

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA - UFU
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

BRUNO DAMASCENO REIS

**PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PREDIAL CONDOMINIAL
CONECTADO À REDE ELÉTRICA PARA CONSUMO COMUM**

Uberlândia/MG

2022

BRUNO DAMASCENO REIS

**PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PREDIAL CONDOMINIAL
CONECTADO À REDE ELÉTRICA PARA CONSUMO COMUM**

Projeto de Trabalho de Conclusão de Curso da Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Uberlândia - UFU - Campus Santa Mônica, como requisito para a obtenção do título de Graduação em Engenharia de Controle e Automação.

Orientador: Prof. Dr. Josué Silva de Morais

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Josué Silva de Morais

Prof. Dr. Aniel Silva de Morais

Prof. Dr. Renato Santos Carrijo

Uberlândia/MG

2022

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, aos meus pais Paulo Cesar Reis e Kelly Cristina Damasceno Reis por me garantirem todas as condições necessárias para que esta etapa fosse concluída. Além de acreditarem no meu potencial e me apoiarem do início ao fim.

Aos meus quatro avós: Joaquim Cassimiro Damasceno, Edna de Oliveira Damasceno, Helena Garcia Gonçalves e Sebastião José Reis, que estiveram e estão comigo.

Ao meu orientador, professor doutor Josué Silva Moraes, e ao professor doutor Aniel Silva de Moraes, pelo auxílio e instrução ao longo da minha vida acadêmica e, principalmente, na elaboração e desenvolvimento deste trabalho de conclusão de curso.

E, por fim, e não menos importante, a todos os colegas e professores que contribuíram, de certa forma, para o meu desenvolvimento pessoal e profissional (dentro ou fora do ambiente acadêmico).

“O conhecimento nos faz responsáveis.”
(Ernesto Rafael Guevara de la Serna - Che Guevara)

RESUMO

Perante grande crescente da energia fotovoltaica no Brasil e no mundo e dos estudos na área de eficiência energética, o presente trabalho apresenta uma aplicação do tema no desenvolvimento de um projeto de sistema fotovoltaico predial condominial conectado à rede elétrica para consumo comum.

Diante do exposto, para sintetização do projeto, foram realizadas análises relacionadas à área útil, fixação dos módulos, sombreamento e adequações técnicas do local.

Além do mais, foram considerados custos de mão de obra com a instalação elétrica em geral, para que, ao fim, seja levantado o intervalo de tempo para retorno financeiro do investimento.

Palavras-chave: 1. Energia solar. 2. Sistemas On-Grid. 3. Módulo fotovoltaico. 4. Inversor.

ABSTRACT

Faced with the great growth of photovoltaic energy in Brazil and in the world and the studies in the area of energy efficiency, the present work presents an application of the theme in the development of a project of a condominium building photovoltaic system connected to the electrical grid for common consumption.

In view of the above, for the synthesis of the project, analyzes were carried out related to the useful area, fixing the modules, shading and technical adaptations of the site.

Furthermore, labor costs with the electrical installation in general were considered, so that, in the end, the time interval for financial return on investment is raised.

Keywords: 1. Solar energy. 2. On-Grid Systems. 3. Photovoltaic module. 4. Inverter.

Lista de Figuras

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira 2020	17
Figura 2 - Módulo fotovoltaico mono-Si	20
Figura 3 - Módulo fotovoltaico poli-Si	21
Figura 4 - Influência da Irradiação e Temperatura na Tensão e Corrente do Módulo CS3W – 435MS	23
Figura 5 - Característica de Temperatura do módulo FV	23
Figura 6 - Mapa solarimétrico terrestre.....	24
Figura 7 - Conexão em série dos módulos.....	26
Figura 8 - Conexão em paralelo dos módulos.....	26
Figura 9 - Inversor String <i>Sungrow</i> [®] – SG33	27
Figura 10 - Esquema de conexão para inversor string	28
Figura 11 - Micro inversor APsystems – QS1A	28
Figura 12 - Esquema de conexão para micro inversor.....	29
Figura 13 - Sistema conectado à rede elétrica.....	30
Figura 14 - Sistema isolado.....	31
Figura 15 - Localização.....	33
Figura 16 - O telhado	34
Figura 17 - Esboço da área útil do telhado.....	34
Figura 18 - Demonstrativo de Horas de Sol Pleno.....	36
Figura 19 - Potência solar em plano inclinado - Ribeirão Preto/SP.....	37
Figura 20 - Dados elétricos módulo Canadian HiKu 460 W	41
Figura 21 - Dados elétricos dos inversores <i>Sungrow</i> [®] modelo SG8.0RS e SG10RS	41
Figura 22 - Modelo 3D com análise de sombreamento em simulação PVsyst [®]	43
Figura 23 - Expectativa de geração e consumo ao longo dos anos.....	45
Figura 24 - Localização dos inversores e da String Box CA	46
Figura 25 - Localização dos dois inversores e da String Box CA na parede	46
Figura 26 - Localização do padrão de entrada	49
Figura 27 - Parte superior da telha perfurada.....	51
Figura 28 - Trilhos metálicos na parte superior da telha.....	51
Figura 29 - Perfis parafusados	52
Figura 30 - Grampos intermediário e final.....	53
Figura 31 - Par de conectores MC4	54

Figura 32 - Estrutura de fixação dos módulos FV.....	54
Figura 33 - Conexões CA na String Box.....	55
Figura 34 - Dimensionamento do padrão de entrada GED-13 CPFL.....	57
Figura 35 - Disjuntor Geral Tripolar de 150A do padrão de entrada	58
Figura 36 - DPS do padrão de entrada.....	59
Figura 37 - Relógio Medidor Convencional.....	59
Figura 38 - Chave Seccionadora do padrão de entrada	60
Figura 39 - Cabine do padrão de entrada.....	60
Figura 40 - Transformador de 150 kVA.....	61
Figura 41 - Economia geral anual sem o vigor da Lei 14.300.....	66
Figura 42 - Economia em geração e custos com consumo e manutenção anuais	67
Figura 43 - Economia líquida anual sem o vigor da Lei 14.300	67
Figura 44 - Economia líquida anual durante o período de transição da Lei 14.300.....	69
Figura 45 - Economia líquida anual após o vigor da Lei 14.300.....	71

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Consumo elétrico dos últimos meses	32
Tabela 2 - Potência solar em plano inclinado - Ribeirão Preto/SP	36
Tabela 3 - Tabela de correção do fator K.....	38
Tabela 4 - Correção do HSP	38
Tabela 5 - Custo de disponibilidade de acordo com categoria de atendimento	39
Tabela 6 - Configuração do sistema FV.....	42
Tabela 7 - Expectativa de geração mensal em simulação PVsyst®	43
Tabela 8 - Perdas em simulação PVsyst®	44
Tabela 9 - Queda de tensão por string.....	48
Tabela 10 - Lista de materiais para a instalação	55
Tabela 11 - Cotações para instalação	62
Tabela 12 - Cotação dos materiais para instalação	63
Tabela 13 - Investimento inicial.....	63
Tabela 14 - Cotação de manutenção preventiva periódica	64
Tabela 15 - Cobrança TUSD Fio B conforme o passar dos anos	68
Tabela 16 - Economia geral anual durante o período de transição da Lei 14.300	68
Tabela 17 - Economia geral anual após o vigor da Lei 14.300.....	70

Lista de Abreviaturas e Siglas

A	Ampère
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEM	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
FV	Fotovoltaico
HEPR	<i>High Grade Ethylen Propilene Rubber</i> (Borracha Etileno-Propileno de Alto Grau)
Impp	Corrente Máxima
Isc	Corrente de Curto-Circuito
kWh	Kilo-Watt hora
kWh/m ² .dia	Kilo-Watt hora por metro quadrado dia
kWp	Kilo-Watt pico
m ²	Metro Quadrado
mm ²	Milímetro Quadrado
MPPT	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
Pmax	Potência Nominal
SA	Solicitação de Acesso à Geração Distribuída
SFV	Sistema Fotovoltaico
TD	Taxa de Desempenho
V	Volts
Vmpp	Tensão Nominal
Voc	Tensão de Circuito Aberto
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa sobre a utilização do Sistema Distribuído
W	Watt
W/m ²	Watt por Metro Quadrado
Wp	Watt-pico
°C	Graus Celsius

Sumário

1. INTRODUÇÃO	17
1.1 Objetivo	18
1.2 Justificativa.....	18
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1 O efeito fotovoltaico.....	19
2.2 O silício	19
2.2.1 Silício Monocristalino (mono-Si)	19
2.2.2 Silício Policristalino (poli-Si)	20
2.3 Características elétricas dos módulos.....	21
2.3.1 Potência Nominal	21
2.3.2 Tensão Máxima.....	21
2.3.3 Corrente Máxima	22
2.3.4 Tensão em Circuito Aberto	22
2.3.5 Corrente em Curto-Circuito	22
2.3.6 A Influência da Temperatura e da Radiação Solar	22
2.4 A produção de energia e suas variáveis.....	24
2.4.1 Geografia.....	24
2.4.2 Clima.....	25
2.5 Conexões elétricas dos equipamentos do sistema fotovoltaico.....	25
2.5.1 Arranjo em Série	25
2.5.2 Arranjo em Paralelo	26
2.6 Inversor.....	26
2.6.1 Inversor String (Grid-Tie).....	27
2.6.2 Micro inversor	28
2.7 Dispositivos de proteção	29

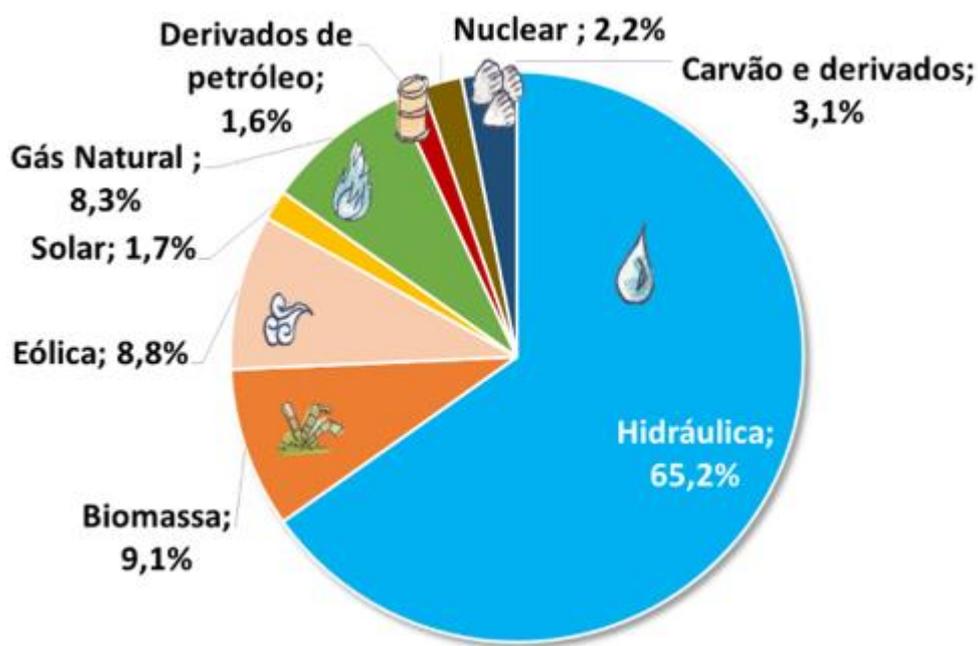
2.7.1	Disjuntor	29
2.7.2	DPS	29
2.7.3	Chaves Seccionadoras	29
2.7.4	String Box.....	30
2.8	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica brasileira	30
2.8.1	Sistema On-Grid.....	30
2.8.2	Sistema Off-Grid	31
3	DESENVOLVIMENTO DO PROJETO.....	32
3.1	Análise de demanda e descrição	32
3.2	O local.....	33
3.3	Dimensionamento	35
3.4	Escolha dos equipamentos	40
3.5	Simulação.....	43
3.6	Proteção	45
3.7	Instalação	50
3.8	Adequações necessárias e homologação.....	56
4	ANÁLISE FINANCEIRA.....	62
4.1	Investimento inicial.....	62
4.2	Custos com manutenção	64
4.3	Retorno financeiro ao longo do tempo	65
4.3.1	SA aprovada antes do vigor da Lei 14.300.....	66
4.3.2	SA aprovada no período de transição da Lei 14.300.....	68
4.3.3	SA aprovada após o vigor da Lei 14.300.....	69
5	CONCLUSÃO.....	72
	ANEXO A - FATURA DE ENERGIA DA UNIDADE / HISTÓRICO DE CONSUMO	77
	ANEXO B - LAYOUT DO TELHADO	78
	ANEXO C - DIAGRAMA UNIFILAR	79

ANEXO D - DATASHEET DO MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	80
ANEXO E - DATASHEET DO INVERSOR.....	82

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, a matriz energética elétrica brasileira é formada, majoritariamente, por energia hídrica. A EPE - Empresa de Pesquisa Energética do Ministério de Minas e Energia - publicou o balanço nacional de 2020, trazendo estatisticamente a análise da produção de energia. No gráfico da Figura 1, a energia solar retrata 1,7% da matriz energética elétrica do país (BEN, 2021).

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira 2020



Fonte: BEN (2021)

Promissora, a alternativa de captação de energia através da luminosidade e da irradiação solar vem se tornando Popular, principalmente, pela economia financeira trazida à sociedade com a redução do consumo da energia fornecida pelas concessionárias. Por mais que a fonte solar de energia elétrica seja uma das menores no país, atualmente é a mais crescente, visto o aumento na quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados (ANEEL, 2022).

O principal viés da utilização de uma fonte inacabável de energia para utilização em massa é o seu aproveitamento vindo de maneira sustentável, livre de ruídos sonoros, desgastes e poluição. É útil e simples.

Para sintetização de unidades fotovoltaicas, faz-se necessário um estudo detalhado da implementação do sistema. Há etapas do desenvolvimento que devem ser consideradas,

minimizando os riscos e aproximando ao máximo o custo real do estimado. Sendo assim, o presente trabalho apresenta o desenvolvimento de um sistema fotovoltaico conectado à rede de um condomínio residencial predial localizado em Ribeirão Preto - SP.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é a abordagem sobre todos os processos que envolvem a instalação do sistema fotovoltaico, desde a elaboração do projeto até os requisitos para troca do relógio medidor pela concessionária local.

Além disso, a análise da efetividade desse sistema com base na geração e no histórico de consumo e o impacto da instalação do sistema fotovoltaico sobre a comunidade do condomínio residencial, bem como seu investimento e retorno financeiro ao longo do tempo.

1.2 Justificativa

Atrelando a energia solar à busca por soluções cotidianas, a justificativa do desenvolvimento deste trabalho é baseada em uma questão: a aplicação de energia solar em um condomínio residencial.

Esta temática envolve conceitos técnicos e teóricos, abordando desde os motivos da implantação de um sistema fotovoltaico até as suas etapas de instalação.

Como supracitado, há grandes motivos para implementação de energia fotovoltaica, sendo ela atrativa econômico e sustentavelmente. Porém, além disso, a ideia deste trabalho é abordar assuntos não tão populares, tais quais: manutenção, proteção e normas técnicas das concessionárias de energia local.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 O efeito fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos, popularmente conhecidos como painéis ou placas solares, são o principal equipamento responsável pela geração de energia elétrica através da luminosidade e irradiação.

Ao iluminar uma superfície semicondutora, os elétrons dessa área metálica saltam da última camada (de valência) para tornarem-se livres e capazes de conduzir corrente elétrica. Uma característica deste efeito é o surgimento de uma tensão, causada pela luminosidade, e de uma corrente, gerada pela irradiação (CRESESB, 2006).

2.2 O silício

O processo de fabricação do módulo fotovoltaico (formado por uma união de células fotovoltaicas) envolve a utilização de materiais semicondutores. O mais comum destes materiais é o silício, elemento que, pela abundância na natureza, tem custo menor em relação a outros semicondutores.

Um dos locais mais conhecidos pela abundância desse elemento é o Vale do Silício, na baía de São Francisco, Califórnia-EUA, que abriga muitas empresas multinacionais de tecnologia. Essa região é um polo industrial que incentiva as inovações tecnológicas.

O silício cristalino e homogêneo, na forma pura, não tem como característica uma boa condução de corrente. Dessa forma, em sua fabricação, os blocos de silício puro extraídos da natureza passam por um processo de dopagem, aumentando a sua condutividade. A dopagem nada mais é que a adição de impurezas (normalmente boro ou fósforo), colaborando pelo aumento da condutividade da mistura. A combinação silício e boro traz cristais tipo P, portadores de carga positiva. Já com fósforo, obtém-se cristais tipo N, de carga negativa e com elétrons livres (MALVINO, 2016).

Sendo assim, o silício dopado é utilizado na produção da maioria dos módulos fotovoltaicos, nas formas monocristalina ou policristalina.

2.2.1 Silício Monocristalino (*mono-Si*)

O silício monocristalino tem boa eficiência na conversão de energia. Sua alta pureza faz com que a conversão de luz solar em energia elétrica seja maior em uma área menor.

Uma característica visual deste material, principalmente observado nos módulos fotovoltaicos, é a cor uniforme azul escura, com pureza em 99,9999% (SILVA, 2016).

Figura 2 - Módulo fotovoltaico mono-Si



Fonte: Portal Solar (2022)

2.2.2 Silício Policristalino (poli-Si)

Já as células de silício policristalinos diferem dos monocristalinos no que diz respeito à fundição dos cristais. O processo de produção desse tipo de material tem um grau mais baixo de pureza, quando comparado à fabricação monocristalina, fazendo com que sua eficiência também fique menor: em torno de 15%.

Por outro lado, o custo de módulos com esta tecnologia é menor (SILVA, 2016).

Figura 3 - Módulo fotovoltaico poli-Si



Fonte: Portal Solar (2022)

2.3 Características elétricas dos módulos

As principais informações elétricas para análise do equipamento, e fundamentais para a elaboração de um projeto, são:

2.3.1 Potência Nominal

A potência nominal (P_{max}) é a que define o valor teórico do módulo. Essa potência vem descrita no módulo como, por exemplo, 400W, 450W, 500W, entre outras.

A potência nominal é o produto da tensão máxima pela corrente máxima.

2.3.2 Tensão Máxima

A tensão máxima (V_{mpp}) é o valor da diferença de potencial entre os polos do módulo quando o mesmo está em sua máxima potência.

2.3.3 Corrente Máxima

A corrente máxima (I_{mpp}) é o valor de corrente quando o módulo está em sua máxima potência.

2.3.4 Tensão em Circuito Aberto

A tensão em circuito aberto (V_{oc}) é a maior diferença de potencial possível do módulo. Normalmente ocorre em períodos do dia em que a temperatura é mais baixa e não há geração, dessa forma a tensão se eleva.

É um parâmetro importante na escolha do inversor, uma vez que este equipamento deve estar preparado para este valor máximo de tensão suportada em suas entradas.

2.3.5 Corrente em Curto-Circuito

A corrente em curto-circuito (I_{sc}) é a máxima corrente possível no módulo. Ao conectar os terminais do módulo em curto-circuito, a tensão entre os terminais é praticamente nula fazendo com que a corrente se eleve.

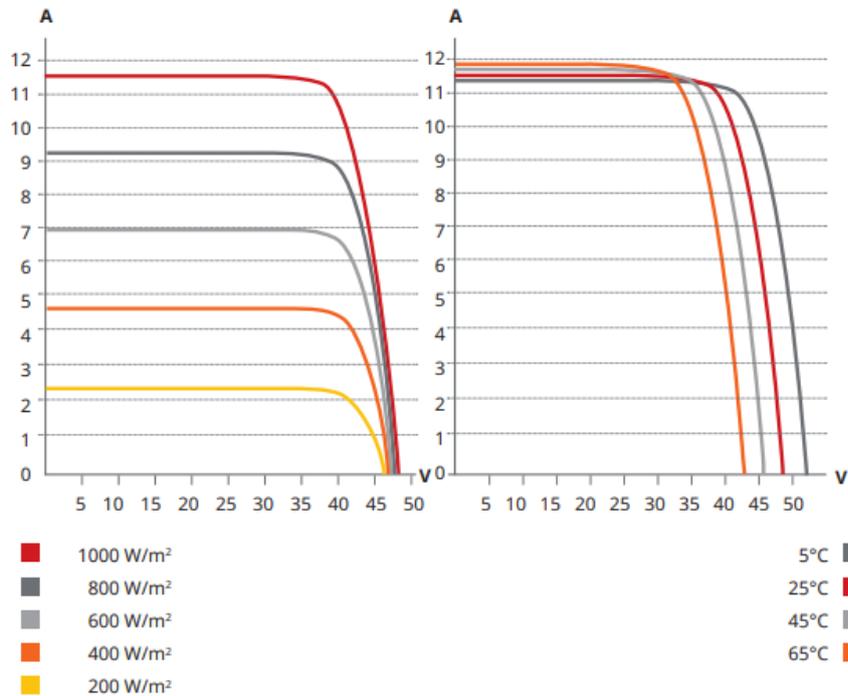
É um fator importante no desenvolvimento do projeto uma vez que, em uma ocasião de surto, as proteções do sistema possam atuar devidamente.

2.3.6 A Influência da Temperatura e da Radiação Solar

A capacidade de produção de energia por um módulo fotovoltaico é influenciada diretamente pelos parâmetros de temperatura e de irradiação solar.

Em uma ficha técnica demonstrada na Figura a seguir, é possível observar as informações relacionadas a estes dois fatores.

Figura 4 - Influência da Irradiação e Temperatura na Tensão e Corrente do Módulo CS3W – 435MS

CS3W-435MS / CURVAS I-V

Fonte: Genyx - CanadianSolar® (2022)

Observa-se que quanto maior for a temperatura de trabalho da célula fotovoltaica, menor é a tensão da célula (e, conseqüentemente, maior a corrente). O aumento da temperatura faz com que a tensão diminua proporcionalmente.

Quanto maior a irradiação, maior a corrente do módulo, sendo diretamente proporcionais.

Essas informações são mais detalhadas também na ficha técnica, relacionando temperatura, corrente e tensão, como demonstrado na Figura 5.

Figura 5 - Característica de Temperatura do módulo FV

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificação	Dados
Coeficiente de Temperatura (Pmax)	-0,35 % / °C
Coeficiente de Temperatura (Voc)	-0,27 % / °C
Coeficiente de Temperatura (Isc)	0,05 % / °C
Temperatura Nominal de Operação do Módulo	42 ± 3°C

Fonte: Genyx - CanadianSolar® (2022)

2.4 A produção de energia e suas variáveis

A geração de energia através dos painéis solares não é constante, pois muitos fatores influenciam diretamente nessa conversão.

Como visto anteriormente, o material de composição dos módulos na fabricação é um fator, assim como as condições climáticas, exposição ao sol, inclinação dos módulos, posição geográfica, além de limpeza e manutenção do sistema.

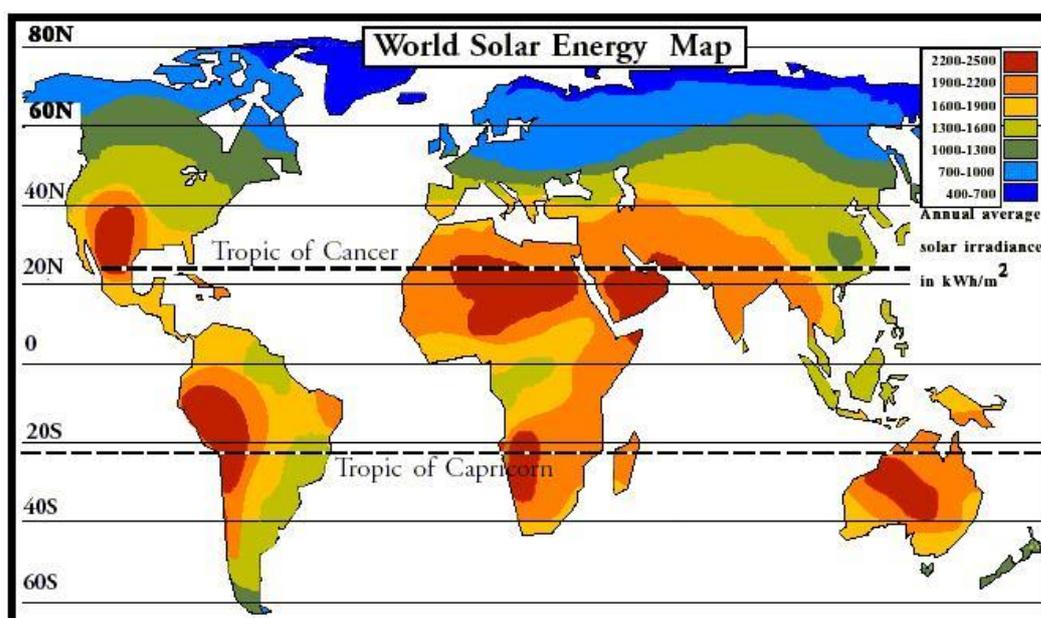
2.4.1 Geografia

O Planeta Terra é dividido em regiões térmicas: tropicais, temperadas e polares. Quanto mais afastado da Linha do Equador, como as zonas polares, menos incidência solar este local recebe, visto que a luz solar é recebida de forma inclinada em relação ao plano terrestre.

Quanto mais próximo o ângulo de incidência de luz for de 90° com a superfície do módulo, menor será a perda de incidência (por reflexão, por exemplo).

Já as localidades mais próximas à Linha do Equador, como é o caso das zonas tropicais e temperadas, a incidência da luz solar é próxima à perpendicular 90° , fazendo com que haja maior intensidade de raios solares e temperaturas mais altas.

Figura 6 - Mapa solarimétrico terrestre



Fonte: Pleno Sol (2010)

2.4.2 Clima

O clima é outro fator fundamental na característica de geração de um sistema. Não há um período do ano em que não haja interferência climática na captação de luz de um módulo.

Um destes fatores climáticos é a chuva, que, com a ocupação da água, há a diminuição os níveis de radiação. Por outro lado, a chuva auxilia na autolimpeza dos módulos, removendo o acúmulo de folhas, poeiras ou quaisquer partículas que possam reduzir a geração.

Em regiões rurais, recomenda-se a limpeza periódica dos painéis visando aumentar a eficácia do sistema (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A alta temperatura também prejudica a eficiência da placa, visto que os equipamentos possuem seus coeficientes ideais de temperatura para funcionamento otimizado, conforme dados de fabricação.

2.5 Conexões elétricas dos equipamentos do sistema fotovoltaico

Há diferentes formas de se fazer a conexão dos equipamentos, de acordo com a modalidade do sistema (conforme tópico 2.7) ou então com a quantidade de energia desejada. Os módulos podem ser associados de duas maneiras: arranjos em paralelo ou em série.

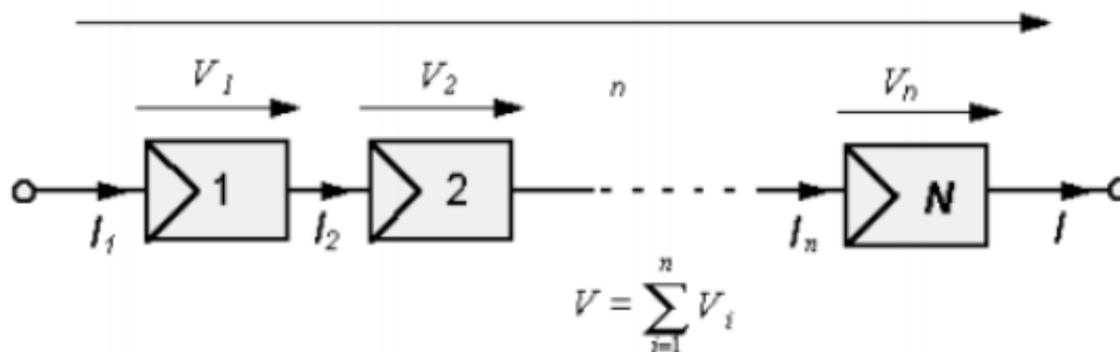
2.5.1 Arranjo em Série

A conexão dos módulos em série tem como característica que a tensão total de saída é diretamente proporcional ao número de módulos conectados, e a corrente que passa por eles é a mesma.

Em outras palavras, a soma das tensões fornecidas por módulo é a tensão total, enquanto a corrente é mesma para todos.

A forma de ligação é conectando o terminal positivo de um módulo no terminal negativo do módulo seguinte, e assim em diante. A Figura a seguir ilustra a ligação em série.

Figura 7 - Conexão em série dos módulos



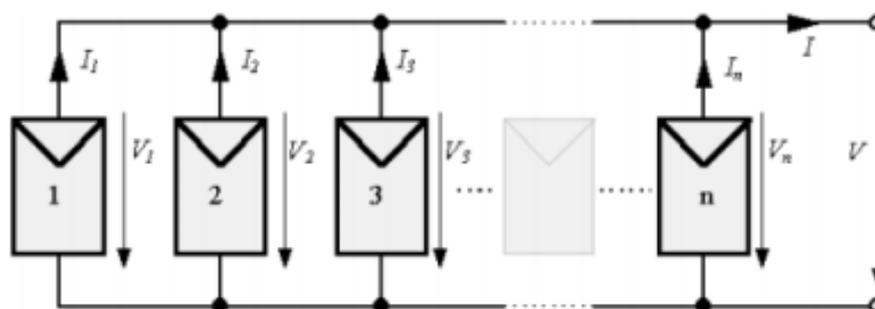
Fonte: CRESESB (2006)

2.5.2 Arranjo em Paralelo

Já a conexão de módulos em paralelo é antagônica à conexão em série. Dessa vez, a tensão é a mesma para todos os módulos enquanto a corrente total de saída é igual à soma das correntes fornecidas por módulo do circuito.

A forma de ligação é conectando os terminais positivos dos módulos. O mesmo se faz para os terminais negativos. A figura a seguir ilustra a ligação em paralelo.

Figura 8 - Conexão em paralelo dos módulos



Fonte: CRESESB (2006)

2.6 Inversor

Os inversores são equipamentos eletrônicos que convertem o tipo de energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em um tipo utilizável padronizado para residências, comércios e indústrias. Estes dispositivos convertem a energia em corrente contínua CC em energia em corrente alternada CA

Conversores com funções semelhantes são comumente encontrados em dispositivos como carregadores de smartphones e fontes de notebook.

Há diferentes tipos de inversores para sistemas conectados à rede (SFVCR), como o do tipo string (ou Grid-Tie) e o micro inversor.

2.6.1 *Inversor String (Grid-Tie)*

Este equipamento é utilizado em 50% dos SFV do mundo, considerando sistemas conectados ou não à rede elétrica (Portal Solar, 2022).

Sua conexão é feita em série com cada arranjo do sistema fotovoltaico (SFV), aproveitando a máxima potência de cada string FV de acordo com a quantidade de entradas MPPT do modelo de inversor.

Este tipo de equipamento transfere a energia diretamente a um quadro geral de distribuição elétrica CA, permitindo o consumo da energia produzida instantaneamente ou injetá-la à rede elétrica.

A Figura a seguir mostra o inversor modelo SG33, da marca *Sungrow*®.

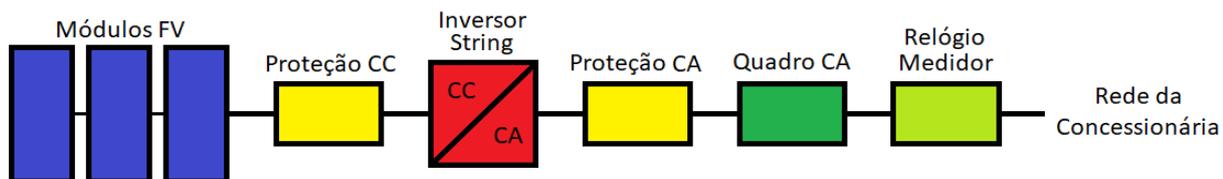
Figura 9 - Inversor String *Sungrow*® – SG33



Fonte: *Sungrow*® (2022)

O modelo acima possui três MPPTs independentes, ou seja, há três sistemas de controle capazes de rastrear o ponto de máxima potência da *string*. Possui potência ativa máxima de saída de 33 kW.

Figura 10 - Esquema de conexão para inversor string



Fonte: O Autor (2022)

2.6.2 *Micro inversor*

Diferentemente dos Grit-Tie, os micro inversores são conectados diretamente e individualmente a cada módulo FV, fazendo com que seja aproveitada a máxima potência de cada módulo, e não a potência da string de módulos (como no caso dos Grid-Tie).

Esta tecnologia é mais cara quando comparada aos inversores do tipo string, visto o maior aproveitamento de potência. Além disso, há maior segurança no funcionamento do sistema, já que a montagem do lado CC do circuito é menos trabalhosa, com menor risco de má conexões e erros de montagem, reduzindo, ainda, custo e tempo de instalação.

O micro inversor também permite o consumo da energia produzida instantaneamente ou sua injeção à rede elétrica.

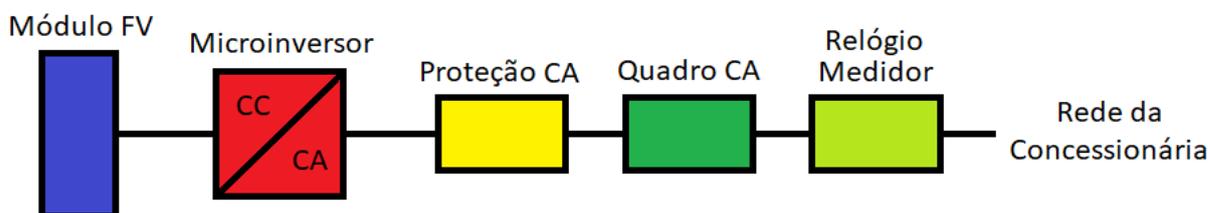
A Figura a seguir mostra o micro inversor modelo QS1A, da marca APsystems®.

Figura 11 - Micro inversor APsystems – QS1A



Fonte: APsystems (2022)

Figura 12 - Esquema de conexão para micro inversor



Fonte: O Autor (2022)

2.7 Dispositivos de proteção

Um dispositivo de proteção tem, como o nome já diz, a função de evitar acidentes. Como todo e qualquer equipamento elétrico, faz-se necessário a instalação de dispositivos de proteção para que atuem quando necessário.

2.7.1 Disjuntor

Um dos tipos de equipamentos protetores é o disjuntor, cuja função é interromper correntes antes que cause acidentes ou danos ao circuito.

O seu dimensionamento é realizado de acordo com os condutores que conduzem energia, com função de proteger estes cabos.

Existem disjuntores de proteção de corrente contínua e de corrente alternada.

2.7.2 DPS

Outro dispositivo de proteção é o DPS, atuando contra surtos. Este equipamento é fundamental no ato de limitar sobretensões, desviando as correntes elevadas causadas por surtos ou descargas atmosféricas.

2.7.3 Chaves Seccionadoras

As chaves seccionadoras são utilizadas (e obrigatórias) para desconectar a geração fotovoltaica quando necessário (como, por exemplo, para realizar procedimentos de manutenção de rede).

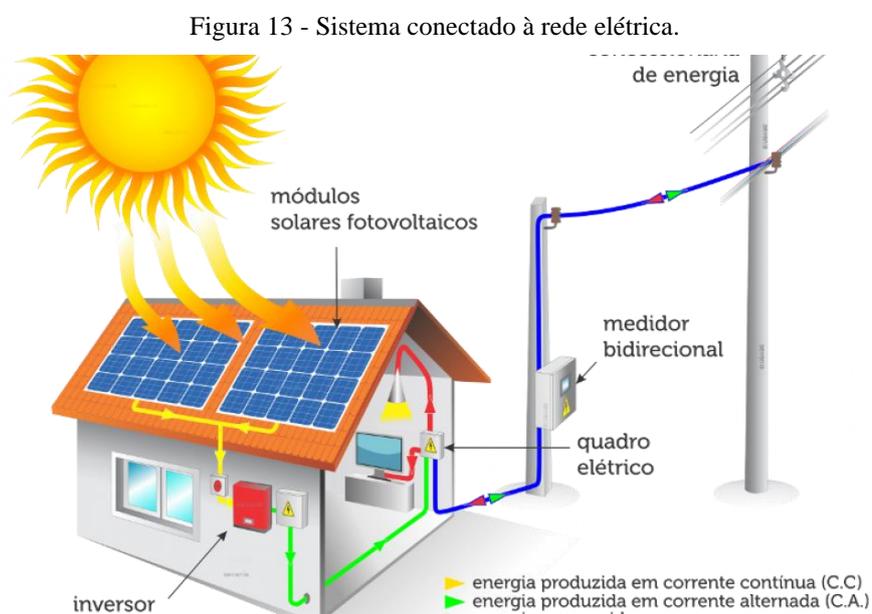
2.7.4 String Box

Este componente tem como função proteger os cabos que se conectam ao inversor, vindos dos módulos fotovoltaicos.

2.8 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica brasileira

2.8.1 Sistema On-Grid

O sistema conectado à rede, ou On-Grid, é uma modalidade de sistema utilizado em regiões onde há operação de rede elétrica. O sistema fotovoltaico gera energia e injeta o excedente de geração na rede da concessionária local, em forma de créditos. Estes, por sua vez, são utilizados nos momentos em que a conversão de energia é baixa ou então quando não há geração de energia pelos módulos (como no período da noite). A Figura a seguir exemplifica este tipo de sistema.



2.8.2 Sistema Off-Grid

Já os sistemas Off-Grid, ou isolados, são caracterizados pela independência da rede elétrica. Geralmente, essa modalidade é encontrada em regiões onde não há atendimento de energia elétrica via concessionárias.

Ao contrário dos sistemas On-Grid, esse sistema requer uma forma de armazenamento da energia gerada. Dessa forma, utiliza-se baterias para alimentar as cargas nos períodos em que a geração de energia é insuficiente (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A Figura a seguir exemplifica este tipo de sistema.

Figura 14 - Sistema isolado



Fonte: NeoSolar (2017)

3 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

Para o desenvolvimento do projeto, faz-se necessário a coleta de dados, como:

- Fatura de energia elétrica da unidade consumidora;
- Estudo da área útil para instalação do sistema, com orientação em relação ao norte e inclinação;
- Média anual de irradiação solar da cidade;
- Perdas e sombreamento.

3.1 Análise de demanda e descrição

Conforme fatura de energia elétrica presente no Anexo A deste documento, a Tabela 1 a seguir mostra o consumo elétrico dos últimos meses da unidade, considerando a área comum do prédio (consumo elétrico do elevador, iluminação, portaria, sala de máquinas, portão eletrônico, salão de festas e decoração em geral).

Com a análise, observa-se a média de consumo mensal é de 2255,4 kWh.

Tabela 1 - Consumo elétrico dos últimos meses

Mês	Consumo (kWh)
Fev/21	2320
Mar/21	2280
Abr/21	2280
Mai/21	2080
Jun/21	1840
Jul/21	2160
Ago/21	2040
Set/21	2720
Out/21	2200
Nov/21	2320
Dez/21	2320
Jan/22	2000

Média mensal**2255,4**

Fonte: O Autor (2022)

O condomínio se enquadra como consumidor do grupo B3, com ligação trifásica.

3.2 O local

O condomínio possui uma torre com 15 andares, totalizando 60 apartamentos. No terreno existe ainda uma extensa área de estacionamento coberto que envolve o edifício.

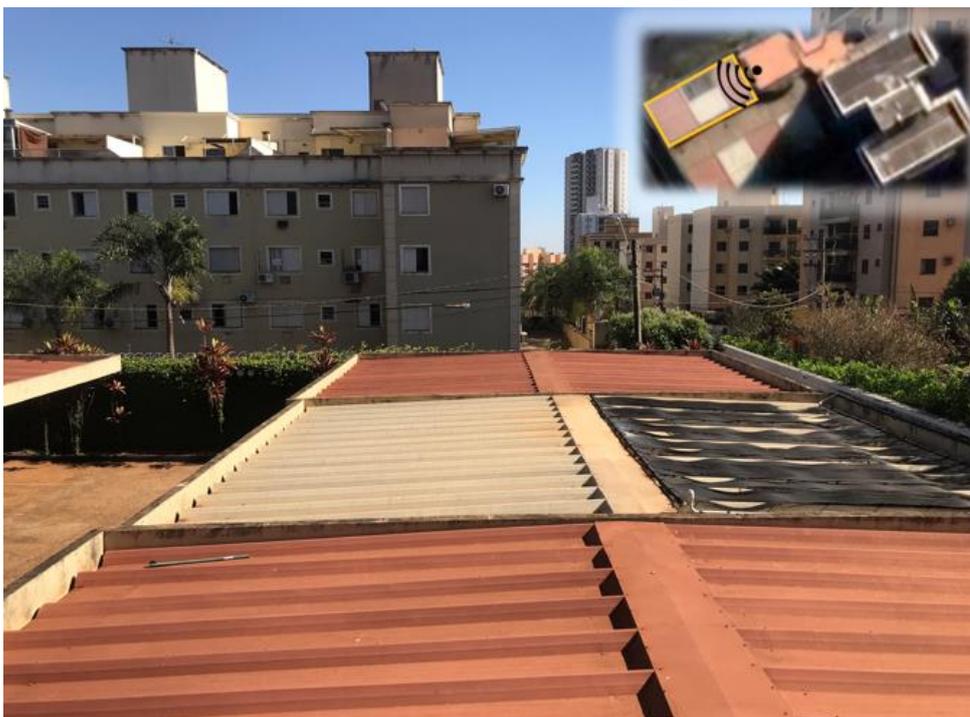
A área útil para a instalação do sistema está indicada na cor amarela, nas duas Figuras a seguir, composta por uma foto aérea e por uma foto próxima ao telhado. A Figura 14 indica a posição do observador em relação à foto, cuja localização geográfica é: latitude: -21.190553, longitude: -47.782709.

Figura 15 - Localização



Fonte: Google Earth (2022)

Figura 16 - O telhado

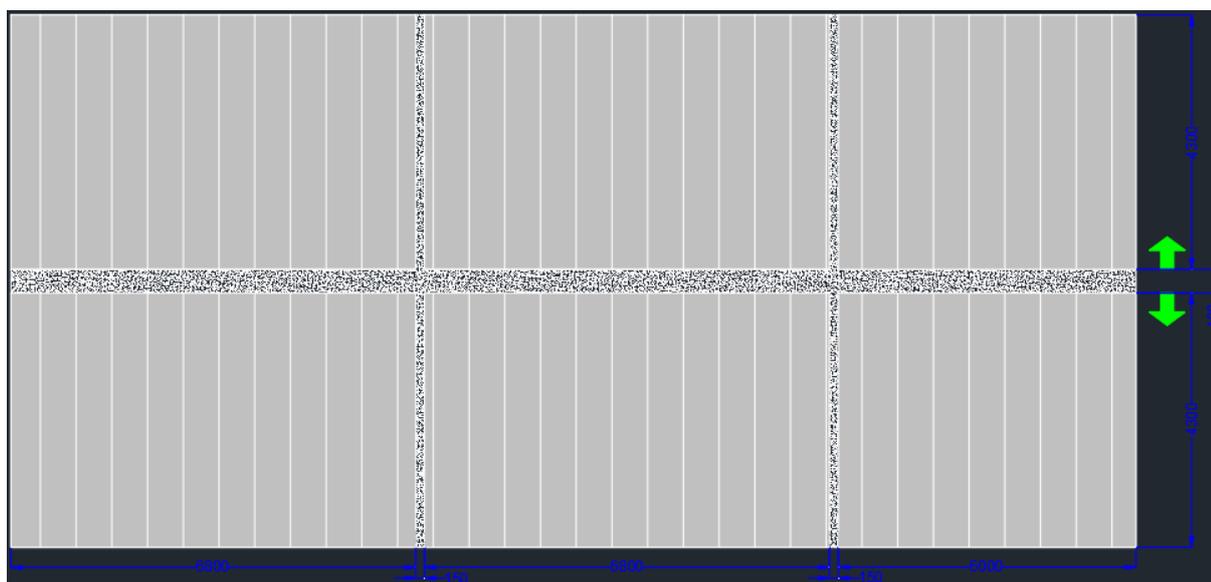


Fonte: O Autor (2022)

O telhado possui seis águas divididas em orientações diferentes, três delas sentido Noroeste e as outras três, no sentido Sudeste. A telha é do tipo “Kalhetão”, sendo necessária a utilização de uma estrutura específica para a fixação dos módulos.

A área útil do local é de 148,8 m², composta por quatro águas de 6,8 m x 4,0 m, e duas de 5,0 m x 4,0 m. A Figura a seguir traz um esboço da área.

Figura 17 - Esboço da área útil do telhado



Fonte: O Autor (2022)

No telhado há um sistema de aquecimento da água da piscina do prédio. É importante ressaltar que, para o projeto, foi considerada a realocação dos aquecedores para outra área do telhado, caso necessário.

O telhado é constituído por duas orientações diferentes: noroeste e sudeste, onde o desvio azimutal da orientação nordeste é de 30 graus, e o desvio da orientação sudeste, 150 graus.

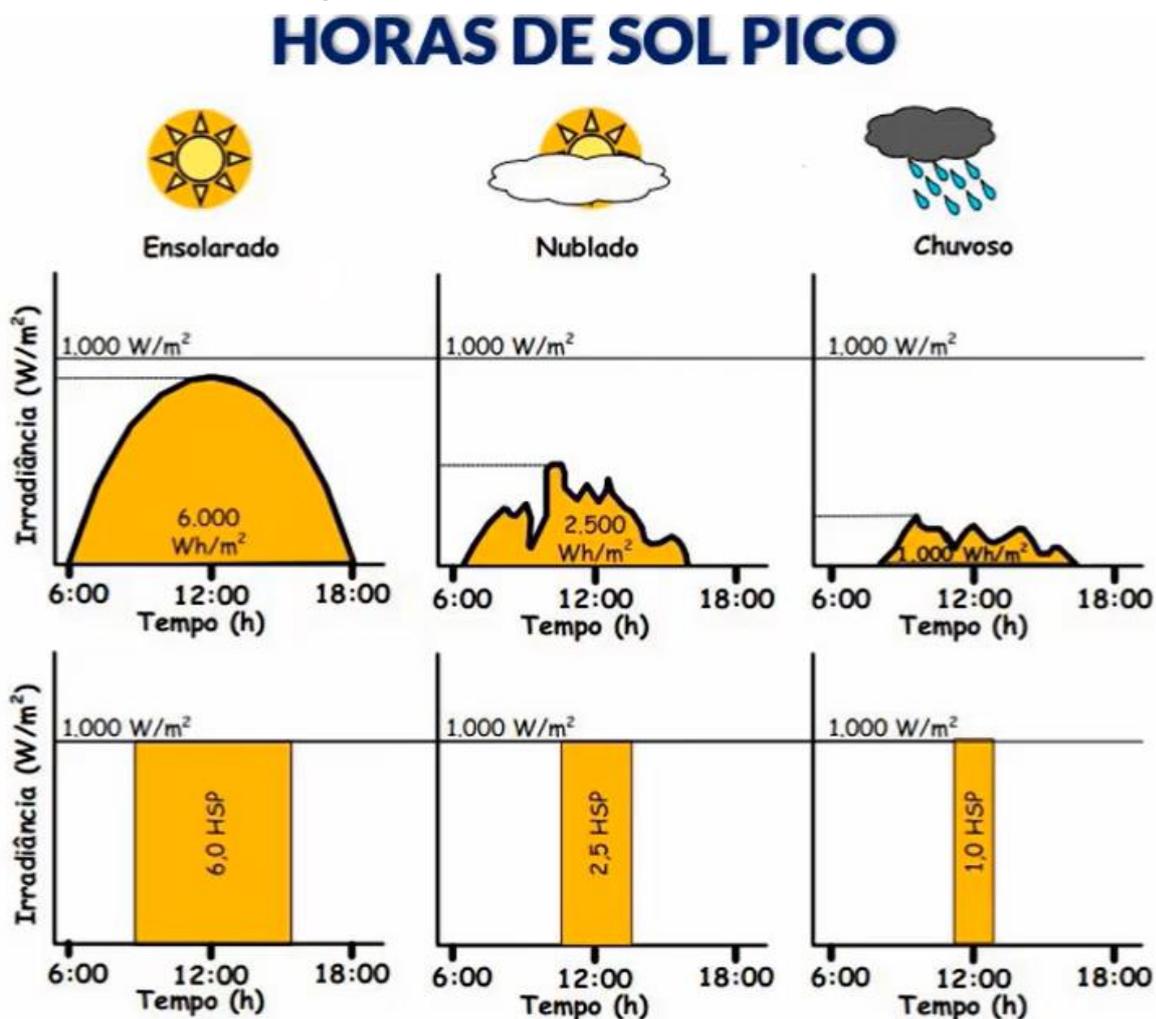
O desvio azimutal é a defasagem, em graus, em relação ao eixo norte geográfico. A inclinação da superfície é de 2 graus (praticamente um plano horizontal).

3.3 Dimensionamento

Para a realização do dimensionamento, deve-se observar o fator principal para a geração de energia: a irradiação solar no local. Em kWh/m².dia, a irradiação é o valor instantâneo da radiação solar incidente durante um período de tempo.

É um valor inconstante, variando diariamente conforme as condições climáticas e sazonais, porém fundamental para o dimensionamento de SFV. Pode-se observar através da Figura a seguir.

Figura 18 - Demonstrativo de Horas de Sol Pleno



Fonte: Blue Sol Educacional (2022)

A Figura 16 exemplifica a quantidade de irradiância (valor instantâneo da irradiação solar) em um intervalo de tempo. A irradiação, que é a irradiância em um intervalo de tempo, ao invés de ser representada em formato parabólico invertido, pode ser representada em uma coluna HSP, uma vez que a área de ambas figuras é igual durante o decorrer do tempo.

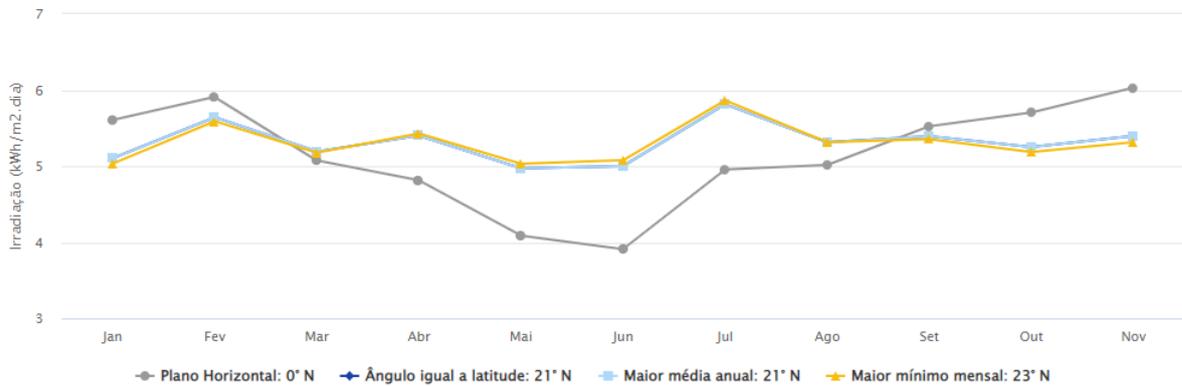
A média mensal de irradiação solar está mostrada na Tabela 2, para a cidade de Ribeirão Preto/SP, segundo a base de dados SunData disponibilizada pelo CRESESB.

Tabela 2 - Potência solar em plano inclinado - Ribeirão Preto/SP

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,61	5,91	5,07	4,81	4,09	3,91	4,10	4,96	5,02	5,53	5,70	6,03	5,06	2,12
✓	Ângulo igual a latitude	21° N	5,10	5,64	5,19	5,40	4,97	5,00	5,15	5,81	5,31	5,39	5,25	5,40	5,30	,84
✓	Maior média anual	21° N	5,10	5,64	5,19	5,40	4,97	5,00	5,15	5,81	5,31	5,39	5,25	5,40	5,30	,84
✓	Maior mínimo mensal	23° N	5,03	5,59	5,18	5,43	5,03	5,08	5,22	5,86	5,32	5,36	5,18	5,31	5,30	,83

Fonte: Cresesb (2022)

Figura 19 - Potência solar em plano inclinado - Ribeirão Preto/SP



Fonte: Cresesb (2022)

A inclinação ideal do módulo FV, para o maior aproveitamento possível na geração de energia, depende da sua localização geográfica (mais especificamente da latitude):

$$\hat{\text{ângulo}} \beta = 1.25 \cdot \text{Latitude} = 1.25 \cdot 21.190553 = 26,48^{\circ} \quad (1)$$

Tendo em vista que há dois desvios azimutais, devido às duas inclinações no telhado analisado, faz-se necessária a correção do HSP de forma com que o ideal seja real.

$$HSP_{real} = HSP_{Plano Horizontal} \cdot Fator_K \quad (2)$$

O Fator K também varia conforme a época do ano e a localização da análise. A Tabela 3 traz a correção do fator K para localizações cuja latitude é de, aproximadamente, 21 graus (conforme primeira coluna). Na segunda coluna, tem-se o desvio azimutal que, neste caso, é de 30 graus para os telhados noroeste.

Tabela 3 - Tabela de correção do fator K

INC.	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
21 0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
21 5	5	0,99	1,01	1,02	1,04	1,05	1,04	1,03	1,02	1,01	0,99	0,99	
21 10	10	0,98	1,01	1,04	1,07	1,1	1,1	1,08	1,06	1,03	1,01	0,98	0,97
21 15	15	0,96	1	1,05	1,1	1,13	1,13	1,11	1,08	1,04	1	0,96	0,95
21 20	20	0,94	0,98	1,05	1,12	1,16	1,16	1,14	1,1	1,04	0,98	0,94	0,92
21 25	25	0,9	0,96	1,05	1,13	1,19	1,19	1,15	1,1	1,03	0,96	0,91	0,88
21 30	30	0,86	0,93	1,03	1,14	1,2	1,2	1,16	1,1	1,02	0,93	0,87	0,84
21 35	35	0,82	0,9	1,01	1,13	1,21	1,21	1,17	1,1	1	0,9	0,82	0,79
21 40	40	0,77	0,86	0,99	1,12	1,21	1,21	1,16	1,08	0,98	0,86	0,77	0,74
21 45	45	0,71	0,81	0,95	1,1	1,2	1,21	1,15	1,06	0,94	0,82	0,72	0,68
21 50	50	0,65	0,76	0,91	1,08	1,18	1,19	1,13	1,03	0,9	0,76	0,66	0,62
21 55	55	0,59	0,7	0,87	1,04	1,16	1,17	1,11	1	0,86	0,71	0,59	0,55
21 60	60	0,52	0,64	0,82	1	1,13	1,14	1,07	0,96	0,81	0,65	0,53	0,48
21 65	65	0,45	0,57	0,76	0,95	1,09	1,11	1,03	0,91	0,75	0,58	0,45	0,4
21 70	70	0,37	0,5	0,7	0,9	1,04	1,06	0,99	0,86	0,69	0,52	0,38	0,33
21 75	75	0,29	0,43	0,63	0,84	0,99	1,02	0,94	0,81	0,63	0,44	0,3	0,25
21 80	80	0,22	0,36	0,56	0,78	0,93	0,96	0,88	0,75	0,56	0,37	0,23	0,17
21 85	85	0,14	0,28	0,48	0,71	0,87	0,9	0,82	0,68	0,49	0,3	0,15	0,09
21 90	90	0,08	0,2	0,41	0,63	0,8	0,83	0,75	0,61	0,42	0,22	0,09	0,08

Fonte: Blue Sol Educacional (2022)

Sendo assim, tem-se a correção do HSP mensal:

Tabela 4 - Correção do HSP

Mês	HSP Plano Horizontal	Fator K	HSP Real (30°)
Janeiro	5,61	0,86	4,82
Fevereiro	5,91	0,93	5,50
Março	5,07	1,03	5,22
Abril	4,81	1,14	5,48
Mai	4,09	1,2	4,91
Junho	3,91	1,2	4,69
Julho	4,10	1,16	4,76
Agosto	4,96	1,1	5,46
Setembro	5,02	1,02	5,12
Outubro	5,53	0,93	5,14
Novembro	5,70	0,87	4,96
Dezembro	6,03	0,84	5,07
Média			5,10

Fonte: O Autor (2022)

Feita a correção, chega-se ao valor de irradiação solar média, em um dia, de 5,10 kWh/m².dia. Este valor também pode ser interpretado como Horas de Sol Pleno (HSP),

representando o tempo (em horas) que a irradiância durante o dia inteiro foi igual a 1000 W/m². Sendo assim, a quantidade de HSP é de 5,10 h, ou seja, 5 horas e 6 minutos.

Para dimensionar o sistema, é essencial a boa compreensão do sistema de compensação de energia regulamentado no Brasil. A compensação é feita em kWh. O relógio medidor de energia contabiliza tanto a energia consumida pela unidade consumidora (vinda da concessionária de energia) quanto a energia produzida e injetada na rede da concessionária.

De acordo com a ANEEL (2014), para consumidores do grupo B, se houver uma injeção de energia superior ao consumido, a fatura de energia não é “zerada”, uma vez que há a cobrança do custo de disponibilidade (ou também conhecido como “consumo mínimo”), que é tabelado da seguinte forma:

Tabela 5 - Custo de disponibilidade de acordo com categoria de atendimento

Categoria	Custo de disponibilidade (kWh)
Monofásica	30
Bifásica	50
Trifásica	100

Fonte: ANEEL (2014)

Tendo em vista a Tabela 3, a tarifa mínima de energia cobrada para em sistema trifásico é de 100 kWh. Se houver qualquer consumo até 100 kWh, será cobrado o valor do custo de disponibilidade.

Como sempre haverá essa cobrança, é válido considerá-la no cálculo da energia a ser gerada mensalmente:

$$\text{Energia gerada} = \text{Consumo Médio} - \text{Custo de Disponibilidade} \quad (3)$$

$$\text{Energia gerada} = 2255,4 - 100 = 2155,4 \text{ kWh/mês} \quad (4)$$

$$\text{Energia gerada} = \frac{2155,4}{30} = 71,85 \text{ kWh/dia} \quad (5)$$

Dessa forma, pode-se calcular a potência pico de geração através da equação a seguir:

$$PFV = \frac{\frac{E}{TD}}{HSP} = \frac{\frac{71,85}{0,70}}{5,10} = 18,78 \text{ kWp} \quad (6)$$

Onde,

- PFV (Wp) – Potência pico do módulo
- E (Wh/dia) – Consumo médio diário
- HSP (h) – Horas de sol pleno
- TD – Taxa de desempenho

A taxa de desempenho (TD) relaciona o desempenho real e o máximo teórico possível pelo sistema. Conforme Pinho e Galdino (2014), esta porcentagem está em um intervalo entre 70 e 85% para sistemas bem ventilados e não sombreados, envolvendo, também, perdas relacionadas à eficiência, queda de tensão (resistência de conectores e cabeamento), sujidade, entre outras.

Neste projeto, foi adotado uma TD de 70% tendo em vista o leve sombreamento matutino, em parte dos módulos nos períodos de verão, e a pequena inclinação de parte do telhado para sudeste.

3.4 Escolha dos equipamentos

Analisando o catálogo das fabricantes, foi selecionado o módulo da fabricante Canadian[®] HiKu 460 W (ficha técnica anexada). Com este modelo, deve-se definir a quantidade de módulos a ser instalada para o alcance da PFV.

$$N = \frac{PFV}{P_{un}} = \frac{18780}{460} = 40,82 \text{ módulos} \quad (7)$$

Arredondando o valor encontrado para um número inteiro, e para paridade, serão considerados 42 módulos.

Figura 20 - Dados elétricos módulo Canadian HiKu 460 W

DADOS ELÉTRICOS STC*						
CS3W	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS	460MS
Máx. Potência Nominal (Pmax)	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W	460 W
Opt. Tensão de Operação (Vmp)	40,5 V	40,7 V	40,9 V	41,1 V	41,3 V	41,5 V
Opt. Corrente de Operação (Imp)	10,75 A	10,82 A	10,89 A	10,96 A	11,02 A	11,09 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	48,5 V	48,7 V	48,9 V	49,1 V	49,3 V	49,5 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	11,42 A	11,48 A	11,54 A	11,60 A	11,66 A	11,72 A
Eficiência de Módulo	19,7%	19,9%	20,1%	20,4%	20,6%	20,8%
Temperatura de Operação	-40°C – +85°C					
Máx. Tensão de Sistema	1500V (IEC/UL) ou 1000V (IEC/UL)					
Desempenho antichamas do módulo	TIPO 1 (UL 61730 1500V) ou TIPO 2 (UL 61730 1000V) ou CLASSE C (IEC 61730)					
Máx. valor nominal do fusível de série	20 A					
Classe da aplicação	Classe A					
Tolerância de potência	0 – + 10 W					

* Sob condições de teste padrão (STC), irradiância de 1000 W/m², espectro AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C.

Fonte: Genyx - Canadian Solar® (2022)

Foram selecionados dois inversores módulo da fabricante *Sungrow*®, dos modelos SG8.0RS e SG10RS (fichas técnicas anexadas).

Figura 21 - Dados elétricos dos inversores *Sungrow*® modelo SG8.0RS e SG10RS

	SG8.0RS	SG9.0RS	SG10RS
Descrição			
Entrada (CC)	12 kWp		15 kWp
Máxima potência FV de entrada recomendada		13,5 kWp	
Máxima tensão de entrada FV		600 V	
Mínima tensão de entrada FV/ Tensão de inicialização		40 V/50 V	
Tensão nominal de entrada FV		360 V	
Intervalo de tensão MPP		40 - 560 V	
Intervalo de tensão MPP para potência nominal	250 - 480 V	280 - 480 V	310 - 480 V
Nº de entradas MPPT independentes		3	
Nº de strings FV por MPPT		1	
Máxima corrente de entrada FV		48A (16 A/16 A/16A)	
Máxima corrente CC de curto-circuito		60A (20 A/20 A/20A)	
Saída (CA)			
Potência ativa de saída CA nominal @40°C	8000 W	9000 W	10000 W
Máxima potência aparente de saída CA @40°C	8000 VA	9000 VA	10000 VA
Máxima corrente de saída CA	36,4 A	41 A	45,5 A
Tensão CA nominal		220/230/240V	
Intervalo de tensão CA		154 V a 276 V	
Frequência nominal da rede/Faixa de frequência da rede		60 Hz/55 a 65Hz	
Distorção harmônica total (THD)		< 3% (à potência nominal)	
Fator de potência à potência nominal/Fator de potência ajustável		> 0,99/0,8 adiantado – 0,8 atrasado	
Fases de alimentação/conexão		1/1	
Eficiência			
Eficiência máxima/Eficiência europeia	97,8 %/97,3 %	97,8 %/97,4 %	97,8 %/97,4 %
Proteção			
Monitoramento de rede		Sim	
Proteção de polaridade CC reversa		Sim	
Proteção contra curto-circuito CA		Sim	
Proteção contra corrente de fuga		Sim	
Proteção contra surtos		CC Tipo II/CA Tipo II	
Interruptor CC		Sim	
Monitoramento de corrente por string FV		Sim	

Fonte: *Sungrow*® (2022)

Há a possibilidade da instalação de um único inversor com potência maior, porém, haveria a necessidade de utilização de um transformador, uma vez que a tensão de alimentação do inversor é 380 V. Como a tensão de linha da região é 220 V, seria necessária a instalação do transformador elevador de tensão, para 380 V.

Porém, foi optada a utilização de dois inversores de menor potência por quatro motivos:

- Maior quantidade de MPPTs.
- Economicamente mais viável.
- Evitar ruídos sonoros com o transformador, além de manutenções.
- Na necessidade de acionamento de garantia do inversor, haverá o segundo em funcionamento. Se fosse instalado somente um inversor, na necessidade de acionamento de garantia ou reparo, todo o sistema ficaria desligado.

A configuração de instalação fica da seguinte forma:

Tabela 6 - Configuração do sistema FV

Inversor	SG10RS			SG8.0RS		
	String 1	String 2	String 3	String 1	String 2	String 3
String	String 1	String 2	String 3	String 1	String 2	String 3
Qtd. de módulos	8	8	8	6	6	6
Tensão Voc (V)	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5
Corrente Isc (A)	11,72	11,72	11,72	11,72	11,72	11,72
Potência unitária (W)	460	460	460	460	460	460
Potência total (W)	3680	3680	3680	2760	2760	2760
		11040			5520	
Corrente total (A)	11,72	11,72	11,72	11,72	11,72	11,72
Tensão total (V)	396	396	396	297	297	297

Fonte: O Autor (2022)

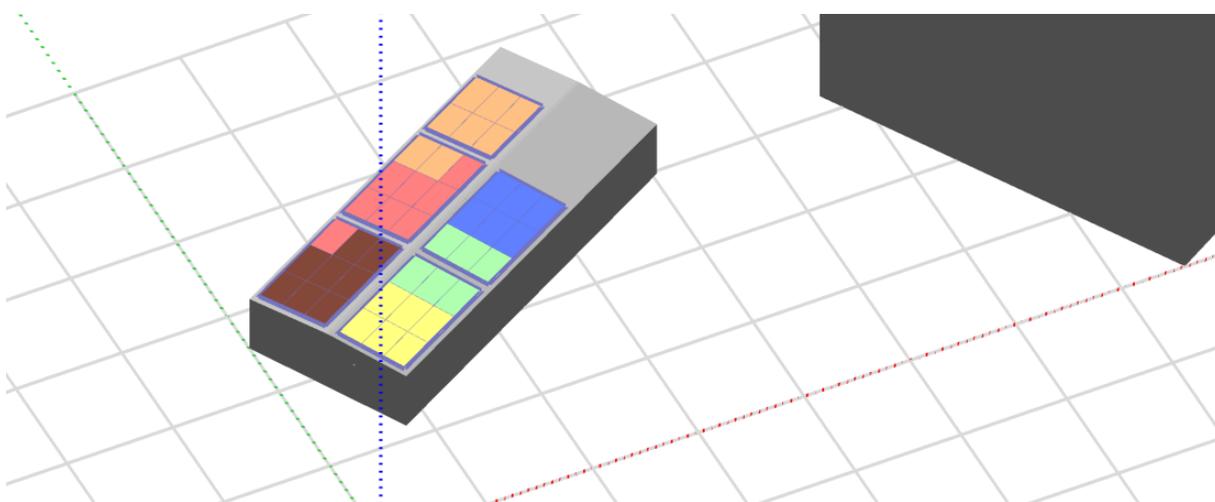
Os 42 módulos foram divididos em 6 Strings (sendo três em cada inversor). No inversor SG10RS há 3 conjuntos com 8 módulos ligados em série, enquanto no inversor SG8.0RS, 3 conjuntos com 6 módulos ligados em série.

É importante ressaltar que é possível realizar expansões futuras para ambos inversores, adicionando módulos com objetivo de maior geração, uma vez que há margem para todos os parâmetros máximos do inversor (tensão, corrente e potência).

3.5 Simulação

Foi realizada a simulação do sistema para melhor assertividade da análise. O software utilizado foi o PVsyst®.

Figura 22 - Modelo 3D com análise de sombreamento em simulação PVsyst®



Fonte: O Autor (2022)

Tabela 7 - Expectativa de geração mensal em simulação PVsyst®

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	174.0	91.08	23.10	173.7	129.0	2129	2062	0.614
Fevereiro	159.3	72.30	23.45	159.2	126.2	2078	2013	0.654
Março	161.5	76.96	23.31	161.7	136.3	2270	2201	0.705
Abril	144.7	55.33	21.79	145.1	133.8	2259	2193	0.782
Maio	132.4	49.51	18.76	133.0	125.0	2168	2106	0.819
Junho	124.4	36.22	18.03	125.1	118.1	2059	2001	0.828
Julho	136.7	38.08	17.41	137.6	130.1	2266	2201	0.828
Agosto	155.9	47.51	19.21	156.6	147.0	2511	2440	0.807
Setembro	160.1	62.11	19.74	160.5	140.5	2362	2291	0.739
Outubro	174.0	79.73	22.08	174.0	134.6	2239	2169	0.645
Novembro	172.9	87.36	21.76	172.7	133.7	2228	2160	0.647
Dezembro	184.8	94.89	22.84	184.5	144.3	2366	2294	0.644
Ano	1880.7	791.08	20.94	1883.8	1598.7	26935	26130	0.718

Fonte: O Autor (2022)

Analisando a simulação, a expectativa de geração mensal é, em média, 2178 kW (valor próximo ao previsto nos cálculos iniciais).

Na simulação, foram consideradas perdas por:

Tabela 8 - Perdas em simulação PVsyst®

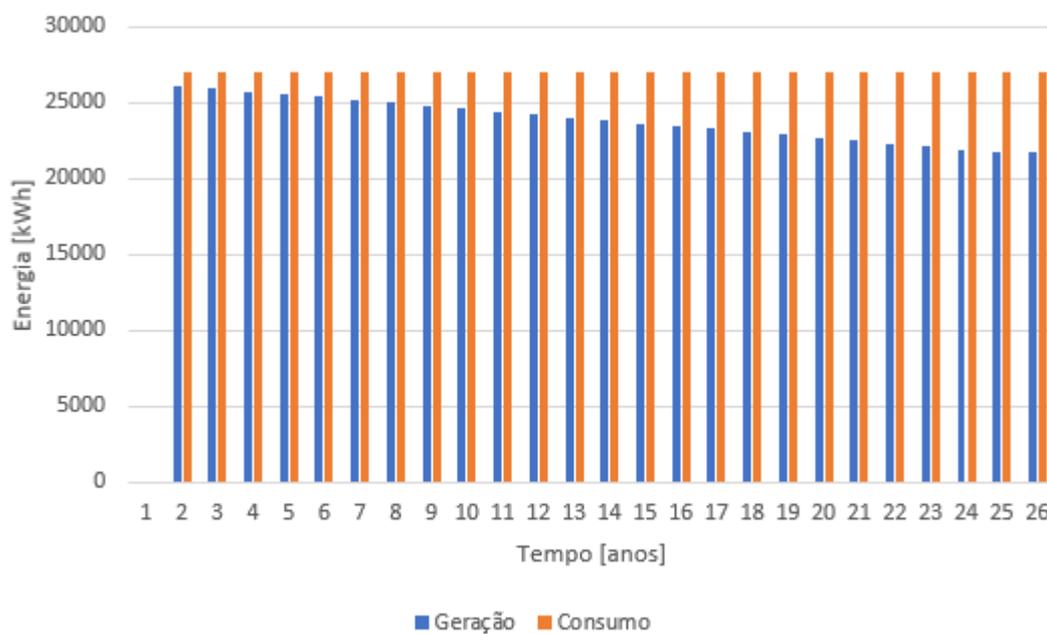
Tipo de perda	%
Sombreamento	11,83
Perda por incidência angular	0,77
Sujidade	3,00
Nível de irradiância	0,80
Temperatura	7,30
Degradação induzida por luz	1,00
Mismatch	2,10
Perdas ôhmicas	1,01
Eficiência do inversor	2,70
TOTAL	30,51

Fonte: O Autor (2022)

Os módulos possuem garantia de 25 anos em relação ao desempenho de potência linear, onde a degradação de energia anual subsequente não é superior a 0,55% e que, ao final do vigésimo quinto ano, a potência real não seja inferior a 83,1% da potência de saída nominal. O mesmo acontece para o inversor, com garantia de defeito de fabricação ou funcionamento de 25 anos.

Considerando tais informações, as Figuras a seguir demonstram a expectativa de geração conforme os 25 anos de garantia de equipamentos em comparação com o consumo (teoricamente não alterado).

Figura 23 - Expectativa de geração e consumo ao longo dos anos



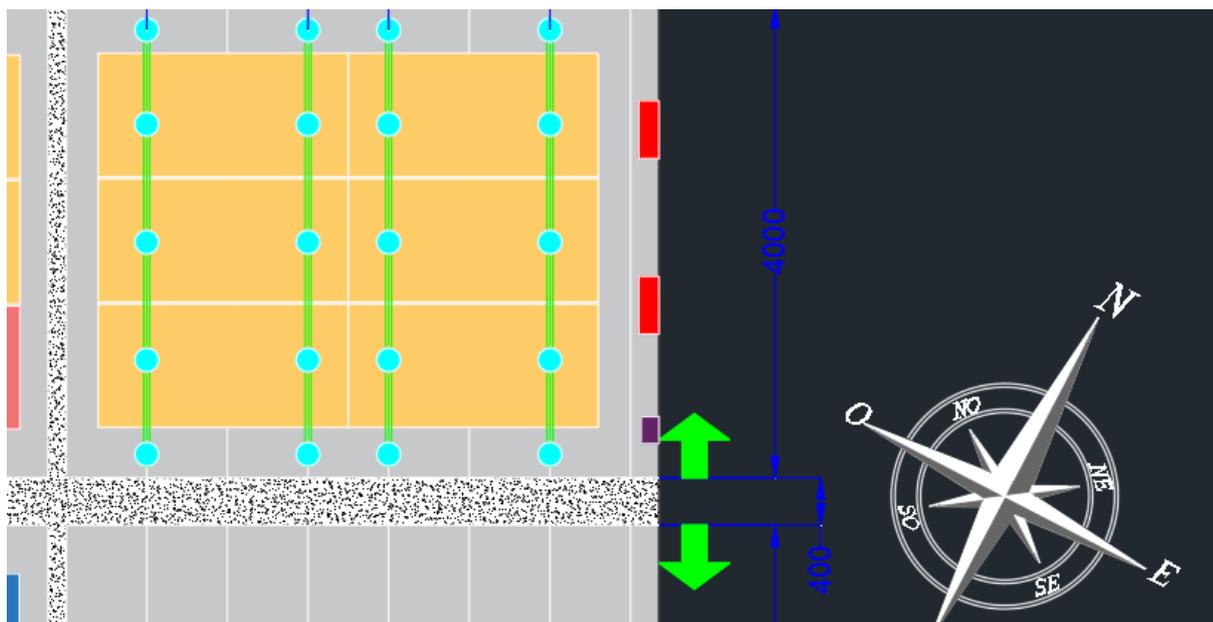
Fonte: O Autor (2022)

3.6 Proteção

A proteção do sistema é fundamental tanto para a segurança de operação do aparelho eletrônico quanto para o bom funcionamento do mesmo.

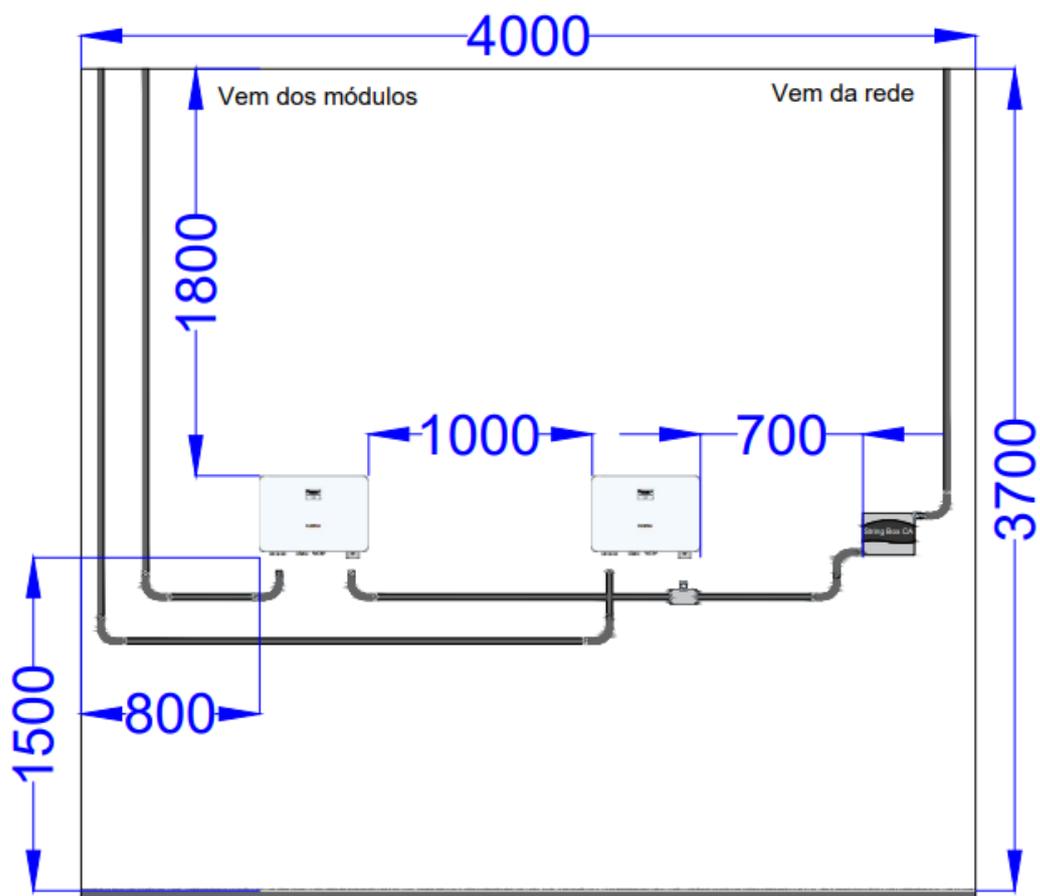
O primeiro passo é definir a localização dos equipamentos. Os inversores, em vermelho, e a caixa de proteção CA (string box), na cor roxa, estão evidenciados na Figura a seguir.

Figura 24 - Localização dos inversores e da String Box CA



Fonte: O Autor (2022)

Figura 25 - Localização dos dois inversores e da String Box CA na parede



Fonte: O Autor (2022)

Para a definição do posicionamento na parede, seguiu-se as distâncias mínimas exigidas pela fabricante, presente no Manual do Usuário do equipamento.

Nas laterais horizontais do inversor, o mínimo de distância para outro equipamento ou outra parede é de 30 cm. Foi atribuído 1 metro por segurança.

A medida superior mínima é de 50 cm, enquanto a inferior, 40 cm.

Para a conexão de SFV em instalações elétricas de baixa tensão, há regras estabelecidas pela norma brasileira ABNT NBR 5410. Dessa forma, o dimensionamento dos condutores pode ser pelo critério de queda de tensão, capacidade de condução de corrente ou seção mínima.

A Nota 3 da norma NBR 16690 diz que é recomendado que a queda de tensão seja inferior a 3 % no arranjo fotovoltaico. Dessa forma:

$$\text{Queda tensão (\%)} = \frac{\Delta V}{U} = \frac{R * I}{U} = \frac{(\rho * \frac{L}{A}) * I}{U} \quad (8)$$

Onde,

- ΔV (V) – Queda de tensão o circuito
- U (V) – Tensão da fonte fotovoltaica, vinda dos módulos
- R (Ω) – Resistência do condutor
- I (A) – Intensidade de corrente elétrica
- ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) – Resistividade do condutor por metro
- L (m) – Comprimento do condutor do circuito
- A (mm^2) – Seção transversal do condutor

Considera-se o pior dos casos, onde a quantidade de módulos é maior (com maior tensão da fonte fotovoltaica) e há maior comprimento do condutor do circuito.

Sendo assim, a String 1 do inversor SG10RS possui 8 módulos com tensão individual de circuito aberto (Voc) de 49,5 V, totalizando 396 V. A corrente de curto circuito da String 1 é de 11,72 A. A distância do inversor até a conexão com o primeiro módulo é de, aproximadamente, 25 metros em cabeamento.

Considerando o cobre como o condutor dentro do cabo, este material tem resistividade igual a $0,0172 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$. O condutor escolhido tem seção nominal de 4 mm^2 .

$$Queda\ tensão\ (\%) = \frac{\left(0,0172 * \frac{25}{4}\right) * 11,72}{396} = 0,00318 = 0,318\ \% \quad (9)$$

Tendo em vista a queda de tensão muito inferior a 3%, será utilizado o condutor com seção nominal de 4 mm². Inclusive, essa é a seção recomendada pelo fabricante.

A tabela a seguir apresenta o mesmo cálculo realizado para todas as Strings:

Tabela 9 - Queda de tensão por string

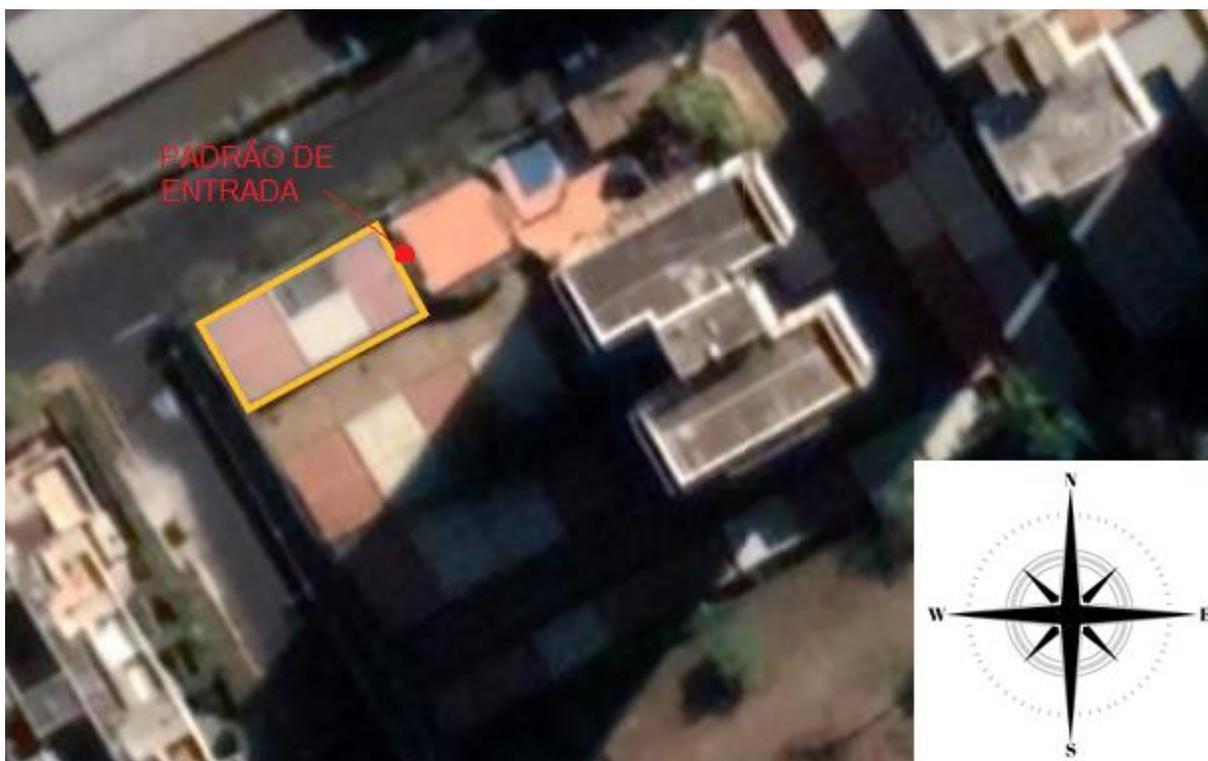
Inversor	String	Tensão (V)	Distância (m)	Seção do condutor (mm ²)	Queda de Tensão (%)
	String 1	396	25	4	0,318
SG10RS	String 2	396	21	4	0,267
	String 3	396	15	4	0,191
	String 1	297	35	4	0,594
SG8.0RS	String 2	297	25	4	0,424
	String 3	297	15	4	0,255

Fonte: O Autor (2022)

O condutor escolhido nas conexões CC entre Strings e inversor é da marca Sil[®], modelo flexível, com tipo de isolamento HEPR, resistentes à temperatura de 90°C e tensão de 1 kV.

O mesmo deve ser considerado para o cabeamento em corrente alternada do inversor. Deve-se conectar o inversor na alimentação em corrente alternada em um ponto de conexão do prédio. Neste caso, será conectado diretamente no padrão de entrada.

Figura 26 - Localização do padrão de entrada



Fonte: O Autor (2022)

A cabine do padrão de entrada localiza-se ao lado da parede onde os inversores estão projetados. A distância entre o ponto de conexão CA (no padrão de entrada) e o inversor é de, aproximadamente, 5 metros em cabeamento. Logo, não será necessária a verificação da queda de tensão, uma vez que a distância é muito pequena.

A corrente de saída máxima do inversor SG10RS, segundo datasheet, é de 45,5 A. Segundo a IEC 60364-7-712, pode-se considerar uma corrente 1,25 vezes maior que a corrente nominal, como um fator de segurança. Portanto, tem-se:

$$I = 1,25 * 45,5 = 56,88 \text{ A} \quad (10)$$

Condutores com seção nominal de 16 mm² suportam tal corrente, uma vez que seu máximo é 68 A.

Para a escolha do disjuntor, deve-se analisar sua corrente de desarme. A corrente do disjuntor deve ser superior à corrente máxima suportada pelo condutor (68 A). Ao mesmo tempo, sua corrente deve ser maior que a nominal do circuito (56,88 A). O disjuntor comercial que atende essa demanda é com corrente desarme de 63 A, bipolar.

Analisando o inversor SG8.0RS, segundo datasheet, a corrente máxima de saída em corrente alternada é de 36,4 A. Considerando o fator de segurança de 25%, tem-se:

$$I = 1,25 * 36,4 = 45,5 A \quad (11)$$

Condutores com seção nominal de 10 mm² suportam tal corrente, uma vez que seu máximo é 50 A. O disjuntor comercial que atende essa demanda é com corrente desarme de 50 A, também bipolar.

Para evitar a sobrecarga de duas fases do sistema elétrico do condomínio, pode-se dividir o sistema nas três fases: A e B na alimentação do SG8.0RS e B e C na alimentação do SG10RS. A fase B é comum em ambas conexões, sendo assim, sua corrente será a soma dos dois sistemas.

É necessária a proteção geral, através de um disjuntor geral, dos disjuntores individuais de cada inversor. Para isso, considera-se a maior corrente entre os condutores e, neste caso, seria a corrente do condutor fase B.

$$I = 45,5 + 56,88 = 102,38 A \quad (12)$$

Condutores com seção nominal de 35 mm² suportam tal corrente, uma vez que seu máximo é 111 A. Porém, o disjuntor comercial com corrente maior (e mais próxima) ao necessário é de 125 A. Dessa forma, para um disjuntor tripolar de 125 A, deve-se conectar condutores com seção nominal de 70 mm², uma vez que suporta corrente máxima de 171 A.

Concomitantemente ao disjuntor geral, deve-se instalar 3 DPS (um por fase).

3.7 Instalação

O telhado do tipo Kalhetão exige uma forma específica de instalação do SFV. A telha é furada em sua curva mais alta para a fixação dos parafusos estruturais e buchas (em branco, na Figura a seguir). Neste projeto, a distância entre os furos é 1 metro, enquanto os furos do término da telha têm distância de 0,8 m.

Figura 27 - Parte superior da telha perfurada



Fonte: photoenergy® (2022)

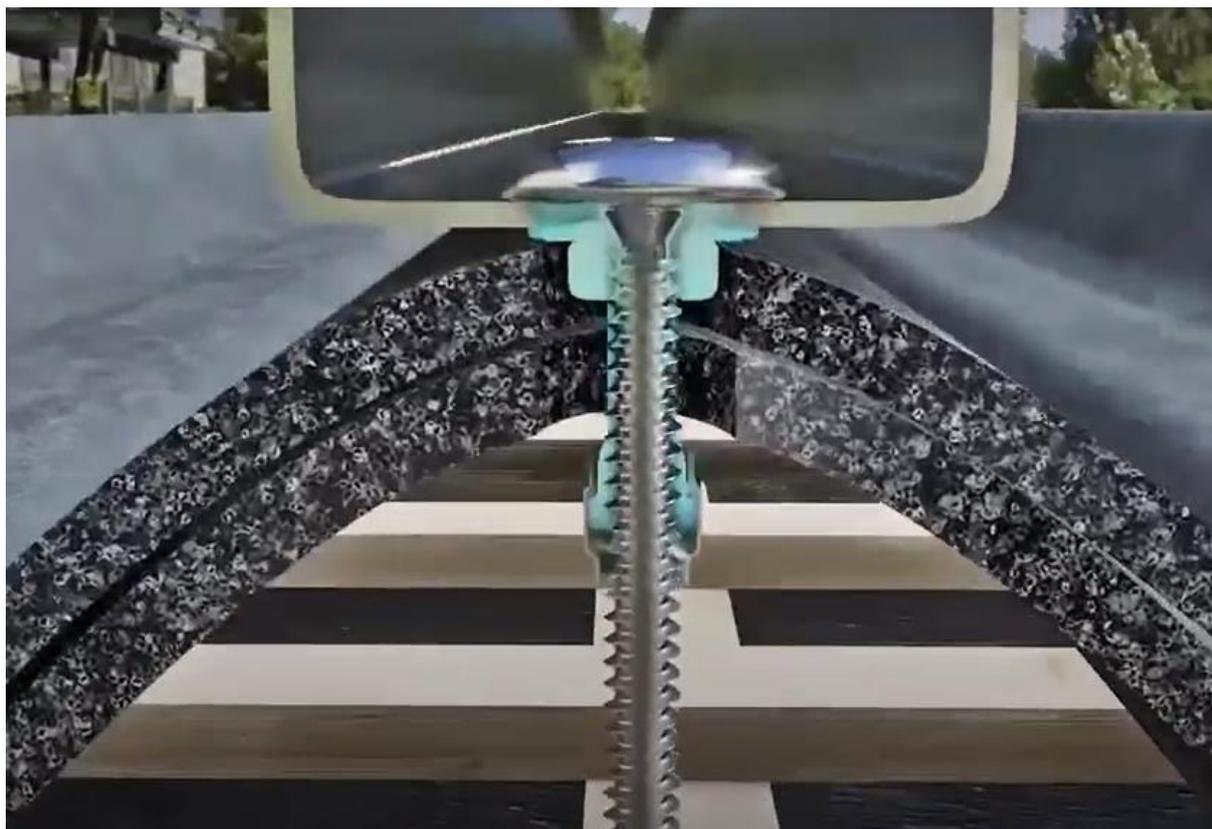
Os trilhos metálicos (ou também conhecidos como perfis), que têm função de servir de apoio na fixação dos módulos, são colocados sobre os furos e fixados com parafusos.

Figura 28 - Trilhos metálicos na parte superior da telha



Fonte: photoenergy® (2022)

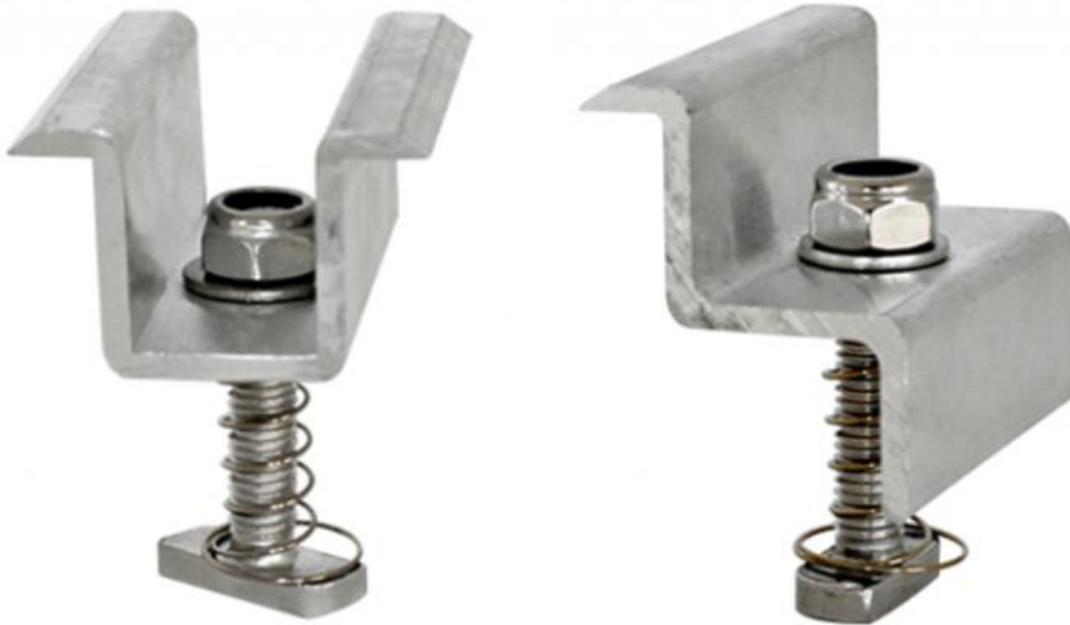
Figura 29 - Perfis parafusados



Fonte: photoenergy® (2022)

Os módulos são colocados sobre os perfis metálicos, e são fixados por meio de grampos. Há dois tipos de grampo: intermediário e terminal. Os grampos intermediários fixam dois módulos sobre o mesmo trilho, tendo um formato semelhante a um “T”, ficando entre as placas. Já os grampos terminais fixam somente um módulo nas pontas do telhado.

Figura 30 - Grampos intermediário e final



Fonte: Genyx® (2022)

Um par de cabos de corrente contínua é conectado a cada String. O polo positivo do inversor é conectado em um cabo cuja a outra extremidade é conectada no polo positivo do primeiro módulo da string. O segundo cabo (negativo) conecta a outra extremidade da conexão dos módulos FV ao polo negativo do inversor.

Os módulos da mesma string são conectados em série, onde o conector macho de um módulo é conectado ao fêmea do anterior, e assim por diante, até que restem apenas dois terminais de toda a string: um terminal do primeiro módulo, e outro terminal do último. Estes dois terminais são emendados em condutores (conforme dimensionados anteriormente) e conectados ao inversor.

Nos casos em que não é possível a conexão de um módulo no subsequente pela distância entre os terminais, pode-se realizar emenda assim como nas conexões entre inversor e string. As conexões são realizadas por um conector específico: o MC4.

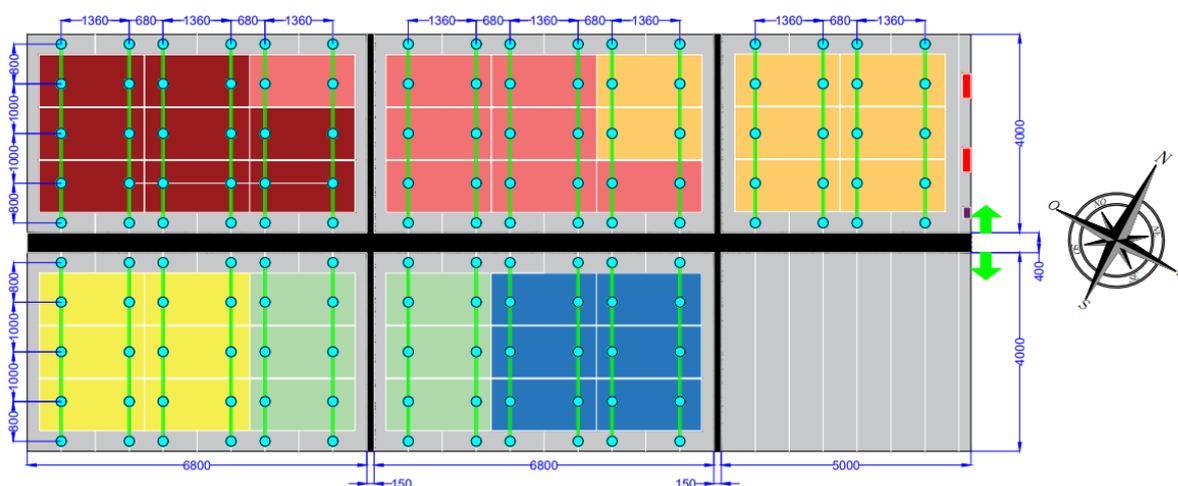
Figura 31 - Par de conectores MC4



Fonte: *Leader*® (2022)

A imagem a seguir mostra, em desenho, a estrutura de fixação e os módulos FV. A divisão das strings nos inversores está presente no diagrama unifilar (anexado a este documento).

Figura 32 - Estrutura de fixação dos módulos FV

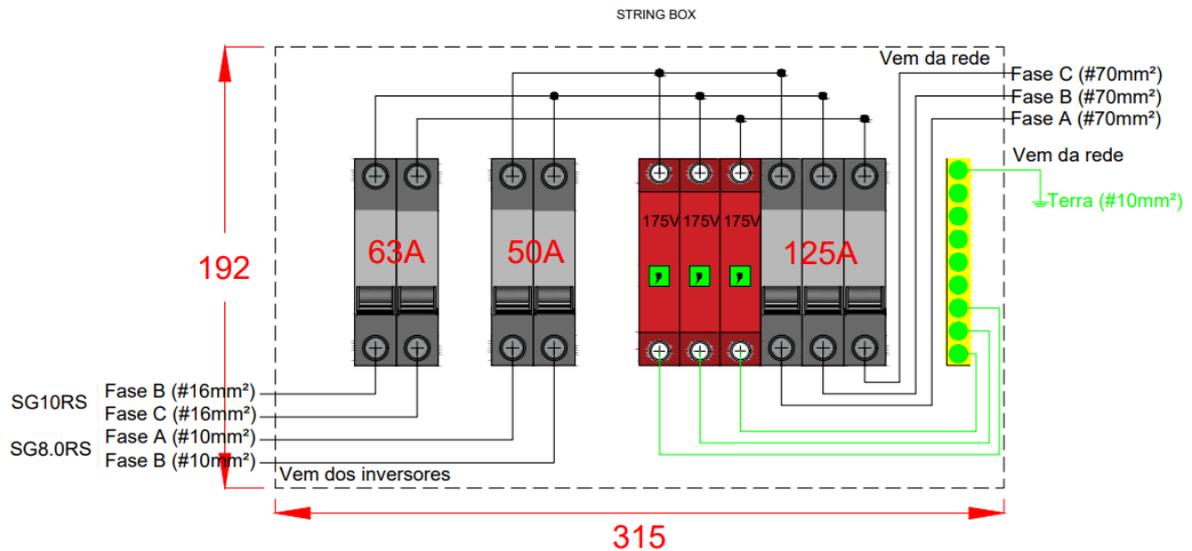


Fonte: O Autor (2022)

Na carcaça dos módulos é conectado o cabo de aterramento, assim como nas estruturas metálicas e nos inversores. Os condutores de aterramento são interligados.

A Figura a seguir mostra a conexão dentro da string box de corrente alternada, localizada ao lado dos dois inversores.

Figura 33 - Conexões CA na String Box



Fonte: O Autor (2022)

Por fim, a Tabela a seguir lista os materiais necessários para a instalação.

Tabela 10 - Lista de materiais para a instalação

Quantidade	Descrição
160	Cabo solar vermelho 4 mm ²
160	Cabo solar preto 4 mm ²
22	Conector MC4 - par
28	Perfil metálico
56	Grampo terminal
56	Grampo intermediário
140	Kit parafuso estrutural
1	Inversor SG10RS [®]
1	Inversor SG8.0RS [®]
42	Módulo fotovoltaico Canadian [®] 460W
1	Disjuntor tripolar 125 A
1	Disjuntor bipolar 63 A
1	Disjuntor bipolar 50 A

3	DPS classe 2
20	Cabo 70 mm ²
4	Cabo 10 mm ²
4	Cabo 16 mm ²
1	String box CA
60	Eletroduto galvanizado
1	Trilho DIN
4	Terminal ilhós 10 mm ²
4	Terminal ilhós 16 mm ²
6	Terminal ilhós 70 mm ²

Fonte: O Autor (2022)

3.8 Adequações necessárias e homologação

O sistema, mesmo após instalado, não está apto a funcionar antes que seja homologado pela concessionária de energia local, a CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). O sistema só pode funcionar após haver a troca do relógio medidor por um do tipo bidirecional.

As equipes de engenharia e de instalação devem fornecer a documentação necessária para que haja a Solicitação de Acesso à Geração Distribuída, conhecida como S.A.

O primeiro passo é a adequação do padrão de entrada de acordo com as normas atuais da concessionária. O arquivo GED-13 traz informações como o dimensionamento, em tabela, do padrão de entrada, de acordo com a Figura a seguir.

Figura 34 - Dimensionamento do padrão de entrada GED-13 CPFL

Dimensionamento em Tensão 127/220V – Ramal de Entrada Cobre PVC											
Fases	Monofásico		Bifásico		Trifásico						
Categoria	A1 ⁽¹⁾	A2 ⁽¹⁾	B1	B2	C1	C2	C3	C4 ⁽⁵⁾	C5 ⁽⁵⁾	C6 ⁽⁵⁾	
Carga Instalada (kW)	C ≤ 6	6 < C ≤ 12	12 < C ≤ 18	18 < C ≤ 25	25 < C ≤ 75						
Demanda Total (kVA)	-	-	-	-	D ≤ 23	23 < D ≤ 30	30 < D ≤ 38	38 < D ≤ 47	47 < D ≤ 57	57 < D ≤ 76	
Limitação motores (cv)	FN ⁽¹⁾	1	2	2	2	2	3	5	7,5	7,5	
	FF	-	-	3	5	3	5	7,5	7,5	10	15
	FFFN ⁽³⁾	-	-	-	-	15	20	25	30	40	50
Ramal de Entrada Cabo Cu PVC mm ² BWF 70°C 750 V	6	16	16	25	16	25	35	50	70 ⁽⁴⁾	95 ⁽⁴⁾	
Caixa de medição	Policarbonato ou tipo II ⁽²⁾				Policarbonato ou tipo III			H			
Poste Padrão com caixa incorporada	Poste padrão medição direta até 100 A				Poste padrão medição direta até 100 A			Poste padrão medição indireta			
Disjuntor (A)	32	63	63	80	63	80	100	125	150	200	
Eletroduto (mm)	32		40				50		60		
Aterramento	Condutor nu (mm ²)	6	10					16	25	35	
	Eletroduto (mm)	20									
Resistência mecânica poste DT ou FV	90 daN							200 daN	300 daN		
Poste Tubular de Aço (mm)	Circular 101,6 x 5,0 (diâmetro ext. x esp.) ou Quadrado 80 x 80 x 3 mm							-			
Pontaleta Tubular de Aço (mm)	60,33 x 3,35 ou 80 x 80 x 3 (diâmetro externo x espessura)					-	-	-	-	-	
Ramal de conexão (mínimo)	10 mm ² Duplex	16 mm ² Triplex	16 mm ² Triplex	25 mm ² Triplex	10 mm ² Quadruplex	16 mm ² Quadruplex	25 mm ² Quadruplex	35 mm ² Quadruplex	50 mm ² Quadruplex	70 mm ² Quadruplex	

Fonte: CPFL (2022)

A categoria de atendimento da unidade consumidora é a C5, com condutores do ramal de entrada com seção de 70 mm², condutor de aterramento com seção de 25 mm² e disjuntor geral de 150 A. A medição é indireta, uma vez que a corrente de desarme do disjuntor é superior a 100 A, e os condutores do ramal de conexão devem ter seção nominal mínima de 50 mm² do tipo quadruplex.

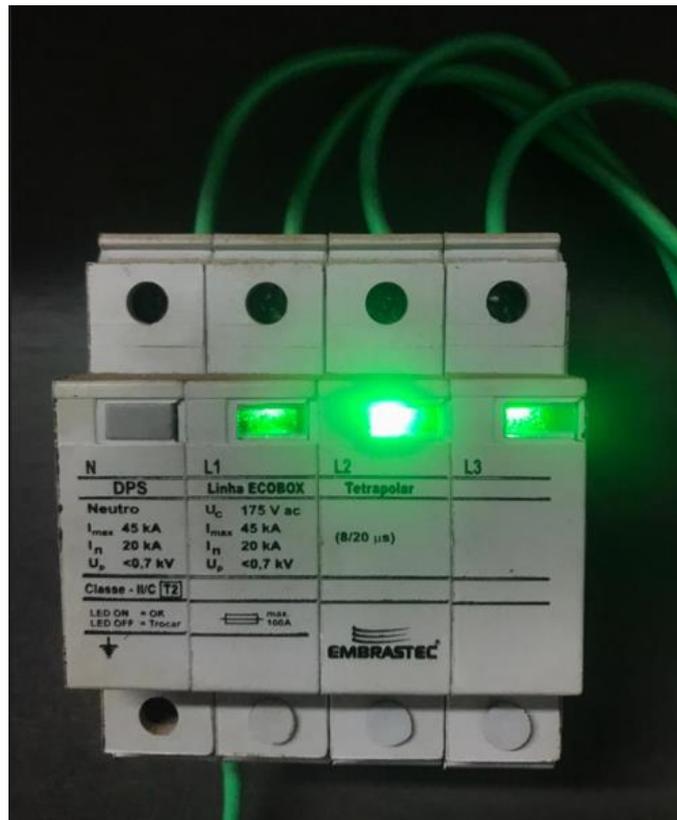
A CPFL exige, em suas normas, também, a instalação de DPS no padrão de entrada, junto ao disjuntor geral.

Os relógios bidirecionais possuem corrente máxima para operação de 100 A. Se houver a passagem de uma corrente superior, o equipamento pode ser danificado. Sendo assim, utiliza-se transformadores de corrente (TC) para que haja a diminuição da corrente.

Além dos TC's, a norma exige uma chave seccionadora de proteção.

O ramal de entrada do condomínio é subterrâneo, onde o poste de derivação localiza-se na calçada oposta à calçada do prédio. O transformador da concessionária está instalado neste poste.

Figura 36 - DPS do padrão de entrada



Fonte: O Autor (2022)

Figura 37 - Relógio Medidor Convencional



Fonte: O Autor (2022)

Figura 38 - Chave Seccionadora do padrão de entrada



Fonte: O Autor (2022)

Figura 39 - Cabine do padrão de entrada



Fonte: O Autor (2022)

Figura 40 - Transformador de 150 kVA



Fonte: O Autor (2022)

O padrão de entrada está adequado conforme normas da concessionária local, com todos os dispositivos exigidos para a instalação de um sistema de geração distribuído. Não será necessário o aumento de carga, uma vez que a potência em inversores (18 kW) está no intervalo da categoria C6: entre 47 e 57 kW.

Para o processo de homologação na CPFL, a SA é feita com o envio de toda a documentação referente ao projeto: diagrama unifilar; layout elétrico; datasheet dos equipamentos; fatura de energia; documento de identidade do titular da conta; procuração informando quem pode fazer o envio da documentação; formulário padrão da concessionária; ART e TRT assinados.

Após o envio da documentação, a concessionária precisa aprovar a Solicitação de Acesso, enviando o Parecer da aprovação. Com o Parecer de Acesso, pode ser solicitada a vistoria final para a troca do relógio medidor e, assim, o sistema funcionar normalmente.

4 ANÁLISE FINANCEIRA

Todo o processo de análise o projeto tem custos, bem como o estudo do sistema, materiais, instalação, mão de obra, homologação e manutenção. Nesta etapa, será realizado um levantamento do investimento inicial que englobam os custos com projeto, mão de obra, compra dos materiais e instalação.

Também serão analisados os custos com manutenção e o retorno financeiro ao longo do tempo de geração de energia.

4.1 Investimento inicial

Inicialmente, os custos relacionados ao sistema consistem na compra dos materiais, realização da instalação com uma equipe técnica profissional, elaboração do projeto e homologação do sistema na concessionária local.

Foram realizadas cinco cotações com equipes técnicas da região. O custo com instalação engloba a compra, por parte da equipe técnica instaladora, dos materiais CA, como os disjuntores, condutores, DPS, terminais e eletrodutos.

A Tabela a seguir mostra os valores da instalação cotados.

Tabela 11 - Cotações para instalação

Instalador	Cotação
Instalador 1	R\$ 15.000,00
Instalador 2	R\$ 18.000,00
Instalador 3	R\$ 18.500,00
Instalador 4	R\$ 21.000,00
Instalador 5	R\$ 24.000,00

Fonte: O Autor (2022)

Excluindo os valores extremos cotados, o valor médio para a instalação deste sistema é de R\$ 19.100,00.

O custo para a elaboração do projeto é, em média, R\$ 12,00 por m². Como a área de telhado é aproximadamente 150 m², o valor do projeto gira em torno de R\$ 1.800,00. Incluindo a SA, em R\$ 100,00, chega-se a R\$ 1.900,00.

Tabela 12 - Cotação dos materiais para instalação

Item	Quantidade	Valor unitário	Valor Total
Cabo solar vermelho 4 mm ²	160	R\$ 5,40	R\$ 864,00
Cabo solar preto 4 mm ²	160	R\$ 5,40	R\$ 864,00
Conector MC4 - par	22	(Kit 25 un.)	R\$ 315,00
Perfil metálico 4,2 m	28	R\$ 181,50	R\$ 3.630,00
Grampo terminal	56	(Kit 60 un.)	R\$ 352,00
Grampo intermediário	56	(Kit 56 un.)	R\$ 491,89
Kit parafuso estrutural	140	(Kit 200 un.)	R\$ 585,00
Inversor SG10RS [®]	1	R\$ 8.500,00	R\$ 8.500,00
Inversor SG8.0RS [®]	1	R\$ 6.900,00	R\$ 6.900,00
Módulo FV Canadian [®] 460W	42	R\$ 1399,00	R\$ 58.758,00
TOTAL			R\$ 81.259,89

Fonte: O Autor (2022)

Os valores foram definidos através de pesquisas realizadas nas plataformas Mercado Livre[®], *Shoptime*[®] e nas fabricantes dos itens. Dessa forma, o valor total do investimento inicial é de R\$ 102.258,89.

Tabela 13 - Investimento inicial

Tipo	Valor
Mão de obra da equipe de instalação	R\$ 19.100,00
Elaboração do projeto	R\$ 1.800,00
Solicitação de acesso na concessionária	R\$ 100,00
Compra dos materiais	R\$ 81.259,89
TOTAL	R\$ 102.259,89

Fonte: O Autor (2022)

4.2 Custos com manutenção

É fundamental que sejam realizadas manutenções frequentes para um sistema elétrico/eletrônico que funciona diariamente durante anos. Isso aumenta a vida útil do sistema e traz segurança, colaborando para o bom funcionamento do sistema como um todo.

A manutenção preventiva envolve tanto a verificação de conexões, emendas e parâmetros quanto a limpeza dos módulos.

É sabido que, com o passar do tempo, conexões podem oxidar e emendas podem se soltar. A má conexão gera pontos de aquecimento no circuito, que aumentam a resistência contra a passagem de corrente fazendo com o que o condutor sobreaqueça e esquente ainda mais. Assim, gera-se uma retroalimentação perigosa, podendo causar incêndios.

O mesmo acontece sobre os módulos: quando sujeira ou excreções animais ficam por muito tempo sobre a superfície do módulo, além da perda de geração, pode-se causar o mesmo efeito de aquecimento. Esse fator pode danificar o equipamento e trazer riscos à comunidade local.

Dessa forma, é aconselhada a manutenção preventiva periódica. Essa periodicidade pode variar conforme o local. Como trata-se de um condomínio residencial urbano, não estando próximo a áreas rurais com terra, pó e muitas folhas, sugere-se a realização da limpeza e manutenção semestralmente.

Foram realizadas cinco cotações com equipes técnicas da região, e a Tabela a seguir mostra os valores orçados:

Tabela 14 - Cotação de manutenção preventiva periódica

Equipe	Cotação
Equipe 1	R\$ 450,00
Equipe 2	R\$ 570,00
Equipe 3	R\$ 580,00
Equipe 4	R\$ 650,00
Equipe 5	R\$ 750,00

Fonte: O Autor (2022)

Excluindo os valores extremos cotados, o valor médio para cada manutenção preventiva deste sistema é de R\$ 600,00. Anualmente, o custo com manutenção chega a R\$ 1.200,00.

4.3 Retorno financeiro ao longo do tempo

Após todo o estudo de custos com o investimento, a análise do retorno financeiro à longo prazo depende de alguns fatores, tais como a forma de pagamento do custo inicial e a data da homologação do projeto na concessionária.

A forma de pagamento influencia o tempo de retorno do investimento (ou *payback*), pois, em um pagamento à vista, o condomínio livra-se de juros aplicados sobre um empréstimo bancário ou mesmo de um financiamento.

Em relação à data homologação, ou mais precisamente à data da aprovação da SA, está relacionada à qual regulamentação o condomínio se enquadrará na compensação de créditos, tendo em vista a sanção da nova lei da geração distribuída.

O intuito deste trabalho não é analisar detalhadamente os moldes desta nova lei e enquadrar o projeto na mesma, mas é importante trazer alguns de seus conceitos para a noção do que pode influenciar no retorno financeiro ao longo do tempo

A Lei 14.300/2022, conhecida como o marco legal das micro e mini geração de energia, sancionada pelo presidente Sr. Jair Messias Bolsonaro, é uma padronização do funcionamento da geração de energia brasileira, uma vez que as regras eram baseadas na Resolução Normativa da ANEEL, nº 482, de 2012.

A nova Lei não inviabilizará a geração de energia solar brasileira, mas influenciará um pouco no retorno do investimento realizado, uma vez que será taxado um item da fatura de energia.

Em resumo, a fatura de energia é composta por duas tarifas: TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Utilização do Sistema Distribuído), e cada tarifa é composta por vários itens. Um dos itens que compõe a tarifa TUSD é o Fio B, e este será o principal custo adicionado ao *payback*, uma vez que esta subtarifa será cobrada sobre a energia injetada.

Em outras palavras, o valor da energia injetada na concessionária será inferior ao valor da energia consumida pelo cliente, pois a taxa do Fio B será descontada na injeção de energia. Este valor varia conforme a concessionária de energia, na CPFL, a TUSD Fio B tem valor de R\$ 0,1480, representando 23% da tarifa convencional (Canal Solar, 2022).

Em contrapartida, não haverá a cobrança em duplicidade do custo de disponibilidade, que é recorrente nas faturas de energias de unidades consumidoras com geração distribuídas atendidas pela CPFL.

Sendo assim, haverá três cenários:

- SA aprovada antes do vigor da Lei 14.300
- SA aprovada no período de transição da Lei 14.300
- SA aprovada após o vigor da Lei 14.300

4.3.1 SA aprovada antes do vigor da Lei 14.300

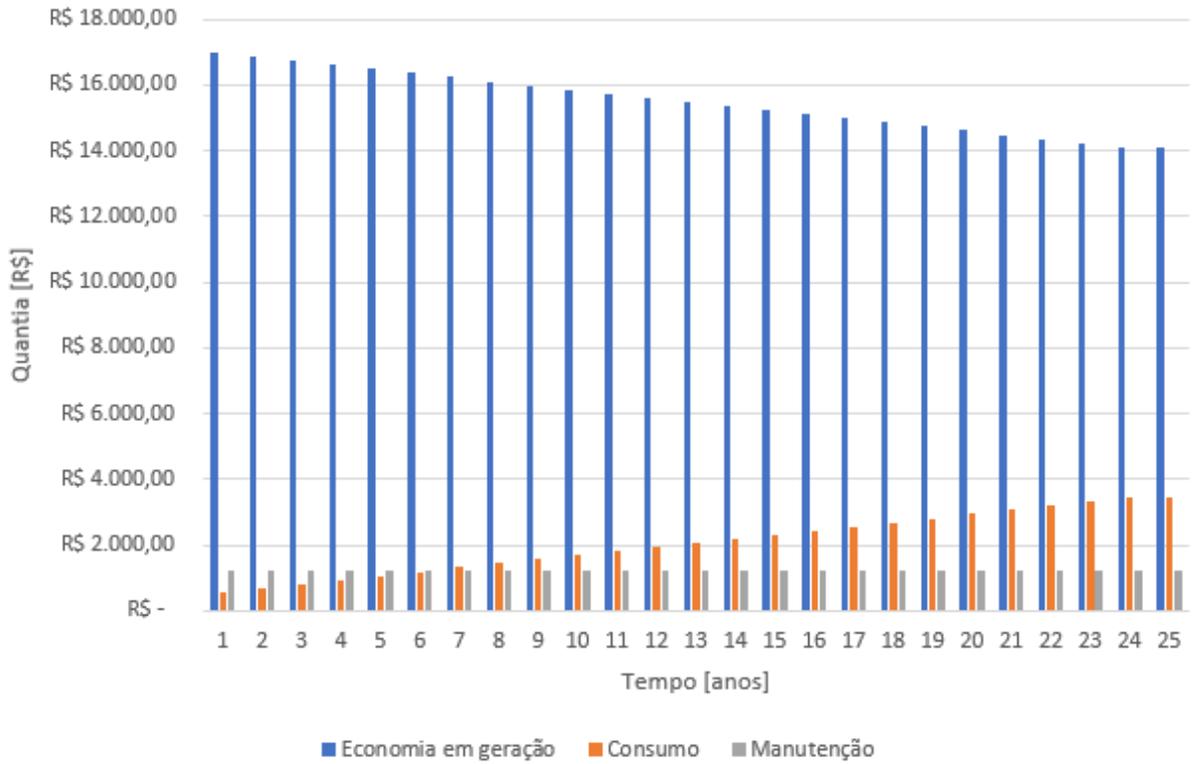
Neste cenário, a Tabela e as Figuras a seguir mostram graficamente o giro econômico considerando o valor do kWh em R\$ 0,65 sem o vigor da Lei 14.300.

Figura 41 - Economia geral anual sem o vigor da Lei 14.300

Ano	Economia Geração	Consumo	Manutenção	Economia Geral
1	R\$ 16.984,50	R\$ 565,50	R\$ 1.200,00	R\$ 15.219,00
2	R\$ 16.859,70	R\$ 690,30	R\$ 1.200,00	R\$ 14.969,40
3	R\$ 16.734,90	R\$ 815,10	R\$ 1.200,00	R\$ 14.719,80
4	R\$ 16.610,10	R\$ 939,90	R\$ 1.200,00	R\$ 14.470,20
5	R\$ 16.485,30	R\$ 1.064,70	R\$ 1.200,00	R\$ 14.220,60
6	R\$ 16.360,50	R\$ 1.189,50	R\$ 1.200,00	R\$ 13.971,00
7	R\$ 16.235,70	R\$ 1.314,30	R\$ 1.200,00	R\$ 13.721,40
8	R\$ 16.110,90	R\$ 1.439,10	R\$ 1.200,00	R\$ 13.471,80
9	R\$ 15.986,10	R\$ 1.563,90	R\$ 1.200,00	R\$ 13.222,20
10	R\$ 15.861,30	R\$ 1.688,70	R\$ 1.200,00	R\$ 12.972,60
11	R\$ 15.736,50	R\$ 1.813,50	R\$ 1.200,00	R\$ 12.723,00
12	R\$ 15.611,70	R\$ 1.938,30	R\$ 1.200,00	R\$ 12.473,40
13	R\$ 15.486,90	R\$ 2.063,10	R\$ 1.200,00	R\$ 12.223,80
14	R\$ 15.362,10	R\$ 2.187,90	R\$ 1.200,00	R\$ 11.974,20
15	R\$ 15.237,30	R\$ 2.312,70	R\$ 1.200,00	R\$ 11.724,60
16	R\$ 15.112,50	R\$ 2.437,50	R\$ 1.200,00	R\$ 11.475,00
17	R\$ 14.987,70	R\$ 2.562,30	R\$ 1.200,00	R\$ 11.225,40
18	R\$ 14.862,90	R\$ 2.687,10	R\$ 1.200,00	R\$ 10.975,80
19	R\$ 14.738,10	R\$ 2.811,90	R\$ 1.200,00	R\$ 10.726,20
20	R\$ 14.613,30	R\$ 2.936,70	R\$ 1.200,00	R\$ 10.476,60
21	R\$ 14.488,50	R\$ 3.061,50	R\$ 1.200,00	R\$ 10.227,00
22	R\$ 14.363,70	R\$ 3.186,30	R\$ 1.200,00	R\$ 9.977,40
23	R\$ 14.238,90	R\$ 3.311,10	R\$ 1.200,00	R\$ 9.727,80
24	R\$ 14.114,10	R\$ 3.435,90	R\$ 1.200,00	R\$ 9.478,20
25	R\$ 14.114,12	R\$ 3.435,88	R\$ 1.200,00	R\$ 9.478,24

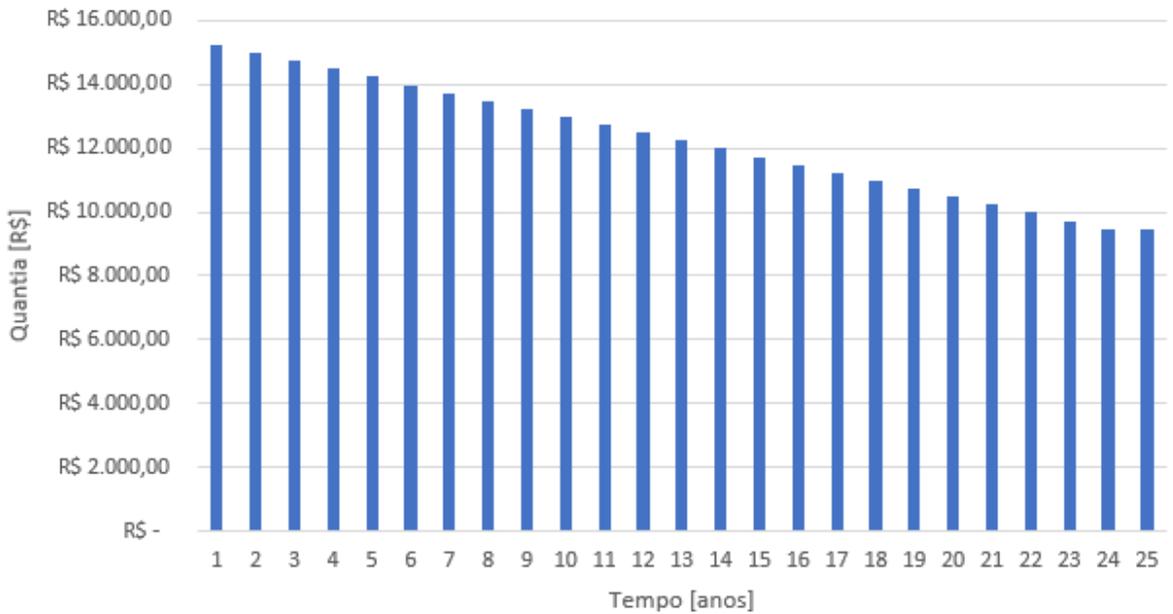
Fonte: O Autor (2022)

Figura 42 - Economia em geração e custos com consumo e manutenção anuais



Fonte: O Autor (2022)

Figura 43 - Economia líquida anual sem o vigor da Lei 14.300



Fonte: O Autor (2022)

Neste cenário, o *payback* do sistema seria de, aproximadamente, 7 anos, uma vez que a economia líquida total durante este período seria de R\$ 101.291,40. O custo inicial seria de R\$ 102.259,89.

A economia total ao longo dos 25 anos é de, aproximadamente R\$ 203.500,00.

4.3.2 SA aprovada no período de transição da Lei 14.300

Neste cenário de transição da Lei 14.300, a tarifa TUSD Fio B aumenta gradativamente conforme os anos. A cada ano é incrementado 15% do seu valor, até que seja cobrado 100% da tarifa TUSD Fio B.

Tabela 15 - Cobrança TUSD Fio B conforme o passar dos anos

Ano	Porcentagem de cobrança
2023	15 %
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%
2029 em diante	100%

Fonte: O Autor (2022)

É importante ressaltar que, no momento da escrita deste documento, há uma proposta de prorrogação do vigor da Lei 14.300 em 1 ano. Sendo assim, o período de transição mostrado na Tabela anterior teria início em 2024 e fim no ano de 2030.

A Tabela e a Figura a seguir mostram graficamente o giro econômico considerando o valor do kWh em R\$ 0,65 no período de transição da Lei 14.300.

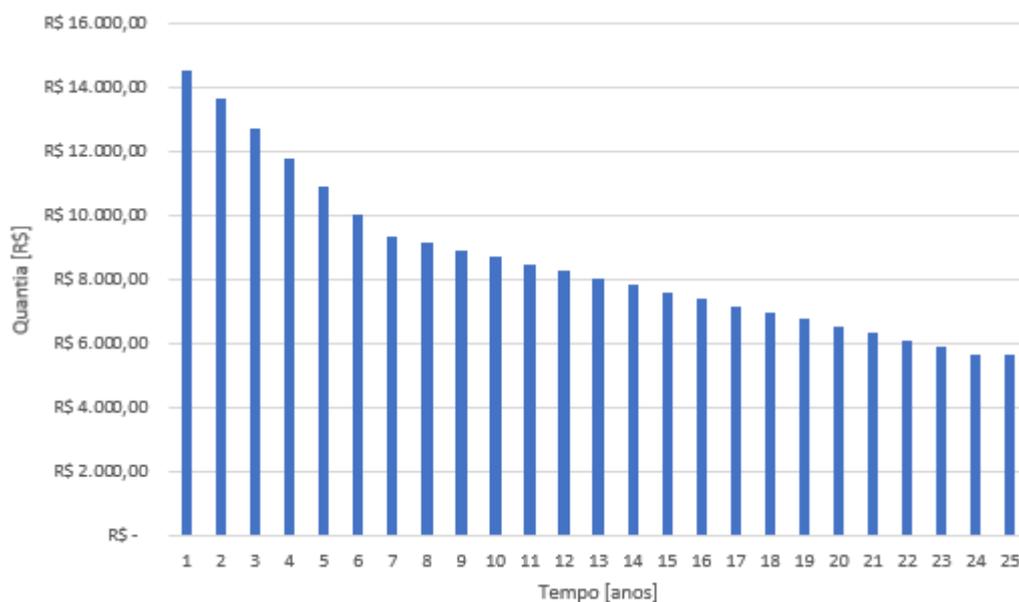
Tabela 16 - Economia geral anual durante o período de transição da Lei 14.300

Ano	Economia Geração	Consumo	Manutenção	Economia Geral
1	R\$ 16.296,63	R\$ 565,50	R\$ 1.200,00	R\$ 14.531,13
2	R\$ 15.494,06	R\$ 690,30	R\$ 1.200,00	R\$ 13.603,76
3	R\$ 14.701,61	R\$ 815,10	R\$ 1.200,00	R\$ 12.686,51
4	R\$ 13.919,26	R\$ 939,90	R\$ 1.200,00	R\$ 11.779,36
5	R\$ 13.147,03	R\$ 1.064,70	R\$ 1.200,00	R\$ 10.882,33
6	R\$ 12.384,90	R\$ 1.189,50	R\$ 1.200,00	R\$ 9.995,40
7	R\$ 11.852,06	R\$ 1.314,30	R\$ 1.200,00	R\$ 9.337,76
8	R\$ 11.760,96	R\$ 1.439,10	R\$ 1.200,00	R\$ 9.121,86
9	R\$ 11.669,85	R\$ 1.563,90	R\$ 1.200,00	R\$ 8.905,95
10	R\$ 11.578,75	R\$ 1.688,70	R\$ 1.200,00	R\$ 8.690,05

11	R\$	11.487,65	R\$	1.813,50	R\$	1.200,00	R\$	8.474,15
12	R\$	11.396,54	R\$	1.938,30	R\$	1.200,00	R\$	8.258,24
13	R\$	11.305,44	R\$	2.063,10	R\$	1.200,00	R\$	8.042,34
14	R\$	11.214,33	R\$	2.187,90	R\$	1.200,00	R\$	7.826,43
15	R\$	11.123,23	R\$	2.312,70	R\$	1.200,00	R\$	7.610,53
16	R\$	11.032,13	R\$	2.437,50	R\$	1.200,00	R\$	7.394,63
17	R\$	10.941,02	R\$	2.562,30	R\$	1.200,00	R\$	7.178,72
18	R\$	10.849,92	R\$	2.687,10	R\$	1.200,00	R\$	6.962,82
19	R\$	10.758,81	R\$	2.811,90	R\$	1.200,00	R\$	6.746,91
20	R\$	10.667,71	R\$	2.936,70	R\$	1.200,00	R\$	6.531,01
21	R\$	10.576,61	R\$	3.061,50	R\$	1.200,00	R\$	6.315,11
22	R\$	10.485,50	R\$	3.186,30	R\$	1.200,00	R\$	6.099,20
23	R\$	10.394,40	R\$	3.311,10	R\$	1.200,00	R\$	5.883,30
24	R\$	10.303,29	R\$	3.435,90	R\$	1.200,00	R\$	5.667,39
25	R\$	10.303,31	R\$	3.435,88	R\$	1.200,00	R\$	5.667,43

Fonte: O Autor (2022)

Figura 44 - Economia líquida anual durante o período de transição da Lei 14.300



Fonte: O Autor (2022)

Neste cenário, o *payback* do sistema seria de, aproximadamente, 10 anos, com uma economia total ao longo dos 25 anos de, aproximadamente R\$ 112.000,00.

4.3.3 SA aprovada após o vigor da Lei 14.300

Neste cenário com o vigor da Lei 14.300, a tarifa TUSD Fio B é taxada integralmente, na fatura, sob a energia injetada.

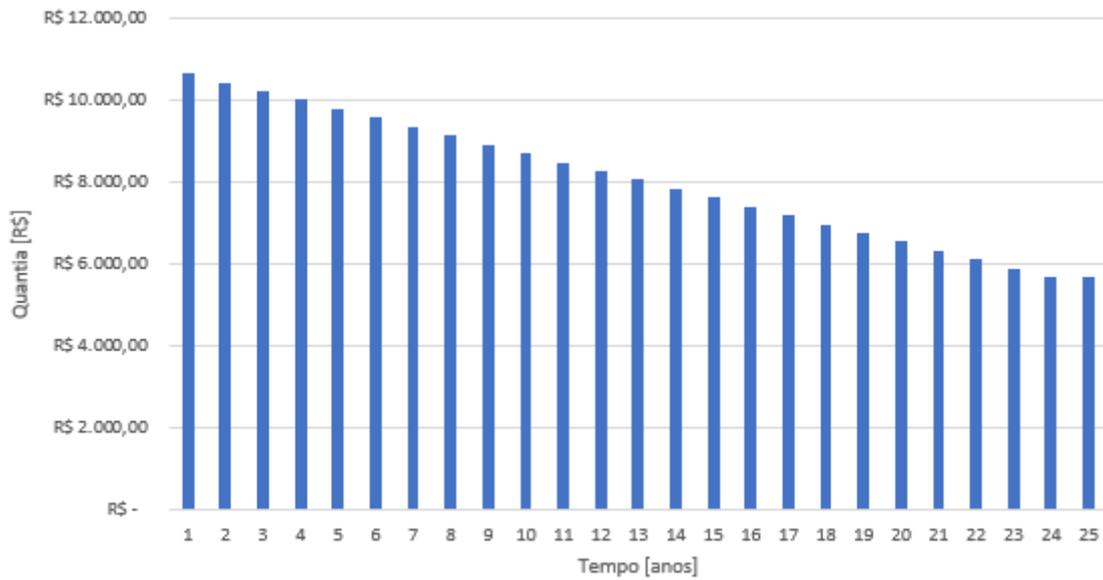
A Tabela e a Figura a seguir mostram graficamente o giro econômico considerando o valor do kWh em R\$ 0,65 após o vigor da Lei 14.300.

Tabela 17 - Economia geral anual após o vigor da Lei 14.300

Ano	Economia Geração		Consumo		Manutenção		Economia Geral	
1	R\$	12.398,69	R\$	565,50	R\$	1.200,00	R\$	10.633,19
2	R\$	12.307,58	R\$	690,30	R\$	1.200,00	R\$	10.417,28
3	R\$	12.216,48	R\$	815,10	R\$	1.200,00	R\$	10.201,38
4	R\$	12.125,37	R\$	939,90	R\$	1.200,00	R\$	9.985,47
5	R\$	12.034,27	R\$	1.064,70	R\$	1.200,00	R\$	9.769,57
6	R\$	11.943,17	R\$	1.189,50	R\$	1.200,00	R\$	9.553,67
7	R\$	11.852,06	R\$	1.314,30	R\$	1.200,00	R\$	9.337,76
8	R\$	11.760,96	R\$	1.439,10	R\$	1.200,00	R\$	9.121,86
9	R\$	11.669,85	R\$	1.563,90	R\$	1.200,00	R\$	8.905,95
10	R\$	11.578,75	R\$	1.688,70	R\$	1.200,00	R\$	8.690,05
11	R\$	11.487,65	R\$	1.813,50	R\$	1.200,00	R\$	8.474,15
12	R\$	11.396,54	R\$	1.938,30	R\$	1.200,00	R\$	8.258,24
13	R\$	11.305,44	R\$	2.063,10	R\$	1.200,00	R\$	8.042,34
14	R\$	11.214,33	R\$	2.187,90	R\$	1.200,00	R\$	7.826,43
15	R\$	11.123,23	R\$	2.312,70	R\$	1.200,00	R\$	7.610,53
16	R\$	11.032,13	R\$	2.437,50	R\$	1.200,00	R\$	7.394,63
17	R\$	10.941,02	R\$	2.562,30	R\$	1.200,00	R\$	7.178,72
18	R\$	10.849,92	R\$	2.687,10	R\$	1.200,00	R\$	6.962,82
19	R\$	10.758,81	R\$	2.811,90	R\$	1.200,00	R\$	6.746,91
20	R\$	10.667,71	R\$	2.936,70	R\$	1.200,00	R\$	6.531,01
21	R\$	10.576,61	R\$	3.061,50	R\$	1.200,00	R\$	6.315,11
22	R\$	10.485,50	R\$	3.186,30	R\$	1.200,00	R\$	6.099,20
23	R\$	10.394,40	R\$	3.311,10	R\$	1.200,00	R\$	5.883,30
24	R\$	10.303,29	R\$	3.435,90	R\$	1.200,00	R\$	5.667,39
25	R\$	10.303,31	R\$	3.435,88	R\$	1.200,00	R\$	5.667,43

Fonte: O Autor (2022)

Figura 45 - Economia líquida anual após o vigor da Lei 14.300



Fonte: O Autor (2022)

Neste cenário, o *payback* do sistema seria de, aproximadamente, 11 anos, com uma economia total ao longo dos 25 anos de, aproximadamente R\$ 100.000,00.

Nota-se que o vigor da Lei 14.300 não inviabiliza a instalação do sistema fotovoltaico, mas influencia o retorno financeiro ao longo do tempo, uma vez que o *payback* se torna mais longo.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho visou projetar um sistema fotovoltaico ligado à rede trazendo uma abordagem sobre todos os processos que envolvem a instalação do sistema, desde a elaboração do projeto até os requisitos para troca do relógio medidor pela concessionária local.

Além disso, a análise da efetividade desse sistema com base na geração e no histórico de consumo e o impacto da instalação do sistema fotovoltaico sobre a comunidade do condomínio residencial, bem como seu investimento e retorno financeiro ao longo do tempo.

Para isso, realizou-se uma revisão da literatura existente a respeito do tema. Foram analisados o funcionamento geral de um SFV, o consumo de energia do local e as características físicas e técnicas do condomínio para que fosse possível o dimensionamento dos componentes do sistema bem como dos dispositivos de proteção.

A partir da abordagem técnica, houve o detalhamento das normas vigentes da concessionária local, trazendo os requisitos para o início da instalação e finalização das etapas até a troca do relógio medidor.

Estimou-se o investimento inicial de R\$ 102.259,89 e os custos com manutenções o decorrer do tempo, bem como o desempenho da geração no período e os cenários legislativos. O impacto destas movimentações no retorno financeiro e viabilidade econômica foram expressados graficamente.

Em um cenário sem o vigor da Lei 14.300, o prazo calculado de retorno do investimento é de, aproximadamente, 7 anos, gerando uma economia de total, ao longo dos 25 anos é de, aproximadamente R\$ 203.500,00. No cenário com o período de transição da Lei, o prazo calculado de retorno do investimento é de 10 anos, gerando uma economia de total, ao longo dos 25 anos próxima a R\$ 112.000,00. No cenário com o vigor da Lei, o prazo calculado de retorno do investimento é de 11 anos, gerando uma economia de total, ao longo dos 25 anos próxima a R\$ 100.000,00.

Em análise rápida sobre a Lei 14.200, nota-se que o seu vigor não inviabiliza a instalação do sistema fotovoltaico, mas influencia o retorno financeiro ao longo do tempo uma vez que o *payback* torna-se mais longo.

Buscou-se a utilização de uma linguagem precisa e clara, com o intuito de um referencial teórico sólido na abordagem dos elementos fundamentais na elaboração do projeto do sistema fotovoltaico.

Nessa concepção, o trabalho tem função colaborativa no compartilhamento da informação e do conteúdo aos leitores, trazendo a possibilidade de acesso a mais detalhes dessa alternativa de geração de energia ao público interessado em se aprofundar no tema ou mesmo aos que desconhecem essa alternativa de geração de energia.

Por fim, o diferencial deste trabalho é a abordagem técnica mais estruturada e sólida, abrangendo detalhes vivenciados no campo e no dia a dia do engenheiro projetista. Além disso, as análises baseadas na Lei 14.300 tornam esta monografia uma das primeiras a tratar deste assunto concomitantemente à elaboração do projeto.

Referências

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, “**NBR 5410: Instalações elétricas em baixa tensão**”, 2004. Acesso em: 27 jun. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). ANEEL reforça protagonismo do Brasil em fontes renováveis no Energyyear 2022. Brasília, DF. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-reforca-protagonismo-do-brasil-em-fontes-renovaveis-no-energyyear-2022>>. Acesso em: 21 jun. 2022.

ALBUQUERQUE, A. F. G. Projeto de um sistema solar fotovoltaico para compensação em seis igrejas na grande João Pessoa. 2019.

BLUESOL, EDUCACIONAL. Sistemas Fotovoltaicos Online. Ribeirão Preto. BRASIL, 2022. Disponível em: <www.campusvirtual.bluesoleducacional.com.br/course/view.php?id=83§ion=3#tabs-tree-start>. Acesso em: 20 ago. 2022.

CPFL. Normas Técnicas – Clientes Baixa Tensão. 2022. Disponível em: <www.cpfl.com.br/normas-tecnicas>. Acesso em: 20 ago. 2022.

CRESESB. Energia solar Princípios e aplicações. Rio de Janeiro, 50 p. BRASIL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). 2006. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. Acesso em: 28 jun. 2022.

EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 29 jun. 2022.

GENYX, SOLAR POEWR. Módulo Solar Canadian HIKU – 455W - Monocristalino. BRASIL, 2022. Disponível em: <www.genyx.com.br/produto/modulo-solar-canadian-hiku-455w-monocristalino/?gclid=Cj0KCQiA-JacBhC0ARIsAIxybyNFFQR_FBqPuvwViPrNXx3QdoDFFb5WR-np3K-29HtPIYXJbv7tNBsaAoUAEALw_wcB>. Acesso em: 28 ago. 2022.

GENYX, SOLAR POEWR. **Grampo de Fixação Intermediário**. 2022. Disponível em: <www.genyx.com.br/produto/grampo-de-fixacao-intermediario/>. Acesso em: 29 jan. 2022.

GENYX, SOLAR POEWR. **Grampo de Fixação Terminal**. 2022. Disponível em: <www.genyx.com.br/produto/grampo-de-fixacao-terminal/>. Acesso em: 29 jan. 2022.

LEADER. **Solar Panel Connectors PV With TUV Approved**. 2022. Disponível em: <<https://www.leadergroup-cn.com/product/solar-panel-connectors-pv-with-tuv-approved>>. Acesso em: 29 jan. 2023.

MALVINO, Albert; BATES, David. Eletrônica. Volume I. 8ª Edição. Porto Alegre. Editora AMGH. 2016.

NEOSOLAR. SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEUS COMPONENTES. São Paulo. 2017. Disponível em: <www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>. Acesso em: 30 jul. 2022.

PHOTOENERGY. **ESTRUTURA PARA TELHADO KALHETÃO**. 2022. Disponível em: <www.photoenergy.com.br/estrutura-solar-telhado-kalhetao>. Acesso em: 10 set. 2022.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel / Cresesb, 2014. Acesso em: 22 ago. 2022.

SILVA, Jarlan Soares da. ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA GERAÇÃO DE ENERGIA UTILIZANDO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS MONOCRISTALINOS E POLICRISTALINOS. 2016. 64 f. TCC (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2016. Disponível em: <https://www.solenerg.com.br/files/monografia_cassio.pdf>. Acesso em: 28 jun. 2022.

SOLAR, Portal. Tipos de Painel Solar Fotovoltaico. 2022. Disponível em: <www.portalsolar.com.br/energia-solar-residencial.html>. Acesso em: 27 jun. 2022.

SOLAR, Portal. Entendendo a Tarifação do Fio B previsto na Lei 14.300. 2022. Disponível em: <www.canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/>. Acesso em: 27 nov. 2022.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012.

ANEXO A - FATURA DE ENERGIA DA UNIDADE / HISTÓRICO DE CONSUMO

de Força e Luz **CPFL ENERGIA** Jd. Prof. Tarclio - Campinas - SP - CEP 13087-397
 Uma empresa do Grupo CPFL Energia Inscrição Estadual: 244.163.935.115
 Inscrição no CNPJ: 33.050.196/0001-88

CONDOMÍNIO EDIFÍCIO URUGUAI
R ALDO FOCOSI 380 AD
JD PRES MEDICI
14091-310 RIBEIRAO PRETO SP

S3

Nota Fiscal
 Conta de Energia Elétrica
 Nº 226027279 Série C
 Data de Emissão: 20/01/2022
 Data de Apresentação: 24/01/2022
 Pág: 01 de 01
 Conta Contrato Nº 310057566948
 Leitura Próximo Mês: 18/02/2022

Lote	Roteiro de leitura	Nº. Medidor	PN	Reservado ao Fisco
13	RIPBU312-0000201	401016218	701803709	FA9F.143D.A2F2.45C5.DB20.8411.7B72.67A1

PREZADO(A) CLIENTE:

Mantenha seus dados sempre atualizados, alguns itens determinam a tarifa e tributação de sua fatura de energia elétrica. Solicite os serviços disponíveis em nosso site com rapidez e segurança e reserve mais tempo para você em seu dia-a-dia. Mais informações acesse o endereço que consta no verso de sua conta.

DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA

CONDOMÍNIO EDIFÍCIO URUGUAI
 R ALDO FOCOSI, 380 AD
 JD PRES MEDICI
 14091-310 RIBEIRAO PRETO - SP
 CNPJ: 01.633.616/0001-10
 INSC.EST: ISENT0
 CLASSIFICAÇÃO: Convencional B3 Comercial Administração Condominial - Trifásico 220 / 127 V

ATENDIMENTO	PN	SEU CÓDIGO	CONTA MÊS	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
0800 010 1010 www.cpf.com.br	701803709	INSTALAÇÃO 17191700	JAN/2022	31/01/2022	1.262,23

DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO

Cod.	Descrição da Operação	Mês Ref.	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total da Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 0,54%	COFINS 2,50%	Bandeiras Tarifárias (Dias)
0605	Consumo Uso Sistema [KWh]-TUSD	JAN/22	2.000,000	KWh	0,37700000	754,00	754,00	18,00	135,72	618,28	3,34	15,45	Exc Híbrida 09 Dias
0601	Consumo - TE	JAN/22	2.000,000	KWh	0,37218500	744,39	744,39	18,00	133,99	610,40	3,30	15,25	Exc Híbrida 20 Dias
0601	Adicional de Bandeira Vermelha	JAN/22				357,20	357,20	18,00	64,30	292,90	1,56	7,32	
	Total Distribuidora					1.855,59							
	DÉBITOS DE OUTROS SERVIÇOS												
0807	Contro. Custeio IP-CSP Municipal	JAN/22				9,70							
	CRÉDITOS / DEVOLUÇÕES												
0999	Bônus Redução do Consumo					603,06							

Total Consolidado	1.262,23	1.855,59	334,01	1.521,68	0,22	38,04
--------------------------	----------	----------	--------	----------	------	-------

HISTÓRICO DE CONSUMO		TARIFA ANEEL		EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO / DATAS DE LEITURAS							
2022 JAN	2000 29	Consumo	TUSD	Nº	Energia	Leitura	Leitura	Fator	Consumo	Taxa de Perda	Leitura
2021 DEZ	2320 30	Consumo kWh	0,26674000	401016218	Aliva	20/01/2022	22/12/2021	40,00	2.000	3,30	18/02/2022
NOV	2320 32					9608	9558				
OUT	2200 30										
SET	2720 33										
AGO	2040 30										
JUL	2160 32										
JUN	1840 28										
MAI	2080 29										
ABR	2280 31										
MAR	2280 31										
FEV	2320 29										
JAN	2780 31										

INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA
 Para consulta dos indicadores acesse nosso site www.cpf.com.br

INFORMAÇÕES SOBRE A FATURA
 Considerar quitada se efetuado débito em conta corrente.
 Caso não ocorra o débito utilize esta conta para pagamento.
 Sua bonificação Programa Incentivo à Redução do Consumo, no valor de R\$ 603,06, foi paga nesta conta. Continue fazendo sua parte e consumindo energia com consciência!

AVISO IMPORTANTE



Nota Fiscal
 Conta de Energia Elétrica
 Nº 226027279 Série C

DÉBITO AUTOMÁTICO
 BANCO 748 AGÊNCIA 0737

Cód.Débit-Aut-Banco
310057566948

Total a Pagar (R\$)
1.262,23

Data de Vencimento
31/01/2022

Essa conta poderá ser paga no credenciado mais perto de você. Confira a lista completa no site

PANIFICADORA E CONFEITARIA VILA SANTANA
 AUTO POSTO MARTINEZ
 RAINHA DO CASTELO

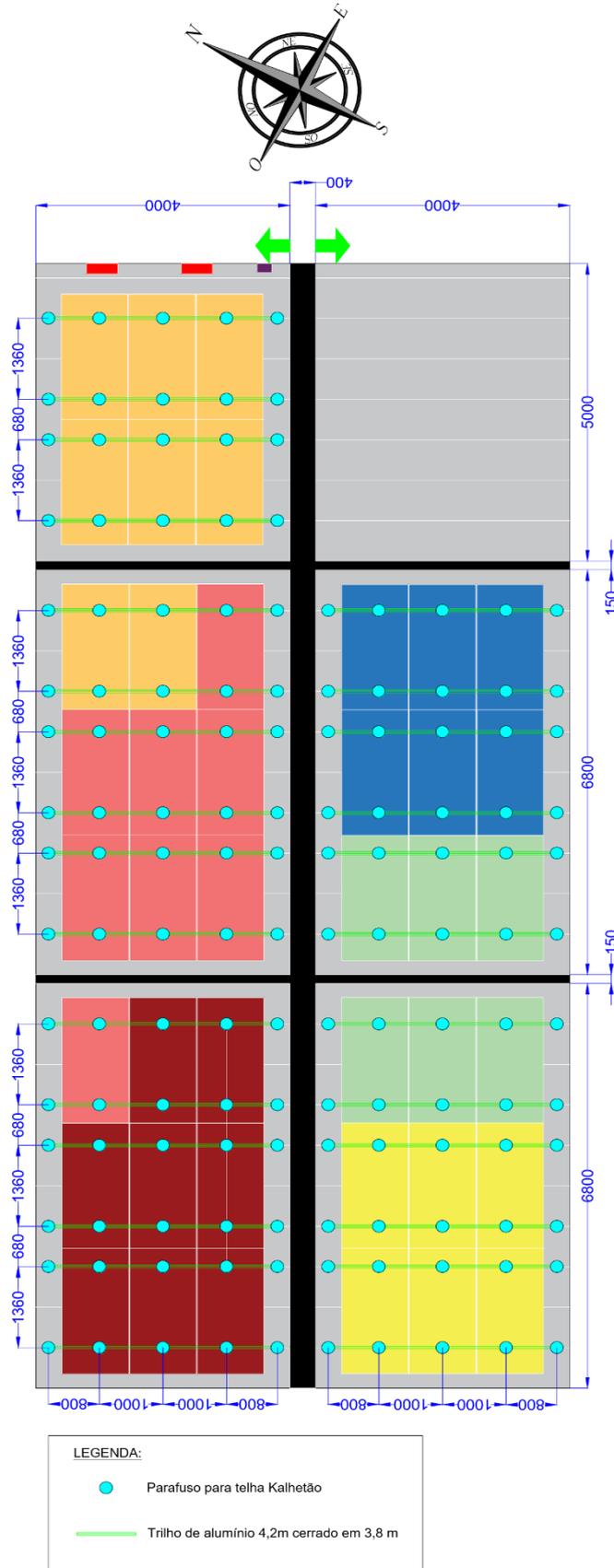
R MARINO PATERLINI, 91 - VL SANTANA
 AV MARIA DE JESUS CONDEIXA 700 - JD PALMA TRAVASSOS
 R CEZAR BRIGATO, 442 - JARDIM CASTELO BRANCO



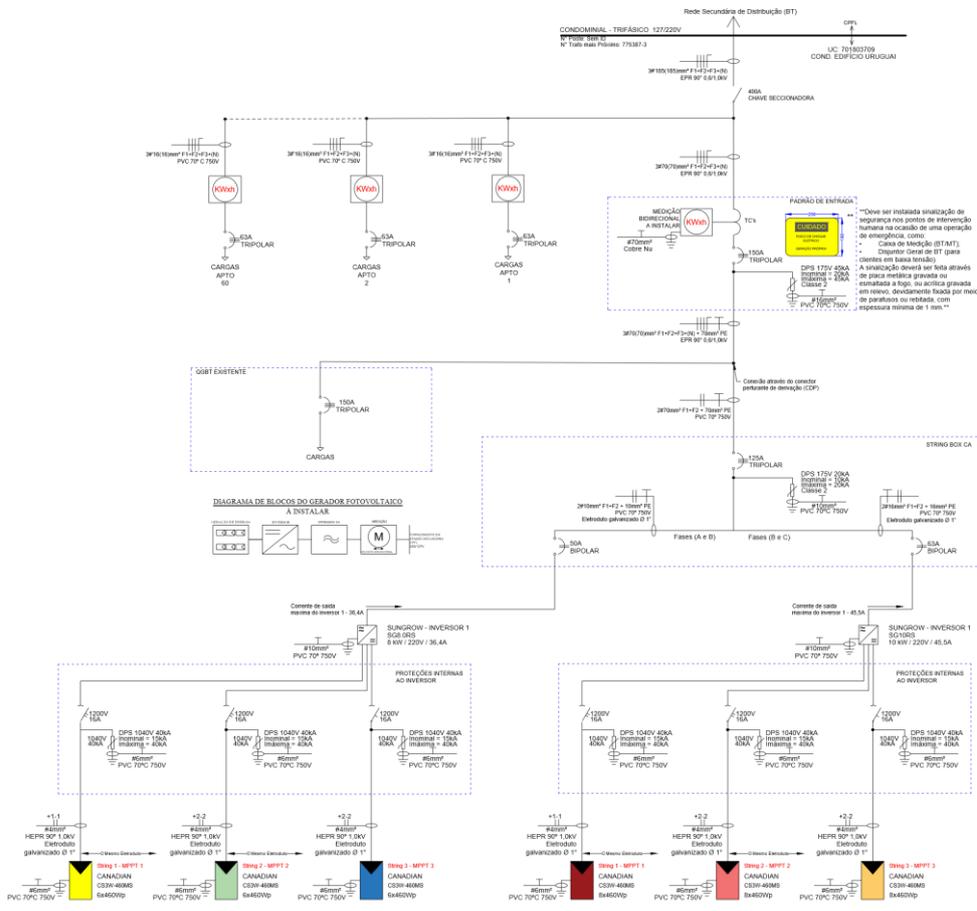
Autenticação Mecânica

cpf paulista
 Uma empresa do Grupo CPFL Energia

ANEXO B - LAYOUT DO TELHADO



ANEXO C - DIAGRAMA UNIFILAR



LEGENDA	
	MEDIDOR DE ENERGIA PADRÃO CONCESSIONÁRIA LOCAL
	DISJUNTOR MONOPOLAR TERMO-MAGNÉTICO PADRÃO EIC CORRENTE TENSÃO
	DISJUNTOR BIPOLAR TERMO-MAGNÉTICO PADRÃO EIC CORRENTE TENSÃO
	DISJUNTOR TRIPOLAR TERMO-MAGNÉTICO PADRÃO EIC CORRENTE TENSÃO
	CHAVE SECCIONADORA SOB CARGA TENSÃO CORRENTE
	SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA-SURTO NÍVEL TENSÃO DE OPERAÇÃO CORRENTE MÁXIMA
	INVERSOR FOTOVOLTAICO PARALELO MODELO POTÊNCIA
	CIRCUITO DE CORRENTE ALTERNADA APLICAÇÃO DE CONDUTORES ARTIGO 601 CASO TENSÃO
	CIRCUITO DE CORRENTE CONTÍNUA: POLARIDADE E SÍMBOLO ARTIGO 601 CASO TENSÃO
	MÓDULO FOTOVOLTAICO 240W MONOCRISTALINO JÁ IDENTIFICADO E POTÊNCIA

NOTA:
1 - TODOS OS TERRAS SERÃO INTERLIGADOS, GARANTINDO ASSIM A EQUIPOTENCIALIZAÇÃO DE TODO O SISTEMA.

- NOTAS:
- 1 - No decorrer da execução da instalação, devem ser seguidas as orientações contidas nas normas brasileiras relativas a instalações elétricas em baixa tensão (NBR 5410).
 - 2 - É obrigatória a utilização de EPI's e EPC's ao longo de toda a execução da instalação.
 - 3 - Todos os profissionais envolvidos na execução da instalação deverão estar devidamente treinados, capacitados, habilitados e autorizados a exercer a atividade, estando com os treinamentos de NR10 e NR35 atualizados, sendo de responsabilidade do responsável técnico pela instalação certificar-se dessa conformidade.
 - 4 - Os cabos CC devem ter cobertura vermelha (pólo positivo) e preta (pólo negativo). Os cabos CA podem ter cobertura em qualquer cor que não seja azul, verde ou verde e amarelo. Os cabos de equipotencialização devem ter cobertura verde.

ANEXO D - DATASHEET DO MÓDULO FOTOVOLTAICO



HiKu

MÓDULO PERC MONO ALTA POTÊNCIA

435 W ~ 460 W

CS3W-435 | 440 | 445 | 450 | 455 | 460MS

MAIS POTÊNCIA



26 % mais potência do que os módulos convencionais



Um LCOE até 4,5% menor
Um custo de sistema até 2,7% menor



Baixo NMOT: 42 ± 3 °C
Baixo coeficiente de temperatura (Pmax): $-0,35$ % / °C



Melhor tolerância a sombra

MAIS CONFIÁVEL



Corrente interna mais baixa, temperatura de ponto quente mais baixa



Minimiza o impacto das microtrincas



Carga pesada de neve de até 5400 Pa,
Carga de vento de até 3600 Pa*

12
anos

Garantia de produto estendida relativa a materiais e mão-de-obra*

25
anos

Garantia de Desempenho de Potência Linear*

Degradação de energia no primeiro ano, não mais do que 2%
Degradação de energia anual subsequente não mais do que 0,55%

*Conforme a declaração de garantia limitada aplicável da Canadian Solar.

CERTIFICADOS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO*

ISO 9001: 2015 / Sistema de gestão da qualidade
ISO 14001: 2015 / Normas para sistema de gestão ambiental
ISO 45001: 2018 / Normas internacionais de saúde e segurança ocupacional

CERTIFICADOS DO PRODUTO*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / MCS / INMETRO
FSEC (EUA Flórida) / UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Reação ao fogo UNI 9177: Classe 1 / Take-e-way



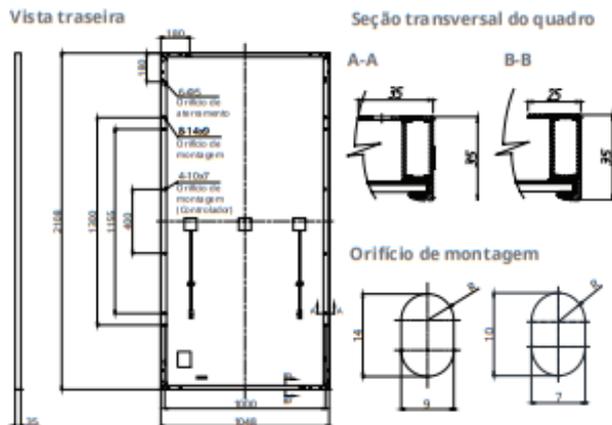
* Os certificados específicos aplicáveis a diferentes tipos de módulos e mercados variam e, portanto, nem todas as certificações listadas aqui se aplicam simultaneamente aos produtos que você solicita ou usa. Entre em contato com o representante de vendas local da Canadian Solar para confirmar os certificados específicos disponíveis para o seu produto e aplicáveis nas regiões em que os produtos serão usados.

CSI Solar Co., Ltd. está empenhada em fornecer produtos solares de alta qualidade, soluções de sistema solar e serviços para clientes em todo o mundo. A Canadian Solar foi reconhecida como a fornecedora número 1 de módulos em qualidade e relação desempenho/preço na Pesquisa IHS Module Customer Insight, e é uma desenvolvedora e fabricante líder de projetos fotovoltaicos de módulos solares, com mais de 50 GW implantados em todo o mundo desde 2001.

* Para informações detalhadas, consulte o Manual de Instalação.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, service.latam@csisolar.com

DESENHO DE ENGENHARIA (mm)**DADOS ELÉTRICOS | STC***

CS3W	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS	460MS
Máx. Potência Nominal (P _{max})	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W	460 W
Opt. Tensão de Operação (V _{mp})	40,5 V	40,7 V	40,9 V	41,1 V	41,3 V	41,5 V
Opt. Corrente de Operação (I _{mp})	10,75 A	10,82 A	10,89 A	10,96 A	11,02 A	11,09 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	48,5 V	48,7 V	48,9 V	49,1 V	49,3 V	49,5 V
Corrente de Curto-Circuito (I _{sc})	11,42 A	11,48 A	11,54 A	11,60 A	11,66 A	11,72 A
Eficiência de Módulo	19,7%	19,9%	20,1%	20,4%	20,6%	20,8%
Temperatura de Operação	-40°C ~ +85°C					
Máx. Tensão de Sistema	1500V (IEC/UL) ou 1000V (IEC/UL)					
Desempenho antichamas do módulo	TIPO 1 (UL 61730 1500V) ou TIPO 2 (UL 61730 1000V) ou CLASSE C (IEC 61730)					
Máx. valor nominal do fusível de série	20 A					
Classe da aplicação	Classe A					
Tolerância de potência	0 ~ + 10 W					

* Sob condições de teste padrão (STC), irradiação de 1000 W/m², espectro AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C.

DADOS ELÉTRICOS | NMOT*

CS3W	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS	460MS
Máx. Potência Nominal (P _{max})	325 W	328 W	332 W	336 W	339 W	343 W
Opt. Tensão de Operação (V _{mp})	37,8 V	37,9 V	38,1 V	38,3 V	38,5 V	38,7 V
Opt. Corrente de Operação (I _{mp})	8,59 A	8,65 A	8,71 A	8,76 A	8,82 A	8,87 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	45,6 V	45,8 V	46,0 V	46,2 V	46,4 V	46,6 V
Corrente de Curto-Circuito (I _{sc})	9,21 A	9,26 A	9,31 A	9,36 A	9,41 A	9,45 A

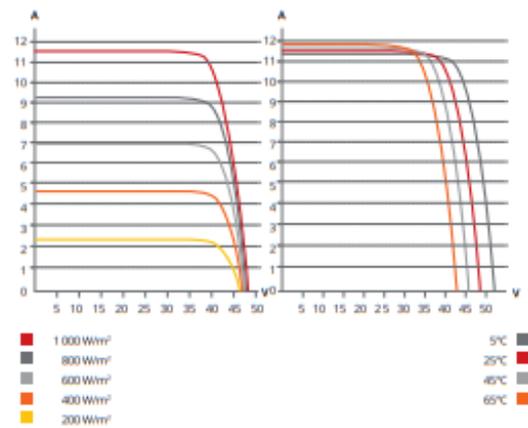
* Sob temperatura nominal de operação do módulo (NMOT), irradiação de 800 W/m², espectro AM 1,5, temperatura ambiente de 20°C e velocidade de do vento de 1 m/s.

* As especificações e características principais contidas nesta ficha de dados poderão diferir ligeiramente das dos produtos reais, devido à inovação e melhorias efetuadas continuamente nestes produtos. A CSISolar Co., Ltd. se reserva o direito de fazer quaisquer ajustes necessários nas informações descritas aqui, a qualquer tempo, sem aviso.

Alertamos que os módulos PV devem ser manuseados e instalados por pessoas profissionalmente qualificadas e que as instruções de segurança e de instalação devem ser lidas, cuidadosamente, antes do uso de nossos módulos PV.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, service.latam@csisolar.com

CS3W-435MS / CURVAS I-V**DADOS MECÂNICOS**

Especificação	Dados
Tipo de célula	Monocristalina
Arranjo de células	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensões	2108 X 1048 X 35 mm (83,0 X 41,3 X 1,38 pol)
Peso	24,3 kg (53,6 lbs)
Capa dianteira	Vidro temperado de 3,2 mm
Quadro	Liga de Alumínio Anodizado, com barra transversal
Caixa J	IP68, 3 diodos de bypass
Cabo	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Comprimento do cabo (Incluindo conector)	500 mm (19,7 pol.) (+) / 350 mm (13,8 pol.) (-); comprimento personalizado*
Conector	Série T4 ou H4 UTX ou MC4-EVO2
Por palete	30 peças
Por contêiner (40' HQ)	660 peças

* Para informações detalhadas, contate seu Representante de Vendas ou Representante Técnico local.

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificação	Dados
Coefficiente de Temperatura (P _{max})	-0,35 % / °C
Coefficiente de Temperatura (V _{oc})	-0,27 % / °C
Coefficiente de Temperatura (I _{sc})	0,05 % / °C
Temperatura Nominal de Operação do Módulo	42 ± 3°C

SEÇÃO DE PARCEIROS

ANEXO E - DATASHEET DO INVERSOR

SG8.0/9.0/10RS

Inversor fotovoltaico string de múltiplos MPPTs para sistemas de 600 Vcc

NOVO



ALTO RENDIMENTO

- Compatível com módulos FV de alta potência e módulos bifaciais
- Baixa tensão de inicialização e ampla faixa de tensão MPPT
- Função de recuperação PID inteligente integrada



SEGURO E CONFIÁVEL

- Proteção CC e CA Tipo II integrada
- Classificação anticorrosão grau C5



FÁCIL INSTALAÇÃO E CONFIGURAÇÃO

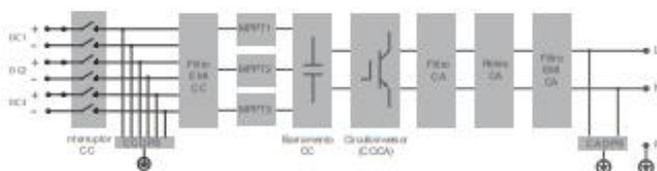
- Instalação simplificada
- Acesso com um clique à plataforma de monitoramento iSolarCloud
- Leve e compacto, design de dissipação de calor otimizado



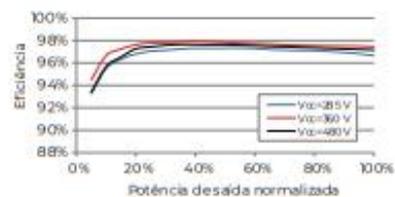
GERENCIAMENTO INTELIGENTE

- Informações em tempo real, aquisição de dados a cada 10 segundos

DIAGRAMA DO CIRCUITO



CURVA DE EFICIÊNCIA



© 2021 Sungrow Power Supply Co., Ltd. Todos os direitos reservados. Sujeito a alterações sem aviso prévio. Versão 13

	SG8.0RS	SG9.0RS	SG10RS
Descrição			
Entrada (CC)	12 kWp		15 kWp
Máxima potência FV de entrada recomendada		13,5 kWp	
Máxima tensão de entrada FV		600 V	
Mínima tensão de entrada FV/Tensão de inicialização		40 V/50 V	
Tensão nominal de entrada FV		360 V	
Intervalo de tensão MPP		40 - 560 V	
Intervalo de tensão MPP para potência nominal	250 - 480 V	280 - 480 V	310 - 480 V
Nº de entradas MPPT independentes		3	
Nº de strings FV por MPPT		1	
Máxima corrente de entrada FV		48A (16 A/16 A/16A)	
Máxima corrente CC de curto-circuito		60A (20 A/20 A/20A)	
Saída (CA)			
Potência ativa de saída CA nominal @40°C	8000 W	9000 W	10000 W
Máxima potência aparente de saída CA @40°C	8000 VA	9000 VA	10000 VA
Máxima corrente de saída CA	36,4 A	41 A	45,5 A
Tensão CA nominal		220/230/240V	
Intervalo de tensão CA		154 V a 276 V	
Frequência nominal da rede/Faixa de frequência da rede		60 Hz/55 a 65Hz	
Distorção harmônica total (THD)		< 3% (à potência nominal)	
Fator de potência à potência nominal/Fator de potência ajustável		> 0,99/0,8 adiantado - 0,8 atrasado	
Fases de alimentação/conexão		1/1	
Eficiência			
Eficiência máxima/Eficiência europeia	97,8 %/97,3 %	97,8 %/97,4 %	97,8 %/97,4 %
Proteção			
Monitoramento de rede		Sim	
Proteção de polaridade e CC reversa		Sim	
Proteção contra curto-circuito CA		Sim	
Proteção contra corrente de fuga		Sim	
Proteção contra surtos		CC Tipo I/CA Tipo II	
Interruptor CC		Sim	
Monitoramento de corrente por string FV		Sim	
Função de recuperação de PID		Sim	
Dados gerais			
Dimensões (L*P)		490 * 340 * 170 mm	
Peso		19 kg	
Método de instalação		Suporte de instalação em parede	
Topologia		Sem transformador	
Grau de proteção		IP65	
Intervalo da temperatura ambiente operacional		-25 a 60 °C	
Faixa de umidade relativa permitida (sem condensação)		0 - 100%	
Método de resfriamento		Resfriamento natural	
Máxima altitude de operação		4.000 m	
Visor		Visor digital de LED e indicador LED	
Comunicação		Ethernet/WLAN/RS485/DI (controle de frequência de ondulação e DRM)	
Tipo de conexão CC		MC4 (Máx. 6 mm ²)	
Tipo de conexão CA		Terminal OT (máx. 16 mm ²)	
Conformidade		IEC/EN62109-1/2, IEC/EN62116, IEC/EN61727, IEC/EN61000-6-2/3, AS/NZS 4777.2, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, G99	
Suporte à rede		Controle de potência ativa e reativa e controle de taxa de aumento de potência	

