

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Israel Pereira Marcelino

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Florianópolis

2022

Israel Pereira Marcelino

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr. Eng.

Florianópolis

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Marcelino, Israel Pereira
Análise de viabilidade técnica e econômica de um sistema
fotovoltaico de microgeração distribuída / Israel Pereira
Marcelino ; orientador, Renato Lucas Pacheco, 2022.
125 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia solar. 3. Sistema
fotovoltaico. 4. Sistema On Grid. 5. Microgeração
distribuída. I. Pacheco, Renato Lucas. II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia
Elétrica. III. Título.

Israel Pereira Marcelino

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aprovado, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Florianópolis, 01 de setembro de 2022.

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Avaliador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.
Avaliador
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado primeiramente a Deus, por sua infinita bondade, misericórdia e sabedoria. E em segundo lugar à minha família, por todo apoio recebido até aqui.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, Nilton e Ana, por toda dedicação, amor e cuidado. À minha esposa, Marília, por estar comigo, ao meu lado, nos momentos bons e nos momentos ruins. Às minhas irmãs, Sarah e Rayssa, pelas brigas e risadas que vocês me proporcionam. E a vocês que são minha família, Ci, Mere, Carlinho, Denise, Carla, Junior, Jason, Reuel e Kalebe, por me apoiarem em todos os momentos. Sem o suporte e o incentivo de cada um de vocês eu não chegaria até aqui.

Em segundo lugar, agradeço ao meu orientador, Prof. Renato Lucas Pacheco, por dedicar seu tempo, sua orientação, seu apoio e seus conselhos a mim tanto durante este trabalho quanto durante meu tempo cursando engenharia.

Agradeço também aos professores Mauricio Valencia Ferreira da Luz e Telles Brunelli Lazzarin por permitirem, em conjunto com o professor Renato Lucas Pacheco, que eu pudesse estender o prazo de integralização curricular e, conseqüentemente, pudesse me formar como Engenheiro Eletricista.

Agradeço ao Sindicato dos Arrumadores de São Francisco do Sul (SINDACAP) por, gentilmente, me fornecerem as faturas de energia elétrica de seus imóveis, além de permitirem que eu pudesse vistoriá-los, afim de fazer com que este Trabalho de Conclusão de Curso pudesse ser a proposta de um projeto real de um sistema fotovoltaico.

Agradeço, ainda, aos professores Jean Viane Leite e Roberto Francisco Coelho por, prontamente, aceitarem fazer parte da banca avaliadora deste trabalho. Ter vocês, juntamente com o prof. Renato Pacheco, examinando o meu TCC é uma oportunidade ímpar de crescimento pessoal e profissional.

Por fim, agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina, na pessoa de seus professores, técnicos administrativos e colaboradores diretos e indiretos, por todos os ensinamentos, auxílios e acolhimentos. Se hoje me torno um Engenheiro Eletricista, é por que vocês me deram suporte.

"A ciência é sobre saber, a engenharia é sobre fazer."

Prof. Henry Petroski, Ph.D. Eng.

RESUMO

Num cenário nacional de desafios energéticos, onde há incremento no custo de matéria prima para as termoelétricas, aumento da demanda por energia, episódios de escassez hídrica prolongada e exigência global por utilização e aumento das fontes de energia limpa, a energia solar fotovoltaica desponta por ser uma alternativa viável, de custo relativamente baixo, descentralização da geração e capacidade de uso em todo território nacional. Neste sentido, este trabalho tem por objetivo apresentar a fundamentação teórica necessária à análise de sistemas fotovoltaicos e, posteriormente, apresentar as etapas de projeto de um sistema solar fotovoltaico real para o Sindicato dos Arrumadores de São Francisco do Sul (SINDACAP). Nesta análise, são apresentados e descritos o estudo do consumo energético das unidades consumidoras consideradas, a vistoria presencial ao local definido para instalação, a modelagem 3D dos entornos do edifício, o estudo do sombreamento anual da cobertura, a simulação de geração de energia para o sistema proposto via *software* PVsyst, os custos esperados para a instalação e homologação do projeto e, por fim, o estudo de viabilidade econômica da planta fotovoltaica.

Palavras-chave: Energia solar. Sistemas fotovoltaicos. Sistemas *On Grid*. Microgeração distribuída.

ABSTRACT

In a national scenario of energy challenges, where there is an increase in the cost of raw materials for thermoelectric plants, an increase in the demand for energy, episodes of prolonged water scarcity and a global demand for the use and increase of clean energy sources, photovoltaic solar energy stands out for being a viable alternative, of relatively low cost, decentralization of generation and capacity for use throughout the national territory. In this sense, this work aims to present the theoretical foundation necessary for the analysis of photovoltaic systems and, later, to present the design stages of a real photovoltaic solar system for the Sindicato dos Arrumadores de São Francisco do Sul (SINDACAP). In this analysis, the following are presented and described: the study of the energy consumption of the considered consumer units, the on-site inspection of the place defined for installation, the 3D modeling of the surroundings of the building, the study of the annual shading of the roof, the simulation of energy generation for the proposed system via PVsyst software, the expected costs for the installation and approval of the project and, finally, the economic feasibility study of the photovoltaic plant.

Keywords: Solar energy. Photovoltaic systems. On Grid Systems. Distributed microgeneration.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Histórico e prognóstico da demanda de energia elétrica, por setor, no mundo.	31
Figura 2 – Histórico e prognóstico das fontes de energia elétrica que compõem a matriz energética mundial.....	32
Figura 3 – Evolução das fontes de geração de energia elétrica no mundo.....	33
Figura 4 – Evolução global da carga total instalada de sistemas solares fotovoltaicas.....	34
Figura 5 – Líderes mundiais em carga total instalada de sistemas solares fotovoltaicos.....	34
Figura 6 – Matriz elétrica brasileira.	35
Figura 7 – Irradiação Global Horizontal no Brasil.	36
Figura 8 – Irradiação Global Horizontal na Alemanha.	37
Figura 9 – Geração Distribuída.	39
Figura 10 – Energia em função do comprimento de onda.....	44
Figura 11 – Espectro eletromagnético da radiação solar.....	44
Figura 12 – Componentes da Radiação Solar.....	45
Figura 13 – Irradiância e Irradiação Solar.....	46
Figura 14 – Componentes GHI, DHI, DNI da irradiação solar.....	47
Figura 15 – Ângulo azimutal.....	48
Figura 16 – Linha do Zênite e Ângulo Zenital.....	49
Figura 17 – Ângulo da Altura Solar.....	50
Figura 18 – Efeito do ângulo de declinação solar ao longo do ano.....	51
Figura 19 – Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.....	52
Figura 20 – Geração de energia em função do ângulo de inclinação α dos módulos.....	54
Figura 21 – Sistemas <i>Off Grid</i>	56
Figura 22 – Sistema <i>On Grid</i>	57
Figura 23 – Sistema Fotovoltaico Híbrido.....	58
Figura 24 – Estrutura das bandas de energia em materiais (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes.....	59
Figura 25 – Representação de uma célula fotovoltaica.....	60
Figura 26 – Células fotovoltaicas de (a) silício monocristalino e (b) silício policristalino.....	62
Figura 27 – Modelo de Diodo Único da célula fotovoltaica.....	62
Figura 28 – Curva característica das células fotovoltaicas.....	63
Figura 29 – Componentes do módulo fotovoltaico.....	64

Figura 30 – Caixa de junção do módulo fotovoltaico com diodos de <i>bypass</i>	65
Figura 31 – Ilustração da ligação em série e em paralelo entre células fotovoltaicas.	66
Figura 32 – Atuação do diodo de <i>bypass</i>	68
Figura 33 – Fenômeno de <i>hotspot</i> ou ponto quente em um módulo fotovoltaico.	68
Figura 34 – Curvas características (a) Curva IxV e (b) Curva PxV.	70
Figura 35 – Influência da irradiação solar nas curvas características dos módulos fotovoltaicos.	71
Figura 36 – Influência da temperatura nas curvas características dos módulos fotovoltaicos.	72
Figura 37 – Modelo de inversor central da FIMER, de 2,0 a 4,4 MVA.	74
Figura 38 – Inversor <i>string</i> SUNGROW, modelo SG250HX, de 250 kW.	75
Figura 39 – Microinversor APsystem, modelo QT2, de 1800 W.	76
Figura 40 – Topologia construtiva dos inversores VSC de dois estágios.	77
Figura 41 – Funcionamento do algoritmo de MPPT.	83
Figura 42 – Influência de sombreamento parcial em módulos conectados a um MPPT.	84
Figura 43 – Localização da sede da SINDACAP.	95
Figura 44 – Fachada da sede da SINDACAP.	95
Figura 45 – Cobertura da sede da SINDACAP.	96
Figura 46 – Quadro Geral de Distribuição da SINDACAP.	97
Figura 47 – Padrão de entrada da sede da SINDACAP.	98
Figura 48 – Modelo 3D da Sede da SINDACAP.	99
Figura 49 – Sombreamento, sede SINDACAP, dia 21/06/21.	100
Figura 50 – Sombreamento - sede SINDACAP - dia 21/12/21.	101
Figura 51 – Alocação do sistema de 28,05 kWp na Sede da SINDACAP.	104
Figura 52 – Diagramas das iso-sombras de sistemas alocados na sede da SINDACAP: (A) Sistema fictício com orientação única, inclinação = 26° e azimute = 0°; (B) Sistema real proposto, com orientação Leste/Oeste, inclinação = 5° e orientação Leste/Oeste.	106
Figura 53 – Preços ao cliente final dos sistemas fotovoltaicos instalados em coberturas (equipamentos, instalação e homologação dos sistemas).	113
Figura 54 – Comparativo de rendimento financeiro entre diferentes aplicações.	117

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Ângulo de inclinação ótimo.....	53
Quadro 2 – Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	87
Quadro 3 – Informações iniciais - faturas de energia elétrica.	90
Quadro 4 – Histórico de consumo das unidades consumidoras da SINDACAP.	91
Quadro 5 – Custo de Disponibilidade.	92
Quadro 6 – Parâmetros elétricos de saída do módulo fotovoltaico Vertex, modelo TSM-DE18M(II), fabricante Trina Solar.....	102
Quadro 7 – Parâmetros elétricos do inversor trifásico 380 V, modelo MID 25KTL3 - X1, fabricante GROWATT.	103
Quadro 8 – Parâmetros de geração estimados para o sistema na sede da SINDACAP: (A) Sistema fictício com orientação única, inclinação = 26° e azimute = 0°; (B) Sistema real proposto, com orientação Leste/Oeste, inclinação = 5° e orientação Leste/Oeste.	107
Quadro 9 – Estimativa entre o valor das faturas de energia elétrica antes e depois da instalação do sistema fotovoltaico proposto.....	112
Quadro 10 – Fluxo de caixa previsto para o sistema fotovoltaico proposto para a SINDACAP.	115
Quadro 11 – Indicadores econômicos calculados para o sistema fotovoltaico proposto.	116
Quadro 12 – Percentuais médios estimados de rendimento ao longo dos próximos 25 anos.	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Histórico de consumo das UCs sem o custo de disponibilidade.	92
Tabela 2 – Consumo anual e mensal compensável.	92
Tabela 3 – Orçamentos de um sistema fotovoltaico de 28,05 kWp.	114

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

UC - Unidade Consumidora

MPPT – *Maximum Power Point Tracking* ou Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

FV – Fotovoltaico

kWh/m²dia – Quilowatt-hora por metro quadrado por dia

kWp – Quilowatt-pico

PR – *Performance Ratio* ou Índice de Performance

UV – Ultravioleta

GHI – Irradiação Global Horizontal

DHI – Irradiação Difusa Horizontal

DNI – Irradiação Normal Direta

VSC – Conversor Fonte de Tensão

GD – Geração Distribuída

EVA – Acetato-vinilo de Etileno

STC – *Standard Test Conditions* ou Condições de Teste Padrão

Isc – Corrente de Curto Circuito

Imp – Corrente de Máxima Potência

Voc – Tensão de Circuito Aberto

Mpp, Pmpp ou PMP – Ponto de Máxima Potência

Vmpp – Tensão de Máxima Potência

Impp – Corrente de Máxima Potência

Vcc – Tensão de Corrente Contínua

Vca – Tensão de Corrente Alternada

PWM – Modulação por Largura de Pulso

Rcc/ca – Relação CC/CA

THD – Taxa de Distorção Harmônica

ART – Anotação de Responsabilidade Técnica

FP – Fator de Potência

MLPE - *Module-Level Power Electronics* ou Eletrônica de Potência no Nível do Módulo

LF - *Low frequency* ou baixa frequência

HF - *High frequency* ou alta frequência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	29
1.1	JUSTIFICATIVA	29
1.2	OBJETIVOS	30
1.2.1	Objetivo Geral.....	30
1.2.2	Objetivos Específicos	30
2	ENERGIA E GERAÇÃO	31
2.1	FONTES DE ENERGIA e MATRIZ ENERGÉTICA	31
2.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	33
2.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)	37
2.3.1	Regulamentação da geração distribuída no Brasil	39
2.3.2	Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022.....	40
2.3.2.1	<i>Período de Vacância.....</i>	41
2.3.2.2	<i>Sistema de Compensação de Energia.....</i>	41
2.3.2.3	<i>Enquadramento na geração distribuída.....</i>	41
2.4	Conclusão	42
3	CONCEITOS BÁSICOS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	43
3.1	Radiação Solar	43
3.1.1	Radiação Direta, Difusa e Global.....	44
3.1.2	Irradiância.....	45
3.1.3	Irradiação	46
3.1.3.1	<i>Irradiação Normal Direta (DNI).....</i>	46
3.1.3.2	<i>Irradiação Difusa Horizontal (DHI)</i>	47
3.1.3.3	<i>Irradiação Global Horizontal (GHI).....</i>	47
3.2	Ângulo azimutal.....	48
3.3	Ângulo zenital e Massa de ar.....	48

3.4	Declinação e Ângulo da Altura Solar	50
3.5	Ângulo de inclinação e direção dos módulos fotovoltaicos	51
3.6	Conclusão	54
4	TECNOLOGIA E COMPONENTES DOS SISTEMA FOTOVOLTAICOS	55
4.1	Tipos de sistemas solares fotovoltaicos	55
4.1.1	Sistemas Autônomos	55
4.1.2	Sistemas conectados à rede elétrica.....	56
4.1.3	Sistemas híbridos	57
4.2	Módulos Solares fotovoltaicos	58
4.2.1	O Efeito Fotovoltaico	58
4.2.2	Célula Fotovoltaica	59
4.2.2.1	<i>Aspectos Construtivos.....</i>	60
4.2.2.2	<i>Circuito elétrico equivalente</i>	62
4.2.3	Módulo Fotovoltaico.....	64
4.2.3.1	<i>Aspectos construtivos.....</i>	64
4.2.3.2	<i>Associação de células fotovoltaicas</i>	66
4.2.3.3	<i>Diodos de desvio ou diodo de bypass</i>	66
4.2.3.4	<i>Curvas características dos módulos fotovoltaicos</i>	68
4.3	Inversores <i>On-Grid</i>	72
4.3.1	Tipos de inversores fotovoltaicos on grid	73
4.3.1.1	<i>Inversores centrais.....</i>	73
4.3.1.2	<i>Inversores String.....</i>	74
4.3.1.3	<i>Microinversores</i>	75
4.3.2	Topologia construtiva dos inversores fotovoltaicos	76
4.3.3	Principais parâmetros de entrada e saída dos inversores.....	77
4.3.3.1	<i>Tensão de entrada CC.....</i>	77
4.3.3.2	<i>Potência de entrada CC.....</i>	78

4.3.3.3	<i>Número máximo de strings e corrente de entrada CC</i>	79
4.3.3.4	<i>Tensão e corrente de saída CA</i>	80
4.3.3.5	<i>Distorção Harmônica Total (THD)</i>	80
4.3.4	Recursos e funções presentes nos inversores <i>on grid</i>	81
4.3.4.1	<i>Resistência a intempéries externas</i>	81
4.3.4.2	<i>Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT)</i>	82
4.3.4.3	<i>Chave seccionadora de corrente contínua</i>	84
4.3.4.4	<i>Proteção contra fuga de corrente</i>	84
4.3.4.5	<i>Anti-ilhamento e reconexão automática</i>	85
4.3.4.6	<i>Transformador de isolamento</i>	85
4.3.4.7	<i>Funções de proteção adicionais</i>	86
4.4	Conclusão	88
5	ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	89
5.1	DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA	89
5.2	ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA	89
5.2.1	Análise preliminar das faturas de energia elétrica e histórico de consumo ...	90
5.2.2	Custo de disponibilidade	91
5.2.3	Dimensionamento teórico da potência do sistema fotovoltaico	93
5.2.4	Visita técnica presencial	94
5.2.4.1	<i>Localização</i>	94
5.2.4.2	<i>Cobertura</i>	95
5.2.4.3	<i>Instalação elétrica existente</i>	96
5.2.5	Modelagem 3D e análise de sombreamento da sede da SINDACAP	98
5.2.6	Simulação do sistema fotovoltaico via <i>software</i>	101
5.2.6.1	<i>Escolha dos módulos e inversores fotovoltaicos</i>	101
5.2.6.2	<i>Simulação no <i>software</i> PVsyst</i>	104

5.2.7	Análise da viabilidade técnica do projeto.....	108
5.3	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	108
5.3.1	Principais indicadores econômico-financeiros.....	109
<i>5.3.1.1</i>	<i>Taxa Mínima de Atratividade (TMA)</i>	<i>109</i>
<i>5.3.1.2</i>	<i>Payback descontado</i>	<i>109</i>
<i>5.3.1.3</i>	<i>Taxa de Retorno sobre o Investimento (TIR).....</i>	<i>110</i>
<i>5.3.1.4</i>	<i>Valor Presente Líquido (VLP).....</i>	<i>110</i>
5.3.2	Economia estimada após a instalação do sistema fotovoltaico	111
5.3.3	Investimento inicial necessário	112
5.3.4	Fluxo de caixa esperado	114
5.3.5	Análise da viabilidade econômica do projeto.....	115
6	CONCLUSÃO.....	119
	REFERÊNCIAS.....	121

1 INTRODUÇÃO

O aumento da demanda por energia elétrica e a busca por fontes limpas e sustentáveis de energia figuram entre os principais desafios que a sociedade moderna vem enfrentando no século XXI. A complexidade destas questões se dá, principalmente, pela exigência, por parte da sociedade, da diminuição gradual do emprego de fontes de energia poluentes e não renováveis, que apresentam alto impacto ambiental e produção de resíduos ambientalmente nocivos. A questão principal, no entanto, que torna essa substituição complexa, é que estas fontes de energia respondem, atualmente, pela maior parte da matriz energética mundial.

Neste sentido, uma alternativa que tem se mostrado viável e que contribui para a solução deste problema é a geração de energia a partir de fontes distribuídas, modelo que apresenta, em geral, geração de energia predominantemente limpa e sustentável, com baixo impacto ambiental e com grande potencial de diversificação da matriz energética brasileira e mundial.

Entre as fontes de energia com maior destaque na geração distribuída está a energia solar fotovoltaica. Esta fonte de energia possui uma tecnologia madura, de fácil implantação, com linhas próprias de crédito para investimento, bem como grande disponibilidade dos insumos necessários à implantação dos sistemas e, ainda, apresentando *payback* atrativo em sistemas de pequeno, médio e grande porte.

1.1 JUSTIFICATIVA

A justificativa para a realização deste trabalho concentra-se, principalmente, no crescimento galopante do mercado dos sistemas solares fotovoltaicos aplicados à geração distribuída no Brasil e no mundo. Este rápido crescimento induziu o aumento de demanda por profissionais da área, em especial engenheiros eletricitas, responsáveis técnicos tanto pela parte de projetos, quanto pela execução das plantas de sistemas solares fotovoltaicos.

Desta forma, é de especial importância fazer uma explicação teórica dos conceitos e fundamentos que permeiam os projetos de sistemas solares fotovoltaicos, bem como mostrar uma proposta de projeto de um sistema solar fotovoltaico para uma edificação real, que contempla os passos de análise de consumo, simulação de geração de energia, custos envolvidos e análise econômica.

1.2 OBJETIVOS

Este trabalho tem por objetivo abordar as bases teóricas que fundamentam os projetos de sistemas de energia solar fotovoltaica, apresentando, como exemplo prático, uma análise de viabilidade técnica e econômica de um sistema solar fotovoltaico de microgeração distribuída para uma edificação real situada no município de São Francisco do Sul, Santa Catarina, Brasil.

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral é apresentar os conceitos teóricos que fundamentam os sistemas solares fotovoltaicos, bem como apresentar uma proposta de um sistema fotovoltaico para uma edificação real, fazendo análise técnica e econômica desta planta para uma edificação situada no município de São Francisco do Sul - SC.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- a) Apresentar um panorama geral da área de geração distribuída e dos sistemas solares fotovoltaicos;
- b) Apresentar os fundamentos teóricos aplicados no projeto e instalação de sistemas solares fotovoltaicos;
- c) Fazer a análise do perfil de consumo das unidades consumidoras (UCs) situadas no município de São Francisco do Sul;
- d) Propor um sistema solar fotovoltaicos que atenda ao perfil de consumo destas UCs;
- e) Fazer a modelagem 3D e análise de sombreamento anual da edificação;
- f) Fazer simulações via *software* que estimem a geração de energia para o sistema solar fotovoltaico proposto;
- g) Fazer uma estimativa do custo inicial necessário à implantação e homologação do sistema;
- h) Fazer uma análise de viabilidade econômica do mesmo, comparando com outras modalidades de investimento de baixo risco, estimando payback e retorno financeiro ao longo da vida útil da planta.

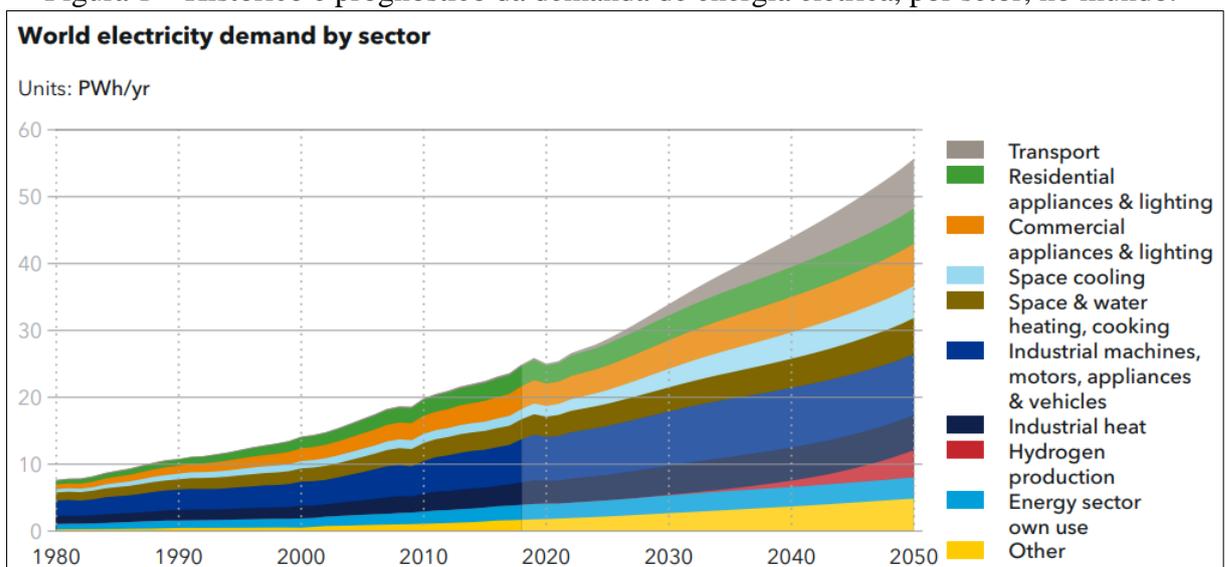
2 ENERGIA E GERAÇÃO

A energia elétrica é uma das formas de energia mais importantes e necessárias do mundo moderno. Ela é a forma de energia mais flexível existente na sociedade atual (VILLALVA, 2015), sendo usada na geração de luz, calor, movimento e informação. É praticamente impossível imaginar o homem moderno alcançando o presente grau de saúde, bem estar e avanço tecnológico sem a utilização de dispositivos e componentes que utilizam como força motriz a energia elétrica.

2.1 FONTES DE ENERGIA E MATRIZ ENERGÉTICA

Conhecendo-se a importância da eletricidade na sociedade moderna, pode-se compreender a motivação pela busca incessante do aumento da eficiência na geração de energia elétrica a partir das tecnologias de geração clássicas e, principalmente, pela descoberta e aperfeiçoamento das tecnologias aplicadas às novas fontes de geração de energia. Aliado a isso, sabe-se que há a previsão de aumento significativo e constante da demanda por energia elétrica no mundo, de forma que as previsões atuais estimam que a demanda prevista de energia para o ano de 2045 seja de, aproximadamente, o dobro da demanda atual de energia elétrica no mundo (DNV GL – ENERGY, 2020).

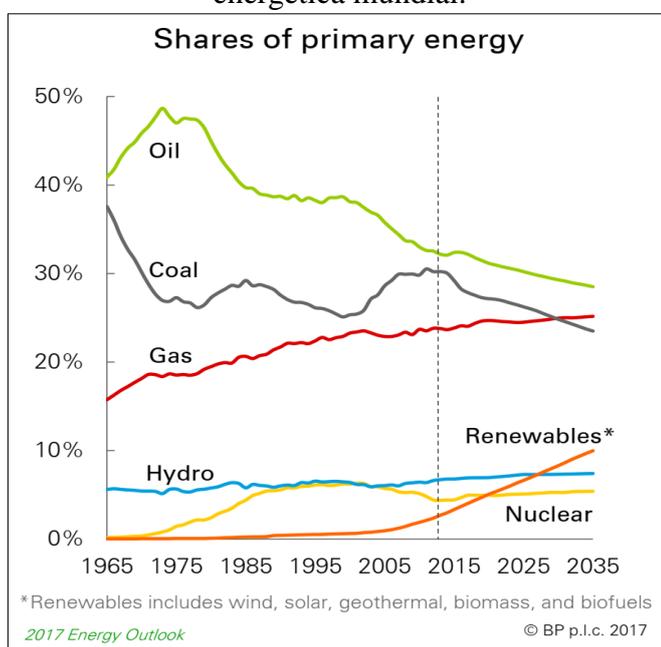
Figura 1 – Histórico e prognóstico da demanda de energia elétrica, por setor, no mundo.



Fonte: (DNV GL – ENERGY, 2020).

No cenário atual, a matriz energética mundial é baseada na geração de energia centralizada a partir de combustíveis fósseis não renováveis. No entanto, visto que estas fontes de energia apresentam um horizonte de utilização insustentável a longo prazo, devido ao seu esgotamento inerente e, como consequência, dificuldade na aquisição de matéria prima e aumento natural do custo da energia produzida, além dos danos causados ao meio ambiente, a sociedade moderna busca ativamente a diminuição gradual da geração de energia a partir destas fontes não renováveis e o aumento da geração a partir de fontes renováveis.

Figura 2 – Histórico e prognóstico das fontes de energia elétrica que compõem a matriz energética mundial.



Fonte: (BP ENERGY , 2017).

Um fator bastante impulsionador para a transição na matriz energética são as alterações climáticas e a demanda global por práticas mais sustentáveis. As tradicionais fontes de energia não renováveis, como termoeletricas a carvão ou petróleo, contribuem de forma significativa com a emissão de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera, um dos gases diretamente responsáveis pelo efeito estufa. Além desta questão, o uso destas fontes tende a gerar continuamente impactos ambientais nocivos devido à contínua extração de matéria prima necessária ao funcionamento das mesmas ou aos riscos de acidentes ambientais de grandes proporções que estas fontes apresentam em toda sua cadeia de trabalho.

Destá forma, com os países assumindo compromissos internacionais visando à diminuição da emissão de gases poluentes e aumento da sustentabilidade ambiental, essas fontes de energia naturalmente perdem espaço de investimento, deixando de ser objeto de

incentivo governamental no provimento de recursos financeiros e administrativos na manutenção, expansão ou implantação de nova plantas.

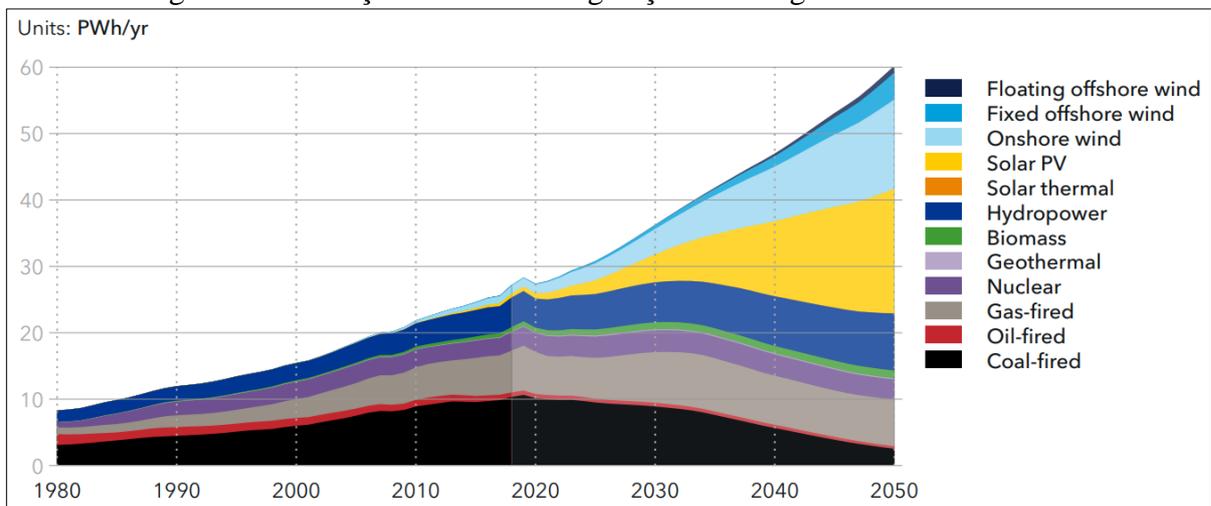
Neste cenário, em que há uma gradual diminuição da oferta da energia gerada a partir de fontes não renováveis, as fontes de geração de energia renováveis e limpas começam a se sobressair, gradualmente tornando-se responsáveis por uma fatia cada vez maior da geração de energia elétrica na matriz energética.

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica produz eletricidade a partir da conversão direta da luz solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico (VILLALVA, 2015). Entre as fontes de energia limpa e renováveis existentes, a energia solar fotovoltaica se destaca, apresentando tecnologia sólida e eficiente, de fácil instalação e podendo ser aplicada tanto em grande escala (em usinas solares), quanto em pequena escala (residências familiares).

As previsões atuais indicam que, em 2050, a energia solar fotovoltaica será uma das fontes líderes na geração de energia elétrica no mundo (DNV GL – ENERGY, 2020), apresentando potência de geração total aproximadamente igual à energia eólica. Estima-se que ambas estas fontes de energia serão responsáveis por gerar energia elétrica em quantidade superior a todas as outras fontes de energia atualmente existentes, incluindo fontes alimentadas por carvão, gás natural, biomassa, fontes nucleares e fontes hídricas (DNV GL – ENERGY, 2020).

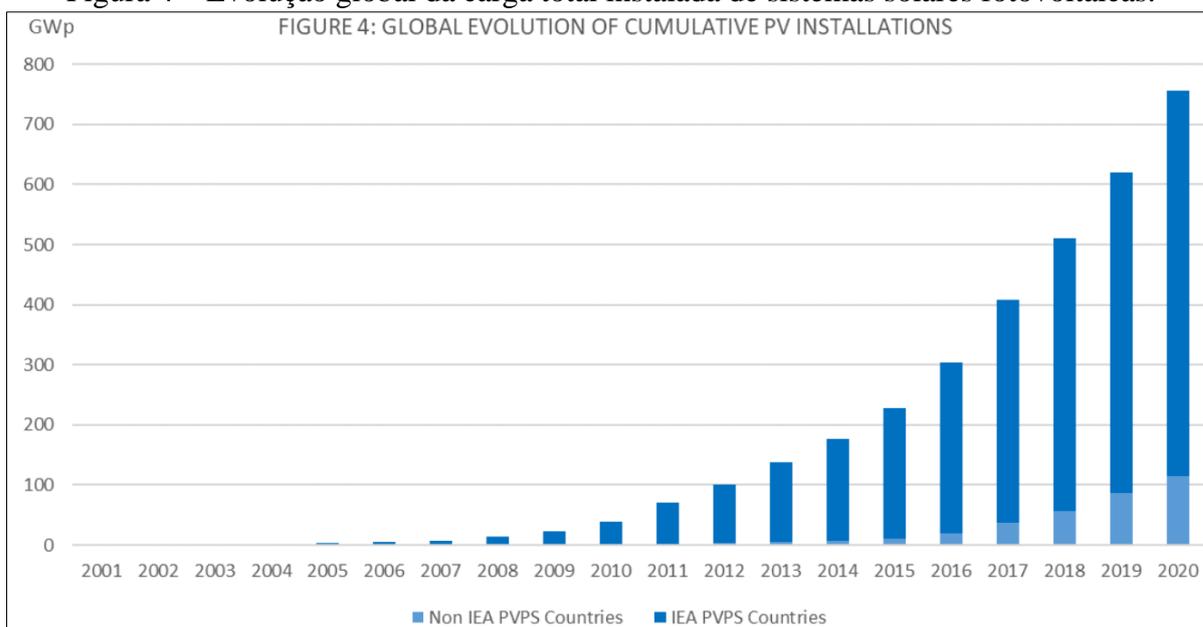
Figura 3 – Evolução das fontes de geração de energia elétrica no mundo.



Fonte: (DNV GL – ENERGY, 2020).

As estimativas dão conta de que, atualmente, a energia solar fotovoltaica apresenta carga instalada total no mundo de, aproximadamente, 750 GWp (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021). Deste total, China, Estados Unidos, Japão e Alemanha respondem por aproximadamente 63% de toda a carga instalada (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021).

Figura 4 – Evolução global da carga total instalada de sistemas solares fotovoltaicas.



Fonte: (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021).

Figura 5 – Líderes mundiais em carga total instalada de sistemas solares fotovoltaicos.

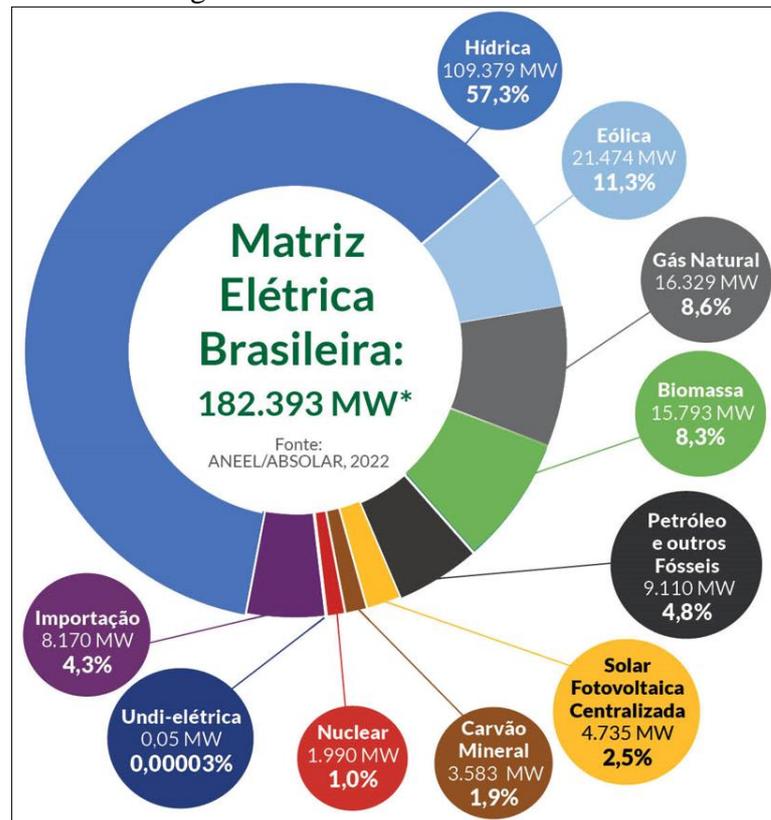
TABLE 1: TOP 10 COUNTRIES FOR TOTAL INSTALLED CAPACITY IN 2020 FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	253,4 GW
2		United States	93,2 GW
3		Japan	71,4 GW
4		Germany	53,9 GW
5		India	47,4 GW
6		Italy	21,7 GW
7		Australia	20,2 GW
8		Vietnam	16,4 GW
9		Korea	15,9 GW
10		UK	13,5 GW

Fonte: (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021).

Atualmente, no cenário brasileiro, a geração de energia elétrica centralizada a partir de usinas solares fotovoltaicas corresponde a apenas de 2,5% da geração total estimada da matriz

elétrica. Cabe salientar que a matriz energética brasileira é predominantemente hídrica (57,3%), seguida por fontes eólicas (11,3%), gás natural (8,6%), biomassa (8,3%), petróleo e fósseis (4,8%). Estas fontes, em conjunto, dão conta de aproximadamente 90% do total de energia elétrica gerada na matriz elétrica brasileira (ABSOLAR, 2022).

Figura 6 – Matriz elétrica brasileira.



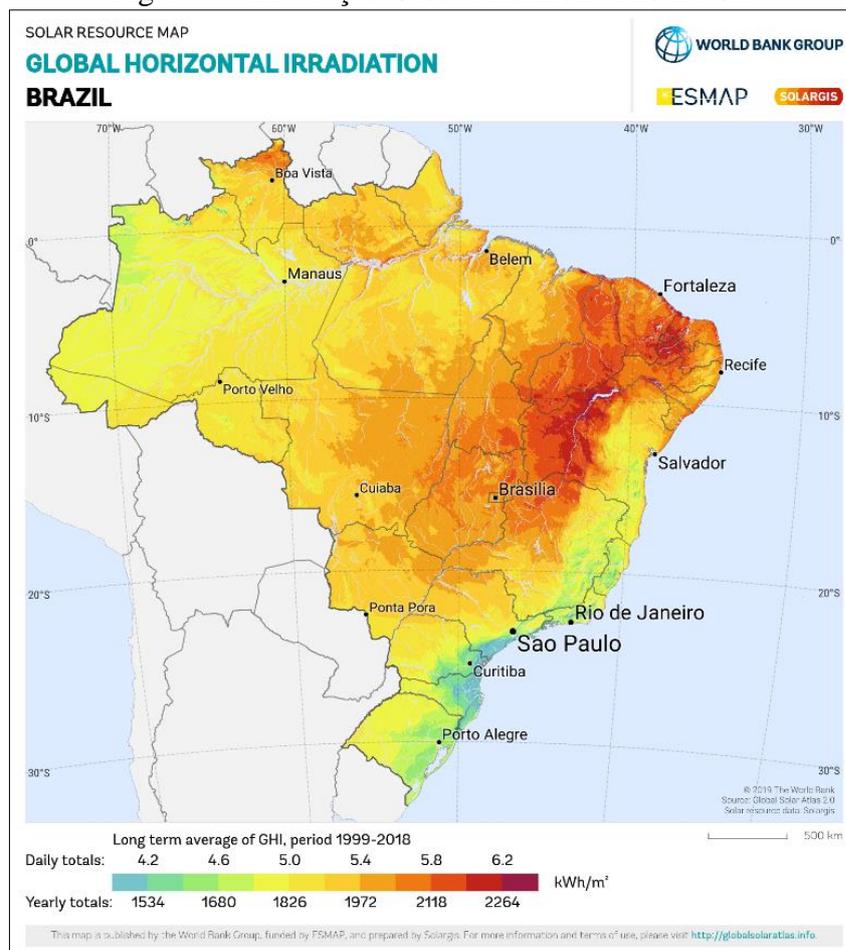
Fonte: (ABSOLAR, 2022).

Em março de 2022, segundo a ABSOLAR, o Brasil atingiu a marca de 14 GW de potência instalada total de geração de energia solar fotovoltaica. Deste montante, 66% (ou 9,2 GW) correspondem à Geração Distribuída e 34% (ou 4,7 GW) correspondem à Geração Centralizada (ABSOLAR, 2022).

No que diz respeito ao potencial fotovoltaico disponível para exploração, o Brasil ainda tem muito a crescer. Para fins de comparação pode-se citar a Alemanha, que possui uma extensão territorial que equivale a pouco menos que de 5% da extensão territorial brasileira e produz mais energia elétrica fotovoltaica. Segundo dados de 2020, a capacidade instalada de geração fotovoltaica deste país era de 35 GW, o que equivalia a mais que o dobro da carga instalada atualmente em terras brasileiras. Além disso, fazendo uma análise do mapa de

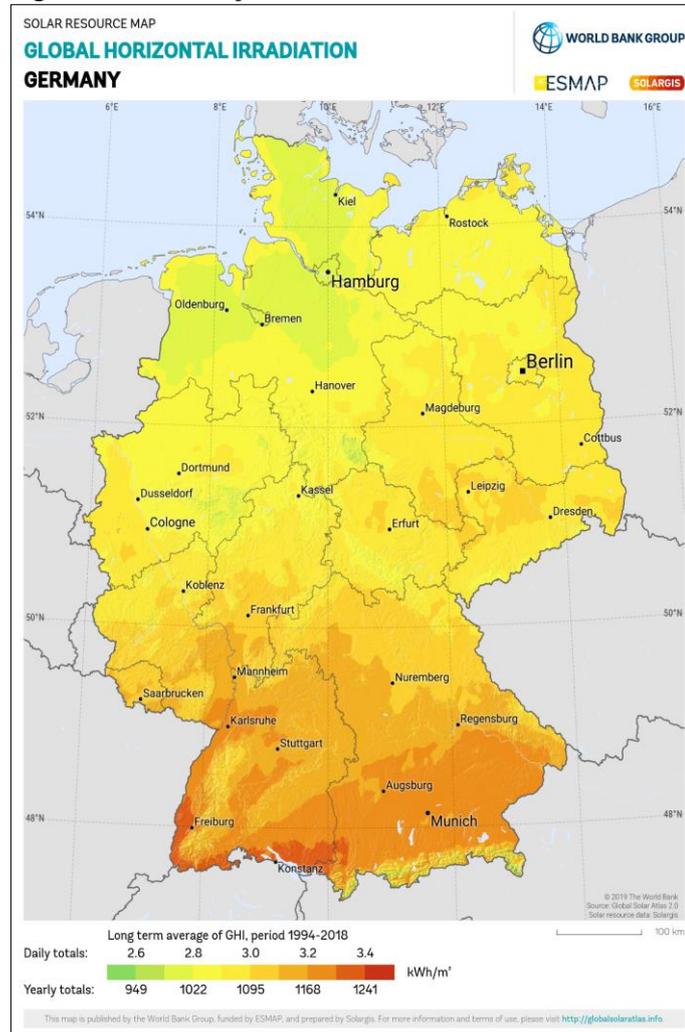
Irradiação Global Horizontal para este país europeu, parâmetro que fornece uma estimativa do potencial de geração de energia solar de uma determinada localidade, verifica-se que o local com melhor potencial para geração de energia solar na Alemanha é “pior” que a localidade com menor potencial de geração de energia solar no Brasil (SOLARGIS, 2021). Os mapas solarimétricos que evidenciam este fato são apresentados, respectivamente, na Figura 7 e na Figura 8.

Figura 7 – Irradiação Global Horizontal no Brasil.



Fonte: (SOLARGIS, 2021).

Figura 8 – Irradiação Global Horizontal na Alemanha.



Fonte: (SOLARGIS, 2021).

É de se notar, portanto, que o Brasil possui um enorme potencial de crescimento da geração de energia solar fotovoltaica. Além disso, em um cenário de crise energética decorrente dos longos períodos de estiagem intermitente que o país atravessa, o aumento da geração de energia a partir de fontes solares pode ampliar e solidificar a matriz elétrica do Brasil, além de contribuir de forma direta para o aumento da geração de empregos diretos e indiretos e o acesso de locais isolados à energia elétrica.

2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

A geração distribuída é entendida como a produção energética próxima ao consumo (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012). Apesar de ser um conceito que ganhou atenção nos últimos

anos, a sua aplicação não é nova. No início da industrialização e até meados da década de 40 era uma filosofia comum. Nesta época, no entanto, a geração de energia elétrica a partir de construções de grande porte ficou economicamente mais acessível, viabilizando a migração da matriz energética para um cenário de geração de energia mais centralizado. Como resultado, o desenvolvimento tecnológico na área de geração distribuída foi arrefecido, fazendo com que o setor entrasse em uma espécie de “dormência”.

No final do século XX, contudo, com o aumento exponencial do número de dispositivos elétricos difundidos na sociedade moderna, a demanda por energia elétrica aumentou na mesma proporção. Além disso, devido a inúmeros fatores ambientais, técnicos, estruturais, econômicos e estratégicos, a geração centralizada de energia passou a perder atratividade no mercado e, conseqüentemente, a busca pela viabilidade de novas modalidades de geração de energia passou a ser o foco de esforços conjuntos entre a indústria e a academia. Neste contexto, a geração distribuída passou a ganhar força novamente, sendo impulsionada pelo desenvolvimento e amadurecimento da eletrônica de potência, da comunicação em altas velocidades e da revolução do mercado dos semicondutores. Outros fatores igualmente importantes, que também viabilizaram este mercado, foram o aumento da acessibilidade às modalidades de crédito bancário, a diminuição do investimento inicial (e, portanto, melhora do *payback*), a diminuição do monopólio estatal, a desburocratização dos mercados de energia elétrica e, ainda, o aumento dos incentivos socioambientais associados a energias renováveis (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012).

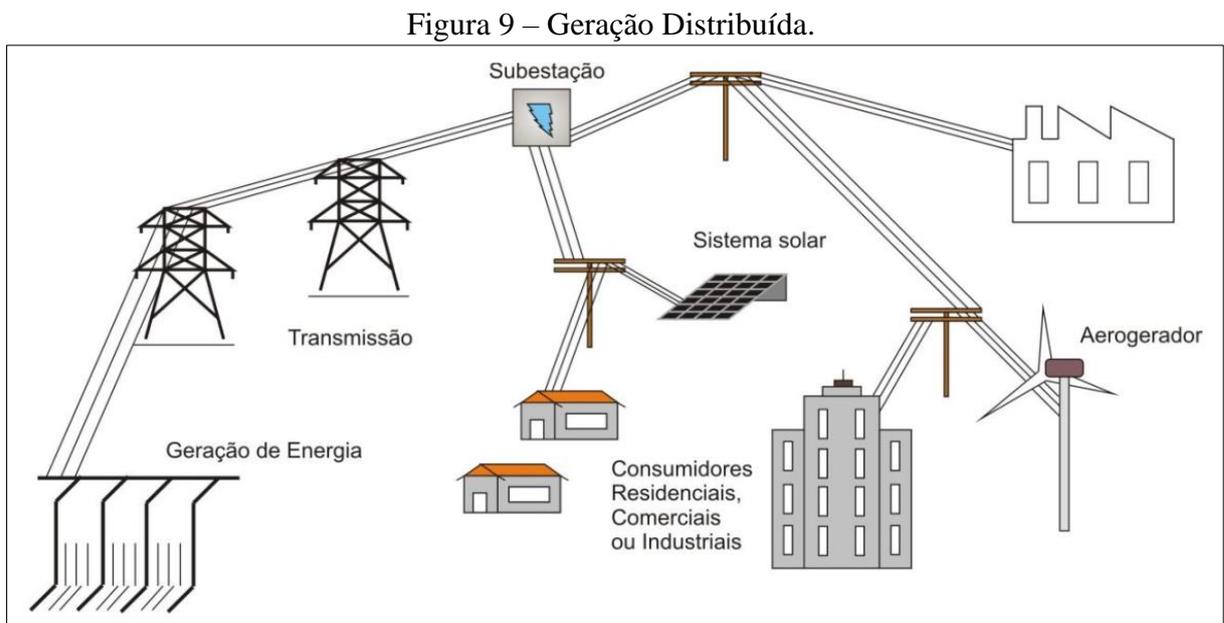
Partindo para um olhar mais técnico, a geração distribuída se caracteriza pela presença de fontes geradoras descentralizadas próximas às cargas de consumo de energia elétrica. Estas fontes são, em geral, de pequeno e médio porte, tendo como papel principal o de suprir toda ou uma parte da energia elétrica necessária para o funcionamento de uma carga. Como carga subentende-se como sendo uma residência, um comércio, uma indústria ou um conjunto de unidades consumidoras.

As vantagens da geração distribuída no contexto técnico são, principalmente, a diminuição das perdas associadas ao carregamento do sistema elétrico de distribuição na localidade, visto que parte da energia que provinha do sistema elétrico agora é gerado pelo sistema de geração distribuída e, também, a diminuição do custo da energia para as edificações que utilizam a modalidade.

Por outro lado, as desvantagens associadas ao uso da geração distribuída ficam mais no campo das distribuidoras de energia elétrica, do controle da operação e dos parâmetros de qualidade do sistema elétrico de distribuição. No primeiro caso, pode-se citar a diminuição

direta das receitas das distribuidoras, visto que, agora, a energia gerada pelo próprio cliente deixa de ser comercializada pela distribuidora. Na segunda questão pode-se citar as características que cada fonte de energia apresenta como, por exemplo, a intermitência na geração de energia a partir de fontes eólicas ou, no caso da energia solar fotovoltaica, a geração de energia predominantemente em horários fora de pico.

Estas características fazem com que o sistema elétrico nacional necessite de uma estrutura sólida de operação, anteendo momentos em que estas fontes possam estar em falta no sistema, gerando escassez momentânea na oferta de energia, ou possam estar em excesso, gerando excesso de energia elétrica injetada na rede elétrica. Neste caso, tanto em um cenário quanto em outro, os parâmetros de qualidade de energia são afetados, o que pode gerar perdas técnicas e econômicas no sistema elétrico nacional ou nas cargas conectados à rede elétrica.



Fonte: (MOREIRA, 2018).

2.3.1 Regulamentação da geração distribuída no Brasil

Até o final de 2021, o mercado de geração distribuída no país era regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio de resoluções normativas. As principais normas que regiam o setor eram a Resolução Normativa nº 482/2012 e, posteriormente, a Resolução Normativa nº 687/2015. Através destas normas, a ANEEL possibilitou que unidades consumidoras pudessem gerar a própria energia por meio da

modalidade de geração distribuída, injetando a energia não utilizada no sistema elétrico de distribuição na forma de créditos de energia e, posteriormente, permitindo o resgate destes créditos na forma de abatimento da energia consumida da rede elétrica. Em outras palavras, as unidades consumidoras passaram a ter a oportunidade de gerar sua própria energia elétrica e, em caso de geração maior que o consumo instantâneo, receber o excedente produzido na forma de desconto na fatura de energia. Além da regulamentação ao sistema de compensação de energia, as resoluções normativas da ANEEL também definiam o tempo para a utilização dos créditos de energia gerados, os prazos para a aprovação da conexão dos acessantes à rede, as potências máximas para microgeração e minigeração, entre outros fatores.

2.3.2 Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022

Por conta da periodicidade com que as resoluções normativas poderiam ser alteradas e, também, por conta da pressão que tanto as distribuidoras de energia quanto empresas comercializadoras e instaladoras de sistemas fotovoltaicos exerciam sobre a ANEEL, este sistema conferia uma imprevisibilidade a médio e longo prazo na manutenção das regras e benefícios para as unidades consumidoras detentoras de sistemas de geração distribuída. Visando, portanto, promover uma estabilidade jurídica e previsibilidade no setor, o parlamento brasileiro, em conjunto com o poder executivo, aprovou, em 6 de janeiro de 2022, a Lei 14.300, que veio a instituir o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e o Programa de Energia Renovável Social (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2022). Esta lei passou a regulamentar a geração distribuída no Brasil, definindo a regras, benefícios e obrigações para o acesso de unidades consumidoras à geração distribuída e ao sistema de compensação de energia elétrica.

A aceitação da Lei 14.300 foi bastante positiva por parte do mercado de sistemas de geração distribuída no Brasil. No geral, foi assegurada uma previsibilidade de acesso, operação e de retorno financeiro, com regras de compensação claras e prazos explícitos para aplicação e duração das taxas e subsídios.

Nos tópicos a seguir serão descritos de forma breve, os pontos mais importantes da Lei 14.300, de 6 de Janeiro de 2022.

2.3.2.1 *Período de Vacância*

Uma definição importante que a lei trouxe foi a imposição de um período de vacância, que assegurou que todos os projetos que apresentarem o pedido de Solicitação de Acesso junto a respectiva distribuidora de energia até a data de 7 de janeiro de 2023 sejam regidos pelas regras atuais até o ano de 2045. Esta regra teve por objetivo assegurar a viabilidade econômica já prevista para os projetos em andamento e, também, respeitar a figura implícita do direito adquirido.

2.3.2.2 *Sistema de Compensação de Energia*

Com relação ao sistema de compensação de energia, a Lei nº 14.300 estipulou que algumas taxas, que antes eram isentas às UCs participantes do sistema de compensação agora passassem a ser cobradas de forma gradual e escalonada. Na prática, a lei fez com que estas UCs passassem também a remunerar a distribuidora pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica, sendo que antes este custo era destinado quase que exclusivamente às UCs que não faziam uso do sistema de compensação, isto é, UCs que não continham sistemas de geração de energia.

2.3.2.3 *Enquadramento na geração distribuída*

Outro ponto importante que o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída trouxe foi a nova definição de que, para ser enquadrada como geração distribuída, as fontes de energia despacháveis devem apresentar potência máxima de 5 MW e as fontes de energia não despacháveis devem apresentar potência máxima de 3 MW. Cabe aqui definir que as fontes despacháveis são aquelas que permitem o controle mais preciso do momento da geração de energia (ex.: hidrelétricas, termoelétricas em geral e geotérmicas), ao passo que as fontes não despacháveis são aquelas que não permitem o controle do momento em que ocorrerá a geração de energia (ex.: fotovoltaica e eólica) (ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA E DO CARIBE DE ENTIDADES FISCALIZADORAS SUPERIORES, 2019).

2.4 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram abordados temas relacionados à demanda energética mundial e à geração de energia a partir de fontes renováveis e não renováveis. Discorreu-se, também, sobre o potencial fotovoltaico brasileiro e sobre o mercado de geração distribuída no país.

A justificativa para a apresentação deste capítulo foi a de evidenciar o potencial do mercado fotovoltaico e de geração distribuída no Brasil. Desta forma, ficou demonstrado que o emprego dos sistemas solares fotovoltaicos na geração distribuída apresenta diversas vantagens, tais como o aumento da diversificação da matriz elétrica brasileira e a contribuição para a diminuição da dependência da geração de energia a partir de fontes não renováveis.

3 CONCEITOS BÁSICOS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para compreender a conversão da energia solar em energia elétrica e projetar sistemas solares fotovoltaicos com eficiência e alto custo benefício deve-se, antes, compreender os conceitos básicos que fundamentam a área e a tecnologia atual disponível no mercado.

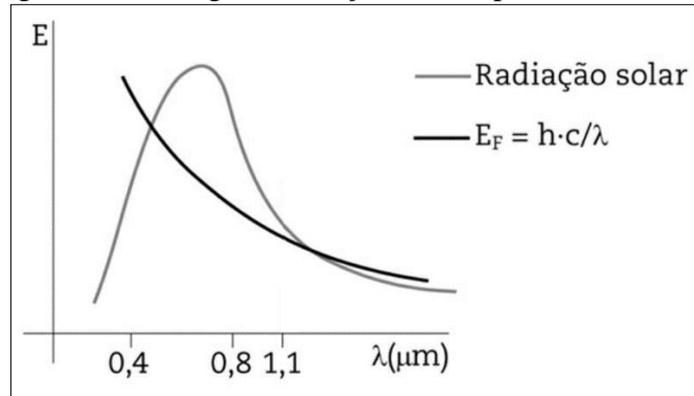
Nas próximas seções serão abordados os principais conceitos teóricos envolvidos no projeto de sistemas solares fotovoltaicos, mantendo foco na aplicação destes conceitos no projeto dos sistemas. Serão apresentados os principais componentes que compõem os sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede, com ênfase na topologia e operação de cada equipamento.

3.1 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é definida como sendo a radiação eletromagnética transmitida pelo Sol que se propaga pelo Sistema Solar. No vácuo, esta radiação se propaga a uma velocidade constante de aproximadamente 300.000 km/s. Antes de chegar na superfície terrestre, a radiação solar sofre alterações em função da espessura da camada de ar, das nuvens, da composição da atmosfera, de elementos suspensos, como vapores e poeira e, também, da poluição (VILLALVA, 2015). Além destes fatores, o movimento de rotação e translação da Terra também determina a intensidade da radiação solar em uma localidade (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005).

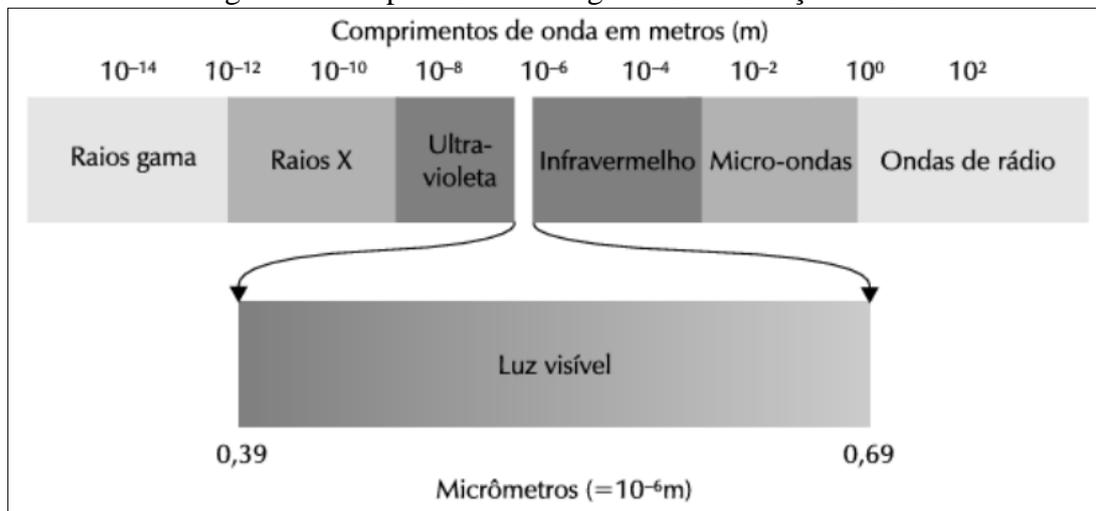
O espectro eletromagnético da radiação solar é definido como sendo o conjunto de todas as frequências que podem compor as ondas eletromagnéticas emitidas pelo Sol. Este espectro eletromagnético possui uma energia associada, que é dependente da frequência. Desta forma, quanto maior a frequência da onda eletromagnética, maior a energia associada a esta onda (VILLALVA, 2015). Em outras palavras, sabendo que o comprimento de onda é o inverso da frequência, quanto menor for o comprimento de onda, maior é a energia associada a onda eletromagnética. Na Figura 10 é apresentado um gráfico que relaciona a energia contida na onda eletromagnética e o comprimento de onda da radiação solar. Na Figura 11, por sua vez, é apresentado o espectro eletromagnético da radiação solar, com ênfase no comprimento de onda de luz visível.

Figura 10 – Energia em função do comprimento de onda.



Fonte: (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012).

Figura 11 – Espectro eletromagnético da radiação solar.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

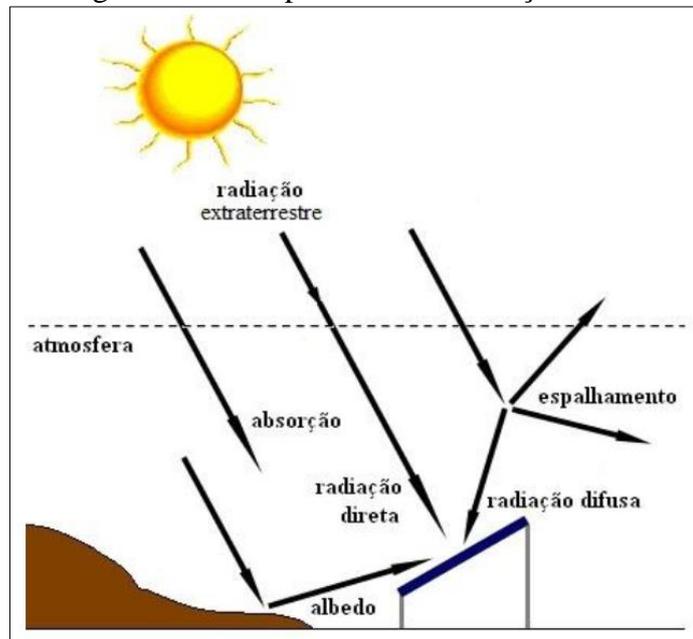
3.1.1 Radiação Direta, Difusa e Global

Quando a radiação solar entra na atmosfera terrestre, parte é refletida de volta ao espaço, parte se espalha na atmosfera sendo refletida em todas as direções e parte atinge diretamente a superfície da Terra.

A componente da radiação que se espalha na atmosfera, sendo refletida pela poeira, nuvens ou outros elementos em suspensão na atmosfera, é chamada de radiação difusa. Esta componente é responsável pela claridade do céu durante o dia e pela iluminação de áreas que não recebem iluminação direta do Sol (GRIMM, 1999). A componente da radiação que atinge diretamente a superfície terrestre sem sofrer ação da atmosfera é a chamada de radiação direta. Esta componente é responsável por produzir sombras nítidas dos objetos expostos ao Sol

(PINHO e GALDINO, 2014). Por fim, a radiação global é a soma da radiação direta e da radiação difusa (VILLALVA, 2015).

Figura 12 – Componentes da Radiação Solar.



Fonte: (PINHO, 2008).

3.1.2 Irradiância

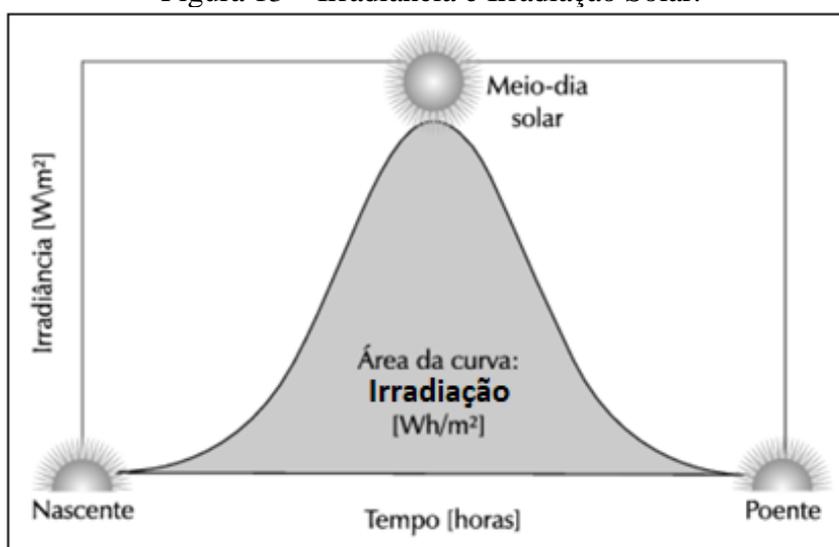
A irradiância é uma grandeza expressa em W/m^2 , sendo usada para quantificar a radiação solar que incide sobre o planeta Terra (VILLALVA, 2015). Por análise dimensional, nota-se que a irradiância é o quociente da potência pela área, de forma que, quanto maior a irradiância, maior é a energia proveniente da radiação solar que incide em uma área definida em um intervalo de tempo.

No espaço, no topo da atmosfera terrestre, a irradiância solar é de aproximadamente $1360 W/m^2$. Na superfície terrestre, ao nível do mar, essa irradiância gira em torno de $1000 W/m^2$ (PINHO e GALDINO, 2014). Cabe salientar também que, devido ao movimento de rotação, translação e da inclinação do eixo da Terra, a irradiância varia em função da localização geográfica, da hora do dia e do dia do ano.

3.1.3 Irradiação

A irradiação solar ou insolação solar é a grandeza que expressa a densidade de energia solar que incide sobre uma de área plana na superfície terrestre, tendo como unidade o Wh/m^2 (VILLALVA, 2015). De forma direta, a irradiação solar é obtida fazendo a integral da irradiância, conforme a Figura 13. Em outras palavras, pode-se entender a irradiação solar como sendo a quantidade de irradiância solar em um determinado intervalo de tempo (CARI, 2020).

Figura 13 – Irradiância e Irradiação Solar.



Fonte: adaptado de (VILLALVA, 2015).

A irradiação é uma grandeza utilizada nos cálculos da estimativa da geração de energia dos sistemas solares fotovoltaicos. Sendo assim, nos mapas solarimétricos, convencionou-se apresentar a irradiação solar em períodos diários ou anuais. No Brasil, a média de irradiação solar situa-se entre $4,5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ e $6,1 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005).

3.1.3.1 Irradiação Normal Direta (DNI)

A Irradiação Normal Direta é a densidade de energia proveniente da radiação direta do Sol que incide sobre uma superfície perpendicular ao Sol (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2022). A energia da Irradiação Normal Direta é proveniente da componente da radiação solar direta que atravessa a atmosfera sem sofrer alterações ou reflexões, atingindo diretamente a superfície terrestre.

3.1.3.2 Irradiação Difusa Horizontal (DHI)

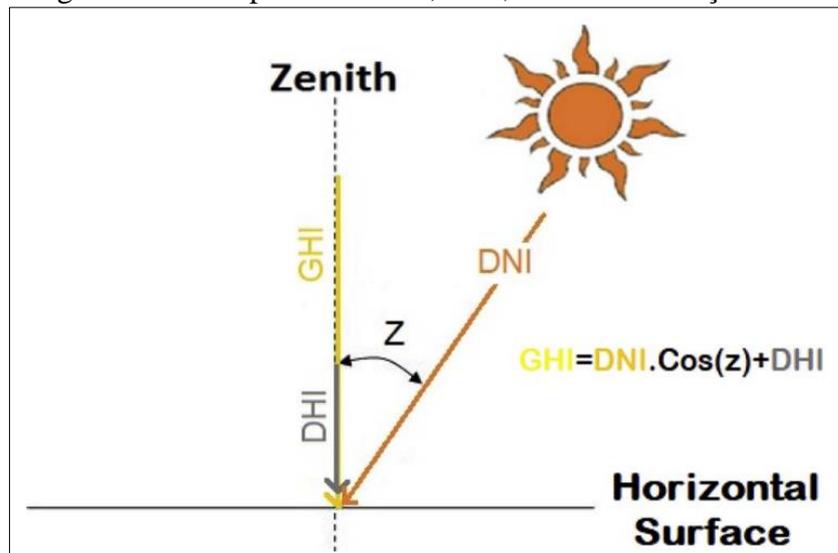
A Irradiação Difusa Horizontal é a densidade de energia proveniente da radiação difusa do Sol que se dispersa na atmosfera, sendo refletida por componentes presentes na atmosfera ou por obstáculos na superfície terrestre, posteriormente incidindo em uma superfície horizontal no solo (GEODESIGN - RECURSO SOLAR, 2016).

3.1.3.3 Irradiação Global Horizontal (GHI)

A Irradiação Global Horizontal é, por sua vez, a densidade de energia proveniente da radiação solar direta e difusa que incide sobre uma superfície horizontal no solo. Esta componente é a soma da Irradiação Normal Direta, multiplicada pelo cosseno do Ângulo Zenital θ_z (item 3.3), e a Irradiação Difusa Horizontal, conforme (1) (VASHISHTHA, 2012), sendo a componente da irradiação efetivamente aplicada nos cálculos de estimativa teórica de geração de energia dos sistemas solares fotovoltaicos.

$$GHI = DNI \cdot \cos(\theta_z) + DHI \quad (1)$$

Figura 14 – Componentes GHI, DHI, DNI da irradiação solar.

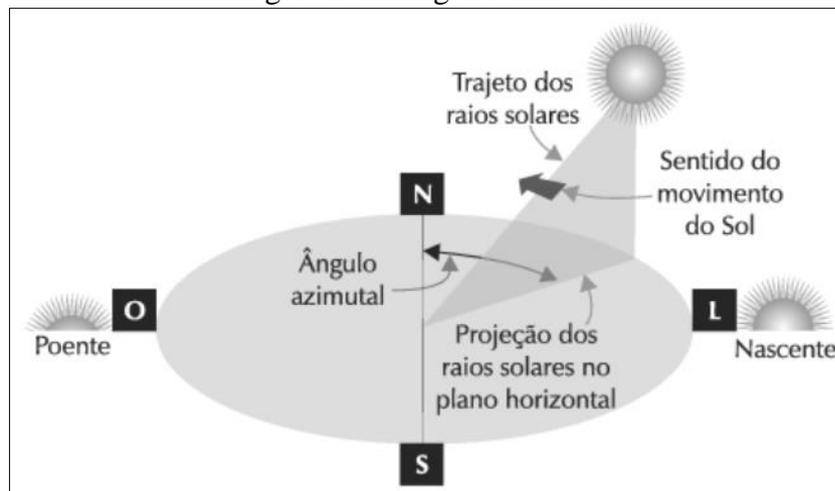


Fonte: (OURIA e SEVINC, 2017).

3.2 ÂNGULO AZIMUTAL

Para o hemisfério sul terrestre, o ângulo azimutal solar é definido como sendo o ângulo formado entre a orientação dos raios solares e o norte geográfico. Para o hemisfério norte terrestre, este ângulo é definido entre a orientação dos raios solares e o sul geográfico (VILLALVA, 2015). Ao longo do dia, entre o nascente (aproximadamente a Leste) e o poente (aproximadamente a Oeste) do Sol, os raios solares apresentam diversos valores de ângulos azimutais. O meio dia solar é definido, então, quando o ângulo azimutal é nulo, sendo este o momento de maior elevação do Sol durante o dia em uma localidade. Na Linha do Equador, o meio dia solar é dito que “o Sol está a pino”.

Figura 15 – Ângulo azimutal.

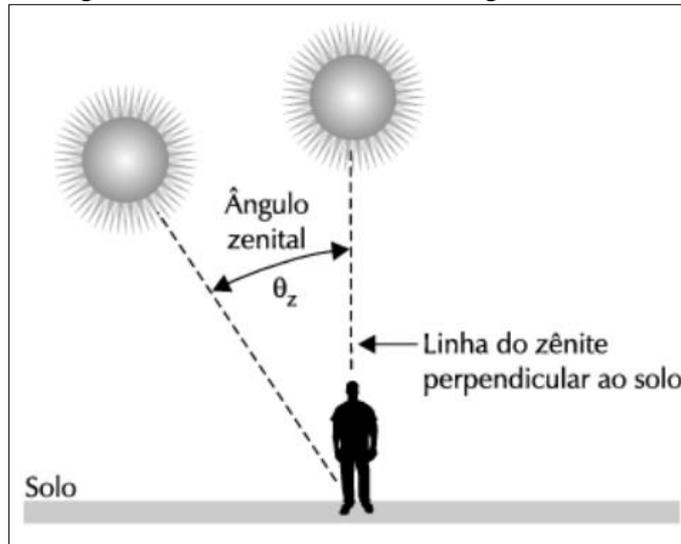


Fonte: (VILLALVA, 2015).

3.3 ÂNGULO ZENITAL E MASSA DE AR

A espessura da camada de ar que a radiação solar atravessa até chegar à superfície terrestre depende do ângulo de inclinação do Sol com relação a linha do zênite. A linha do zênite, por sua vez, é uma linha imaginária perpendicular ao solo, posicionada acima de um observador na superfície. O ângulo existente entre a linha do zênite e o Sol é chamado de ângulo zenital. Na Figura 16 é apresentada a Linha do Zênite e Ângulo Zenital θ_z .

Figura 16 – Linha do Zênite e Ângulo Zenital.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

A massa de ar AM , por sua vez, é obtida em função deste ângulo zenital e é calculada através de (2):

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (2)$$

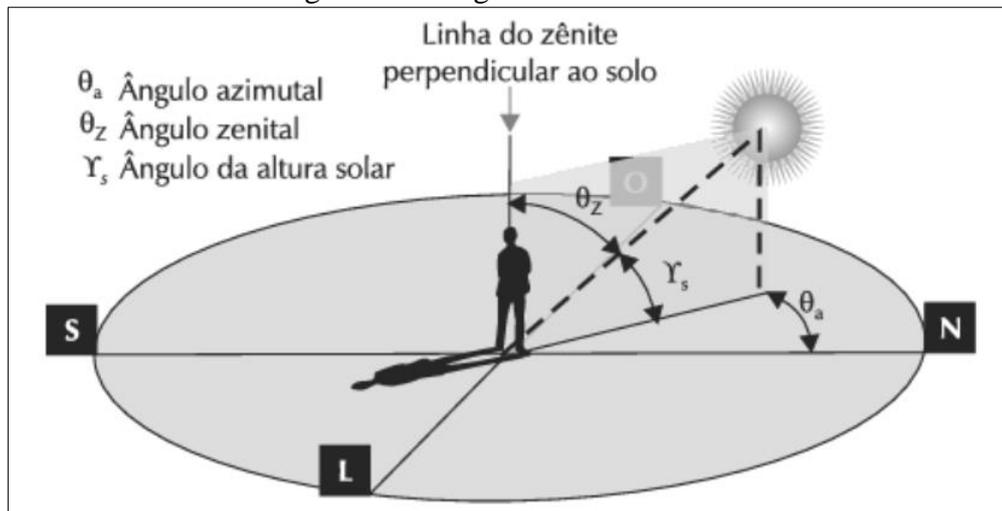
Desta forma, quanto maior é o ângulo zenital θ_z , maior é a massa de ar AM que a radiação solar deve atravessar antes de chegar à superfície terrestre. Uma forma simples de compreender o conceito de massa de ar é compreendendo que $AM = 1$ indica que a radiação solar atravessou “uma atmosfera” até chegar a superfície terrestre. De forma semelhante, $AM = 2$ indica que a radiação solar precisou atravessar “duas atmosferas” até chegar a superfície terrestre. Quanto maior for a massa de ar atravessada pelos raios solares, maiores serão as perdas de energia da radiação para a atmosfera (por reflexão, dispersão). O resultado prático deste efeito é que, no verão, a energia da irradiação solar que chega até a superfície é maior que no inverno, visto que no verão a massa de ar percorrida é menor. Como consequência, para um mesmo sistema solar fotovoltaico, a geração de energia elétrica no verão é maior que no inverno.

3.4 DECLINAÇÃO E ÂNGULO DA ALTURA SOLAR

A Declinação Solar é definida como sendo o ângulo δ com que os raios solares incidem sobre linha do Equador terrestre (VILLALVA, 2015). Este ângulo varia durante o ano, sendo resultado do movimento de translação terrestre e do ângulo inclinação do eixo de rotação da Terra, que está inclinado em um ângulo de aproximadamente $23,5^\circ$ com relação a uma reta perpendicular ao plano orbital do planeta.

O ângulo da Altura Solar, por sua vez, é uma consequência direta do ângulo de declinação solar. Este ângulo representa diretamente a elevação do Sol, sendo o ângulo complementar ao ângulo zenital.

Figura 17 – Ângulo da Altura Solar.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

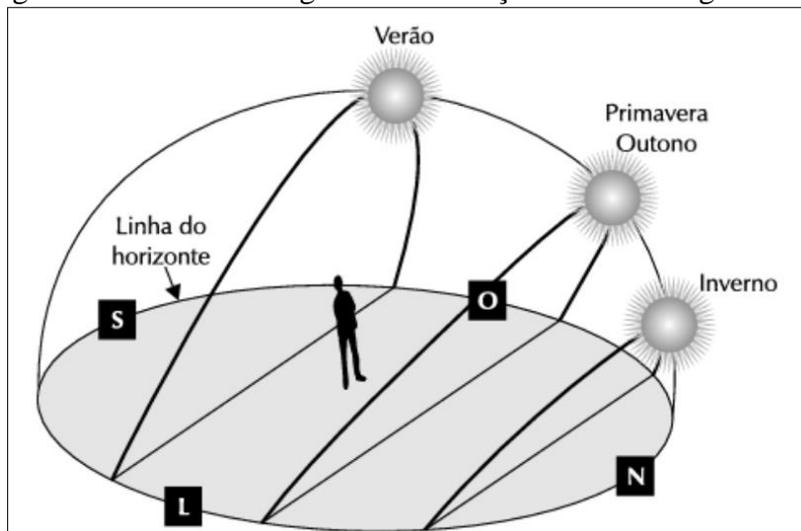
Em termos práticos, aplicados aos sistemas solares fotovoltaicos, a declinação solar e o ângulo de altura solar explicam diretamente a variação da duração do dia e a variação da irradiação solar em um mesmo local ao longo do ano.

Durante o verão, o ângulo de declinação solar é positivo, fazendo com que o Sol trace uma trajetória com ângulo zenital menor no céu. Em consequência disso, os raios solares atravessam uma camada de ar menor e, portanto, chegam à superfície terrestre com mais energia associada. Este ângulo zenital menor implica, também, que objetos posicionados na superfície terrestre apresentarão sombras com menores dimensões ao meio dia, visto que o ângulo da altura solar é maior. Outro fator importante é que o dia apresenta duração maior, de forma que no Solstício de Verão observa-se o dia mais longo do ano, ocorrendo em torno de 21 de dezembro.

Por outro lado, no inverno, o ângulo de declinação solar é negativo, levando o Sol a traçar uma trajetória com ângulo zenital maior. Neste caso, os raios solares atravessam uma camada de ar maior, fazendo com que percam mais energia antes de chegar à superfície terrestre. Visto que a altura solar é menor nesta época, observa-se, também, que os objetos posicionados na superfície terrestre apresentam maiores sombras ao meio dia. Por fim, devido a este fenômeno, os dias duram menos, de forma que o dia com menor duração do ano é o Solstício de Inverno, ocorrendo em torno de 21 de junho.

É devido a estes fatores que o verão apresenta o maior potencial de geração de energia solar do ano e, de forma recíproca, o inverno apresenta o menor potencial de geração de energia solar. Este resultado decorre tanto da duração do dia no verão, que faz com que haja mais horas de geração de energia desta época, quanto da energia associada aos raios solares que incidem nos módulos fotovoltaicos, visto que, no inverno, os raios solares apresentam menor energia associada.

Figura 18 – Efeito do ângulo de declinação solar ao longo do ano.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

3.5 ÂNGULO DE INCLINAÇÃO E DIREÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

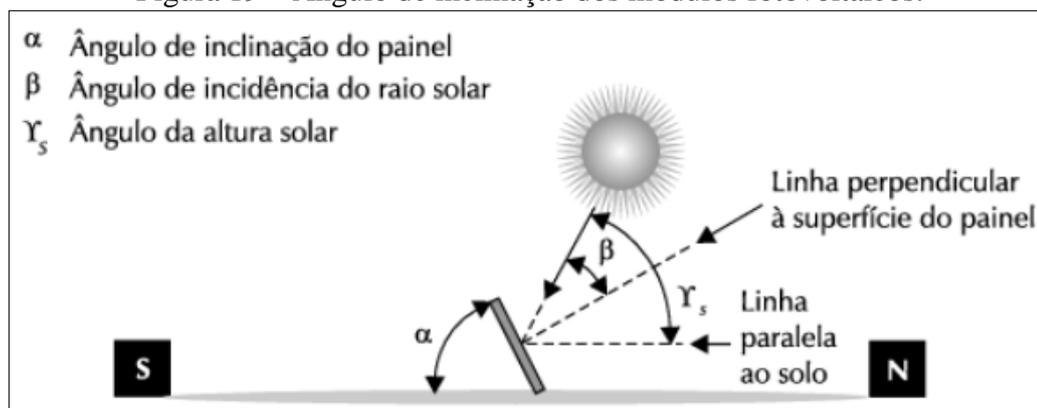
Ao analisar os conceitos apresentados nos tópicos anteriores, pode-se concluir sobre a direção e o ângulo de instalação dos módulos fotovoltaicos que mais contribuem para o aumento da eficiência da geração de energia nos sistemas solares fotovoltaicos.

Com relação à questão do ângulo azimutal e a trajetória do Sol entre o nascente e o poente, conclui-se que, no hemisfério sul terrestre, os módulos fotovoltaicos devem ficar

direcionados ao norte geográfico com ângulo azimutal nulo. De forma análoga, no hemisfério norte terrestre, os módulos devem ficar direcionados ao sul geográfico, com ângulo azimutal também nulo.

O ângulo de inclinação α dos módulos solares para uma instalação fotovoltaica, por sua vez, depende do ângulo de incidência dos raios solares na localidade onde os mesmos serão instalados. Do ponto de vista de eficiência na geração de energia, o ângulo α , que apresenta melhor aproveitamento da energia solar, é encontrado traçando-se uma reta perpendicular à superfície do módulo e, posteriormente, fazendo com que o ângulo β , que é o ângulo entre a incidência dos raios solares e a reta perpendicular, seja nulo (VILLALVA, 2015). O problema, no entanto, é que o ângulo de incidência dos raios solares varia diariamente em função do movimento cíclico anual do movimento de declinação solar do planeta. Desta forma, o cenário ideal é que este ângulo α seja ajustado diariamente.

Figura 19 – Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

Existem sistemas solares que são instalados em estruturas que “seguem” o movimento solar, permitindo correções automáticas baseadas na trajetória do Sol e no ângulo de inclinação dos módulos. Contudo, devido ao custo inicial destes “seguidores solares”, este tipo de estrutura fica restrito aos sistemas de grande porte. Em sua maioria, portanto, os sistemas fotovoltaicos são instalados em estrutura de fixas que, uma vez instaladas, não permitem ajuste no ângulo de inclinação dos módulos.

A escolha do ângulo α fixo deve, portanto, levar em conta a variação do ângulo de incidência dos raios solares durante todo o ano nos módulos fotovoltaicos. Além disso deve-se ter em mente que ângulos de inclinação menores que 10° aumentam o acúmulo de poeira nos módulos, o que diminui a geração de energia e aumenta a exigência de limpeza periódica das placas solares (CARI, 2020).

Uma forma de determinar o melhor ângulo α é pegando-se a latitude geográfica do local onde o sistema solar será instalado e aplicar uma correção (CARI, 2020). A correção é aplicada seguindo o Quadro 1.

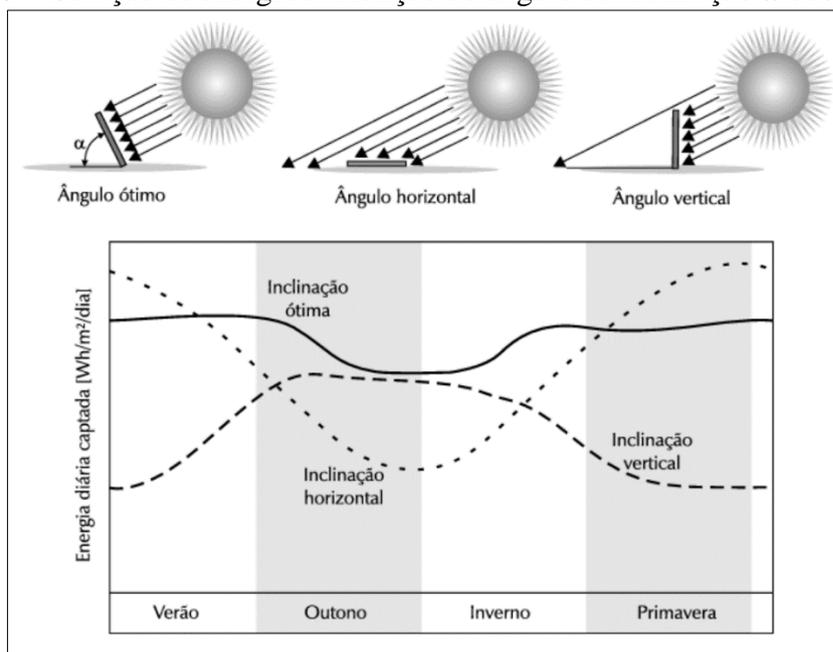
Quadro 1 – Ângulo de inclinação ótimo.

Latitude Geográfica do Local	Ângulo de inclinação ótimo
0 a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11 a 20°	$\alpha = latitude$
21 a 30°	$\alpha = latitude + 5^\circ$
31 a 40°	$\alpha = latitude + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = latitude + 15^\circ$

Fonte: (CARI, 2020).

Na Figura 20 apresenta-se uma comparação entre os perfis de geração de energia para sistemas solares fotovoltaicos instalados em estruturas fixas, para ângulos de inclinação $\alpha = \text{ângulo ótimo}$, $\alpha = 0^\circ$ e $\alpha = 90^\circ$. Desta figura pode-se concluir que, sempre que possível, o sistema solar fotovoltaico deve ser instalado próximo ao ângulo “ótimo” de inclinação dos módulos para a localidade.

Figura 20 – Geração de energia em função do ângulo de inclinação α dos módulos.



Fonte: adaptado de (VILLALVA, 2015).

3.6 CONCLUSÃO

Este capítulo foi dedicado à exposição de conceitos básicos para os sistemas solares fotovoltaicos. Os temas abordados discorreram sobre a energia contida nas ondas eletromagnéticas e sobre as componentes da radiação solar. Abordou-se, ainda, os ângulos de incidência e declinação dos raios solares, bem como o espalhamento da radiação solar na atmosfera.

A justificativa para a apresentação destes temas foi apresentar os conceitos teóricos que determinam a orientação e o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos que apresentam maior eficiência no aproveitamento da energia contida na irradiação solar incidente.

A adequada escolha da orientação e do ângulo de inclinação dos módulos é essencial para garantir a eficiência do sistema solar fotovoltaico projetado.

4 TECNOLOGIA E COMPONENTES DOS SISTEMA FOTOVOLTAICOS

Uma vez conhecidos os conceitos básicos que norteiam as instalações fotovoltaicas, faz-se necessário conhecer, também, as tecnologias mais recentes atualmente empregadas nas instalações dos sistemas solares.

Neste tópico, serão abordados os tipos de sistemas solares fotovoltaicos existentes no mercado atual, dando ênfase na tecnologia e nos componentes empregados nos sistemas conectados à rede elétrica de distribuição de energia, sistemas *on-grid*.

4.1 TIPOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

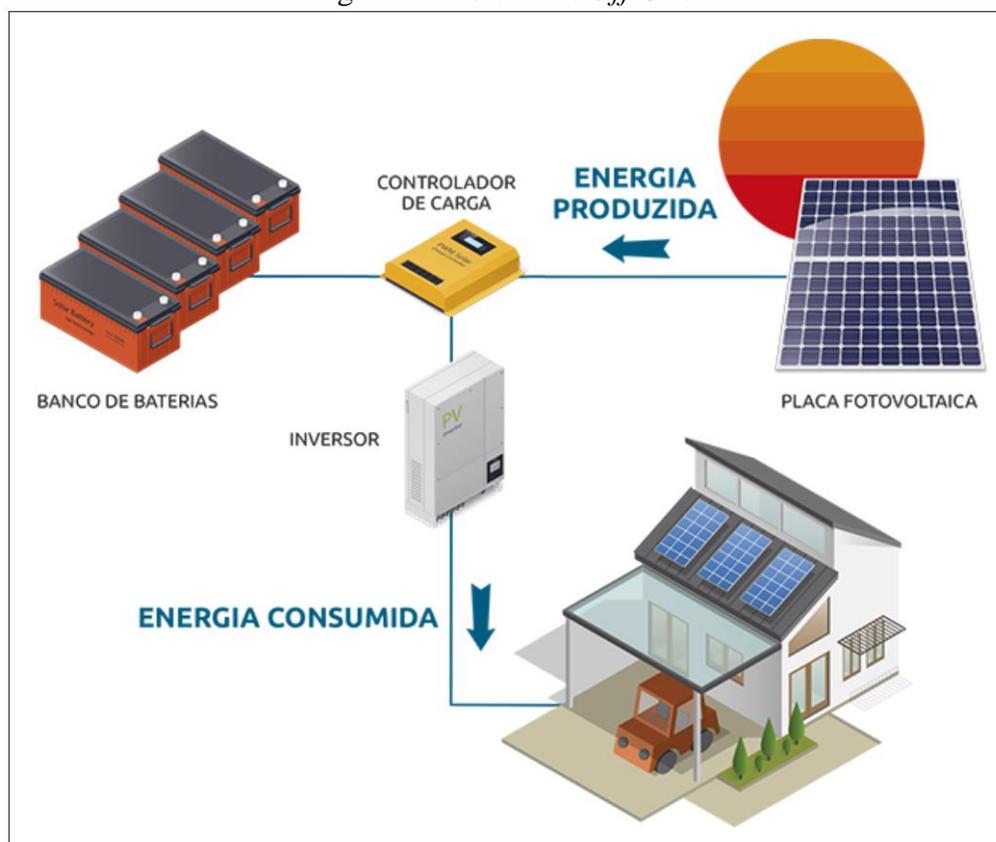
4.1.1 Sistemas Autônomos

Os sistemas autônomos de energia solar fotovoltaica, também chamados de sistemas isolados (VILLALVA, 2015) ou *off grid*, são sistemas que operam de forma independente da rede de energia elétrica. Estes sistemas foram utilizados principalmente no início da aplicação comercial da tecnologia fotovoltaica, pois tinham por objetivo disponibilizar a energia elétrica em locais isolados, onde não havia distribuição de energia elétrica através das redes de distribuição convencionais, alimentando cargas não críticas.

Como dispositivo de armazenamento de energia, são utilizados bancos de baterias, normalmente estacionárias, que são carregadas pelos módulos fotovoltaicos em paralelo com a utilização da carga. No momento em que os módulos fotovoltaicos não estão gerando energia suficiente para alimentar a carga (ex: períodos noturnos, dias nublados ou chuvosos), o banco de baterias passa a fornecer a alimentação necessária.

As aplicações dos sistemas *off grid* na indústria são muito amplas, sendo empregados em iluminação pública, sinalização em estradas, alimentação de sistemas de telecomunicações, carregamento de baterias de veículos elétricos e, sobretudo, como fonte primária de fornecimento de energia elétrica em localidades isoladas de difícil acesso.

Como desvantagem destes sistemas há o fato de as baterias apresentarem custo relativamente elevado e tempo de vida útil relativamente baixo, se comparado aos principais componentes dos sistemas fotovoltaicos (módulos fotovoltaicos e inversores), o que eleva a complexidade e frequência de manutenção destes sistemas.

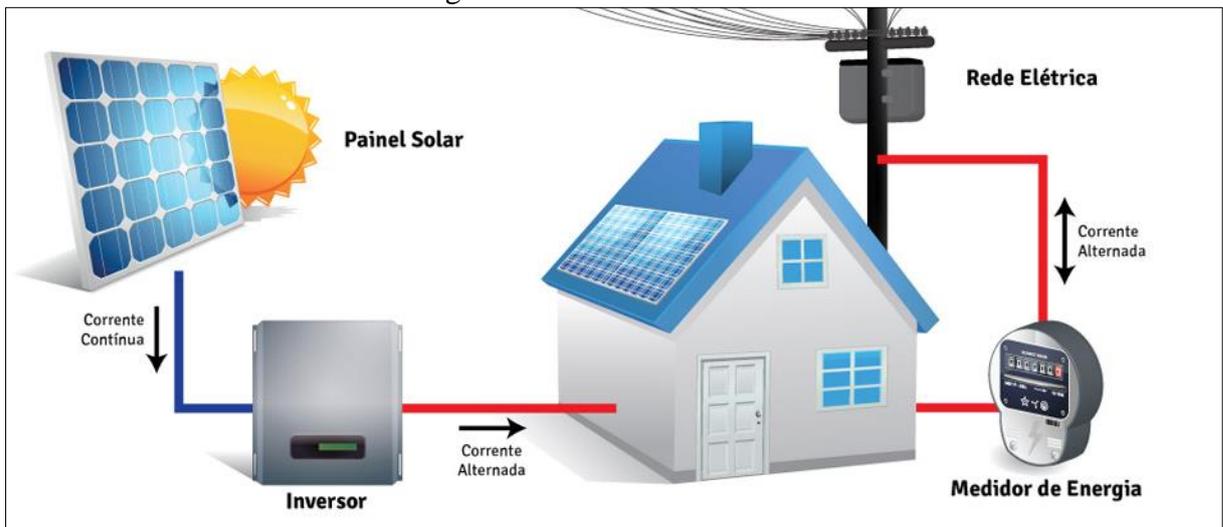
Figura 21 – Sistemas *Off Grid*.

Fonte: adaptado de (ECO AQUECEDORES, 2021).

4.1.2 Sistemas conectados à rede elétrica

Os sistemas fotovoltaicos *on grid*, ou *grid-tie*, são sistemas conectados à rede de distribuição das concessionárias de energia elétrica. Estes sistemas apresentam a versatilidade de gerar energia elétrica à carga conectada e, quando há excedente de energia, transferir a energia excedente à rede elétrica. Por outro lado, quando não há energia suficiente sendo gerada (ex.: períodos noturnos, dias nublados ou chuvosos), a edificação permanece sendo alimentada pela rede de distribuição de energia elétrica.

As vantagens deste sistema de geração concentram-se em dois pontos principais: a não necessidade de baterias conectados ao sistema fotovoltaico (visto que a rede elétrica da concessionária opera como uma “bateria”) e a conversão da energia excedente injetada na rede em créditos de energia. Os créditos de energia são subtraídos da energia consumida da edificação, o que gera economia na conta de energia elétrica e, indiretamente, ganhos financeiros ao consumidor.

Figura 22 – Sistema *On Grid*.

Fonte: (SOLIS ENERGIA, 2021).

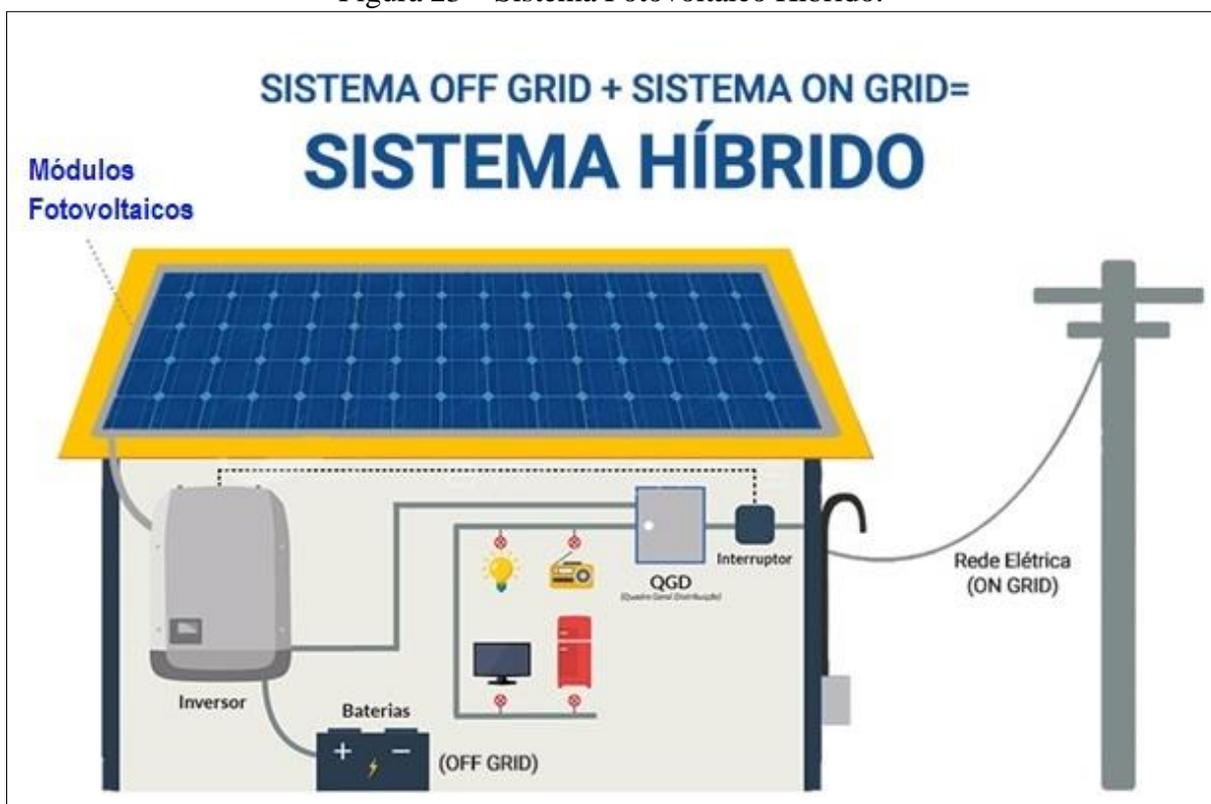
4.1.3 Sistemas híbridos

Os sistemas fotovoltaicos híbridos são sistemas que unem as características dos sistemas *On Grid* e *Off Grid* de energia solar (BLOG DA INTELBRAS, 2021), ou seja, são sistemas que estão conectados à rede e que, de forma simultânea, apresentam banco de baterias.

O funcionamento destes sistemas pode ser resumido da seguinte maneira: enquanto os módulos fotovoltaicos estiverem gerando energia, o banco de baterias estará sendo carregado, a carga estará sendo alimentada e, se houver excedente de energia, este estará sendo injetado na rede elétrica da concessionária. Durante o período em que não há geração de energia, a rede da concessionária estará alimentando a carga e, se necessário, alimentando o banco de baterias. No momento em que a rede da concessionária é desconectada do sistema (ex.: falta de energia), o sistema passa a funcionar como um sistema *off grid* convencional, em que o banco de baterias automaticamente passa a alimentar a carga, permitindo que esta continue em operação.

Por esta característica de redundância na alimentação de energia elétrica, estes sistemas são aplicados principalmente a cargas críticas, que não podem ficar sem alimentação de energia.

Figura 23 – Sistema Fotovoltaico Híbrido.



Fonte: (NASCIMENTO, 2021).

4.2 MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

4.2.1 O Efeito Fotovoltaico

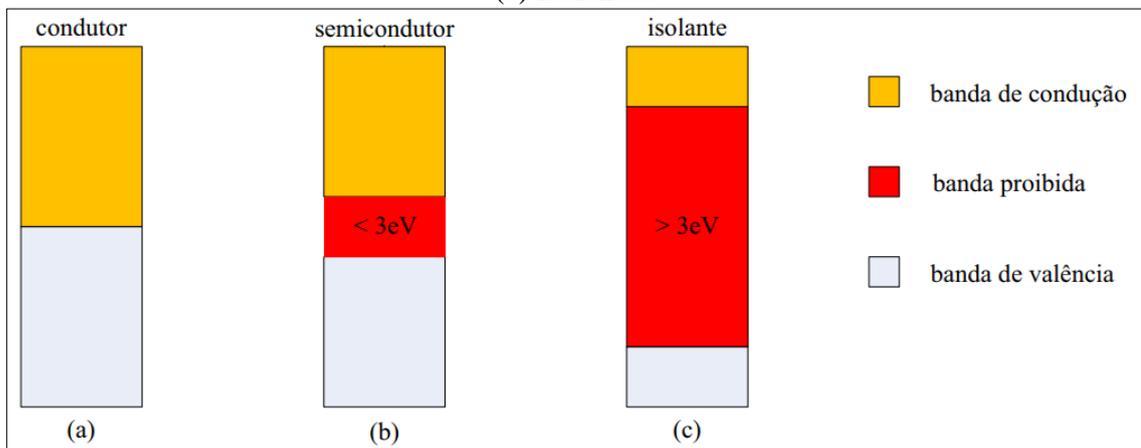
O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico que ocorre quando há a incidência de luz visível ou radiação solar em materiais semicondutores com propriedades específicas (VILLALVA, 2015). A irradiação solar, incidindo no material semicondutor, faz com que haja uma diferença de potencial neste e, conseqüentemente, o deslocamento de elétrons em um sentido definido e de forma ordenada, o que gera a corrente elétrica.

Os materiais semicondutores são os que apresentam banda de valência com excesso de elétrons, banda de condução com predominância de lacunas, ou “falta” de elétrons, e uma camada que separa estas bandas de energia, denominada de banda proibida (*bandgap* ou *gap*), camada de depleção ou barreira de potencial (PINHO e GALDINO, 2014). A essas bandas podem ser adicionadas impurezas, com o objetivo de mudar as propriedades do material semicondutor, alterando tanto a quantidade de elétrons livres, quanto de lacunas no material por meio do processo de dopagem.

Os semicondutores com excesso de elétrons são chamados de semicondutores do tipo N e os com falta de elétrons são chamados de semicondutores do tipo P (VILLALVA, 2015). Quando colocados juntos, estes semicondutores do tipo P e N apresentam *gap* com energia máxima $E_g = 3 \text{ eV}$ (elétron-volt). Os materiais isolantes, por sua vez, podem ser identificados por apresentarem *gap* com energia $E_g > 3 \text{ eV}$ (PINHO e GALDINO, 2014).

Os semicondutores mais comuns são o Carbono, Silício, Germânio, Arsênio, Fósforo, Selênio e Telúrio (PINHO e GALDINO, 2014). Como materiais dopantes, pode-se citar o Fósforo (dopante do tipo N, doador de elétrons) e o Boro (dopante do tipo P, aceitador de elétrons) (FADIGAS, 2016).

Figura 24 – Estrutura das bandas de energia em materiais (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes.



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

A propriedade fundamental que dá origem ao efeito fotovoltaico é a de que os fótons provenientes da radiação solar, na faixa de luz visível, com energia superior ao *gap* do material semicondutor, possam excitar os elétrons na banda de valência (semicondutor tipo N), fazendo com que estes consigam vencer a barreira de potencial, se deslocando em direção à banda de condução (semicondutor tipo P). Este deslocamento de cargas dá origem a corrente elétrica no material (FADIGAS, 2016).

4.2.2 Célula Fotovoltaica

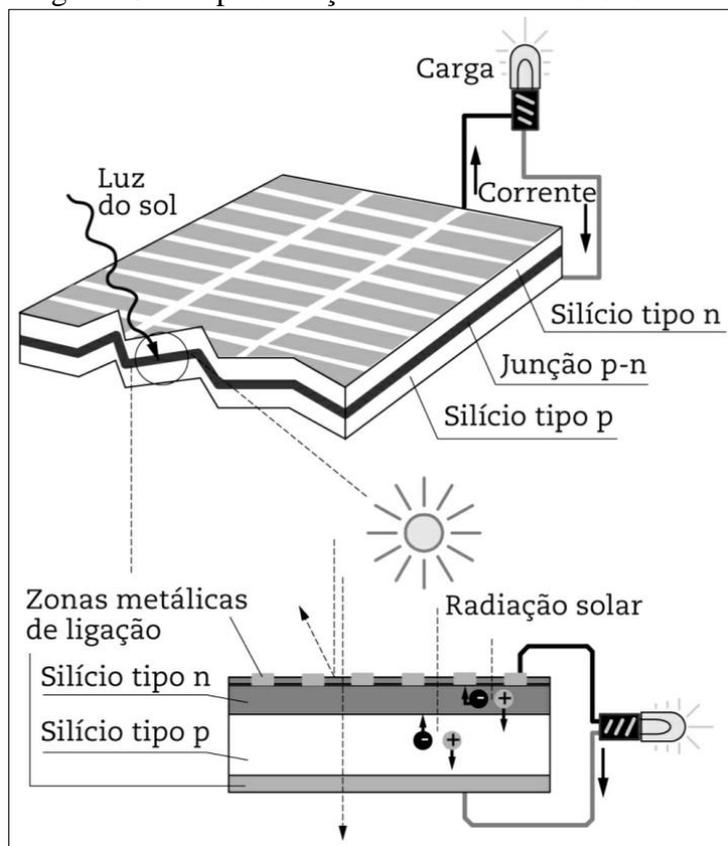
As células fotovoltaicas são, portanto, o resultado prático da construção dos semicondutores em uma estrutura física, que tem por objetivo primário gerar energia elétrica

por meio do efeito fotovoltaico. Desta forma, havendo irradiação solar para fornecer energia aos elétrons, diferença de potencial no material semicondutor, corrente elétrica em um sentido ordenado e um circuito elétrico fechado nos terminais da célula, têm-se geração de potência ativa na célula fotovoltaica e, por conseguinte, eletricidade.

4.2.2.1 Aspectos Construtivos

A estrutura física das células fotovoltaicas é apresentada na Figura 25. Em geral, estas células possuem área de 50 cm² e 150 cm², com espessura entre 0,2 mm e 0,3 mm (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012). A grade metálica, na parte superior, e a base metálica, na parte inferior, formam os contatos dos terminais elétricos positivo e negativo da célula fotovoltaica. A partir destes terminais, pode-se fazer um circuito elétrico fechado, permitindo associação entre as células e posterior conexão destas as cargas elétricas.

Figura 25 – Representação de uma célula fotovoltaica.



Fonte: (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012).

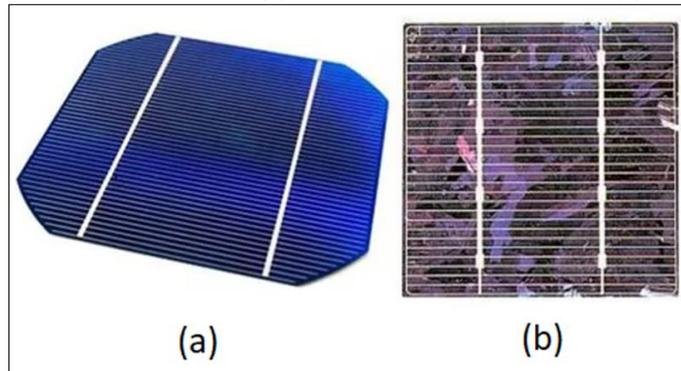
Na face superior das células há, normalmente, a presença de material translúcido visando conferir proteção mecânica e permitir incidência de irradiação solar à célula. Há, também, a presença de uma película antirreflexo, que visa aumentar a absorção de luz pelo semicondutor. A grade metálica na face superior é, em geral, fina, pois deve permitir a maior incidência de radiação possível no semicondutor tipo N. A base metálica da estrutura é normalmente composta de uma fina camada de alumínio ou prata, estando em contato com o semicondutor do tipo P.

Devido à grande abundância na natureza e a sólida tecnologia de extração e manufatura atuais, cerca de 95% de todas as células fotovoltaicas fabricadas no mundo utilizam como semicondutor o silício (VILLALVA, 2015) e, usualmente, como materiais dopantes, o boro ou o fósforo (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012). Estas células têm vida útil média de 25 anos, apresentando degradação de aproximadamente 20% na eficiência da conversão de energia no final de sua vida útil. Os modelos mais abundantes no mercado são as células de silício monocristalino e de silício policristalino. As células comerciais mais comuns no mercado apresentam tensão de operação entre 0,5 V e 1,5 V (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012) e potência elétrica em torno de 4,5 W (CARI, 2020). Este valor, no entanto, é muito variável, dependendo principalmente da composição do semicondutor e dos materiais dopantes utilizados.

As células de silício monocristalino são células mais utilizadas atualmente e mais eficientes na geração de energia, pois utilizam os átomos dos cristais de silício orientados de forma uniforme, em uma única direção. O rendimento destas células no mercado situa-se acima de 22% (TRINA SOLAR, 2022). A fabricação destas células é, no entanto, mais complexa e cara, exigindo maior gasto energético, visto que há a exigência de deixar o cristal de silício em um alto grau de pureza e orientação uniforme.

As células de silício policristalino, por outro lado, são células menos eficientes na geração energia, porém apresentam custo de produção inferior às de silício monocristalino. No processo de fabricação destas células, os átomos dos cristais de silício ficam orientados em qualquer direção, gerando cristais de silício não uniformes.

Figura 26 – Células fotovoltaicas de (a) silício monocristalino e (b) silício policristalino.

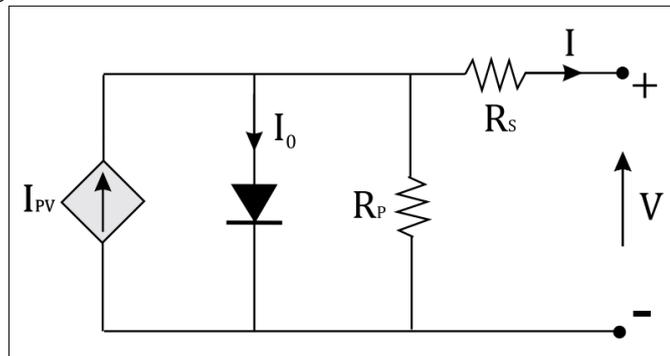


Fonte: (JÚNIOR, 2020).

4.2.2.2 Circuito elétrico equivalente

Existem diversos modelos de circuito elétrico equivalente que descrevem as células fotovoltaicas. No entanto, um deles se destaca por apresentar somente um diodo e por ser capaz de representar as células de forma suficiente para estudo de conexão com a rede elétrica. Este modelo é chamado de Modelo de Diodo Único (JESUS, 2017), sendo composto por um diodo ideal, uma fonte de corrente, uma resistência em série e uma resistência em paralelo.

Figura 27 – Modelo de Diodo Único da célula fotovoltaica.



Fonte: (JESUS, 2017)

Neste modelo, a corrente nos terminais da célula, ou nos terminais de saída e entrada de um arranjo de células fotovoltaicas, é dada por (3) e (4) (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009):

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (3)$$

$$V_t = N_s \frac{kT}{q} \quad (4)$$

I_{pv} e I_0 são, respectivamente, a corrente fotovoltaica e a corrente de saturação, V_t é a tensão térmica e N_s é o número de células conectadas em série. Se, no arranjo, houver células conectadas em paralelo, N_p é o número de células em paralelo e a corrente fotovoltaica e a corrente de saturação em (3) passam a ser representadas por (4) e (5):

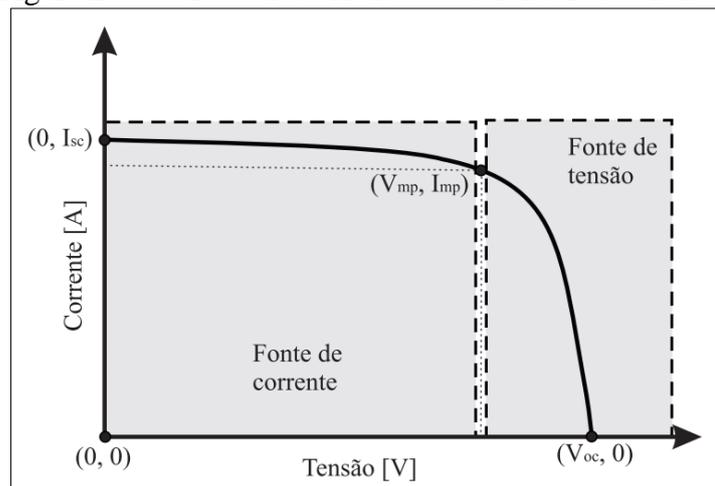
$$I_{pv} = I_{pv,célula} N_p \quad (4)$$

$$I_0 = I_{0,célula} N_p \quad (5)$$

Por fim, as resistências R_s e R_p são, respectivamente, a resistência equivalente série e a resistência equivalente paralelo do conjunto (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009).

A curva característica das células fotovoltaicas, apresentada na Figura 28, é descrita por (3). Pode-se verificar, nesta curva, três pontos de interesse: ponto de circuito aberto ($V_{oc}, 0$), ponto de curto-circuito ($0, I_{sc}$) e ponto de máxima potência (V_{mp}, I_{mp}). As regiões que descrevem o comportamento das células são as regiões de Fonte de Corrente e Fonte de Tensão.

Figura 28 – Curva característica das células fotovoltaicas.



Fonte: (JESUS, 2017).

A curva apresentada na Figura 28 é a base das curvas características dos módulos fotovoltaicos. No tópico a seguir serão abordadas mais profundamente estas curvas, com ênfase

à geração de potência ativa nos módulos fotovoltaicos e ao comportamento destas curvas em função da variação de irradiação solar e temperatura.

4.2.3 Módulo Fotovoltaico

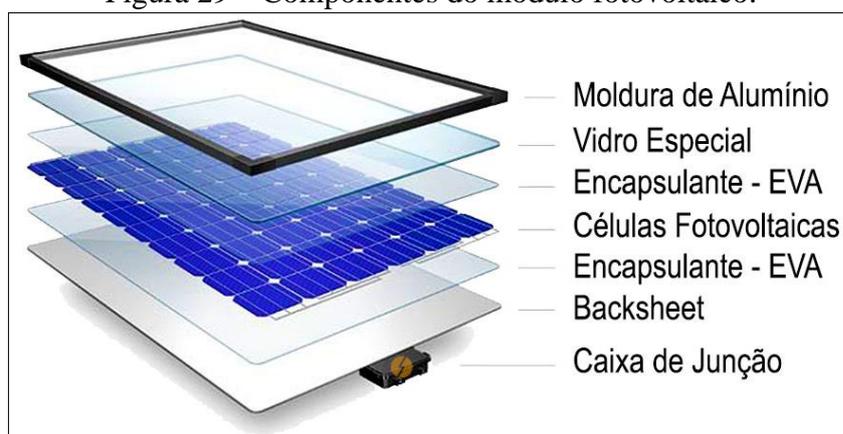
As células fotovoltaicas em conjunto, associadas eletricamente e encapsuladas em uma única estrutura, constituem o módulo fotovoltaico (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012). Esta estrutura é construída com o objetivo de aumentar a potência total fornecida pelo arranjo das células, permitindo tensões e correntes mais adequadas às cargas elétricas e aos equipamentos que compõem os sistemas solares fotovoltaicos.

4.2.3.1 Aspectos construtivos

As células fotovoltaicas são frágeis e sensíveis à corrosão. Desta forma, o encapsulamento das células fotovoltaicas em conjunto visa evitar que estas fiquem expostas às intempéries externas ou a rigores climáticos, como excesso umidade, variações bruscas de temperatura ou deformações por esforços mecânicos (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012).

De forma genérica, pode-se nomear os principais componentes utilizados na montagem dos módulos fotovoltaicos, conforme mostra a Figura 29.

Figura 29 – Componentes do módulo fotovoltaico.



Fonte: (PORTAL SOLAR, 2022).

Para conferir estabilização mecânica à estrutura, o módulo conta com uma borda externa, ou “*Frame*”, construído em alumínio anodizado. A anodização desta estrutura confere a ele uma superfície resistente a oxidação, permitindo o alcance de maior vida útil ao material.

Outra função desta estrutura é a de melhorar a resistência do módulo contra esforços por torção e/ou flexão mecânica.

O vidro especial na superfície superior do módulo também tem a função de auxiliar na proteção mecânica da estrutura, conferindo proteção contra esforços pontuais ou distribuídos na superfície do mesmo. Sua fabricação é feita a partir de um material com alto grau de pureza e com baixo teor de ferro, apresentando espessura aproximada de 4 mm e uma característica de baixa reflexão da luz solar (PORTAL SOLAR, 2022).

O acetato-vinilo de etileno ou, popularmente, EVA, tem o papel de envolver as células fotovoltaicas, protegendo-as dos raios UV, das temperaturas extremas e da umidade (PORTAL SOLAR, 2022). Outra função importante é o de atuar como isolante elétrico e, também, como película antirreflexiva, evitando que parte dos fótons sejam refletidas e, por consequência, contribuindo para o aumento da absorção da energia contida na irradiação solar.

O *backsheet* é um filme de material plástico que fica posicionado na parte inferior das células fotovoltaicas. Sua principal função é a de isolar eletricamente as células e seus componentes e, de forma concomitante, auxiliar na proteção térmica dos mesmos e assegurar a impermeabilidade da estrutura contra entrada de água ou gases (CARNEIRO, 2010).

Por fim, a caixa de junção, que fica localizada na parte inferior do módulo fotovoltaico, tem a função de fazer as ligações elétricas entre os arranjos das células fotovoltaicas e de armazenar os diodos de *by-pass* (item 4.2.3.3). É destas caixas que saem os cabos solares que, ligadas por conectores MC4, permitem o arranjo entre módulos fotovoltaicos (*strings*) e entre os inversores fotovoltaicos.

Figura 30 – Caixa de junção do módulo fotovoltaico com diodos de *bypass*.



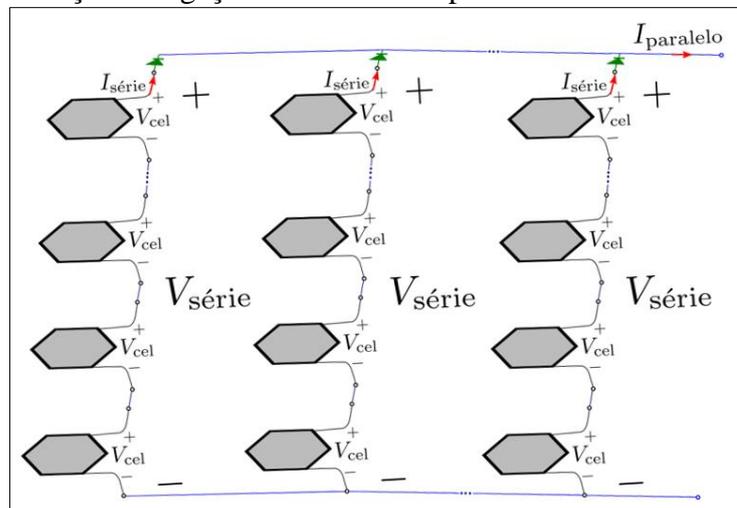
Fonte: (DS NEW ENERGY, 2021).

4.2.3.2 Associação de células fotovoltaicas

No interior dos módulos fotovoltaicos, as células são associadas eletricamente em série e em paralelo. Para associar as células em série, os contatos elétricos da parte superior (polos negativos) de uma célula são ligados aos contatos da parte inferior (polos positivos) da célula seguinte (CARNEIRO, 2010). De forma análoga, para associar as células em paralelo, ligam-se os contatos superiores (polos negativos) e contatos inferiores (polos positivos) de células adjacentes.

Como dito anteriormente, é a associação em série e em paralelo entre as células fotovoltaicas que permite elevar a tensão e a corrente dos módulos fotovoltaicos para valores mais adequados às aplicações. São essas associações que permitem a existência de inúmeros modelos de módulos fotovoltaicos comerciais no mercado, apresentando grandes variações de tensão e corrente em cada modelo. Cabe ao projetista procurar o módulo que apresenta tensões e correntes mais adequados aos componentes do seu sistema fotovoltaico e às cargas a serem alimentadas.

Figura 31 – Ilustração da ligação em série e em paralelo entre células fotovoltaicas.



Fonte: (SANTANA, 2021).

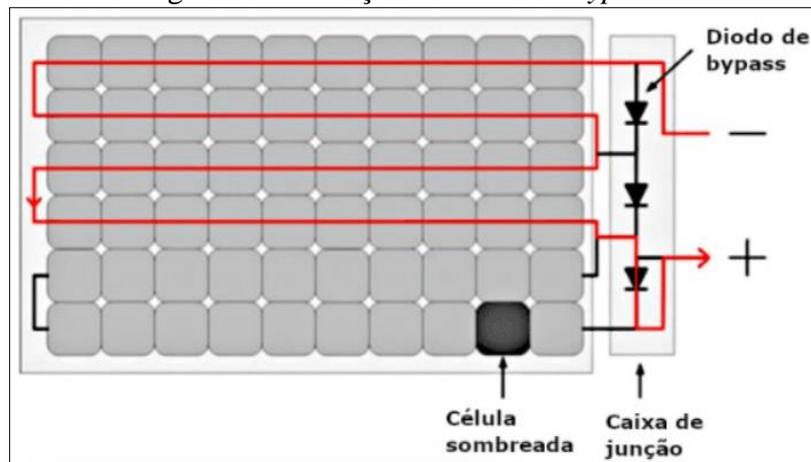
4.2.3.3 Diodos de desvio ou diodo de bypass

Na presença de irradiação solar e de um circuito elétrico fechado, as células fotovoltaicas apresentam tensão e fluxo de corrente elétrica em seus terminais. Cada célula pode ser compreendida como uma fonte de corrente com tensão aproximadamente constante e, dentro de uma associação em série, o conjunto passa a ter uma tensão total igual à soma das tensões

individuais de cada célula. A corrente elétrica do conjunto, por sua vez, possui amplitude igual à corrente elétrica que atravessa cada célula em série.

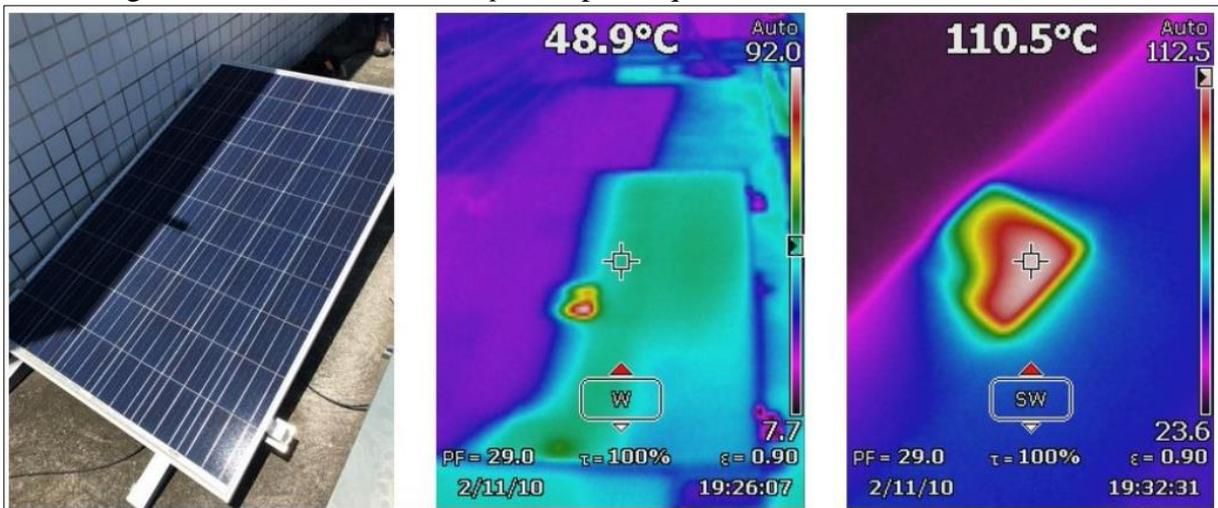
Se houver uma situação onde ocorra sombreamento em uma ou mais células deste conjunto, o efeito fotovoltaico é cessado nestes componentes individuais e estas células sob sombreamento passam a se comportar como cargas elétricas. Se, no entanto, as outras células da associação continuarem sob a incidência de irradiação solar, o efeito fotovoltaico permanece ocorrendo e há o seguimento do fluxo de corrente elétrica na associação. Neste caso, as células sombreadas, agora atuando como cargas, passam a absorver parte da energia elétrica gerada nas células restantes, dissipando esta energia na forma de calor. Esse efeito é conhecido como *hotspot* ou “ponto quente” (SENAI-SP, 2019) e pode induzir perdas na geração de energia elétrica do sistema, bem como, degradação, por vezes irreversíveis, das células fotovoltaicas e dos módulos que contém estas células.

Para contornar estes problemas, foram adicionados diodos de *bypass* internamente nos módulos fotovoltaicos. Idealmente, cada célula fotovoltaica deveria ser conectada a um diodo de *bypass*. No entanto, o consumo de corrente dos diodos, a queda de tensão associada e os custos econômicos envolvidos na fabricação e posterior manutenção dos mesmos inviabilizam esta solução. A alternativa adotada pelos fabricantes é, então, a aplicação dos diodos de *bypass* protegendo conjuntos de células (normalmente, três diodos protegendo três conjuntos individuais de células, em cada módulo). Desta forma, quando há sombreamento em uma parte considerável do módulo, o diodo que protege o conjunto correspondente de células atua e passa a oferecer um caminho de menor impedância para a corrente elétrica dos conjuntos restantes, evitando que as células sombreadas operem como carga ou que dissipem energia na forma de calor. Além disso, essa configuração faz com que, em caso de sombreamento parcial, o módulo ainda possa operar com 1/3 ou 2/3 de sua potência elétrica de geração (VINTURINI, 2019).

Figura 32 – Atuação do diodo de *bypass*.

Fonte: (VINTURINI, 2019).

Entretanto, quando o sombreamento atua somente em uma parte de uma célula fotovoltaica, o diodo de *by-pass* do grupo correspondente não é sensibilizado e a célula sombreada continuará dissipando calor. Portanto, nesta situação, ainda há a presença de ponto quente ou *hotspot* na célula, gerando perdas e podendo danificá-la, situação que é apresentada na Figura 33.

Figura 33 – Fenômeno de *hotspot* ou ponto quente em um módulo fotovoltaico.

Fonte: (VINTURINI, 2019).

4.2.3.4 Curvas características dos módulos fotovoltaicos

As células fotovoltaicas, conectadas internamente nos módulos, se unem e formam curvas características únicas, que caracterizam cada modelo de módulo fotovoltaico disponível

no mercado. De forma a permitir paridade na comparação entre os diferentes modelos disponíveis, foram definidas, internacionalmente, condições padrão para os testes que determinam as curvas características dos módulos solares. Estas condições são chamadas de condições STC (*Standart Test Condition*) e determinam que as curvas devem ser obtidas em condições de Irradiância Solar = 1000 W/m^2 , temperatura ambiente = $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e Massa de Ar = 1,5 AM.

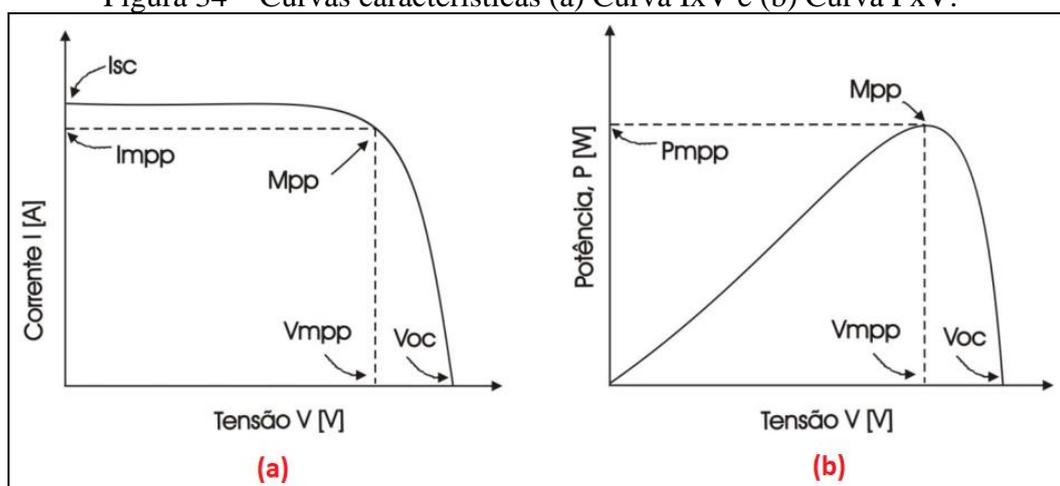
Nas folhas de dados, ou *datasheets*, de cada modelo de módulo pode-se consultar as curvas características de corrente em função da tensão (curva IxV) e potência em função da tensão (curva PxV). A análise destas curvas é particularmente importante porque permite a identificação de diversos parâmetros utilizados diretamente nos projetos dos sistemas fotovoltaicos.

a) Curvas IxV e PxV

A curva característica que descreve o comportamento da corrente elétrica fornecida por um módulo em função da tensão em seus terminais é chamada de Curva IxV. Esta curva descreve o comportamento da corrente elétrica variando desde seu ponto máximo, corrente de curto circuito (I_{sc}), obtido a partir do curto circuito dos terminais do módulo, até o ponto em que esta corrente é nula, onde se obtém a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Esta tensão é a máxima tensão fornecida por um módulo fotovoltaico, obtida quando os terminais do mesmo estão em aberto.

Sabendo-se que a potência é um produto da tensão pela corrente, pode-se obter a curva Curva PxV para o módulo. Esta curva descreve a potência elétrica fornecida pelo componente em função da tensão, permitindo que seja encontrado o ponto de máxima potência (M_{pp}) fornecido pelo módulo. Neste ponto, obtém-se os valores de tensão de máxima potência (V_{mpp}) e a máxima potência fornecida pelo componente (P_{mpp}) em condições STC. Nesta mesma tensão, pode-se encontrar, na curva Curva IxV, a corrente de máxima potência (I_{mpp}) correspondente. Estes pontos são apresentados na Figura 34.

Figura 34 – Curvas características (a) Curva IxV e (b) Curva PxV.



Fonte: adaptado de (CARI, 2020)..

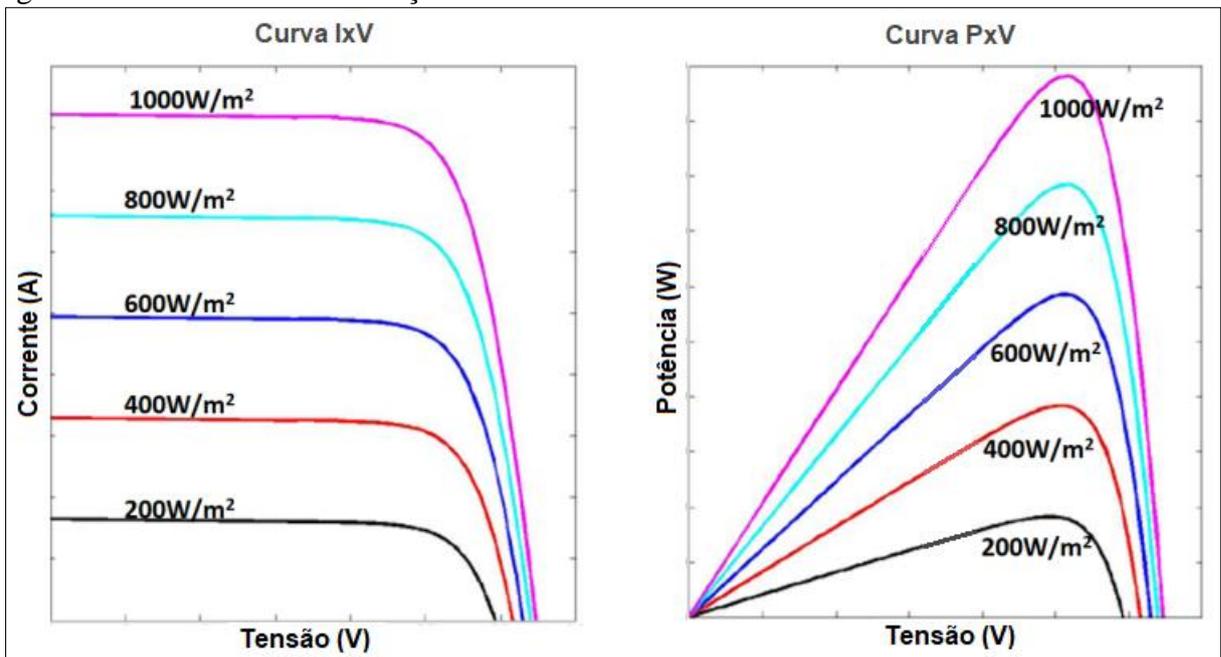
É importante salientar que ambas as curvas são descritas em função da tensão elétrica, visto que este é o parâmetro que é controlado e ajustado diretamente pelo inversor fotovoltaico.

b) Influência da irradiação e temperatura nas curvas características

Quando expostos às condições climáticas normais de operação, os módulos fotovoltaicos raramente operam sob as condições STC. Nestas condições, as curvas características dos módulos se alteram, fazendo com que os mesmos trabalhem fora das condições nominais projetadas.

O primeiro fator que pode alterar de forma determinante as curvas características dos módulos é a irradiação solar (W/m^2). A irradiação solar é proporcional à longitude do local da instalação e às condições meteorológicas diárias e sazonais da localidade. Nestas circunstâncias, a variação da irradiação solar sobre os módulos induz, de forma proporcional, variação na corrente elétrica fornecida pelo equipamento. Conseqüentemente, locais ou horários com maior incidência de irradiação solar proporcionam maior potência elétrica gerada nos módulos fotovoltaicos. Cabe, ainda, salientar que a variação da irradiação solar altera muito levemente a tensão nos terminais dos módulos solares (CARI, 2020).

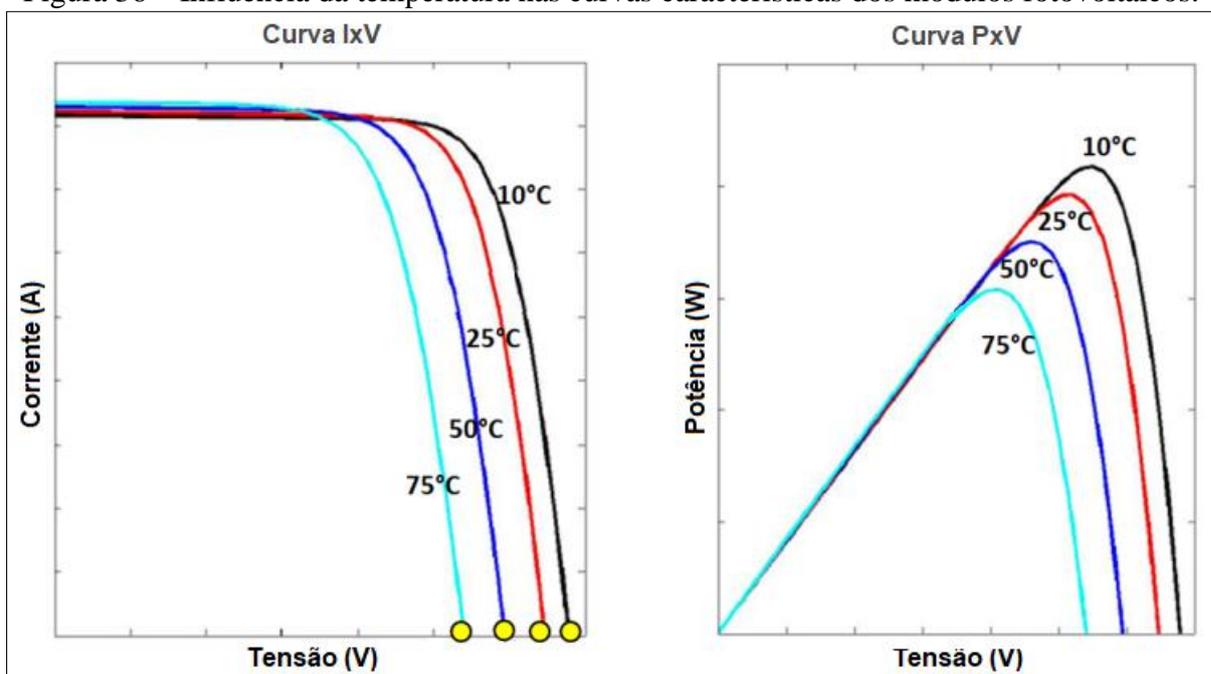
Figura 35 – Influência da irradiação solar nas curvas características dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: adaptado de (CARI, 2020).

O segundo fator que altera de forma sensível as curvas características é a temperatura ambiente. A temperatura é uma característica determinada pela localização geográfica do local de instalação, das condições meteorológicas ambientais e, também, pelo local de instalação dos módulos fotovoltaicos. Neste sentido, a variação da temperatura ambiente altera de forma inversamente proporcional a tensão nos terminais dos módulos. Desta forma, quanto maior a temperatura ambiente, menor será a tensão fornecida nos terminais dos painéis e, conseqüentemente, menor será a potência elétrica fornecida pelos módulos fotovoltaicos. Cabe salientar, também, que a variação da temperatura ambiente altera muito pouco a corrente elétrica fornecida pelos painéis (CARI, 2020).

Figura 36 – Influência da temperatura nas curvas características dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: adaptado de (CARI, 2020).

Nos *datasheets* dos equipamentos, normalmente são apresentadas as curvas características do módulo em função da irradiação solar. Por outro lado, para determinar as variações das curvas em função da temperatura ambiente, os *datasheets* apresentam coeficientes de temperatura (em % / °C) que alteram, percentualmente, os parâmetros de P_{mpp} , V_{oc} e I_{sc} .

4.3 INVERSORES ON-GRID

O inversor é um equipamento eletrônico que converte energia elétrica em corrente alternada a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (PINHO e GALDINO, 2014). No caso dos inversores fotovoltaicos, a energia em corrente contínua é proveniente dos módulos fotovoltaicos ligados ao inversor. A energia, em corrente alternada, fornecida por este componente é, por conseguinte, conectada diretamente às cargas e à rede elétrica da distribuidora de energia. Neste sentido, do ponto de vista da rede elétrica de distribuição, os inversores fotovoltaicos atuam como uma fonte de corrente (VILLALVA, 2015), injetando corrente elétrica variável à rede com uma tensão aproximadamente constante, sincronizada à tensão da rede da concessionária (PINHO e GALDINO, 2014).

Uma particularidade dos inversores *on-grid* é que eles funcionam apenas quando estão conectados à rede elétrica. Esta característica os difere tanto dos inversores *off-grid*, que atuam em sistemas autônomos inteiramente desconectados da rede, quanto dos *off-grid* híbridos, que

atuam em sistemas autônomos que podem ser conectados à rede. Além disso, os inversores *on-grid* possuem funções específicas que tem por objetivo atender às exigências da concessionária de distribuição, no que tange à segurança e à qualidade da energia elétrica injetada na rede (PINHO e GALDINO, 2014).

De forma geral, os inversores fotovoltaicos *on-grid* disponíveis comercialmente apresentam modelos monofásicos de 220 Vca, para potências de até 10 kW, e trifásicos 380/220 V ou 220/127 V, para potências entre 10 kW e 250 kW. Existem, também, alguns modelos de trifásicos mais direcionados a sistemas de grande porte, com tensão de saída trifásica em 440 Vca ou 800 Vca.

4.3.1 Tipos de inversores fotovoltaicos on grid

Existem basicamente três tipos principais de inversores fotovoltaicos, sendo eles: inversores centrais, inversores *string* e microinversores. As principais características de cada um são abordadas a seguir.

4.3.1.1 Inversores centrais

Os inversores centrais são inversores fotovoltaicos que operam de forma centralizada, gerenciando um grande conjunto de *strings* de módulos fotovoltaicos diretamente conectados. Estes inversores possuem conexão à rede elétrica em média tensão, ultra alta eficiência (acima de 99%), são, em geral, modulares e apresentam versões comerciais com potência entre de 1 MW e 9 MW.

Por serem equipamentos de grande porte e de custo elevado, os inversores centrais são, em geral, encontrados gerenciando sozinhos grandes usinas fotovoltaicas, visto que somente nestas plantas eles se tornam economicamente viáveis. Sua utilização garante *payback* menor (no caso de usinas), simplificação do projeto e maior velocidade na construção da planta. Em contrapartida, a utilização destes equipamentos apresenta perda de confiabilidade no sistema, visto que, em caso de parada de um equipamento, todo a planta deixa de gerar energia.

Figura 37 – Modelo de inversor central da FIMER, de 2,0 a 4,4 MVA.



Fonte: (FIRMER, 2022).

4.3.1.2 Inversores String

Os inversores *string* são inversores que operam um ou alguns conjuntos de módulos fotovoltaicos em série. Estes equipamentos tem versões comerciais que partem de 3 kW até 250 kW, podendo controlar a geração de vários módulos fotovoltaicos em conjunto. Este é o equipamento mais utilizado em plantas fotovoltaicas de médio e grande portes, sendo encontrado operando em conjunto com outros inversores. Esta solução tende a diminuir o custo inicial de implantação do sistema e aumentar a confiabilidade da planta, visto que os grupos de módulos são gerenciados por inversores individuais. Em contrapartida, este tipo de inversor apresenta menor vida útil, cerca de 13 a 15 anos, eficiência média entre 96% e 98% e menor confiabilidade, quando comparado aos sistemas com microinversores.

Outra característica deste tipo de inversor fotovoltaico é que os equipamentos tendem a trabalhar com tensões altas na entrada DC, com os modelos de maior potência chegando a suportar até 1500 Vcc na entrada de corrente contínua. Esta característica tem o potencial de gerar maior economia na implantação do sistema, visto que diminui o número de *strings* e de cabos elétricos necessários à interconexão das mesmas. Em contrapartida, exige que todos os componentes conectados ao circuito possuam tensão de isolamento compatível e conexões sólidas, de forma a evitar arcos elétricos e fuga de corrente.

Uma desvantagem muito sensível presente nos inversores *string* é a sua suscetibilidade às perdas por sombreamento. Como os módulos estão interconectados com conjuntos, quando um ou parte de um módulo é sombreado, todo o conjunto de módulos interconectados ao conjunto é afetado, o que aumenta substancialmente as perdas na geração de energia do sistema. Uma forma de contornar esse problema é aumentar a quantidade de inversores da planta ou

utilizar inversores com maior número de entradas independentes. Ou, principalmente, aplicar este tipo de inversor somente em locais com pouca incidência de sombreamento e/ou maior uniformidade de irradiação solar.

Figura 38 – Inversor *string* SUNGROW, modelo SG250HX, de 250 kW.



Fonte: (SUNGROW, 2022)..

4.3.1.3 Microinversores

Os microinversores são inversores de menor potência, que operam poucos módulos fotovoltaicos, controlando cada módulo de forma individualizada e independente. Esta tecnologia, também conhecida como Eletrônica de Potência no Nível do Módulo – MPLE, apresenta maior custo relativo de implantação do sistema solar (em média 15 a 20%) mas, em contrapartida, apresenta vida útil mais longa (por volta de 22 a 25 anos).

Uma vantagem deste sistema é a maior confiabilidade na geração, visto que, em caso de falha de um microinversor, apenas alguns módulos ficarão impossibilitados de gerar energia. Além disso, por operar módulos individuais, este sistema trabalha com baixas tensões de entrada em corrente contínua, o que facilita o emprego dos componentes no sistema, por não exigir itens com isolamento elétrica elevada.

Outra vantagem desta topologia é a menor suscetibilidade às perdas por sombreamento. Assim, em caso de sombreamento em um ou mais módulos, somente aqueles módulos sombreados deixam de gerar energia, não impactando na geração de energia do restante da planta.

Figura 39 – Microinversor APSystem, modelo QT2, de 1800 W.



Fonte: (APSYSTEM, 2022).

4.3.2 Topologia construtiva dos inversores fotovoltaicos

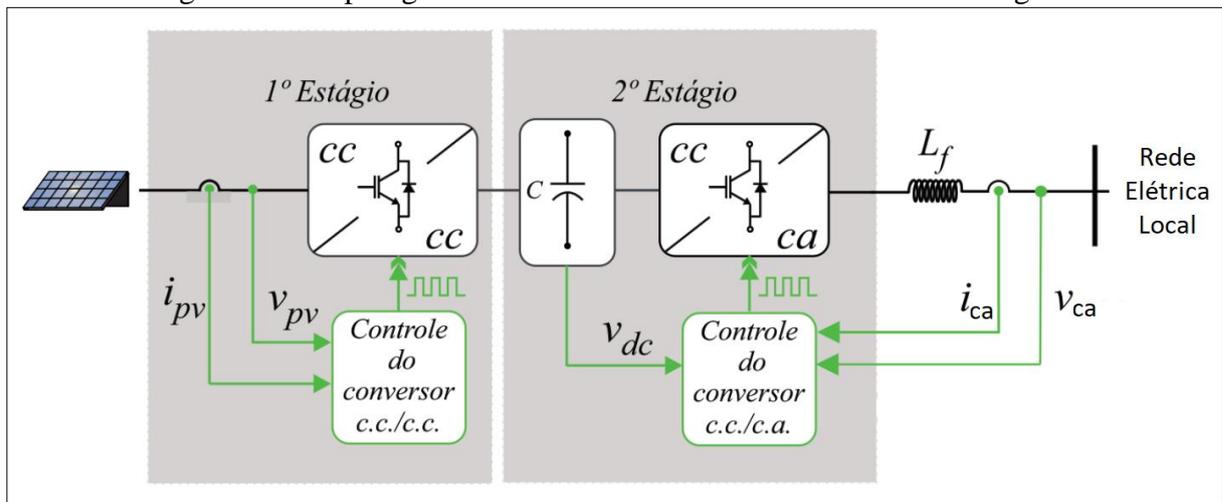
Existem diversas topologias construtivas de inversores fotovoltaicos disponíveis no mercado. A topologia mais largamente utilizada no mercado e, também, utilizada nos sistemas *on grid* é a de *Voltage Source Converter - VSC* ou, em tradução literal, Conversor Fonte de Tensão. Os inversores fotovoltaicos tipo VSC são os compostos por dois estágios de conversão: estágio CC-CC e estágio CC-CA (JESUS, 2017).

No primeiro estágio de conversão, há um conversor CC-CC, usado principalmente no controle da tensão e rastreamento do ponto de máxima potência da geração. Neste estágio, faz-se o controle da tensão das *strings* de módulos conectadas ao equipamento, o que permite o ajuste da corrente de saída dos mesmos e possibilita o controle da potência ativa fornecida pelos módulos fotovoltaicos.

O segundo estágio de conversão apresenta um conversor CC-CA, sendo este responsável pela conversão de tensão e corrente contínuas em tensão e corrente alternadas. Na saída deste estágio a tensão do inversor apresenta forma senoidal, com amplitude e frequência similares a amplitude e frequência da rede elétrica local, entregue pela concessionária de energia.

Por fim, estes inversores apresentam filtros passivos após o segundo estágio de conversão, visto que apresentam formação de harmônicas. Estes filtros tem o objetivo de filtrar e minimizar as harmônicas de frequência injetadas na rede elétrica da concessionária. Os filtros mais comumente utilizados são os filtros tipo L (filtro indutivo) e tipo LCL (filtro indutivo-capacitivo-indutivo) (XAVIER, 2015).

Figura 40 – Topologia construtiva dos inversores VSC de dois estágios.



Fonte: adaptado de (JESUS, 2017).

4.3.3 Principais parâmetros de entrada e saída dos inversores

O *datasheet*, ou folha de dados, é o local adequado para o projetista procurar as informações referentes aos equipamentos empregados no projeto. Nestes documentos constam informações elétricas, mecânicas e construtivas do equipamento, bem como uma lista de funções ou recursos disponíveis para operação e segurança do mesmo. Assim sendo, compreender as informações constantes nos *datasheets* permite não somente um projeto tecnicamente bem feito, com melhor relação custo x benefício, mas, também, permite que a vida útil projetada para o equipamento seja alcançada.

Nos tópicos a seguir serão descritos os principais parâmetros de entrada e saída dos inversores fotovoltaicos, apresentando os valores mais comuns destas grandezas encontradas nos equipamentos comerciais.

4.3.3.1 Tensão de entrada CC

As entradas de corrente contínua do inversor fotovoltaico são os locais, no equipamento, onde os módulos fotovoltaicos se conectam, fornecendo tensão, corrente e potência elétrica ao mesmo. Estas entradas são operadas por algoritmos internos do inversor, que alteram a tensão e corrente contínuas, ajustando a potência entregue pelos módulos fotovoltaicos.

O *range* ou faixa útil de tensão na entrada de corrente contínua do equipamento corresponde à faixa de tensão que o mesmo consegue operar, de forma a maximizar a produção de energia dos módulos fotovoltaicos (VILLALVA, 2015). Nos microinversores, este *range* fica na ordem de 20 Vcc a 110 Vcc por entrada, enquanto que, nos inversores *string*, são encontradas versões de 150 Vcc a 1500 Vcc por entrada.

A tensão máxima suportada pelos inversores, por outro lado, corresponde a tensão máxima que pode ser conectada nos terminais do equipamento sem que os componentes internos do mesmo venham a ser danificados. Portanto, deve-se dar especial atenção a este parâmetro durante o projeto do sistema, levando em conta a tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos e o histórico anual de variação de temperatura ambiente no local de instalação do sistema. Este histórico é importante, uma vez que temperaturas mais amenas tem a propriedade de elevar a tensão de saída dos módulos fotovoltaicos e, por conseguinte, elevar a tensão em corrente contínua presente nas entradas dos inversores. Nos microinversores, as tensões CC máximas suportadas ficam em torno de 60 Vcc ou 120 Vcc, enquanto que nos inversores *string*, há modelos com 600 Vcc, nos modelos monofásicos, e 1100 Vcc ou 1500 Vcc, nos modelos trifásicos.

Existe ainda o parâmetro de tensão mínima de entrada do inversor. Este parâmetro descreve o valor mínimo de tensão que o inversor deve receber em seus terminais de entrada CC para, então, dar partida na geração de energia do sistema. Desta forma, se a tensão mínima de entrada do inversor não for atendida, seja por falta de irradiação solar (período noturno) ou por insuficiência de módulos em série conectados ao equipamento, o inversor permanecerá inativo, em *stand-by*. Nos microinversores, este valor mínimo de tensão de entrada gira em torno dos 15 Vcc a 50 Vcc, e nos inversores *string*, os valores se situam entre 100 Vcc a 200 Vcc.

4.3.3.2 Potência de entrada CC

Esta informação é encontrada somente em alguns *datasheets* de inversores e corresponde à potência máxima de entrada CC recomendada para o inversor. Outros *datasheets*, no entanto, não colocam esta informação, visto que os parâmetros de corrente máxima CC e tensão máxima CC de entrada já, indiretamente, impõem uma restrição à potência máxima CC de entrada. O ponto mais significativo para compreender este parâmetro é entender que o inversor fotovoltaico possui restrição na corrente máxima de saída do lado CA. Desta forma, tem-se uma potência CA máxima de saída finita e definida, de forma que a potência CC na

entrada do equipamento deve ser compatível com o limite de potência CA máximo na saída do inversor. Quando este valor de potência não é adequado, isto é, quando há um excesso de potência CC de entrada, o inversor faz um corte na geração de potência ativa dos módulos, ação que é conhecida como *clipping*, descartando a potência gerada em excesso.

A relação que descreve a proporção de potência de entrada CC com a potência de saída CA do inversor é o parâmetro conhecido como *oversizing* ou relação cc/ca ($R_{cc/ca}$). Essa relação é escolhida com base na relação custo x benefício do sistema, que envolve análise de retorno financeiro, perdas na geração por temperatura, inclinação, orientação e análise da potência real de operação dos módulos fotovoltaicos, com base na irradiação solar média da localidade de instalação dos mesmos. No Brasil, a relação CC/CA mais aplicada situa-se entre 1,3 e 1,4, isto é, considerando uma potência ativa de entrada CC entre 30 e 40% acima da potência ativa de saída CA.

É importante reforçar que o projetista do sistema, com base na análise das informações de projeto, deve escolher a melhor relação $R_{cc/ca}$ para o projeto em específico, levando em conta que, quando não bem analisado, um valor inadequado para este parâmetro pode encarecer o projeto, aumentar *payback* e gerar perdas desnecessárias na geração de energia.

4.3.3.3 Número máximo de strings e corrente de entrada CC

Strings são definidas como cadeias (conjuntos) de módulos fotovoltaicos ligados em série (VILLALVA, 2015). As *strings* são conectadas diretamente nas entradas dos inversores fotovoltaicos, podendo ser controladas de forma individual e independente ou em conjunto com outras *strings* de módulos. Cada inversor possui uma quantidade definida de *strings* por entradas CC do equipamento, sendo que esta quantidade está ligada ao número de terminais de entrada disponíveis no equipamento e à corrente CC máxima admissível por entrada.

Com relação à corrente CC destes equipamentos, os *datasheets* normalmente especificam dois parâmetros: a corrente CC máxima de operação do inversor (I_{mp}) e a corrente CC máxima admissível de curto-circuito na entrada do equipamento (I_{sc}). No primeiro caso, têm-se a indicação da corrente nominal que o inversor trabalha quando se encontra em operação contínua, em máxima potência. O segundo parâmetro, por outro lado, corresponde à corrente CC máxima admissível na entrada de corrente contínua do equipamento. O I_{sc} é um dos principais parâmetros de restrição utilizados pelos projetistas no projeto dos sistemas fotovoltaicos, visto que, em dias com irradiação solar anormalmente alta, pode-se ter a geração

de sobrecorrentes que podem extrapolar a corrente máxima admissível de entrada no inversor, podendo danificar os equipamentos.

Os microinversores disponíveis no mercado possuem versões que operam com módulos individuais e independentes ou versões que operam com quatro *strings* independentes de dois módulos cada. Nos inversores *strings*, por outro lado, há equipamentos que operam com *strings* únicas e equipamentos que operam com múltiplas *strings* por entrada. Cabe ao projetista avaliar as características da edificação e a corrente dos módulos fotovoltaicos a serem empregados no projeto para, então, escolher o equipamento com o número de *strings* mais adequado.

4.3.3.4 Tensão e corrente de saída CA

Para ocorrer a transferência de potência gerada nos módulos fotovoltaicos para as cargas elétricas ou para a rede da concessionária de energia, a saída CA do inversor fotovoltaico deve possuir tensão alternada com amplitude e frequência compatíveis com a rede de energia da concessionária, possibilitando perfeito sincronismo com a mesma. Para assegurar esta funcionalidade, algoritmos internos do equipamento garantem sincronismo constante, possibilitando a entrega de potência elétrica. Se, para o correto sincronismo, a tensão e a frequência são definidos pela rede elétrica, o parâmetro variável do inversor é a corrente de saída CA e o ângulo de defasagem da corrente, ambos variando em função da irradiação solar instantânea incidente sobre os módulos e em função da natureza e objetivo da instalação.

4.3.3.5 Distorção Harmônica Total (THD)

Devido à topologia de conversão CC/CA dos inversores fotovoltaicos, estes equipamentos naturalmente distorcem e injetam harmônicas na rede da edificação. Estas harmônicas, no entanto, na maioria dos inversores disponíveis comercialmente, ficam restritas a um percentual de distorção harmônica total (THD) inferior a 3%. Este percentual é pequeno e não representa maiores riscos ou possibilidade de multa ao detentor da unidade consumidora possuidora do sistema solar.

Se houver a presença de transformadores de potência na planta fotovoltaica, as harmônicas injetadas elevam as perdas por efeito Joule e, também, aumentam o efeito pelicular nos enrolamentos, o que diminui a vida útil dos transformadores (MERLIN, 2020). No entanto, visto que a THD dos sistemas fotovoltaicos é baixa e, ainda, visto que estes sistemas são

projetados para apresentarem uma vida útil não superior a 25 anos, na maioria dos projetos de pequeno e médio portes costuma-se ignorar o efeito das harmônicas nos transformadores. Desta forma, nestas plantas costumam-se empregar transformadores de potência com potência ativa nominal igual à potência ativa nominal total dos inversores do sistema.

No caso de projetos de grande porte, faz-se uma análise do impacto das harmônicas do sistema na vida útil do transformador a ser utilizado. Se, após a análise, houver garantia de que o transformador consiga operar por 25 anos, não se toma nenhuma providência. Se, no entanto, a vida útil do transformador for muito diminuída, a solução utilizada é a de empregar transformadores com fator $K > 1$, sendo este fator o parâmetro que traduz a capacidade do transformador de suportar conteúdo harmônico em sua corrente de carga, sem que exceda a temperatura máxima de operação em regime contínuo (WOLLZ, 2021). Alternativamente, pode-se empregar transformadores com potência ativa nominal superior a potência ativa total dos inversores do sistema fotovoltaico. O fator chave nesta análise é, portanto, que o transformador consiga suportar a vida útil projetada para o sistema fotovoltaico proposto.

4.3.4 Recursos e funções presentes nos inversores *on grid*

Diferente dos inversores *off grid*, ou desconectados da rede elétrica, os inversores *on grid* possuem uma série de recursos e funções específicas, que garantem eficiência na geração de energia e proteção ao equipamento e à rede elétrica da edificação. Nos tópicos a seguir serão descritos, de forma mais geral, os recursos mais comuns presentes nos inversores fotovoltaicos comerciais.

4.3.4.1 Resistência a intempéries externas

Como todo equipamento eletrônico, os inversores fotovoltaicos também são projetados para operar em determinadas condições de temperatura, umidade ou pressão atmosférica. No mercado, existe uma infinidade de modelos de inversores solares, com as mais diversas condições de operação. No entanto, de forma geral, pode-se afirmar que os microinversores suportam condições de operação mais extremas que os inversores *string*.

A maioria dos microinversores suportam operar em temperaturas que variam de -40 °C a $+65\text{ °C}$, sob convecção natural. Possuem, também, grau de proteção IP 67, que os protegem totalmente contra entrada de poeira e imersão de até 30 minutos em água, com profundidade

máxima de 1 metro. Os inversores *string*, por sua vez, são menos robustos, em geral operando em temperaturas que variam de $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ perdendo, no entanto, potência de operação em temperaturas acima de $45\text{ }^{\circ}\text{C}$. Com relação à dissipação de calor, existem modelos com convecção natural e com convecção forçada, por meio de ventoinhas. Além disso, normalmente possuem grau de proteção IP inferior a IP 66, o que os torna mais suscetíveis à água que os microinversores.

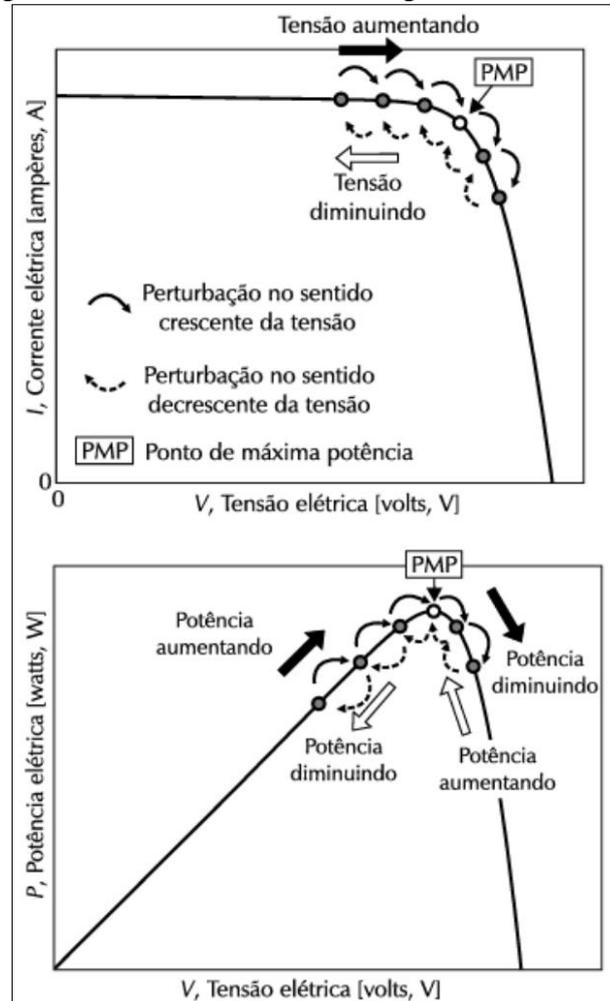
Uma coisa, no entanto, é unânime: para evitar a diminuição da vida útil dos inversores fotovoltaicos, estes não devem trabalhar expostos diretamente ao Sol, devendo ser instalados em locais arejados que permitam a convecção natural. Adicionalmente, no caso dos inversores *string*, estes equipamentos devem ficar abrigados da chuva, visto que são mais suscetíveis à umidade que os microinversores.

4.3.4.2 Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT)

O rastreamento do ponto de máxima potência – MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*) é uma função extremamente importante presente nos inversores fotovoltaicos. Ela é responsável por ajustar o ponto de operação (tensão e corrente) dos módulos fotovoltaicos, permitindo a busca pela máxima potência instantânea de geração do sistema, maximizando a produção de energia do conjunto e, conseqüentemente, aumentando o rendimento total do sistema fotovoltaico (VILLALVA, 2015).

Alguns inversores comerciais possuem o algoritmo do MPPT baseado no método de perturbação e observação (VILLALVA, 2015). Neste método, o inversor fotovoltaico impõe pequenas alterações sucessivas nos valores de tensão das *strings* fotovoltaicas, o que induz variações na corrente das *strings* e, conseqüentemente, se traduz em aumento ou diminuição da potência elétrica fornecida pelas mesmas. Desta forma, por meio destas variações sucessivas na potência ativa das *strings*, o inversor consegue identificar o ponto de máxima potência de geração para os parâmetros de irradiação e temperatura instantâneos. Este procedimento é feito de forma cíclica e frequente, o que garante o rastreamento do ponto de máxima potência (PMP) de geração de um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados ao inversor.

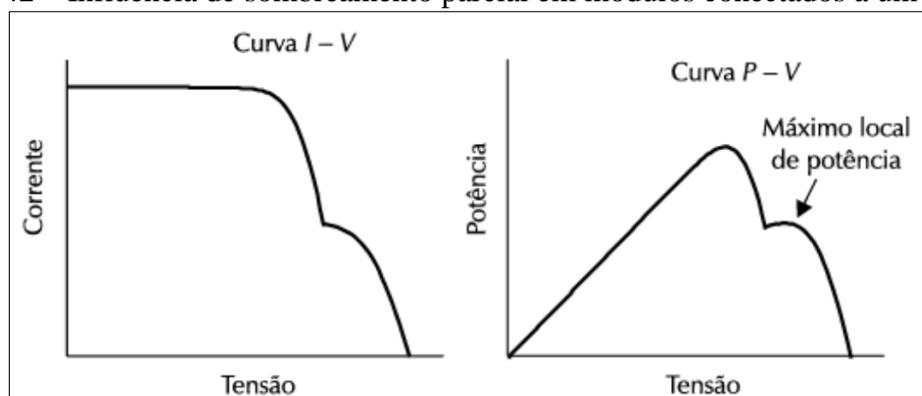
Figura 41 – Funcionamento do algoritmo de MPPT.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

Há, no entanto, casos em que o algoritmo de MPPT identifica um “falso” máximo ponto de potência do arranjo. Estes casos ocorrem quando há sombreamentos parciais em alguns módulos fotovoltaicos conectados às *strings* ligadas ao mesmo MPPT (VILLALVA, 2015). Nestas situações, as curvas $I \times V$ e $P \times V$ das *strings* fotovoltaicas podem apresentar máximos locais que diferem do valor de máxima potência global, de forma que o algoritmo de MPPT pode, erroneamente, identificar um destes máximos locais como sendo o ponto de máxima potência global do arranjo.

Figura 42 – Influência de sombreamento parcial em módulos conectados a um MPPT.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

4.3.4.3 Chave seccionadora de corrente contínua

Em boa parte dos inversores *string on grid*, disponíveis no mercado, há a presença de chaves seccionadoras manuais de corrente contínua na parte externa do equipamento. Estas chaves fazem a desconexão dos módulos fotovoltaicos do circuito interno do inversor solar (VILLALVA, 2015). Esta desconexão é uma medida adicional de segurança que, em caso de urgência ou manutenção, permite a desconexão rápida do sistema e a interrupção da tensão e corrente provenientes dos módulos fotovoltaicos.

4.3.4.4 Proteção contra fuga de corrente

Os inversores em geral são equipados com um sistema eletrônico que monitora a fuga de corrente para a terra, com o emprego de um medidor de corrente contínua residual instalado na entrada CC do equipamento, onde se conectam-se as *strings* fotovoltaicas (VILLALVA, 2015). Existem, no entanto, modelos comerciais que detectam essa fuga de corrente também no lado CA (SOLIS, 2022). Desta forma, caso ocorra fuga de corrente do sistema em direção à terra, o equipamento interrompe a geração de energia e se desconecta da rede, entrando em modo de proteção.

Cabe ressaltar que essa fuga de corrente pode ser devido a diversos fatores, mas, principalmente, devido ao aumento da umidade do ambiente (dias chuvosos ou manhãs úmidas) e à falha no isolamento do circuito, devido ao rompimento da isolação dos condutores, conectores mal encaixados, aterramento inadequado, falta de vedação dos componentes e instalação em local incorretos (SOLIS, 2022).

4.3.4.5 *Anti-ilhamento e reconexão automática*

Uma função comum a todos os inversores fotovoltaicos *on grid* é a detecção de ilhamento e a função de proteção de anti-ilhamento. Esta função consta no Módulo 3 do Prodist, sendo um dos requisitos mínimos exigidos no ponto de conexão da microgeração e minigeração distribuídas (PRODIST, 2021).

O ilhamento consiste na situação em que, por algum motivo adverso, a alimentação de energia proveniente da concessionária de distribuição é interrompida. Neste caso, se o inversor não for desconectado da rede, o sistema fotovoltaico passa a alimentar sozinho as cargas locais, energizando de forma indevida a rede elétrica da concessionária à qual se encontra conectado (VILLALVA, 2015). Esta situação representa um risco tanto para os usuários locais, quanto para os funcionários da concessionária que, porventura, possam estar fazendo manutenção na rede local. Outro problema que pode ser causado pelo ilhamento ocorre no retorno do fornecimento de energia por parte da concessionária, podendo ocorrer uma falta de sincronismo entre a tensão fornecida pelo inversor e a tensão da rede da concessionária. Desta forma, por medida de segurança, exige-se que todos os inversores *on grid* conectados à rede elétrica tenham a proteção de anti-ilhamento, função que desconecta o inversor da rede no momento em que há detecção da interrupção do fornecimento de energia por parte da concessionária local.

A função de reconexão automática, por outro lado, consiste no sentido inverso ao do ilhamento. Ou seja, no caso de o fornecimento de energia por parte da concessionária ser reestabelecido, o inversor ativa um temporizador interno que verifica se o fornecimento se manteve ininterrupto por, pelo menos, 180 segundos. Após este período, o inversor sincroniza a tensão de saída CA e se conecta novamente à rede, permitindo que a geração de energia volte a ocorrer de forma contínua e habitual.

4.3.4.6 *Transformador de isolamento*

Alguns inversores fotovoltaicos no mercado podem, adicionalmente, possuir transformador de isolamento em sua topologia construtiva. A presença deste transformador diminui a eficiência do inversor mas, em contrapartida, oferece isolamento entre o lado CC e o lado CA do equipamento. Como resultado da adição do transformador, há uma segurança contra a circulação de correntes de fuga entre os módulos e a rede elétrica CA, bem como, segurança

adicional contra falhas no equipamento, curtos-circuitos ou ocorrência de transitórios da rede elétrica CA (VILLALVA, 2015).

Os transformadores de isolação presentes nos inversores fotovoltaicos são os transformadores de alta frequência (HF). Estes transformadores ficam localizados internamente no inversor, após o conversor CC-CC e antes do conversor CC-CA, sendo compactos e leves, porém menos eficientes. Uma alternativa que apresenta melhor eficiência é a de utilizar transformadores de baixa frequência junto aos inversores. Estes transformadores são independentes, sendo, em geral, mais eficientes que os de alta frequência, porém também mais volumosos e pesados.

4.3.4.7 Funções de proteção adicionais

Para que o sistema fotovoltaico possa ser conectado à rede elétrica este deve, antes, ser homologado junto à concessionária de energia local. Este processo de homologação é feito por meio de uma solicitação de acesso, onde o projetista fornece à concessionária de energia uma série de informações técnicas do sistema, tais como: projeto elétrico, número do registro dos equipamentos no Inmetro, certificados de conformidade, Anotação de Responsabilidade Técnica - ART, relação das unidades consumidoras para alocação dos créditos excedentes no sistema de compensação de energia, entre outros.

Estes requisitos são definidos pela ANEEL, conforme Módulo 3 do PRODIST. Entre os requisitos necessários, constam a necessidade de uma série de proteções no ponto de conexão para microgeração ou minigeração distribuídas. O Quadro 2, retirado do Módulo 3 do PRODIST, relaciona estes requisitos de acordo com a potência instalada do sistema. Cabe salientar, também, que as proteções devem ser ajustadas de acordo com os critérios de atuação estabelecidos pela distribuidora de energia local (PRODIST, 2021).

Quadro 2 – Requisitos mínimos em função da potência instalada.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de Medição Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Fonte: (PRODIST, 2021).

Ainda segundo o Módulo 3 do PRODIST, os sistemas que se conectam à rede por meio de inversores podem ter as proteções relacionadas diretamente nos equipamentos. Este caso se enquadra nos sistemas fotovoltaicos, de forma que a maioria dos inversores fotovoltaicos disponíveis no mercado já apresentam algumas destas proteções integradas, tais como: proteção contra sub e sobretensão, proteção contra sub e sobrefrequência e, em alguns modelos, proteções contra sobrecorrentes na saída CA. Existem, também, inversores que apresentam internamente dispositivos de proteção contra surto (DPS), tanto na entrada CC, quanto na saída CA, bem como alguns que possuem funções que minimizam a injeção de corrente contínua na rede elétrica.

Quanto ao fator de potência, atualmente os microinversores comerciais operam com fator de potência $> 0,99$, isto é, aproximadamente unitário. Os inversores *strings* e centrais, especialmente os de maior potência, por outro lado, apresentam uma margem de ajuste do fator de potência, permitindo, quando necessário, a injeção de potência reativa no sistema da edificação. Os inversores que apresentam esta função conseguem trabalhar, em geral, com valores de $0,8$ capacitivo $< FP < 0,8$ indutivo, auxiliando no aumento do fator de potência da instalação. Contudo, é importante ressaltar que o inversor fotovoltaico é projetado para fornecer uma potência aparente máxima. Sendo assim, quando este é usado para fornecer potência reativa ao sistema, ele automaticamente diminui a injeção de potência ativa na rede. Por este motivo, os inversores fotovoltaicos não substituem os bancos de capacitores que fazem o controle de potência reativa e do fator de potência da instalação (VILLALVA, 2015).

4.4 CONCLUSÃO

Este capítulo abordou a tecnologia empregada e os principais componentes presentes nos sistemas solares fotovoltaicos *on grid*.

Foram apresentados os tipos existentes de sistemas solares fotovoltaicos, as tecnologias atualmente empregadas, os parâmetros de entrada e de saída e as principais funções e recursos presentes nos módulos fotovoltaicos e nos inversores solares.

A justificativa para a apresentação deste capítulo é a de permitir uma melhor compreensão das características que determinam a escolha dos componentes mais adequados aos projetos de sistemas *on grid*. A adequada escolha dos componentes contribui para a melhora da eficiência de geração de energia, para a diminuição dos custos de operação e manutenção do sistema e para o alcance da vida útil projetada para a planta.

5 ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para exemplificar a aplicação dos conceitos relativos aos sistemas solares fotovoltaicos, abordados anteriormente, será realizado um estudo de caso de um sistema de microgeração distribuída.

Neste estudo, será feita uma análise da viabilidade técnica e econômica de um sistema a ser proposto para uma edificação real, abordando os critérios observados na escolha do sistema, a análise da infraestrutura elétrica existente na edificação, o custo necessário de investimento e o tempo médio previsto de retorno financeiro para o caso analisado.

5.1 DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA

A edificação para a qual o sistema solar fotovoltaico será proposto é a sede administrativa do Sindicato dos Arrumadores Portuários em Capatazia de São Francisco do Sul, Araquari e Itapoá - SINDACAP. Esta edificação está localizada na Rua Marechal Deodoro, 114, Centro, no município de São Francisco do Sul, Santa Catarina, Brasil. A edificação possui dois pavimentos em alvenaria, apresentando cobertura em fibrocimento sustentada por estrutura de caibros e terças mistas, parte em madeira e parte em metal.

5.2 ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA

A análise técnica do sistema de microgeração de energia fotovoltaica consiste na determinação da estimativa inicial da potência necessária de geração do sistema fotovoltaico. Após esta determinação, deve-se proceder com uma visita técnica no local pretendido da instalação do sistema para averiguar características técnicas e construtivas do imóvel, tais como sombreamento, estrutura da cobertura, instalação elétrica existente e locais disponíveis para alocação dos equipamentos. Com base nestas informações, deve-se determinar a característica mais adequada dos equipamentos a serem instalados e, ainda, com o auxílio de *softwares* disponíveis no mercado, faz-se a estimativa de geração anual de energia do sistema do sistema solar utilizando, preferencialmente, a modelagem 3D da edificação e dos obstáculos no entorno da mesma.

5.2.1 Análise preliminar das faturas de energia elétrica e histórico de consumo

A primeira etapa da análise de viabilidade técnica de um sistema fotovoltaico consiste na avaliação das faturas de energia elétrica do cliente, levantando o padrão de consumo do mesmo. Esta análise se dá com o levantamento e posterior análise do histórico de consumo das unidades consumidoras pertencentes ao cliente.

Após solicitação, o SINDACAP prontamente encaminhou as faturas de energia elétrica de seus prédios. Ao total, foram enviadas quatro conjuntos de faturas de energia elétrica, sendo cada fatura referente a uma unidade consumidora. Essas quatro unidades consumidoras são de propriedade da SINDACAP.

Na análise inicial das faturas de energia elétrica recebidas, foram identificadas as informações mostradas no Quadro 3.

Quadro 3 – Informações iniciais - faturas de energia elétrica.

UC	Grupo	Ligação	Tensão	Titularidade
233870	B	Trifásico	380/220 V	SINDACAP
233889	B	Trifásico	380/220 V	SINDACAP
51160738	B	Trifásico	380/220 V	Terceiro
24806138	B	Trifásico	380/220 V	Terceiro

Fonte: O autor.

Nas informações iniciais levantadas, presentes no quadro, vê-se que todas as UCs são do Grupo B e de ligação trifásica. Estas informações são importantes porque tem impacto direto no cálculo de viabilidade técnica. A informação de tensão é importante porque determina a escolha da tensão de saída do inversor fotovoltaico conectado ao sistema de distribuição da concessionária de energia elétrica do local. São, portanto, informações que irão compor as próximas etapas do projeto.

Na questão da titularidade das UCs, foram identificados que duas UCs constavam como titularidade da SINDACAP (pessoa jurídica) e outras duas constavam em titularidade de um terceiro (pessoa física). Neste ponto, houve a necessidade de informar ao SINDACAP de que as duas unidades consumidoras que estavam no nome de um terceiro deveriam ser transferidas à SINDACAP, sendo este um requisito necessário para que todas as unidades consumidoras pudessem participar do sistema de compensação de energia elétrica, regulada pela ANEEL.

Ao fim desta análise, o histórico de consumo levantado nas quatro faturas de energia elétrica do cliente é apresentado no Quadro 4.

Quadro 4 – Histórico de consumo das unidades consumidoras da SINDACAP.

Consumo Mensal de Energia					
Unidade Consumidora	UC 233870	UC 233889	UC 51160738	UC 24806138	
Mês	Janeiro	1310 kWh	150 kWh	157 kWh	1140 kWh
	Fevereiro	1820 kWh	150 kWh	143 kWh	1180 kWh
	Março	2520 kWh	150 kWh	164 kWh	1410 kWh
	Abril	2000 kWh	173 kWh	144 kWh	1150 kWh
	Maio	1340 kWh	152 kWh	162 kWh	1077 kWh
	Junho	990 kWh	128 kWh	202 kWh	1264 kWh
	Julho	1020 kWh	138 kWh	216 kWh	1299 kWh
	Agosto	1150 kWh	158 kWh	184 kWh	1190 kWh
	Setembro	1150 kWh	159 kWh	168 kWh	1252 kWh
	Outubro	1210 kWh	150 kWh	155 kWh	1252 kWh
	Novembro	1790 kWh	150 kWh	189 kWh	1430 kWh
Dezembro	3620 kWh	150 kWh	205 kWh	1700 kWh	
Consumo Total Anual por UC	19920 kWh	1808 kWh	2089 kWh	15344 kWh	

Fonte: O autor.

5.2.2 Custo de disponibilidade

O custo de disponibilidade de uma unidade consumidora é definido no Art. 98 da Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 como sendo o valor mínimo que a concessionária de energia cobra mensalmente das unidades consumidoras pertencentes ao Grupo B. Este custo assegura o fornecimento e disponibilidade ininterrupta de energia elétrica, por parte da concessionária, às edificações que estão dentro de sua área de concessão. Em outras palavras, do ponto de vista da unidade consumidora, o custo de disponibilidade é equivalente a uma taxa mínima de energia (SOLARPRIME, 2021) cobrada pela concessionária ao consumidor, independente do consumo mensal de energia demandado pela UC.

Segundo a ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2010), o custo de disponibilidade é a conversão, em moeda corrente, de um determinado valor fixo em kWh. No Quadro 5 são apresentados os valores do custo de disponibilidade para as unidades consumidoras do grupo B.

Quadro 5 – Custo de Disponibilidade.

Custo de disponibilidade	Descrição
30 kWh	Se monofásico ou bifásico a dois (2) condutores
50 kWh	Se bifásico a 3 condutores
100 kWh	Se trifásico

Fonte: O autor.

Dado que o custo de disponibilidade é cobrado mensalmente da UC, independente do seu consumo, este valor não pode ser compensado pelo sistema fotovoltaico conectado à edificação. Desta forma, deve-se subtrair do histórico de consumo das unidades consumidoras este custo de disponibilidade, resultando os dados mostrados na Tabela 1. A Tabela 2 mostra o consumo médio de energia mensal e o consumo médio de energia acumulado no ano.

Tabela 1 – Histórico de consumo das UCs sem o custo de disponibilidade.

Mês	Consumo Total Mensal (4 UCs)
Janeiro	2357 kWh
Fevereiro	2893 kWh
Março	3844 kWh
Abril	3067 kWh
Maio	2331 kWh
Junho	2184 kWh
Julho	2273 kWh
Agosto	2282 kWh
Setembro	2329 kWh
Outubro	2367 kWh
Novembro	3159 kWh
Dezembro	5275 kWh
Consumo Total Anual	34361 kWh

Fonte: O autor.

Conforme a Tabela 2, o consumo médio mensal das quatro unidades consumidoras juntas é de 2864 kWh. Esta é a energia mensal que o sistema fotovoltaico deve suprir.

Tabela 2 – Consumo anual e mensal compensável.

Consumo Anual	Consumo Médio Mensal
34361 kWh	2864 kWh

Fonte: O autor..

5.2.3 Dimensionamento teórico da potência do sistema fotovoltaico

A potência que o sistema fotovoltaico deve possuir pode ser estimado conforme (6) (JÚNIOR, 2020):

$$P_{FV} = \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOT} \cdot 30 \cdot TD} \quad (6)$$

Onde:

P_{FV} = Potência de pico do sistema fotovoltaico

E = Energia Gerada em kWh/mês

G_{STC} = 1000 W/m², Irradiância nas Condições Padrão de Teste (STC)

H_{TOT} = Irradiação Global Horizontal no local, em kWh/m² por dia

TD = Taxa de desempenho do sistema fotovoltaico (0,75 < TD < 0,85)

A Irradiação Global Horizontal (GHI) no local onde o sistema solar será instalado é de 4,056 kWh/m² por dia (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2022).

Para o valor da taxa de desempenho, foi escolhido TD = 0,8. Este valor se mostra adequado desde que o local da instalação seja escolhido de forma a não apresentar sombreamento e, ainda, seja um local com inclinação adequada e ventilação natural. Além disso, por ser uma estimativa inicial, sabe-se que este valor ainda será validado por *software*.

Aplicando em (6) os parâmetros do projeto temos:

$$P_{FV} = \frac{2864 \text{ kWh} \cdot 1000 \text{ W/m}^2}{4,056 \text{ kWh/m}^2 \cdot 30 \cdot 0,8} = 29,42 \text{ kWp} \quad (7)$$

Portanto, como estimativa inicial da potência de pico do sistema fotovoltaico, será adotado o valor de 30 kWp.

A prova real da estimativa de geração de um sistema fotovoltaico com a potência de pico escolhida pode ser obtida isolando-se a variável E em (6), conforme (8):

$$E = \frac{P_{FV} \cdot H_{TOT} \cdot 30}{G_{STC}} \cdot TD \quad (8)$$

Aplicando os parâmetros do projeto, obtém-se o valor mostrado em (9):

$$E = \frac{30 \text{ kWp} \cdot 4,056 \text{ kWh/m}^2 \cdot 30}{1000 \text{ W/m}^2} \cdot 0,8 = 2920,32 \text{ kWh/mês} \quad (9)$$

O valor médio de 2920 kWh/mês corresponde a 102% da geração mínima necessária para a edificação. Ou seja, fica assegurado que esta potência de pico do sistema fotovoltaico consegue, de forma teórica, suprir a energia consumida.

Se for considerado um módulo fotovoltaico padrão com dimensões de 2,18 x 1,10 m, com potência de pico de 510 Wp por módulo fotovoltaico, conclui-se que serão necessários 59 módulos fotovoltaicos, o que corresponde a uma área mínima disponível de aproximadamente 142 m² na edificação.

5.2.4 Visita técnica presencial

Após a determinação inicial da área mínima necessária para a alocação dos módulos fotovoltaicos, fez-se necessário realizar uma visita técnica para avaliar a edificação que pretende receber o sistema fotovoltaico. Nesta avaliação, foram observados pontos referentes a localização da edificação, área efetiva da cobertura, focos de sombreamento, estrutura de suporte do telhado e instalação elétrica existente. Nos tópicos seguintes estes itens serão abordados de forma detalhada.

5.2.4.1 Localização

Com auxílio do *software Google Earth* é possível localizar a sede da SINDACAP nas coordenadas geográficas 26°14'35.32"S e 48°38'7.53"O. A sede, mostrada na Figura 44, é um prédio de dois pavimentos, apresentando uma cobertura com duas “águas” dispostas nas direções leste/oeste, com um desvio à oeste no eixo da edificação, com relação ao Norte Geográfico, de 26°.

Em uma análise mais minuciosa desta imagem, verifica-se que a cobertura do imóvel apresenta uma área de aproximadamente 370 m², o que permite a alocação dos módulos. No entanto, nota-se a presença de uma estrutura na forma de cubículo que se projeta acima da cobertura e, ainda, a presença de árvores no lado oeste da edificação. Estes últimos dois itens reforçaram a necessidade de avaliação presencial criteriosa da cobertura edificação, visto que ambos são causadores de sombreamento na cobertura.

Figura 43 – Localização da sede da SINDACAP.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2022).

Figura 44 – Fachada da sede da SINDACAP.



Fonte: O autor.

5.2.4.2 Cobertura

Em visita presencial, pôde-se inspecionar a cobertura da sede da SINDACAP, cobertura apresentada na Figura 45.

Na inspeção, foi verificada inicialmente a questão do sombreamento na cobertura. Foi identificado que existem outras estruturas que geram sombreamento no telhado, como a

presença de edificações próximas localizadas ao norte da SINDACAP e a presença de um morro com inclinação acentuada e muito acima da cobertura no lado oeste da edificação. Foi verificada, também, a presença de platibanda na “água” mais ao leste do telhado e um desnível na cobertura, que faz com que a metade anterior do telhado esteja instalada em um nível mais alto que a metade superior do telhado.

Figura 45 – Cobertura da sede da SINDACAP.



Fonte: O autor.

Com relação a estrutura da cobertura, foi verificado que ela é coberta por telha de fibrocimento com 8 mm de espessura. A estrutura de sustentação do telhado está em ótimas condições, com terças e caibros em parte metálicos e em parte de madeira.

5.2.4.3 *Instalação elétrica existente*

Na visita técnica, verificou-se inicialmente o quadro de distribuição geral da edificação, Figura 46. Foi observado que o disjuntor geral deste quadro é trifásico, padrão DIN, Curva C, com corrente nominal de 70 A. O quadro apresenta ainda barramento de neutro e barramento de terra, além de possuir espaço vago para inserção de novos disjuntores. A localização deste quadro é no centro da edificação, no primeiro pavimento, distante 10 m do local mais indicado para a instalação dos equipamentos fotovoltaicos (inversor e quadros CC e CA).

Figura 46 – Quadro Geral de Distribuição da SINDACAP.



Fonte: O autor.

O padrão de entrada da edificação, Figura 47, é trifásico e subterrâneo, estando de acordo com a norma *N-321-0001 - Fornecimento de energia elétrica em tensão secundária de distribuição* da CELESC, distribuidora de energia que atende a edificação. Ele apresenta disjuntor geral trifásico, padrão DIN, Curva C, com corrente nominal de 70 A e, também, DPS 275 V, Classe II em cada uma das três fases, além do condutor neutro estar aterrado com o aterramento de entrada.

Figura 47 – Padrão de entrada da seda da SINDACAP.



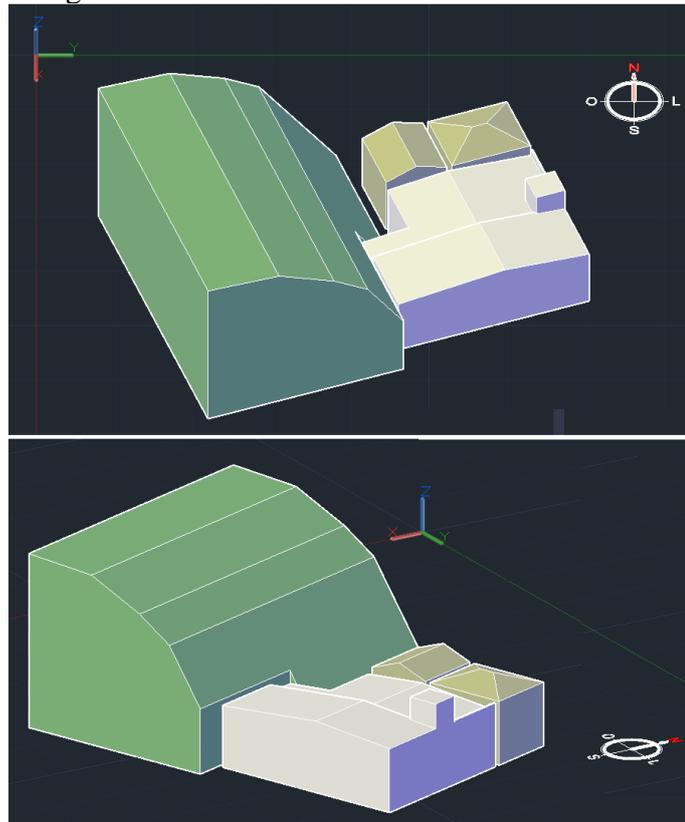
Fonte: O autor.

5.2.5 Modelagem 3D e análise de sombreamento da sede da SINDACAP

Devido às estruturas presentes na cobertura e no entorno da edificação fez-se necessário fazer um modelo 3D do prédio. Neste modelo, foram consideradas as estruturas da cobertura, edificações ao norte da sede da SINDACAP e, ainda, o morro no lado oeste da edificação. Com auxílio do modelo 3D, pode-se avaliar com precisão as áreas com sombreamento ao longo do dia e ao longo do ano, permitindo a identificação das áreas da cobertura com maior potencial de geração e, também, da identificação das áreas com maior taxa de sombreamento.

O modelo 3D foi feito com auxílio do *software Autocad* sendo, posteriormente, exportado para o *software PVsyst* que, por sua vez, permite a análise da projeção do sombreamento ao longo do dia para diferentes épocas do ano. O modelo 3D desenhado é apresentado na Figura 48.

Figura 48 – Modelo 3D da Sede da SINDACAP.



Fonte: O autor.

A análise de sombreamento do *software PVsyst* consiste no preenchimento da cobertura da edificação no modelo 3D com módulos fotovoltaicos e posterior projeção do movimento do Sol ao longo do dia, para uma determinada data do ano. Por padrão, a análise de sombreamento é feita considerando o movimento completo do Sol durante o dia em duas datas específicas do ano: o Solstício de Inverno e o Solstício de Verão. Apesar do *software PVsyst* fazer a projeção do movimento do Sol durante o dia com uma precisão de minuto a minuto, para fins de descrição neste trabalho, será descrito o sombreamento em quatro horários definidos para cada cenário.

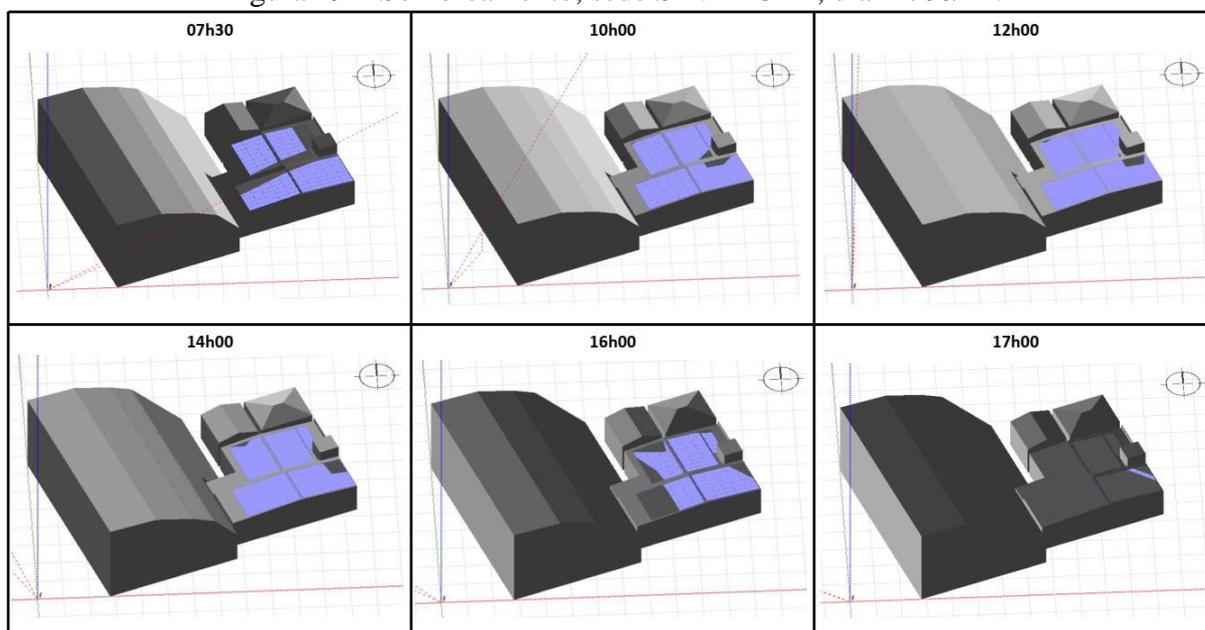
O Solstício de Inverno, no hemisfério Sul, é o dia com menor duração do ano. Neste dia, o Sol tem o menor ângulo de elevação do ano e, portanto, tem o maior comprimento da sombra para um objeto perpendicular à superfície da Terra. Devido ao menor comprimento do período diurno, o Solstício de Inverno é o dia do ano com menor potencial de geração solar dos módulos fotovoltaicos.

O Solstício de Verão no hemisfério Sul, por sua vez, é o dia com maior duração do ano. Neste dia, o Sol tem a maior elevação possível para uma localidade, o que gera a menor

sombra possível para um objeto perpendicular à superfície da Terra. De forma análoga, devido maior comprimento do período diurno, o Solstício de Verão é o dia do ano com maior potencial de geração solar dos módulos fotovoltaicos.

No dia 21 de junho de 2021, no Solstício de Inverno, foi verificado que em São Francisco do Sul o nascer e pôr do Sol se dão, respectivamente, às 7h01 e 17h31 (TÁBOA DE MARÉS, 2022). Fazendo uma análise de sombreamento da sede da SINDACAP para este dia, no início da manhã, às 7h30, nota-se uma sombra projetada que “corta” as “águas” leste e oeste da cobertura da edificação. Com o passar da manhã, esta sombra vai diminuindo de forma gradual e, ao meio dia, percebe-se que o sombreamento passa a se concentrar somente em um ponto, na parte inferior da “água” voltada ao leste. Por outro lado, ainda a partir de meio dia, observa-se o início do sombreamento na parte superior da cobertura devido às edificações anexas situadas ao norte e ao morro situado a oeste da sede. Este sombreamento vai aumentando e atinge a maior parte da cobertura às 16h30 e a sua totalidade às 17h10. Na Figura 49 é apresentado um resumo do sombreamento no Solstício de Inverno, na cobertura em questão, para horários definidos.

Figura 49 – Sombreamento, sede SINDACAP, dia 21/06/21.

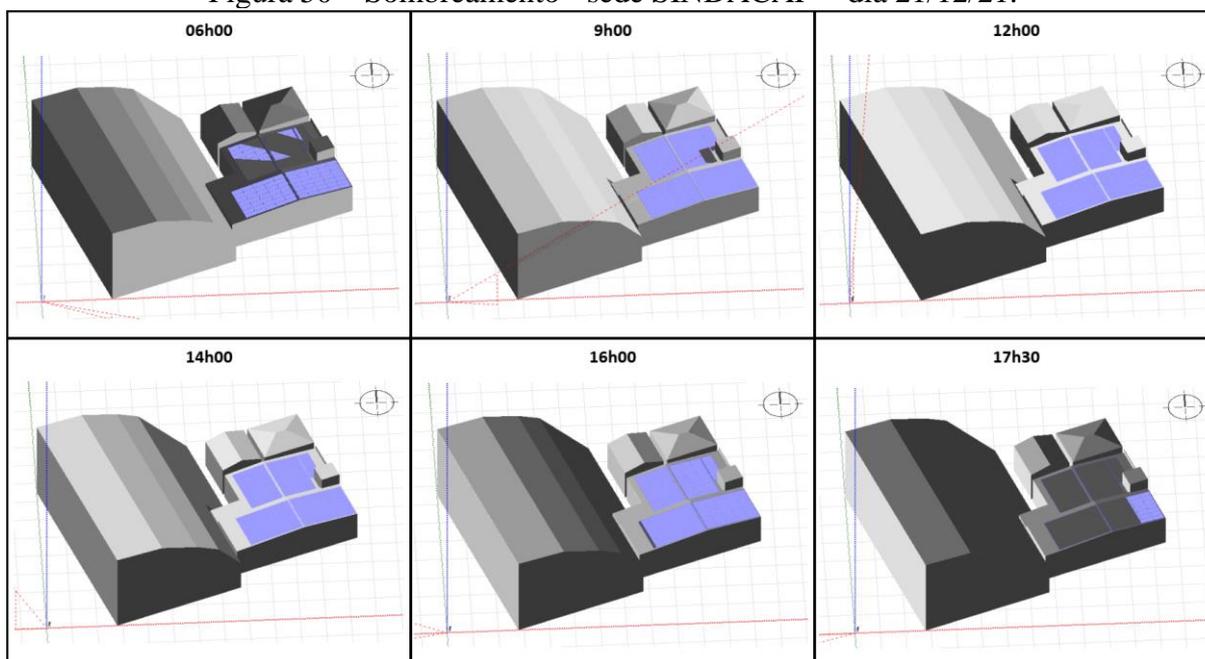


Fonte: (PVSYST, 2021).

De forma análoga, no dia 21 de dezembro de 2021, no Solstício de Verão, verifica-se que o nascer e pôr do Sol são, respectivamente, às 05h19 e 19h06 (TÁBOA DE MARÉS, 2022). Fazendo uma análise de sombreamento da edificação para este dia, no início da manhã, às 6h00,

há um sombreamento projetado que atinge a metade superior da cobertura da edificação. Com o passar da manhã a sombra vai diminuindo de forma gradual de modo que, ao meio dia, já não se nota nenhum foco de sombreamento. A partir das 16h00, no entanto, inicia-se um sombreamento devido ao morro situado a oeste da sede. Este sombreamento vai aumentando gradualmente e, às 17h39, toda a cobertura passa a estar totalmente sombreada. Na Figura 50 é apresentado um resumo do sombreamento no Solstício de Verão, na cobertura em questão, para horários definidos.

Figura 50 – Sombreamento - sede SINDACAP - dia 21/12/21.



Fonte: (PVSYST, 2021).

5.2.6 Simulação do sistema fotovoltaico via *software*

5.2.6.1 Escolha dos módulos e inversores fotovoltaicos

Para a correta estimativa de geração de energia do sistema solar fotovoltaico via *software PVsyst* é necessário, antes, escolher os inversores e módulos fotovoltaicos que deseje utilizar no projeto. Essa escolha deve ser feita com base na relação custo x benefício dos equipamentos, garantia de fábrica, assistência técnica disponível, tecnologia construtiva empregada, expectativa de vida útil do equipamento em comparação com a vida útil esperada

do sistema solar, curva de eficiência e confiabilidade do equipamento e, também, *know-how* do fabricante do mesmo.

Após uma pesquisa de preço no mercado e, também, levando em conta os parâmetros de escolha descritos anteriormente, escolheu-se o módulo fotovoltaico da Trina Solar, linha Vertex, modelo TSM-DE18M(II), de 510 Wp. Este módulo apresenta dimensões de 2187x1102x35 mm (2,41 m²), com eficiência de 21,2 %, sendo monocristalino e monofacial. Possui garantia contra defeitos de fábrica de 12 anos e garantia de desempenho, ao final dos 25 anos, de 84,8% da potência de pico inicial nas condições STC (TRINA SOLAR, 2022). Os parâmetros elétricos de saída deste módulo são apresentados no Quadro 6.

Quadro 6 – Parâmetros elétricos de saída do módulo fotovoltaico Vertex, modelo TSM-DE18M(II), fabricante Trina Solar.

DADOS ELÉTRICOS (STC)						
Potência de Pico - P _{MAX} (Wp)*	485	490	495	500	505	510
Tolerância de Potência - P _{MAX} (W)	0 ~ +5					
Tensão Máxima - V _{MPP} (V)	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0	43.2
Corrente Máxima - I _{MPP} (A)	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75	11.81
Tensão de Circuito Aberto - V _{OC} (V)	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9	52.1
Corrente de Curto Circuito - I _{SC} (A)	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35	12.42
Eficiência do Módulo η_m (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0	21.2

STC: Irradiação 1000W/m², Temperatura de Célula 25°C, Massa de Ar AM1.5. *Tolerância de Medida: ±3%.

Fonte: (TRINA SOLAR, 2022).

Quanto ao inversor fotovoltaico, o equipamento escolhido foi o inversor da GROWATT, modelo MID 25KTL3 - X1. Este inversor é trifásico, 380 V (3F-N-T), com dimensões de 580x435x230 mm e massa de 29,5 kg. Possui três rastreadores de máxima potência independentes, podendo suportar até duas *strings* por entrada MPPT, com uma tensão máxima de 1100 Vcc em cada entrada. Este modelo não possui transformador de isolamento, possui nível de proteção IP 66 e resfriamento por convecção natural. Sua eficiência global é de 98,8 % e sua eficiência de MPPT é de 99,9 %. Com relação às proteções contidas no equipamento, ele apresenta proteção contra polaridade reversa CC, proteção contra surtos CC/CA (DPS tipo II), proteção contra curto circuito CA, proteção anti-ilhamento e, ainda, monitoramento da resistência de isolamento, de falha do aterramento, falha da rede elétrica e de falhas nas *strings*. Por fim, a garantia do fabricante para este equipamento é de cinco anos,

podendo, a critério do cliente, ser estendida para dez anos no total. O Quadro 7 resume essas características.

Quadro 7 – Parâmetros elétricos do inversor trifásico 380 V, modelo MID 25KTL3 - X1, fabricante GROWATT.

Ficha de dados	MID 25KTL3-X1
Dados de entrada	
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para módulo STC)	37500W
Máxima tensão CC	1100V
Tensão de partida	250V
Faixa de tensão MPPT/Tensão nominal	600V
Faixa de tensão MPPT	180-1000V
Número de MPP trackers	3
Número de Strings por MPP tracker	2
Máxima corrente de entrada por MPP tracker	26A
Máxima corrente de curto-circuito por MPP tracker	32A
Saída	
Máxima potência nominal CA	25000W
Máxima potência aparente CA	27700VA
Tensão nominal CA	220V/380V (340-440V)
Frequência da rede CA	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)
Máxima corrente de saída	40A
Fator ajustável de potência	0.8leading...0.8lagging
THDI	<3%
Tipo de conexão da rede CA	3W+N+PE

Fonte: (GROWATT, 2020).

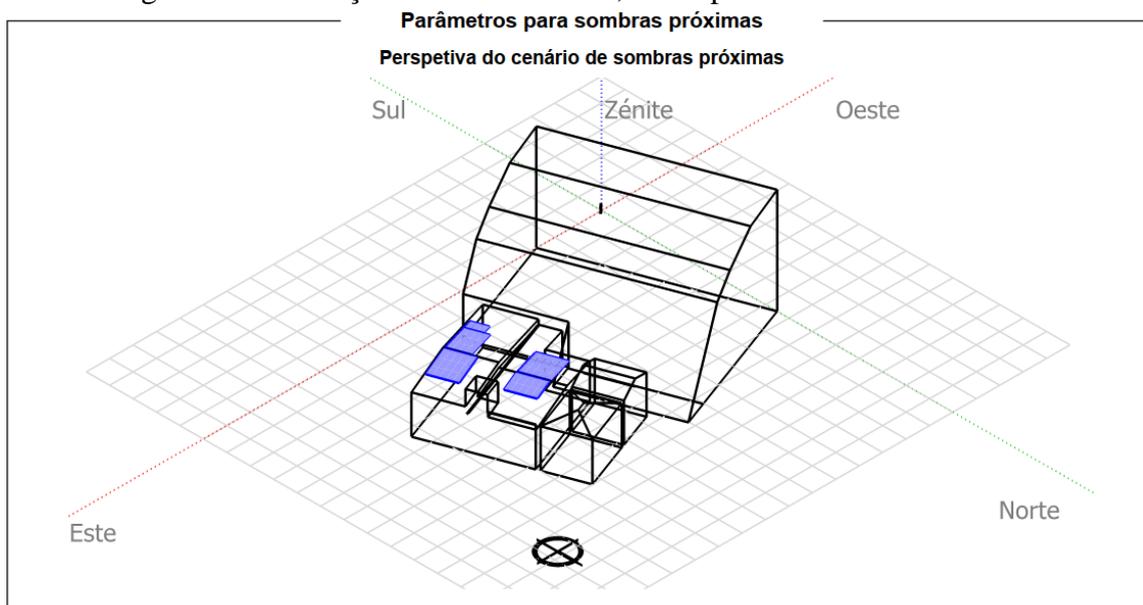
5.2.6.2 Simulação no software PVsyst

Após a análise do sombreamento da cobertura e da escolha dos equipamentos de projeto, identificou-se, de forma iterativa, os melhores locais na cobertura da Sede da SINDACAP para a alocação dos módulos. Além disso, optou-se por utilizar as três entradas de MPPT independentes do inversor, visto que, quanto maior o número de MPPTs nesta cobertura, menores seriam os efeitos do sombreamento na geração de energia do sistema. De toda forma, é importante salientar que o aumento do número de MPPTs nas *strings* instaladas na cobertura possuem um alcance limitado na melhora da geração. A melhor alternativa é, sem dúvida, encontrar coberturas livres de sombreamento e que estejam direcionadas ao norte geográfico.

Tendo como base a potência teórica estimada para o sistema de 30 kWp, calculada anteriormente, optou-se por iniciar as simulações com um sistema composto por 55 módulos fotovoltaicos, totalizando 28,05 kWp. Esta escolha é feita de forma iterativa, avaliando os resultados das simulações e verificando se a energia gerada estimada pelo *software* atende à necessidade da edificação. Caso não atenda, a potência do sistema é aumentada gradualmente até que a geração atenda à demanda energética da edificação.

Os módulos foram alocados na cobertura em locais com menor incidência de sombreamento anual, sendo divididos em cinco *strings* de módulos orientadas, predominantemente, nas direções Leste e Oeste. O local de alocação dos módulos é apresentado na Figura 51.

Figura 51 – Alocação do sistema de 28,05 kWp na Sede da SINDACAP.



Fonte: (PVSYST, 2021).

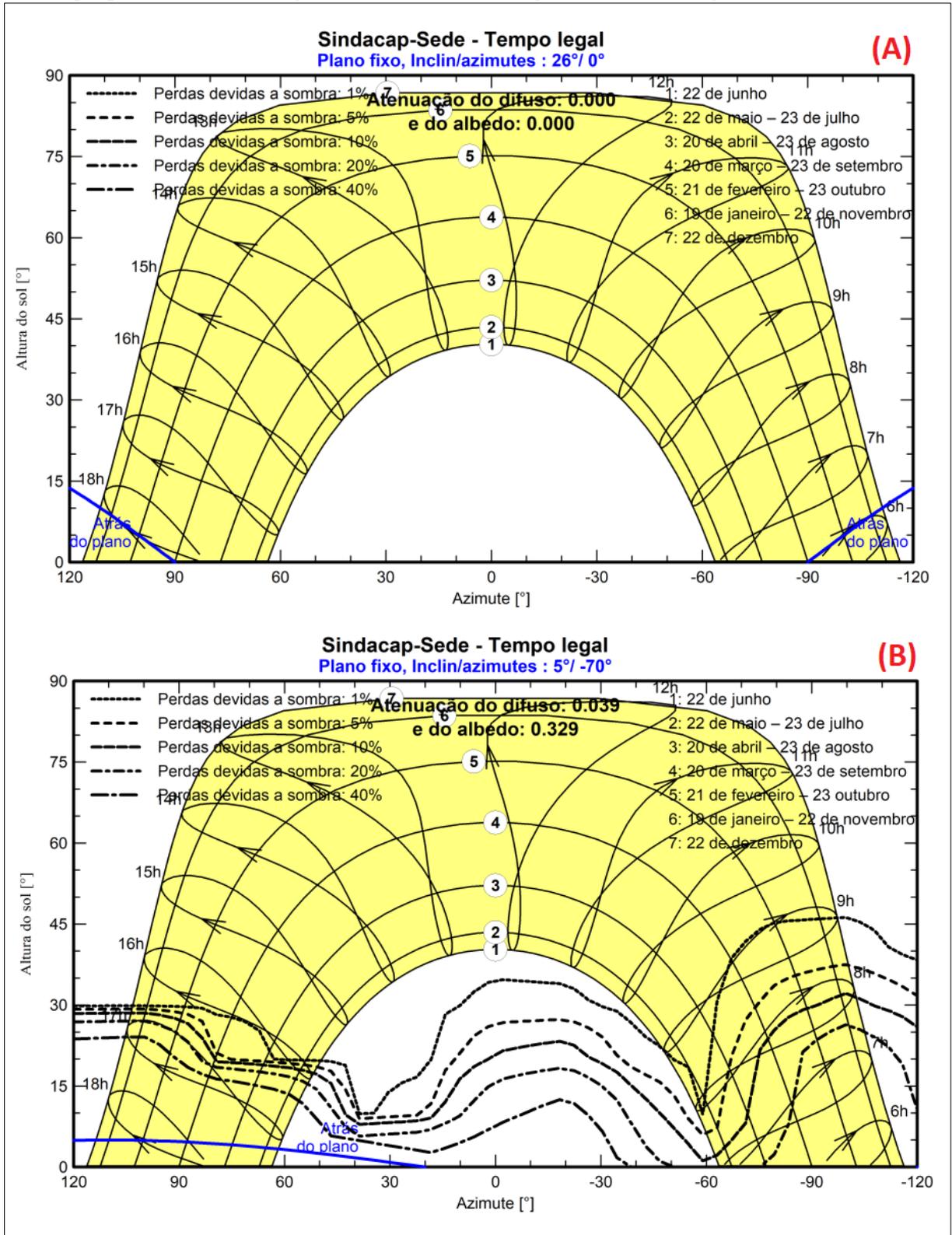
O primeiro ponto de análise do resultado da simulação no *software PVsyst* é feito sobre o diagrama de iso-sombras retornado pela simulação do programa. Este diagrama apresenta, graficamente, as perdas anuais por sombreamento estimadas sobre as *strings* de módulos fotovoltaicos dispostos no local de instalação do sistema solar. Desta forma, este diagrama permite avaliar o percentual de perdas por sombreamento do sistema solar em função da época do ano, do horário, da altura solar e das perdas inerentes às conexões elétricas do sistema e da eficiência dos equipamentos.

Para fins de comparação entre diagramas de iso-sombras, fez-se a simulação de um sistema solar fictício de orientação única, na mesma localização da sede da SINDACAP, com os parâmetros ideais de azimute em 0° (totalmente orientado para o Norte) e inclinação em 26° (inclinação igual à latitude de São Francisco do Sul). Pode-se verificar na Figura 52, diagrama (A) que, em todo o período do ano, não há perdas por sombreamento e a geração de energia solar ocorre, predominantemente, entre 6h e 18h no verão e 7h e 17h30 no inverno.

Ainda no diagrama de iso-sombras da Figura 52, diagrama (B), é apresentada a simulação do sistema real proposto para a sede da SINDACAP. Verifica-se no diagrama o forte efeito de sombreamento dos obstáculos próximos da edificação. Na análise do gráfico nota-se, também, que, em todo o período do ano, este sistema fica sem sombreamento no intervalo aproximado compreendido entre 9h e 16h.

Passando para a análise dos valores de geração estimados no *software*, colocou-se também, para fins de comparação, os parâmetros de geração estimados para o sistema fictício com orientação, inclinação e azimutes ideais, descrito anteriormente. Os resultados são apresentados na Quadro 8. Nota-se que, na comparação entre estes dois sistemas, a geração caiu de 41.556 kWh/ano para 37.261 kWh/ano, o que representa uma perda de 10,3 % na geração estimada anual devido às perdas por sombreamento.

Figura 52 – Diagramas das iso-sombras de sistemas alocados na sede da SINDACAP: (A) Sistema fictício com orientação única, inclinação = 26° e azimute = 0°; (B) Sistema real proposto, com orientação Leste/Oeste, inclinação = 5° e orientação Leste/Oeste.



Fonte: (PVSYST, 2021).

Quadro 8 – Parâmetros de geração estimados para o sistema na sede da SINDACAP: (A) Sistema fictício com orientação única, inclinação = 26° e azimute = 0°; (B) Sistema real proposto, com orientação Leste/Oeste, inclinação = 5° e orientação Leste/Oeste.

(A)	GlobHor kWh/m ²	T_Amb °C	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	201.0	25.55	4.301	0.836
Fevereiro	135.1	25.27	3.110	0.847
Março	151.1	23.88	3.829	0.846
Abril	131.1	21.42	3.783	0.860
Mai	105.6	18.62	3.335	0.875
Junho	85.7	16.25	2.814	0.892
Julho	95.3	15.33	3.104	0.889
Agosto	113.2	16.75	3.456	0.883
Setembro	98.0	18.32	2.547	0.868
Outubro	167.4	21.16	4.057	0.858
Novembro	149.9	22.40	3.377	0.855
Dezembro	178.8	24.60	3.844	0.846
Ano	1612.2	20.77	41.556	0.861

(B)	GlobHor kWh/m ²	T_Amb °C	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	201.0	25.55	4.489	0.797
Fevereiro	135.1	25.27	3.065	0.810
Março	151.1	23.88	3.460	0.819
Abril	131.1	21.42	3.059	0.834
Mai	105.6	18.62	2.491	0.844
Junho	85.7	16.25	2.040	0.852
Julho	95.3	15.33	2.279	0.855
Agosto	113.2	16.75	2.709	0.855
Setembro	98.0	18.32	2.282	0.833
Outubro	167.4	21.16	3.868	0.825
Novembro	149.9	22.40	3.445	0.822
Dezembro	178.8	24.60	4.074	0.813
Ano	1612.2	20.77	37.261	0.826

Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total
T_Amb Temperatura ambiente
E_Grid Energia injetada na rede
PR Índice de performance

Fonte: adaptado de (PVSYST, 2021).

5.2.7 Análise da viabilidade técnica do projeto

Após a análise do sombreamento para os dois cenários (Solstícios de Inverno e de Verão), é possível concluir que a cobertura da sede da SINDACAP está longe de ser a cobertura ideal para a alocação dos módulos fotovoltaicos. Durante todo o ano, verifica-se sombreamento durante boa parte do início da manhã e do final da tarde, o que fará com que as perdas na geração do sistema sejam significativas. Esta conclusão é corroborada com os resultados recebidos da simulação no *software PVsyst*, visto que as perdas por sombreamento representam diminuição no percentual de economia do valor pago mensalmente à distribuidora de energia, bem como aumento do tempo de retorno financeiro do investimento. Desta forma, se não houvessem as perdas por sombreamento nesta edificação, seria possível propor um sistema solar com potência de pico menor que o sistema proposto atualmente, com a garantia de que este novo sistema alcançaria a geração necessária para a edificação.

Apesar desta conclusão inicial, pode-se afirmar que, mesmo com os problemas de sombreamento na cobertura, o sistema de 28 kWp consegue atender à demanda mínima necessária para o perfil de consumo da SINDACAP. A estimativa de geração no primeiro ano do sistema é de 37.261 kWh, valor que corresponde a 108,4 % da demanda energética do sindicato. O excedente de 8,4 % na geração estimada é positivo e pode ser entendido como um fator de segurança na geração estimada de energia.

Por fim, um indicador importante retornado pela simulação foi o Índice de *Performance* – PR. Este índice avalia a geração real de energia do sistema em relação à sua geração teórica máxima possível (DACHERY, 2020), permitindo a comparação entre sistemas instalados em diferentes locais e condições (MODEL, 2021). Na simulação do sistema, foi obtido um índice de $PR = 0,826$, que é considerado aceitável para uma usina fotovoltaica.

Desta forma, pode-se afirmar que, mesmo com os problemas de sombreamento encontrados na cobertura, o sistema proposto para a sede da SINDACAP é tecnicamente viável.

5.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Em um projeto real de engenharia, os aspectos técnicos são tão importantes quanto os aspectos financeiros envolvidos. Desta forma, os projetos fotovoltaicos devem passar sempre por estudos de viabilidade econômico-financeira (SENAI-SP, 2019), visto que, num primeiro momento, o fator “retorno financeiro ou *payback*” costuma ser o ponto chave, que gera o primeiro interesse do cliente quanto ao investimento no projeto.

5.3.1 Principais indicadores econômico-financeiros

Antes da apresentação do estudo de viabilidade econômica do projeto fotovoltaico proposto para a sede da SINDACAP, convém apresentar os principais indicadores econômicos que são utilizados na avaliação de investimentos. Nos tópicos a seguir serão descritas as variáveis econômicas que irão definir se o investimento no sistema fotovoltaico proposto é ou não viável economicamente.

5.3.1.1 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é um valor de taxa mínima que um investidor determina para mensurar os ganhos com o investimento (SOUZA e PENHA, 2020), ou seja, é o mínimo percentual de rendimento que satisfaz o risco de investir em um projeto ou aplicação. Na análise do sistema fotovoltaico proposto, a TMA utilizada será a taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) que, em 05/08/2022, encontra-se no valor de 13,75 % ao ano (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022).

5.3.1.2 Payback descontado

O *payback* é um indicador do tempo de retorno do capital investido, ou seja, é um indicador que informa o tempo necessário para que o investimento gere a mesma quantidade de caixa gasta para a sua execução (SENAI-SP, 2019). O *payback* descontado, por sua vez, é uma variação do cálculo do *payback* que incorpora a desvalorização do dinheiro no tempo. Na análise do sistema fotovoltaico proposto para a SINDACAP, essa desvalorização será representada pela TMA.

O *payback* descontado é calculado conforme (10).

$$\text{Payback Descontado} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Receitas esperadas no valor presente}} \quad (10)$$

O valor presente (VP) irá representar a desvalorização das receitas esperadas devido à TMA considerada, sendo calculado conforme (11) (LAPO, 2015).

$$\text{Valor Presente} = \frac{\text{Valor Futuro}}{(1+TMA)^t} \quad (11)$$

5.3.1.3 Taxa de Retorno sobre o Investimento (TIR)

A Taxa de Retorno sobre o Investimento (TIR) é um indicador que traduz o retorno financeiro total de um investimento em um valor percentual, permitindo a comparação direta da rentabilidade do projeto em questão com outros percentuais de rentabilidade do mercado. Sendo assim, caso a TIR de um projeto proposto seja maior que a TMA considerada, o projeto é aceito; caso seja menor, o projeto é recusado.

O valor do TIR é calculado de forma iterativa, conforme (12) (PEREIRA e ALMEIDA, 2015).

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad (12)$$

Onde:

- FC_t – Valor presente das entradas de caixa;
- I_0 – Investimento inicial;
- TIR – Taxa de Retorno sobre o Investimento;
- t – Tempo de desconto de cada entrada de caixa;
- n – Tempo de desconto do último fluxo de caixa.

5.3.1.4 Valor Presente Líquido (VLP)

O Valor Presente Líquido (VLP) é uma das ferramentas mais utilizadas na análise e avaliação de investimentos, tendo como objetivo principal medir o lucro de um projeto (SANTOS, SOUZA e DALFIOR, 2016). O método de cálculo do VPL consiste em trazer para a data inicial (ou momento “zero” do investimento) os valores futuros do fluxo de caixa ao longo do período pretendido para o investimento, efetuando esta correção de valores com uso da TMA.

Por fim, se o resultado do cálculo apresenta um VLP positivo, conclui-se que o projeto vale mais do que custa e, desta forma, é considerado lucrativo; se, por outro lado, o VLP é negativo, o projeto custa mais do que vale e trará prejuízo ao investidor.

O VLP de um projeto é calculado conforme (13) (SOUZA e PENHA, 2020).

$$VLP = \sum_{t=1}^j \frac{FC_n}{(1+i)^n} - FC_0 \quad (13)$$

Onde:

VLP – Valor Presente Líquido

FC_0 – Investimento inicial do projeto;

i – Taxa de Desconto ou Taxa Mínima de Atratividade;

FC_n – Fluxo de caixa no período n ;

n – Período de tempo.

5.3.2 Economia estimada após a instalação do sistema fotovoltaico

As receitas provenientes da instalação dos sistemas solares fotovoltaicos são provenientes dos valores que o cliente deixa de pagar à distribuidora após a instalação e homologação do sistema. Esta informação é de suma importância para o projeto, visto que é usada tanto no momento da venda do sistema ao cliente final, quanto na análise de viabilidade do projeto.

O problema, no entanto, situa-se na dificuldade de prever com exatidão o valor das faturas de energia após a instalação do sistema. Isto decorre do fato de as concessionárias de energia, em geral, não apresentarem de forma transparente o método exato de cálculo de taxas extras, como iluminação pública, e de alguns impostos envolvidos. Desta forma, a alternativa encontrada é de se fazer cálculos aproximados que, mesmo não são exatos, apresentam boa confiabilidade nos valores previstos.

No Quadro 9 são apresentados os cálculos estimados das faturas de energia antes e após instalar o sistema fotovoltaico. Salienta-se que o valor do kWh cobrado pela concessionária, e considerado nos cálculos, foi de R\$ 0,712809 por kWh e que, ainda, o cenário contempla apenas o primeiro ano de operação do sistema fotovoltaico. Cabe ressaltar também que, para simplificar a apresentação dos valores, as quatro UCs foram consideradas como sendo somente uma única unidade consumidora.

Quadro 9 – Estimativa entre o valor das faturas de energia elétrica antes e depois da instalação do sistema fotovoltaico proposto.

Mês	Consumo Total das UCs	Custo de Disponibilidade	Consumo Compensável	Geração Estimada (PVsyst)	Impostos, COSIP, etc.	Valor das Faturas		Economia Mensal Prevista
						ANTES do sistema FV	APÓS o sistema FV	
Janeiro	2757 kWh	400 kWh	2357 kWh	4489 kWh	40,99%	R\$ 2.770,84	R\$ 402,01	R\$ 2.368,83
Fevereiro	3293 kWh	400 kWh	2893 kWh	3065 kWh	40,99%	R\$ 3.309,53	R\$ 402,01	R\$ 2.907,52
Março	4244 kWh	400 kWh	3844 kWh	3460 kWh	40,99%	R\$ 4.265,30	R\$ 402,01	R\$ 3.863,29
Abril	3467 kWh	400 kWh	3067 kWh	3059 kWh	40,99%	R\$ 3.484,40	R\$ 402,01	R\$ 3.082,39
Maio	2731 kWh	400 kWh	2331 kWh	2491 kWh	40,99%	R\$ 2.744,71	R\$ 402,01	R\$ 2.342,70
Junho	2584 kWh	400 kWh	2184 kWh	2040 kWh	40,99%	R\$ 2.596,97	R\$ 402,01	R\$ 2.194,96
Julho	2673 kWh	400 kWh	2273 kWh	2279 kWh	40,99%	R\$ 2.686,42	R\$ 402,01	R\$ 2.284,41
Agosto	2682 kWh	400 kWh	2282 kWh	2709 kWh	40,99%	R\$ 2.695,46	R\$ 402,01	R\$ 2.293,45
Setembro	2729 kWh	400 kWh	2329 kWh	2282 kWh	40,99%	R\$ 2.742,70	R\$ 402,01	R\$ 2.340,69
Outubro	2767 kWh	400 kWh	2367 kWh	3868 kWh	40,99%	R\$ 2.780,89	R\$ 402,01	R\$ 2.378,88
Novembro	3559 kWh	400 kWh	3159 kWh	3445 kWh	40,99%	R\$ 3.576,86	R\$ 402,01	R\$ 3.174,86
Dezembro	5675 kWh	400 kWh	5275 kWh	4074 kWh	40,99%	R\$ 5.703,48	R\$ 402,01	R\$ 5.301,48
Total Anual	39161 kWh	4800 kWh	34361 kWh	37261 kWh	40,99%	R\$ 39.357,56	R\$ 4.824,09	R\$ 34.533,47

Fonte: O autor.

Considerando o primeiro ano de operação do sistema, comparando os valores das faturas de energia elétrica antes e depois da instalação do sistema fotovoltaico, estima-se que haverá uma redução média anual de aproximadamente 87,7 % no valor pago em energia elétrica para as quatro UCs da SINDACAP. Ressalta-se, porém, que este cálculo só é válido se o perfil de consumo das UCs permanecerem inalterados após a instalação do sistema.

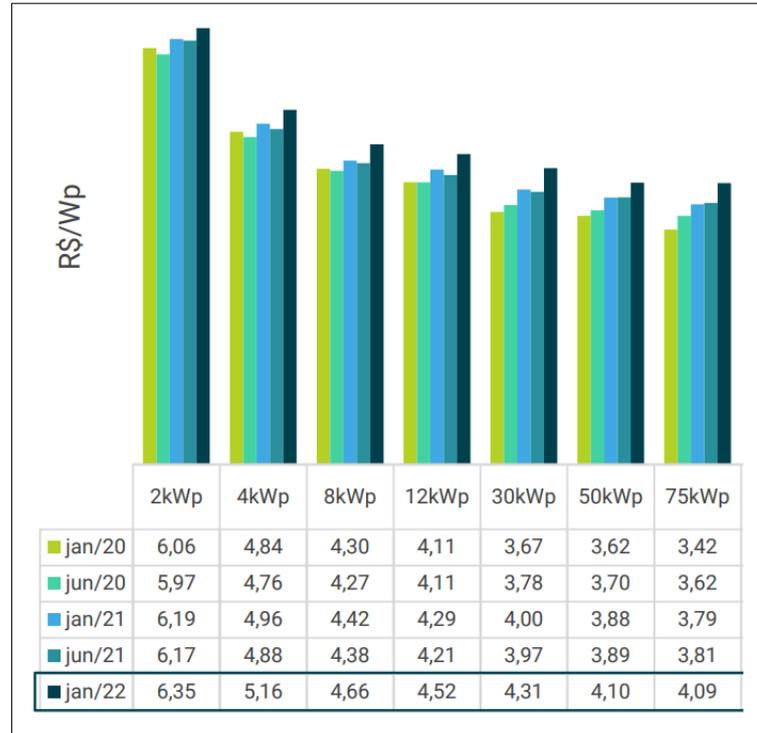
5.3.3 Investimento inicial necessário

Para a obtenção de uma estimativa do investimento inicial necessário para a aquisição e instalação do sistema solar fotovoltaico na SINDACAP, recorreu-se ao Estudo Estratégico de Geração Distribuída de fevereiro/2022, realizado pela empresa GREENER. Este estudo é o resultado de uma extensa pesquisa do mercado fotovoltaico junto a integradores, distribuidores, fabricantes e prestadores de serviço no país, de forma que, semestralmente, ele é refeito e é divulgado aos profissionais atuantes na área.

Entre os vários itens abordados dentro do estudo estratégico, consultou-se especificamente o item referente aos preços dos sistemas fotovoltaicos, que contempla custo de aquisição dos equipamentos, instalação do sistema e homologação do mesmo junto às distribuidoras de energia. Nesta consulta, foi identificado que um sistema de aproximadamente 30 kWp apresenta um valor de R\$ 4,31 por Wp. Ou seja, considerando o sistema simulado de 28,05 kWp para a SINDACAP, pode ser estimado um custo total de aproximadamente R\$ 121.000,00 para a completa instalação e homologação do mesmo na edificação.

A Figura 53 mostra estimativas de preços do sistema fotovoltaico para vários valores de potência.

Figura 53 – Preços ao cliente final dos sistemas fotovoltaicos instalados em coberturas (equipamentos, instalação e homologação dos sistemas).



Fonte: adaptado de (GREENER, 2022).

Após a estimativa de custo inicial feita com o auxílio do estudo estratégico da GREENER, optou-se por fazer uma consulta do custo inicial necessário junto a empresas reais que fazem a venda, instalação e homologação de sistemas fotovoltaicos na região de Joinville e São Francisco do Sul - SC. Desta forma, fez-se contato com três empresas atuantes na região, onde foram apresentadas todas as informações do local da instalação, bem como fotos da edificação, juntamente com as informações técnicas e construtivas necessárias. Estas empresas prontamente forneceram orçamentos completos para a aquisição, instalação e homologação completa do sistema na SINDACAP, utilizando equipamentos equivalentes aos equipamentos utilizados na simulação, de fabricantes confiáveis e com larga penetração no mercado. Os valores finais dos orçamentos recebidos são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Orçamentos de um sistema fotovoltaico de 28,05 kWp.

Local	Valor Final (equipamentos, instalação e homologação)
Empresa 1	R\$ 111.582,60
Empresa 2	R\$ 111.339,10
Empresa 3	R\$ 98.836,01
Custo Médio	R\$ 107.252,57

Fonte: O autor.

Para os cálculos da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico proposto, será utilizado o valor de investimento de R\$ 107.252,57, que é o valor médio dos três orçamentos obtidos para o sistema solar da SINDACAP. Fez-se a escolha de usar o valor médio dos orçamentos porque não necessariamente o cliente vai optar pela empresa com menor valor. Além disso, no momento da negociação, o cliente pode fazer exigências adicionais para o sistema, o que pode encarecer o valor final.

5.3.4 Fluxo de caixa esperado

Para que se possa calcular os parâmetros de *payback* descontado, TIR e VLP, é necessário, antes, prever o fluxo de caixa estimado resultante do investimento no sistema solar proposto. Para a obtenção de um fluxo de caixa mais realista, foram considerados os seguintes itens no cálculo:

- Investimento inicial de R\$ 107.252,57;
- Custo anual de operação e manutenção do sistema de 0,30 % sobre o investimento inicial (corrigido pela inflação);
- Queda de 0,55 % ao ano na eficiência dos módulos fotovoltaicos;
- Custo de 10 % sobre o investimento inicial no 12º ano de operação do sistema, referente a troca do inversor fotovoltaico (corrigido pela inflação);
- Reajuste anual de 5,23 % sobre o custo da tarifa de energia elétrica, que corresponde ao reajuste médio das tarifas de energia da Celesc Distribuição para o Grupo B nos últimos cinco anos (2017, 2018, 2019, 2020 e 2021) (CELESC, 2022);
- Inflação anual de 6,3 %, correspondente à média do IPCA dos anos de 2019, 2020 e 2021 (IBGE, 2022);

- TMA de 13,75 %, correspondente à taxa Selic em 05/08/2022 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022).

O Quadro 10 apresenta o fluxo de caixa previsto para o sistema fotovoltaico proposto para a SINDACAP.

Quadro 10 – Fluxo de caixa previsto para o sistema fotovoltaico proposto para a SINDACAP.

Ano	Geração de Energia do Sist. FV	Fatura de Energia ANTES do sist. FV	Fatura de Energia DEPOIS do sist. FV	Fluxo de Caixa (Receitas)	Fluxo de Caixa Acumulado	VP Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado
0	-	-	-	-R\$ 107.252,57	-R\$ 107.252,57	-R\$ 107.252,57	-R\$ 107.252,57
1	37261 kWh	R\$ 39.357,56	R\$ 4.824,09	R\$ 34.191,44	-R\$ 73.061,13	R\$ 30.058,41	-R\$ 77.194,16
2	37056 kWh	R\$ 41.415,96	R\$ 5.076,39	R\$ 35.975,99	-R\$ 37.085,14	R\$ 27.804,17	-R\$ 49.389,99
3	36852 kWh	R\$ 43.582,02	R\$ 5.341,89	R\$ 37.853,65	R\$ 768,51	R\$ 25.718,97	-R\$ 23.671,02
4	36649 kWh	R\$ 45.861,35	R\$ 5.621,27	R\$ 39.829,26	R\$ 40.597,76	R\$ 23.790,12	R\$ 119,09
5	36447 kWh	R\$ 48.259,90	R\$ 5.915,26	R\$ 41.907,93	R\$ 82.505,69	R\$ 22.005,90	R\$ 22.124,99
6	36247 kWh	R\$ 50.783,90	R\$ 6.224,63	R\$ 44.095,04	R\$ 126.600,73	R\$ 20.355,48	R\$ 42.480,47
7	36048 kWh	R\$ 53.439,89	R\$ 6.550,18	R\$ 46.396,25	R\$ 172.996,98	R\$ 18.828,82	R\$ 61.309,29
8	35850 kWh	R\$ 56.234,80	R\$ 6.892,75	R\$ 48.817,49	R\$ 221.814,47	R\$ 17.416,63	R\$ 78.725,92
9	35653 kWh	R\$ 59.175,88	R\$ 7.253,24	R\$ 51.365,03	R\$ 273.179,50	R\$ 16.110,35	R\$ 94.836,27
10	35457 kWh	R\$ 62.270,78	R\$ 7.632,59	R\$ 54.045,46	R\$ 327.224,96	R\$ 14.902,02	R\$ 109.738,29
11	35262 kWh	R\$ 65.527,54	R\$ 8.031,77	R\$ 56.865,69	R\$ 384.090,65	R\$ 13.784,30	R\$ 123.522,59
12	35068 kWh	R\$ 68.954,63	R\$ 8.451,83	R\$ 37.507,23	R\$ 421.597,88	R\$ 7.992,79	R\$ 131.515,38
13	34875 kWh	R\$ 72.560,96	R\$ 8.893,86	R\$ 62.955,13	R\$ 484.553,00	R\$ 11.794,05	R\$ 143.309,43
14	34683 kWh	R\$ 76.355,90	R\$ 9.359,01	R\$ 66.240,06	R\$ 550.793,06	R\$ 10.909,40	R\$ 154.218,83
15	34492 kWh	R\$ 80.349,31	R\$ 9.848,49	R\$ 69.696,32	R\$ 620.489,38	R\$ 10.091,11	R\$ 164.309,94
16	34302 kWh	R\$ 84.551,58	R\$ 10.490,95	R\$ 73.205,44	R\$ 693.694,82	R\$ 9.317,96	R\$ 173.627,90
17	34113 kWh	R\$ 88.973,63	R\$ 11.469,03	R\$ 76.595,53	R\$ 770.290,35	R\$ 8.570,96	R\$ 182.198,86
18	33925 kWh	R\$ 93.626,95	R\$ 12.518,34	R\$ 80.142,27	R\$ 850.432,62	R\$ 7.883,81	R\$ 190.082,67
19	33738 kWh	R\$ 98.523,64	R\$ 13.643,51	R\$ 83.852,91	R\$ 934.285,53	R\$ 7.251,73	R\$ 197.334,40
20	33552 kWh	R\$ 103.676,42	R\$ 14.849,49	R\$ 87.735,00	R\$ 1.022.020,53	R\$ 6.670,29	R\$ 204.004,69
21	33367 kWh	R\$ 109.098,70	R\$ 16.141,51	R\$ 91.796,46	R\$ 1.113.816,99	R\$ 6.135,45	R\$ 210.140,14
22	33183 kWh	R\$ 114.804,56	R\$ 17.525,13	R\$ 96.045,58	R\$ 1.209.862,58	R\$ 5.643,47	R\$ 215.783,61
23	33000 kWh	R\$ 120.808,84	R\$ 19.006,24	R\$ 100.491,02	R\$ 1.310.353,60	R\$ 5.190,93	R\$ 220.974,54
24	32819 kWh	R\$ 127.127,14	R\$ 20.587,84	R\$ 105.145,10	R\$ 1.415.498,70	R\$ 4.774,80	R\$ 225.749,34
25	32638 kWh	R\$ 133.775,89	R\$ 22.282,89	R\$ 110.010,96	R\$ 1.525.509,66	R\$ 4.391,88	R\$ 230.141,22

Fonte: O autor.

5.3.5 Análise da viabilidade econômica do projeto

Após a composição do fluxo de caixa estimado para o sistema fotovoltaico, o primeiro parâmetro econômico a ser avaliado é o Valor Presente Líquido. Usando a taxa mínima de atratividade de 13,75 % a.a, obtém-se um $VPL = R\$ 230.141,22$, o que significa que o investimento é rentável no período considerado, não trazendo prejuízo ao investidor.

O segundo parâmetro calculado e avaliado é a Taxa de Retorno sobre o Investimento. O cálculo deste indicador apresentou uma $TIR = 36,89 \% a.a.$, correspondendo a quase três

vezes a TMA de 13,75 % a.a. Este valor de TIR indica que o investimento é altamente rentável, apresentando rendimento muito maior que a SELIC atual do mercado, que é a TMA considerada. Para uma comparação direta, o percentual de rendimento atual da Poupança (agosto/2022), título de baixíssimo risco do Banco Central, apresenta um rendimento médio de 8,8386 % a.a (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022), o que corresponde a menos de um terço da TIR.

Por fim, para uma avaliação do tempo de retorno financeiro do capital investido, foi calculado o tempo de *payback* descontado. O cálculo deste indicador apontou que o tempo estimado de retorno é de aproximadamente quatro anos, um tempo muito reduzido para um investimento com baixo risco.

Portanto, avaliando os três indicadores apresentados, pode-se afirmar que o investimento no sistema fotovoltaico proposto é viável economicamente. Os indicadores calculados são apresentados no Quadro 11.

Quadro 11 – Indicadores econômicos calculados para o sistema fotovoltaico proposto.

Indicador Econômico	Resultado
Taxa Mínima de Atratividade	13,75 % a.a
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 230.141,22
Taxa de Retorno sobre o Investimento (TIR)	36,89 % a.a
<i>Payback</i> Descontado	4 anos

Fonte: O autor.

Para melhor representar o retorno financeiro projetado para o sistema fotovoltaico da SINDACAP, fez-se uma comparação do retorno financeiro estimado para o sistema fotovoltaico com a aplicação de R\$ 107.252,57, por 25 anos, em diferentes modalidades de investimento disponíveis no mercado. Os percentuais médios de rendimento de cada aplicação, no período considerado, foram obtidos diretamente no *site* do Tesouro Direto e são apresentados no Quadro 12.

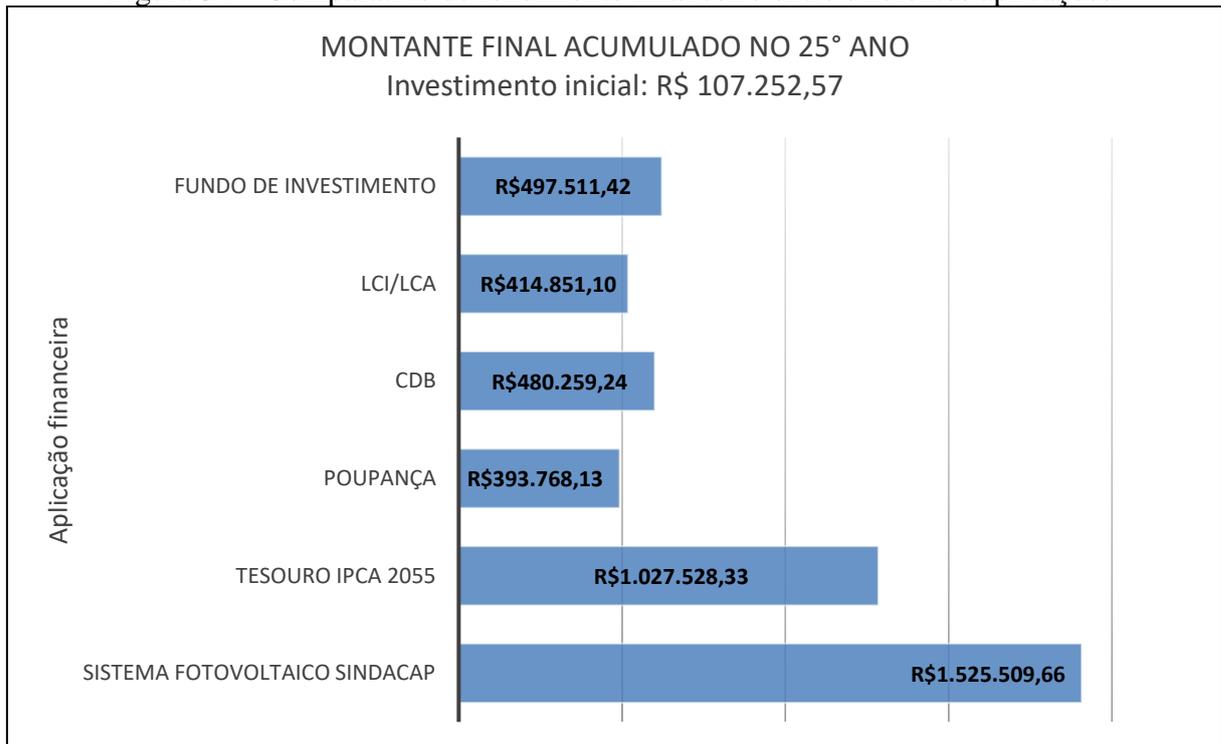
Quadro 12 – Percentuais médios estimados de rendimento ao longo dos próximos 25 anos.

Aplicação	Rendimento Médio no período
Tesouro IPCA 2055	9,46 % a.a.
Poupança	5,34 % a.a.
CDB	6,18 % a.a.
LCI/LCA	5,56 % a.a.
Fundo de Investimento	6,33 % a.a.

Fonte: (TESOURO DIRETO, 2022).

Os montantes finais obtidos em cada aplicação, ao final do 25º ano, são apresentados na Figura 54. É notório que o investimento no sistema fotovoltaico proposto é altamente rentável, apresentando retorno financeiro 48,4 % superior que o Tesouro IPCA 2055.

Figura 54 – Comparativo de rendimento financeiro entre diferentes aplicações.



Fonte: O autor.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho foram abordados os principais conceitos teóricos e práticos que norteiam os sistemas solares fotovoltaicos. Depois, fez-se uma análise da viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico proposto para uma edificação real, de propriedade do Sindicato dos Arrumadores de São Francisco do Sul – SINDACAP, situado no município de São Francisco do Sul – SC.

Na análise de viabilidade, foram abordados a visita técnica ao local pretendido para instalação do sistema, a modelagem 3D da edificação, a análise de sombreamento anual da cobertura, a estimativa de geração via *software PVsyst*, o custo necessário para instalação e homologação do sistema solar, os indicadores econômicos do projeto e o retorno financeiro projetado para o investimento.

Pôde-se concluir, ao final do trabalho, que o sistema é tecnicamente e economicamente viável, apresentando índice de *performance* $PR = 0,826$, um custo de implantação de R\$ 107.252,57, uma $TIR = 36,89\%$ a.a, e um *payback* descontado de quatro anos.

Apesar do projeto ser viável, cabe salientar, também, que foi verificado um sombreamento considerável na cobertura da sede da SINDACAP. Este sombreamento se traduziu em perdas na geração de energia do sistema fotovoltaico proposto. O papel do projetista, neste caso, é o de encontrar maneiras que reduzam as perdas por sombreamento, seja na otimização dos locais da instalação dos módulos, na adoção de estruturas que alterem a orientação das *strings* ou na escolha de outra topologia de inversores que melhor se adapte ao sombreamento presente nesta cobertura. O importante, no entanto, é que a alternativa encontrada atenda à demanda energética do cliente e que apresente a melhor relação custo x benefício ao longo da vida projetada para o sistema solar.

Como sugestão para futuros trabalhos propõe-se substituir os inversores *string* por microinversores, evidenciando o ganho na geração de energia com a nova topologia e comparando a diferença de *payback* e retorno financeiro no final da vida útil para os dois sistemas analisados.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. Estatísticas e análises exclusivas do mercado solar fotovoltaico. **ABSOLAR**, 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/>>. Acesso em: 11 out. 2021.
- ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. Infográfico ABSOLAR nº 41**. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. São Paulo, p. 2. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010**.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil 2ed**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 268. 2005. (85-87491-09-1).
- APSYSTEM. APsystems QT2 Microinverter. **APsystem**, 2022. Disponível em: <<https://usa.apsystems.com/portfolio-item/apsystems-qt2/>>. Acesso em: 07 Agosto 2022.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. Remuneração dos Depósitos de Poupança. **Banco Central do Brasil**, 2022. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/estatisticas/remuneradepositospoupanca>>. Acesso em: 05 Agosto 2022.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. Taxa Selic. **Banco Central do Brasil**, 2022. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acesso em: 05 Agosto 2022.
- BLOG DA INTELBRAS. Sistemas fotovoltaicos híbridos: o que são e o que diz a Aneel? **Blog da Intelbras**, 2021. Disponível em: <<https://blog.intelbras.com.br/sistemas-fotovoltaicos-hibridos/>>. Acesso em: 10 Janeiro 2021.
- BP ENERGY. **BP Energy Outlook 2017 Edition**. BP. Reino Unido, p. 103. 2017.
- CARI, Elmer P. T. **Introdução à Sistemas Fotovoltaicos, Dimensionameto e Instalação**.
- CARNEIRO, Joaquim. **Módulos Fotovoltaicos, Características e Associações**. Universidade do Minho. Guimarães, Portugal, p. 18. 2010.
- CELESC. Tarifas e taxas de energia. **CELESC**, 2022. Disponível em: <<https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 05 Agosto 2022.
- DACHERY, Joiris M. Como Calcular a Performance Ratio. **Energês, a linguagem da energia**, 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/performance-ratio/>>. Acesso em: 07 Agosto 2022.
- DNV GL – ENERGY. **Dnv GI Energy Transition Outlook 2020 — Power Supply And Use**. DNV GL. Høvik, Noruega, p. 84. 2020.
- DS NEW ENERGY. A caixa de junção solar fotovoltaica. **DS New Energy**, 2021. Disponível em: <<https://pt.dsisolar.com/info/the-solar-pv-junction-box-54220392.html>>. Acesso em: 16 Junho 2022.

ECO AQUECEDORES. Energia Solar Fotovoltaica Off Grid. **Eco Aquecedores**, 2021. Disponível em: <<https://www.ecoquecedores.com.br/energia-solar-fotovoltaica-off-grid/>>. Acesso em: 11 Janeiro 2021.

FADIGAS, Eliane A. F. A. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica**.

FIRMER. Estações Turnkey, PVS980-CS-US (De 2,0 a 4,4 MVA). **FIRMER**, 2022. Disponível em: <<https://www.fimer.com/pt/solucoes-de-inversores-centrais/pvs980-cs-us-de-20-44-mva>>. Acesso em: 07 Agosto 2022.

GEODESIGN - RECURSO SOLAR. Instrumentos de Medição do Recurso Solar. **GeoDesign - Recurso Solar**, 2016. Disponível em: <<http://recursosolar.geodesign.com.br/>>. Acesso em: 15 março 2022.

GLOBAL SOLAR ATLAS. **Global Solar Atlas**, 2022. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map?s=-26.24333,-48.63806&m=site&c=-26.24333,-48.63806,11>>. Acesso em: 23 Fevereiro 2022.

GLOBAL SOLAR ATLAS. Frequently Asked Questions. **GLOBAL SOLAR ATLAS**, 2022. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/support/faq>>. Acesso em: 15 março 2022.

GOOGLE EARTH. Google Earth. **Google Earth Pro**, Palhoça, 2022. Disponível em: <google.com.br/intl/pt-BR/earth/>. Acesso em: 01 Março 2022.

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída do Mercado Fotovoltaico**. GREENER. [S.l.], p. 152. 2022.

GRIMM, Alice M. Meteorologia Básica - Notas de Aula. **Departamento de Física - Universidade Federal do Paraná**, 1999. Disponível em: <<https://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap2/cap2-7.html>>. Acesso em: 25 Janeiro 2022.

GROWATT. **GROWATT**, 2020. Disponível em: <<https://www.ginverter.pt/upload/file/contents/2020/09/5f68be5c15225.pdf>>. Acesso em: 25 Julho 2022.

HEIN, Henrique. Brasil termina 2021 com recordes na geração de energia solar. **Canal Solar**, 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/brasil-termina-2021-com-recordes-na-geracao-de-energia-solar/>>. Acesso em: 17 março 2022.

IBGE. IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**, 2022. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?t=series-historicas&utm_source=landing&utm_medium=explica&utm_campaign=inflacao#plano-real-ano>. Acesso em: 03 Agosto 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Snapshot of Global PV Markets 2021**. International Energy Agency (IEA). Paris, p. 21. 2021.

JESUS, Victor M. R. D. **Inversores Fotovoltaicos Multifuncionais: Análise da Capabilidade Durante Compensação Harmônica**. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, p. 158. 2017.

JR, Luiz A. W. P. Energia solar: qual é a posição do Brasil no ranking mundial? **HCC Energia Solar**, 2021. Disponível em: <<https://hccenergiasolar.com.br/posts/energia-solar-qual-e-a-posicao-do-brasil-no-ranking-mundial/>>. Acesso em: 25 out. 2021.

JÚNIOR, Levi S. C. **Treinamento em Energia Solar Fotovoltaica**.

LAPO, Guilherme. Conceitos Básicos de Finanças para Análise de Investimentos Imobiliários. **Rexperts Institucional**, 2015. Disponível em: <<https://blog.rexperts.com.br/conceitos-basicos-de-financas/>>. Acesso em: 03 Agosto 2022.

MERLIN, Victor. Entenda o Fator K dos Transformadores. **Manutenção de Cabine**, 2020. Disponível em: <<https://manutencaodecabine.com.br/entenda-o-fator-k-dos-transformadores/>>. Acesso em: 29 Junho 2022.

MODEL, Dyaronan A. **Análise do Desempenho de Uma Usina Fotovoltaica: Valores de Projeto Versus Valores Reais**. Universidade do Vale do Taquari. Lajeado, p. 70. 2021.

MOREIRA, Alex F. **Alocação e Dimensionamento de Painéis Fotovoltaicos Utilizando Otimização por Enxame de Partículas para Reduzir as Perdas Visando os Aspectos Econômicos**. Universidade Federal da Paraíba. João Pessoa, p. 107. 2018.

NASCIMENTO, Thuany S. Sistema Fotovoltaico Híbrido: Entenda o Que é e Suas Aplicações. **Oca Engenharia**, 2021. Disponível em: <<https://www.ocaenergia.com/blog/energia-solar/sistema-fotovoltaico-hibrido-entenda-o-que-e/>>. Acesso em: 10 janeiro 2021.

ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA E DO CARIBE DE ENTIDADES FISCALIZADORAS SUPERIORES. **Energias renováveis : auditoria coordenada**. Organização Latino-Americana e do Caribe de Entidades Fiscalizadoras Superiores. Brasília, p. 56. 2019.

OURIA, Mahmoud; SEVINC, Harun. Evaluation of the potential of solar energy utilization in Famagusta, Cyprus. **Sustainable Cities and Society**, Famagusta, 2017. 189-202.

PEREIRA, Warley A.; ALMEIDA, Lindomar D. S. Método Manual para Cálculo da Taxa Interna de Retorno. **Universidade Federal do Amazonas**, 2015. Disponível em: <<https://www.home.ufam.edu.br/andersonlfc/MacroI/MetodoManualTIR.pdf>>. Acesso em: 01 Agosto 2022.

PINHO, João T. **Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1º. ed.

PINHO, João T.; GALDINO, Marco A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Edição Revisada e Atualizada. ed.

PORTAL SOLAR. Alemanha está perto de ter matriz energética somente com energia renovável. **Portal Solar**, 2020. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog->

solar/energia-renovavel/alemanha-esta-perto-de-ter-matriz-energetica-somente-com-energia-renovavel.html>. Acesso em: 17 nov. 2021.

PORTAL SOLAR. Passo a Passo da Fabricação do Pannel Solar, 2022. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-painelsolar.html>>. Acesso em: 26 Abril 2022.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. **Presidência da República**, 2022. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em: 03 Março 2022.

PRODIST. Módulo 3 - Conexão Ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_prodist_modulo_3_v8.pdf>. Acesso em: 20 Julho 2022.

PVSYST. Software de dimensionamento fotovoltaico. **PVSyst versão 7.2.8**, 2021. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>>. Acesso em: 01 fev. 2022.

SANTANA, Eudemario S. D. Para que se faz a associação de placas fotovoltaicas ou. **Eudemario S. de Santana Eng.º Dr.**, 2021. Disponível em: <<https://www.eudemario.com.br/post/para-que-se-faz-a-associacao-de-placas-fotovoltaicas-ou-baterias>>. Acesso em: 26 Abril 2022.

SANTOS, FABRÍCIO A.; SOUZA, CARLOS A. D.; DALFIOR, VANDA A. O. **Energia Solar**: um estudo sobre a viabilidade econômica de instalação do sistema fotovoltaico em uma residência em Ipatinga-MG. XIII Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia. Resende - RJ: [s.n.]. 2016. p. 14.

SENAI-SP. **Instalação de Sistema de Microgeração Solar Fotovoltaica**. 1ª. ed.

SOLARGIS. Solar resource maps of Brazil. **Solargis**, 2021. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>>. Acesso em: 19 out. 2021.

SOLARGIS. Solar resource maps of Germany. **SOLARGIS**, 2021. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/germany>>. Acesso em: 5 out. 2021.

SOLARPRIME. <https://solarprime.com.br/custo-de-disponibilidade-entenda-o-que-e-e-como-funciona/>. **Solar Prime**, 2021. Disponível em: <<https://solarprime.com.br/custo-de-disponibilidade-entenda-o-que-e-e-como-funciona/>>. Acesso em: 4 Janeiro 2021.

SOLIS. Seminário Solis Episódio 16: Falha de Corrente de Fuga. **Solis**, 2022. Disponível em: <<https://www.ginlong.com/pt/documentation/38875.html>>. Acesso em: 20 Julho 2022.

SOLIS ENERGIA. Projetos Grid-Tie. **Solis Energia**, 2021. Disponível em: <<https://solisenergia.com.br/solucao/servico-1/>>. Acesso em: 12 Janeiro 2021.

SOUZA, Gabriela R.; PENHA, Roberto S. D. Viabilidade Econômica de um Projeto de Investimento de Energia Fotovoltaica. **Revista de Auditoria Governança e Contabilidade (RAGC)**, Monte Carmelo - MG, v. 8, p. 113-128, Maio 2020.

SUNGROW. SG250HX. **SUNGROW**, 2022. Disponível em: <https://en.sungrowpower.com/upload/file/20210108/DS_20201121_SG250HX%20Datasheet_V1.5.4_EN.pdf>. Acesso em: 07 Agosto 2022.

TÁBOA DE MARÉS. Táboa de Marés e Solunares São Francisco do Sul. **Táboa de Marés**, 2022. Disponível em: <<https://tabuademares.com/br/santa-catarina/sao-francisco-do-sul>>. Acesso em: 03 Março 2022.

TESOURO DIRETO. Confira a rentabilidade de cada título. **Tesouro Direto**, 2022. Disponível em: <Confira a rentabilidade de cada título>. Acesso em: 05 Agosto 2022.

TRINA SOLAR. Vertex Módulo Monocristalino Monofacial. **Trina Solar**, p. 2, 2022. Disponível em: <[https://www.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_Vertex_DE18M\(II\)_PT_2022.pdf](https://www.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_Vertex_DE18M(II)_PT_2022.pdf)>. Acesso em: 25 Julho 2022.

VASHISHTHA, Sanjay. Differentiate Between the DNI, DHI and GHI? **First Green Consulting Private Limited**, 2012. Disponível em: <<https://firstgreenconsulting.wordpress.com/2012/04/26/differentiate-between-the-dni-dhi-and-ghi/>>. Acesso em: 15 março 2022.

VILLALVA, Marcelo G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2^a. ed.

VILLALVA, Marcelo G.; GAZOLI, Jonas R.; FILHO, Ernesto R. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS**, 5 Maio 2009. 11.

VINTURINI, Mateus. Diodos de bypass e hot spots dos módulos fotovoltaicos. **Canal Solar**, 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/diodos-de-bypass-e-hot-spots-dos-modulos-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 16 Junho 2022.

WOLLZ, Danilo. Conceito do Fator-K em Transformadores. **linkedin**, 2021. Disponível em: <<https://www.linkedin.com/pulse/conceito-do-fator-k-em-transformadores-danilo-wollz/?originalSubdomain=pt>>. Acesso em: 28 Agosto 2022.

XAVIER, LUCAS S. **Inversores Monofásicos Multifuncionais Aplicados À Usinas Solares**. UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA. VIÇOSA, p. 62. 2015.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1^a. ed.