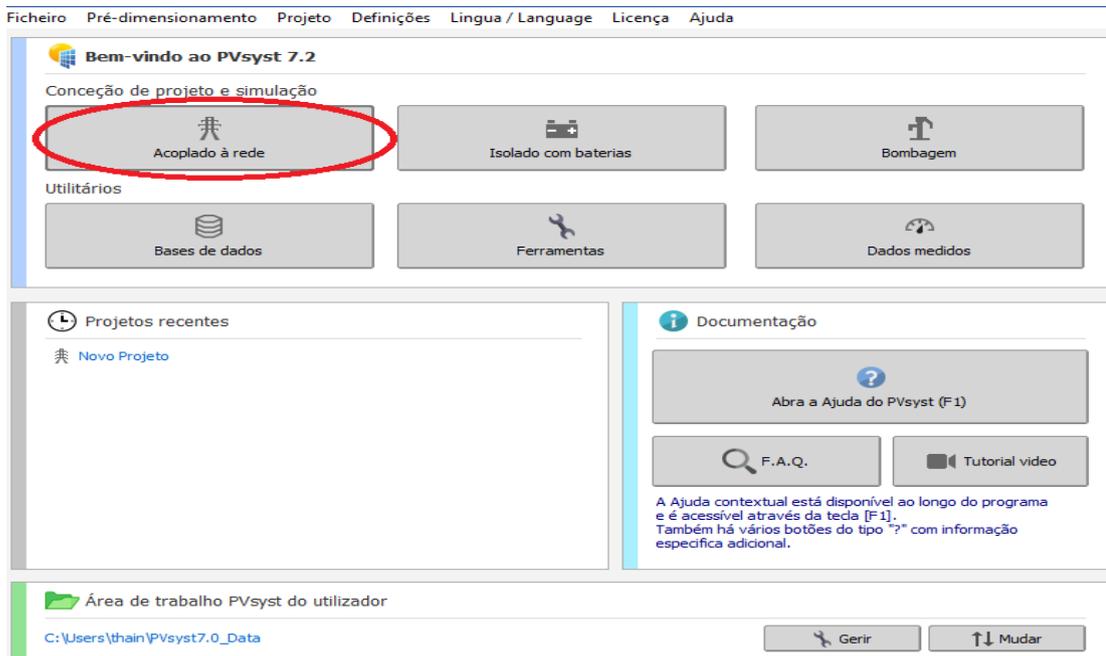


Fonte: Própria autoria, 2022.

3.7 Simulação Dos Sistemas

O software utilizado para essa simulação foi o PVSYST 7.2. O software foi iniciado e para dar continuidade ao projeto foi escolhida a tipologia “Acoplado à Rede”. A figura 3.17 mostra o primeiro passo para a realização da simulação. Não foram levadas em consideração as perdas dos sistema, com isso não foram adicionados parâmetros de perdas.

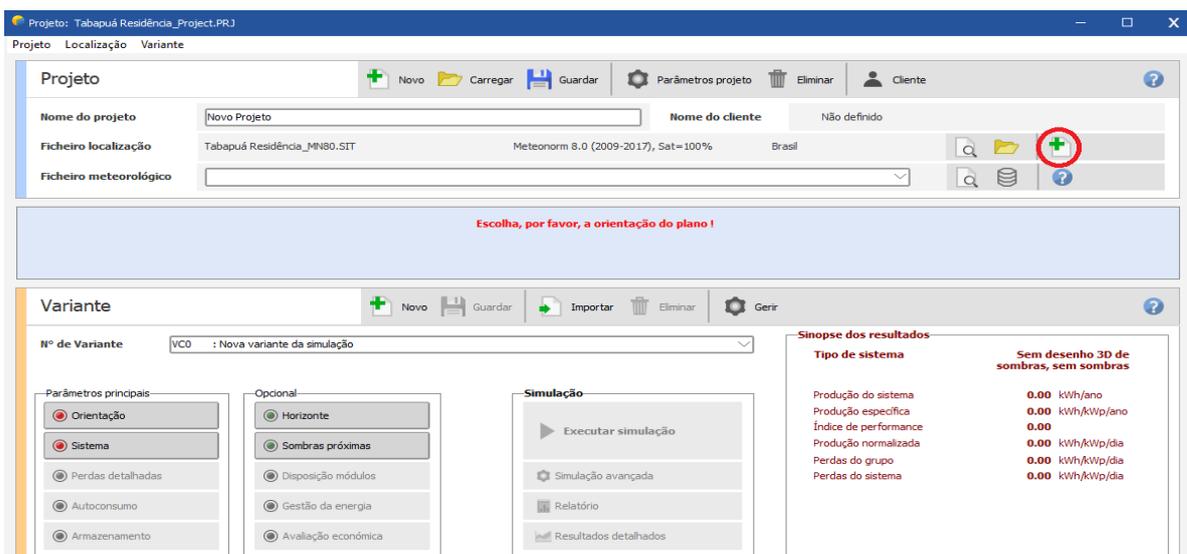
Figura 3.17- 1º passo para simulação



Fonte: PVSYST 7.2, 2022.

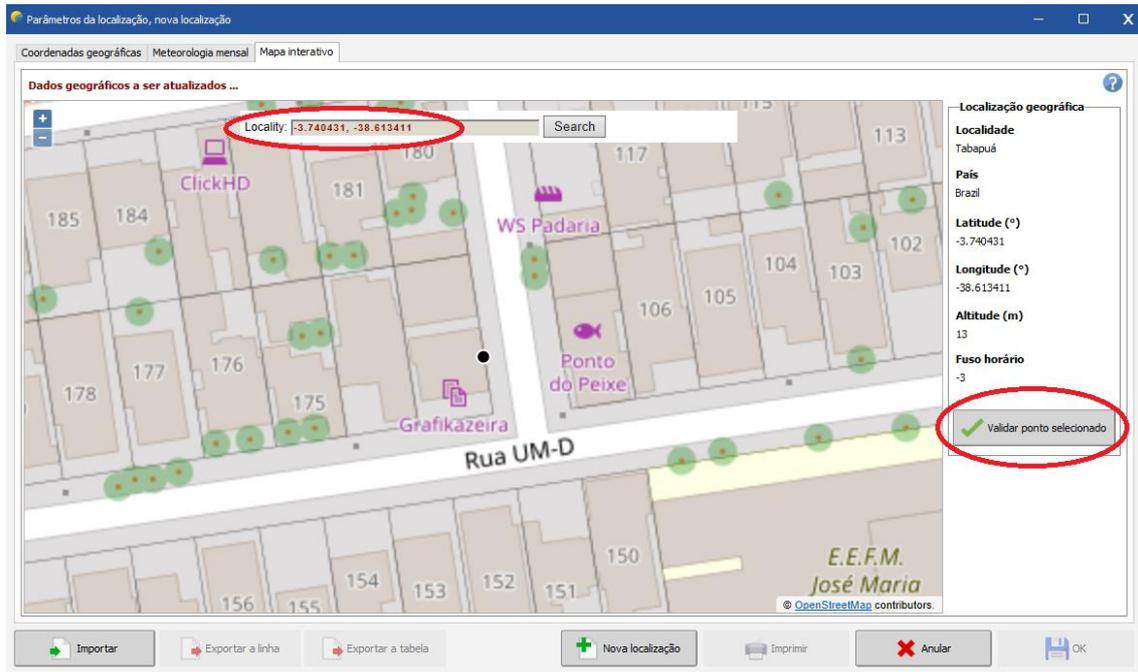
Após escolhido o modelo, foi necessário cadastrar no sistema a localização da residência. Foi selecionada a imagem com um sinal de “+” à direita da tela, como mostra a figura 3.18. Após isso, foram utilizadas as coordenadas geográficas em graus decimais para cadastrar a localização da residência. Após inseridas as coordenadas, latitude e longitude respectivamente, foi necessário validar o ponto selecionado como demonstra a figura 3.19.

Figura 3.18 - 2º passo para simulação



Fonte: PVSYST 7.2, 2022

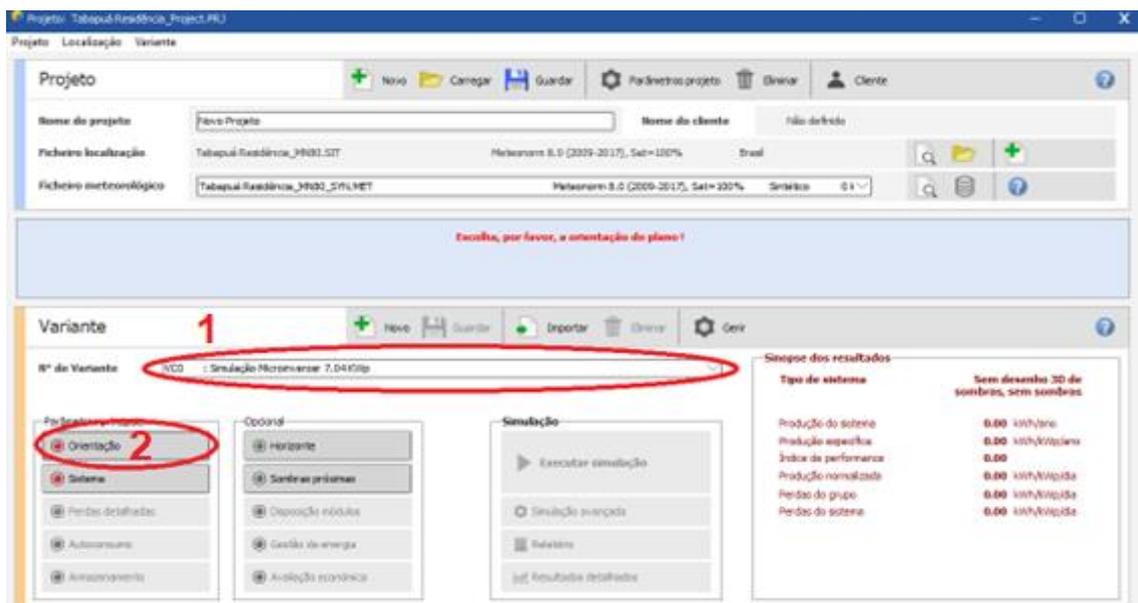
Figura 3.19- 3º passo para simulação



Fonte: PVSYS 7.2, 2022.

Logo depois de ser cadastrado a nova localização, foi necessário definir um nome para a simulação. Após definido o nome, foi selecionada a opção “orientação” como mostra a figura 3.20.

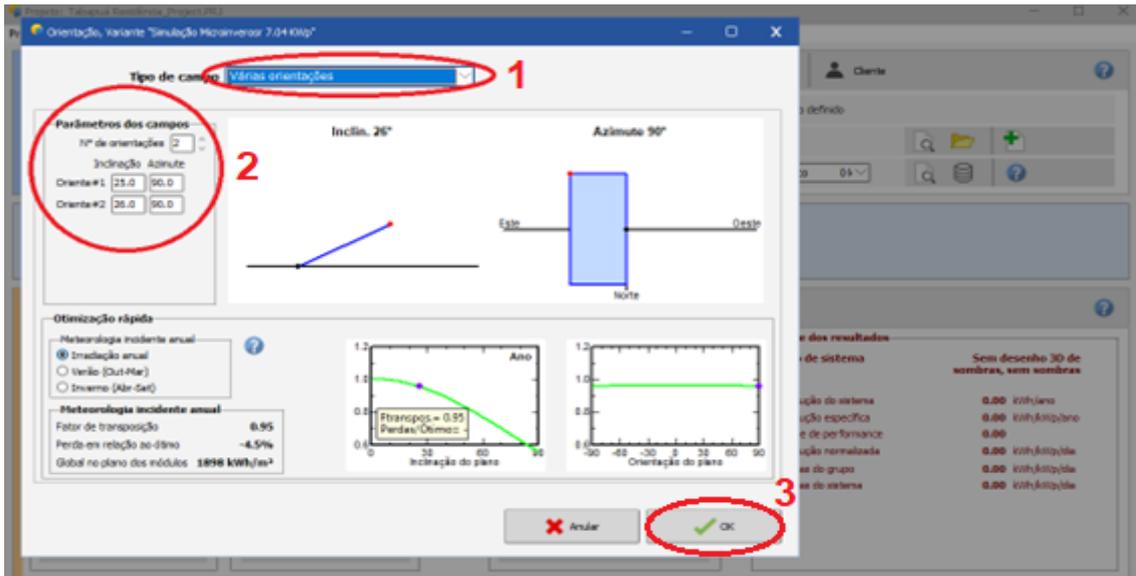
Figura 3.20- 4º passo para simulação



Fonte: PVSYS 7.2, 2022.

Em “orientação” primeiro foi necessário definir o tipo de campo. Como o telhado da residência possui a queda de forma curva, foi escolhida a opção “várias orientações” como tipo de campo. Após isso, foi necessário definir os parâmetros dos campos, foi definida duas orientações, uma com 25° e outra com 26°, ambas com azimuth 90° e assim selecionada a opção “OK”. O passo a passo é demonstrado na figura 3.21.

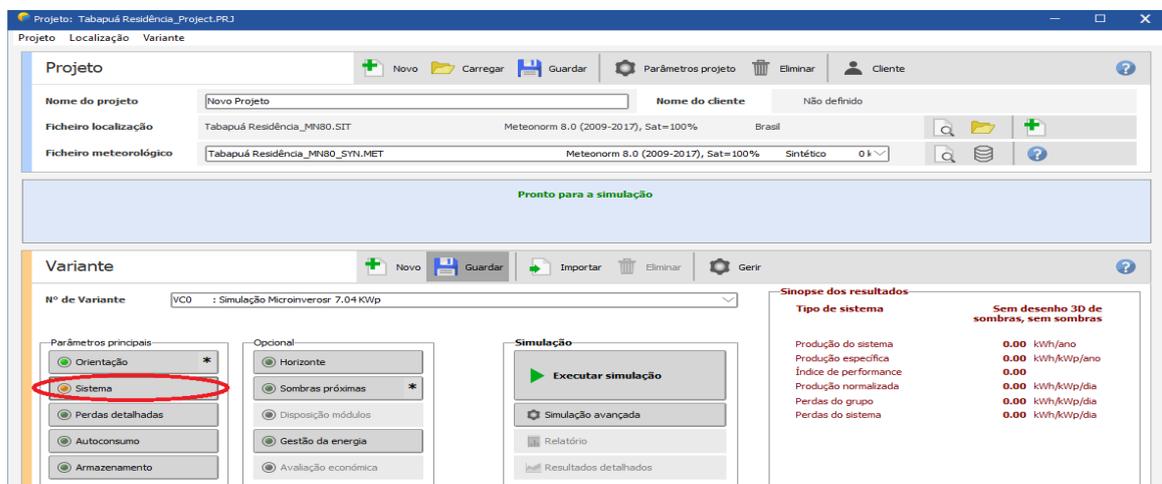
Figura 3.21- 5º passo para simulação.



Fonte: PVSYST 7.2, 2022.

Após definida a orientação, foi selecionada a opção “sistema” como demonstra a figura 3.22. Em sistema, foram definidas todas as características técnicas do sistema.

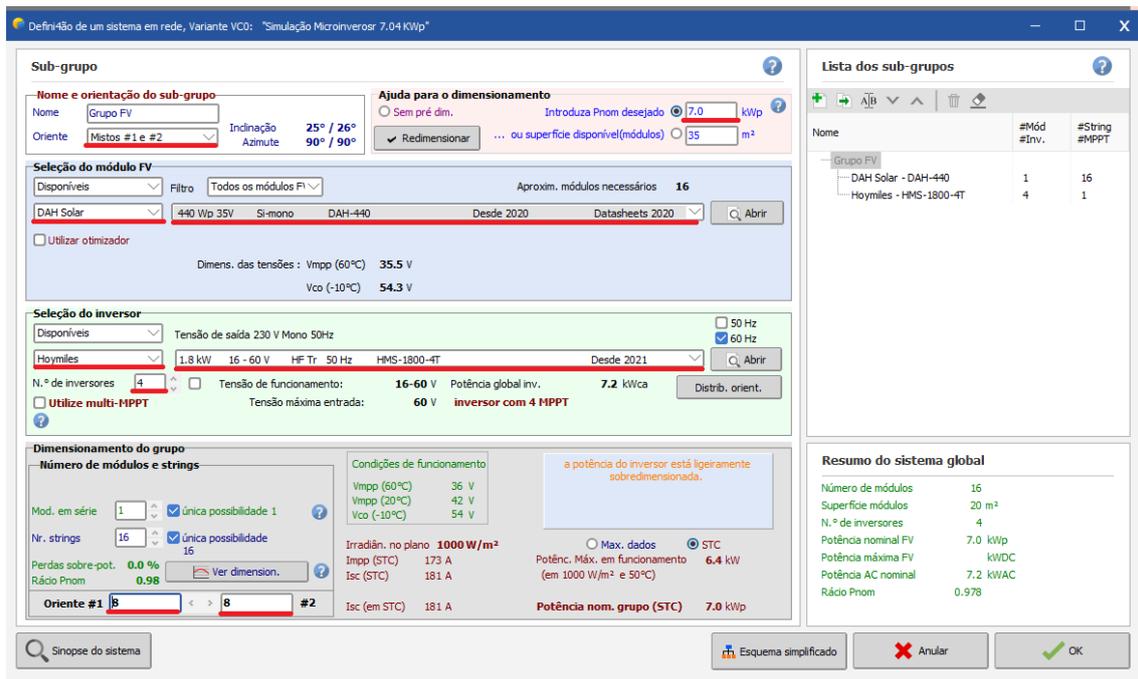
Figura 3.22 - 6º passo para simulação.



Fonte: PVSYST 7.2, 2022.

Primeiramente, foi definida a potência do sistema. Em “seleção de inversor” foi definida a marca do módulo solar e o modelo. Após escolhido o modelo correto do módulo, em “seleção do inversor” foi escolhido também a marca, o modelo e a quantidade de microinversores. Após isso, foi feita uma checagem nos dados técnicos dos painéis e dos microinversores com o intuito de garantir que ambos estavam de acordo com o datasheet disponibilizado pela marca. A figura 3.23 demonstra como foi realizado o 7º passo.

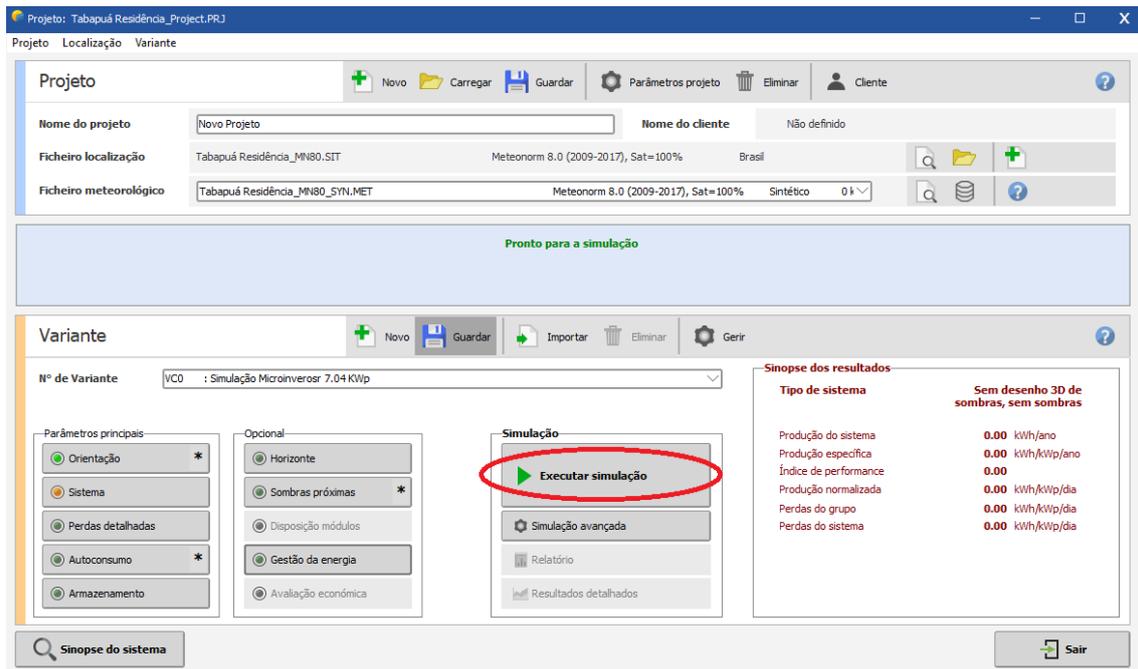
Figura 3.23 - 7º passo da simulação



Fonte: PVSYS 7.2, 2022.

A última etapa foi selecionar a opção “executar simulação” e a simulação foi realizada como mostra a figura 3.24. Como o telhado da residência não está disposto a nenhum ponto de sombreamento fixo, não foi adicionado nenhum dado sobre sombreamento.

Figura 3.24– 8º passo a simulação



Fonte: PVSYST 7.2, 2022.

Foram realizadas duas simulações, repetindo o passo a passo apresentado.

- Simulação do sistema com inversor;
- Simulação do sistema com microinversor;

Todas as simulações foram realizadas utilizando os parâmetros técnicos dos materiais apresentados e também utilizando os mesmos dados de entrada: orientação, sombreamento, irradiação solar e dados meteorológicos.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O capítulo de resultados e discussões será dividido em dois tópicos sendo estes: geração e custos.

4.1 Geração

O equipamento utilizado para registro de dados de geração do sistema com Inversor Solis 1-P5K-4G, é o monitoramento de fábrica Pen WiFi/GPRS que foi configurado logo após o término da instalação. Na imagem 4.1 é apresentado o data logger do inversor Solis que é responsável por enviar os dados coletados para o aplicativo Solis Home. Este equipamento é conectado ao inversor string e é possível acessar os dados coletados pelo App Solis Home disponível para IOS e Android e também por meio do site <https://m.ginlong.com/main.html>.

Figura 4.1: Data Logger Inversor Solis 1-P5K-4G

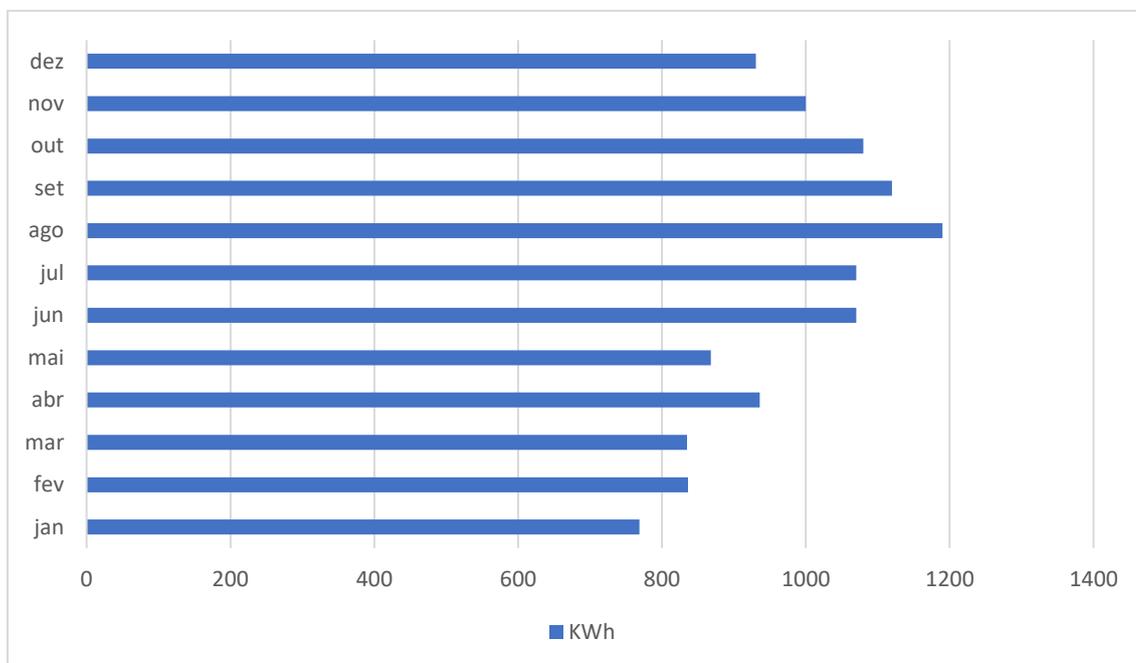


Fonte: Ginlong Technologies, 2020.

A análise de resultados irá utilizar um intervalo de 1 ano. Durante esse período o sistema teve uma geração média de 974,56 kWh/mês superando em 10.61% a quantidade de energia que foi dimensionada em 881,07 kWh/mês. A produção total de energia do sistema foi de 11.694,80 kWh no intervalo indicado. A produção específica do sistema foi de 1661,19

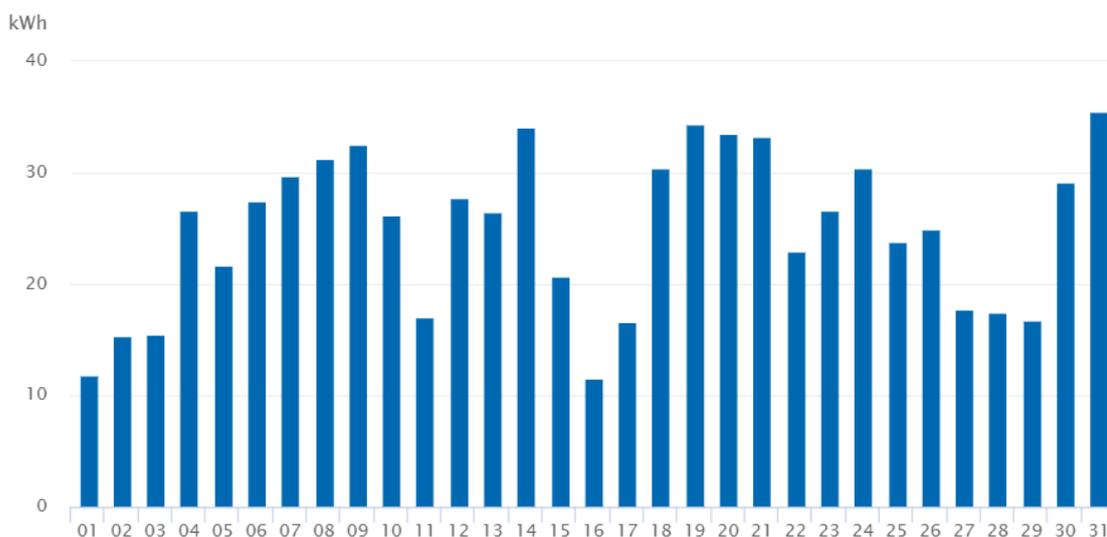
KWh/KWp/ano. O gráfico 4.1 mostra a produção mensal de energia com o inversor solis já instalado.

Gráfico 4.1- Produção de energia com inversor *string* instalado



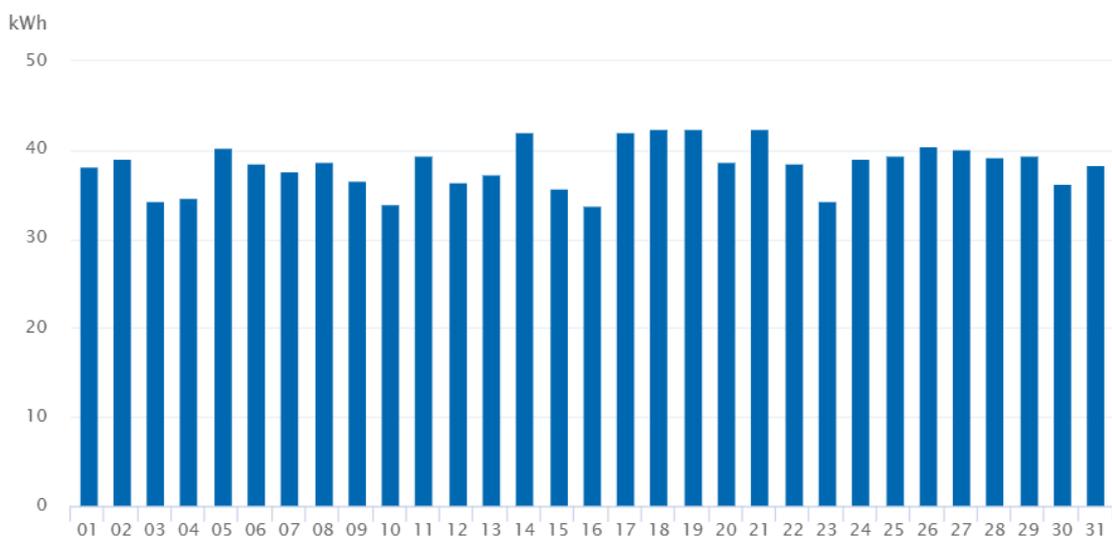
É perceptível pelo gráfico 4.1 que nos meses de janeiro a março há uma menor geração de energia e isso se dá pelo fato de ser o período chuvoso na região, com isso há uma menor incidência solar. O mês em que ocorre uma menor geração de energia é o mês de janeiro de 2022. A geração de energia nesse mês foi de apenas 766,8 KWh com uma média de apenas 24,73 KWh/dia. O gráfico 4.2 mostra a geração diária de energia no mês de janeiro de 2022.

Gráfico 4.2 – Produção de energia diária no mês de menor geração do sistema com inversor



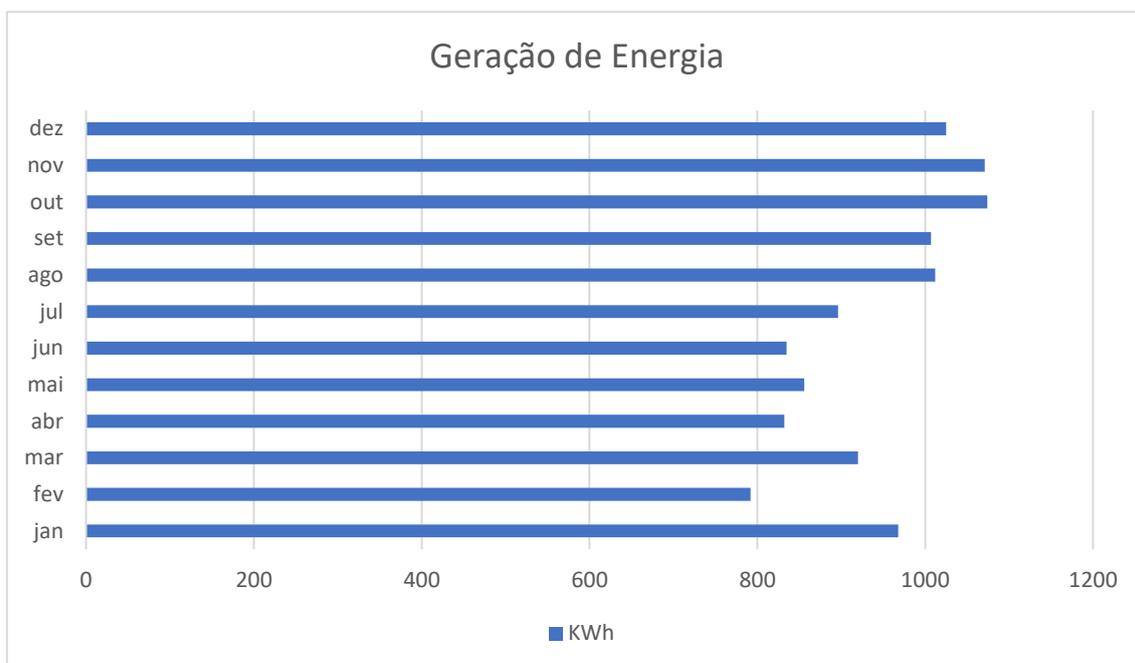
O mês em que ocorreu maior geração de energia foi o mês de agosto totalizando um valor de 1.188,00 KWh de energia gerada e média de 38,32 KWh/dia. Quando comparado ao mês de menor geração, existe um aumento de 35,45% na geração. O gráfico 4.3 mostra como foi a geração de energia no mês de agosto de 2021.

Gráfico 4.3- Produção de energia diária no mês de maior geração do sistema com inversor



Após realizada a simulação que utilizou as especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos e do inversor string foram obtidos os resultados que estão apresentados no gráfico 4.4.

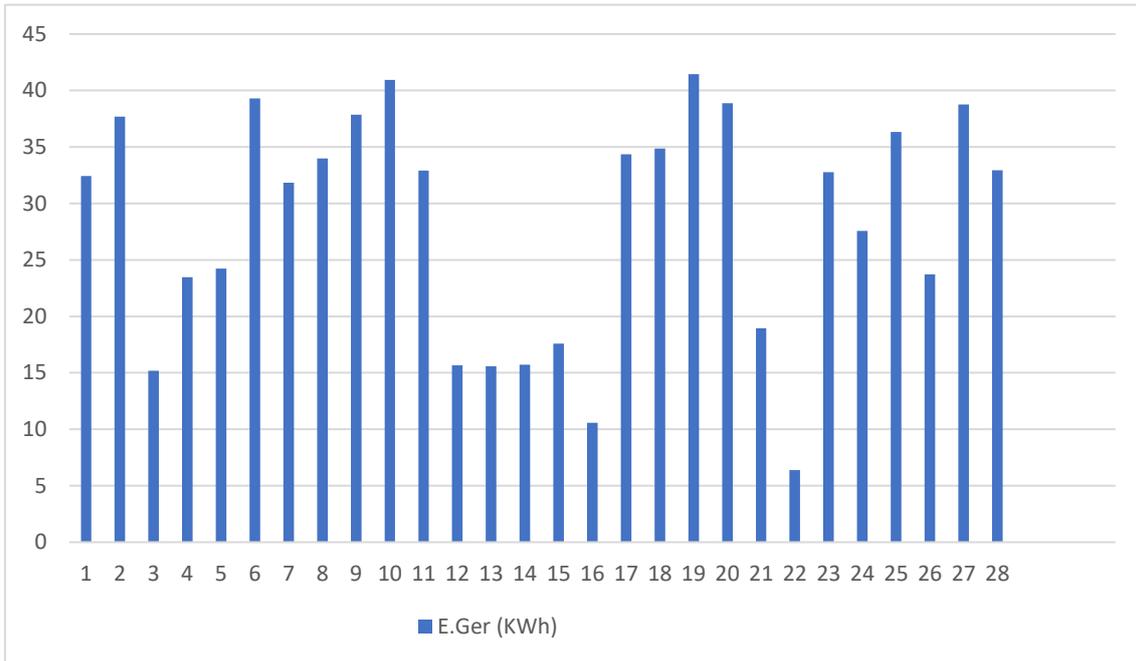
Gráfico 4.4: Geração mensal para o sistema simulado com inversor *string*.



Durante o período de simulação o sistema teve uma geração média de 940,75 kWh/mês superando em 6,77% a quantidade de energia que foi dimensionada em 881,07 KWh/mês. A produção total de energia do sistema foi de 11.289,00 KWh no intervalo indicado. A produção específica do sistema foi de 1.568,00 KWh/KWp/ano.

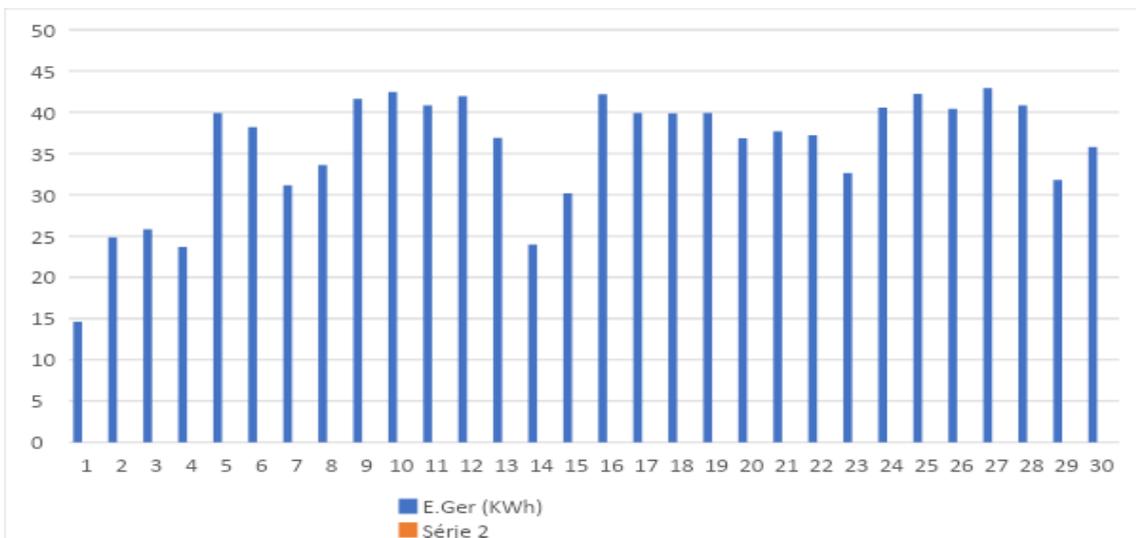
De acordo com o gráfico 4.4 pode-se perceber que o mês de fevereiro, abril e junho, são os meses que ocorrem a menor geração de energia, isso ocorre, pois, a geração é diretamente proporcional aos dados de irradiação solar utilizados. O mês em que ocorre uma menor geração de energia é o mês de fevereiro. A geração de energia nesse mês foi de apenas 792,0 KWh com uma média de apenas 28,28 KWh/dia, tendo sua pior geração no dia 22/02 com apenas 6,15 KWh gerados e sua melhor geração no dia 19/02 com 41,45 KWh gerados. O gráfico 4.5 mostra a geração diária de energia no mês de fevereiro durante a simulação.

Gráfico 4.5- Mês com pior geração de energia no sistema com inversor simulado



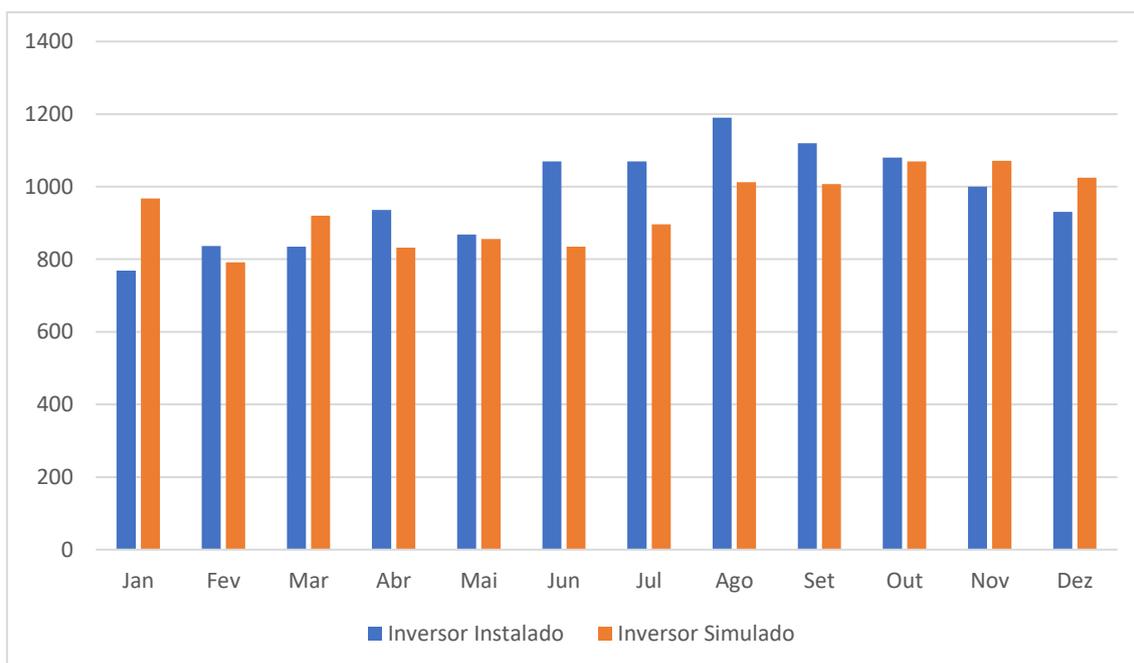
O mês em que ocorreu maior geração de energia na simulação foi o mês de novembro com um total de 1.071,00 KWh de energia gerada e média de 35,70 KWh/dia, tendo sua pior geração no dia 01/11 com apenas 14,62 KWh e com melhor geração no dia 27/11 com 42,94 KWh gerados. Quando comparado ao mês de menor geração, existe um aumento de 35,22% na geração. O gráfico 4.6 mostra como foi a geração de energia no mês de novembro durante a simulação.

Gráfico 4.6: Mês com melhor geração de energia no sistema com inversor simulado



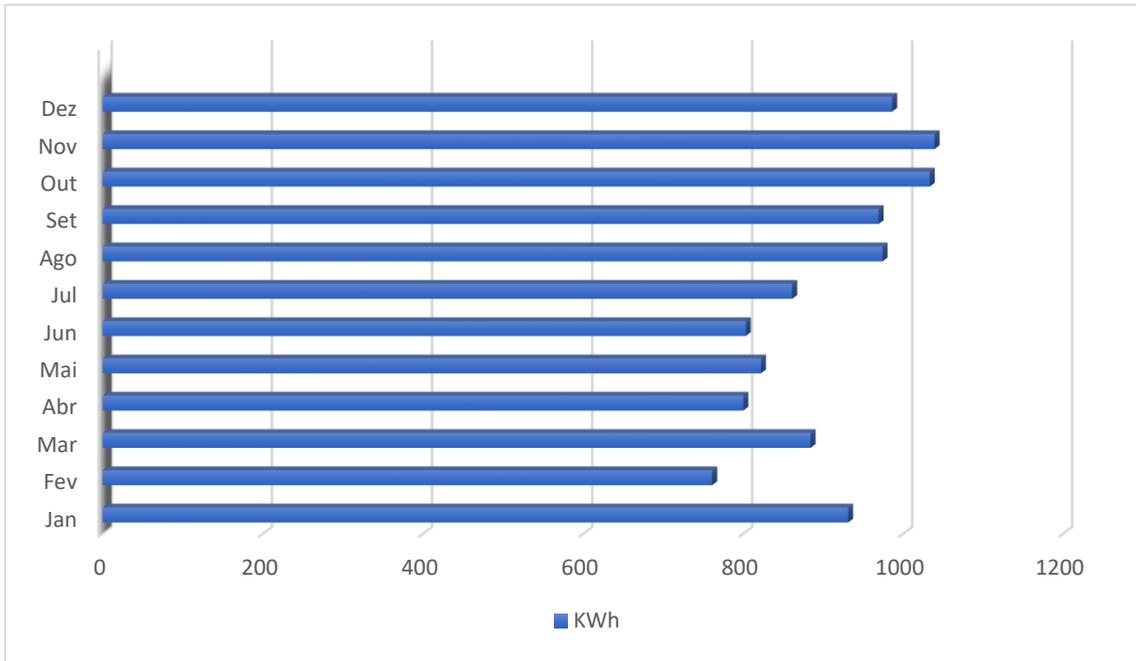
Comparando os sistemas com inversor string (sistema instalado versus sistema simulado) é possível perceber que o sistema que está instalado tem uma produção de energia ligeiramente melhor, com uma diferença de 405,8 KWh no ano, o equivalente a 3,4% no ano. O gráfico 4.7 demonstra a comparação mês a mês entre o sistema com inversor instalado e simulado.

Gráfico 4.7- Comparação mês a mês entre o sistema com inversor instalado e simulado



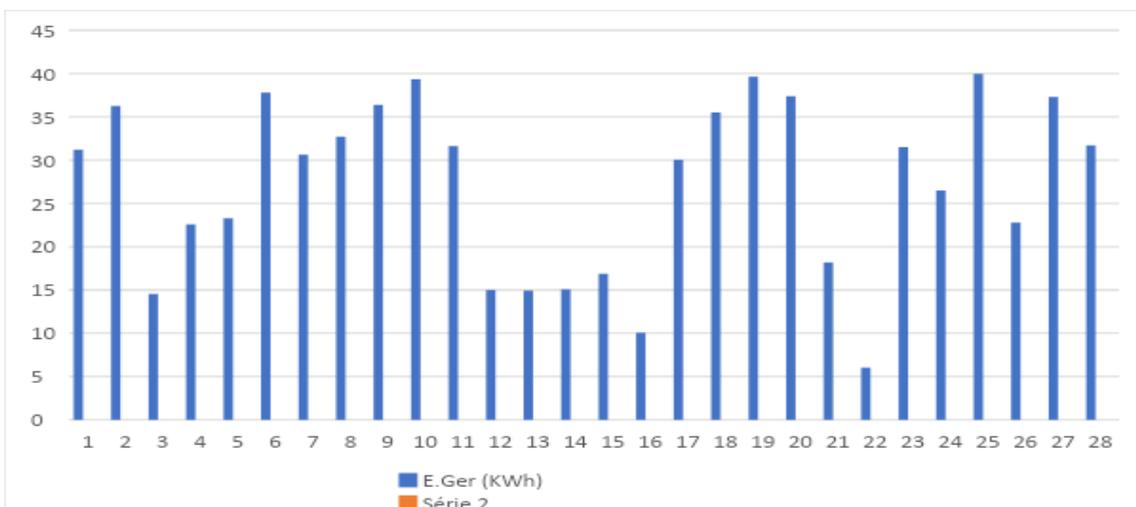
Para a análise de resultados do sistema simulado considerando agora a utilização do microinversor também foi levado em conta um intervalo de 1 ano. Após ser realizada a simulação que utilizou das especificações técnicas dos equipamentos utilizados, os resultados foram obtidos. Durante esse período o sistema teve uma geração média de 904,41 kWh/mês superando em 2,64% a quantidade de energia que foi dimensionada em 881,07 kWh/mês. A produção total de energia do sistema foi de 10.853,00 kWh no intervalo indicado. A produção específica do sistema foi de 1.542,00 kWh/KWp/ano. O gráfico 4.8 mostra a geração de energia mês a mês do sistema com microinversor simulado.

Gráfico 4.8 - Geração de energia mês a mês do sistema com microinversor simulado



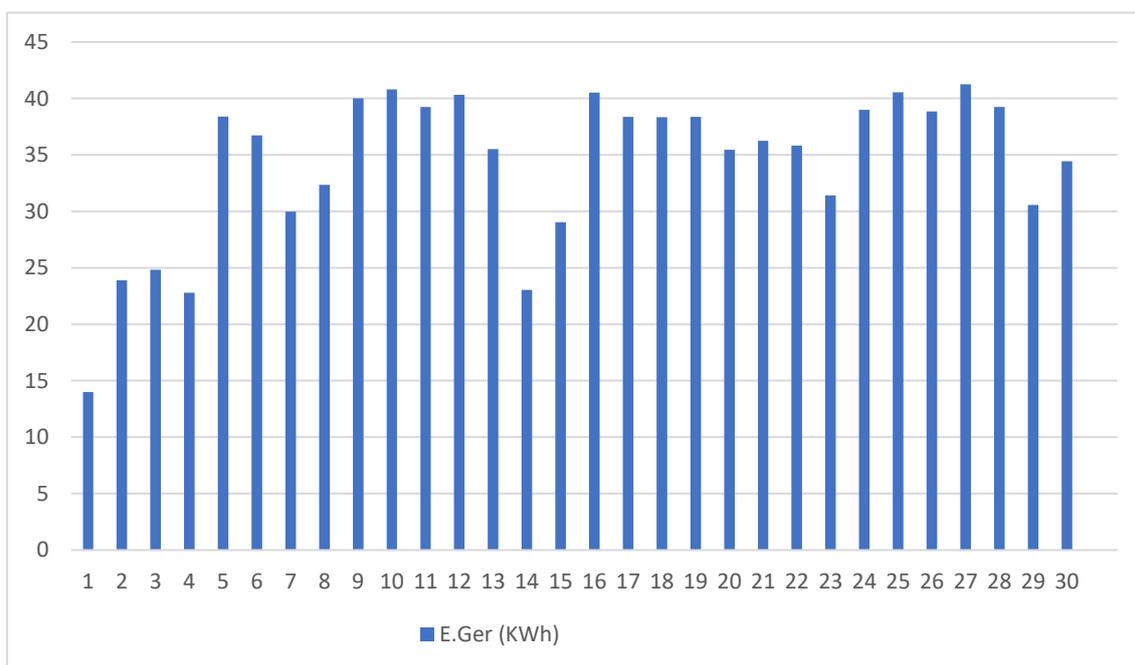
De acordo com o gráfico pode-se perceber que o mês de fevereiro, abril e junho, são os meses que ocorrem a menor geração de energia, isso ocorre, pois, a geração é diretamente proporcional aos dados de irradiação solar utilizados. O mês em que ocorre uma menor geração de energia, é o mês de fevereiro. A geração de energia nesse mês foi de apenas 761,0 KWh com uma média de 27,17 KWh/dia, tendo sua pior geração no dia 22/02 com apenas 6,03 KWh gerados e sua melhor geração no dia 25/02 com 39,95 KWh gerados. O gráfico 4.9 mostra a geração diária de energia no mês de fevereiro durante a simulação.

Gráfico 4.9- Geração diária de energia do mês com pior geração de energia do sistema com microinversor simulado



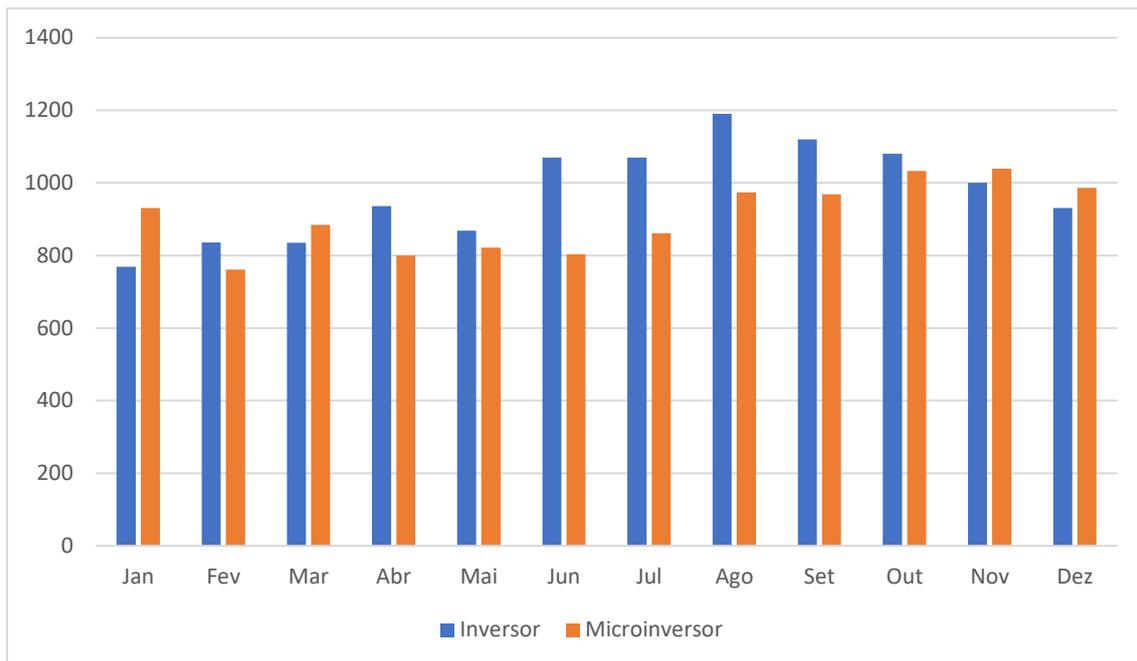
O mês em que ocorreu maior geração de energia na simulação foi o mês de novembro com um total de 1.039,00 KWh de energia gerada e média de 34,63 KWh/dia, tendo sua pior geração no dia 01/11 com apenas 14,00 KWh e com melhor geração no dia 27/11 com 41,26 KWh gerados. Quando comparado ao mês de menor geração, existe um aumento de 36,53% na geração. O gráfico 4.10 mostra como foi a geração de energia no mês de novembro durante a simulação.

Gráfico 4.10: Geração diária de energia do mês com melhor geração de energia do sistema com microinversor simulado



Analisando os resultados obtidos através da simulação e também do sistema de monitoramento do inversor, é possível perceber que o sistema com inversor *string* tem uma geração total superior, sendo a diferença um total de 841,8 KWh no ano. É possível perceber também, que a geração simulada possui uma menor oscilação na produção mês a mês com o desvio padrão de apenas 96,23 KWh, já o sistema com inversor *string* instalado possui um desvio padrão de 132,59 KWh. O gráfico 4.11 mostra a comparação mês a mês entre a geração de energia entre o sistema com inversor e o sistema com microinversor.

Gráfico 4.11- Comparação mês a mês entre a geração de energia entre o sistema com inversor instalado e o sistema com microinversor.

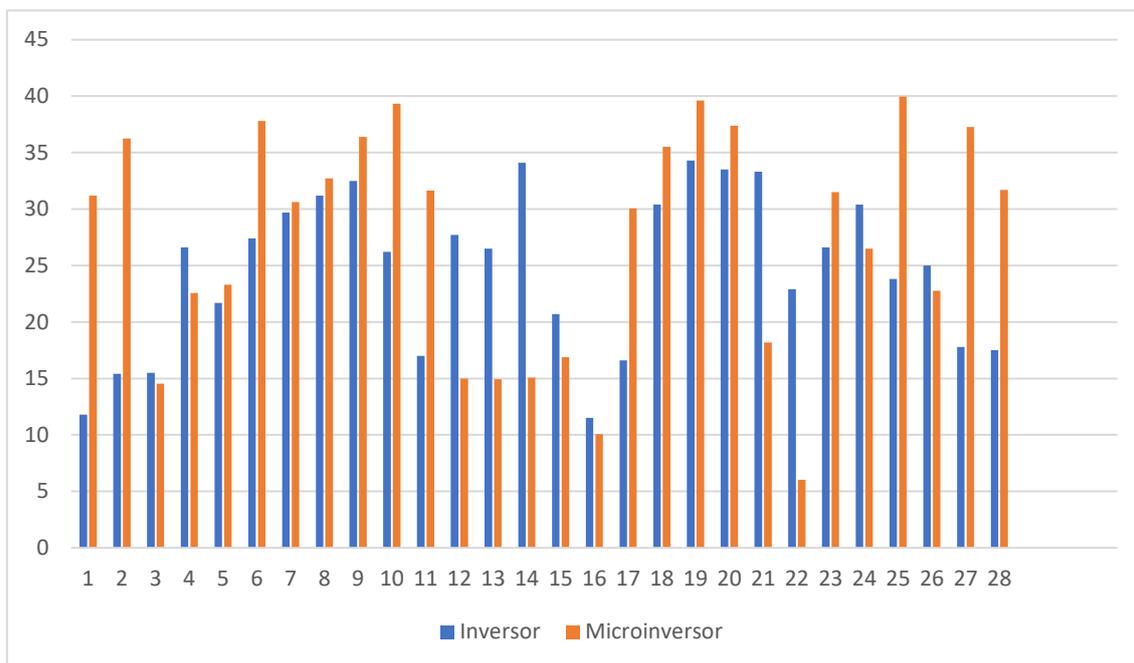


Observando o gráfico 4.11 é possível perceber que em apenas 4 meses do ano o sistema com microinversor supera a geração do sistema com inversor, sendo esses os meses de janeiro, março, novembro e dezembro.

Comparando os meses de pior geração dos dois sistemas, é notado que o sistema com inversor *string* apresenta uma geração média de apenas 0,76% maior que o sistema com microinversor. Foi comparado também o dia de menor geração no sistema com inversor *string* 11,5 KWh, que é 90,71% maior que o pior dia de geração do sistema com microinversor 6,03 KWh. A média diária de geração no mês de janeiro do sistema com microinversor é 9,86% maior do que a média diária do mês de janeiro do sistema com inversor *string* com isso é possível perceber que se os meses tivessem o mesmo número de dias a geração total do pior mês do sistema com microinversor seria maior que o do mês com inversor *string*.

Isso pode ser explicado pelo fato de os meses de pior geração serem os meses com maior incidência de chuva, logo os painéis fotovoltaicos ficam mais expostos a sombreamento parcial ou total causados pela grande quantidade de nuvens, então como os microinversores tem uma melhor eficiência quando há incidência de sombreamento, sua geração seria melhor durante os períodos chuvosos. O gráfico 4.12 mostra a comparação diária dos meses de menor geração de ambos os sistemas.

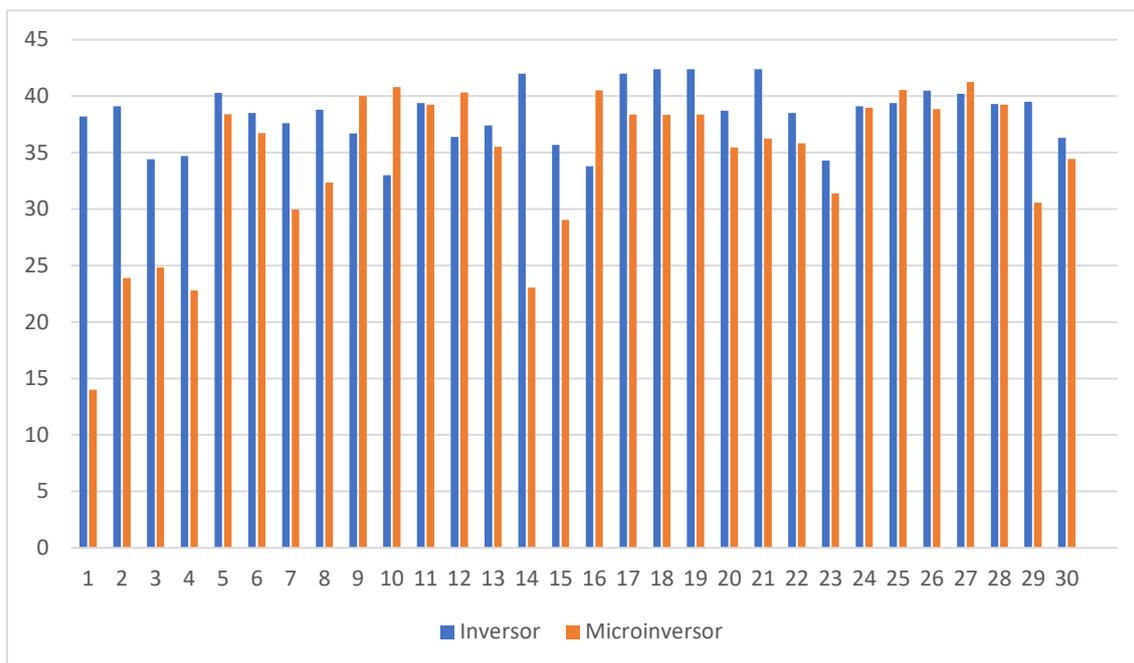
Gráfico 4.12- Comparação diária dos meses de menor geração do sistema com inversor instalado e microinversor simulado



Comparando os meses de melhor geração dos dois sistemas, é notado que o sistema com inversor *string* apresenta uma geração média de 10,65% maior que o sistema com microinversor. Foi comparado também o dia de maior geração no sistema com inversor *string*: 42,4 kWh que é apenas 2,71% maior que o melhor dia de geração do 41,26 KWh gerados pelo sistema com microinversor. A média diária de geração no mês do sistema com microinversor, 34,63 KWh/dia é 14,52% menor do que a média diária do sistema com inversor *string*, 39,66 KWh/dia.

Isso pode ser explicado pelo fato de o inversor ter 97,8% de eficiência contra apenas 96,7% de eficiência do microinversor, por esse fato, em situações como essa, onde não há pouca incidência de sombreamento e todos os módulos estão dispostos para a mesma orientação, a geração de energia utilizando inversor *string* é superior à de sistemas que utilizam microinversor. O gráfico 4.13 mostra a comparação diária dos meses de maior geração de ambos os sistemas.

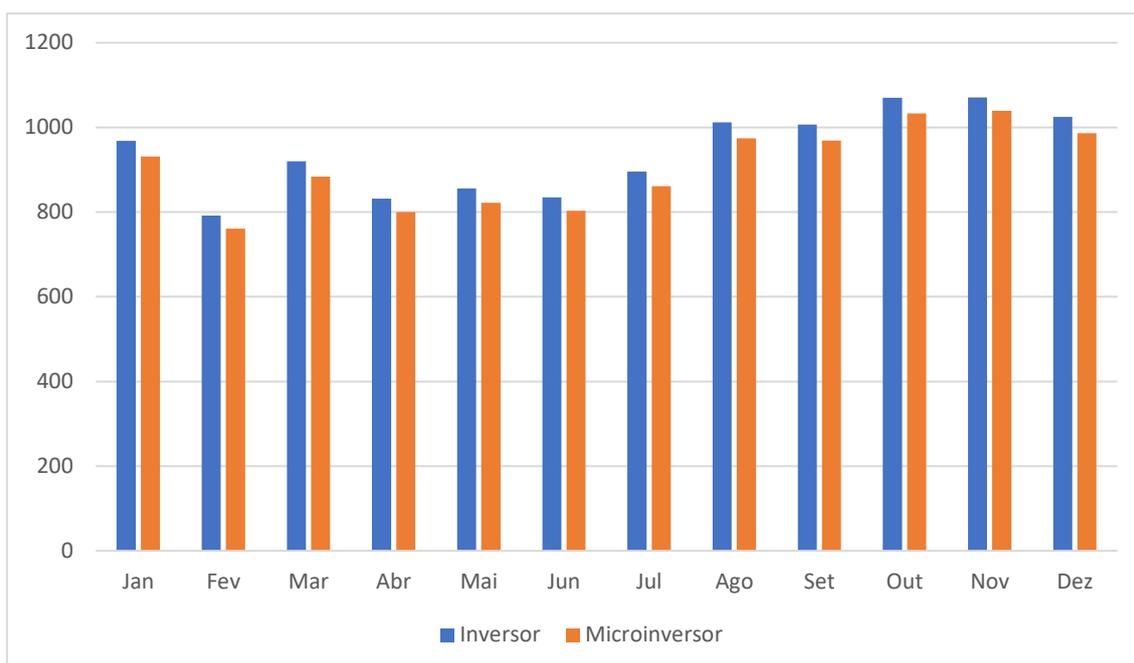
Gráfico 4.13- comparação diária dos meses de maior geração do sistema com inversor instalado e microinversor simulado



É importante observar que a simulação utilizou de dados meteorológicos e de irradiação coletados do software PVSYST. Já para o sistema instalado, os dados foram coletados do monitoramento do inversor, sendo dados reais de geração. Com isso, ocorre que a comparação não é totalmente justa, pois a irradiação solar e a meteorologia são diretamente proporcionais à produção de energia. Com o intuito de demonstrar de uma maneira mais precisa foi realizada a simulação do sistema com inversor string utilizando os mesmos dados meteorológicos e de irradiação solar utilizados nas simulações com microinversor.

Realizando agora a comparação entre o sistema com microinversor simulado e o com inversor simulado é possível perceber que da mesma forma que para o sistema instalado, a geração do sistema com inversor simulado é superior, sendo a diferença um total de 436 KWh no ano, o equivalente a 4,02%. O desvio padrão do sistema com microinversor é de 96,23 KWh, já o sistema com inversor string possui um desvio padrão de 98,04 KWh. O gráfico 4.14 mostra a comparação mês a mês entre a geração de energia entre o sistema com inversor e o sistema com microinversor.

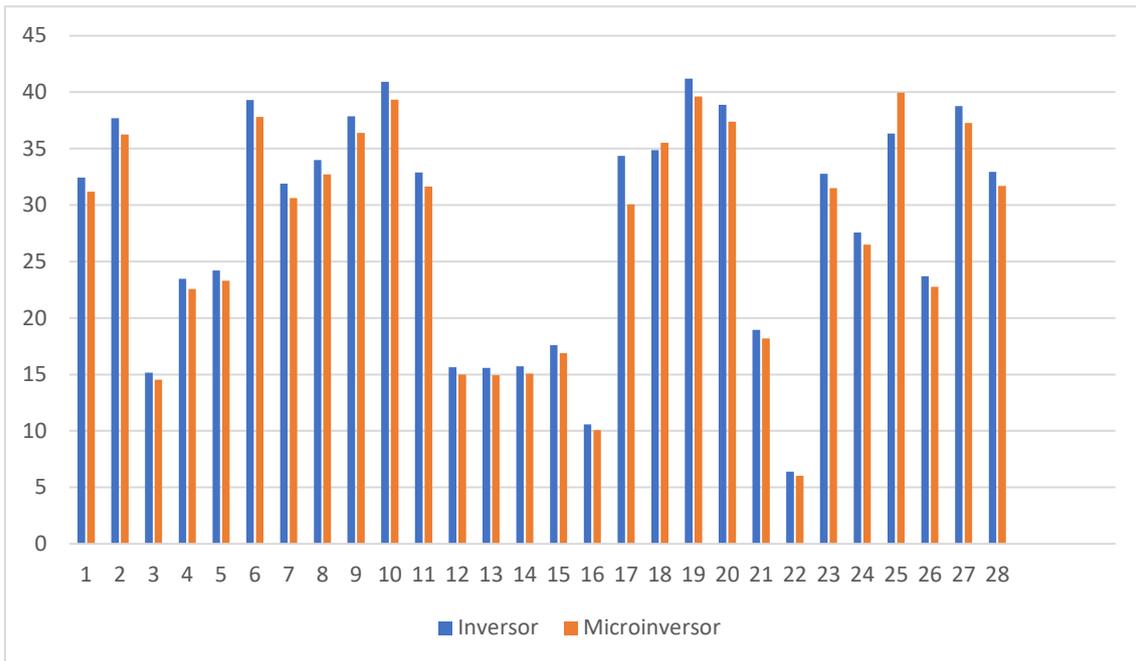
Gráfico 4.14- - Comparação mês a mês entre a geração de energia entre o sistema com inversor simulado e o sistema com microinversor simulado



Observando o gráfico 4.14 é possível perceber que em nenhum mês do ano o sistema com microinversor consegue superar a geração do sistema com inversor. É possível perceber também que os meses de melhor geração e os meses de pior geração são os mesmos. A melhor geração dos sistemas com inversor pode ser explicada por sua eficiência, como não existe ponto fixo de sombreamento nem orientações diferentes dos módulos, não há uma extrema necessidade de se ter vários MPPTs na instalação.

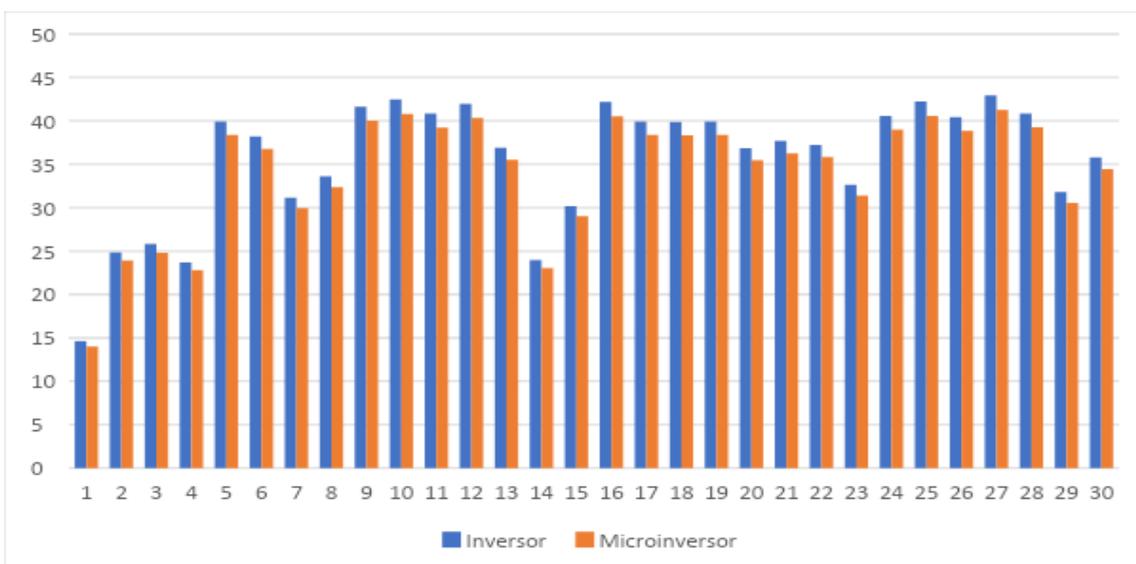
Comparando os meses de menor geração entre os sistemas simulados, é possível perceber que em todos os dias do mês, exceto no dia 25/02 o sistema com inversor *string* supera em geração o sistema com microinversor, sendo uma diferença de 4.07% a mais de geração para o sistema com inversor *string*. Isso demonstra que por sua eficiência ser um pouco melhor, acaba afetando diretamente a produção de energia, subentendendo que mesmo nos períodos onde a irradiação solar é mais baixa o inversor consegue se mostrar mais adequado.

Gráfico 4.15- Comparação diária dos meses de menor geração do sistema com inversor simulado e microinversor simulado



Comparando os meses de maior geração entre os sistemas simulados, é possível perceber também, que a geração com inversor *string* é superior, sendo 3,07% maior, isso demonstra mais uma vez sua melhor eficiência.

Gráfico 4.16- comparação diária dos meses de menor geração do sistema com inversor simulado e microinversor simulado



4.2 Custos

Foi realizada uma análise de custos simplificada de cada sistema. A soma de todos os recursos necessários para a realização do projeto define o custo final do projeto. A Tabela 4.1 especifica o valor de cada um desses recursos até que por fim demonstra o valor final do projeto.

Tabela 4.1: Valor do Projeto à vista do sistema com inversor

Recursos Utilizados	Valor
Kit Fotovoltaico	R\$ 19.644,24
Instalação + Material CA	R\$ 2.500,00
Homologação + ART	R\$ 1.700,00
Valor Total	R\$ 23.844,24

Fonte: Própria Autorial

A tabela 4.1 demonstra o valor final passado ao proprietário da residência. Como se trata de um alto investimento, nesse caso foi optado pelo financiamento bancário. O financiamento foi realizado junto ao Banco Votorantim (BV) com carência de 90 dias. O valor total de R\$ 23.844,24 foi o mesmo valor financiado. No total, o gerador fotovoltaico foi financiado em 36 parcelas de R\$ 863,99 com juros mensais de 0,75% ao mês, ficando um valor final de R\$ 31.103,64 totalizando juros finais de 30,44%.

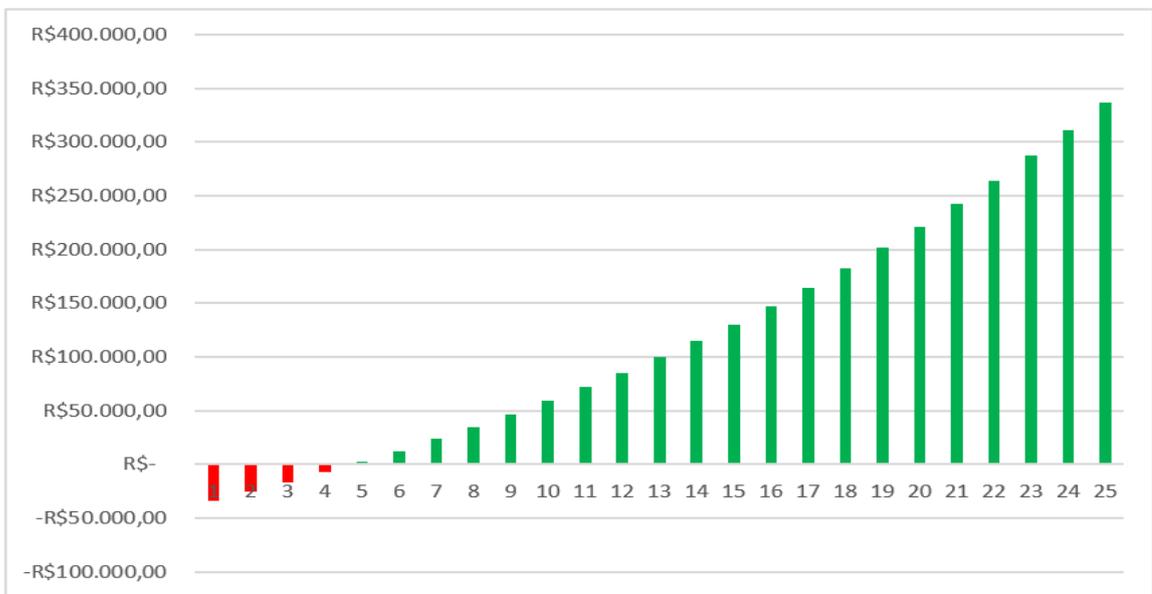
O tempo de retorno (payback) do investimento feito para o sistema com inversor string seria de 2 anos e 10 meses caso o pagamento tivesse sido feito à vista. Nesse caso, a taxa interna de retorno (TIR) seria de 41,83% obtendo um valor presente líquido (VPL) de R\$ 355.138,34 ao final de 25 anos (conforme Gráfico 4.17). A taxa de lucratividade seria então de 15,89% por ano. O gráfico 4.17 demonstra o tempo de payback do sistema com o inversor.

Gráfico 4.17- Tempo de payback do sistema com inversor pago à vista



Todavia, como o sistema foi pago de forma financiada, a TIR foi de apenas 33,67% com um VPL de R\$ 347.878,94 (conforme Gráfico 4.18). Ou seja, a taxa de lucratividade é 12,18% ao ano. O período de retorno para o investimento seria então de 3 anos e 8 meses, 10 meses a mais do que se o sistema estivesse sendo pago à vista. O gráfico 4.18 mostra tempo de payback do sistema com inversor pago através de financiamento.

Gráfico 4.18- Tempo de payback do sistema com inversor pago através de financiamento.



Tratando agora do sistema simulado com microinversor, os custos previstos para implementação do projeto estão apresentados na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Valor do Projeto a vista do sistema com microinversor

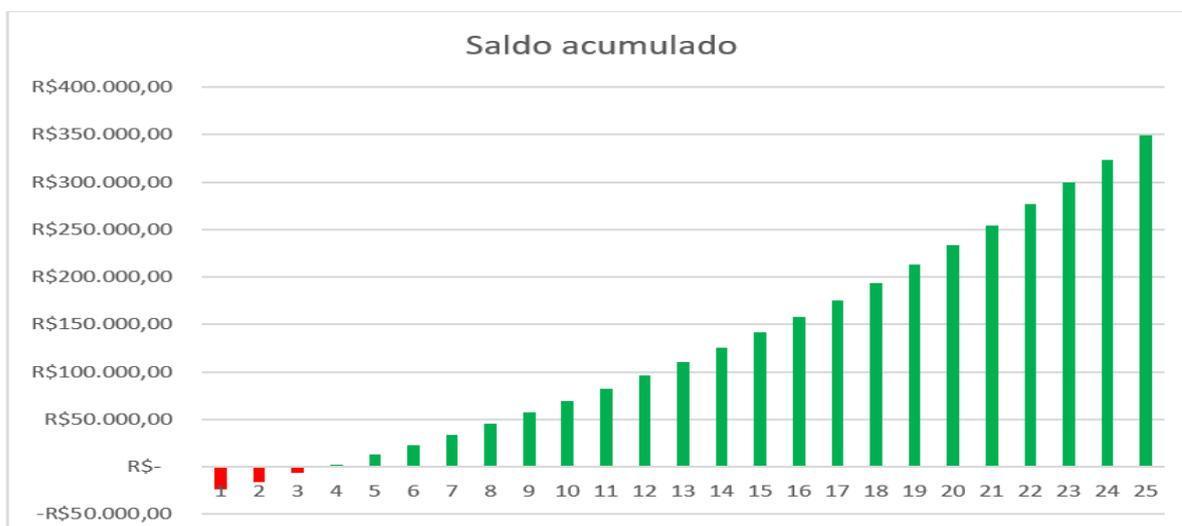
Recursos Utilizados	Valor
Kit Fotovoltaico	R\$ 27.059,42
Instalação + Material CA	R\$ 3.443,70
Homologação + ART	R\$ 1.700,00
Valor Total	R\$ 32.203,12

A tabela 4.2 demonstra a simulação do valor final que seria oferecido ao proprietário da residência. Como o sistema com inversor *string* foi pago por meio de financiamento bancário, foi suposto que o sistema com microinversor também seria.

Foram utilizados os mesmos dados de financiamento (taxa de juros mensal e quantidade de parcelas) do sistema instalado. O valor de R\$ 32.203,12 com carência de 90 dias, financiado em 36 parcelas com juros de 0,75% ao mês, resultaria em um valor de parcela de R\$ 1.170,63/mês, gerando um valor final de R\$ 42.142,46 com juros final de 30,86%.

O Payback do investimento feito para o sistema com microinversor seria de 3 anos e 9 meses caso o pagamento fosse feito à vista. Nesse caso, a taxa interna de retorno (TIR) seria de 32,75% obtendo um VPL de R\$ 346.779,46 ao final de 25 anos (conforme Gráfico 4.19). A taxa de lucratividade seria então de 11,77% por ano.

Gráfico 4.19- tempo de payback do sistema com microinversor pago à vista.



Entretanto, levando em consideração o pagamento financiado, a TIR foi de apenas 26,51% com um VPL de R\$ 336.840,12 (conforme Gráfico 4.20). Ou seja, a taxa de lucratividade é de 8,99% ao ano. O período de retorno para o investimento seria então de 4 anos e 10 meses, 1 ano e 1 mês a mais do que se o sistema fosse pago à vista.

Gráfico 4.20- tempo de payback do sistema com microinversor pago de forma financiada



A tabela 4.3 mostra a comparação dos custos entre os sistemas com inversor string e microinversor para pagamento à vista e financiado. Pode-se perceber que os custos para o sistema com microinversor em ambas as formas de pagamento são consideravelmente maiores. Isso demonstra que o sistema com inversor string é mais viável financeiramente.

Tabela 4.3: Comparação dos custos dos projetos com inversor e microinversor

	À Vista			Financiado		
	Inversor	Microinversor	Diferença	Inversor	Microinversor	Diferença
VT (R\$)	23.844,24	32.203,12	8.358,88	31.103,64	42.142,46	11.038,82
TIR (%)	41,83	32,75	9,08	33,67	26,51	7,16
VPL (R\$)	355.138,34	346.799,46	8.338,88	347.878,94	336.840,12	11.038,82
TL (%/Ano)	15,89	11,77	4,12	12,80	8,99	3,81
PYB (Meses)	34	45	11	44	58	14

5. CONCLUSÃO

Com o estudo de caso feito, é possível perceber que a principal diferença entre os sistemas abordados é a presença de pontos de sombreamento ou não. Em casos de existência total ou parcial de sombra, teoricamente, o microinversor se sobressai em termos de produção de energia. Visto que no estudo de caso tratado não há presença pontos de sombreamento fixos, ocorrendo sombreamento apenas de forma natural em alguns momentos do ano, causadas por nuvens, animais ou sujeira nos módulos, os microinversores não conseguem, de forma geral, se sobressair em relação ao inversor *string*.

Em termos de produção, os resultados obtidos no estudo demonstram que o sistema com inversor *string* gera, aproximadamente, 7,75% a mais energia que o sistema simulado com microinversor.

Em relação aos custos, o sistema com microinversor é aproximadamente, 25,96% mais caro quando comparado ao sistema com inversor *string*.

Portanto, levando em consideração o custo-benefício, o sistema com inversor *string* se mostrou consideravelmente melhor que o sistema com microinversor. Com isso, a opção escolhida pelo cliente foi realmente a mais viável, sendo uma decisão assertiva.

Levando em consideração os resultados do estudo, é possível perceber que ao contrário do que muito se pensa, nem sempre a utilização de microinversores em projetos fotovoltaicos irá resultar em uma maior geração de energia. Deve-se então analisar o ambiente onde será feita a instalação, a fim de designar a melhor a opção mais viável, combinando produção e investimento.

O presente trabalho demonstra como é importante a realização de uma vistoria prévia e detalhada do local onde será realizada a instalação, para que seja feita uma análise da implementação do sistema, prevendo uma validação da tipologia do sistema que trará um melhor benefício ao cliente.

Será fundamental empregar critérios adicionais de comparação em estudos posteriores, como o marco regulatório brasileiro de energia solar e locais com alta incidência de sombreamento, entre outros critérios.

6. REFERÊNCIAS

ALVES, Thiago Flosino. **Estudo e análise da eficiência de inversores solar fotovoltaico**. 2019.

ANZANELLO JÚNIOR, José David; WERNER, Liane. **Análise de viabilidade econômica da implantação de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica na cidade de Porto Alegre**. In: Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção-ConBreprou (8.: dez. 2018: Ponta Grossa, BR-PR). Anais..[recurso eletrônico]. Ponta Grossa, PR: APEPRO, 2018. 2018.

BEZERRA, Luiz Daniel S. **Conversor cc-ca para aplicação em sistemas autônomos de energia elétrica**. 2010. Trabalho de pós-graduação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará.

BRASIL, **Agência Nacional de Energia Elétrica, Geração distribuída**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSI0ImMiOjR9>.

BRASIL, **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Nota Técnica nº 0056/2017-SDR/ANEEL – Projeções 2017. Brasília: [s.n.], 2008. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/N_Técnica.

BRASIL. Resolução Normativa nº 482, 687 e 786 da Agência Nacional de Energia Elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**, 17 Abril 2012. 56

BRASIL, **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD). Brasília: [s.n.], 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/srd>.

BRITO, Miguel C.; SILVA, José A.. **Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em eletricidade**. O instalador, Porto, jan. 2006.

CEPEL; CRESESB. **MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**. Rio de Janeiro, 2014.

DASSI, Jonatan Antonio et al. **Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil**. In: Anais do Congresso Brasileiro de Custos-ABC. 2015.

DEOTTI, Lucas Meirelles Pires; GOMES, Flavio Vanderson. **Análise de viabilidade técnica e econômica de um sistema de microgeração solar fotovoltaica residencial com autoconsumo remoto**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2018.

FAMOSO, Fabio et al. **Performance comparison between low concentration photovoltaic and fixed angle PV systems**. Energy Procedia, v. 81, p. 516-525, 2015.

G. A. RAMPINELLI; A. KRENZINGER; F. C. ROMERO. **Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos**. Santa Catarina, 2013.

GODOI, Rodolfo Rodrigues de et al. **Análise comparativa de desempenho de inversor String e Microinversor**. 2018.

GUIMARÃES, WARLEY TEIXEIRA; VALORY, Ana Luiza Guimarães; SCHAEFFER, Sidney. **AEROPORTO DE VITÓRIA: ESTUDO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2018.

IMHOFF, Johninon et al. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2007.

LOPES, Thiago Meneses et al. **ANÁLISE COMPARATIVA DE GERAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM UM INVERSOR E COM MICROINVERSORES**. In: 9ª JICE-JORNADA DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA E EXTENSÃO. 2018.

MAIA, Anselmo Fhellige Souza et al. **Análise da implementação de um sistema de microgeração de energia utilizando microinversor e inversor multi-string**. Ciência, Inovação e Tecnologia, p. 27.

MERMOUD, André; WITTMER, Bruno. **PVSYST user 's manual**. Switzerland, January, 2014.

PINHO, João Tavares et al. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.

POMÍLIO, José Antenor. **Conversores CC-CA**. Disponível em: <http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/files/eltpot/cap6.pdf#search=%22conversores>.

PORTAL SOLAR LTDA . **Célula fotovoltaica: tudo o que você precisa saber**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>>. Acesso em 15/08/2022.

PUPO, Ricardo Araújo. **Estudo de viabilidade técnica e implantação de um sistema de microgeração fotovoltaica residencial**. 2017.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010. Trabalho de pós-graduação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul.

SILVA, Rodrigo Nascimento, **Análise De Desempenho Do Mppt P&O Aplicado A Sistemas Fotovoltaicos**, 2021.

SIQUEIRA, Lucas Matias. **Estudo do dimensionamento e da viabilidade econômica de microgerador solar fotovoltaico conectado à rede elétrica**. Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia Elétrica, 2015.

ANEXO A

FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10KW

Formulário de Solicitação de Acesso para Microgeração Distribuída com Potência Igual ou Inferior a 10kW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC: 50338092	Classe: B1-Residencial	
Titular da UC: FRANCISCO DE PAULA A SILVA		
Rua: RUA 10 TABAPUA	Nº: 00134	CEP: 61635-290
Bairro: TABAPUA	Cidade: Caucaia	
E-mail: thainanpinheiro2811@yahoo.com		
Telefone:	Celular: (85) 8781-2045	
CPF: 122.630.103-78		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Carga instalada (kW): 7,60	Tensão de atendimento (V): 220	
Capacidade do Disjuntor(A): 32		
Tipo de conexão: monofásica <input checked="" type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>		
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW): 5,00		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica <input type="checkbox"/> Solar <input checked="" type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>		
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração		<input checked="" type="checkbox"/>
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção/Inversor, se for o caso/Medição e memorial descritivo da instalação.		<input checked="" type="checkbox"/>
3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) Inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.		<input checked="" type="checkbox"/>
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg		<input checked="" type="checkbox"/>
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012		<input type="checkbox"/>
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)		<input type="checkbox"/>
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)		<input type="checkbox"/>
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal: FRANCISCO DE PAULA A SILVA		
Telefone: (85) 8781-2045		
E-mail: thainanpinheiro2811@yahoo.com marcuscanuttofs@gmail.com		
Caucaia	15 / 12 / 2020	<i>Francisco de Paula Aguiar</i> 5120
Local	Data	Assinatura do Responsável

ANEXO B

RELACIONAMENTO OPERACIONAL

INTERNAL

RELACIONAMENTO OPERACIONAL

ADESÃO AO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CLÁUSULA PRIMEIRA: DO OBJETO

1. Este documento contém as principais condições referentes ao Relacionamento Operacional entre o proprietário de sistema de microgeração distribuída e responsável pela unidade consumidora que adere ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica **Francisco de Paula Aguiar Silva**, CNPJ ou CPF N° **122.630.103-78**, residente na **Rua 10 Tabapua, nº 134 - Bairro Tabapua, Caucaia - CE** e Unidade Consumidora N° **50338092** e a Enel Distribuição Ceará.
2. Este documento prevê a operação segura e ordenada das instalações elétricas interligando o sistema de microgeração ao sistema de distribuição de energia elétrica da Enel Distribuição Ceará.
3. Para os efeitos deste Relacionamento Operacional são adotadas as definições contidas nas Resoluções Normativas nº 414, de 9 de setembro de 2010, e nº 482, de 17 de abril de 2012.

CLÁUSULA SEGUNDA: DO PRAZO DE VIGÊNCIA

4. Conforme Contrato de Fornecimento, Contrato de Uso do Sistema de Distribuição ou Contrato de Adesão disciplinado pela Resolução nº 414/2010.

CLÁUSULA TERCEIRA: DA ABRANGÊNCIA

5. Este Relacionamento Operacional aplica-se à interconexão de sistema de microgeração distribuída aos sistemas de distribuição.
6. Entende-se por microgeração distribuída a central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, conforme definição dada pela Resolução Normativa nº 482/2012.

CLÁUSULA QUARTA: DA ESTRUTURA DE RELACIONAMENTO OPERACIONAL

7. A estrutura responsável pela execução da coordenação, supervisão, controle e comando das instalações de conexão é composta por:
 - a) Pela distribuidora: **0800 285 0196**
 - b) Pelo responsável pelo sistema de microgeração **Francisco de Paula Aguiar Silva – (85) 98781-2045**.

CLÁUSULA QUINTA: DO SISTEMA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

8. O sistema de microgeração compreende uma geração **Solar**, com capacidade instalada **5 kW**, composta por **Usina Solar**, conectado ao sistema de distribuição através do ponto de conexão de coordenadas **9587120.97** e **542605.81** em tensão de **380/220 V**, com elemento de interrupção automático incorporado ao inversor e ponto de conexão localizado na via pública no ponto de entrega da unidade consumidora.

Este Relacionamento Operacional substitui quaisquer outros Relacionamentos Operacionais anteriores desta unidade consumidora.

CLÁUSULA SEXTA: DAS RESPONSABILIDADES NO RELACIONAMENTO OPERACIONAL

9. A área responsável da distribuidora orientará o responsável pelo sistema de microgeração distribuída sobre as atividades de coordenação e supervisão da operação, e sobre possíveis intervenções e desligamentos envolvendo os equipamentos e as instalações do sistema de distribuição, incluídas as instalações de conexão.
10. Caso necessitem de intervenção ou desligamento, ambas as partes se obrigam a fornecer com o máximo de antecedência possível um plano para minimizar o tempo de interrupção que, em casos de emergência, não sendo possíveis tais informações, as interrupções serão coordenadas pelos encarregados das respectivas instalações.
11. As partes se obrigam a efetuar comunicação formal sobre quaisquer alterações nas instalações do microgerador e da distribuidora.

CLÁUSULA SÉTIMA: DAS CONDIÇÕES DE SEGURANÇA

12. A área responsável da distribuidora orientará o responsável pelo sistema de microgeração distribuída sobre os aspectos de segurança do pessoal durante a execução dos serviços com equipamento desenergizado, relacionando e anexando as normas e/ou instruções de segurança e outros procedimentos a serem seguidos para garantir a segurança do pessoal e de terceiros durante a execução dos serviços em equipamento desenergizado.
13. As intervenções de qualquer natureza em equipamentos do sistema ou da instalação de conexão, só podem ser liberadas com a prévia autorização do Centro de Operação da Enel Distribuição Ceará.

CLÁUSULA OITAVA: DO DESLIGAMENTO DA INTERCONEXÃO

14. A Enel Distribuição Ceará poderá desconectar a unidade consumidora possuidora de sistema de microgeração de seu sistema elétrico nos casos em que: (i) a qualidade da energia elétrica fornecida pelo proprietário do microgerador não obedecer aos padrões de qualidade dispostos no Parecer de Acesso; e (ii) quando a operação do sistema de microgeração representar perigo à vida e às instalações da Enel Distribuição Ceará, neste caso, sem aviso prévio.
15. Em quaisquer dos casos, o(a) **Francisco de Paula Aguiar Silva** deve ser notificado(a) para execução de ações corretivas com vistas ao restabelecimento da conexão de acordo com o disposto na Resolução Normativa nº 414/2010.

CLÁUSULA NONA: DE ACORDO

Pela Enel Distribuição Ceará:


Ivanildo de Sousa Mendes Filho
Enel Ceará

Pelo proprietário do sistema de microgeração:

Data/local:

Este Relacionamento Operacional substitui quaisquer outros Relacionamentos Operacionais anteriores desta unidade consumidora.

ANEXO C

PARECER DE ACESSO



Fortaleza, 07/01/2021 18:11:43

Planning Works CE - Network Development

Parecer Nº 8653/2021

Ilmo.(a). Sr. (a). Francisco de Paula Aguiar Silva

Assunto: Parecer de Acesso de Microgeração Distribuída

Referência: a) Nome do (a) Cliente: Francisco de Paula Aguiar Silva;
b) Número da Unidade Consumidora – UC: 50338092;
c) Solicitação de Acesso – Ordem: 0058563683 de 29/12/2020;
d) CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará.

Prezado (a) Senhor (a),

Em resposta a sua solicitação de acesso de microgeração distribuída em referência, na qual V.S.^a solicita a conexão ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará da fonte geradora com potência instalada de 5kW localizada no imóvel situado na Rua 10 Tabapua, nº 134 - Bairro Tabapua, Caucaia - CE com coordenadas Latitude: -3.740431° e Longitude: -38.613411° do ponto de conexão, que optou pelo sistema de compensação de energia elétrica da UC com potência disponível de 6,48kW, informamos que o acesso foi aprovado para conexão no Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará.

Durante o período de acesso, as seguintes informações devem ser observadas:

- 1) O ponto de conexão deve ser o mesmo ponto de entrega de energia adotado para a respectiva unidade consumidora.
- 2) A tensão de fornecimento deve ser de acordo com a carga instalada da unidade consumidora, conforme indicado na CNC-OMBR-MAT-18-0124-EDCE.
- 3) O consumidor deve atender a todas as exigências constantes na CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDCE e, quando necessário, na CNC-OMBR-MAT-18-0124-EDCE assim como demais normas e regulamentação pertinentes.
- 4) A energia injetada na rede elétrica da Enel Distribuição Ceará deve atender aos níveis de qualidade definidos na CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDCE. Caso sejam necessárias adequações para evitar que estes a violação destes níveis, o consumidor deve ser responsável pelas medidas cabíveis de resolução do problema.

Enel - Rua Padre Valdeirino, 150 | Centro | Fortaleza | Ceará | Brasil | CEP: 60135-040 | www.eneldistribuicao.com.br



App Store e Google Play



@enelbrasil



SMS: 28816



/enelbrasil

Para a efetivação do acesso, os seguintes itens devem ser atendidos:

- 1) As obras de responsabilidade da Enel Distribuição Ceará:
- 2) Responsabilidade do consumidor:
 - a. Adequação das instalações internas;
 - b. Solicitar a Enel Distribuição Ceará a assinatura do Relacionamento Operacional cujo modelo encontra-se anexo a este parecer;
 - c. Solicitar vistoria quando da adequação das instalações internas e do padrão de medição.

Atenciosamente,



Eng.º Paulo Ferraz Bastos
Engenharia e Obras MT Ce
Área Fortaleza
Mat. 62006726



ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ
Rua Padre Valdevino, nº 150 – Joaquim Távora
Fortaleza, Ceará

Enel - Rua Padre Valdevino, 150 | Centro | Fortaleza | Ceará | Brasil | CEP: 60135-040 | www.eneldistribuicao.com.br



App Store e Google Play



@enelbrasil



SMS: 28816



enelbrasil

ANEXO D

MEMORIAL DESCRITIVO

**Memorial descritivo: Projeto Solar Fotovoltaico – Geração
Distribuída:
Instalação de uma planta solar fotovoltaica de potência de
5,00kWp conectada a rede**

Francisco de Paula Aguiar Silva: Caucaia-CE

Empresa: TARP Engenharia

Município: Caucaia – CE

Responsável Técnico: Nestor Rocha Monte Fontenele – Engenheiro Eletricista – CREA: 061560761-6.

Sumário

1- INTRODUÇÃO.....	3
1.1 – Identificação do Cliente.....	3
1.1.1 – Unidade geradora:.....	3
1.2 – Características do projeto:.....	3
2- LOCALIZAÇÃO DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	4
2.1 – Planta de Situação da Residência.....	4
2.2 – Posicionamento do Gerador Fotovoltaico.....	5
3- CONSUMO MÉDIO.....	7
3.1 – Cálculo de Consumo.....	7
3.2 – Cálculo de Potência.....	8
4- GERADOR FOTOVOLTAICO.....	9
4.1 – Cálculo da Energia Média Gerada.....	12
5- DIAGRAMAS BÁSICOS.....	12
5.1 - Descrição dos componentes do Diagrama.....	13
5.1.1 – Parametrização do Inversor.....	13
5.1.1.1 – Ajustes de sobre e subtensão.....	13
5.1.1.2 – Ajustes dos Limites de Frequência (sobre e subfrequência).....	13
5.1.1.3 – Limite de distorção harmônica de corrente.....	14
5.1.1.4 – Ajustes do Limite do Fator de Potência.....	14
6- INSTALAÇÃO ELÉTRICA.....	15
6.1 – Diagrama Unifilar.....	15
6.2 – Dispositivos de Proteção e Interligação.....	16
6.2.1 – Disjuntor.....	17
6.2.2 – Cabos.....	17
6.2.3 – DPS.....	17
7- ATERRAMENTO.....	18
8- CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	18

1- INTRODUÇÃO

O presente relatório técnico tem por objetivo apresentar o memorial descritivo para implantação de um Gerador Fotovoltaico (GF) de 5,00 kWp, onde é utilizado 16 módulos de geração e 1 inversor. Este modelo e quantidade de gerador foram previamente aprovados pelo proprietário da residência.

A previsão de ligação do sistema elétrico é para 06 de janeiro de 2021. A modalidade de geração é de geração distribuída junto a carga.

1.1 – Identificação do Cliente

1.1.1 – Unidade geradora:

Unidade Consumidora (UC): 50338092

Número do medidor: 4960360

Padrão: Monofásico

Nome: Francisco de Paula Aguiar Silva

Localização: RUA 10 TABAPUA, 00134, CURICACA, 61600-004, CAUCAIA.

Cep: 61635-290

CPF/CNPJ: 122.630.103-78

1.2 – Características do projeto:

Tipo de geração: Microgeração Distribuída.

Classe: Residencial.

Tipo de geração: Geração distribuída junto a carga.

2- LOCALIZAÇÃO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

2.1 – Planta de Situação da Residência

A figura 1 apresenta a planta de situação da residência onde será implantado o Gerador Fotovoltaico. Esta casa situa-se na RUA 10 TABAPUA, 00134, CURICACA, 61600-004, CAUCAIA.



Figura 1 - Planta de situação da residência

A tabela 1 mostra o georreferenciamento da residência.

Tabela 1 – Localização da residência.

COORDENADAS – UTM – WGS-84		
Zona	Long.	Lat.
24 M	-38.613411°	-3.740431°



Figura 3 - Local da residência e gerador fotovoltaico (GF).

3- CONSUMO MÉDIO

3.1 – Cálculo de Consumo

Para dimensionamento do sistema, é necessário conhecer o consumo médio da unidade consumidora. O consumo médio mensal da unidade consumidora é de 840 kWh.

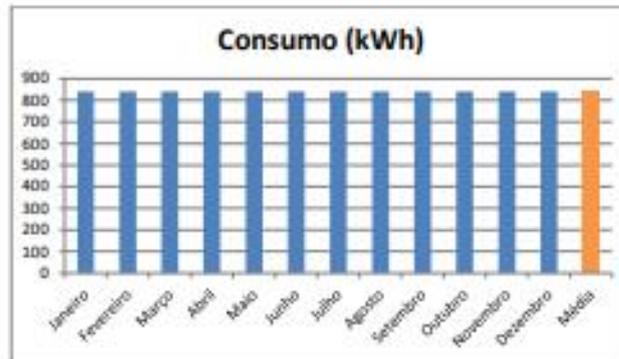


Figura 4 - Consumo mensal e média da UC (kWh).

3.2 – Cálculo de Potência

Conforme o § 1º do art. 4º da Resolução Normativa nº 482/2012, a potência instalada da microgeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a geração será conectada.

Por potência disponibilizada (inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414/2010), considera-se a potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora. Para unidade consumidora do grupo B é calculada como a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA). Sendo a capacidade nominal do dispositivo de proteção de 32A, então a potência disponibilizada será:

$$P_{disp} = 1 \times 220 \times 32 = 7,04kVA$$

A potência instalada de sistemas de geração fotovoltaicos é definida na Resolução Normativa nº 676/2015 como a "potência nominal elétrica, em kW, na saída do inversor, respeitadas limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas". Trata-se, portanto, do menor valor entre a potência nominal do inversor e a potência dos módulos.

Sendo assim, a potência instalada na unidade consumidora é a soma das potências de saída do inversor, calculado da seguinte forma:

$$P_{disp} = 1 \times 5000W = 5,00kW$$

A potência gerada não excede a potência disponibilizada à unidade consumidora, estando de acordo com a norma NT – 010, item 6.2.1.

4- GERADOR FOTOVOLTAICO

O Gerador Fotovoltaico escolhido para compor a geração de autoconsumo remoto, alvo deste projeto, é composto de 16 módulos fotovoltaicos de 440 Wp da empresa Longi, modelo LR4-72HPH-440M e 1 inversor da empresa Solis, 1-P5K-4G, com especificações apresentadas na figura 5.

O módulo solar fotovoltaico (440 Wp) possui as características técnicas apresentadas na figura 6. Considerando que serão instalados os módulos de 440 Wp e o inversor previsto permitem a conexão dos módulos, todos os módulos serão conectados ao inversor. A potência total do sistema é de $16 \times 440 = 7,04$ kWp.

Folha de Dados

Modelo	Solis-IP1.5K-4G	Solis-IP3K-4G	Solis-IP1.5K-4G	Solis-IP4K-4G	Solis-IP4.6K-4G	Solis-IP5K-4G	Solis-IP6K-4G
Entrada CC							
Potência máxima de entrada recomendada	3,75kW	4,5kW	5,4kW	6kW	6,9kW	7,5kW	9kW
Tensão máx de entrada	550V				600V		
Tensão nominal	250V				300V		
Tensão de partida	60V				120V		
Intervalo de tensão MPPT	50-450V				90-520V		
Corrente máx de entrada					11A/11A		
Corrente máx. do conector de entrada					11A		
Corrente máx de curto-circuito					17,2A/17,2A		
MPPTs / Número de Entradas					2/2		
Saída CA							
Potência nominal de saída	2,5kW	3kW	3,6kW	4kW	4,6kW	5kW	6kW
Potência máx de saída aparente	2,8kVA	3,3kVA	4kVA	4,4kVA	5kVA	5kVA	6kVA
Potência máx de saída	2,5kW	3,3kW	4kW	4,4kW	5kW	5kW	6kW
Tensão nominal da rede					1/N/PE, 230/230V		
Frequência nominal da rede					50/60Hz		
Corrente nominal de saída da rede	11,4A/10,8A	13,6A/13,0A	16,6A/15,7A	18,2A/17,4A	20,9A/20,0A	22,3A/21,7A	27,3A
Corrente máx de saída	13,3A	15,7A	18,8A	21,0A	23,8A	25,8A	27,3A
Fator de potência					= 0,99 (0,8 inicial - 0,8 atrasado)		
Harmónicas (THD)					< 3%		
Eficiência							
Eficiência máxima		97,8%				98,1%	
Eficiência EU		97,1%				97,3%	
Proteção							
Proteção contra inversão de polaridade CC					Sim		
Proteção contra curto-circuito					Sim		
Proteção de sobrecorrente de saída					Sim		
Proteção contra sobretensão					Sim		
Monitoramento de rede					Sim		
Proteção de ilhamento					Sim		
Proteção de temperatura					Sim		
Interruptor CC integrado					Opcional		

Figura 5 - Características técnicas do inversor utilizado

Electrical Characteristics		Test Conditions for Power: 10%									
Model Number	J84-72HPH-420M		J84-72HPH-425M		J84-72HPH-430M		J84-72HPH-435M		J84-72HPH-440M		
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Maximum Power (Pmax/W)	400	311.1	415	324.8	431	318.5	445	321.2	460	326.0	
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.8	49.3	49.0	48.7	49.2	48.9	49.4	49.1	49.6	49.3	
Short Circuit Current (Isc/A)	11.24	8.90	11.11	8.95	11.28	9.02	11.26	9.08	11.35	9.15	
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.2	37.1	40.4	37.3	40.6	37.5	40.8	37.7	41.0	37.9	
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.41	8.39	10.31	8.44	10.60	8.50	10.67	8.56	10.74	8.61	
Module Efficiency(%)	19.9		19.1		19.3		19.4		19.8		

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5
 NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Temperature Ratings (STC)		Mechanical Loading	
Temperature Coefficient of Isc	+0.017%/°C	Front Side Maximum Static Loading	3400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.280%/°C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.170%/°C	Haltstress Test	25mm Haltscrews at the speed of 23mm/s

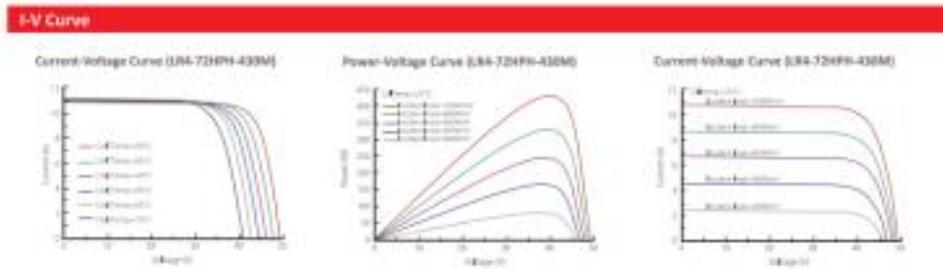


Figura 6 -Característica dos módulos solares fotovoltaicos utilizados.

4.1 – Cálculo da Energia Média Gerada

Considerando a potência média disponível de 7,04 kWp, os dados de irradiação solar média e as informações sobre os equipamentos que serão utilizados no sistema, foi calculado, com auxílio de software específico para este fim, que a energia média gerada é de 864 kWh/mês.

Considerando a energia demandada pela UC, que teve como valor médio 840 kWh/mês, resulta então que este Gerador Fotovoltaico suprirá mais de 100% da unidade geradora.

5- DIAGRAMAS BÁSICOS

A figura 7 apresenta o esquema básico de ligação de um gerador fotovoltaico. Nesta figura pode se observar todas as partes que compõem o sistema, desde o gerador fotovoltaico até a conexão à residência.

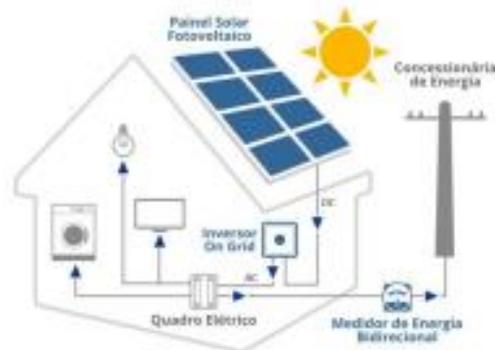


Figura 7 - Esquema básico de ligação para um gerador fotovoltaico.

5.1 - Descrição dos componentes do Diagrama

O esquema apresentado na figura 7 possui os seguintes equipamentos:

1- String ou arranjos de módulos:

Serão utilizados 16 painéis fotovoltaicos de 440 Wp cada, sendo 2 strings com 8 módulos ligadas ao inversor.

2- Inversor: Solis-1-P5K-4G – 5,00kW

O inversor é o responsável pela transformação da tensão contínua em tensão alternada em 60 Hz. Além desta função, é responsável pelo sincronismo com a rede. Possui ainda a função de proteção de sub e sobretensões.

3- Medidor bidirecional:

Tipo de medidor necessário para geração conectada à rede, sendo diferente dos demais medidores comuns. O mesmo realiza a medição da energia recebida da distribuidora e da energia gerada injetada na rede elétrica.

5.1.1 – Parametrização do Inversor

O inversor, para cumprir sua função de proteção, é parametrizado com os seguintes valores de modo a não exceder os limites recomendados pela norma NT – 010/2016 Amapá/Coelce.

5.1.1.1 – Ajustes de sobre e subtensão.

Tabela 3 – Ajustes de sobre e subtensão do inversor.

Faixa de tensão no ponto de conexão [V]	Tempo de desconexão [s]
$TL > 231$	0,2 s
$189 \leq TL \leq 231$	Operação Normal
$TL < 189$	0,4 s

5.1.1.2 – Ajustes dos Limites de Frequência (sobre e subfrequência).

Tabela 4 – Ajustes do monitoramento de frequência do inversor.

Faixa de frequência no ponto de conexão (Hz)	Tempo de desconexão [s]
$f \leq 56,5$	Instantâneo
$56,5 < f \leq 57,5$	5
$57,5 < f \leq 58,5$	10
$f < 59,5$	30
$59,5 < f \leq 60,1$	Operação normal
$f < 60,5$	30
$63,5 < f \leq 66$	10
$f \geq 66$	Instantâneo

5.1.1.3 – Limite de distorção harmônica de corrente.

Tabela 5 – Limite de distorção harmônica de corrente.

Harmônicas ímpares	Limite de distorção (%)
3ª a 9ª	< 4,0
11ª a 15ª	< 2,0
17ª a 21ª	< 1,5
23ª a 33ª	< 0,6
Harmônicas ímpares	Limite de distorção (%)
2ª a 8ª	< 1,0
10ª a 32ª	< 0,5

5.1.1.4 – Ajustes do Limite do Fator de Potência.

Tabela 6 – Faixa de fator de potência

Potência Nominal – Pn	Faixa de fator de potência	Fator de potência configurações em fábrica
3 kW < Pn ≤ 6 kW	0,95 indutivo – 0,95 capacitivo	1

6- INSTALAÇÃO ELÉTRICA

A residência é alimentada através da rede de baixa tensão da ENEL em 220V, monofásico. O ponto de entrega se dá em um quadro instalado junto ao poste em frente à residência.

6.1 – Diagrama Unifilar

A figura 8 apresenta o diagrama unifilar geral incluindo o Gerador Fotovoltaico, inversor, medição e dispositivos de proteção. Em anexo segue o mesmo diagrama em projeto segundo regulamentação da norma NT – 10.

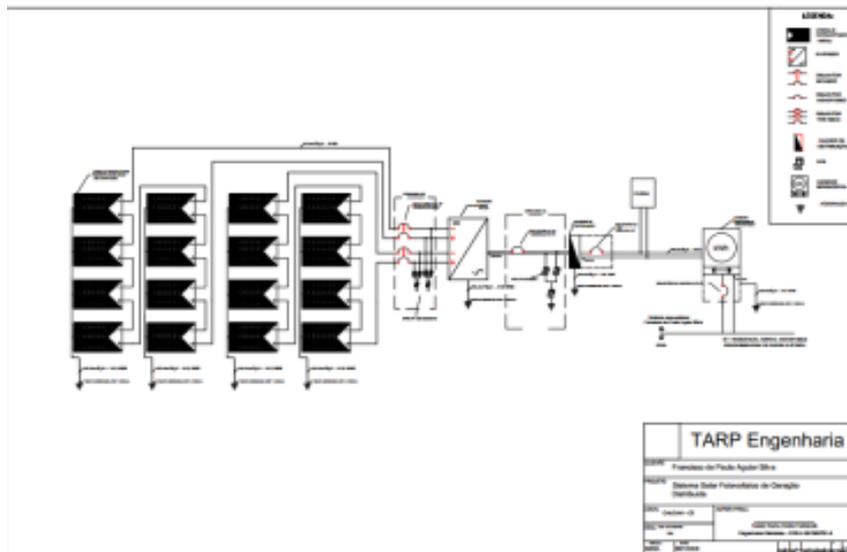


Figura 8 -Diagrama unifilar do sistema de geração.

6.2 – Dispositivos de Proteção e Interligação

Este Gerador Fotovoltaico será conectado ao barramento de baixa tensão do consumidor, logo abaixo da proteção geral, que é constituída por um disjuntor de 32A. Por sua vez, o ramal de interligação do Gerador Fotovoltaico ao quadro de medição é feito por um disjuntor bifásico. Esta capacidade de condução foi calculada através da equação.

$$I_{fase} = \frac{7040}{220} = 32 \text{ A}$$

Apesar da corrente de 32 A, os cabos utilizados serão de elevada capacidade de condução, visando a segurança, sendo usado um disjuntor bifásico de 32A/220-415V ST

6.2.1 – Disjuntor

A rede CC do Gerador Fotovoltaico receberá um disjuntor bipolar de 16A/440VCC para o par de polos oriundos de cada string que serão agrupados em um quadro stringbox.

A rede CA do Gerador Fotovoltaico receberá um disjuntor monofásico de 32A/250VCA, conectando a saída CA do inversor em um polo do disjuntor.

A saída do disjuntor CA será conectada ao barramento de baixa tensão do consumidor, logo abaixo da proteção geral, que será constituída por um disjuntor monofásico de 32A/220VCA. Por sua vez, o ramal de interligação do Gerador Fotovoltaico ao quadro de medição é feito por um disjuntor monofásico de mesma especificação.

6.2.2 – Cabos

A interligação entre o Gerador Fotovoltaico e o quadro de medição será feito através de um cabo de cobre flexível, isolado de PVC com uma seção reta de 6 mm² e sua proteção se dará através de um disjuntor de 32 A.

O dimensionamento do condutor de 6 mm² atende aos critérios de máxima capacidade de corrente, levando em consideração o fator de agrupamento o mesmo tem capacidade térmica de conduzir até 32,8A; e atende também ao critério de máxima queda de tensão.

6.2.3 – DPS

Será instalado DPS nos condutores fase e neutro da rede CA e nos polos da rede CC ligados aos inversores, com o intuito de proteger os componentes do sistema fotovoltaico de surtos de tensão proveniente, principalmente, de descargas atmosféricas. Foi considerado que a região em que o GF será instalado possui

poucos edifícios e é próximo de áreas de maior relevo, como altos e serras.

O DPS no sistema CC será do tipo bipolar CC-440V/40kA classe II, um por string.

O DPS no sistema CA será do tipo unipolar CA-275V/40kA classe II, um por fio.

7- ATERRAMENTO

A malha de terra é destinada ao aterramento dos inversores que fará a entrega de energia dos painéis fotovoltaicos à UC. O aterramento será com haste de terra vertical com dimensão de 1 m x 1/2". O condutor para este aterramento será um cabo flexível verde com bitola de 6mm².

8- CONSIDERAÇÕES FINAIS

Na instalação do inversor, devem ser observadas as recomendações do manual de instalação.

Junto ao padrão de entrada de energia, próximo à caixa de medição/proteção, o acessante deverá instalar uma placa de advertência com os seguintes dizeres: "CUIDADO – RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO – GERAÇÃO PRÓPRIA", segundo a NT-Br 010/2016 R-01 ENEL. Os detalhes de confecção da placa estão descritos na referida norma. Segue prévia do modelo:



Figura 9 - Modelo da placa que será utilizada.

ANEXO E

ANOTAÇÃO DE RESPONSABILIDADE TÉCNICA



Anotação de Responsabilidade Técnica - ART
Lei nº 6.496, de 7 de dezembro de 1977

CREA-CE

ART OBRA / SERVIÇO
Nº CE20200723377

Conselho Regional de Engenharia e Agronomia do Ceará

INICIAL

1. Responsável Técnico

NESTOR ROCHA MONTE FORTENELE
Título profissional: **ENGENHEIRO ELETRICISTA - ELETROTÉCNICA** RNP: **0618607916**
Registro: **0618607916CE**

2. Dados do Contrato

Contratante: **Francisco de Paula Aguiar Silva** CPF/CNPJ: **122.826.193-78**
RUA 18 Nº: **134**
Complemento: Bairro: **TABAPUÁ**
Cidade: **CANICAIA** UF: **CE** CEP: **61638290**
Contrato: **Não especificado** Celebrado em: **07/12/2020**
Valor: **R\$ 2.800,00** Tipo de contratante: **Pessoa Física**
Ação Institucional: **NENHUMA - NÃO OPTANTE**

3. Dados da Obra/Serviço

RUA 18 Nº: **134**
Complemento: Bairro: **TABAPUÁ**
Cidade: **CANICAIA** UF: **CE** CEP: **61638290**
Data de início: **16/12/2020** Prazo de término: **01/02/2021** Coordenadas Geográficas: **-3,749421, -38,613411**
Finalidade: Código: **Não Especificado**
Proprietário: **Francisco de Paula Aguiar Silva** CPF/CNPJ: **122.826.193-78**

4. Atividade Técnica

Atividade	Quantidade	Unidade
15 - Elaboração 80 - Projeto > ELETROTÉCNICA > SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA > DE SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA > #11.8.1.5 - SOLAR	5,00	hr
17 - Execução 89 - Execução de obra > ELETROTÉCNICA > SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA > DE SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA > #11.8.1.3 - SOLAR	5,00	hr

Após a conclusão das atividades técnicas o profissional deve proceder a baixa desta ART

5. Observações

6. Declarações

- Declaro que estou cumprindo as regras de acessibilidade previstas nas normas técnicas da ABNT, na legislação específica e no decreto n. 5296/2004.

7. Entidade da Classe

NENHUMA - NÃO OPTANTE

8. Assinaturas

Declaro serem verdadeiras as informações acima
NESTOR ROCHA MONTE FORTENELE - CPF: 061.860.791.68
Local: _____ data: _____
Francisco de Paula Aguiar Silva - CPF: 122.826.193.78

9. Informações

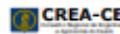
* A ART é válida somente quando quitada, mediante apresentação do comprovante do pagamento ou conferência no site do Crea.
* O comprovante de pagamento deverá ser anexado para comprovação de quitação

10. Valor

Valor da ART: **R\$ 88,78** Registrada em: **07/12/2020** Valor pago: **R\$ 88,78** Nexo: Número: **8214042914**

A autenticidade desta ART pode ser verificada em: <https://www.crea-ce.org.br/validar>, com a chave: MPTV68
Impressa em: 07/12/2020 às 21:08:38 por: jo. 179.243.126.118

www.crea-ce.org.br | atencao@crea-ce.org.br
Tel: (85) 3453-8800 Fax: (85) 3453-8804



ANEXO F

FORMULÁRIO DE REGISTRO DE MINI MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDOS

ANEXO B - FORMULÁRIO DE REGISTRO DE MINI E MICRO GERADORES DISTRIBUÍDOS PARTICIPANTES DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – REN 482/2012

Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG

Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD

SGAN 603 Módulo J CEP 70.600-600 Brasília - DF Telefone (61) 2192-4750 / 2192-4827

1. IDENTIFICAÇÃO

Unidade Consumidora

Título: FRANCISCO DE PAULA AGUIAR SILVA	<input checked="" type="checkbox"/> Residencial	<input type="checkbox"/> Rural	<input type="checkbox"/> Industrial	CNPJ/CPF: 122.831.103-71
Endereço: RUA 10 TABAPUA, 3013A, CURICACA, 61600-004, CAUCAIA	<input type="checkbox"/> Comercial e outros	<input type="checkbox"/> Grupo A		
CEP: 61600-004	Município: Caucaia	UF: CE		

Concessionária de Distribuição

Nome	Área Responsável pelas informações:		
Nome do gerente/responsável da área:	Telefone	Fax ()	
Endereço	CEP:	Município	UF
CNPJ	E-mail		

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA CENTRAL GERADORA

2.1 Dados gerais da Central Geradora

Capacidade Instalada (kW): 5,00	Tensão de Conexão (kV):	Data de Conclusão da Implantação: 06/01/2011
Tipo de Geração:		
<input checked="" type="checkbox"/> Solar (especificar: fotovoltaica ou térmica - Fotovoltaica)	<input type="checkbox"/> Biomassa (especificar tipo de combustível):	-
<input type="checkbox"/> Eólica	<input type="checkbox"/> Comercio qualificado (especificar):	-
<input type="checkbox"/> Hidráulica	<input type="checkbox"/> Hídrica (especificar):	-

2.2 Informações das Unidades Geradoras (UG):

(Preencher apenas a tabela referente ao Tipo de Geração correspondente)

Solar Fotovoltaica

UG/Arranjo ¹	N.º de Módulos por Arranjo	Fabricante(s) dos Módulos	Área do Arranjo (m ²)	Fabricante/Modelo do Inversor	Potência de Pico ² (kWp)
01	8	Longi	16	Solar/PSDK-4G	5,00
02	8	Longi	16	-	-
03				-	-
04				-	-
05				-	-

Declaro que as informações prestadas neste documento correspondem ao empreendimento em referência e estão de acordo com a legislação aplicável, em especial com o disposto nas Resoluções da ANEEL que tratam sobre a outorga de empreendimentos de geração. Estou ciente de que declarações falsas ou inexatas caracterizam crime de falsidade ideológica (art. 299 do Código Penal).

Local: _____

Data: _____

Representante Legal da Concessionária

¹ Uma unidade geradora fotovoltaica é definida por arranjo de módulos fotovoltaicos associados/conectados a um inversor de frequência, de modo que, o número de unidades geradoras da central é igual ao número de inversores que nela operam.

² Utilizar a potência nominal do inversor caso esta seja menor que a potência de pico do arranjo.

ANEXO G

COMPROVANTE DE PAGAMENTO DO FINANCIAMENTO



COMPROVANTE DE PAGAMENTO

Banco Votorantim S/A

Impresso em: 25/11/20

Código do Banco Destinatário	Nº	Valor
Banco Agência Nº da conta 130190003578 3132 13008143-1	27997716	R\$ 23.844,24
Banco Destinatário Banco Santander Banespa S/A	Nº da agência remetente 0001	Nº da conta remetente 634001-9
Agência Destinatário FORTALEZA CENTRO	Remetente/CNPJ Banco Votorantim S/A	
Favorecido OK ENERGY IMPORTACAO E EXPORTACAO LTDA	59588111000103	
Finalidade Crédito em Conta	Proponente FRANCISCO DE PAULA AGUIAR SILVA	
Contrato 13019000357805	Doc Proponente 12263010378	
Autenticação - CIP STR20201125034606403	Autenticação Mecânica VOT 06550019251120	

SITUAÇÃO: Liquidado - Banco