

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

DANIEL CAMPOS PARENTE

**IMPLANTAÇÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM CONDOMÍNIO
RESIDENCIAL EM SÃO PAULO**

**SÃO PAULO – SP
2024**

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

DANIEL CAMPOS PARENTE

**IMPLANTAÇÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM CONDOMÍNIO
RESIDENCIAL EM SÃO PAULO**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo, para obtenção do título
de Especialista em Tecnologia e Gestão na Produção
de Edifícios

Orientador: Prof. Dr. Daniel Setrak Sowmy

**SÃO PAULO – SP
2024**

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Parente, Daniel

Implantação de Microgeração Fotovoltaica em um condomínio residencial em São Paulo / D. Parente -- São Paulo, 2024.

69 p.

Monografia (Especialização em Tecnologia e Gestão na Produção de Edifícios) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Poli-Integra.

1.Microgeração de Energia 2.Energia Fotovoltaica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Poli-Integra II.t.

Nome: PARENTE, D.C.

Título: IMPLANTAÇÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL EM SÃO PAULO.

Monografia apresentada à Escola Politécnica de Engenharia da Universidade de São Paulo para conclusão de curso MBA em Tecnologia e Gestão na Produção de Edifícios.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr.

Instituição:

Julgamento:

Prof. Dr.

Instituição:

Julgamento:

AGRADECIMENTO

Ao meu orientador Prof Dr. Daniel Setrak Sowmy pela orientação, empatia e conhecimento transmitido.

Aos Profs. Dr. Jose Aquiles Baesso Grimoni e M. Marcelo Freire de Barros pelas contribuições e melhorias apresentadas no exame de qualificação.

A minha família, em especial a minha esposa que me incentivou constantemente durante todo o processo e ao meu filho cujo nascimento ocorreu durante esta especialização. O apoio e compreensão deles foram fundamentais para que eu pudesse concluir esta monografia.

RESUMO

O objetivo da presente monografia é a descrição técnica de uma implementação de um sistema fotovoltaico em um condomínio residencial vertical na cidade de São Paulo e se direciona à compreensão das particularidades do projeto, dos impactos no contexto da produção de energia do empreendimento e dos resultados obtidos dentro dos primeiros meses de uso após a implantação dessa fonte de energia renovável. A investigação desse tema demonstra relevância após a intenção de se transmitir a imagem de inovação por meio da propaganda de “empreendimento sustentável”, e ter como resultado produtivo do sistema fotovoltaico implantado o retorno de até 22% do consumo de energia mensal nas áreas de uso comum do condomínio. Dessa forma, os fatores limitantes dessa produção – como os desafios da equipe durante a implantação desse novo sistema juntamente com a disposição dos espaços disponíveis para o posicionamento dos módulos – se tornam evidentes e demonstram a importância da presente monografia. A pesquisa é respaldada pela revisão bibliográfica do tema e pelas informações fornecidas pelo departamento técnico da Construtora.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Fotovoltaico. Microgeração.

ABSTRACT

The objective of this monograph is the technical description of implementing a photovoltaic system in a vertical residential condominium in the city of São Paulo, focusing on understanding the project's specificities, the impacts within the context of the development's energy production, and the results obtained within the first months of use after the implementation of this renewable energy source. The investigation of this theme demonstrates relevance following the intention to convey the image of innovation through the promotion of a "sustainable development," and to have as a productive result of the implemented photovoltaic system the return of up to 22% of the monthly energy consumption in the common areas of the condominium. Thus, the limiting factors of this production – such as the challenges faced by the team during the implementation of this new system along with the available space for positioning the modules – become evident and demonstrate the importance of this monograph. The research be supported by the bibliographic review of the topic and the information provided by the technical department of the construction company.

Keywords: Distributed generation. Photovoltaic. Microgeneration.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Modelo de etiqueta Inmetro afixada em módulos	20
Figura 2 - Gráfico de Irradiância para a cidade de São Paulo conforme plano inclinado	29
Figura 3 - Exemplo de histórico de Faturamento residencial	30
Figura 4 – Curva de Potência de um inversor fotovoltaico com e sem <i>oversinzing</i>	33
Figura 5 - Foto Aérea Condomínio Residencial.....	34
Figura 6 – Orientação foto satélite	35
Figura 7 – Detalhe do posicionamento do transformador em pedestal	36
Figura 8 – Foto do local da instalação do transformador em pedestal.....	37
Figura 9 – Foto caixa MEC – IV (M-ADM), detalhe local do medidor	38
Figura 10 – Foto quadro QLE-COB.....	38
Figura 11 – Diagrama de sequência da alimentação do sistema elétrico interno	39
Figura 12 – Diagrama do sistema fotovoltaico	40
Figura 13 – Esquema Vertical instalações elétricas cobertura e 28° Pavimento.....	41
Figura 14 – Esquema Vertical instalações elétricas pavimento tipo.....	42
Figura 15 – Ficha técnica dados módulos fotovoltaicos	43
Figura 16 – Planta posicionamento dos módulos fotovoltaicos pavimentos barrilete e cobertura geral	44
Figura 17 – Detalhe sistema de impermeabilização de lajes descobertas ..	45
Figura 18 – Estrutura de módulos fixadas sobre bases	46
Figura 19 – Detalhe fixação de bases.....	47
Figura 20 – Detalhe de projeto suporte dos Módulos Fotovoltaicos.....	48
Figura 21 – Módulos fotovoltaicos.....	49
Figura 22 – Dados técnicos do inversor CSI – 30K.....	50
Figura 23 – Foto inversor fixado.....	52
Figura 24 – Foto transformador e quadro elétrico	53
Figura 25 – Detalhe dispositivos de segurança de entrada e saída	53
Figura 26 – Detalhe do medidor bidirecional, medição de energia Consumida	54

Figura 27 – Detalhe do medidor bidirecional, medição energia injetada	55
Figura 28 – Projeção de sombreamento módulos fotovoltaico.....	56
Figura 29 – Detalhe diferença de nível barrilete x cobertura geral.....	57
Figura 30 – Posição dos painéis considerando seu <i>string</i>	58
Figura 31 – Gráfico comparativo Energia Gerada x Energia Consumida	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classe de eficiência de módulos fotovoltaicos	21
Tabela 2 – Detalhamento de modelo de módulo solar por fabricante	21
Tabela 3 – Dados de Irradiância Plano Inclinado Cidade de São Paulo	29
Tabela 4 – Distribuição <i>String</i> no Inversor	51
Tabela 5 – Acesso Solar x Meses do Ano.....	59
Tabela 6 – Composição do sistema fotovoltaico de 41kW do Condomínio Residencial.....	61
Tabela 7 – Tarifas de fornecimento de energia elétrica em vigor com a incidência de impostos estaduais e federais	62
Tabela 8 – Fluxo de Caixa.....	63

LISTA DE SIGLAS E ABREVIações

AM	<i>Air mass</i>
Absolar	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEL	Barra de Equipotencialização Local
BEP	Barra de Equipotencialização Principal
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência em Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito
DVC	<i>Decisive Voltage Classification</i>
EMUC	Empreendimento de múltiplas unidades consumidoras
GW	Gigawatt: unidade de medida de potência elétrica
G	Irradiância
GEE	Gases de efeito estufa
Imp	Tensão de máxima potência
Ipi	Irradiação média no plano inclinado
kA	Quiloampere: unidade de corrente elétrica
kgf	Quilograma força
kV	Quilovolt: unidade de medida de tensão elétrica
kW	Quilowatt: unidade de medida de potência elétrica
kWh	Quilowatt hora
kWp	Quilowatt pico
MMGD	Microgeração e da Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MWp	Megawatt pico
P _{cc}	Potência máxima de entrada
P _{ca}	Potência Máxima de Saída
P _{max}	Potência máxima gerada pelo módulo fotovoltaico
QDC	Quadro de distribuição Compacto
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SHS	<i>Solar Home Systems</i>

SPPM	Seguimento do ponto de potência máxima
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
T _{ca}	Tensão Nominal de Saída
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VA	Volt-ampère: unidade de medida de potência aparente
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt: unidade de medida de potência elétrica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVO	14
1.2 JUSTIFICATIVA	15
1.3 MATERIAIS E MÉTODOS	15
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2. ENERGIA SOLAR	17
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	18
2.2 COMPONENTES BÁSICOS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	19
2.2.1 Módulos fotovoltaicos (Fonte geradora)	19
2.2.2 Inversor	22
2.2.3 Transformadores de tensão	26
2.2.4 Cabos solares	27
2.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	27
2.3.1 Irradiância	28
2.3.2 Consumo de energia estimado	30
2.3.3 Dimensionamento placas solares	31
2.3.4 Escolha dos inversores	31
3. ESTUDO DE CASO	34
3.1 ENTRADA DE ENERGIA	35
3.2 DISTRIBUIÇÃO	37
3.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO	40
3.3.1 Módulos fotovoltaicos	42
3.3.2 Inversor e seus cabos solares	50
3.3.3 Transformador de tensão	52
3.5. PRODUÇÃO DE ENERGIA DO SISTEMA	55
3.6. VIABILIDADE ECONÔMICA	60
3.6.1 Tempo de Retorno Simples	61
3.6.2 Fluxo de Caixa Sistema Fotovoltaico	63
3.6.3 Valor Presente Líquido (VPL)	64
3.6.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)	64
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67

1. INTRODUÇÃO

O crescente interesse global em fontes de energia limpas e renováveis tem colocado a energia solar fotovoltaica no centro das discussões como uma alternativa sustentável para suprir a crescente demanda energética. O Brasil com seu vasto território e privilegiada localização geográfica possui um imenso potencial energético solar ainda pouco explorado, o que torna a adoção de sistemas fotovoltaicos uma estratégia promissora para diversificar a matriz energética nacional e reduzir a dependência de fontes não renováveis.

Especificamente no Brasil a conversão de energia solar fotovoltaica apresenta elevado potencial, onde a irradiação média diária está entre 4,8 e 6,0 kWh/m² por dia. Segundo Pereira *et al.* (2010, p. 57) “no local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo”.

De acordo com a Resolução Normativa da ANEEL número 482/2012, os consumidores do Brasil têm a possibilidade de produzir sua própria energia elétrica por meio de fontes renováveis ou cogeração comprometida. Podendo até mesmo fornecer o excedente à rede de distribuição local para compensar o consumo de energia detectado. Trata-se do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e da Microgeração e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica (MMGD), inovações que combinam economia financeira, conscientização socioambiental e auto sustentabilidade. Uma central geradora com potência instalada de até 75 quilowatts (kW) é atualmente classificada como microgeração distribuída. A minigeração distribuída, refere-se a centrais geradoras com capacidade de produção de energia superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022).

Além disso, a evolução tecnológica tem possibilitado a integração dos sistemas fotovoltaicos em conceitos mais amplos de redes inteligentes, conhecidas como *smart grids*, que permitem uma gestão mais eficiente e inteligente da energia, maximizando o aproveitamento da geração solar e otimizando o consumo. A utilização de *smart grid* possibilita casas “inteligentes” ajustarem automaticamente o consumo de energia com base nas informações recebidas da rede elétrica, aproveitando tarifas mais baixas durante períodos de menor demanda. As casas gerando sua própria eletricidade poderão armazená-la para uso posterior ou injetar na

rede em momentos de superprodução. Esta tecnologia reduz as emissões de carbono e economiza energia e dinheiro para os consumidores.

No Brasil, ainda que a principal fonte de energia seja renovável, as hidrelétricas, temos um considerável montante de emissões de gases de efeito estufa (GEE) provenientes do setor de energia. De acordo com o Observatório do Clima, em 2019, o setor respondeu por 19% das emissões totais no Brasil, só atrás da agropecuária (28%) e de mudanças no uso da terra, como desmatamentos e queimadas (44%). Dentro do setor de energia, as maiores emissões de GEE são decorrentes do transporte (47%), do consumo energético industrial (14%), da produção de combustíveis (13%) e da geração de eletricidade (13%) (OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2020).

Apesar de ser um tema amplamente abordado no meio acadêmico, o propósito desta monografia é através da descrição técnica dessa implementação, aprofundar a compreensão das interferências de um sistema fotovoltaico durante sua instalação em condomínios residenciais. A carência de projetos apropriados aliada a emissão tardia deles, agrava a situação ao transferir o ônus para a fase de construção gerando a sobrecarga da equipe de campo levando-os a tomadas de decisões equivocadas, seja por limitações técnicas ou pela falta de tempo para uma análise minuciosa da problemática.

O presente documento tenciona contribuir através de análises das principais dificuldades enfrentadas, das soluções adotadas e dos dados obtidos durante o período de acesso ao sistema em uso (pós-obra) no estudo de caso, a construção de um recurso valioso para os profissionais que atuam diretamente nos canteiros (engenheiros, técnicos e instaladores) e também para os profissionais envolvidos na fase anterior a implantação (projetistas, planejadores e orçamentistas) que podem compartilhar das mesmas dúvidas.

1.1 OBJETIVO

O objetivo geral do presente estudo é a descrição técnica da implementação de um sistema fotovoltaico em condomínio residencial vertical para profissionais com pouco familiaridade com esse tipo de fonte de energia alternativa.

Visando a investigação significativa das problemáticas apontadas, é necessário a especificação das direções a serem seguidas. São elas:

- o diagnóstico técnico do sistema contratado, levando em conta as particularidades do condomínio objeto do estudo de caso;
- comparativo da energia obtida com o funcionamento do sistema fotovoltaico em relação a demanda total das áreas de comuns do condomínio;
- análise comparativa entre projeção de geração de energia informada na contratação do sistema através do *Software HelioScope* e a energia gerada nos 6 primeiros meses de funcionamento do sistema, e;
- avaliar a viabilidade financeira da geração fotovoltaica em coberturas de edifícios residenciais verticais, através de indicadores: Tempo de retorno simples, Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL).

1.2 JUSTIFICATIVA

No mercado imobiliário de São Paulo onde vendas são garantidas através de pequenos detalhes que contribuem para a decisão de compra do usuário final, a preocupação no modo de geração de energia através de métodos renováveis com baixo impacto ao meio ambiente tem se mostrado um diferencial nessa árdua concorrência. Construtoras com características inovadoras e que utilizam tecnologias em seus empreendimentos, como o sistema fotovoltaico, podem trazer um diferencial para seu produto.

Contudo, a pouca experiência dos profissionais que conduzirem esse processo, seja ainda na fase de projeto ou já no canteiro de obra, pode ser um obstáculo. Desta forma, a presente monografia se justifica ao trazer informações sobre particularidades impactantes do assunto para que futuros erros sejam mitigados e custos desnecessários, em outras implantações, não ocorram.

1.3 MATERIAIS E MÉTODOS

Como material para o desenvolvimento do presente texto, a pesquisa em bases literárias terá como referência os seguintes temas: produção de energia sustentável, tecnologias construtivas de usinas fotovoltaicas e microgeração de energia. As fontes bibliográficas juntamente com as informações fornecidas pelo departamento técnico da construtora – propostas comerciais, comissionamento do sistema fotovoltaico, fotos e projetos executivos – serão os materiais utilizados na elaboração da presente

monografia.

A realização de análises comparativas dos resultados das projeções do *software HelioScope*, em conjunto com dados obtidos em referências bibliográficas pertinentes, combinados aos dados de geração de energia provenientes do sistema em operação e às informações sobre o consumo de energia fornecidas pelo Condomínio, constituirá as bases para as considerações finais desta monografia.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Essa monografia é dividida em quatro capítulos, sendo esse primeiro a introdução com objetivos, justificativa e materiais e métodos utilizados. O segundo, a revisão bibliográfica do tema com foco nos elementos que compõem o sistema fotovoltaico *on-grid*. O terceiro capítulo é reservado ao estudo de caso, detalhamento das instalações elétricas da edificação estudada, o sistema fotovoltaico e informações de geração de energia além da análise financeira. Por fim o quarto capítulo com as considerações finais.

2. ENERGIA SOLAR

Energia solar ou fotovoltaica é obtida através de células fotovoltaicas, que são dispositivos semicondutores capazes de converter a luz solar diretamente em eletricidade. Quando a luz solar atinge essas células, ocorre uma reação que gera um fluxo de elétrons, criando assim uma corrente elétrica. Essa eletricidade pode ser utilizada para alimentar aparelhos, iluminação ou ser armazenada em baterias para uso posterior.

De acordo com Zilles *et al.* (2012, p. 20)

Os semicondutores utilizados nos dispositivos de conversão fotovoltaica são compostos de elementos capazes de absorver a energia da radiação solar e transferir parte dessa energia para os elétrons, produzindo, assim, pares de portadores de carga (elétrons e lacuna). Os materiais utilizados para fabricar dispositivos com essa finalidade são escolhidos levando em conta a equivalência de suas características de absorção com o espectro solar, além do custo de fabricação e os impactos ambientais causados na deposição do material.

A radiação solar percorre um caminho até atingir a superfície terrestre, porém, ao longo desse trajeto, parte de sua energia inicial é dissipada devido a diversos fatores. Esses fatores incluem a localização geográfica do ponto de referência, as diferentes camadas da atmosfera terrestre e a consequente absorção de energia por moléculas presentes nessas camadas, além da presença de partículas de sujeira ou cinzas.

Dados como estes são essenciais para compreender o potencial de geração de energia solar em uma determinada região, possibilitando a avaliação da viabilidade e eficiência de sistemas fotovoltaicos nesse local. O conhecimento sobre o potencial do recurso solar incidente na superfície é essencial, mas não suficiente para impulsionar o uso dessa fonte de energia. A variabilidade do recurso solar tem impactos em aspectos técnicos de qualidade e de segurança do sistema elétrico. Assim, além do potencial disponível, informações confiáveis sobre a variabilidade do recurso solar são imprescindíveis para dar suporte ao desenvolvimento de projetos para aproveitamento dessa fonte de energia.

Torna-se evidente, portanto, o papel fundamental que a energia solar pode desempenhar na expansão da matriz elétrica brasileira. Ao aumentar a diversificação das fontes de energia e explorar possíveis complementaridades, a energia solar tem o potencial de fortalecer a resiliência do sistema elétrico do país. Ao integrar a energia

solar à matriz elétrica, podemos aproveitar suas características complementares com outras fontes de energia, como a hidrelétrica e eólica. Isso permite uma maior estabilidade e confiabilidade no suprimento de energia, principalmente em períodos de menor produção dessas outras fontes, como a época de estiagem nos reservatórios hidrelétricos.

Além disso, a geração distribuída de energia solar, por meio de painéis fotovoltaicos instalados em residências, comércios e indústrias, promove a descentralização da produção de energia e contribui para a redução das perdas na transmissão e distribuição.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A implementação da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil é bastante semelhante a outros países. A instalação inicial de sistemas fotovoltaicos independentes, como sistemas solares de casa (SHS) ou sistemas de bombeamento de água, foi realizada principalmente em áreas rurais por iniciativas governamentais ou de consultorias. A partir da segunda metade dos anos 90 começaram a surgir as primeiras tentativas de conectar sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição de eletricidade convencional, conhecida como geração distribuída. Isso ajudou o Brasil a se alinhar com a tendência global de aumentar a importância dessa aplicação tecnológica. (ZILLES *et al.*, 2012).

A Resolução da ANEEL nº 482/2012 permitiu que os consumidores gerassem sua própria energia elétrica. A resolução parte do princípio de que cada unidade consumidora é uma unidade de produção elétrica em potencial, capaz de atender a sua própria demanda de forma total ou parcial. Se a geração for maior que a demanda e o sistema estiver conectado à rede, o excedente é injetado ou vendido na rede. Existem quatro categorias principais de geração distribuída:

- a) Geração Distribuída junto à carga (local) - Um sistema é instalado em uma unidade consumidora e uma energia produzida é consumida na unidade;
- b) Condomínio com Geração Distribuída (EMUC) – Empreendimento com várias unidades consumidoras, onde os condomínios recebem a energia gerada em percentuais determinados pelos próprios consumidores. Pode ser usado para abastecer as áreas comum do edifício também;
- c) Autoconsumo remoto - Permite que os clientes instalem um micro ou

minigerador em uma área diferente de onde residem e utilizem os créditos gerados para compensar seu consumo e reduzir sua conta de energia;

- d) Geração Compartilhada (*Community Solar*) - Um sistema de micro ou minigeração distribuído é financiado por um consórcio ou cooperativa de diversas partes interessadas, que podem ser pessoas ou empresas. Esse grupo de consumidores recebe créditos de energia gerada e injetada na rede pelo sistema. (ANEEL, 2022).

2.2 COMPONENTES BÁSICOS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico compreende uma fonte geradora, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento. É relevante destacar que não abordaremos a parte de armazenamento neste contexto, uma vez que o estudo de caso se concentra em um sistema interligado à rede da concessionária, onde toda energia produzida e não consumida é injetada à rede.

2.2.1 Módulos fotovoltaicos (Fonte geradora)

O módulo fotovoltaico dentro do sistema fotovoltaico é a fonte geradora de energia, ele é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjo para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática de energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células. Diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas foram desenvolvidas nos últimos 60 anos e as células fotovoltaicas fabricadas a partir de lâmina de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) dominam o mercado mundial (PINHO; GALDINO, 2014).

Um módulo solar é comumente identificado pela sua potência máxima de pico (Wp) e outras características específicas da sua aplicação. A determinação da potência de um módulo fotovoltaico é realizada sob as condições padrão de ensaio (STC, sigla em inglês para *Standard Test Conditions*), que consideram uma irradiação solar de 1000W/m^2 e uma temperatura de 25°C . A eficiência (η) dos módulos é calculada a partir da relação entre a potência elétrica máxima gerada e a irradiação solar sob as condições padrão de ensaio (STC), onde $G=1000\text{ W/m}^2$. Segundo PINHO e GALDINO, 2014 a potência fotovoltaica incidente no módulo pode ser obtida

multiplicando esse valor pela área do módulo conforme Equação (1).

$$\eta = P_{\max} / (G \cdot \text{Area módulo}) \times 100 (\%) \quad (1)$$

Onde:

- $P_{\max}$: Potência máxima gerada pelo módulo fotovoltaico (Wp);
- G : Irradiância em condições STC (W/m^2);
- Area modulo: Área de captação do modulo (m^2)

Algumas outras informações normalmente constam nos manuais ou etiquetas fixadas nos módulos. Os módulos comercializados no Brasil devem apresentar a etiqueta do Inmetro afixada na sua superfície posterior conforme figura 1:

Figura 1 – Modelo de etiqueta Inmetro afixada em módulos



Fonte: Inmetro Portaria 140/2022

A classificação das categorias de eficiência energética (de A a E) é realizada pelo Inmetro com base nas faixas de eficiência do módulo, medidas nas condições padrão (STC), conforme apresentado na Tabela 1:

Tabela 1 – Classe de eficiência de módulos fotovoltaicos

CLASSE	FAIXA
A	Maior que 20%
B	Entre 20% e 18%
C	Entre 18% e 16%
D	Entre 16% e 14%
E	Menor que 14%

Fonte: Inmetro Portaria 140/2022

De acordo com pesquisas de mercado realizada pelo portal de notícias eletrônico Portal Solar (2023), atualmente os principais fabricantes de módulos fotovoltaicos são os chineses, destacando-se nomes como BYD, JA Solar, Risen Energy, Trina Solar e Jinko Solar. Além desses, é relevante ressaltar a presença significativa da fabricante canadense *Canadian Solar*, assim como a contribuição da norte-americana *SunPower*. No âmbito nacional, a indústria conta com representantes como a Globo Brasil, cujos produtos são certificados pelo Inmetro e ostentam o selo Procel.

As dimensões dos módulos solares variam de acordo com cada fabricante e são determinadas pela quantidade de células por módulo e pela potência máxima almejada. Segue a tabela 2 com exemplos de modelos por fabricantes:

Tabela 2 – Detalhamento de modelo de módulo solar por fabricante

FABRICANTE	MODELO	POTÊNCIA MÁXIMA (P _{MAX})	DIMENSÕES (Largura x Comprimento)	CÉLULAS	EFICIENCIA
SunPower	X21-345	345W	1046mm x 1559mm	96	21,5%
Trina Solar	TSM-DE09	410W	1096mm x 1754mm	120	21,3%
Canadian Solar	Hiku CS3W-395P	395W	1048mm X 2108mm	144	17,9%

Fonte: Informações do fabricante/ Autoria própria

Essas especificações fornecem uma visão abrangente das características físicas e de desempenho de cada módulo, sendo essenciais para a seleção adequada às necessidades e requisitos específicos de cada projeto.

2.2.2 Inversor

Inversor fotovoltaico é um componente central em sistemas de energia solar, responsável por converter a corrente contínua (CC) gerada pelos painéis solares em corrente alternada (CA). Sua função é crucial, pois as células solares produzem eletricidade em forma de corrente contínua, mas os dispositivos elétricos e a rede elétrica convencional operam com corrente alternada.

O inversor fotovoltaico não se limita apenas à conversão do tipo de corrente. Ele desempenha um papel importante no monitoramento, otimização e controle da geração de energia do sistema solar. Isso inclui rastreamento da máxima potência possível (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT), essa função só é possível pois inversores atuais possuem internamente algoritmos de controle, garantindo que os painéis solares estejam sempre operando na condição ideal de geração, mesmo sob variações nas condições climáticas (MACÊDO, 2006).

Além disso, os inversores modernos frequentemente possuem recursos avançados de comunicação, permitindo a integração com sistemas de monitoramento e controle, tanto para fins de manutenção como para possibilitar a participação ativa do sistema fotovoltaico em conceitos de *smart grids*.

Os inversores fotovoltaicos no sistema fotovoltaico desempenham um papel central também na viabilidade econômica e na eficiência do sistema, assegurando que a energia gerada pelos painéis solares possa ser devidamente aproveitada e injetada na rede elétrica com qualidade e segurança.

Existem dois principais tipos de inversores fotovoltaicos no mercado: os inversores *on-grid* (ou *grid-tie*) e os inversores *off-grid* (ou *stand-alone*). Cada tipo possui características distintas para atender a diferentes necessidades e aplicações em sistemas de energia solar.

Os inversores *on-grid* são projetados para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública, geralmente adequados ao uso doméstico e para integração à rede elétrica (PORTAL SOLAR, 2023). Esses inversores permitem que o excesso de energia gerada seja injetado na rede elétrica, muitas vezes resultando em créditos de

energia ou compensação financeira. Isso significa que o proprietário do sistema pode reduzir significativamente a conta de eletricidade ao aproveitar a energia solar gerada pelo sistema e compartilhá-la com a rede, somente operando nas circunstâncias em que estão conectados à rede elétrica. Na ausência de energia da concessionária, desconectam-se automaticamente devido à segurança operacional do sistema.

De acordo com a Portaria N° 140, de 21 de março (2022), os inversores *off-grid* são projetados para sistemas fotovoltaicos independentes, não conectados à rede elétrica pública. Eles são utilizados em locais remotos, onde não há acesso à rede elétrica convencional, como cabanas isoladas, áreas rurais ou acampamentos. Esses inversores convertem a energia solar gerada em corrente contínua (CC) para alimentar diretamente as cargas do sistema. Em sistemas *off-grid*, é comum também a utilização de baterias para armazenar a energia gerada durante o dia, permitindo seu uso durante a noite ou em períodos de baixa geração solar.

Em resumo, os inversores *on-grid* são ideais para quem deseja aproveitar a energia solar enquanto permanece conectado à rede elétrica, reduzindo custos e até gerando créditos energéticos. Por outro lado, os inversores *off-grid* são ideais para locais remotos ou quando se busca independência completa da rede elétrica, exigindo uma solução autossuficiente de geração e armazenamento de energia.

De acordo com Pinho e Galdino (2014, p. 236), é possível classificar os tipos de inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes da seguinte maneira:

- Inversores Centrais - inversores trifásicos de grande porte, com potência numa faixa que vai de kWp até MWp, utilizado em Usinas Fotovoltaicas;
- Inversores *Multistring* – inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes com SPPMs (Seguimento do ponto de potência máxima, ou MPPT, em inglês) para conexão de *strings* (fileiras) de módulos. São adequados a instalações urbanas (telhados, fachadas) nas quais cada *string* pode estar submetida a diferente condição de irradiância e/ou sombreamento. Tem potência na faixa de dezenas de kWp;
- Inversor de *String* – Inversores monofásicos dotado apenas de uma entrada SPPM, adequados a instalação de microgeração (até 10kWp);
- Módulo CA – módulo fotovoltaico associado a um micro inversor.

Para instalações de baixa tensão, abrangendo uma faixa de 110V a 240V, uma alternativa viável é a utilização de micro inversores. Esses dispositivos são essencialmente inversores *on grid* em formato reduzido, projetados para atender a painéis solares individuais em vez de uma série de módulos fotovoltaicos.

A principal vantagem associada ao emprego de micro inversores reside na

redução do impacto causado por sombreamentos. Ao contrário dos inversores convencionais, nos quais os painéis são interconectados em série e posteriormente, conectados em *strings*, a sombra em apenas um dos painéis pode afetar significativamente toda a matriz solar. Isso resulta em uma considerável diminuição na produção de energia de todo o sistema fotovoltaico.

Estudos publicados demonstram que esse fenômeno pode levar a um aumento de até 12% na produção de energia anual do sistema (PORTAL SOLAR, 2023). Essa melhoria na eficiência é um aspecto a ser considerado ao optar por micro inversores, proporcionando um rendimento mais consistente e maximizado em instalações de menor tensão. Um obstáculo significativo para a adoção desse equipamento é o aspecto financeiro. Isso se deve ao fato de que, à medida que aumenta o número de módulos fotovoltaicos que compõem o sistema, há uma necessidade correspondente de aumentar o número de micro inversores.

Com relação aos inversores *multistring*, a quantificação de *strings* é determinada pela relação entre a tensão de circuito aberto (V_{oc}) dos módulos e a máxima tensão de entrada do inversor, conforme equação detalhada por Zilles (2012 p. 148)

$$V_{oc} \times N^{\circ} \text{ de módulos em série} = \text{Max. Tensão cc} \quad (2)$$

Onde:

- V_{oc} : Tensão de circuito aberto (V);
- Máxima tensão de entrada do inversor em corrente contínua (V)

Os inversores fotovoltaicos também podem ser categorizados com base na presença ou ausência de transformadores acoplados em sua arquitetura. Essa distinção impacta diretamente o desempenho, eficiência e aplicabilidade dos inversores em sistemas de energia solar.

Farias (2011, p.4) observa que os inversores com transformadores acoplados são projetados com um transformador isolador entre a saída do inversor e a rede elétrica ou carga. De acordo com o autor, essa configuração oferece uma vantagem importante: a isolamento galvânica entre a rede elétrica e o sistema fotovoltaico. Isso significa que não há conexão elétrica direta entre as duas, proporcionando maior segurança e proteção contra possíveis problemas de aterramento e surtos elétricos.

Os inversores com transformador também têm a capacidade de ajustar as tensões de saída para diferentes níveis, o que pode ser útil em situações em que a rede elétrica apresenta variações ou desafios de compatibilidade.

No entanto, os inversores com transformador tendem a ser mais pesados, volumosos e menos eficientes do que seus equivalentes sem transformador. Isso ocorre devido às perdas de energia associadas à operação do transformador. Como resultado, essa opção é mais comum em sistemas de grande escala, como usinas solares, onde a isolamento galvânica é mais crítica.

Os inversores sem a necessidade do transformador, também conhecidos como *transformerless*, representam uma evolução significativa dos sistemas fotovoltaicos, trazendo inovação em termos de eficiência, tamanho e custo. Esses inversores são projetados para converter a corrente contínua (CC) gerada pelos painéis solares em corrente alternada (CA), direcionando-a diretamente para a rede elétrica ou para as cargas conectadas ao sistema (FARIAS, 2011).

Uma das principais vantagens dos inversores sem transformador é sua eficiência aprimorada. A ausência do transformador elimina as perdas de energia associadas à operação desse componente, resultando em maior rendimento geral do sistema. Isso significa que mais energia gerada pelos painéis solares é efetivamente convertida e disponibilizada para uso ou para a rede elétrica.

A eficiência dos inversores fotovoltaicos é um fator crítico na determinação da quantidade de energia gerada pelo sistema solar e sua capacidade de otimizar o aproveitamento da energia solar. A eficiência de um inversor é a relação entre a energia de saída (corrente alternada - CA) e a energia de entrada (corrente contínua - CC) e é expressa em percentual. Uma alta eficiência nos inversores significa que ele é capaz de converter a maior parte possível da energia capturada pelos painéis solares em eletricidade pronta para uso.

Conforme Pinho e Galdino (2014, p.237)

A eficiência total de inversores *on-grid* pode atingir 98% para sistemas sem transformador e 94% para inversores com transformador, eficiências essas que se referem a eficiência máxima que se verifica apenas para determinada condição de carga.

2.2.3 Transformadores de tensão

O transformador elétrico é um dispositivo com função de baixar ou aumentar a tensão elétrica de um determinado sistema. Assim, ele adapta os níveis de energia que chegam ao equipamento que será alimentado. No sistema fotovoltaico, de acordo com Farias (2011) e Pinho e Galdino (2014) o transformador elétrico desempenha um papel importante com as principais funções:

- a) **Adaptação de tensão** o transformador de tensão é utilizado para adaptar a tensão de saída do inversor para a tensão de consumo desejada. Em alguns casos, a tensão convertida nos inversores pode ser diferente da tensão necessária para a utilização.
- b) **Elevação ou Redução de Tensão:** dependendo dos requisitos do sistema, o transformador pode aumentar (elear) ou diminuir (reduzir) a tensão. Isso é importante para otimizar a eficiência da transmissão e distribuição de energia, minimizando perdas.
- c) **Compatibilidade com a rede elétrica:** o transformador fornece isolamento elétrico entre a parte de corrente contínua (CC) e a parte de corrente alternada (CA) do sistema. Isso ajuda a melhorar a segurança e proteger os componentes do sistema contra falhas elétricas.
- d) **Controle de Tensão e Estabilidade:** o transformador contribui para o controle eficiente da tensão no sistema, garantindo estabilidade operacional. Ele ajuda a manter a tensão dentro dos limites aceitáveis, evitando flutuações que poderiam afetar negativamente o desempenho do sistema.

Inversores com potência de saída superior a 10 kW geralmente, convertem a corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) em 380V, requerendo a incorporação de um transformador de tensão entre o inversor e a conexão com a rede interna residencial. Vale destacar que o limite de referência de 10 kW não é uma regra inflexível, uma vez que não há regulamentação normativa ou entidade padronizadora que exija que inversores acima desse valor operem exclusivamente em 380V ou 220V (E4.0 ENERGIAS RENOVAVEIS, 2024).

2.2.4 Cabos solares

Cabos Solares são cabos específicos para uso em sistemas de geração fotovoltaico, resistindo as condições climáticas da instalação, esses condutores, de acordo com a ABNT NBR 16690 (2019, p. 37), possuem as seguintes características:

- a) Ser adequado para aplicações em corrente contínua;
- b) Ter uma tensão nominal que seja igual ou superior à tensão máxima do conjunto fotovoltaico especificada pelo fabricante dos módulos fotovoltaicos;
- c) Ser dimensionado para as temperaturas de operação para aplicação;
- d) Ser resistente à radiação ultravioleta se exposto ao clima. Se não forem resistentes à radiação ultravioleta, devem ser protegidos da radiação ultravioleta ou colocados em eletrodutos resistentes à radiação ultravioleta;
- e) Ser impermeável à água. Ter condutores com cabo de cobre estanhado quando expostos em ambientes salinos reduz a manipulação do condutor ao longo do tempo;
- f) Os condutores para todos os sistemas que operam com trechos acima do DVC-A (Tensão do arranjo fotovoltaico, Classificação A), devem ser escolhidos de forma a reduzir o risco de curtos-circuitos e faltas à terra. Isso pode ser feito por meio de condutores com isolamento duplo ou reforçado, especialmente para cabos expostos ao clima ou colocados em eletrodutos ou eletrocalhas metálicas;
- g) Os condutores devem ser do tipo retardador de chama.

2.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

No dimensionamento de um sistema fotovoltaico de geração de energia, três fatores se destacam como os mais significativos: a irradiância solar, a temperatura ambiente e a potência a ser suprida. Essas informações são fundamentais para buscar a otimização tanto dos módulos fotovoltaicos quanto do inversor, levando em consideração suas características elétricas em relação às condições ambientais.

Segundo Santos (2015 p.116), para a Cidade de São Paulo através de simulações com a utilização do *software PVsyst* a geração de energia à partir de painéis policristalino instalado em cobertura de condomínios verticais, a geração por

m² é de 186,4 kWh/m².ano enquanto a geração média por kWp instalado é de 1.252,8 kWh/kWp.ano,

2.3.1 Irradiância

A irradiância solar (W/m²) que incide em uma superfície é composta por suas componentes direta e difusa. A irradiância solar direta apresenta direção de incidência na linha imaginária entre a superfície e o Sol e representa a parcela que não sofreu os processos radiativos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera. A componente difusa engloba a radiação proveniente de todas as demais direções que são decorrentes dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera. A integral da irradiância no tempo é definida como irradiação solar (Wh/m²) (PEREIRA et al.,2017).

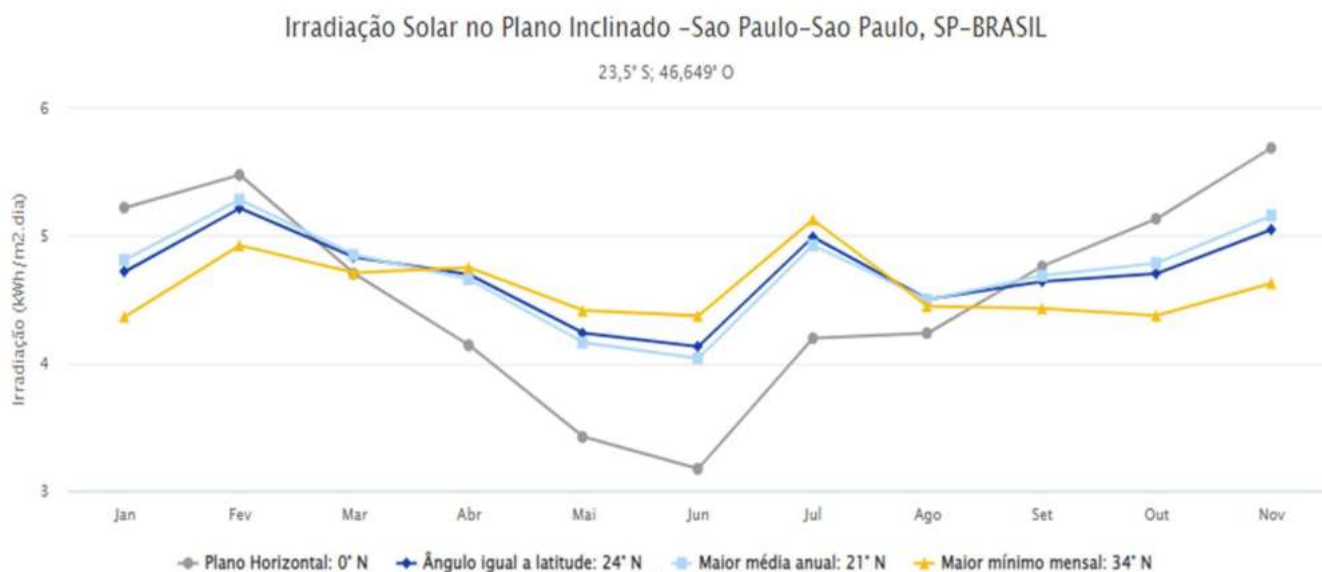
Para informações sobre irradiância do local que será instalado o sistema fotovoltaico, temos à disposição no mercado diversas ferramentas, estas utilizam informações disponibilizadas como a irradiância direta e a irradiância horizontal difusa geradas por estações solarimétrica espalhadas por todo o globo, nacionalmente temos como as mais utilizadas:

- **Radiosol**, ferramenta desenvolvida pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul que utiliza modelos matemáticos disponíveis na literatura, desenvolvidos por outros autores ou por integrantes do Laboratório;
- **SunData**, ferramenta desenvolvida CRESEB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de S. Brito), utiliza o Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição, que foi produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN).

Internacionalmente podemos destacar o *SWERA*, *PVSyst* e *HelioScope* como as mais relevantes.

Em geral todos os *softwares* utilizam, o ângulo de inclinação aproximadamente igual à latitude local para otimizar a exposição solar. No entanto, ajustes podem ser feitos para maximizar a geração durante diferentes estações do ano.

Figura 2: Gráfico de Irradiação para a cidade de São Paulo conforme plano inclinado



Conforme ilustrado na Figura 2, a linha do gráfico que representa os ângulos de 24°N (equivalente à latitude) e de 21°N exibem uma irradiação solar semelhante, embora com uma média maior para o plano inclinado a 21°N. A tabela 3 apresenta os valores extraídos do software *SunData* para referência.

Tabela 3 – Dados de Irradiação Plano Inclinado Cidade de São Paulo.

IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA MENSAL NA CIDADE DE SÃO PAULO (kWh/m². dia)				
	Plano Horizontal 0°N	Ângulo Igual a Latitude 24°N	Maior Média Anual 21°N	Maior mínimo Mensal 34°N
Janeiro	5,22	4,72	4,81	4,37
Fevereiro	5,48	5,22	5,28	4,92
Março	4,70	4,83	4,85	4,71
Abril	4,14	4,70	4,66	4,75
Maio	3,42	4,23	4,16	4,41
Junho	3,17	4,13	4,04	4,37
Julho	3,24	4,12	4,04	4,33
Agosto	4,20	4,99	4,92	5,13
Setembro	4,24	4,50	4,50	4,45
Outubro	4,76	4,64	4,69	4,43
Novembro	5,14	4,70	4,79	4,37
Dezembro	5,69	5,05	5,16	4,63
Média	4,40	4,65	4,66	4,57

Fonte: CRESESB, 2023

Na tabela 3, o *software SunData* informa a inclinação de melhor média mensal e o maior mínimo mensal, além do plano horizontal e da inclinação igual a latitude inserida no sistema. Com esses dados podemos definir a maior média em 4,66kWh/m².dia como o maior potencial de irradiação para a Cidade de São Paulo em nosso dimensionamento.

As orientações dos módulos fotovoltaicos são admitidas somente orientação na direção Norte (indicada em N) quando no hemisfério Sul ou na direção Sul (indicada por S), quando no hemisfério Norte.

2.3.2 Consumo de energia estimado

Para estimar uma média de consumo diário, a análise das contas de fornecimento de energia elétrica de um período que abranja as flutuações sazonais representa o método mais eficaz para chegar a esse valor. O histórico de consumo mensal é parte das informações disponibilizadas nas faturas enviadas pelas concessionárias conforme figura 3.

Figura 3 – Exemplo de histórico de Faturamento residencial



Fonte: Conta de Consumo ENEL, 2023

No exemplo, acima, considerando o consumo e a quantidade de dias do período medido, chegamos a um consumo médio diário de 3,78kWh.

Caso essas informações não estejam disponíveis, outra abordagem viável é a coleta diária do consumo dos equipamentos que serão supridos pelo sistema fotovoltaico.

2.3.3 Dimensionamento placas solares

Para dimensionar a quantidade de módulos a serem utilizados considera-se a energia que se deseja gerar, a irradiância média no plano inclinado e a eficiência dos módulos. A equação a qual determina a área mínima dos módulos para produzir a energia determinada, nesse caso, o consumo médio verificado (GOTZET p.64).

$$A_{mod} = \frac{E_{gerada}}{(\eta \cdot I_{pi})} \quad (3)$$

Onde:

- E_{gerada} : Energia consumida dentro de um determinado período (kWh);
- η : eficiência do sistema (%)
- I_{pi} : irradiação média no plano inclinado (kWh/m²)

Com a informação da quantidade de módulos definida, a capacidade de carga do local a serem instalados os módulos deve ser levada em conta. Telhados ou lajes escolhidas para a instalação dos módulos fotovoltaicos devem ser capazes de suportar as cargas mecânicas impostas. De acordo com o Manual de Engenharia Fotovoltaica, a soma dos módulos fotovoltaicos e das estruturas de fixação equivale a 17 kgf/m² (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.4 Escolha dos inversores

O inversor é determinado tanto pela tensão de entrada, que deve estar em correspondência com a dos módulos fotovoltaicos, quanto pela tensão de saída, podendo ser mono, bi ou trifásico. No Brasil, um inversor destinado à conexão à rede elétrica deve atender às diretrizes da norma ABNT NBR 16149 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013), que define parâmetros como faixa de variação de tensão e frequência, proteção anti-ilhamento, fator de potência, entre outros critérios. (MACÊDO, 2006)

Dessa forma, os elementos mais importantes na seleção de um inversor são os seguintes:

- Potência Máxima de Entrada (P_{cc});
- Potência Máxima de Saída (P_{ca});
- Faixa de Tensão de Entrada (T_{cc})
- Tensão Nominal de Saída (T_{ca}).

Além disso, é importante considerar a eficiência máxima informada pelo fabricante.

Outro fator importante a ser considerado na escolha da potência nominal do inversor é o sobrecarregamento, esta é uma condição válida em seu dimensionamento. *Oversizing*, sobrecarregamento, FDI (fator de dimensionamento do inversor) ou até sobrecarga (*overload*) são algumas das nomenclaturas utilizadas. Simplificando, *oversizing* significa realizar uma instalação com uma potência de módulos fotovoltaicos (Wp) maior do que a potência nominal do inversor. (CANAL SOLAR, 2024).

A Fórmula que define o Fator de dimensionamento (FDI) é a seguinte:

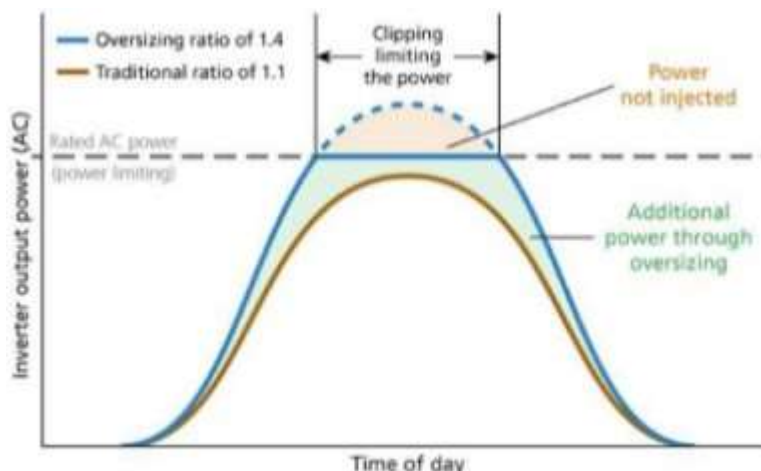
$$FDI = \frac{P_{\text{módulos}}}{P_{\text{inversor}}} \quad (4)$$

Onde:

- $P_{\text{módulos}}$: Potência máxima do arranjo de inversores (kWp)
- P_{inversor} : Potência nominal do inversor (kW)

Na figura 4 verificamos a curva de potência de um sistema fotovoltaico apresenta no eixo X o tempo (horas) enquanto no eixo Y temos a potência do sistema. No caso sem *oversizing* (curva em laranja), nos horários com maior irradiância solar o inversor entrega a potência máxima dos módulos fotovoltaicos.

Figura 4 – Curvas de potência de um inversor fotovoltaico com e sem *oversizing*.



Fonte: CANAL SOLAR, 2024

Na figura 4 temos a situação de geração com *oversizing* (curva azul), quando a potência de pico dos módulos fotovoltaicos é superior à potência de entrada do inversor. Observa-se que na maior parte do tempo o sistema com *oversizing* entrega mais potência em comparação com o primeiro caso. Isso representa uma maior geração de energia ao longo do dia, incluindo manhãs e finais de tarde.

Quando o inversor chega a seu limite máximo ele ativa a proteção interna e limita sua potência de saída para evitar danos por superaquecimento, sendo assim o MPPT do inversor sai do ponto máximo de potência, aumentando a tensão até encontrar o ponto máximo dentro do limite configurado.

Dessa maneira a escolha criteriosa do inversor é fundamental para garantir o desempenho, a conformidade com normas e a máxima eficiência do sistema fotovoltaico, contribuindo para uma integração eficaz com a rede elétrica e a otimização do aproveitamento da energia solar (MACÊDO, 2006).

3. ESTUDO DE CASO

O Condomínio Residencial base para o estudo de caso fica localizado em um terreno de 2.830m² no bairro do Socorro, zona sul de São Paulo, é composto por uma única torre com 28 pavimentos e 354 unidades e foi finalizado em fevereiro de 2022. O bairro onde o empreendimento está localizado é altamente urbanizado e conta com comércios, residências e indústrias.

Figura 5 – Foto Aérea Condomínio Residencial



Fonte: Departamento Técnico da Construtora, 2022

Ao observar a foto aérea, figura 5, a disposição das áreas do condomínio, procuramos espaço hábil para a implantação dos módulos. O 4º pavimento, que seria uma alternativa, é dedicado ao lazer e abriga instalações como piscina, espaço para pets e academia ao ar livre. A ocupação total desse espaço reduz as opções para a implementação do sistema fotovoltaico, portanto, o posicionamento dos módulos na cobertura da edificação é a solução escolhida.

A edificação não possui interferências de outros prédios ou árvores que causem sombreamento direto em sua cobertura, possuindo orientação norte totalmente desimpedida, conforme figura 6.

Figura 6 – Orientação foto satélite



Fonte: Adaptado Google Earth, 2024

É importante ressaltar que o momento decisivo para a implementação desse sistema também desempenha um papel significativo nas considerações apresentadas no estudo de caso. A ausência de uma discussão prévia sobre a possibilidade de integração desse sistema, durante a elaboração dos projetos executivos, é um ponto relevante a ser considerado.

O estudo de caso detalha o sistema elétrico executado na obra. As instalações executadas que iremos explicar no texto estão classificadas como de baixa tensão e são regulamentadas pela norma ABNT NBR-5410 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2004), que estabelece 1000 volts como o limite para a baixa tensão em corrente alternada e de 1500 volts para a corrente contínua.

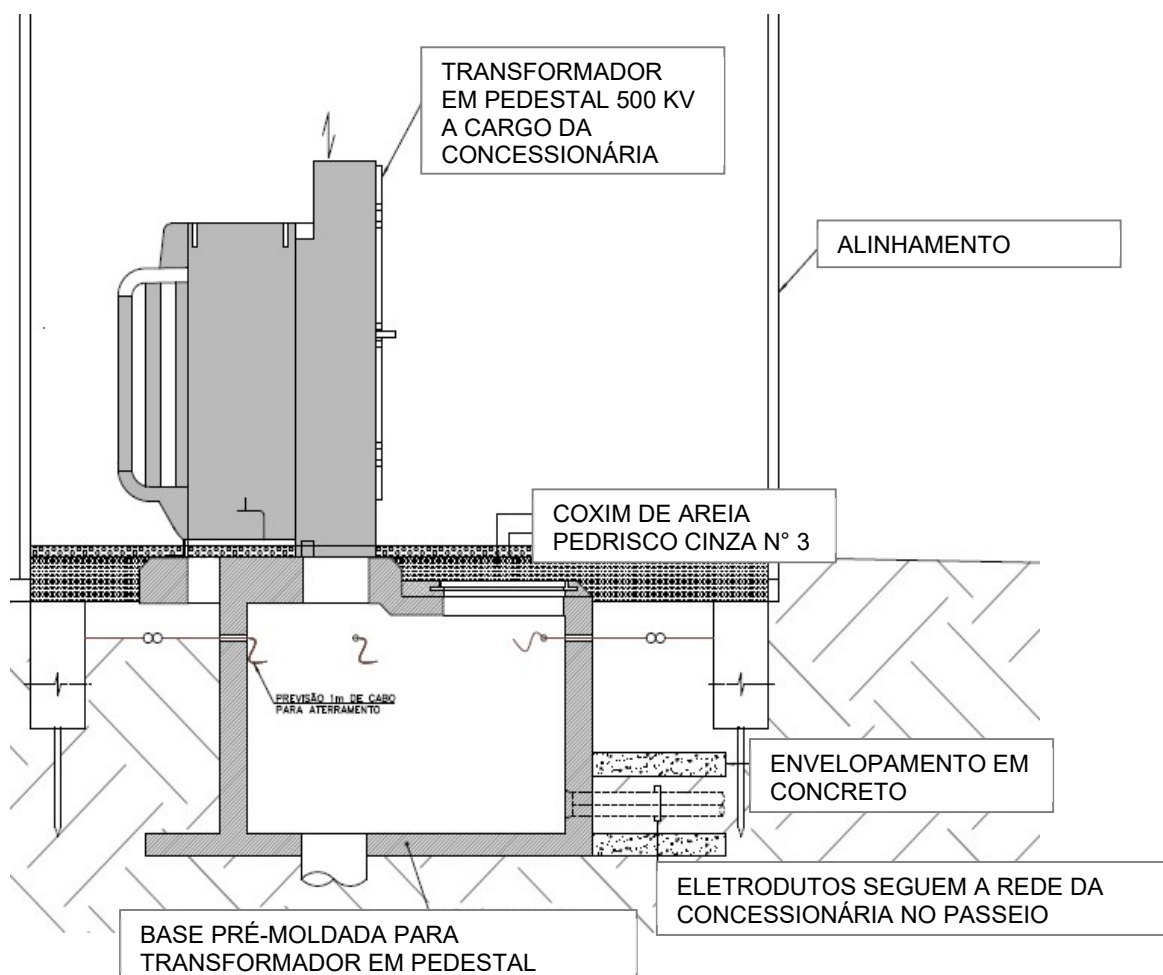
3.1 ENTRADA DE ENERGIA

O método utilizado para a entrada da energia na edificação foi através de postes instalados na via pública, pela Concessionária, que conduzem os cabos de forma aérea. Ainda em média tensão, derivam de forma subterrânea até o

transformador em pedestal de 500kVA de tensão primária e com tensão secundária de 220/127V trifásico, sistema estrela com neutro aterrado, posicionado junto ao limite do terreno e a via. O fornecimento do transformador é de responsabilidade da Concessionária pois o fornecimento da energia a ser consumida pelo Condomínio é em baixa tensão.

Para informações de análise, a Concessionária local estabelece algumas exigências para o fornecimento do transformador, uma delas é a disponibilidade de um local adequado para apoio do equipamento. Assim sendo, para que as necessidades fossem atendidas e as especificações da Concessionária acolhidas, a opção escolhida foi o uso de uma base pré-moldada.

Figura 7 – Detalhe do posicionamento do Transformador em pedestal



Fonte: Detalhe Projeto PHE Engenharia de Projetos, 2019 (Cedido pela Construtora)

De acordo com a figura 7, a opção pela base pré-moldada para o posicionamento do transformador, fornecido pela Concessionária, foi algo identificado

no projeto. Além disso, é importante ressaltar que a localização desse elemento foi direcionada para a área do limite predial, atendendo a uma exigência do projeto aprovado para a ligação final do Empreendimento.

Figura 8 – Foto do local da instalação do transformador em pedestal



Fonte: Autor, 2022

A foto da figura 8 do local, exibida acima, apresenta a entrada de energia do Empreendimento já finalizada e em operação. As grades de proteção no entorno do transformador devem ser removíveis para uma possível troca e manutenção do equipamento se necessário.

3.2 DISTRIBUIÇÃO

Do transformador partem alimentadores – sendo 4 conjuntos de 3 fases e um neutro de 240mm², para o Quadro de Distribuição Compacto tipo “QDC-21”. Este quadro possui os dispositivos *plug-in* responsáveis pela ligação com os barramentos blindados que alimentarão as unidades. As áreas comuns são alimentadas pela derivação deste quadro “QDC-21” para a caixa “MEC -IV (M-ADM)”.

Figura 9 – Foto caixa MEC – IV (M-ADM), detalhe local do medidor



Fonte: Autor, 2022

A caixa MEC-IV (M-ADM), figura 9, é o local de instalação do medidor fornecido pela Concessionária. No caso deste condomínio, será necessário o uso de um medidor bidirecional visto que com a geração interna de energia pelo sistema fotovoltaico instalado exige também a necessidade da medição da energia injetada na rede.

O quadro QGE ADM com potência total de 306.220W e a carga de demanda de 102.557VA, depois de alimentado pela caixa MEC -IV (M ADM), faz a distribuição para a maioria dos quadros da área comum como as garagens, salão de festa, elevadores, escadarias e a cobertura.

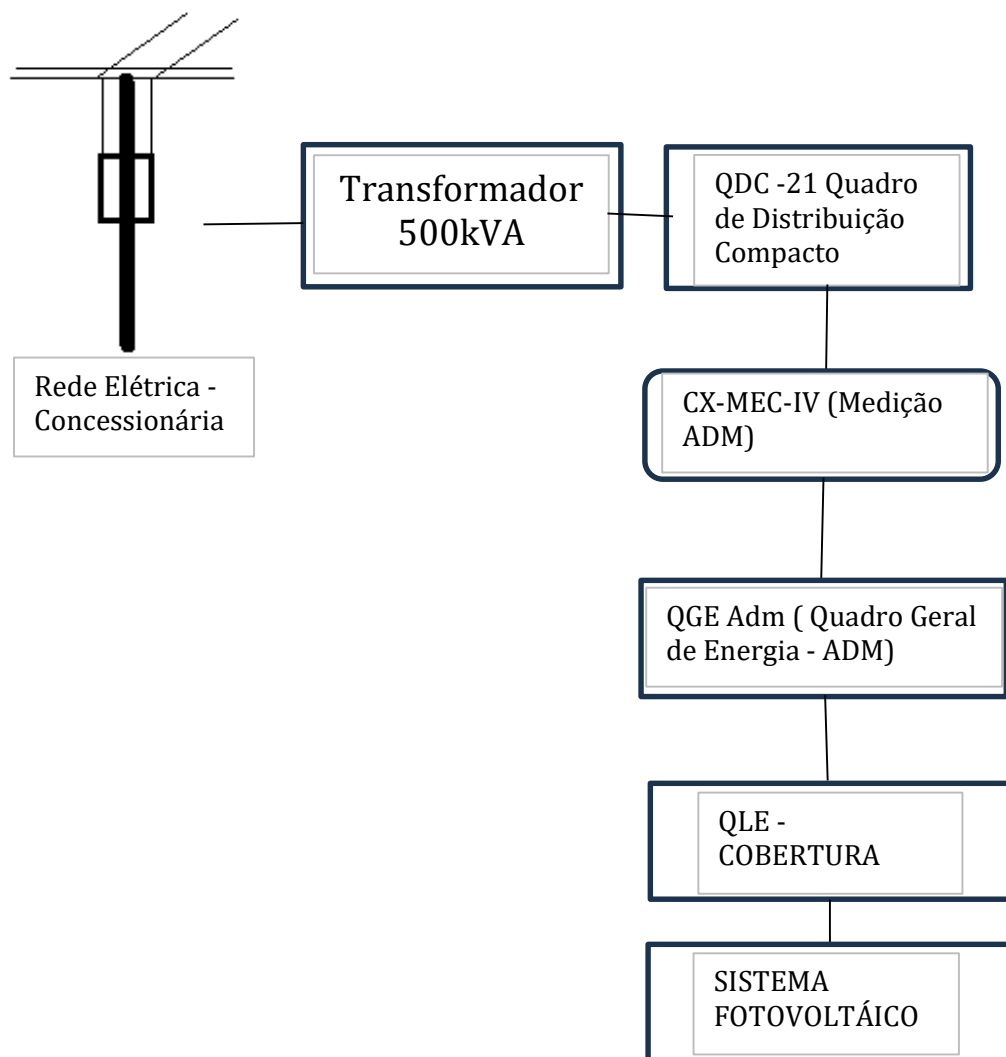
Figura 10 – Foto Quadro QLE- COB



Fonte: Autor, 2022

No quadro da figura 10, “QLE - COB”, localizado na cobertura, é local onde finalmente acontece a interface junto ao sistema fotovoltaico instalado.

Figura 11 – Diagrama de sequência da alimentação do sistema elétrico interno



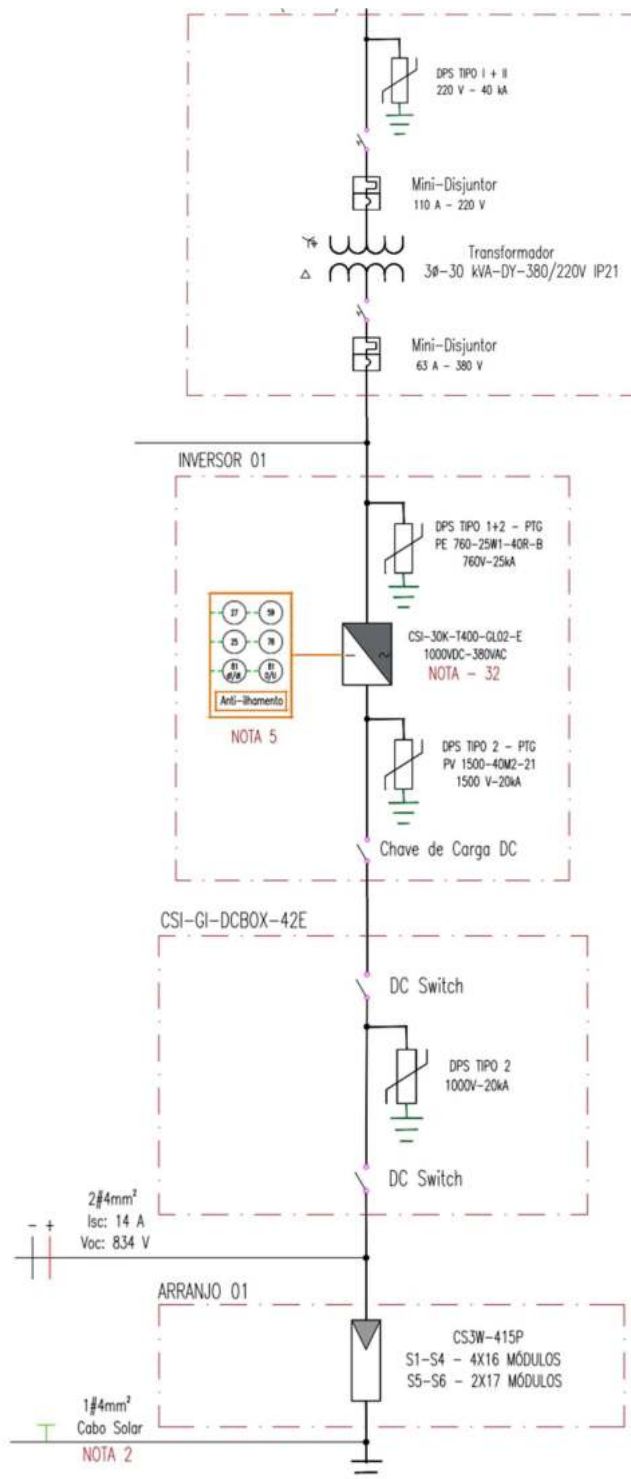
Fonte: Autor, 2024

O diagrama, figura 11, detalha de maneira simplificada, a sequência desde a entrada de energia, passando pelo transformador, detalhado na figura 7 (p. 36), e as ligações entre os quadros mais importantes do sistema elétrico conectado aos itens que compõem o sistema fotovoltaico.

3.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico foi desenvolvido com a premissa de ser um sistema conectado à rede de distribuição, *on grid*. Segue na figura 12, o diagrama dos itens do sistema:

Figura 12 – Diagrama do sistema fotovoltaico.



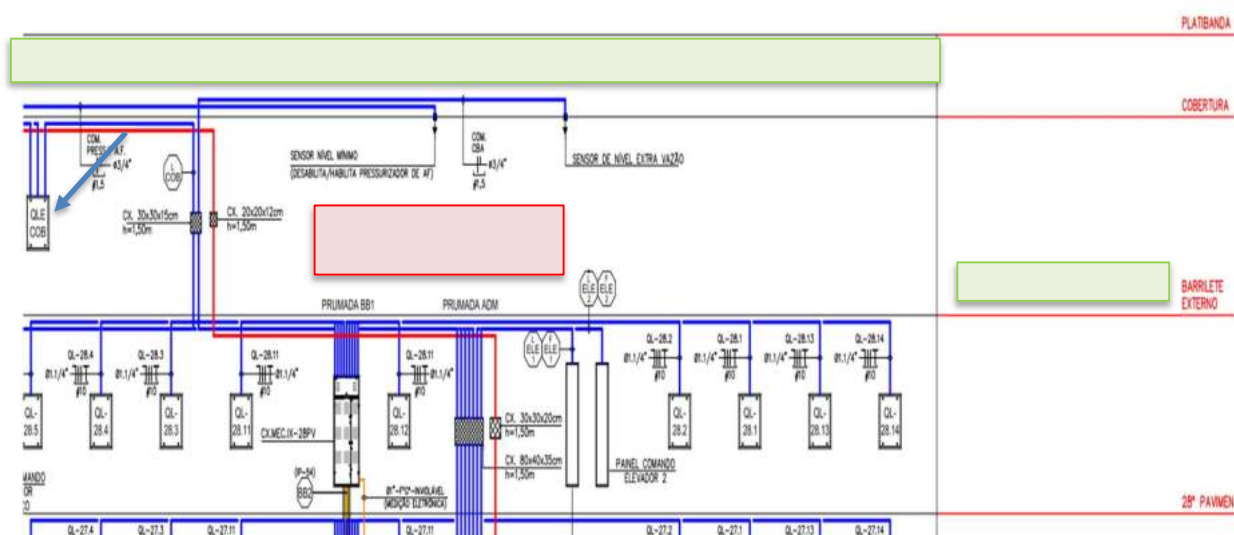
Fonte: Power Solar, 2021.

Seguindo o diagrama da Figura 12, destacam os principais elementos do sistema fotovoltaico a serem detalhados:

- Módulos fotovoltaicos, com seus arranjos separados em 6 *string* ;
- Inversor e cabos solares;
- Transformador de tensão 380V/220V com suas devidas proteções.

Nas figuras 13 e 14 temos uma visão em corte do posicionamento do sistema fotovoltaico na edificação.

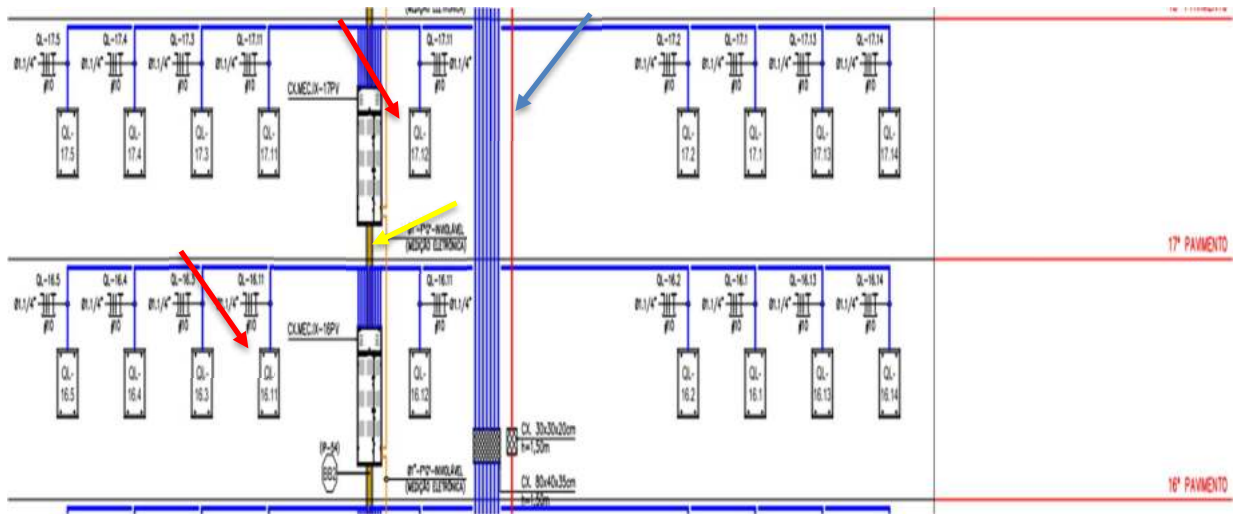
Figura 13 – Esquema vertical instalações elétricas cobertura e 28º pavimento



Fonte: Adaptação Projeto PHE Engenharia de Projetos, 2019 (Cedido pela Construtora)

Sinalizado na Figura 13 em verde a região que estão posicionados os módulos fotovoltaicos (laje do barrilete e da cobertura geral), em vermelho a região escolhida para instalação do inversor e transformador e sinalizado o quadro existente QLE-COB onde acontece a interface do sistema fotovoltaico com a instalação elétrica da edificação.

Figura 14 – Esquema vertical instalações elétricas pavimento tipo



Fonte: Adaptação Projeto PHE Engenharia de Projetos, 2019 (Cedido pela Construtora)

Sinalizado na Figura 14, seta vermelha caixas “CX MEC IX” destinadas à instalação dos medidores de energia das unidades. Destacado, em seta amarela, o barramento blindado de energia por onde é conduzida a energia que alimentará as unidades e o destaque, seta em azul, das prumadas de cabos, que alimentam os quadros posicionados na cobertura (Bomba de Incêndio, Elevadores, etc).

3.3.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos escolhidos para geração fotovoltaica foram os produtos da empresa *Canadian Solar*, da linha *Hiku*, modelo 415P.

Figura 15 – Ficha técnica dados módulos fotovoltaicos



DADOS ELÉTRICOS STC*						
CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Máx. Potência Nominal (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Tensão de Operação (Vmp)	38,5 V	38,7 V	38,9 V	39,1 V	39,3 V	39,5 V
Opt. Corrente de Operação (Imp)	10,26 A	10,34 A	10,42 A	10,49 A	10,56 A	10,64 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	47,0 V	47,2 V	47,4 V	47,6 V	47,8 V	48,0 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	10,82 A	10,90 A	10,98 A	11,06 A	11,14 A	11,26 A
Eficiência de Módulo	17,9%	18,1%	18,3%	18,6%	18,8%	19,0%
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 1703) 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) de irradiância de 1000 W/m², espectro AM 1.5 e temperatura de célula de 25°C.



DADOS ELÉTRICOS NMOT*						
CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Máx. Potência Nominal (Pmax)	294 W	298 W	302 W	305 W	309 W	313 W
Opt. Tensão de Operação (Vmp)	35,8 V	36,0 V	36,2 V	36,4 V	36,6 V	36,8 V
Opt. Corrente de Operação (Imp)	8,21 A	8,27 A	8,33 A	8,39 A	8,45 A	8,51 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	44,1 V	44,3 V	44,5 V	44,7 V	44,9 V	45,1 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	8,73 A	8,79 A	8,86 A	8,92 A	8,99 A	9,08 A

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

Fonte: Canadian Solar Brasil, 2023

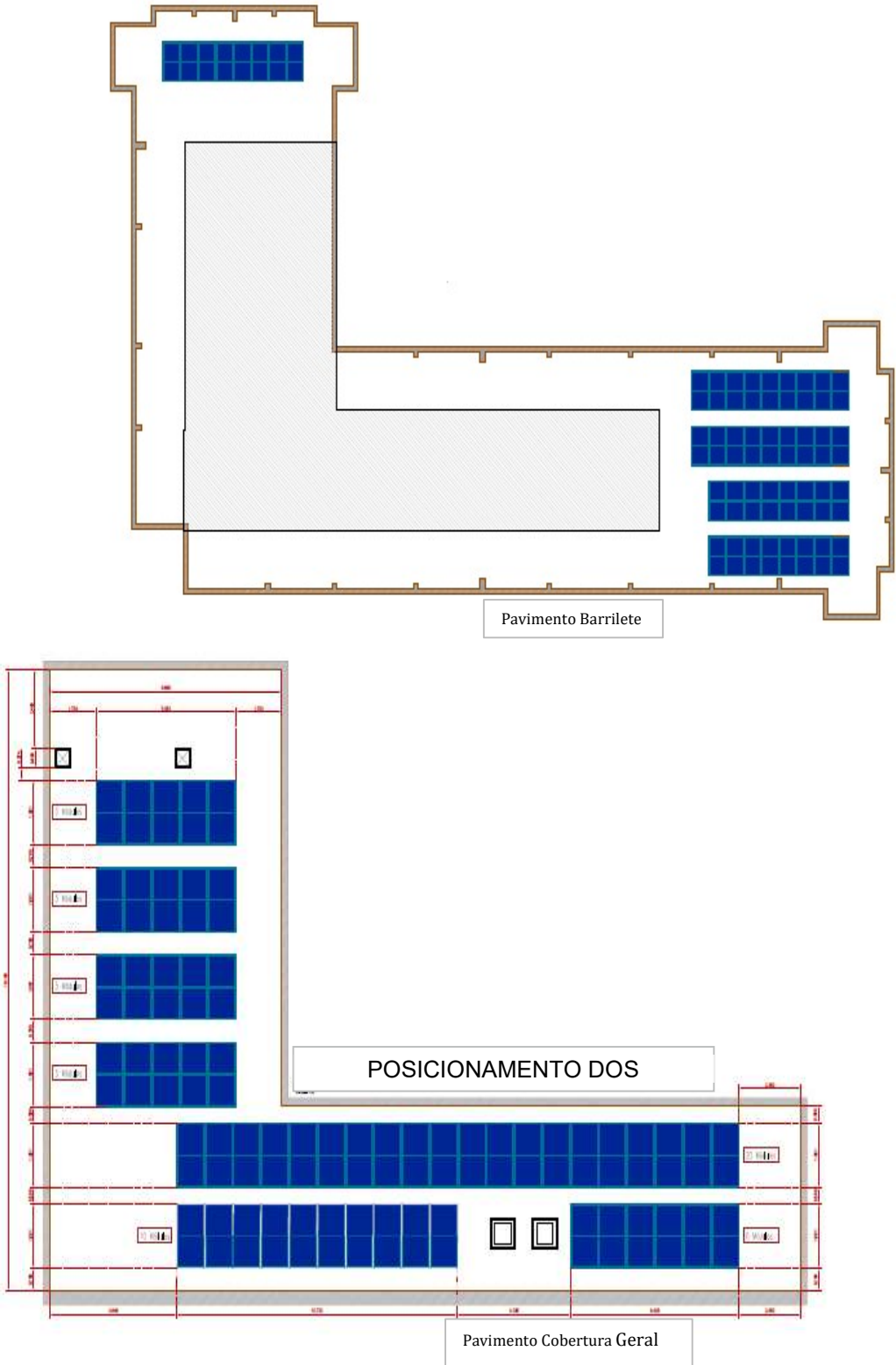
A ficha técnica do fabricante *Canadian Solar* apresentada na figura 15 expõe as principais características dos módulos fotovoltaicos adquiridos.

Para o dimensionamento e posicionamento das placas foi utilizado o *software HelioScope*, segundo Guittet e Freeman (2018, apud MACHADO et al. 2020, p. 124 – 131) se trata de uma ferramenta *web* baseada em armazenamento na nuvem e desenvolvida pela *Folsom Labs*. O *HelioScope* tem como resultado da funcionalidade combinada de design do AutoCAD, a possibilidade de construir projetos fotovoltaicos com mais agilidade. A característica mais notável, segundo o desenvolvedor, é sua utilização online, eliminando a possibilidade de incompatibilidade com sistemas operacionais, exigindo apenas um dispositivo conectado à internet e uma conta no site da aplicação web. Além disso, uma integração online com softwares de mapeamento geográfico e modelagem 3D permite que os projetos sejam construídos com mais rapidez sem que você visite o local de instalação com frequência.

Segue abaixo, figura 16, a solução desenvolvida para o condomínio através da

ferramenta.

Figura 16 – Planta posicionamento dos módulos fotovoltaicos pavimentos barrilete e cobertura geral



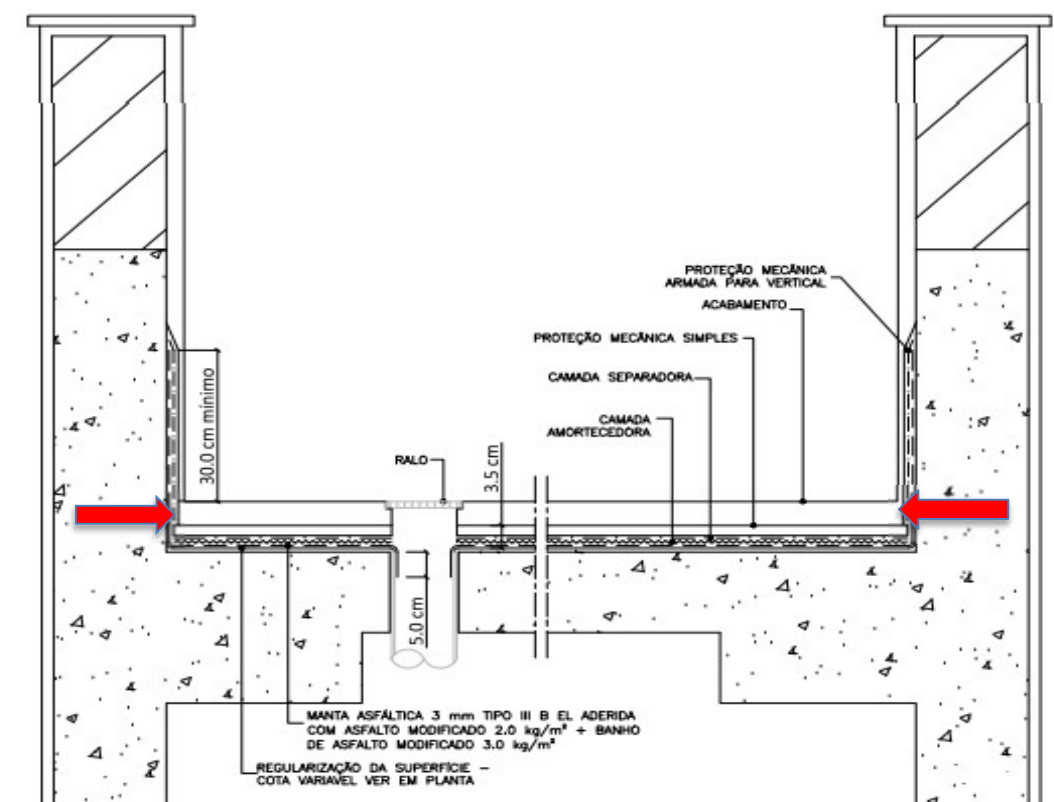
Fonte: Power Solar, 2021

Na figura 16 temos a solução desenvolvida para a opção escolhida como viável, a utilização dos pavimentos de coberturas e do barrilete (laje sobre o último andar habitável) para a instalação, totalizando uma área útil de aproximadamente 252m² para posicionamento de 98 módulos solares. Como a potência em pico de cada módulo é de 415Wp, gera-se uma potência total para o sistema de 41kWp.

Ao decorrer do desenvolvimento do projeto de geração de energia fotovoltaica, sempre existiram preocupações quanto à fixação dos módulos fotovoltaicos nas lajes e as suas consequências, como uma possível fragilidade levando a falhas na estanqueidade da edificação.

Para melhor compreensão, segue na figura 17, o detalhe do sistema de impermeabilização das lajes expostas do Condomínio, objeto do nosso estudo de caso.

Figura 17 – Detalhe sistema de impermeabilização de lajes descobertas



Fonte: Detalhe de projeto PROASP (Cedido pela Construtora), 2019

A camada denominada “proteção mecânica simples”, destaque seta em vermelho, não é maior de 3,5 cm, o que não garantiria uma fixação plena através de parafusos e buchas dos trilhos de apoio dos módulos fotovoltaicos sem atingir a manta

asfáltica (camada logo abaixo da proteção mecânica), causando a perda da estanqueidade do sistema.

A empresa responsável pelo fornecimento e instalação do sistema de energia fotovoltaica, disponibilizou o projeto de locação das estruturas metálicas de apoio dos módulos juntamente com a dimensão das bases que deveriam ser executadas para apoio destas. Além garantir a plena fixação dos módulos sem prejudicar a estanqueidade do sistema de impermeabilização, as bases permitiram, ao elevar os módulos, um melhor posicionamento das placas próximo as platibandas de fachada (mais tempo de exposição ao sol) ainda tiveram a função de reduzir as interferências com as tubulações hidráulicas (ventilação, água fria e águas pluviais) posicionadas sobre a laje.

Figura 18 – Estrutura de módulos fixada sobre bases



Fonte: Autor, 2022

O encaminhamento de tubulações hidráulicas sob os módulos é possível por conta das bases executadas para fixação dos trilhos ilustrada na figura 18. Os trilhos de suporte das placas são confeccionados em alumínio 6005 e são fabricadas sob

medida para este projeto. A figura 19 destaca a fixação da estrutura nas bases através de *parabolts* em inox AISI 304.

Figura 19 – Detalhe fixação de bases



Fonte: Autor, 2022

A mão de obra utilizada para esta montagem dos suportes é de composta por montadores, colaboradores da Empresa contratada para entrega do sistema fotovoltaico em uso.

A seguir, é observável o detalhe de projeto, figura 20, destacando cada elemento que compõem os suportes dos módulos metálicos instalados no condomínio residencial.

Technical drawing of a roof structure. The drawing shows a cross-section of a roof with a 20° slope. Key dimensions and callouts include:

- Callout 01: Top left corner of the roof structure.
- Callout 02: Two locations on the roof slope.
- Callout 03: Right side of the roof structure.
- Callout 04: Bottom right corner of the roof structure.
- Callout 05: Far right edge of the drawing.
- Dimensions: 0.966 (vertical height), 0.605 (vertical height), 0.392 (horizontal distance), 2.108 (slope length), 1.533 (slope length), 0.182 (vertical height), 0.090 (horizontal distance), 0.050 (horizontal distance), 0.200 (vertical height), 0.400 (horizontal distance), 1.715 (horizontal distance), 1.981 (horizontal distance).
- Angle: 20° (roof slope angle).

Sendo os itens:

1. Placa Solar;
2. Trilho para Fixação das Placas;
3. Base concreto (CxLxA) 40x20x20cm;
4. Laje;
5. Platibanda.

48

Figura 21: Módulos Fotovoltaicos



Fonte: Autor. 2022

É possível constatar através da foto da figura 21, o pavimento Barrilete, já com os módulos devidamente fixados sobre as bases exigidas pela instaladora do sistema. A imagem destaca, em vermelho, a interface entre os módulos, as estruturas de suporte e instalações hidráulicas que percorrem a laje da cobertura. O posicionamento sofreu pequenos ajustes na posição para evitar percorrer os locais com as bases de fixação dos módulos fotovoltaicos.

A estrutura enfim fixada nas bases executadas obedece a cálculos de sobrecarga dos módulos e a orientação, com a angulação previamente estudada para maior média de irradiância solar durante o ano. É importante ressaltar que as lajes escolhidas foram dimensionadas para sobrecarga de utilização em 300 kgf/m^2 , carga essa muito acima do peso do sistema fotovoltaico mesmo considerando cargas adicionais por conta do vento.

O Aterramento dos módulos foram executados através de cabo dedicado interligados em paralelo e conectados à BEL (Barra de Equipotencialização Local) do Quadro “QLE-COB”. Essa BEL é diretamente conectada à BEP (Barra de Equipotencialização Principal) que tem como função centralizar o aterramento total da Edificação.

3.3.2 Inversor e seus cabos solares

Após a captação dos raios solares pelos módulos fotovoltaicos a energia gerada é transmitida aos inversores, no caso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, os inversores são conhecidos como *grid-tie*, cujo diferencial é o maior controle sobre a tensão, fase e frequência.

O inversor escolhido para compor o sistema foi o inversor *multistring* sem transformador trifásico no modelo CSI 30K, da marca *Canadian Solar*. Este inversor possui eficiência máxima de 98,8% - de acordo com o fabricante –, além de já conter proteção contra sobrecorrentes e sobretensão. Possui grau IP65 para aplicações externas.

Figura 22 – Dados Técnicos do Inversor CSI – 30K

DADOS TÉCNICOS/SISTEMA			
NOME DO MODELO	CSI-25K-T400GL02-E		CSI-30K-T400GL02-E
ENTRADA CC			
Máx. Potência PV	33 kW		39 kW
Máx. Tensão de Entrada CC			1100 V _{cc}
Tensão de Partida CC			180 V _{cc}
Número de MPPTs			3
Faixa de Tensão de MPPT			200 - 1000 V _{cc}
Máx. Corrente de Entrada (Imp)		78 A (26 A por MPPT)	
Máx. Corrente de Curto-Circuito (Isc)		120 A (40 A por MPPT)	
Número de Entradas CC		6 (2 por MPPT)	
Tipo de Desconexão CC		Interruptor Seccionador CC	
SAÍDA CA			
Potência Nominal de Saída CA	25 kW		30 kW
Máx. Potência de Saída CA	27,5 kW		33 kW
Tensão Nominal de Saída			400 V _{ca}
Tipo de Conexão de Rede			3 W / N / PE
Corrente Nominal de Saída de Rede	36 A		43,3 A
Máx. Corrente de Saída	41,8 A		50,2 A
Frequência Nominal de Saída			50 / 60 Hz
Faixa de Frequência de Saída*			47 - 52 / 57 - 62 Hz
Fator de Potência			> 0,99 (0,8 avanço ... 0,8 atraso)
Corrente THD			< 3%
Corrente de Injeção CC			< 0,5% da Corrente Nominal de Saída de Grid

Fonte: Canadian Solar Brasil, 2023

Os dados técnicos no módulo utilizado, figura 22, (informações destacadas em

azul), informam potência máxima de entrada de 39 kW e tensão máxima de entrada de 1100V em corrente contínua, além de possuir 6 entradas em corrente contínua.

Para esta potência máxima de entrada em 39 kW e a potência em pico do arranjo dos módulos em 41 kWp, temos um Fator de Dimensionamento (FDI) em 105%.

O equipamento opera de forma automática, sem interação com o usuário, desconectando da rede elétrica quando a geração fotovoltaica não é mais possível (por exemplo, a noite) e reiniciando sua interação com a rede elétrica no dia seguinte. O sistema pode ser classificado como *multi-string-configuration* já que combina geração de 98 módulos fotovoltaico a 1 inversor de forma centralizada.

Para definição da quantidade de módulos por *string*, utiliza-se os dados da figura 15 (p. 43) para definição do V_{oc} do módulo fotovoltaico e da figura 22 (p. 50) para definição da Máxima tensão de entrada do inversor escolhido, resultando:

$$47,8 V \times N^{\circ} \text{ de módulos em serie} = 1100 V \quad (5)$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = 23 \text{ unidades}$$

A definição de *string* em arranjos de 16 e 17 módulos encontra-se abaixo da máxima tensão de entrada do inversor adquirido.

Para melhor compreensão do funcionamento, a tabela 4, é responsável por demonstrar a distribuição das *strings* para as entradas do inversor.

Tabela 4 – Distribuição *string* no inversor

<i>String</i>	Módulos	Inversor	Entrada	MPPT
1	16	1	1	1
2	16		2	
3	16		1	2
4	16		2	
5	17		1	3
6	17		2	

Fonte: Power Solar, 2021 Adaptação autor

O inversor, neste estudo de caso, está posicionado no barrilete do edifício, numa área interna, coberta e protegida. Para a escolha deste local foi considerada a proximidade do ponto de rede de dados dedicada a transferência das informações do

sistema. O local é uma área técnica com acesso controlado que após a entrega, apenas a equipe de zeladoria do condomínio ou pessoas autorizadas terão acesso.

Figura 23 – Foto Inversor fixado



Fonte: Autor, 2022

A figura 23 detalha a fixação no pavimento barrilete do inversor: do lado esquerdo as 6 entradas (2 por MPPT), ainda em corrente contínua, no centro a antena de comunicação em *Wi-fi* e, do lado direito a saída em corrente alternada, neste caso, de 400V. A ligação entre os módulos e o inversor é feito via cabo solar 2x4mm², conduzido por eletrodutos em ferro galvanizado à fogo.

Orientado pelo instalador em seu manual, manter o espaço livre maior que 50cm no perímetro do inversor afim de não interromper o fluxo de ar proveniente do dissipador interno de calor do equipamento.

3.3.3 Transformador de tensão

Para o sistema fotovoltaico adquirido pela construtora, foi necessário a utilização de um transformador de tensão para converter a tensão de saída do inversor solar, tornando-a adequada para a conexão à instalação elétrica.

Como podemos verificar nos dados técnicos do inversor escolhido (vide figura 22, p. 50), a tensão de saída é de 400V em corrente alternada, diferente da tensão utilizada nas áreas comuns do edifício que será a beneficiada pela energia gerada pelos módulos solares. Para solucionar esta incompatibilidade, foi posicionado um

transformador após o inversor e antes da inserção da energia no sistema elétrico predial. O transformador dimensionado foi de 30kVA 380/220V IP21 já considerando flutuação da tensão nominal da saída em corrente alternada que provém do inversor.

Figura 24 – Foto transformador e quadro elétrico



Fonte: Autor, 2022

O transformador exibido na figura 24, demonstra o local de posicionamento, no pavimento barrilete do prédio.

Detalhamos na figura 25, o quadro elétrico que contém os disjuntores utilizados na proteção de entrada do transformado, disjuntor 63A – 380V (1) e de saída disjuntor 110A - 220V e DPS 220V 40kA (2).

Figura 25– Detalhe dispositivos de segurança de entrada e saída



Fonte: Autor, 2022

3.4 MEDIÇÃO

A medição de energia acontece na caixa “MEC – IV (M-ADM)” localizada no térreo do Empreendimento através do medidor bidirecional fornecido pela Concessionária.

O medidor bidirecional possui dois sentidos de medição: importação e exportação de energia elétrica. Quando o sistema solar gera mais energia do que a carga que o usuário consome, o excesso é enviado de volta à rede elétrica e o medidor registra essa exportação. Por outro lado, quando o consumo do usuário é maior do que a energia gerada pelo sistema solar, o medidor registra a importação de energia da rede elétrica.

A solicitação da troca do medidor convencional pelo bidirecional foi feita pela empresa responsável pela implantação do sistema fotovoltaico, *Power Solar*, diretamente à Concessionária.

Figura 26 – Detalhe do medidor bidirecional, medição energia consumida



Fonte: Autor, 2022

O medidor inteligente de energia da WEG modelo SMW300I utilizado pela concessionária, possui inúmeras funções que são detalhadas no visor de LCD do aparelho. Como exemplificado na figura 26, a seta em azul indica a contagem da energia ativa em kWh consumida dentro do período (medições aferidas em períodos de 30 dias pela concessionária local), que por sua vez é determinado no medidor pelo código 003, indicado pela seta vermelha.

Figura 27 – Detalhe do Medidor Bidirecional, medição energia injetada



Fonte: Autor, 2022

Na figura 27, a foto do *display* em LCD indica a condição de leitura para a energia injetada ou reversa no mesmo período, código 103 – seta vermelha. Em destaque, a seta azul indica a quantidade de energia injetada na rede, em kWh.

Os códigos usados no medidor são padronizados pela ABNT NBR 14522 (2008).

O campo “ST” no display informa as fases ativas no relógio no sistema de tensões trifásico RST. Já o campo “T2” é o sistema tarifário configurado para as medições do relógio naquele período do dia. Mesmo com essa opção de tarifação variável já disponível no medidor, a concessionária local não opera atualmente com esse tipo de sistema tarifário.

3.5. PRODUÇÃO DE ENERGIA DO SISTEMA

Uma estimativa da energia elétrica a ser produzida pelo sistema fotovoltaico pode ser obtida através das informações fornecidas software *HelioScope*. O programa gera dados conforme a localização e direcionamento das placas fotovoltaicas instaladas conforme os meses do ano. Os dados utilizados para calcular a produção de energia elétrica são: irradiação no plano inclinado e a temperatura ambiente.

Figura 28 – Projeção de Sombreamento Módulos Fotovoltaico



Fonte: HelioScope, 2021

A figura 28 foi extraída do relatório do software *HelioScope* delimitando os 3 campos de instalação dos módulos fotovoltaicos nas áreas de cobertura. As paletas de cores nos módulos variando do verde ao vermelho determinam o nível de produção de energia solar de cada módulo: verde maior produção, vermelho menor produção, considerando o sombreamento. O sombreamento neste caso resulta da diminuição do acesso solar pela própria arquitetura da edificação, a proximidade dos módulos adjacentes do próprio sistema (sombreamento direto) e pelo aumento de nuvens conforme período analisado (sombreamento difuso).

Figura 29 – Detalhe diferença de nível barrilete x cobertura geral

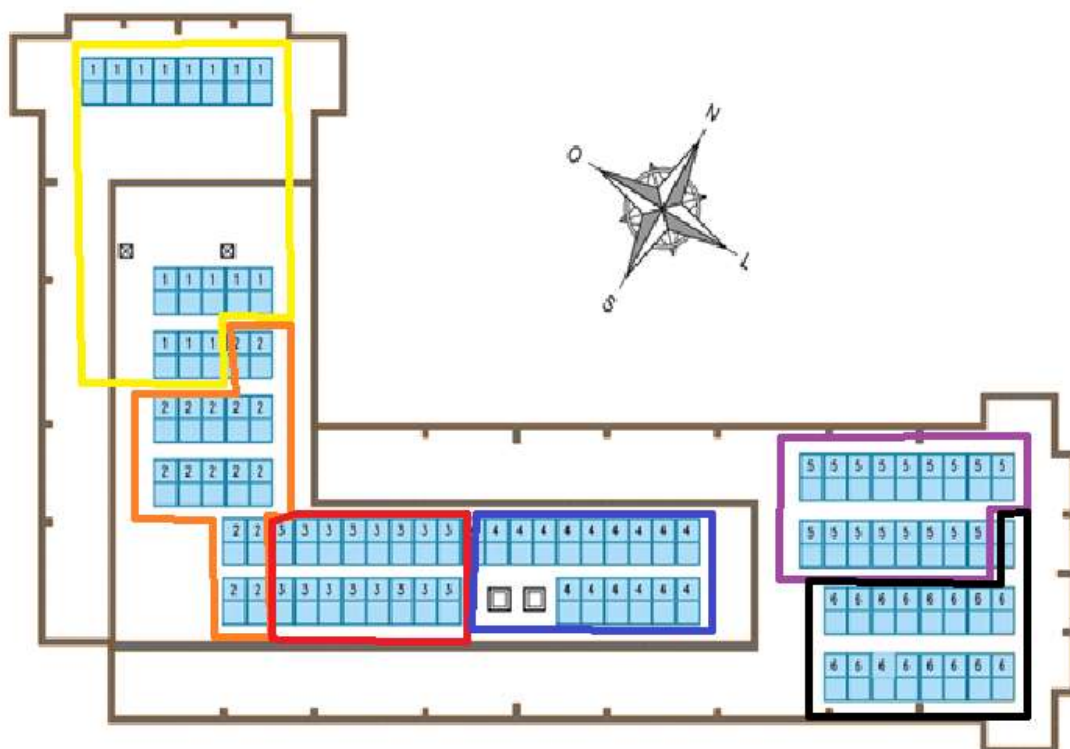


Fonte: Departamento Técnico da Construtora, 2022

A figura 29 demonstra claramente a interferência na arquitetura da edificação causando o sombreamento pela diferença de nível entre as instalações dos campos 1 e 3 (setas vermelho e amarelo respectivamente) em comparação com o campo 2 (seta azul). Esse sombreamento durante as horas do dia é destacado artificialmente pelo *software*, figura 28 (p. 56).

Considerado o sombreamento, a divisão dos 98 módulos por *string* resulta na ilustração da figura 30.

Figura 30– Posição dos painéis considerando os *String* correspondentes



Fonte : Adaptação Projeto de Montagem Power Solar, 2021 (Cedido pela Construtora)

Com o sombreamento característico do posicionamento de cada módulo, o *software* possui ferramentas que define os módulos solares com característica similares em relação ao acesso solar, orientando a ligação em série desses módulos, minimizando perdas.

Em relação a produção estimada pelo *HelioScope* no condomínio residencial, levando em consideração o acesso solar de cada campo de módulos fotovoltaicos, a tabela 5 apresenta a estimativa de produção para este projeto.

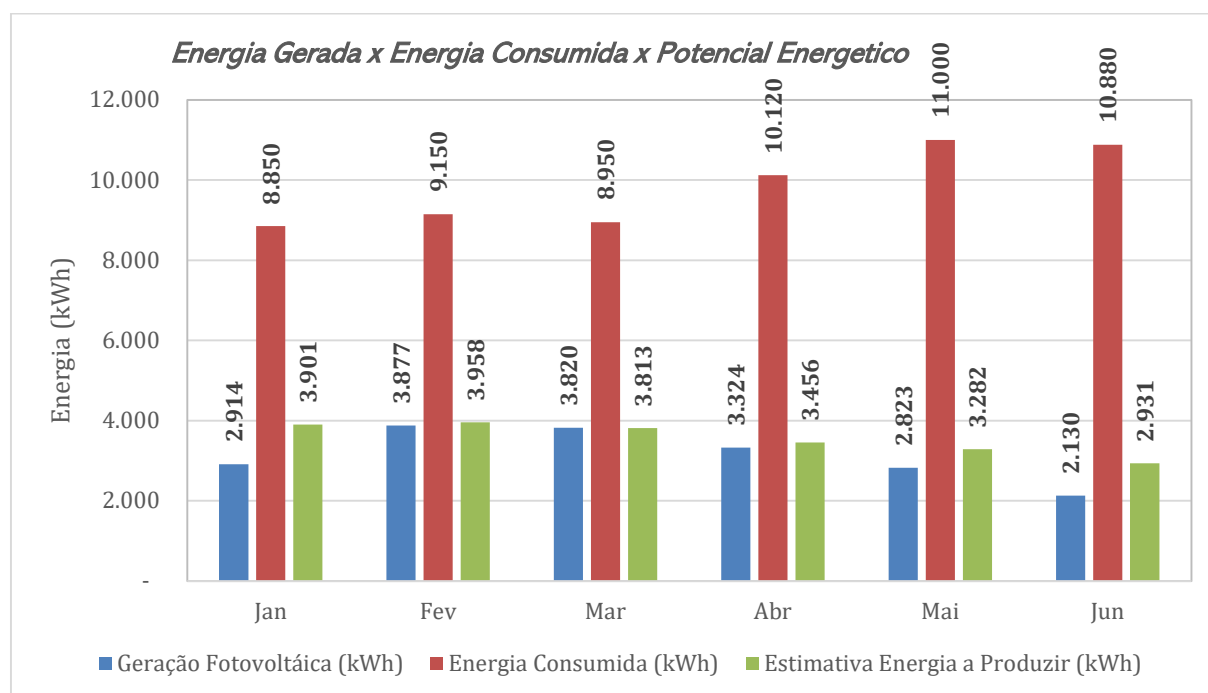
Tabela 5 – Acesso Solar x Meses do Ano

Descrição	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Campo 1	89%	89%	90%	88%	87%	87%	87%	89%	91%	90%	91%	91%
Campo 2	91%	90%	89%	86%	82%	82%	82%	86%	87%	90%	90%	91%
Campo 3	90%	90%	88%	85%	83%	80%	81%	85%	87%	89%	90%	90%
Acesso Solar média ponderada	90,05%	89,8%	88,4%	85,6%	82,6%	82,0%	82,0%	86,2%	87,7%	89,5%	90,01%	90,8%
Estimativa Energia a Produzir (kWh)	3.901	3.958	3.813	3.456	3.282	2.931	3.296	3.720	3.453	3.714	4.128	3.842

Fonte: Power Solar, 2019 adaptada pelo Autor

Com base nos dados apresentados na Tabela 5, que incluem a incidência solar juntamente com a estimativa anual de produção de energia do sistema fotovoltaico, é possível correlacioná-los com os dados de consumo de energia do período de janeiro a junho de 2022, fornecidos pelo Condomínio. Essa análise pode ser visualizada de maneira eficaz por meio de um gráfico analítico, como demonstrado na Figura 31 abaixo:

Figura 31 – Gráfico Comparativo Energia Gerada x Energia Consumida



Fonte: Autor, 2023

Em relação ao total de energia consumida nas áreas comuns do condomínio,

com a análise do gráfico na figura 31, podemos observar que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico em relação à energia consumida pelo sistema fotovoltaico, varia de 16% em junho, início do inverno, a 22% em março, final do verão.

É importante destacar que a assembleia de implantação do condomínio e, conseqüentemente, o início da utilização das áreas comuns ocorreram em janeiro de 2022. Por isso, o consumo nos primeiros meses de uso está reduzido devido à quantidade de espaços ainda sem utilização do condomínio durante esse período.

Relevante mencionar que as áreas comuns do condomínio possuem equipamentos de alto consumo energético. Áreas sociais como salão de festas, jogos e portaria, contam com aparelhos de ar-condicionado, além de 6 elevadores, bombas hidráulicas (recalque, piscinas, pluviais, pressurizadores) e outros dispositivos que justificam essa significativa diferença no consumo mensal nos primeiros meses.

Outro fator a ser considerado são os primeiros seis meses de operação do sistema, onde a energia gerada ficou muito próxima do potencial energético estimado pela empresa instaladora, *Power Solar*. Com base nos dados fornecidos pela instaladora através da utilização do *software HelioScope*, a geração variou de 75% (janeiro de 2022) à 102% (março de 2022) em relação a produção estimada de energia fotovoltaica na concepção do projeto.

Com a produção energética anual estimada de 43.493 kWh, em análise comparativa ao estudo de Santos, temos um aumento de 6% em relação à produção por metro quadrado por ano (kWh/m².ano).

3.6. VIABILIDADE ECONÔMICA

A viabilidade econômica de projetos é um aspecto essencial a ser considerado antes de se realizar qualquer investimento. Para tal avaliação, diversos indicadores financeiros são utilizados, e um dos mais relevantes é o cálculo do tempo de retorno do investimento.

Segundo a proposta comercial da empresa Instaladora do sistema estão inclusos nos seus valores:

Tabela 6 - Composição do sistema fotovoltaico de 41kW do Condomínio Residencial

QUANTIDADE	DESCRIÇÃO
98	Módulos fotovoltaicos <i>Canadian Solar</i> CS3W Linha <i>Hiku</i>
1	Inversor fotovoltaico <i>Canadian Solar</i> – 30K 400 GL
1	Transformador de tensão 380/220V 30kVA
98	Conjuntos de estrutura em alumínio para suporte de módulos fotovoltaicos
Incluso	Condutores e proteção
Incluso	Seguro de obra, engenharia e transportes
Incluso	Fretes
Incluso	Projetos e interação com a concessionária de energia
Incluso	MDO de comissionamento das usinas
Incluso	Treinamento para equipe de zeladora

Fonte: Autor, 2023

Conforme a proposta da instaladora, o valor global para a implantação do sistema foi de R\$ 135.000,00 e está dividido da seguinte forma:

- R\$ 96.720,00 em forma de faturamento direto para a compra de materiais, que incluem módulos fotovoltaicos, inversores, transformador, cabos solares, quadros elétricos e barras de alumínio para fixação dos módulos sobre as bases.
- R\$ 38.280,00 referente à Mão de Obra (MDO) para instalação, elaboração de projetos, comissionamento, treinamentos, além de fretes e outros custos necessários.

É importante ressaltar que todos os impostos incidentes sobre a compra já estão considerados nos custos mencionados acima.

3.6.1 Tempo de Retorno Simples

Em 04/07/2023 foi homologada a resolução nº3.053 (ANELLE; 2023) com os valores para as tarifas para o fornecimento de energia elétrica incluindo o Subgrupo B3 - Classe Comercial Serviços e outras Atividades, classificação da instalação elétrica do Condomínio. Para demonstração, os custos estão fixados conforme tabela 7 em R\$/kWh:

Tabela 7 – Tarifas de fornecimento de energia elétrica em vigor com a incidência de impostos estaduais e federais:

DESCRIPTIVO	TARIFA DE USO DO SITEMA DE DISTRIBUIÇÃO (TUSD)	TARIFA DE ENERGIA (TE)
Custo Energia da Unidade Consumidora	R\$ 0,390	R\$ 0,260
ICMS 12%	R\$ 0,047	R\$ 0,031
PIS/PASEP (1,08%)	R\$ 0,004	R\$ 0,003
COFINS (4,99%)	R\$ 0,019	R\$ 0,013
Total	R\$ 0,461	R\$ 0,308

Fonte: Enel-SP, 2023

Com base na estimativa de geração de energia apresentada na tabela 5 (p. 59), verificamos que a média mensal estimada de energia gerada pelo sistema é de 3.624 kWh, o que corresponderia a um valor mensal de energia gerada de R\$ 2.784,51 e um total anual de R\$ 33.414,11.

Ao considerar o custo total de implantação de R\$ 135.000,00, a estimativa de tempo de retorno simples na compra do sistema é de aproximadamente 4 anos e 5 meses. No entanto, é importante destacar que essa estimativa não contempla algumas variáveis que podem exercer influência direta no cálculo, como a variação da tarifa de energia ao longo do tempo, juros e eventuais custos de manutenção e operação, já que interferem pouco no custo da energia (ZILLES; 2012).

A instaladora informa em seu manual as seguintes garantias:

- a) Painéis Fotovoltaico, fabricação 12 anos;
- b) Inversor, fabricação 10 anos;
- c) Estrutura de apoio dos módulos: 10 anos e
- d) Instalação: 5 anos;

No cálculo acima apresentado, os valores associados aos serviços civis essenciais como a instalação de pontos de rede de dados e energia próximos ao inversor, adequação do ponto de água para a limpeza das placas solares e a construção da base em concreto para a fixação dos suportes dos módulos, foram deliberadamente excluídos. Isso se deve à sua relativa insignificância para a Construtora quando comparada ao montante total de investimento.

Outros custos podem ainda ser levados em consideração como aqueles associados às adequações do projeto elétrico. No caso específico do condomínio

estudado, a decisão de implementar o sistema fotovoltaico ocorreu após a conclusão dos projetos executivos desta disciplina.

3.6.2 Fluxo de Caixa Sistema Fotovoltaico

Com base na estimativa da redução de energia por ano gerado no sistema fotovoltaico, foi possível montar um fluxo de caixa, tabela 8, para o sistema fotovoltaico, considerando o investimento inicial, a redução anual dos custos de energia e a troca dos inversores realizadas a cada 10 anos, como no item 3.6.1, custos com eventuais manutenções e operação foram ignorados neste cenário.

Tabela 8 – Fluxo de Caixa

Ano		Valor		Valor Acumulado
0*	-R\$	135.000,000	-R\$	135.000,000
1	R\$	33.414,110	-R\$	101.585,890
2	R\$	33.414,110	-R\$	68.171,780
3	R\$	33.414,110	-R\$	34.757,670
4	R\$	33.414,110	-R\$	1.343,560
5	R\$	33.414,110	R\$	32.070,550
6	R\$	33.414,110	R\$	65.484,660
7	R\$	33.414,110	R\$	98.898,770
8	R\$	33.414,110	R\$	132.312,880
9	R\$	33.414,110	R\$	165.726,990
10**	R\$	21.914,110	R\$	187.641,100
11	R\$	33.414,110	R\$	221.055,210
12	R\$	33.414,110	R\$	254.469,320
13	R\$	33.414,110	R\$	287.883,430
14	R\$	33.414,110	R\$	321.297,540
15	R\$	33.414,110	R\$	354.711,650
16	R\$	33.414,110	R\$	388.125,760
17	R\$	33.414,110	R\$	421.539,870
18	R\$	33.414,110	R\$	454.953,980
19	R\$	33.414,110	R\$	488.368,090
20**	R\$	21.914,110	R\$	510.282,200
21	R\$	33.414,110	R\$	543.696,310
22	R\$	33.414,110	R\$	577.110,420
23	R\$	33.414,110	R\$	610.524,530
24	R\$	33.414,110	R\$	643.938,640
25	R\$	33.414,110	R\$	677.352,750

Fonte: Autor, 2024

*Representa o investimento inicial para o sistema conforme proposta Power Solar

**Considera a troca do inversor de frequência no valor de R\$11.500,00

3.6.3 Valor Presente Líquido (VPL)

É uma técnica utilizada em análise financeira para avaliar a viabilidade de um investimento. O VPL é calculado determinando a diferença entre os fluxos de caixa presentes (entradas e saídas de dinheiro) ao longo do tempo, descontados a uma taxa de retorno adequada.

Um VPL positivo indica que o investimento tem um retorno líquido positivo, enquanto um VPL negativo indica um retorno líquido negativo.

Para o cálculo da VPL foi adotado o fluxo de caixa apresentado na tabela 8 (p. 63) e a Taxa Mínima Atratividade (TMA) equivalente a taxa Selic de janeiro de 2024 em 11,25%, ao ano.

O resultado foi de R\$ 136.023,68, significando que o investimento realizado teria retorno positivo dentro dos 25 anos analisados, considerando a tarifa atual de energia.

3.6.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Adotando o fluxo de caixa da tabela 8 (p. 63) a TIR para o investimento foi de 13,13% acima da taxa de juros Selic, de 11,25%, confirmando assim o resultado positivo obtido no item 3.6.3.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta monografia tem o propósito de descrever a implementação de um sistema de microgeração fotovoltaica em um condomínio residencial vertical na cidade de São Paulo. A revisão bibliográfica focou nas tecnologias disponíveis atualmente no mercado correlacionando-as com a base teórica das referências selecionadas.

O estudo demonstra que ao utilizar apenas a cobertura e a laje externa do pavimento barrilete com área útil de 252m² dispostos os módulos conforme demonstrados na figura 16 (p. 44), foi possível gerar 22% da demanda energética (kWh) das áreas comuns do condomínio objeto do estudo de caso. Posto isso, os sistemas implantados em construções verticais ainda estão limitados pela área de captação solar disponível. Edifícios residenciais localizados em grandes centros urbanos frequentemente têm apenas a cobertura como espaço viável para a instalação dos painéis fotovoltaicos.

Foram identificadas, também, possíveis melhorias na implantação do sistema neste estudo de caso, segue considerações:

- a) A opção por inversores com transformadores acoplados ou mesmo a escolha de um sistema de saída em corrente alternada (CA) de 380V, não se mostrou adequada considerando que a área comum é atendida em 220V;
- b) O posicionamento do inversor, a decisão de colocá-lo próximo aos módulos solares, embora pareça num primeiro momento errada pois houve um acréscimo de custos ao exigir a troca dos cabos de conexão entre o quadro elétrico desse pavimento (pavimento barrilete) e o quadro ADM localizado no pavimento térreo. Porém, ao analisar a alternativa de condução por cabos da energia ainda em corrente contínua (CC), instalando o inversor na sala do centro de medição, mostrou-se ainda mais cara e insegura. Isso ocorre porque a corrente contínua em tensões elevadas (acima de 1000V) encarece os dispositivos de segurança necessários para a distribuição da energia da cobertura até o pavimento térreo;
- c) Falta de um projeto (estrutural e de impermeabilização) adequado com detalhes e sequência executiva das bases de fixação das estruturas metálicas de apoio dos módulos que foram exigidas sobre a laje de cobertura.
- d) A locação dos módulos solares em diferentes níveis que causando

sombreamento e por consequência uma queda da produção de energia nos módulos instalados no nível inferior (pavimento barrilete);

- e) Por fim, compatibilização de projetos ao considerar a implementação do sistema fotovoltaico desde o início, evitando incompatibilidades descobertas somente durante a fase de implantação. Algumas das incompatibilidades identificadas neste projeto incluem: posicionamento de tubulações hidráulicas sobre a laje de cobertura onde estão os módulos fotovoltaicos, falta de pontos de energia e rede no barrilete para conexão do inversor, ausência de ponto de torneira próxima aos módulos para a lavagem periódica e a falta de um ponto de aterramento dedicado para o sistema fotovoltaico na cobertura.

Considerando que o investimento por apartamento para implantação do sistema fotovoltaico, neste estudo de caso, foi de R\$ 381,35 (custo base fevereiro de 2022) e pode ser repassado ao custo integral no preço de venda das unidades habitacionais já que são unidades que não estão sujeitas aos limites de valor de programas habitacionais como o Minha Casa Minha Vida, a Empresa Incorporadora entendeu que essa é uma aquisição que agrega valor ao seu produto. Estudos estão em andamento para a implementação em outras obras que possuam coberturas adequadas para a instalação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Micro e Minigeração Distribuída**. Brasília, DF. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 28 de jul. de 2023.

ALBUQUERQUE, I.; ALENCAR, A.; ANGELO, C.; AZEVEDO, T.; BARCELLOS, F.; COLUNA, I.; JUNIOR, C. C.; CREMER, M.; PIATTO, M.; POTENZA, R.; QUINTANA, G.; SHIMBO, J.; TSAI, D.; ZIMBRES, B. **Análise das emissões brasileiras de gases de efeito estufa e suas implicações para as metas de clima do Brasil 1970-2019**. 2020. Disponível em: <https://americadosul.iclei.org/wp-content/uploads/sites/78/2020/11/oc-relatorioseeg2020-final.pdf>. Acesso em: 10 de dez. de 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Entenda como Funciona a Energia Solar Fotovoltaica**. 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 01 de ago. de 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto**. Rio de Janeiro, RJ. 2019. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/7933594/mod_folder/content/0/NBR16690%20-%20requisitos%20projeto.pdf. Acesso em: 20 de jul. de 2023.

BRASIL. **Portaria N° 140, de 21 de março de 2022**. Aprova o Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos - Consolidado. Brasília, DF: Ministério da Economia/Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, 2022. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-140-de-21-de-marco-de-2022-389587680>. Acesso em: 05 de det. De 2023.

CANADIAN SOLAR BRAZIL. **Produtos e Soluções**. Disponível em: <https://www.csisolar.com/br/inverter/>. Acesso em: 17 jul. 2023

CANADIAN SOLAR BRAZIL. **Produtos e Soluções**. Disponível em: <https://www.csisolar.com/br/module/>. Acesso em: 17 jul. 2023

CANAL SOLAR. **Oversizing e Clipping**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-ate-que-valor-pode-sobredimensionar-um-sistema/>. Acesso em: 17 de fev. 2024

E4.0 ENERGIAS RENOVÁVEIS **Quando Usar Transformadores em Sistemas de Energia Solar?** <https://www.e4energiasrenovaveis.com.br/artigos/quando-utilizar-transformador-nos-sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica>

ENEL. **Geração Distribuída**. Disponível em: https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/Corporativo_e_Governo/geracao-distribuida.html. Acesso em: 20 de ago. de 2023.

ENEL. **Tarifa de Energia Elétrica**. Disponível em: https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/Para_Voce/tarifa-energia-eletrica.html. Acesso em: 20 de ago. de 2023.

FARIAS, A.M. **Técnicas de modulação para inversores fotovoltaicos sem transformador conectados à rede elétrica**. 2011. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2011. Disponível em: https://www.ufpe.br/documents/39830/1359036/209_AlexandreFarias/2799b48b-bbdc-43d1-b6df-06bdc154f5d0. Acesso em: 18 de dez. de 2023.

GLOBO BRASIL – Industria Brasileira de Painéis Solares. **Geradores Fotovoltaicos**. Disponível em: <https://www.paineisglobobrasil.com.br/produtos/geradores-fotovoltaicos/>. Acesso em 20 nov.2023

GOETZE, F. **Projeto de Microgeração Fotovoltaica Residencial: Estudo de Caso**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Departamento de Engenharia Elétrica.

MACÊDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos**. 2006. Tese Pós-graduação – Universidade de São Paulo - Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física (Doutorado). (EspaçoReservado1)

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil); CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. **Potencial Solar - SunData v. 3.0**. Brasília, DF. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em 23 ago.2023

NAVARINAS, V. **O Projeto de Edifícios com Sistema Fotovoltaico**. 2011. Monografia (MBA)– Universidade de São Paulo – Escola Politécnica – Tecnologia e Gestão na Produção de Edifícios.

PEREIRA, E; MARTINS, F; GONCALVES, A; COSTA, R; LIMA, F; RUTHER, R; ABREU, S; TIEPOLO, G; PEREIRA, S; SOUZA J. 2017. **Atlas Brasileiro Energia Solar**. 2. Ed. São José dos Campos: INPE. 80p (E-BOOK)

PINHO,J; GALDINO M.A, 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Edição Revisada e Atualizada. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB (E-BOOK)

PORTAL SOLAR. **Confira o ranking das marcas de painéis solares mais vendidas em 2023**. em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/tecnologia/equipamentos-fv/confira-o-ranking-das-marcas-de-paineis-solares-mais-vendidas-em-2023>. Acesso em 02 de dez. de 2023.

PORTAL SOLAR. **Energia solar on-grid ou off-grid? Qual devo escolher?** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-on-grid-ou-off-grid-qual-devo-escolher>. Acesso em 02 de dez. de 2023.

PORTAL SOLAR. **Micro inversor solar grid tie: o que é e para que serve?** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/micro-inversor-solar-grid-tie.html>. Acesso em 02 de dez. de 2023.

SANTOS, A.H.C. **Avaliação Técnica e Financeira da geração fotovoltaica integrada à fachada de edifícios de escritórios corporativos na cidade de São Paulo.** 2015. Tese (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. **Análise das Emissões Brasileira de Gases de Efeito Estufa.** Disponível em: <https://americadosul.iclei.org/wp-content/uploads/sites/78/2020/11/oc-relatorioseeg2020-final.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2024

VIEIRA MACHADO, G. M., DE SOUZA SILVA, J. L., SOEIRO MOREIRA, H., DO NASCIMENTO VARGAS, T., CERBATTO SCHMITT PRYM, G., PINHEIRO LIMA, G., & GRADELLA VILLALVA, M. (2021). **Estudo de caso de um sistema fotovoltaico instalado no campus da UNICAMP em diferentes softwares de simulação.** Revista Brasileira De Energia Solar, 11(2), 124–131. Disponível em: <https://doi.org/10.59627/rbens.2020v11i2.317>. Acesso em: 15 de dez. de 2023.

ZILLES, R.; MACEDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F., 2012. **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede Elétrica.** 1. Ed. São Paulo: Oficina de Textos. v.1. 208 p.