

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

CRISTIAN GEONANE DE ARAUJO

**IMPLEMENTAÇÃO DE UM PROJETO SOLAR FOTOVOLTAICO: UM ESTUDO DE
CASO USANDO O *SOFTWARE* PV*SOL**

MEDIANEIRA

2022

CRISTIAN GEONANE DE ARAUJO

**IMPLEMENTAÇÃO DE UM PROJETO SOLAR FOTOVOLTAICO: UM ESTUDO DE
CASO USANDO O SOFTWARE PV*SOL**

**Implementation of a photovoltaic solar project: a case study using the PV*Sol
software**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Hugo Andres Ruiz Florez.

Coorientador: Evandro André Konopatzki.

MEDIANEIRA

2022



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

CRISTIAN GEONANE DE ARAUJO

**IMPLEMENTAÇÃO DE UM PROJETO SOLAR FOTOVOLTAICO: UM ESTUDO DE
CASO USANDO O SOFTWARE PV*SOL**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 25/junho/2022

Hugo Andres Ruiz Florez
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Evandro André Konopatzki
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

José Airton Azevedo dos Santos
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Leandro Antonio Pasa
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

MEDIANEIRA

2022

AGRADECIMENTOS

A todos(as) que estiveram comigo na concretização de mais esse sonho, serei grato para todo o sempre. Essa rede de apoio foi imprescindível e fundamental na construção e conclusão deste trabalho. Agradeço:

A meu poder superior, por me acolher e amparar nos momentos de insegurança, aflição e dificuldade.

Aos meus amados pais, Nilson de Araujo e Marli Rosa de Araujo, pelo cuidado e amor incondicional.

À minha esposa e companheira de vida, Jenifer Carolina Rodrigues Pena, pelo incentivo, amor e apoio. E ao meu filho, que está chegando para completar nossas vidas.

Ao meu orientador, Hugo Andres Ruiz Florez e coorientador, Evandro André Konopatzki pela paciência, ensinamentos e parceria. E a todos professores do curso, pelos conhecimentos compartilhados.

RESUMO

Com o crescente aumento da demanda energética no Brasil, estabelecimentos com geração própria de energia têm sido cada vez mais comuns. As instalações fotovoltaicas sobre coberturas de edifícios e residências têm crescido nos últimos anos. O problema é que estes tipos de instalações geralmente estão condicionadas a estrutura da cobertura e o seu projeto pode ser complexo, exigindo atenção para os detalhes da estrutura local. A grande maioria das empresas que prestam esse tipo de serviço, não leva em consideração aspectos importantes e que podem conduzir a erros de dimensionamento e, assim, altera o rendimento do sistema. Com o auxílio do *software* PV*Sol, este trabalho busca aprimorar o conhecimento nessa área por meio do desenvolvimento de um projeto solar fotovoltaico conectado à rede de energia da Companhia Paranaense de Energia, a ser instalado sobre o telhado de um galpão. No relato da realização da pesquisa de campo, também se apresentam hipóteses, simulações em *software*, os passos para criação e desenvolvimento do projeto solar fotovoltaico e as etapas para homologação na concessionária de energia local.

Palavras-chave: energia fotovoltaica; energia solar; sustentabilidade; recursos naturais renováveis.

ABSTRACT

With the increasing energy demand in Brazil, establishments with their own energy generation have been increasingly common. Photovoltaic installations on roofs of buildings and residences have grown in recent years. The problem is that these types of installations are usually conditioned to the roof structure and their design can be complex, requiring attention to the details of the local structure. The vast majority of companies that provide this type of service do not take into account important aspects that can lead to sizing errors and, thus, alter the performance of the system. With the help of the PV*Sol software, this work seeks to improve knowledge in this area through the development of a photovoltaic solar project connected to the energy network of Paraná Energy Company, to be installed on the roof of a shed. In the report of the field research, hypotheses, software simulations, the steps for creating and developing the photovoltaic solar project and the steps for approval at the local energy concessionaire are also presented.

Keywords: photovoltaic energy; solar energy; sustainability; renewable natural resources.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Estrutura física simplificada de uma célula e efeito fotovoltaico	20
Figura 2 - Estrutura de uma célula fotovoltaica	22
Figura 3 - Esquema da estrutura de um módulo FV de silício cristalino	23
Figura 4 - Diferentes funções dos componentes de um módulo fotovoltaico	23
Figura 5 - Hierarquização do agrupamento: célula – módulo – painel FV	24
Figura 6 - Etiqueta do INMETRO comprovando a eficiência energética	25
Figura 7 - Curvas características I-V e potência I-P para módulo com potência de 100 Wp	27
Figura 8 - Influência da variação da temperatura na curva características I-V da célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25 °C	28
Figura 9 - Representação da associação em série de módulos fotovoltaicos	30
Figura 10 - Representação da associação em paralelo de módulos FV	30
Figura 11 - Esquema da associação mista de n módulos FV	31
Figura 12 - Representação das curvas IV na associação mista de três módulos FV	32
Figura 13 - Associação mista de módulos FV com diodos de <i>by-pass</i> e de fileira	33
Figura 14 - Fusíveis fotovoltaicos de proteção usados em séries fotovoltaicas	34
Figura 15 - Corrente fluindo por um módulo com um diodo de <i>by-pass</i> acionado	35
Figura 16 - Relações geométricas entre raios solares e superfície da terra	37
Figura 17 - Exemplo de perfil de radiação solar diária com valor equivalente de HSP	39
Figura 18 - Irradiância direta incidente sobre uma superfície inclinada	42
Figura 19 - Tipos de sistemas fotovoltaicos	43
Figura 20 - Configuração básica de um sistema <i>off-grid</i>	44
Figura 21 - Diagrama em blocos de um sistema híbrido	45
Figura 22 - Esquema de um sistema de energia fotovoltaico <i>on-grid</i>	47
Figura 23 - Componentes de um sistema de energia fotovoltaico <i>on-grid</i>	47
Figura 24 - Características de inversores conectados à rede com ou sem transformador	48
Figura 25 - Histórico de consumo de energia elétrica	53
Figura 26 - Coordenadas do gerador	55
Figura 27 - Irradiação ao longo do ano	56
Figura 28 - Níveis de irradiação para o ponto escolhido	57
Figura 29 - Dados técnicos do módulo fotovoltaico	58
Figura 30 - Estimativa de geração pelo método convencional	59
Figura 31 - Painéis em condição otimizada PV*Sol	60
Figura 32 - Estimativa de geração em solo	61
Figura 33 - Medidas do telhado nordeste do galpão e disposição inicial dos módulos	62

Figura 34 - Modelagem do galpão no PV*Sol	63
Figura 35 - Estrutura de sustentação do telhado nordeste do galpão	63
Figura 36 - Distribuição dos módulos sobre o telhado nordeste no PV*Sol	64
Figura 37 - Frequência de sombreamento no PV*Sol	65
Figura 38 - Distribuição das séries <i>strings</i> no PV*Sol	67
Figura 39 - Diagrama do ramal de entrada de UC	71
Figura 40 - Estimativa de geração em condições reais no PV*Sol.....	74
Figura 41 - Estimativa de geração para o sistema ampliado no PV*Sol	75
Figura 42 - Registros fotográficos da instalação do gerador FV.....	78
Figura 43 - Geração diária do sistema para o mês de março	79
Figura 44 - Comportamento real das tensões em cada entrada do inversor em dia ensolarado.....	81
Figura 45 - Curvas de potência e corrente na saída do inversor.....	82
Quadro 1 - Formas de fixação do painel FV, vantagens e desvantagens	40
Quadro 2 - Formulário para endereços (modelo)	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Escolha do ângulo de inclinação do módulo	42
Tabela 2 - Características da <i>strings</i> para o sistema ampliado	75
Tabela 3 - Dados do inversor	76
Tabela 4 - Dados dos módulos.....	76
Tabela 5 - Geração de energia no período março-abril/2022 em kWm e pu.....	79
Tabela 6 - Geração total de energia no ano de 2022 em kWh do SFVCR implantado	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNS	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEP	Barramento de Equipotencialização Principal
BTUs	<i>British Thermal Unit</i> ; em português, Unidade Térmica Britânica
CA	corrente alternada
CC	corrente contínua
COPEL	Concessionária Paranaense de Energia
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Brito
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
EO	irradiância
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Sistema Solar Fotovoltaico
HSP	Horas de Sol Pleno
IEC	<i>International electrotechnical Commission</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> ; em português, rastreamento do ponto de máxima potência
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> ; em português, temperatura nominal de funcionamento
PROCEL	Programa Nacional da Conservação de Energia Elétrica
PVC	Policloreto de Vinila
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
STC	Condições padrões de teste
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
UC	Unidade Consumidora
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
UV	Radiação ultravioleta

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampère
cm	centímetro
kWh/ (m ² .dia)	Ou HSP/dia que corresponde horas de sol pico por dia
kWh/ano	Quilowatt-hora por ano
kWh/mês	Quilowatt-hora por mês
kWp	quilowatt-pico
m ²	metro quadrado
MWp	Megawatt-pico
P _{max}	potência máxima
pu	valor por unidade
V	Volt
V _{cc}	Tensão em corrente contínua
V _{oc}	Tensão de circuito aberto
W	<i>Watt</i> medida de potência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	JUSTIFICATIVA.....	15
3	OBJETIVOS	17
3.1	Objetivo geral.....	17
3.2	Objetivos específicos.....	17
4	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
4.1	Energia solar.....	18
4.2	Efeito fotovoltaico	19
4.3	Células e módulos fotovoltaicos.....	20
4.3.1	Tipos de células fotovoltaicas.....	21
4.3.2	Módulos fotovoltaicos	22
4.3.3	Características dos módulos fotovoltaicos	25
4.3.4	Curvas características	26
4.3.5	Influência sobre as curvas características dos módulos FV	27
4.4	Módulos comerciais e suas características elétricas	28
4.5	Sombreamento e seus efeitos em sistemas FV	34
4.6	Otimização da geração de energia nos sistemas FV	36
4.6.1	Relação Sol-Terra e a irradiação solar	36
4.6.2	Localização dos módulos do sistema FV	39
4.6.3	Fixação dos módulos do sistema FV	40
4.6.4	Inclinação dos módulos do sistema FV	41
4.7	Componentes básicos dos sistemas FV <i>on-grid</i> e <i>off-grid</i>	42
4.7.1	Sistema FV <i>off-grid</i> e híbridos	43
4.7.2	Sistema FV <i>on-grid</i>	46
4.8	PV*SOL.....	49
5	METODOLOGIA	51
6	DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO DE CASO	52
6.1	Visita preliminar.....	52
6.1.1	Cálculo da média mensal faturada	53
6.1.2	Considerações sobre o futuro aumento da demanda.....	53
6.1.3	Considerações sobre a unidade vizinha	54
6.1.4	Taxa de disponibilidade mínima	54
6.2	Considerações e dimensionamento do gerador.....	54

6.2.1	Considerações sobre o sistema FV.....	55
6.2.2	Dimensionamento pelo método convencional	55
<u>6.2.2.1</u>	<u>Determinação do módulo fotovoltaico do projeto</u>	<u>57</u>
<u>6.2.2.2</u>	<u>Estimativa de geração método convencional</u>	<u>58</u>
6.2.3	Dimensionamento com o software PV*Sol.....	59
<u>6.2.3.1</u>	<u>Sistema de referência PV*Sol</u>	<u>60</u>
<u>6.2.3.2</u>	<u>Modelagem em condições reais</u>	<u>61</u>
<u>6.2.3.3</u>	<u>Modelagem no PV*Sol</u>	<u>62</u>
<u>6.2.3.4</u>	<u>Posicionamento dos módulos.....</u>	<u>63</u>
<u>6.2.3.5</u>	<u>Análise do sombreamento</u>	<u>64</u>
6.3	Escolha do inversor e distribuição das <i>strings</i>	65
6.3.1	Escolha do inversor	65
6.3.2	Divisão das <i>strings</i>	67
6.4	Cabeamento e proteção do SFVCR	69
6.4.1	Cabeamento e proteção das séries fotovoltaicas	69
6.4.2	Cabeamento e proteção do sistema fotovoltaico (Lado CA)	70
6.4.3	Aterramento e dispositivo de proteção contra surto	72
6.4.4	Simulação em condições reais e ampliação do SFVCR.....	73
<u>6.4.4.1</u>	<u>Simulação em condições reais</u>	<u>73</u>
<u>6.4.4.2</u>	<u>Simulação de ampliação do sistema</u>	<u>74</u>
6.5	Etapas de inclusão e aprovação do projeto SFVCR pela COPEL	75
6.6	Instalação do gerador	77
6.7	Resultados alcançados.....	78
6.7.1	Geração de energia do SFVCR instalado	78
6.7.2	Análise das curvas de tensão nas entradas do inversor	80
6.7.3	Análise do FDI e produtividade do sistema proposto e testado.....	82
7	CONCLUSÃO	84
	REFERÊNCIAS.....	85
	APÊNDICE A - Diagrama unifilar simplificado	89

1 INTRODUÇÃO

Embora o cientista francês Alexandre-Edmond Becquerel, aos 19 anos de idade, tenha realizado em 1839 um experimento com a exposição solar de duas placas de latão em um líquido condutor e observado um efeito luminoso nestas placas devido à presença de uma corrente elétrica entre elas – efeito fotovoltaico – foi somente no final do século XX e nas primeiras décadas do século XXI que a aplicação dessa tecnologia avança na geração de energia elétrica no mundo inteiro (BALFOUR; SHAW; NASH, 2018).

No Brasil, os primeiros estudos e pesquisas sobre energia solar surgiram na década de 1950, se intensificando na década de 1970 devido à crise do petróleo, quando o governo brasileiro disponibilizou vários incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia (ABENS, 2020; GALDINO *et al.*, 2005). Foi nesta década que ocorreram importantes avanços nesta área de pesquisa e que deram origem à instalação de 20 estações de energia solar que passaram a ser conhecidas como Rede Solarimétrica Nacional. Em operação desde 1977, duas destas estações foram implantadas no Paraná: uma na cidade de Curitiba e outra na cidade de Foz do Iguaçu, o que demonstra a vocação de longa data do Estado paranaense por estudos técnico-científicos no campo da energia solar (FERREIRA, 1993). De acordo com o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), em abril de 2012, “[...] a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, para regulamentar a geração distribuída de energia” (DANTAS; POMPERMAYER, 2018). As determinações desta Resolução Normativa vêm sofrendo ajustes ao longo do tempo, estando em vigor, atualmente, a Resolução Normativa nº 1.000/2021 (ANEEL, 2021b).

A Normativa nº 482/2012 da ANEEL impulsionou os meios de geração de energia no Brasil pela definição do sistema de compensação, conhecido internacionalmente como *net metering*, “um arranjo no qual a energia ativa injetada na rede por uma unidade distribuidora é cedida à distribuidora e posteriormente compensada com o consumo de energia” (DANTAS; POMPERMAYER, 2018, p. 8), o que veio a facilitar o acesso de unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais ao sistema solar fotovoltaico (FV).

Em meio à escassez de chuva e aumento das tarifas com serviço de fornecimento de energia elétrica, pensar em independência energética se torna uma

opção cada vez mais procurada. O Brasil vive um momento hostil no qual apresenta diversos desafios para a sociedade, e um deles está relacionado com o fornecimento de um serviço que traga impactos de todos os níveis e a toda sociedade: a energia elétrica.

Hoje os sistemas fotovoltaicos já estão presentes em milhares de residências, empresas e agronegócios como alternativa para a redução de até 95% da conta de energia elétrica, com baixo custo de manutenção e vida útil dos painéis de até 25 anos (BLUE SOL, 2021).

No contexto mundial, devido ao aumento populacional e à limitação de espaço, além do menor custo de investimento inicial, instalações fotovoltaicas em coberturas se tornam cada vez mais comuns. Mas como todo projeto do sistema FV tem suas particularidades, instalações em coberturas possuem características específicas que podem trazer complexidade ao projeto. Fatores como estrutura, inclinação, obstáculos, direção e material das telhas podem influenciar diretamente tanto na produção de energia como na segurança do estabelecimento FV (SOLEN, 2020). Além disso, a falta de planejamento nesse tipo de instalação, erros de dimensionamento e de execução são frequentes e como consequência, causam prejuízos ao consumidor. Para minimização desses erros e otimização da produção de energia elétrica FV, utilizam-se *softwares* para realizar dimensionamentos e simular a instalações buscando resultados mais confiáveis.

A origem deste trabalho de conclusão de curso (TCC) foi a criação de um projeto de pesquisa, que aprovado como requisito parcial para a conclusão do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), campus Medianeira, PR, propõe-se a relatar a caminhada de estudo e pesquisa que dimensionou, projetou e acompanhou a instalação de um sistema FV para atender à necessidade de energia elétrica de um cliente a fim de contribuir para futuros estudos que se voltem à geração elétrica distribuída em busca de qualidade e sustentabilidade do sistema elétrico nacional.

A seguir, registram-se elementos que compõem o TCC, como a justificativa, os objetivos (geral e específicos), a fundamentação teórica, a metodologia e os resultados alcançados no final do estudo de caso. Encerra-se o relato deste TCC com as referências bibliográficas e os anexos pertinentes.

2 JUSTIFICATIVA

No mundo moderno, a energia elétrica se tornou essencial para a existência humana, desde as simples condições de conforto e mobilidade, até a produção de bens e de serviços que viabilizam a geração de riquezas. Porém, até então, a maior parte da energia elétrica que chega à casa do consumidor é gerada pela exploração de recursos naturais não renováveis como o carvão mineral, o gás natural e o petróleo. A intensiva exploração desses recursos que, naturalmente são esgotáveis, exerce forte impacto negativo sobre o meio ambiente, em especial, devido à emissão de poluentes na atmosfera, aquecimento global, chuva ácida, contaminação das águas de superfície e subterrânea e contaminação da atmosfera e do solo por resíduos radioativos. Por outro lado, há que considerar que o Brasil é rico em recursos naturais que podem ser explorados como fontes renováveis de energia elétrica (CGEE, 2010). No país, as fontes de energia renováveis são responsáveis por quase 80% da geração de energia elétrica, sendo as fontes renováveis alternativas, como eólica, biomassa e solar, responsáveis por cerca 18% dessa fatia (MENDONÇA *et al.*, 2019). Além disso, o Brasil possui um considerável quantitativo de recursos humanos capaz de atuar na geração de energia solar fotovoltaica que desponta como alternativa viável para substituir, em parte, as fontes não renováveis de energia elétrica (CGEE, 2010).

Não obstante, há vários empreendimentos que estão sendo realizados para ampliar a exploração da energia solar na geração de energia elétrica. Até meados de 2014, a partir de 2010 com apenas 200kWp, o país atingiu para mais de 8MWp (URBANETZ JÚNIOR; CASAGRANDE JÚNIOR; TEIOIKI, 2014). Em 2021, por exemplo, foi anunciado que as usinas solares – em franca evolução – chegaram a atingir o percentual de 2,1% da matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2021a). Esse resultado indica que, apesar dos grandes desafios econômicos que dificultam a expansão das fontes renováveis alternativas e inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica nacional (CGEE, 2010; MENDONÇA *et al.*, 2019), há evolução do uso dos sistemas de energia fotovoltaicos conectados à rede nacional.

Essa evolução, por vez, tende a indicar que há um campo amplo para novas discussões acadêmicas sobre a exploração dos sistemas de energia fotovoltaicos, em especial com aplicação de tecnologias preditivas que permitem a simulação de

projeto de energia fotovoltaico em direção à otimização da produção de energia elétrica para a matriz energética nacional. Ao mesmo tempo em que o uso de sistemas FV evolui, a maioria das edificações, especialmente as mais antigas, ainda não estão preparadas para receberem um gerador fotovoltaico em sua cobertura, fazendo-se necessária uma abordagem mais detalhada. Buscando aprimorar e otimizar a produção de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos sobre coberturas, foram desenvolvidas simulações no *software* PV*Sol, para diferentes configurações de um sistema fotovoltaico sobre a cobertura de um galpão e realizado análises sobre o rendimento do sistema para cada configuração proposta. Além disso, este trabalho busca abordar de forma didática cada etapa do desenvolvimento do projeto. É, pois, a partir dessas considerações, que foi pensado, estruturado e desenvolvido o presente TCC, cujos objetivos são apresentados a seguir.

3 OBJETIVOS

3.1 Objetivo geral

Dimensionar, projetar, instalar e fazer o monitoramento de um sistema de geração distribuída através de fonte de energia solar.

3.2 Objetivos específicos

- Apresentar as características da unidade consumidora (UC);
- Dimensionar o sistema fotovoltaico para geração de energia equivalente ao consumo da UC;
- Escolher e dimensionar os equipamentos a serem utilizados no sistema FV;
- Determinar o local adequado para instalação do gerador;
- Realizar simulações por meio do *software* PV*Sol para determinar a melhor configuração do arranjo FV;
- Instalar o gerador e apresentar os passos de homologação na Concessionária Paranaense de Energia (COPEL);
- Fazer o monitoramento do gerador para comparar os resultados com o dimensionamento e as simulações realizadas.

4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A fundamentação teórica desenvolvida neste TCC contempla abordagem conceitual sobre energia solar, efeito fotovoltaico, principais tipos de células fotovoltaicas e de módulos fotovoltaicos, sistemas fotovoltaicos isolados (*off-grid*) e conectados à rede (*on-grid*), bem como projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR).

4.1 Energia solar

O Sol é uma inesgotável fonte de energia, responsável pela manutenção da vida na terra (PINHO; GALDINO, 2014). A superfície do planeta Terra recebe do Sol, anualmente, energia equivalente a aproximadamente $1,5 \times 10^{18}$ kWh por meio de radiação solar. Essa radiação é formada por ondas eletromagnéticas que possuem diferentes frequências e comprimentos de onda (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004).

Anualmente, a energia que o Sol irradia na Terra é suficiente para atender dez mil vezes o consumo anual de energia do mundo inteiro. A produção de energia elétrica para cada metro quadrado de área é equivalente a 1.700 kWh por ano. Já a disponibilidade de radiação solar é dependente da latitude da região, uma vez que o movimento da Terra em torno do Sol é descrito por um plano inclinado de $23^{\circ}27'$ em relação ao plano do Equador (BRASIL, 2007).

A radiação do Sol sobre a superfície horizontal é composta por uma:

[...] componente direta, que não sofre influência da massa ótica e incide na forma de feixes de raios solares paralelos, e uma componente difusa, resultante da interação da radiação solar com gases e partículas existentes na atmosfera. A soma dessas duas componentes é denominada de radiação solar global (MOTA, 1977 *apud* DRECHMER; RICIERY, 2006, p. 73-74).

Conceitualmente, a irradiância e irradiação do sol são grandezas diferentes. A irradiância corresponde ao valor instantâneo da radiação solar incidente em watt-hora por metro quadrado (W/m^2). Já a irradiação corresponde a irradiância medida em W/m^2 durante determinado período de tempo. Portanto, a irradiância é uma grandeza física que expressa a quantidade de irradiação solar em potência por

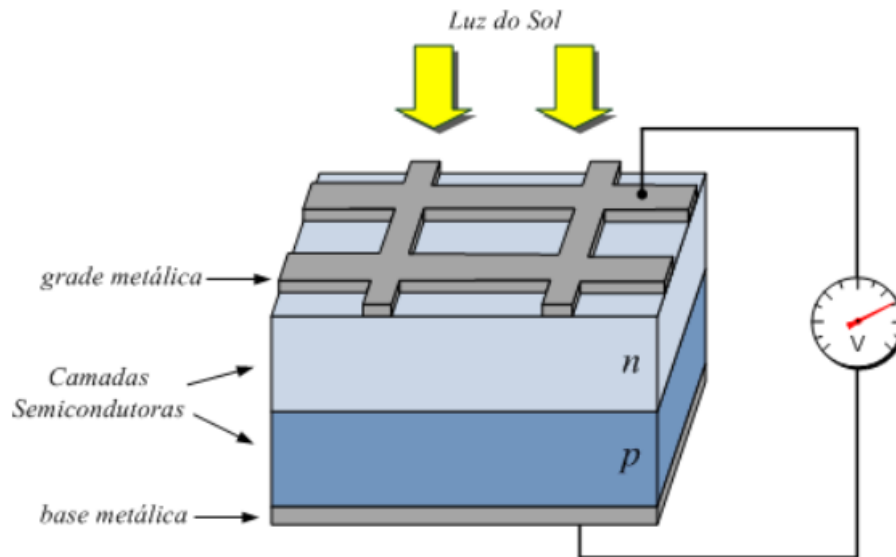
unidade de área (W/m^2), sendo adotada como $1000W/m^2$ pela indústria fotovoltaica (VILLALVA, 2015). A energia proveniente dessa irradiância pode ser convertida em energia elétrica. Para tal, explora-se o efeito fotovoltaico.

4.2 Efeito fotovoltaico

Ao incidirem sobre corpos, as ondas eletromagnéticas podem produzir diversos efeitos e alterações. Alguns materiais específicos, ao receberem essa radiação, podem originar tensões e correntes elétricas (VILLALVA, 2015).

O efeito fotovoltaico pode ser exemplificado pela imagem de uma célula fotovoltaica (Figura 1). A célula pode ser formada por duas camadas de material semicondutor dos tipos “p” e “n”, uma base metálica inferior e uma grade superior de coletores metálicos. O material semicondutor mais utilizado é o silício devido a sua abundância natural e à facilidade de processamento em relação a outros materiais (ALMEIDA, 2011; LÜDKE, 2018). O material do tipo “p” apresenta falta de elétrons, enquanto que no material do tipo “n” há excedente. Colocados em contato esses materiais formam uma junção semicondutora, pois os elétrons da camada “n” migram para a camada “p” ocupando os espaços vazios das lacunas e, assim, formam uma barreira de potencial entre as camadas. Quando a luz penetra na parte superior de uma célula fotovoltaica, descarrega sua energia sobre os elétrons fazendo com que tenham energia para romper a barreira de potencial. Esses elétrons são coletados pela base metálica e formam uma diferença de potencial entre os eletrodos da parte superior (grade metálica) e inferior (base). Se houver um caminho elétrico entre tais eletrodos uma corrente elétrica surgirá (ALMEIDA, 2011).

Figura 1 - Estrutura física simplificada de uma célula e efeito fotovoltaico



Fonte: Almeida (2011)

4.3 Células e módulos fotovoltaicos

Historicamente, a primeira célula fotovoltaica feita de silício monocristalino foi desenvolvida em 1954, com uma eficiência de 6%, pelo trabalho conjunto de pesquisadores norte-americanos: o químico Calvin Fuller, o físico Gerald L. Pearson e o engenheiro Daryl Chapin. Esses pesquisadores são responsáveis pela criação dessa tecnologia e pela realização da primeira aplicação prática de células solares com esse tipo de material. No ano de 1959, surge novo método de crescimento de cristais de silício desenvolvido por meio de experimentos com células fotovoltaicas feitas de silício policristalino, que culminaria em menores custos relacionados à produção de células solares (MACHADO; MIRANDA, 2015).

No século XXI, aproximadamente, 95% das células fotovoltaicas usadas no mundo inteiro são fabricadas de silício, que é o segundo elemento químico mais abundante existente no planeta Terra, perdendo apenas para o oxigênio. O Brasil é um dos principais produtores mundiais de quartzo, minério do qual é extraído o silício para fabricação das células fotovoltaicas (VILLALVA, 2015).

Salienta-se, oportunamente, que o silício não é encontrado isoladamente na natureza. O silício, como elemento químico, somente existe apenas associado a outros elementos. Quando associado o oxigênio formam a areia de sílica (PINHO; GALDINO, 2014; LÜDKE, 2019).

O material utilizado nas células fotovoltaicas deve ser da maior pureza possível. Essa pureza pode ser conseguida por meio de sucessivas etapas na produção química. Até aos dias de hoje, os fabricantes de células fotovoltaicas têm obtido, em grande parte, o material purificado do desperdício da indústria eletrônica de semicondutores (PORTAL ENERGIA, 2014; MACHADO; MIRANDA, 2015).

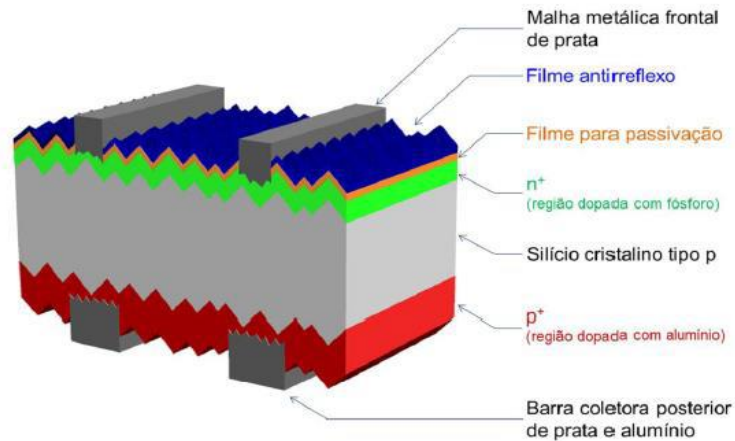
4.3.1 Tipos de células fotovoltaicas

Entre as diversas tecnologias encontradas no mercado de fabricação das células fotovoltaicas, as mais comuns são as cristalinas de silício policristalino e de silício monocristalino e, recentemente, as de filme fino.

O silício monocristalino é composto por blocos de silício ultrapuro, submetidos a altas temperaturas para o processo de formação do cristal, que depois recebem um processo químico, formando as camadas “p” e “n” (PINHO; GALDINO, 2014). No final a célula produzida tem aspecto uniforme e homogêneo com eficiência em torno de 15% a 18%, que, em contrapartida, tem custo mais elevado em relação a outros tipos de célula. Já o silício policristalino é formado por pequenos cristais com tamanhos e orientações diferentes, que, posteriormente, transformam-se em células de aparência heterogênea com eficiência inferior à de células monocristalino (PINHO; GALDINO, 2014), com valores típicos entre 13% e 15%, porém seu custo de fabricação é menor (VILLALVA, 2015).

Diferentemente da tecnologia das células cristalinas, as células de filmes finos são formadas por camadas finas de silício e outros materiais para evitar desperdício no processo e permitir baixo custo de produção. Os módulos fotovoltaicos, para o caso dos filmes finos são formados por uma única célula que apesar do baixo custo sofre degradação acelerada e tem uma eficiência inferior às tecnologias discutidas até aqui. São mais adequados para locais com temperaturas elevadas e baixos níveis de radiação, pois sofrem menor influência de temperatura e sombreamento (VILLALVA, 2015). A Figura 2 mostra a estrutura de uma célula fotovoltaica típica.

Figura 2 - Estrutura de uma célula fotovoltaica



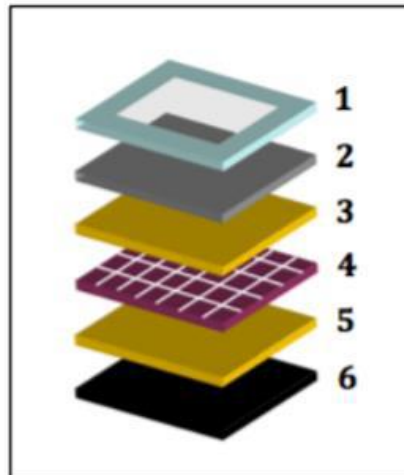
Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 128)

4.3.2 Módulos fotovoltaicos

Também conhecido por placa ou painel fotovoltaico, os módulos fotovoltaicos podem ser compostos por uma única célula ou por múltiplas células fotovoltaicas, agrupadas sobre uma estrutura e conectadas eletricamente para produzir tensões usuais. As células são frágeis e seu encapsulamento em estruturas também promove resistência mecânica para aplicações práticas (CARNEIRO, 2010).

Para deixar a mecânica da estrutura mais estável, o acabamento é executado com aros de alumínio dos tipos leves e resistentes e uma placa de vidro (CARNEIRO, 2010). O esquema dos componentes e materiais normalmente utilizados na construção de módulos fotovoltaicos pode ser verificado na Figura 3. Na sequência, a Figura 4 apresenta uma descrição sumária das funções exercidas por cada componente que aparecem na Figura 3 (1 a 6) como integrantes de um módulo fotovoltaico.

Figura 3 - Esquema da estrutura de um módulo FV de silício cristalino



Fonte: Carneiro (2010, p. 4)

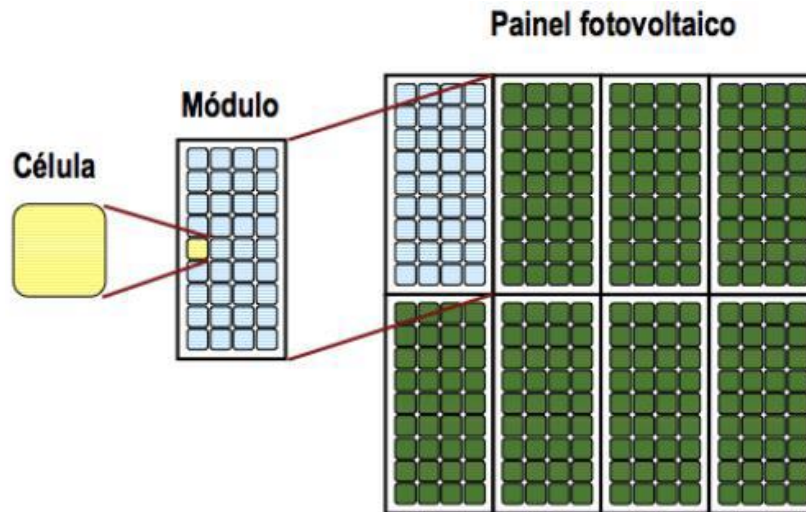
Figura 4 - Diferentes funções dos componentes de um módulo fotovoltaico

Componentes		Descrição
1	Caixilho	Alumínio anodizado. Confere rigidez mecânica
2	Vidro	Vidro temperado. Permite a entrada de luz solar e protege as células contra impactos mecânicos (granizo, contacto manual, etc.)
3 e 5	Material de encapsulamento	Película translúcida e não reflectora da radiação solar. O EVA garante também o isolamento eléctrico entre as células
4	Células fotovoltaicas (c.Si)	Representam o elemento que converte a luz solar em corrente eléctrica
6	Isolante eléctrico	Protege a parte posterior do módulo e evita também a entrada de água e gases

Fonte: Carneiro (2010, p. 4)

Na Figura 5 apresenta-se esquema da hierarquização do agrupamento de células na formação do módulo e o agrupamento deste na composição do painel fotovoltaico (do inglês *array*), sendo este formado por vários módulos fotovoltaicos.

Figura 5 - Hierarquização do agrupamento: célula – módulo – painel FV



Fonte: Carneiro (2010, p. 4)

No mercado nacional e mundial, os módulos fotovoltaicos recebem diferentes classificações, daí porque o termo “módulo”, mais precisamente, vem sendo definido pelas qualidades específicas da unidade geradora de energia elétrica. Os módulos fotovoltaicos podem ser classificados em função de(do/a):

- a) material celular: monocristalino, policristalino ou de película fina (amorfos, telureto de cádmio – CdTe – e módulos seleneto de cobre-índio-gálio – CIS);
- b) material de encapsulamento: módulo Teflon, de resina fundida ou EVA (acetato de etil-vinila), sendo esta última pouco usada;
- c) tecnologia de encapsulamento: laminagem (com EVA ou com Teflon);
- d) tecnologia do substrato: de película-película (flexíveis); onde vidro-película (ou módulos de vidro-Tedlar); de metal-película, de plástico acrílico e de vidro-vidro;
- e) estrutura da armação: com ou sem a presença da armação (módulos laminados);
- f) funções específicas de construção: de vidro de segurança endurecido; de vidro de segurança laminado, de vidro isolante, de vidro isolante para coberturas de vidro, de vidro laminado.

Há também as seguintes distinções entre os módulos fotovoltaicos:

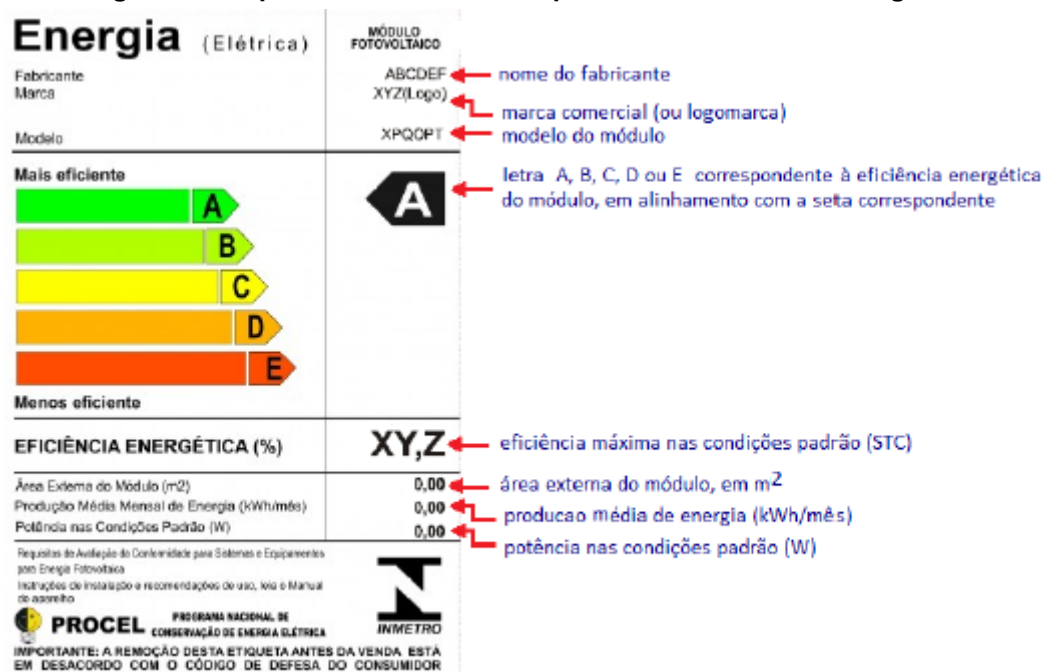
- a) módulo *standard* ou convencional: é observada a relação custo versus benefício, ou seja, é fabricado para alcançar maior produção de energia fotovoltaica por metro quadrado (m^2) com o menor custo possível;

- b) módulo especial: é fabricado em massa para determinado propósito, podendo ser formado pela utilização de materiais ou armações específicas;
- c) módulo feito à medida ou módulo específico: fabricado para determinada aplicação, cujo local de aplicação determina a estrutura do módulo, sua forma e sua dimensão (PORTAL ENERGIA, 2014, p. 77-78).

4.3.3 Características dos módulos fotovoltaicos

Geralmente, um módulo é identificado por sua potência de pico (W_p). Entretanto, um conjunto de características compatíveis com a aplicação específica deve ser observado (PINHO; GALDINO, 2014). É de extrema importância a observação de algumas características dos módulos no desenvolvimento de projetos fotovoltaicos (VILLALVA, 2015), sendo que muitas das quais devem ser disponibilizadas pelos fabricantes nas folhas de dados catálogos e/ou placas de identificação (Figura 6).

Figura 6 - Etiqueta do INMETRO comprovando a eficiência energética



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 154)

Em um cenário real, embora as possibilidades de referência raramente ocorrem, ou seja, mesmo que um módulo fotovoltaico atue em um ambiente, o qual por vezes, é caracterizado por meio de uma temperatura do ar igual a 25 °C, a

temperatura do painel será diferente. Devido a esse fato, especifica-se a temperatura nominal de funcionamento (do Inglês, *Nominal Operating Cell Temperature*, NOCT) do painel fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

A NOCT é definida como temperatura alcançada pelas células de um módulo quando sujeitas às seguintes condições, segundo Carneiro (2010, p. 5):

- a) Intensidade da radiação solar incidente na superfície = 800 W/m^2 ;
- b) Temperatura do ar = $20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- c) Velocidade do vento = 1 m/s .

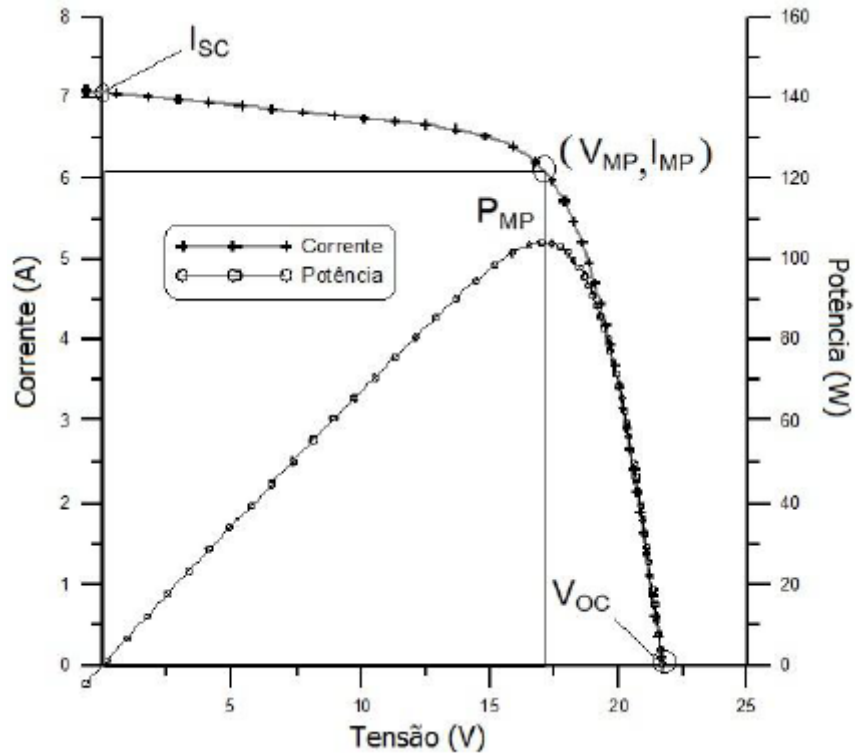
Lembra-se que na definição do W_p consideram-se a irradiância solar de 1000 W/m^2 pela distribuição espectral padrão para MA 1,5 e temperatura celular de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (PINHO; GALDINO, 2014).

4.3.4 Curvas características

Como já mencionado, geralmente um módulo é identificado pela grandeza W_p , que se refere potência de pico em condições de ensaio STC (*Standard Test Conditions* ou Condição do Padrão de Teste), considerando-se a irradiância padrão igual a 1000 W/m^2 e temperatura igual a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ sobre uma distribuição espectral AM 1,5, ou seja, no espectro de referência adotado (PINHO; GALDINO, 2014). Assim, consideradas as condições de ensaio STC, com os terminais do módulo desconectados de qualquer carga, a tensão que pode ser medida entre os terminais será a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Por outro lado, se for estabelecido um curto circuito entre os terminais, a corrente medida será de curto circuito (I_{sc}).

A Figura 7, a seguir, representa as curvas características de tensão e corrente I-V e de potência P-V para variadas condições de operação de um módulo FV. Onde a potência gerada P é resultado do produto entre a corrente I pela tensão V e P_{MP} , representa o ponto de potência máxima.

Figura 7 - Curvas características I-V e potência I-P para módulo com potência de 100 Wp



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 147)

A eficiência η dos módulos também é um parâmetro importante e pode ser obtida pela seguinte Equação 1.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (1)$$

Onde P_{MP} é a potência máxima ou potência de pico, G é igual a 1000W/m^2 e A é a área do módulo (PINHO; GALDINO, 2014).

4.3.5 Influência sobre as curvas características dos módulos FV

Em um sistema FV, a potência fornecida pelos módulos é variável. Isso se deve pelo fato de que a radiação solar e a temperatura, variam de acordo com as mudanças climáticas e inclinação do sol durante o dia.

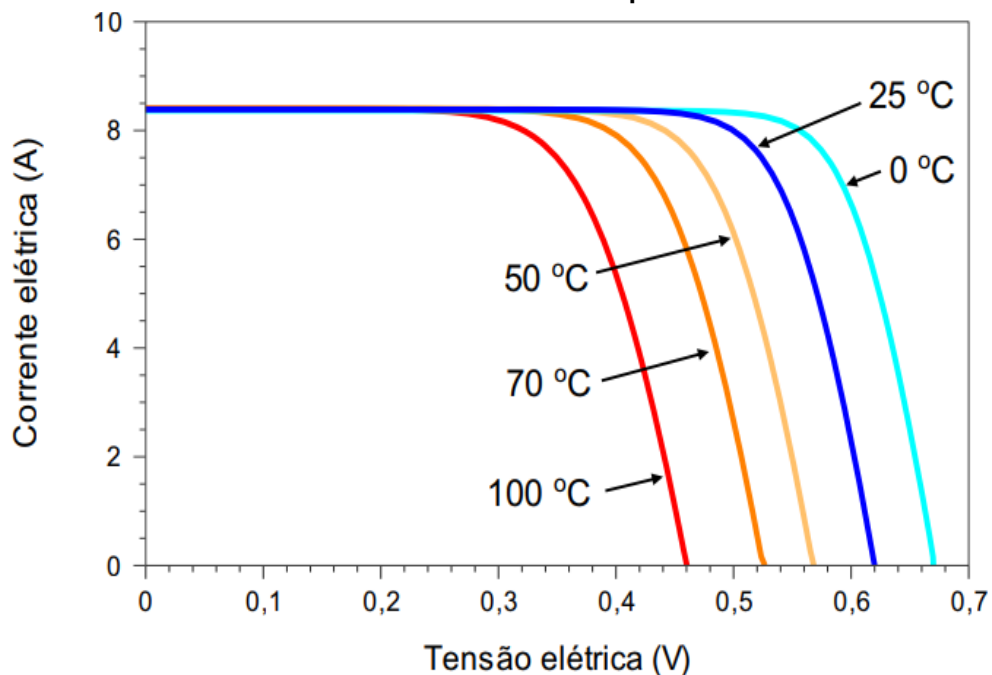
A tensão e a corrente elétrica que um módulo pode fornecer em determinado momento está relacionada, respectivamente, a temperatura e a incidência de radiação sobre as células. A Equação 2 relaciona a I_{sc} do módulo com irradiância incidente a uma temperatura de 25°C .

$$I_{sc} = I_{scSTC} \left(\frac{G}{1000} \right) \quad (2)$$

Onde: I_{sc} = Corrente de curto circuito em ampères para uma irradiância G ; $I_{sc,STC}$ = Corrente de curto circuito em STC = Condição do Padrão de Teste e G = irradiância incidente sobre o módulo.

Em contrapartida, o aumento da irradiância causa o aumento da temperatura que provoca uma redução de tensão nos terminais das células, o que reduz sua eficiência. Esse efeito pode ser visto no gráfico da Figura 8 para uma célula de silício monocristalino dada uma irradiância constante de 1000W/m^2 .

Figura 8 - Influência da variação da temperatura na curva características I - V da célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de $25\text{ }^\circ\text{C}$



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 124)

4.4 Módulos comerciais e suas características elétricas

As características elétricas dos módulos fotovoltaicos comerciais são disponibilizadas na condição do padrão de teste (STC). Porém, antes de os módulos fotovoltaicos serem comercializados, devem ser submetidos a uma série de testes para determinação das características elétricas e mecânicas, obedecendo às normas internacionais como da *International electrotechnical Commission* (IEC) e nacionais como da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e de Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO).

- a) IEC estabelece ensaios de qualificação, resistência a corrosão por névoa salina, segurança elétrica e mecânica;

- b) ABNT é responsável por estabelecer requisitos mínimos, para que os módulos sejam compatíveis ao uso terrestre;
- c) INMETRO é responsável pela realização de ensaios elétricos e mecânicos para etiquetagem de módulos e outros componentes de sistemas fotovoltaicos.

Além disso, os fabricantes geralmente oferecem uma folha informativa sobre dados, a qual contém características elétricas em STC. Algumas mais relevantes já foram citadas como, por exemplo:

- a) V_{oc} : tensão de circuito aberto;
- b) I_{sc} : corrente de curto circuito;
- c) P_{op} ou $P_{máx}$: potência de pico ou potência máxima;
- d) V_{mp} : tensão no ponto de máxima potência (P_{mp});
- e) I_{mp} : corrente no ponto de máxima potência (P_{mp});
- f) η : eficiência do módulo;
- g) I_r : resistência a corrente inversa.

Outra característica elétrica de módulos comerciais são as associações de dispositivos fotovoltaicos. Os dispositivos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou em paralelo a fim de alcançar os níveis desejados de corrente e de tensão. Essa associação pode ocorrer com a participação de células, módulos ou arranjos fotovoltaicos. Os arranjos são formados por um conjunto de módulos associados eletricamente em série e/ou em paralelo desde que forneçam uma saída única de tensão e corrente (PINHO; GALDINO, 2014; SANTOS; MELO, 2015).

Os módulos fotovoltaicos precisam ser ligados entre si para se obter o aumento da P_{max} do gerador fotovoltaico. Nesse raciocínio, há duas opções usadas para associação de módulos fotovoltaicos: a interligação de módulos em série e a interação em paralelo (CARNEIRO, 2010).

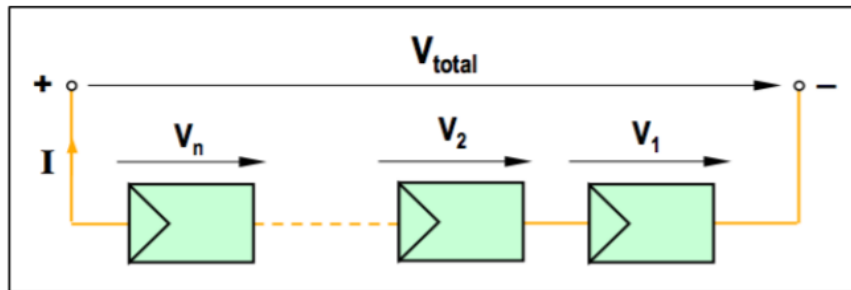
Em uma ligação em série, o terminal positivo de um dispositivo FV é conectado ao terminal negativo do outro, e assim sucessivamente. Em caso de ligação em série com dispositivos idênticos e submetidos a igual irradiância, as tensões são somadas e a corrente elétrica é a mesma que para um único módulo. Assim:

[...] se os dispositivos são idênticos e encontram-se sob as mesmas condições de irradiância e temperatura, então, as correntes elétricas

individuais são iguais. No caso de se associarem os dispositivos em série em diferentes correntes de curto-circuito, a corrente elétrica da associação será limitada pela menor corrente. Entretanto, a associação de módulos de correntes diferentes não é recomendada na prática, pois pode causar superaquecimento (PINHO; GALDINO, 2014, p. 123).

Os painéis fotovoltaicos ligados em série constituem aquilo que se designa por fileiras ou *strings*. Ressalta-se que na associação de módulos fotovoltaicos devem ser utilizados módulos do mesmo tipo para diminuir as perdas de potência no sistema (CARNEIRO, 2010). A Figura 9, a seguir, representa esquematicamente uma associação em série com n número de módulos fotovoltaicos.

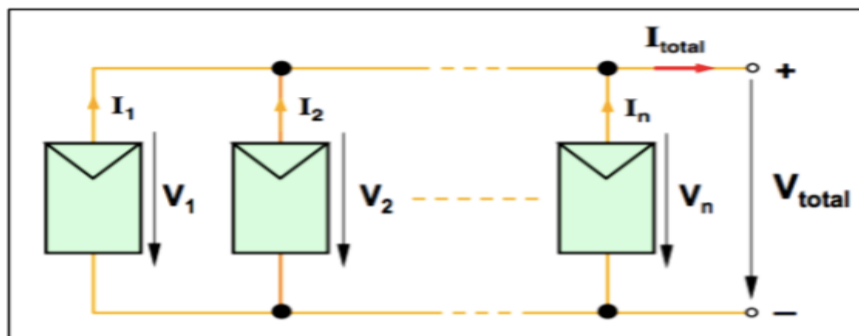
Figura 9 - Representação da associação em série de módulos fotovoltaicos



Fonte: Carneiro (2010, p. 9)

Quando há associação em paralelo, os terminais positivos dos dispositivos são interligados entre si, também os terminais negativos (PINHO; GALDINO, 2014; SANTOS; MELO, 2015). A ligação em paralelo entre módulos individuais, utilizada comumente em sistemas autônomos, é feita para alcançar correntes maiores e manter o nível de tensão estipulada do módulo. Esquematicamente, a Figura 10 representa a associação em paralelo de n número de módulos FV.

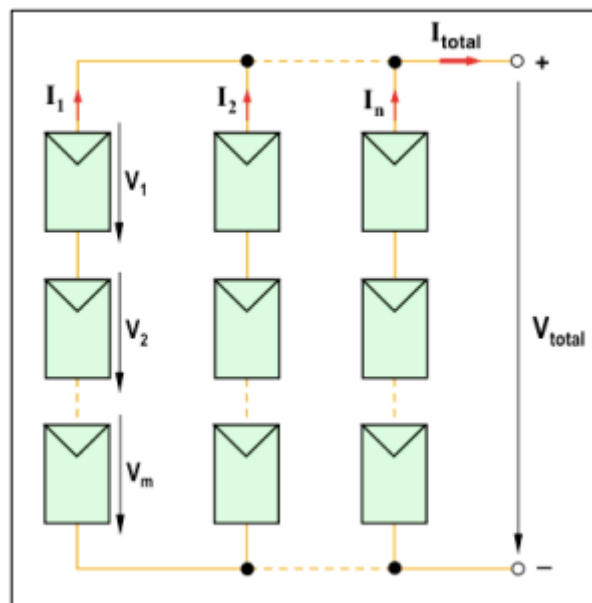
Figura 10 - Representação da associação em paralelo de módulos FV



Fonte: Carneiro (2010, p. 11)

Observa-se que, para uma ligação em paralelo, a tensão do conjunto é igual àquela para um módulo individual, sendo que a corrente corresponde à soma da totalidade das correntes de todos os módulos. Nos Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) pode ocorrer associação de várias *strings* de módulos, ligadas em paralelo. A Figura 11 representa esquematicamente a associação mista de $n \times m$ dos módulos fotovoltaicos.

Figura 11 - Esquema da associação mista de n módulos FV



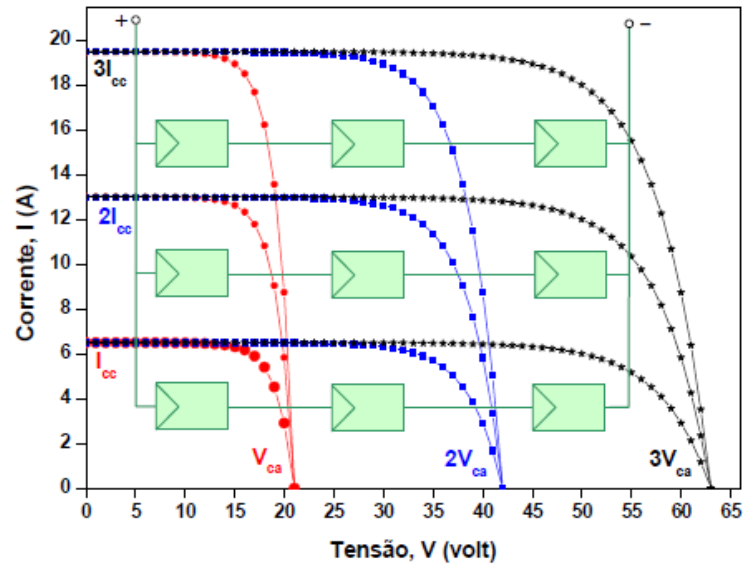
Fonte: Carneiro (2010, p. 12)

Pode ser estruturada uma associação mista de módulos fotovoltaicos para alcançar as características das associações em série e em paralelo e obter maiores valores de corrente e tensão. Assim, “no pressuposto de que o sistema é constituído por módulos do mesmo tipo, então a corrente I (Figura 12) que atravessa cada fileira é igual” (CARNEIRO, 2010, p. 13).

Nesse pressuposto, a tensão total obtida corresponde ao total da soma de todas as tensões individuais de cada módulo de uma fileira e a corrente total é igual para todos os módulos. Então, caso haja alguma dispersão nas características elétricas de um único módulo, será afetada a corrente de toda fileira (CARNEIRO, 2010).

A Figura 12, a seguir, representa graficamente a curva característica da corrente-tensão na associação mista de três módulos fotovoltaicos (*Shelle SM 100-12*) em condições STC.

Figura 12 - Representação das curvas *IV* na associação mista de três módulos FV



Fonte: Carneiro (2010, p. 13)

Frequentemente, no estudo de sistemas fotovoltaicos o conjunto de módulos em série recebe o nome de *string*. A concepção *strings* em paralelo em uma ligação de série e paralelo permite a obtenção da tensão e da corrente desejada. Para minimizar o efeito do sombreamento e evitar pontos de aquecimento no módulo (*hot spots*) e avarias em sistemas fotovoltaicos, são utilizados diodos (fusíveis) de desvio, diodos de passagem (*by-pass*), diodos de fileira e fusíveis fotovoltaicos (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004; CARNEIRO, 2010; PINHO; GALDINO, 2014).

O uso de diodos de desvio é importantíssimo nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) em áreas urbanas, especificamente por serem painéis fotovoltaicos instalados em coberturas, do tipo *rooftop* e em fachadas, normalmente, podem sofrer efeito do sombreamento parcial. “[...] Os módulos fotovoltaicos atuais já incluem um ou mais diodos de desvio, evitando que o projetista tenha que adicioná-los em seu projeto” (PINHO; GALDINO, 2014, p. 339).

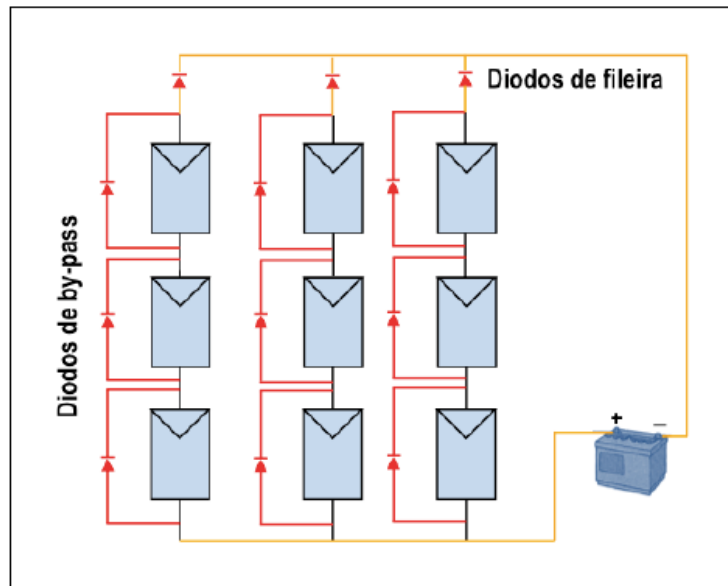
Os diodos de bloqueio são usados principalmente “[...] para evitar o fluxo de corrente proveniente da bateria [...] e proteger [...] o circuito contra uma possível inversão de polaridade durante a instalação” (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004, p. 109).

Os diodos *bay-pass* são utilizados para evitar que a corrente de um módulo ou de uma fileira seja limitada pelo elemento de pior desempenho (célula ou módulo). Além disso, eles servem “[...] como caminho alternativo para a corrente e limitam a dissipação de potência no elemento sombreado ou defeituoso. Isso ocorre

porque a queda de tensão reversa no módulo ou célula fica limitada pela tensão direta do diodo” (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004, p. 110).

Os diodos de *by-pass* são ligados em antiparalelo com cada um dos módulos que integra uma fileira. O objetivo é promover desvio das correntes geradas pelos módulos, evitar curtos-circuitos e correntes inversas entre fileiras, avarias ou tensões diferentes nas fileiras. Assim, se um módulo apresenta defeito é eliminado do serviço automaticamente (CARNEIRO, 2010). A Figura 13 mostra em esquema uma associação mista de módulos fotovoltaicos com diodos de *by-pass* e de fileira.

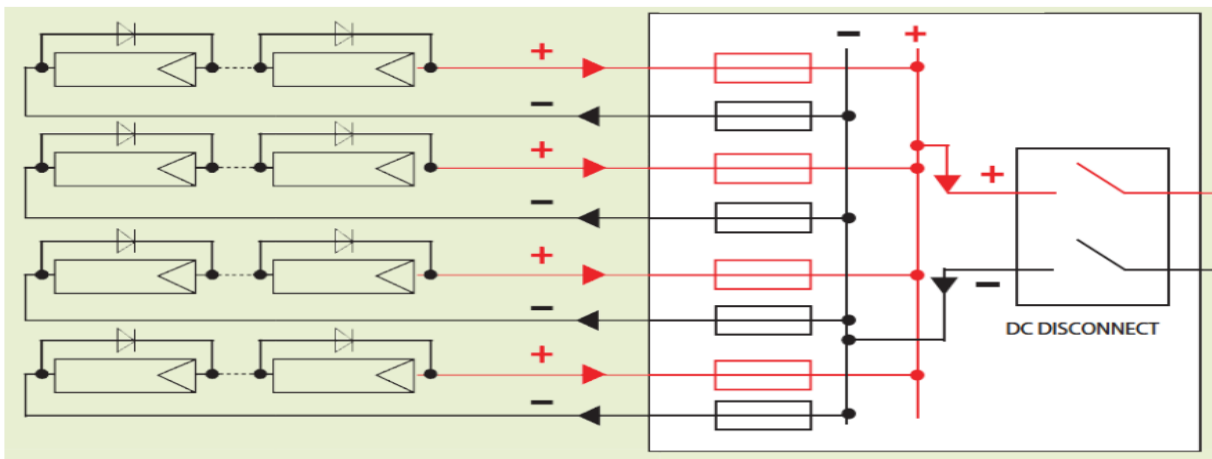
Figura 13 - Associação mista de módulos FV com diodos de *by-pass* e de fileira



Fonte: Carneiro (2010, p. 14)

A proteção de corrente reversa das *strings* pode ser feita com o uso de diodos ou fusíveis fotovoltaicos específicos, entre o terminal positivo e negativo de cada série (PINHO; GALVINO, 2014), dimensionados abaixo da corrente reversa suportada por uma *string* de módulos fotovoltaicos (Figura 14).

Figura 14 - Fusíveis fotovoltaicos de proteção usados em séries fotovoltaicas



Fonte: Pinho e Galdino (2010, p. 163)

Destaca-se que a especificidade dos diodos e fusíveis é feita por meio da determinação da corrente direta de operação e da tensão reversa máxima. O equilíbrio da corrente direta de operação sofre influência do número de módulos em paralelo. Já o número de módulos em série influencia a tensão reversa. Também, a queda de tensão ocorre em função da tecnologia e do material (silício, germânio etc.). Assim, quanto menor a queda, mais caro o dispositivo FV (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004, p.110).

4.5 Sombreamento e seus efeitos em sistemas FV

Visto que a posição do Sol e as condições climáticas variam ao longo do dia, um ou mais módulos de um sistema FV pode receber um sombreamento total ou parcial de suas células. Se em determinado módulo uma de suas células estiver ligada em série a um conjunto de células e receber menor quantidade de irradiação que as outras, ocorrerá uma considerável redução de corrente às demais. Além disso, pode ocorrer o aparecimento de pontos quentes (do inglês, *hotspot*) nas células, o que, por consequência, danifica o módulo. Analogamente, este efeito também ocorre para o sombreamento de módulos em uma *string* uma vez que são ligados em série (PINHO; GALDINO, 2014).

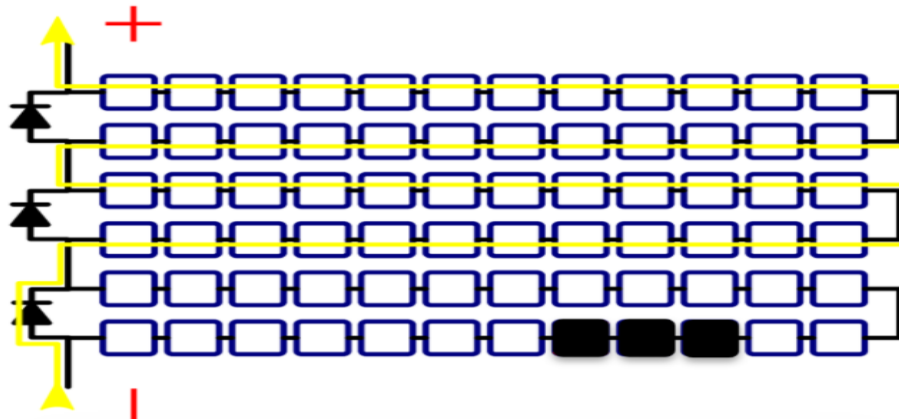
Comumente, o sombreamento é de natureza temporária, uma vez que resulta de fenômenos naturais imprevisíveis. No sombreamento temporário típico é comum a “presença de folhas, sujeidade de proveniência diversa (dejetos de

pássaros, poeiras de zonas industriais, etc.), nuvens ou mesmo a neve que se possa depositar sobre os módulos fotovoltaicos” (CARNEIRO, 2010, p. 15).

O sombreamento também pode ser resultado de interferência gerada por superfícies reflexivas sobre os sistemas FV instalados, particularmente em ambientes urbanos (PRADO JÚNIOR, 2004). Em consequência da localização ou produzidos pelo próprio arranjo, nos sombreamentos podem ocorrer sombras em grande parte ou em todo o arranjo FV, o que, em consequência, leva ao escurecimento do painel. Aqui se deve dar particular atenção às chaminés, platibandas, antenas comuns e antenas de satélites, para-raios, saliências do telhado e da fachada, ressaltos da estrutura do prédio, dentre outras (PORTAL ENERGIA, 2004).

Para minimizar os efeitos de sombreamentos, em módulos comerciais é comum a adição de diodos de *by-pass* em antiparalelo a um grupo de células dispostas em série (entre 15 a 35 células). No momento em que a célula da Figura 15 é sombreada, a corrente percorre o diodo de passagem, que serve como um desvio para correntes geradas pelas demais células que não pertencem ao grupo. Na Figura 15 representa-se uma corrente que flui por um módulo FV com acionamento de diodo de *by-pass*.

Figura 15 - Corrente fluindo por um módulo com um diodo de *by-pass* acionado



Fonte: Moreira (2020)

A importância de ser observada a questão do sombreamento parcial ou total na instalação de um sistema fotovoltaico está intimamente associada às consequências negativas geradas, principalmente em termos de eficiência e de segurança. É oportuno ser mencionada a interferência de superfícies reflexivas na

operacionalidade dos sistemas FV instalados especialmente em ambientes urbanos (PRADO JÚNIOR, 2004; CARNEIRO, 2010; PINHO; GALDINO, 2014).

4.6 Otimização da geração de energia nos sistemas FV

Além do que já foi contemplado até aqui, há outros determinantes importantes para otimizar a captação de irradiação solar e, conseqüentemente, a própria geração de energia solar fotovoltaica. Por exemplo, a relação estabelecida entre o Sol e a Terra em função de seus movimentos (rotação e translação) é interferente no posicionamento, fixação e orientação dos sistemas de energia FV. A seguir, sob um olhar na avaliação do recurso solar que é fator preponderante para o sistema FV, a seguir, analisam-se algumas características importantes.

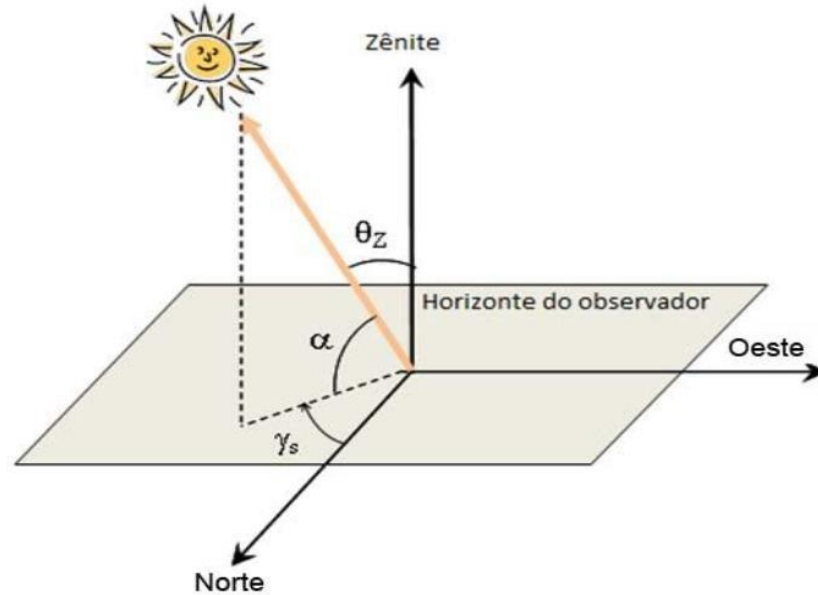
4.6.1 Relação Sol-Terra e a irradiação solar

Para o bom desempenho de um gerador fotovoltaico, é necessário levar em consideração a trajetória do Sol em correlação com o movimento da terra. A posição do Sol varia de acordo com as horas, os dias e meses do ano (GÜNTZEL, 2018).

Direcionar de forma correta os painéis solares é de extrema importância para uma boa captação de radiação solar e maximização da produção de energia. Considerando-se, por exemplo, um observador abaixo da linha do equador que olha para o norte geográfico, ele verá o Sol com diferentes ângulos em sua trajetória, desde o nascente até o poente. O ângulo formado entre o Sol e o norte geográfico é denominado ângulo azimutal ou azimute. Já o meio dia solar é denominado a partir do momento em que o observador percebe o Sol alinhado ao norte, ou seja, quando o ângulo azimutal é igual a zero. Além do movimento de rotação que faz variar o azimute ao longo de 24 horas, o planeta Terra também descreve um movimento de translação elíptico em torno do Sol que dura aproximadamente 365 dias e 6 horas. No meio dia solar (azimute=0), o ângulo entre os raios solares e o plano formado pela linha do equador é denominado ângulo de declinação solar (θ_z). Como resultado da inclinação do eixo de rotação da Terra em relação ao movimento de translação, esse ângulo θ_z varia entre de $-23,5^\circ$ a $23,5^\circ$ de acordo com o dia e estação do ano (GÜNTZEL, 2018). As relações geométricas entre raios solares e

superfície terrestre podem ser vistas na Figura 16, onde (θ_z) corresponde ao ângulo de declinação, (α) ao ângulo de altura ou elevação solar e (γ_s) ao ângulo azimutal.

Figura 16 - Relações geométricas entre raios solares e superfície da terra



Fonte: Moreira (2020)

Fora da atmosfera, a intensidade da radiação solar é dependente da distância entre o Sol e a Terra. No decorrer do ano, a distância pode variar entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km. Já a irradiância (EO) tende a variar de 1.325 W/m^2 a 1.412 W/m^2 , cujo valor médio é designado por constante solar: $EO = 1.367 \text{ W/m}^2$. Em algumas regiões próximas da linha do Equador, a irradiação solar excede 2.300 kWh/m^2 por ano. Já na região sul da Europa, por exemplo, a EO não excede o máximo de 1.900 kWh/m^2 (PORTAL ENERGIA, 2004).

Na elaboração do projeto do sistema FV, a avaliação do recurso solar é fundamental para o sucesso do empreendimento, daí porque é necessário quantificar a radiação solar incidente sobre diferentes tipos de módulos fotovoltaicos (CRESESB, 2020).

Não obstante, há dados de radiação solar incidente que podem ser utilizados para o correto direcionamento de um sistema FV e que estão disponíveis em vários sítios, como, por exemplo, no Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e na rede do Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA). Também há informações compiladas por meio de satélites que possibilitam traçar paralelos entre dias de insolação e dias nublados em determinada região do país para otimizar a geração da energia pelos sistemas FV. No Brasil, o Programa SWERA possibilita

acesso a dados e mapas referidos no Atlas Brasileiro de Energia Solar, bem como dados fornecidos pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) pertencente ao Departamento de Energia dos Estados Unidos da América e no satélite *Surface Meteorology and Solar Energy* da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA). Todavia, nem sempre os dados disponíveis estão adequados para o dimensionamento do sistema FV (PINHO; GALDINO, 2014).

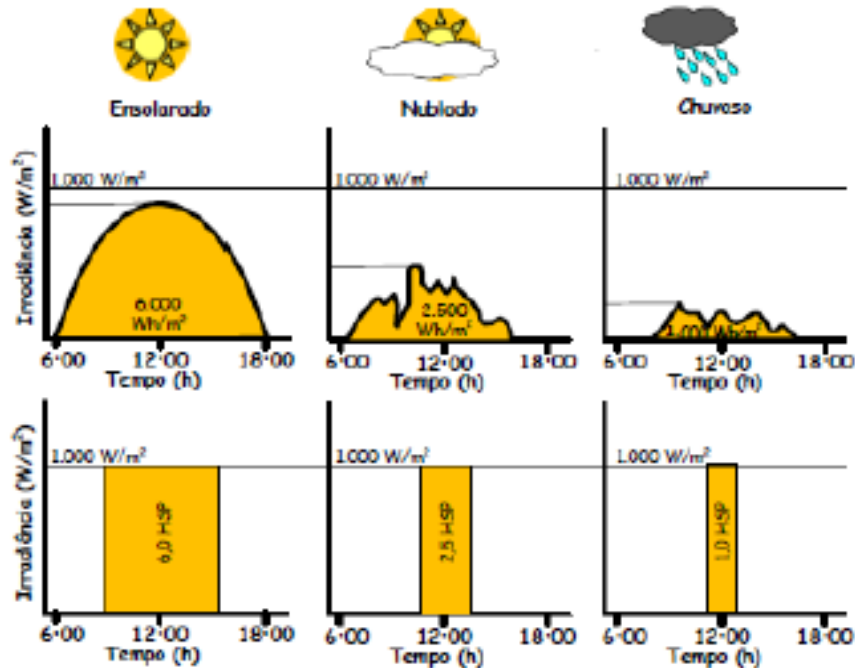
Em geral, é preciso usar métodos de tratamento de dados a fim de estimar a irradiância solar e a temperatura dos módulos. Há vários programas de simulação para sistemas FV que determinam a radiação solar global a partir de uma formulação que consideram o efeito do número de horas de insolação, efeitos relativos à altitude, latitude e época do ano (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004; PINHO GALDINO, 2014; VILLALVA, 2015).

A influência da irradiância solar é muito mais significativa que a temperatura nos módulos FV, uma vez que a irradiância solar pode variar significativamente em questão de segundos, em especial nos dias nublados (SANTOS; MELO, 2015). Sustenta-se que é a capacidade térmica dos módulos que controla a variação da temperatura (PINHO; GALDINO, 2014).

Como há significativa linearidade na relação produção de energia *versus* irradiação horária é possível se calcular o número de Horas de Sol Pleno (HSP), que é dado pelo número de horas em que a irradiância deve permanecer igual a 1kW/m^2 , para que se equivalha a irradiância total do dia (PINHO; GALDINO, 2014, p. 300). Um exemplo de aplicação pode ser observado na Figura 17, a qual revela o perfil de radiação solar diária com valor equivalente de HSP.

Todo esse conhecimento sobre a irradiação solar e temperatura é importante para a elaboração do projeto e execução dos passos seguintes como na localização, fixação e inclinação mais adequada possível para instalação e funcionamento de módulos-painéis de sistemas de energia fotovoltaico no Brasil.

Figura 17 - Exemplo de perfil de radiação solar diária com valor equivalente de HSP



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 301)

4.6.2 Localização dos módulos do sistema FV

A escolha da localização dos módulos é importante e decisiva para otimizar a geração de energia fotovoltaica. Podem surgir dúvidas quanto ao posicionamento mais adequado para receber a radiação solar, manter os módulos mais próximos de baterias e cargas para minimizar a queda de tensão nos fios (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004), especialmente em áreas urbanas. Além destes, o sombreamento é outro fator altamente influente na escolha da localização dos módulos (CARNEIRO, 2010; PINHO; GALDINO, 2014; PORTAL ENERGIA, 2004). Recomenda-se que o arranjo dos módulos seja posto em um local:

[...] suficientemente distante de objetos que possam encobrir a luz do Sol para que nenhuma sombra ocorra nas horas de melhor insolação, usualmente entre 9 e 15 horas, nos dias mais curtos (21 de junho no Hemisfério Sul e 21 de dezembro no Hemisfério Norte) (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004, p. 142).

Em casos de áreas rurais e/ou áreas remotas que dispõem de espaço mais amplo que a região urbana, a escolha do local para instalação do sistema FV é bem

mais simples. Contudo, deve-se observar a possibilidade de haver crescimento da vegetação, vandalismo e avarias devido à circulação de animais domésticos ou selvagens (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004) Também, aspectos estéticos, a resistência mecânica do telhado e do prédio e o efeito dos ventos são elementos importantes na escolha do local de instalação do painel fotovoltaico (SANTOS; MELO, 2015).

4.6.3 Fixação dos módulos do sistema FV

O Brasil está localizado abaixo da linha do equador no hemisfério sul. Assim, considerando-se os sistemas FV sem rastreamento solar, a melhor maneira de se fixar módulos é direcionar suas células para o norte geográfico (VILLALVA, 2015).

A fixação dos módulos do sistema FV é realizada com o uso de suportes especiais que são prendidos nas estruturas de sustentação seja no solo, em poste, paredes ou telhados (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004).

No telhado, os módulos podem ser fixados diretamente nas telhas metálicas, por exemplo. No entanto, a forma mais adequada para a fixação do módulo em coberturas depende o tipo da cobertura, que requer o uso de suportes específicos. Deve-se, ainda, considerar que além de a cobertura suportar o peso e os ventos, é necessário ter o cuidado na instalação dos módulos para evitar infiltrações (PORTAL ENERGIA, 2004). Algumas formas de fixação de módulos de sistemas FV e suas respectivas vantagens e desvantagens são apresentadas no Quadro 1, a seguir.

Quadro 1 - Formas de fixação do painel FV, vantagens e desvantagens (continua)

Forma de fixação	Vantagens	Desvantagens
Solo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Forma clássica quanto o número de módulos que é muito grande. ✓ Estrutura é mais robusta. ✓ Mínima influência de ventos. ✓ Grande facilidade na estruturação, montagem e manutenção. ✓ Maior possibilidade de exposição à insolação. ✓ Indicada para qualquer porte de FV 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Montagem muito acessível, o que aumenta a possibilidade de danos. ✓ Maior probabilidade de ocorrer sombreamento. ✓ Mais sujeita a acúmulo de poeira e de contato de pessoas, objetos e animais.
Poste	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Adequado a sistemas FV de pequeno porte (até 1 m²). ✓ Montagem fácil e simples. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Necessita de um mastro-poste robusto e adequado. ✓ Estrutura menos robusta.

(conclusão)

Forma de fixação	Vantagens	Desvantagens
Poste	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Menos propícia a situação de sombreamento. ✓ Mais segura contra contato de pessoas, objetos e animais. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Maior dificuldade de manutenção
Paredes/ Fachada	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Estrutura muito leve. ✓ Menos propícia a sombreamento ✓ Difícil ocorrência de dano. ✓ Pequena ação do vento. ✓ Adequado a sistema FV de pequeno porte (até 1 m²). ✓ Ajuda a reduzir a carga térmica interna da edificação. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Instalação mais trabalhosa. ✓ Maior dificuldade de manutenção. ✓ O porte do sistema FV deve ser adequado à área e à suportabilidade mecânica da edificação. ✓ A funcionalidade do sistema FV depende da robustez da edificação.
Telhado	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Difícil ocorrência de danos pelo fácil contato com pessoas, objetivos e animais. ✓ Reduz a possibilidade dos efeitos devidos ao sombreamento. ✓ Estrutura de suporte do sistema FV é bastante simples. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fixação robusta para suportar a força do vento. ✓ Dificuldade de manutenção. ✓ Depende da qualidade e do tipo de telhado.

Fonte: Adaptada de Prado Júnior *et al.* (2004) e Pinho e Galdino (2014)

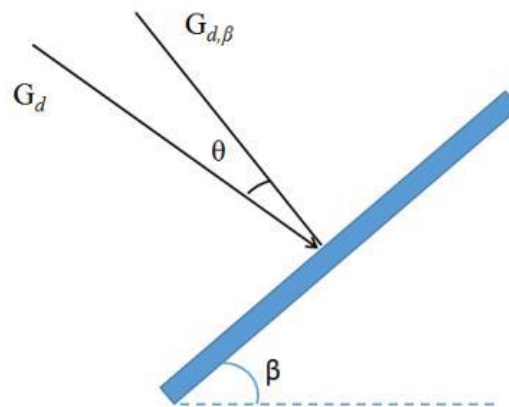
A inclinação dos módulos é outro fator importante na instalação e geração de energia fotovoltaica.

4.6.4 Inclinação dos módulos do sistema FV

Como já mencionado, a determinação do ângulo de inclinação dos módulos é outro fator importante. Tem-se que quanto maior a incidência de raios solares que atingem as células ortogonalmente, melhor será seu rendimento (GÜNTZEL, 2018).

Na Figura 18 são representadas algumas relações trigonométricas entre os raios solares (G_d) e o vetor ortogonal a o painel ($G_{d,b}$), o ângulo (β) representa a inclinação do painel em relação ao plano terrestre. Quando $\theta=0$, o G_d atinge perpendicularmente o módulo, o que maximiza a geração. Devido à variação da declinação solar durante as estações do ano, um gerador FV sem sistema de rastreamento solar não atinge seu rendimento máximo, mas podem ter uma boa produção anual.

Figura 18 - Irradiância direta incidente sobre uma superfície inclinada



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 301)

Instalações com β inferior a 10° podem causar acúmulo de poeira e redução da produção durante o inverno. Por outro lado, uma inclinação muito elevada implica em redução na produção de energia durante o verão (VILLALVA, 2015). Os valores recomendados para inclinação dos painéis podem ser obtidos pela análise da Tabela 1 que correlaciona a latitude geográfica do local ao ângulo β recomendado.

Tabela 1 - Escolha do ângulo de inclinação do módulo

Latitude geográfica do local	Angulo de inclinação recomendado (β)
0° a 10°	$\beta = 10^\circ$
11° a 20°	$\beta = \text{latitude do local}$
21° a 30°	$\beta = \text{latitude do local} + 5^\circ$
31° a 40°	$\beta = \text{latitude do local} + 10^\circ$
41° ou mais	$\beta = \text{latitude do local} + 15^\circ$

Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 301)

Na sequência, apresenta-se uma breve discussão sobre os componentes básicos dos sistemas de energia fotovoltaicos dos tipos *on-grid* e *off-grid*.

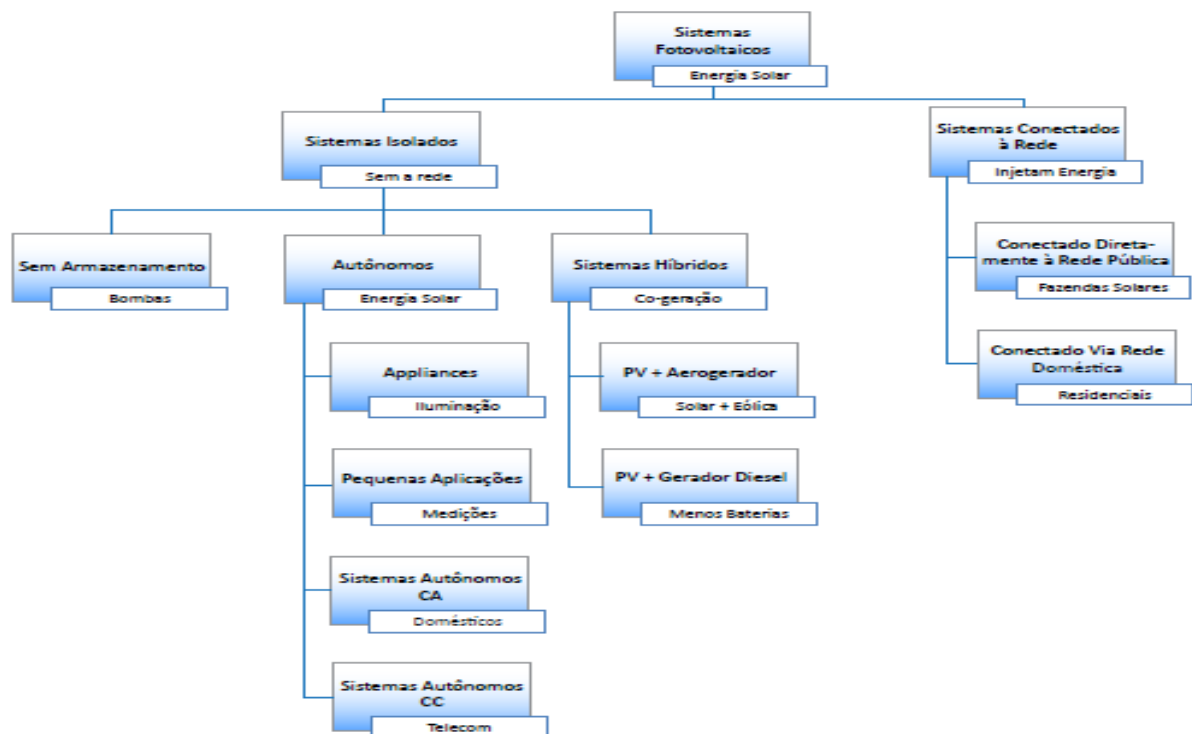
4.7 Componentes básicos dos sistemas FV *on-grid* e *off-grid*

Na literatura se encontram categorias de sistemas de energia fotovoltaicos que somente podem operar a partir da fonte fotovoltaica quais sejam: isolados, *off-grid*, conectados à rede, *on-grid/grid-tie* e híbridos ou mistos. “[...] Cada um deles poderá ser de complexidade variável dependendo da aplicação em questão e das restrições específicas de cada projeto” (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2001, p. 33).

Há outra maneira de classificar os sistemas fotovoltaicos de acordo com a forma como ocorre a geração/entrega da energia elétrica, assim: sistemas isolados (*off-grid*) e sistemas conectados à rede (*on-grid*). Por essa classificação, são ditos isolados aqueles sistemas não conectados à rede de distribuição de eletricidade das concessionárias. Entre os sistemas isolados há uma subclassificação assim: sistemas com armazenamento, sistemas híbridos ou mistos e sistemas autônomos. Não obstante, os sistemas autônomos (puros) podem ter propósito de armazenar ou não a energia elétrica gerada (BLUE SOL, 2017).

A Figura 19 mostra um esquema que expõe os tipos de sistemas FV conforme a classificação apresentada pelo sítio Blue Sol (2017).

Figura 19 - Tipos de sistemas fotovoltaicos



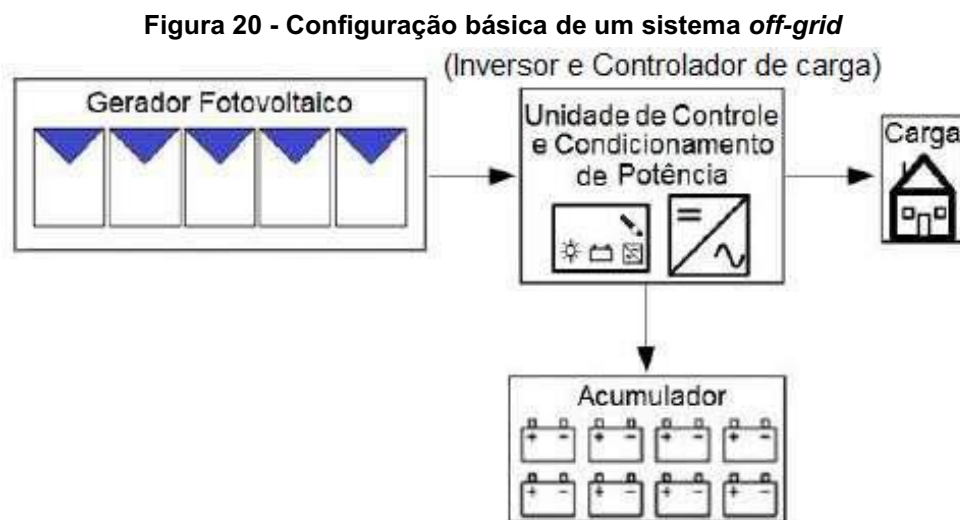
Fonte: Blue Sol (2017, p. 14)

4.7.1 Sistema FV *off-grid* e híbridos

Assim como os sistemas híbridos ou mistos, geralmente os sistemas isolados (*off-grid*), ditos puramente fotovoltaicos (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004, p. 33), todos precisam de uma forma de armazenamento da energia produzida, como baterias, por exemplo, para garantir o abastecimento durante períodos que não há insolação incidente suficiente para a geração de energia.

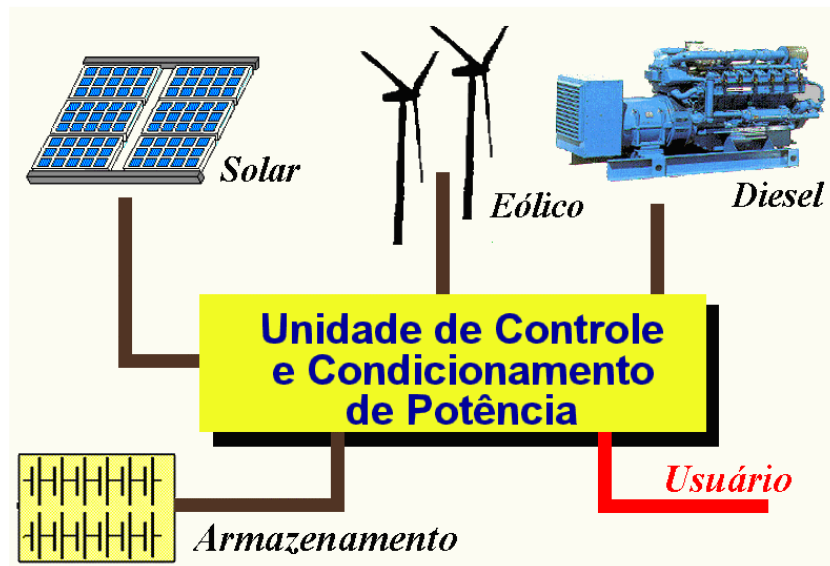
Ressalta-se, contudo, que em um sistema de bombeamento de água, quando a água é armazenada em tanques elevados, a armazenagem da energia solar é na forma de energia potencial gravitacional. Mas há sistemas autônomos sem armazenamento, como, por exemplo, um sistema de irrigação, “pois toda água bombeada é imediatamente usada” (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004, p. 33). Além disso, há outras formas de armazenagem da energia gerada como, por exemplo, na produção de hidrogênio, ar comprimido, *flying wheel*, dentre outras.

Normalmente, a instalação e exploração dos sistemas FV tipos *off-grid* e híbridos ocorrem em lugares afastados ou quando não há acesso à rede elétrica devido à localização do sistema ou em decorrência do alto custo para instalação e conexão com a rede elétrica. Dessa forma, esses sistemas viabilizam para que o usuário seja autossuficiente e tenha um custo fixo pelo uso da energia elétrica. Contudo, geralmente, esses sistemas possuem mais componentes que, comumente, são mais caros que os requeridos à instalação de sistema *on-grid* (COUTINHO, 2019). Na Figura 20 se observa uma configuração básica dos sistemas FV *off-grid* e na Figura 21 registra-se um diagrama em blocos de um sistema híbrido que explora as energias solar, eólica e óleo diesel.



Fonte: Coutinho (2019, p. 8)

Figura 21 - Diagrama em blocos de um sistema híbrido



Fonte: Galdino *et al.* (2005, p. 23)

Registra-se que um sistema híbrido ou misto pode ou não ter o propósito de armazenar energia. Quando o sistema híbrido ou misto tiver este propósito, seu sistema tem autonomia menor ou igual a um dia (BLUE SOLAR, 2017).

Os sistemas híbridos ou mistos são usados para atender cargas de tensões alternadas (CA ou c.a), daí porque necessitam de um inversor, que é um dispositivo responsável pela conversão de uma tensão contínua (CC ou c.c) proveniente dos geradores responsáveis, ou do banco de baterias, para uma tensão alternada (CA), com amplitude e frequência determinadas (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004, p. 41).

Um típico sistema fotovoltaico residencial autônomo é constituído pelos seguintes componentes: painel fotovoltaico; controlador de carga/descarga de baterias; banco de baterias; inversor autônomo para cargas em CA e cargas CC ou CA (SANTOS; MELO, 2015; BLUE SOLAR, 2017).

As principais proteções evidenciadas por inversores próprios para uso em sistemas de energia fotovoltaicos isolados são:

- *Sobretensão na entrada c.c.*: um inversor pode ser danificado se o nível de tensão de entrada (c.c.) for excedido. A maior parte dos inversores tem sensores que o desconectam da bateria se os limites de tensão especificados forem excedidos.
- *Inversão de polaridade na entrada c.c.*
- *Curto circuito na saída c.c.*
- *Sobrecargas e elevação da temperatura*: recomenda-se incluir controles capazes de desligar a unidade para impedir danos, se as cargas impostas ao inversor excederem sua capacidade máxima ou se a temperatura de operação do inversor exceder o seu limite. É recomendável que a proteção

seja eletrônica e que tente reenergizar o sistema algumas vezes antes de desligar o inversor definitivamente (neste caso é necessária uma religação manual). Isto evita que o sistema fique desligado devido a problemas transitórios (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004, p. 236).

Um inversor é um dispositivo eletrônico que serve para fornecer energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte geradora de energia elétrica em corrente contínua (CC). A energia elétrica de CC pode ter sua origem em fontes como, por exemplo, baterias, células a combustível ou FV. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico, adequados às cargas que serão alimentadas (PINHO; GALDINO, 2014).

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) é definido pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico. Porém, quando esse valor é baixo, o inversor pode apresentar cortes de potência e, por consequência, reduzir a energia gerada, bem como alterar os indicadores de desempenho. A análise do FDI tem potencial de redução do tempo de retorno do investimento de FV, aumenta a capacidade de geração por meio do aumento da potência do gerador em relação à potência do inversor, sem resultar em grandes perdas para o sistema FV. A análise do FDI é uma importante avaliação, devendo ser realizada em particular para cada localidade e unidade FV, devido à dependência da geração solar fotovoltaica quanto ao clima local, temperatura e radiação (PAIVA *et al.*, 2016).

A seguir, comenta-se sobre os sistemas de energia fotovoltaicos conectados à rede (*on-grid*) ou SFVCR.

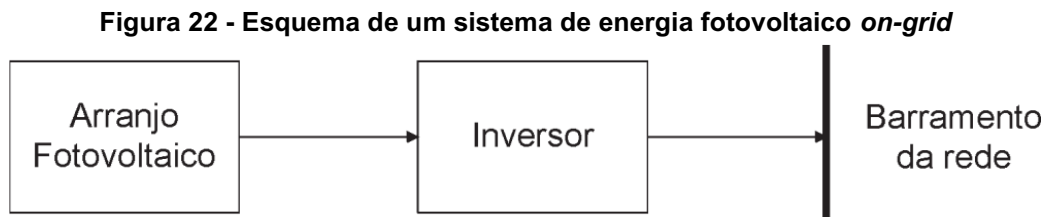
4.7.2 Sistema FV *on-grid*

Sistemas de energia fotovoltaicos conectado à rede (*on-grid* ou SFVCR) são aqueles em que a potência gerada pelo painel fotovoltaico é entregue à rede elétrica convencional a fim de ser usada pelas unidades ligadas ao seu sistema de distribuição (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004; BLUE SOL, 2017; COUTINHO, 2019).

Os sistemas *on-grid* não precisam de armazenamento de energia (BLUE SOL, 2017), pois tudo o que for gerado pode ser consumida diretamente pela carga ou injetada na rede elétrica convencional (COUTINHO, 2019), mas para a injeção à rede se torna indispensável o uso de um inversor especial (GALDINO *et al.*, 2005;

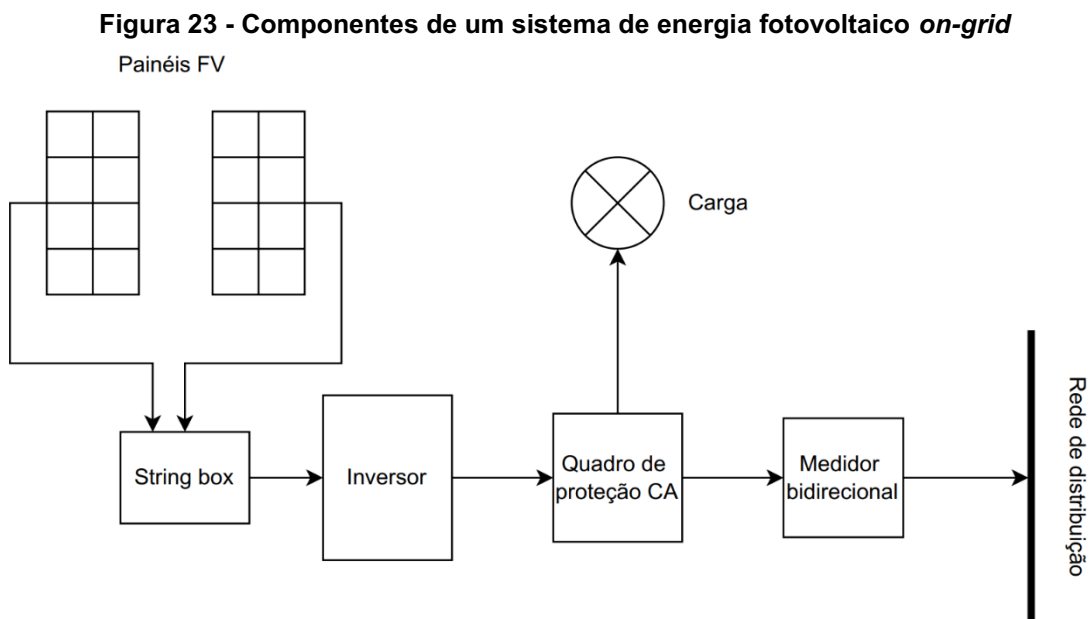
SANTOS; MELO, 2015) com garantida qualidade e segurança para não ocasionar prejuízo à qualidade do sistema que se interliga com sistema fotovoltaico (PRADO JÚNIOR *et al.*, 2004). Comumente, os sistemas *on-grid* se revelam mais eficientes que os sistemas autônomos e têm custo baixo (BLUE SOL, 2017).

A Figura 22 mostra esquematicamente um sistema fotovoltaico *on-grid*.



Fonte: Galdino *et al.* (2005, p. 23)

A Figura 23 evidencia os principais componentes do sistema *on-grid*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Registra-se que a configuração elétrica do painel fotovoltaico conectado à rede está ligada a forma como trabalha o inversor *on-grid* escolhido para aquele determinado sistema. Atualmente, a mais comum utilizada é a configuração de *alta tensão de entrada* para os inversores sem transformador. Mas, em instalações comerciais ou residenciais de pequeno e médio portes são mais frequentemente usados inversores de fileira (*string-inverters*) de potências nominais (entre 1 kWp e 3 kWp), que requerem fileiras (*strings*) com associações de módulos (entre 6 a 180).

Deve-se considera, ainda, a tensão máxima suportável pelos módulos que, geralmente, fica em torno de 1.000 V (BLUE SOL, 2017).

Os inversores podem ser classificados em comutados pela rede (comutação natural) e autocomutados (comutação forçada). Neste projeto de TCC interessam os inversores comutados pela rede, pois os demais são aplicados nos sistemas *off-grid*. Os inversores comutados pela rede podem ser assim classificados:

- ✓ **Inversores centrais** – inversores trifásicos de grande porte, com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, utilizados em Usinas Fotovoltaicas (UFVs).
- ✓ **Inversores *multistring*** – inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes com SPPMs (segmento do ponto de potência máxima) conexão de *strings* (fileiras) de módulos. São adequados às instalações urbanas (telhados, fachadas) nas quais cada *string* pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e/ou sombreamento. Tem potência na faixa de dezenas de kWp.
- ✓ **Inversores de *string*** – inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada SPPM, adequados a instalações de microgeração (até 10 kWp) (SANTOS; MELO, 2015, p. 59).

Os inversores para conexão à rede sem transformador ou com transformador têm características específicas, conforme se observa na Figura 24.

Figura 24 - Características de inversores conectados à rede com ou sem transformador

Com transformador	Sem transformador
<ul style="list-style-type: none"> - maior peso e volume - maiores perdas (perdas magnéticas e ôhmicas) o que resulta em menor eficiência - permite que o painel fotovoltaico opere numa tensão mais baixa - menor interferência eletromagnética - os circuitos c.c. e c.a são isolados - menores requisitos de proteção 	<ul style="list-style-type: none"> - menor peso e volume - maior eficiência, principalmente se não possuir estágio de conversão c.c.-c.c. (para isso tem que operar com tensão do gerador fotovoltaico superior à tensão de pico da rede) - maior interferência eletromagnética - pode ser necessária a instalação de dispositivos de proteção adicionais (disposto diferencial-residual, disjuntor de corrente direcional etc.), conforme a regulamentação local, devido à falta de isolamento entre os circuitos c.c. e c.a.

Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 238)

Para uso em sistemas fotovoltaicos *on-grid*/SFVCR, os inversores com ou sem transformador necessitam ser apropriados para o sistema de proteção elétrica em concordância com os requisitos exigidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o que inclui severas exigências de qualidade e segurança, como,

dentre outras, apresentar forma de onda de saída senoidal e com baixa distorção harmônica, proteção anti-ilhamento e exigência de transformador de acoplamento (PINHO; GALDINO, 2014; SANTOS; MELO, 2015; BLUE SOL, 2017). Nesse sentido, observa-se que alguns fabricantes incorporam determinadas proteções em seus produtos. Cabe a equipe de instalação montar as caixas de junção de fileiras ou painéis (BLUE SOL, 2017).

Para projetar a instalação de qualquer sistema de energia fotovoltaico vem sendo usado diversos programas de simulação sob diferentes concepções. Diante dos objetivos deste TCC, comenta-se, brevemente, sobre o *software* PV*Sol que, junto a outros programas por passo de tempo, tem alcançado ampla utilização em função de seu alargado campo de aplicação, principalmente por ser um dos modelos usados para reproduzir, o mais proximamente possível, o real sistema fotovoltaico.

4.8 PV*SOL

Este subtítulo foi estruturado com base em publicações nos sítios PV*SOL <<http://www.valentin.de>> e Solarize <<https://www.solarize.com.br>>, do Guia Técnico (2014) e do estudo de Ströher (2020).

O PV*SOL foi criado na Alemanha, em Berlim, como programa de simulação por passo de tempo, pela empresa *Dr. Valentin Energie Software GmbH*, a qual também desenvolveu, especificamente para sistemas solares térmicos, o programa conhecido como T*SOL. Este programa “possibilita projetar e simular sistemas em 3D. Em função do seu grande banco de dados de módulos, inversores etc., permite a criação de perfis diferentes de potências de sistemas para atender uma mesma necessidade de geração” (STRÖHER, 2020, p. 26).

O comportamento dos programas de simulação dessa empresa é calculado com base em sequências temporais de dados meteorológicos, cuja resolução é definida em intervalos de uma hora (1h). Esses modelos foram desenvolvidos para a implementação de vários componentes – módulos fotovoltaicos, inversores, baterias e cargas – com a finalidade de abranger inúmeras variantes do próprio sistema.

Especificamente, o programa PV*SOL permite desenho e simulação de sistemas fotovoltaicos *on-grid* e de sistemas fotovoltaicos autônomos. O desenho possibilita fácil dimensionamento e fornece rapidamente os principais resultados. Na

simulação são considerados elementos de análise como: efeitos da temperatura, da variação do erro de cálculo e da dispersão dos dados característicos.

Na operacionalização do PV*SOL, o sistema fotovoltaico proposto para simulação pode ser dividido em vários campos com diferentes orientações, uma vez que este programa tem diferentes módulos e inversores. Permite simular diferentes tipos de conceitos de sistema (inversor central, de fileira ou modular), sendo possível estimar a incidência de sombreamentos por meio do editor de sombra PV*SOL.

No editor de sombras PV*SOL, os objetos predefinidos para projeção são bastante úteis e de fácil operacionalização, pois logo depois de inseridos os dados com parâmetros desejados para os objetos predefinidos, o desenho da silhueta da sombra é automaticamente revelado. Uma vez que é considerado o comportamento dos módulos fotovoltaicos e dos inversores para situações de carga parcial, mesmo em cenários livres da presença de sombras, há projeções realistas.

Os fatores da temperatura podem ser permitidos pela exploração do modelo dinâmico de temperatura. Assim, por exemplo, depois da simulação aparece o gráfico da temperatura para um módulo não ventilado, em um determinado dia.

Na simulação são considerados vários fatores de perdas do sistema de energia fotovoltaico, por exemplo: erros por desajuste, temperatura, perdas na linha e nos díodos, e o albedo que varia de 1 – reflexão total do corpo refletor perfeito – a zero (0) – absorção total de um corpo negro. O programa faz completa verificação dos dados introduzidos pelo usuário para viabilizar a conferência e detecção de possíveis dados incorretos.

O PV*SOL integra cerca de 250 conjuntos de dados meteorológicos de locais europeus e permite serem carregados módulos adicionais de dados meteorológicos, cálculo de variáveis de avaliação comuns de sistemas FV e extensa apresentação dos resultados sob a forma de relatórios, gráficos e tabelas com resoluções definidas para intervalos inferiores a 60 minutos (1h).

5 METODOLOGIA

Em relação à metodologia adotada na execução do TCC contou com pesquisa bibliográfica e documental para subsidiar teoricamente (GIL, 2008). Fez-se, também uma pesquisa aplicada, de natureza exploratória, do tipo estudo de caso (GIL, 2008). A pesquisa aplicada buscou a geração de conhecimento para a aplicação prática do *software* PV*Sol como tecnologia preditiva útil à modelagem e à simulação de um sistema de energia fotovoltaico conectados à rede, com o propósito de otimizar a produção de energia elétrica.

Na análise do material coletado nas pesquisas aplicada e exploratória, estudo de caso, explorou-se a abordagem qualitativa e quantitativa (COLLIS; HUSSEY, 2005; GIL, 2008).

A população do estudo foi constituída por todos os usuários de sistemas de energia fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Estado do Paraná – Companhia Paranaense de Energia (COPEL). Já a amostra foi composta por um único usuário interessado na exploração do sistema de energia fotovoltaico conectado à rede concessionária da COPEL.

O estudo de caso compôs-se pela simulação, instalação e estimativa de geração de energia elétrica com exploração do *software* PV*Sol, e foi realizado em uma propriedade particular situada no município de São Miguel do Iguaçu, Paraná, cuja localização é identificada na Figura 27.

O relato sobre a realização do estudo de caso é dividido em 4 (quatro) etapas. (i) etapa inicial com visita preliminar à propriedade e análise do consumo de energia elétrica; (ii) etapa do dimensionamento do gerador; (iii) etapa da escolha dos equipamentos; (iv) etapa de organização dos diagramas elétricos, da documentação para aprovação para conexão à rede concessionária COPEL e monitoramento do sistema FV. A seguir, descrevem-se com detalhes cada uma destas etapas e os resultados alcançados.

6 DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO DE CASO

O processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico de qualidade é redigido por uma série de tarefas coordenadas. Estabelecer uma boa comunicação com o consumidor esclarecendo-lhe as principais dúvidas e entender suas expectativas em relação a produção de energia é de grande importância para um dimensionamento com precisão. Para realização do dimensionamento deste projeto, o relato deste dimensionamento foi apresentado segundo as divisões das etapas que são comentadas a seguir.

6.1 Visita preliminar

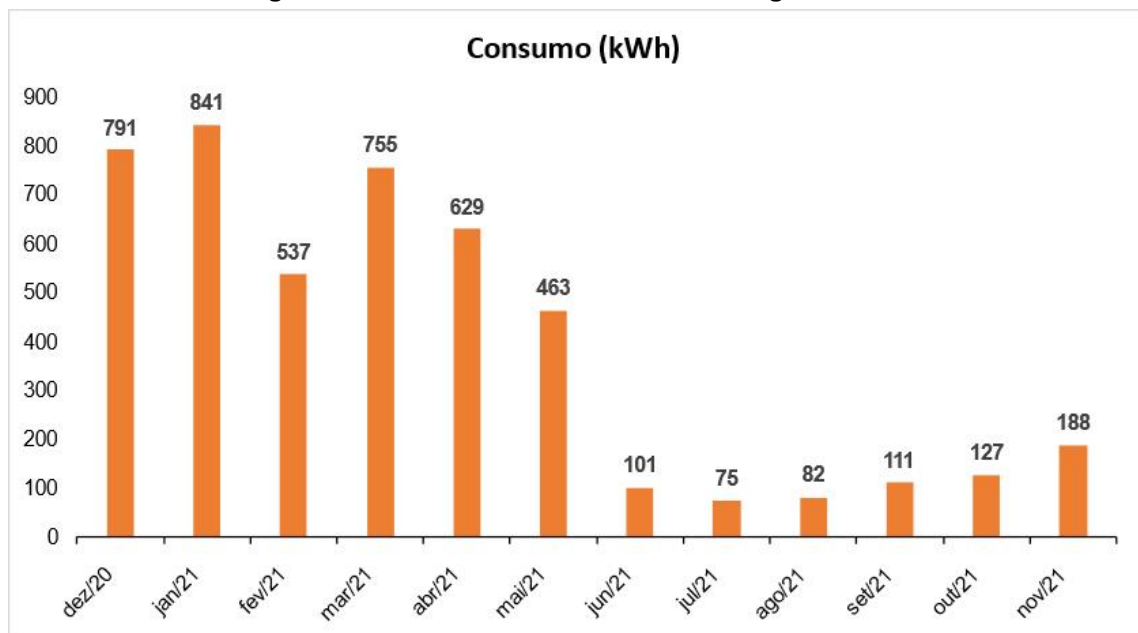
Na etapa preliminar foi feita uma visita técnica a unidade consumidora (UC), que se trata de uma residência localizada na cidade de São Miguel do Iguazu, Estado do Paraná. Durante a visita foi realizada uma breve reunião com o proprietário da residência, que também é o titular da UC. Os principais pontos analisados durante esta visita são discutidos a seguir:

- a) Recolha da fatura de energia: Foi recolhida a última fatura energia da UC onde estão disponíveis os dados do histórico de consumo nos últimos 12 (doze) meses;
- b) Aumento de demanda: Durante uma breve conversa com o consumidor proprietário da residência, foi questionada a possibilidade de um futuro aumento de demanda. Constatou-se que o proprietário pretendia instalar 2 novos equipamentos de ar condicionado em sua casa e também pretendia usar os créditos excedentes gerados para abater no valor da fatura da UC vizinha, desde que também seja registrada em seu nome;
- c) Identificação do local: O último passo desta etapa foi fazer um levantamento das características do local verificando o padrão de entrada de energia, tipo de estrutura, medidas e direcionamento das áreas candidatas para receber o gerador FV.

6.1.1 Cálculo da média mensal faturada

De posse da fatura de energia da UC em estudo, abastecida pela rede da Concessionária Paranaense de Energia (COPEL), obteve-se o histórico de consumo dos últimos 12 (doze) meses consecutivos representado na Figura 25. Calculou-se a média mensal aritmética do consumo que corresponde a 391,67 kWh/mês. É importante ressaltar que o consumo mensal varia ao longo das estações do ano e a média dos últimos 12 (doze) meses garante maior sazonalidade do cálculo.

Figura 25 - Histórico de consumo de energia elétrica



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

6.1.2 Considerações sobre o futuro aumento da demanda

O titular da UC, futuramente, pretende instalar 2 (dois) novos equipamentos de ar condicionado em sua residência, um de 12.000 BTUs para o quarto e outro de 18.000 BTUs para a edícula. Como não se sabe exatamente os modelos dos aparelhos de ar condicionado a serem instalados, para estimar o consumo dos novos equipamentos utilizou-se a Tabela do Programa Nacional da Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), que estipula o consumo médio de eletrodomésticos de acordo com uso hipotético.

Consideradas as tecnologias atualmente disponíveis no mercado e tomando-se como referência os aparelhos de ar modelos *Split*, no pior caso, tem-se que os

aparelhos de 12.000 BTUs e 18.000 BTUs ligados durante uma média de oito horas diárias (8h/dia) consomem, respectivamente, 193.76 e 293.68 kWh/mês.

6.1.3 Considerações sobre a unidade vizinha

Seguindo a exigência do consumidor seria necessário deixar um excedente de 200 kWh/mês para que pudesse ser abatido na fatura da unidade vizinha e que se possível também fosse considerado no projeto um inversor com capacidade para ampliação do sistema.

6.1.4 Taxa de disponibilidade mínima

Em um sistema FV, mesmo que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, é necessário que o consumidor pague a concessionária uma taxa mínima pela disponibilidade do sistema. Essa taxa é prevista no artigo 291 da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, referente aos custos de disponibilização do sistema elétrico e infraestrutura elétrica da rede (ANEEL, 2021).

A unidade consumidora que deverá receber o gerador FV está classificada como subgrupo B1 residencial, atendida por um padrão de entrada bifásico em tensão de 220 V. A taxa mínima para o padrão em questão é de 50 kWh/mês e deverá ser descontada no dimensionamento do gerador (COPEL, 2021).

6.2 Considerações e dimensionamento do gerador

Para que se justifique o estudo de caso, apresentam-se as considerações e o dimensionamento do projeto FV, o qual foi realizado de duas maneiras diferentes. Uma de forma convencional considerando inclinação e orientação dos módulos otimizadas e perdas predefinidas na literatura. Outra maneira usando o *software* PV*Sol para fazer a modelagem 3D dos sistemas considerando ângulos, inclinações, sombreamentos e outros parâmetros reais do sistema. Descreve-se cada uma dessas maneiras a partir do reconhecimento do local onde será instalado o sistema FV.

6.2.1 Considerações sobre o sistema FV

Em posse dos dados obtidos nas etapas anteriores é possível calcular o consumo total, que corresponde a soma de todos os consumos discutidos até aqui. Assim, a quantidade de energia elétrica que o gerador FV deve fornecer a UC corresponde ao consumo total subtraída a taxa de disponibilidade mínima de energia. Logo de acordo com a Equação 3, o gerador deve entregar a UC uma média mensal equivalente a 1029,11 kWh/mês.

$$E_{gen} = \bar{C} - CD \quad (3)$$

$$E_{gen} = 1079,11 - 50 = 1029,11 \text{ kWh/mês}$$

Onde:

E_{gen} = Energia que o gerador deve entregar a unidade consumidora;

CD = Taxa mínima de disponibilidade do sistema;

\bar{C} = Consumo médio mensal.

6.2.2 Dimensionamento pelo método convencional

Para determinar a incidência de radiação solar na localização a ser instalado o gerador, bem como identificar o ângulo que otimiza a produção de energia dos painéis é necessário que se identifique a posição geográfica do local.

Inicialmente, define-se as coordenadas do local de instalação do gerador. Essa informação pode ser encontrada facilmente através do *Google Maps* como ilustrado na Figura 27.

Figura 26 - Coordenadas do gerador

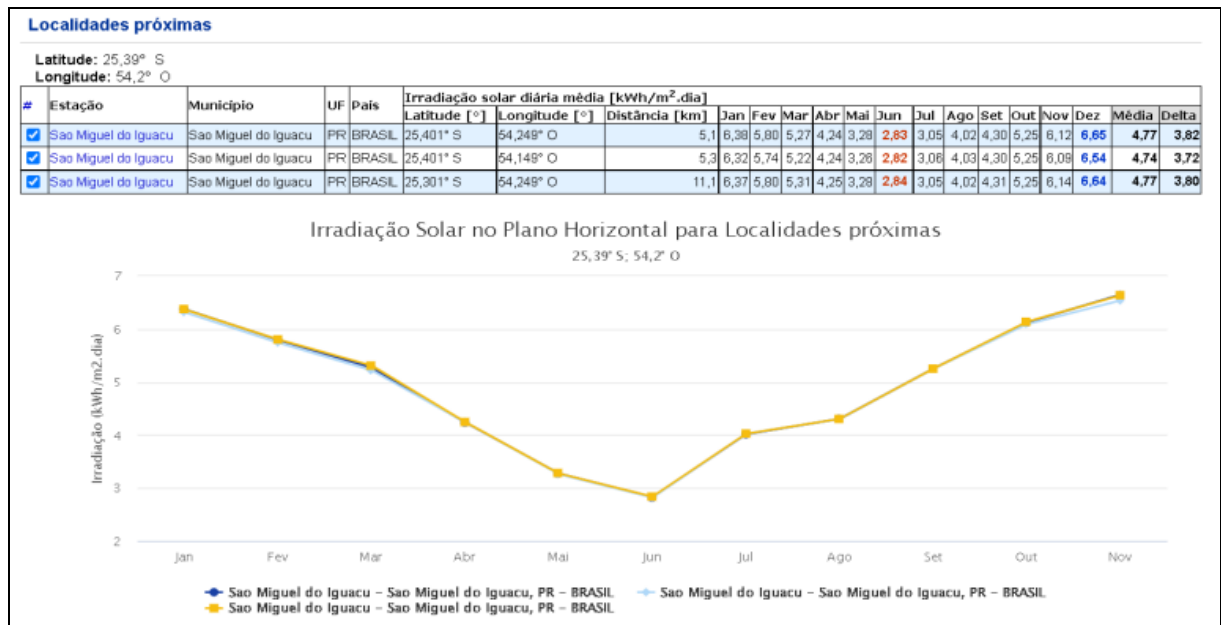


Fonte: *Google Maps* (2022)

Utilizando a ferramenta *SunData* v 3.0, disponibilizada gratuitamente pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Brito (PINHO; GALDINO, 2014; CRESESB, 2022), identifica-se a irradiação incidente nas proximidades do local para diferentes ângulos e inclinações.

Os índices 25.39° S e 54.2° O (Figura 26) correspondem respectivamente a latitude e longitude do local, que servem como parâmetros de entrada na ferramenta *SunData*. Como o Brasil encontra-se no hemisfério sul do planeta Terra, o sinal negativo pode ser desconsiderado selecionando a opção sul em *SunData*. Então são apresentados os valores da irradiação ao longo do ano nas localidades próximas ao local da futura instalação do sistema FV (Figura 27).

Figura 27 - Irradiação ao longo do ano



Fonte: CRESESB (2022)

Para minimizar a probabilidade de um subdimensionamento foi tomada como referência entre as proximidades, o local com menor incidência de irradiação para o plano horizontal, que corresponde à média de 4,74 kWh/(m².dia).

Na Figura 28 são dados os níveis de irradiação ao longo do ano com diferentes inclinações para o ponto escolhido como referência. Optou-se pelo ângulo de 20° para inclinação dos módulos. Compreendido que o ângulo escolhido representa a maior média anual e os créditos injetados na rede têm uma validade de até 60 (sessenta) meses.

Figura 28 - Níveis de irradiação para o ponto escolhido

Estação: Sao Miguel do Iguacu
 Município: Sao Miguel do Iguacu , PR - BRASIL
 Latitude: 25,401° S
 Longitude: 54,149° O
 Distância do ponto de ref. (25,39° S; 54,2° O): 5,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	6,32	5,74	5,22	4,24	3,26	2,82	3,06	4,03	4,30	5,25	6,09	6,54	4,74	3,72
✓	Ângulo igual a latitude	25° N	5,67	5,48	5,44	4,91	4,11	3,72	3,96	4,87	4,62	5,15	5,55	5,76	4,94	2,04
✓	Maior média anual	20° N	5,86	5,60	5,45	4,83	3,99	3,58	3,82	4,75	4,61	5,22	5,72	5,97	4,95	2,40
✓	Maior mínimo mensal	45° N	4,88	4,78	5,07	4,93	4,37	4,05	4,27	5,03	4,43	4,58	4,65	4,68	4,63	1,01

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Sao Miguel do Iguacu–Sao Miguel do Iguacu, PR-BRASIL

25,401° S; 54,149° O

Fonte: CRESESB (2022)

De acordo com Pinho e Galdino (2014, p 328), a potência de um arranjo fotovoltaico conectado à rede pode ser calculada pela Equação 4.

$$P_{FV}(Wp) = \frac{\left(\frac{E}{TD}\right)}{HPS_{MA}} \quad (4)$$

Onde P_{FV} representa a potência em watts pico do arranjo, E o consumo médio diário anual e HSP_{MA} a média diária anual de irradiação incidente sobre o plano do painel. TD é a relação entre o desempenho real do sistema e a máxima performance teoricamente possível. Tipicamente adota-se TD como 75% devido as perdas resultantes da eficiência do inversor, cabeamento, conexões, sujidade, temperatura e sombreamentos.

Tomando-se o TD como 0,75 e dividindo-se a média do consumo mensal por 30 (≈dias) para encontrar a média diária E , substituindo-se na Equação 5 a potência de pico do arranjo fotovoltaico deve ser equivalente a 9,24 kWp.

$$P_{FV} = \frac{1029,11}{(30) \cdot (0,75)} = 9,24 \text{ kWp} \quad (5)$$

6.2.2.1 Determinação do módulo fotovoltaico do projeto

Para este projeto foi escolhido o módulo LONGI modelo LR5-72HPH de 545 Wp. A fabricante recebeu o prêmio internacional em *All Quality Matters* 2020, com seu módulo modelo PERC mono, se classificando em 6º lugar entre mil concorrentes no evento realizado pela empresa de certificação TÜV Rheinland (CASARIN, 2020). A alta tecnologia de soldagem utilizada no modelo LR5-72HPH é eficaz para a

minimização dos espaços entre as células do sistema FV, o que faz com que o módulo atinja eficiência máxima de até 21,5%, garantia de 25 anos, e perdas inferiores a 15,2% na potência de saída do módulo (PHB SOLAR, 2022).

Existe uma grande variedade de módulos com diferentes preços disponíveis no mercado. A escolha do modelo LONGI foi embasada na confiabilidade do módulo e garantia oferecida pela importadora no Brasil. É importante que a marca tanto do módulo quanto do inversor apresentem boa assistência técnica em território nacional, pois o acionamento de uma garantia acarreta em um prejuízo que é proporcional ao tempo de manutenção ou troca do equipamento defeituoso.

Algumas características relevantes aparecem na Figura 29, porém outras podem ser consultadas do *datasheet* do módulo disponibilizado pelo fabricante no endereço eletrônico Datasheet módulo LONGI (2022).

Figura 29 - Dados técnicos do módulo fotovoltaico

Electrical Characteristics	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C <small>Test uncertainty for Pmax: ±3%</small>					
Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (Pmax/W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

Operating Parameters		Mechanical Loading	
Operational Temperature	-40°C ~ +85°C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Voc and Isc Tolerance	±3%	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)	Temperature Ratings (STC)	
Maximum Series Fuse Rating	25A	Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C	Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Protection Class	Class II	Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C
Fire Rating	UL type 1 or 2		

Fonte: Datasheet módulo LONGI (2022)

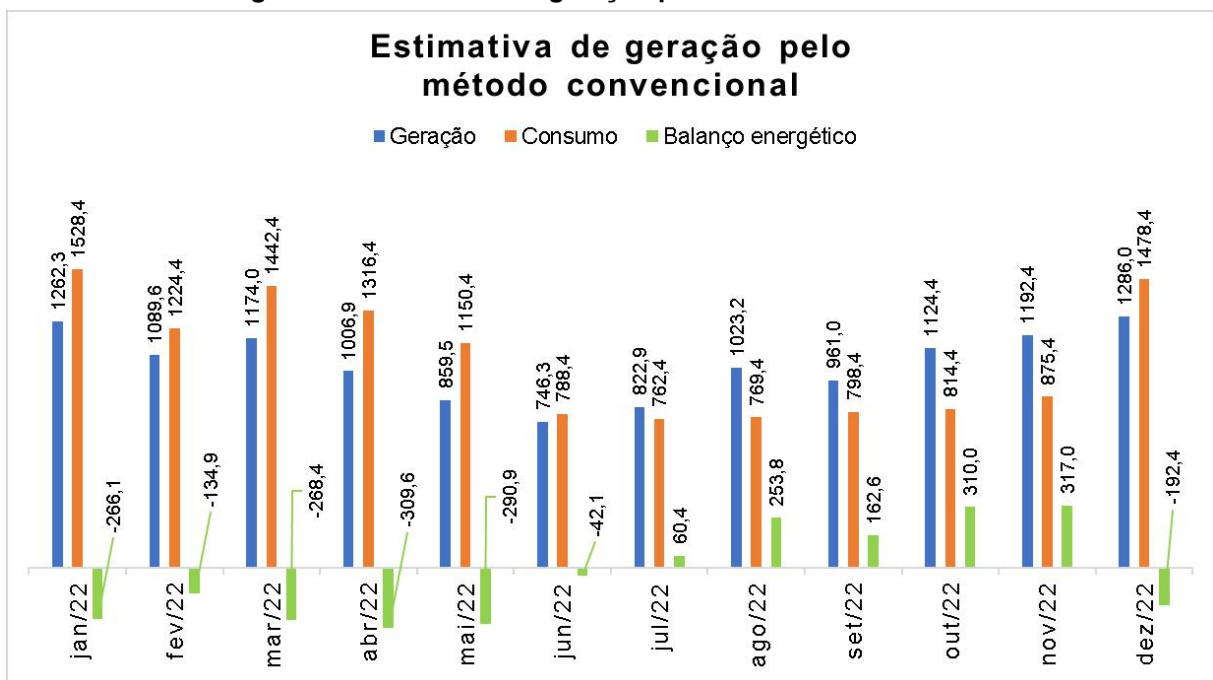
6.2.2.2 Estimativa de geração método convencional

Para atingir uma potência desejada de 9,24 kWp seriam necessários 16,95 módulos modelo LR5-72HPH 545. Na prática esse valor não é possível, arredonda-

se então para cima obtendo o número de 17 módulos, o que corresponde a potência total do arranjo de 9,265 kWp. Uma estimativa de geração entregue a UC pode ser calculada com base na média *HSP* para cada mês individualmente e na taxa de desempenho *TD* do sistema.

A Figura 30, mostra em azul a estimativa de produção de energia na saída do inversor. Em vermelho é representado o consumo de energia mensal como somatória dos consumos esperados para cada mês. A diferença entre geração e consumo é representada em verde pelo balanço energético mensal e a taxa mínima de disponibilidade é desconsiderada no gráfico. O total do somatório dos balanços energéticos ao final do 2022 resulta em -266,13 kWh, porém, o valor de disponibilidade mínima acumulado é de 600 kWh/ano, dando ao sistema uma margem de segurança de 333,87 kWh.

Figura 30 - Estimativa de geração pelo método convencional



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

6.2.3 Dimensionamento com o software PV*Sol

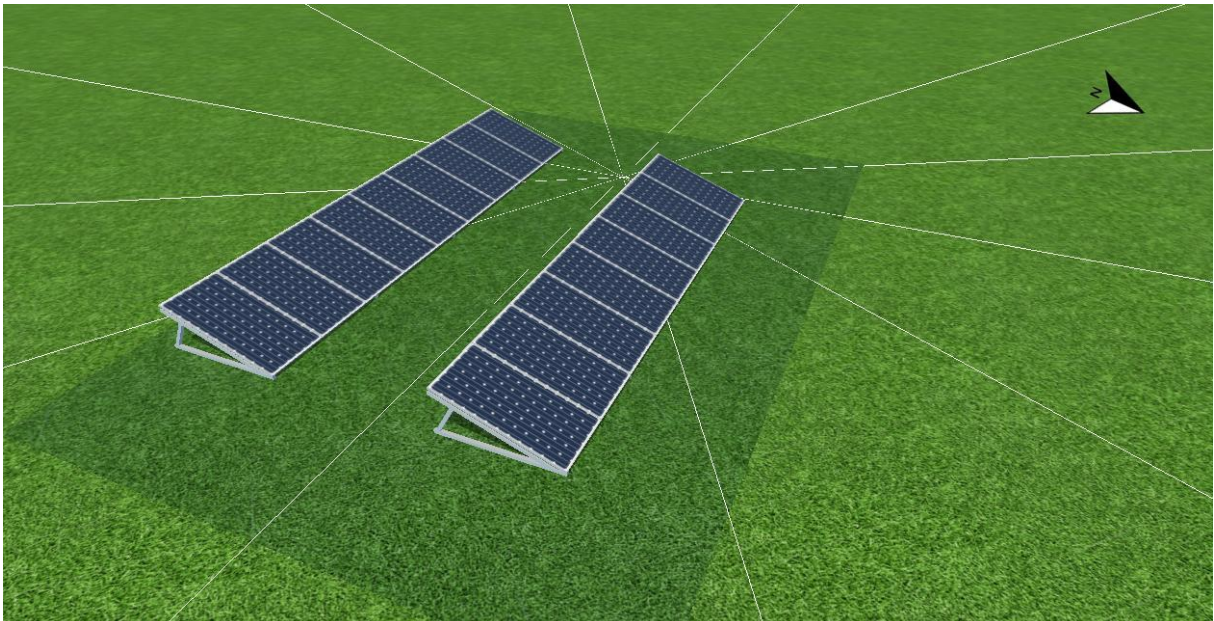
No método convencional (subseção 5.2.1) foi realizada uma estimativa de produção do gerador considerando inclinação e ângulo azimutal otimizados e perdas predeterminadas como revistas nas literaturas. O método convencional apresentado

na etapa anterior pode ser eficaz para fins de orçamento prévio ou para instalações onde os painéis são montados sobre estruturas condicionadas, ângulos otimizados e baixa influência de sombreamentos. Porém, em uma instalação residencial, na grande maioria dos casos, o direcionamento e inclinação dos módulos estão condicionados a estrutura da cobertura, o que faz com que o direcionamento e inclinação sejam condicionados à estrutura local. Além disso, podem haver sombreamentos que elevam a complexidade do projeto, tornando os cálculos manuais extremamente trabalhosos e inviáveis.

6.2.3.1 Sistema de referência PV*Sol

A figura 31 mostra a disposição dos painéis para uma condição otimizada, em um plano sem obstáculos com ângulo azimutal nulo e estrutura que sustenta os módulos com inclinação de 20°. A divisão de *strings*, cabeamento e inversores foram modelados nas mesmas configurações do subtítulo Modelagem em condições reais como será tratado posteriormente.

Figura 31 - Painéis em condição otimizada PV*Sol

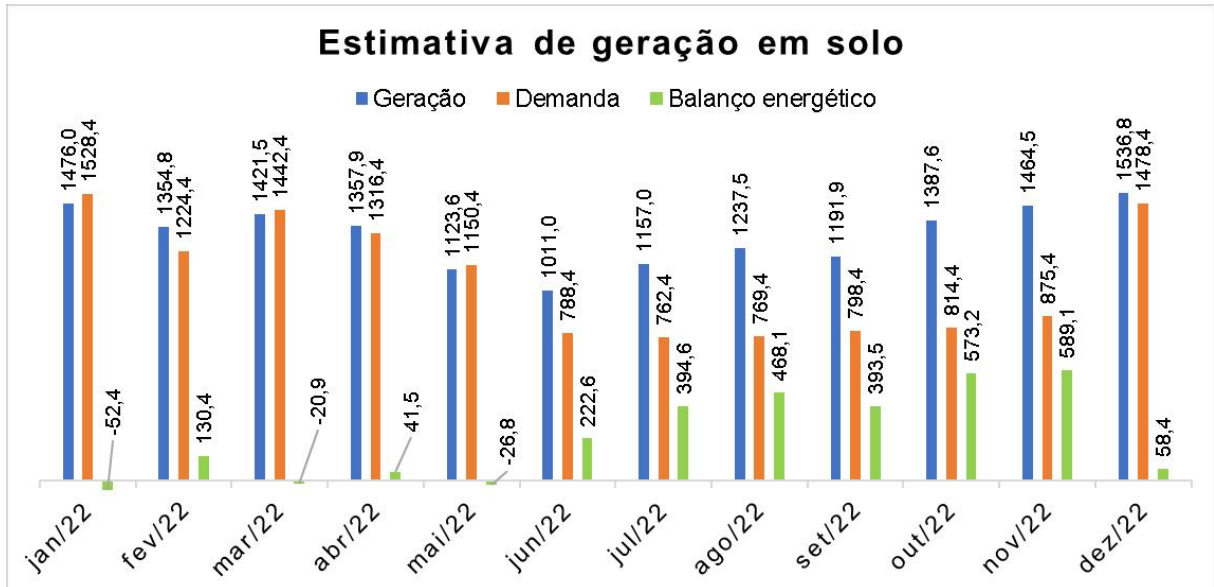


Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Os resultados da simulação em solo podem ser vistos no gráfico da Figura 32, onde é feita uma estimativa de geração e balanço energético do sistema para o ano de 2022. Diferentemente do resultado previsto no método convencional, o

balanço energético anual é positivo com uma sobra de 2770.8 kWh/ano injetados na rede. Descontando a taxa mínima o saldo da UC ao final do ano de 2022, equivale a 3370.8 kWh.

Figura 32 - Estimativa de geração em solo



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

6.2.3.2 Modelagem em condições reais

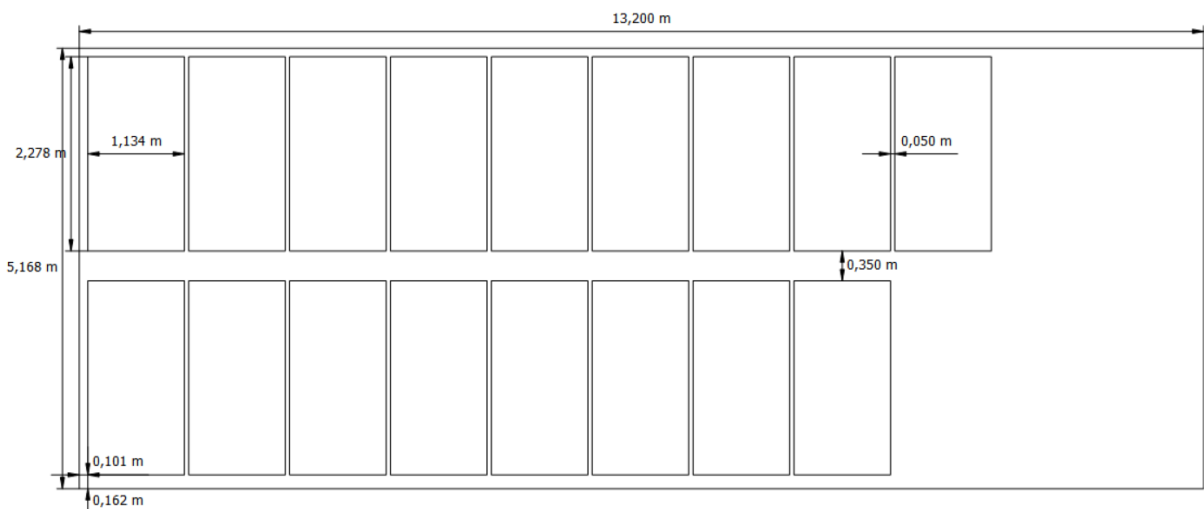
Os 17 módulos que compõe o arranjo fotovoltaico somam uma área de aproximadamente 44 m². Na prática como os módulos não podem ser fracionados, dificilmente a área de um telhado pode ser utilizada em sua totalidade.

Durante a visita a UC foram analisadas duas áreas previamente candidatas a receber o arranjo fotovoltaico. A primeira área (área 1) foi o telhado água norte da residência da família, sustentado por estrutura em madeira e coberto por telhas de concreto. A área útil desse telhado é suficiente para acomodar apenas 14 módulos, mas foi logo descartada em consenso com o proprietário, pelas dificuldades na montagem do sistema. Além de o espaço norte ser insuficiente para montagem dos painéis, o quadro geral não possui circuito reserva nem tubulação livre para passagem do cabeamento e as modificações necessárias seriam um problema na estética da casa.

A segunda área (área 2) corresponde ao telhado de um galpão com cobertura em telhas de fibrocimento sustentadas por estrutura metálica, utilizado pela família como depósito. O galpão possui espaço bem ventilado e protegido para

fixação do inversor e quadros elétricos. O telhado nordeste do galpão possui um ângulo azimutal de 66° e inclinação de $15,95^\circ$, com área útil suficiente para acomodar os 17 módulos em retrato, divididos em duas fileiras. Outro aspecto a ser observado é que esse mesmo telhado possui espaço para fixação de mais 5 módulos facilitando uma futura ampliação. Na Figura 33 são apresentadas as medidas do telhado nordeste do galpão e a disposição inicial dos painéis.

Figura 33 - Medidas do telhado nordeste do galpão e disposição inicial dos módulos

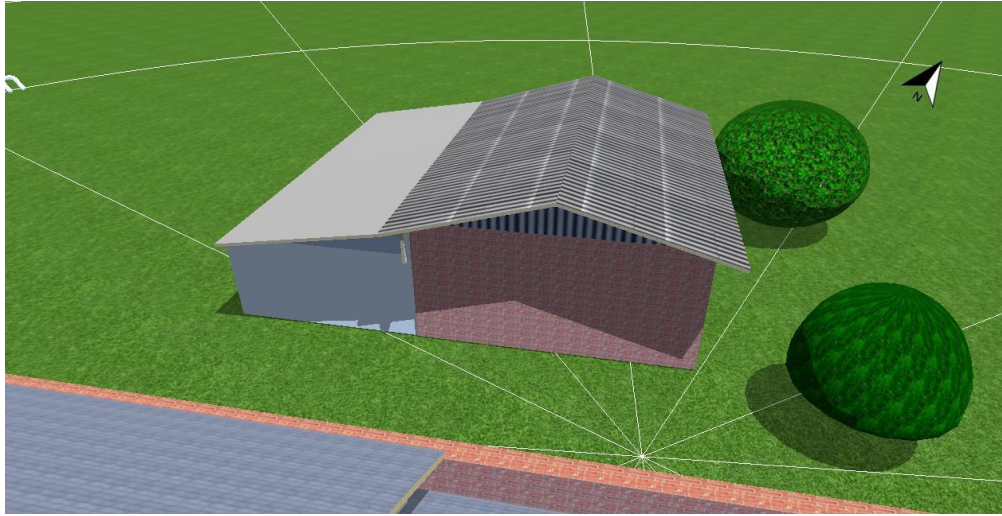


Fonte: PV*Sol

6.2.3.3 Modelagem no PV*Sol

Utilizando-se a plataforma de desenho do PV*Sol criou-se o modelo 3D do local da instalação. A ferramenta possibilita configurar as medidas, ângulo azimutal e inclinação de cada telhado, e possibilita a inserção de obstáculos que possam causar sombreamento como árvores, chaminés e platibandas. O modelo 3D pode ser visto na imagem da Figura 34, onde também está representada a residência do cliente, uma árvore e outros obstáculos próximos que possam causar um possível sombreamento sobre o telhado do galpão.

Figura 34 - Modelagem do galpão no PV*Sol



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

6.2.3.4 Posicionamento dos módulos

A escolha do telhado e a distribuição dos módulos FV devem considerar a incidência de irradiação e o sombreamento de cada parte do telhado. O telhado escolhido inicialmente para simulação foi o telhado nordeste do galpão por possuir maior período de incidência solar em relação ao telhado sudoeste. A cobertura nordeste é sustentada por 4 (quatro) vigas metálicas paralelas e horizontais, espaçadas em aproximadamente 120 cm, conforme a Figura 35.

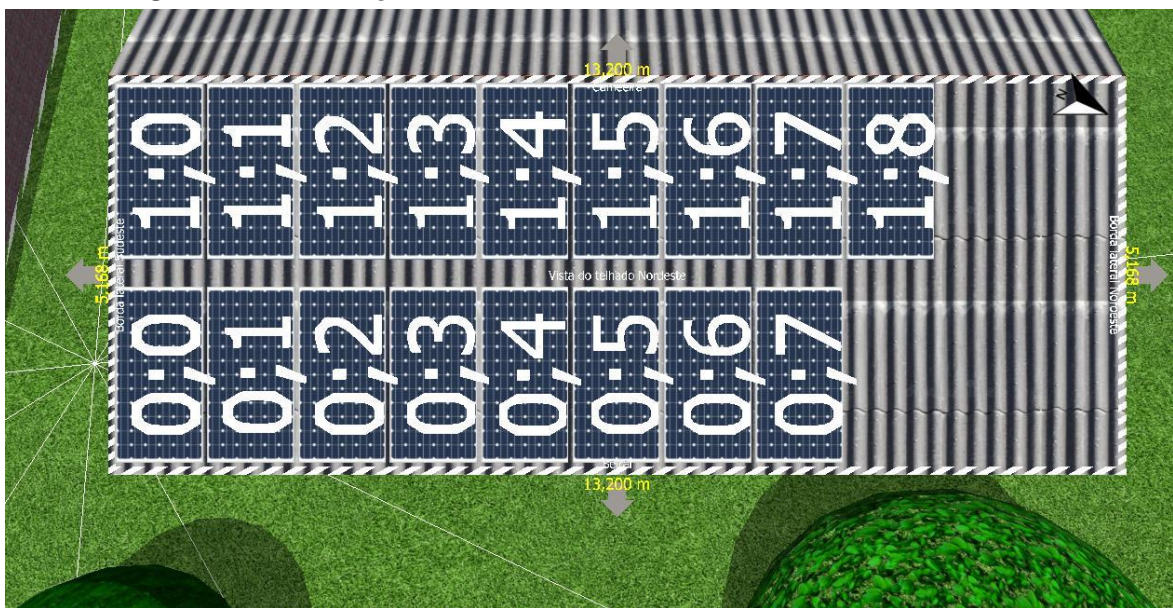
Figura 35 - Estrutura de sustentação do telhado nordeste do galpão



Fonte: Fotografia do autor (2022)

Essa configuração é favorável para a fixação dos módulos em retrato, uma vez que cada módulo mede 213 cm de comprimento. Optou-se por dividi-los em 2 (duas) fileiras espaçadas em 35 cm. O espaçamento entre as fileiras facilita a limpeza e manutenção dos módulos. A Figura 36 mostra a distribuição adotada na montagem onde foram divididas a fileira superior com 9 (nove) módulos e a inferior com 8 (oito) módulos.

Figura 36 - Distribuição dos módulos sobre o telhado nordeste no PV*Sol

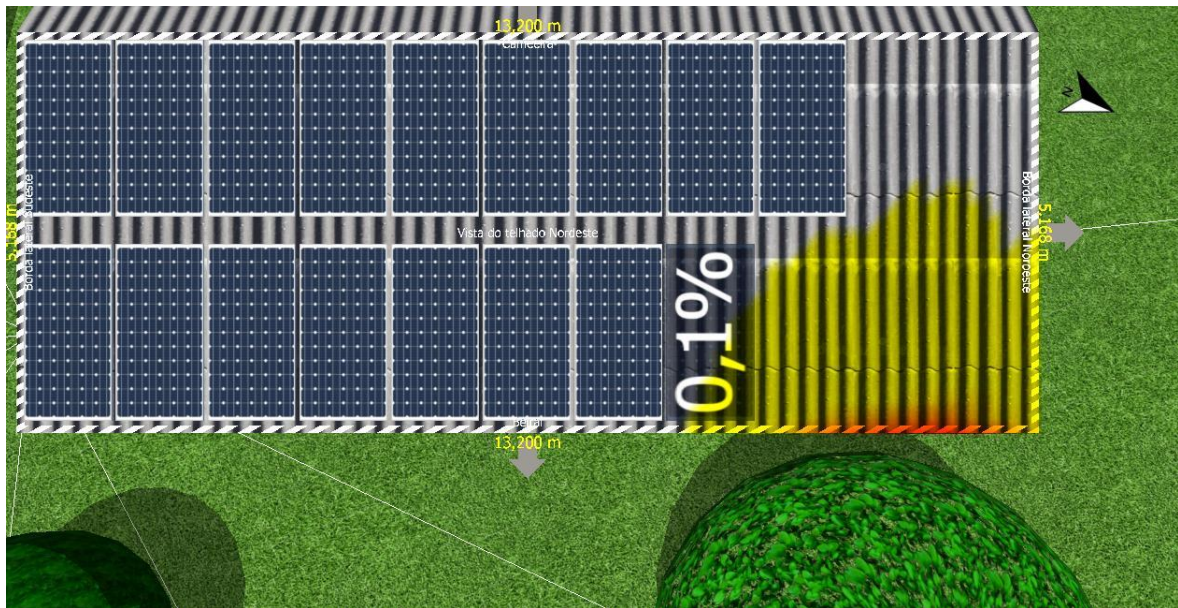


Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

6.2.3.5 Análise do sombreamento

Observando a cobertura do galpão na perspectiva da Figura 37, nota-se que existe uma árvore próxima ao telhado. O PV*Sol permite simular a frequência de sombreamento em níveis percentuais para o decorrer do ano. Também é possível variar a posição do sol e acompanhar o percurso das sombras para qualquer data e hora. As cores indicam o nível de sombreamento para cada local do telhado variando do verde (menor sombreamento), para o vermelho (maior sombreamento).

Figura 37 - Frequência de sombreamento no PV*Sol



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

O último módulo do canto inferior direito sofre pequena influência de sombreamento chegando a 0,1%, enquanto os demais não são afetados. Essa análise possibilita, se necessário, ajustar o posicionamento dos módulos e a divisão das *strings* de maneira a se obter uma produção otimizada de energia. Neste caso, uma simples poda da árvore elimina completamente o efeito do sombreamento, não sendo necessárias quaisquer modificações na posição dos módulos.

Na sequência, trata-se da escolha do inversor e da distribuição das *strings* no sistema FV deste projeto.

6.3 Escolha do inversor e distribuição das *strings*

6.3.1 Escolha do inversor

A escolha do inversor deve considerar todos os aspectos do projeto inclusive a futura ampliação do número de módulos, discutida aqui na seção que trata das considerações sobre a unidade vizinha.

O inversor deve ter as especificações de entrada CC compatíveis com as tensões de operação das *strings*. Já as especificações de saída CA devem ser compatíveis com a rede em que será ligado. No Brasil, os modelos credenciados

pelo INMETRO devem estar configurados ou permitirem configuração para se adequar as normas brasileiras (PINHO; GALDINO, 2014).

Neste projeto, o inversor escolhido para aplicação foi o modelo PHB8500-MS 8,5 kW da empresa nacional PHB Solar (2022). Além de alta confiabilidade, o modelo *multistring* possui 3 (três) entradas com corrente máxima de entrada (CC) de 12,5 A. Cada entrada possui um algoritmo individual seguidor do ponto de máxima potência (SPPM ou MPPT), característica favorável para projetos sobre telhados com até três orientações distintas. As entradas podem operar em uma faixa de 80 Vcc (tensão em corrente contínua) a 550 Vcc e o limite máximo de tensão suportado é de 600 Vcc. O inversor também possui proteção CC com *String Box* integrada, dispensando o uso de proteções adicionais no lado de corrente contínua. Mais detalhes sobre o modelo podem ser vistos na folha de dados do inversor.

A escolha do inversor se deu, essencialmente, com base na potência de pico do arranjo em conjunto com a experiência da empresa responsável, com a utilização da marca. O fator de dimensionamento de inversores (FDI) para o arranjo pode ser calculado pela Equação 6.

$$FDI = \frac{P_{NCA}(W)}{P_{FV}(Wp)} = \frac{8500}{9240} = 0,92 \quad (6)$$

Onde:

FDI : Fator de dimensionamento do inversor (adimensional);

$P_{NCA}(W)$: Potência nominal do inversor em W;

$P_{FV}(Wp)$: Potência do arranjo fotovoltaico em Wp.

Conforme Pinho e Galdino (2014, p. 332) os valores de FDI recomendados pelos fabricantes encontram-se entre 0,75 e 1,05. O PHB8500-MS permite uma potência máxima de entrada de até o máximo de 13,5 kW, o que resulta em um FDI de aproximadamente 0,63. Considerando que o telhado ainda possui espaço para adição de mais 5 módulos, em uma ampliação a potência de pico do arranjo subiria para 11,99 kWp, o que representa aumento de 29,5% no sistema atual e um FDI de 0,71. Porém a análise completa de ampliação depende também de outros fatores que serão discutidos mais adiante.

6.3.2 Divisão das *strings*

Em condições STC, cada módulo LR5-72HPH apresenta uma tensão de circuito aberto (V_{oc}) de 49,65 V_{cc} e um coeficiente de temperatura de $-0.27\%/^{\circ}\text{C}$ (PINHO; GALDINO, 2014). Durante o inverno brasileiro em virtude das baixas temperaturas nos painéis essa tensão pode atingir valores superiores a tensão em STC, podendo danificar o inversor se desconsiderada (BARBOSA, 2021). Em 20 de julho de 2021 o Paraná registrou a menor temperatura nos últimos 88 anos chegando a $-7,9^{\circ}\text{C}$. Para maior segurança, será considerada uma temperatura mínima de -10°C , e o valor corrigido (V_{ocTmin}) é dado pela Equação 7.

$$V_{ocTmin}(T) = V_{oc}(T) \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (7)$$

$$V_{ocTmin}(T) = 49,65 \cdot (1 - 0,0027 \cdot (-10 - 25)) = 54,34 V_{cc}$$

Com base nas características do inversor, optou-se por dividir os 17 módulos e distribuí-los entre as entradas do inversor formando 3 séries (*strings*). A primeira e a segunda *strings* [1.1.1.x] \rightarrow (s_1) e [1.2.1.x] \rightarrow (s_2) com 6 módulos cada e a última [1.3.1.x] \rightarrow (s_3) com 5 módulos como na Figura 38. Essa configuração faz com que as *strings* s_1 e s_2 funcionem livres do sombreamento causado pela árvore ao lado do galpão.

Figura 38 - Distribuição das séries *strings* no PV*Sol



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Para que não haja risco de danos por sobretensão inversor a seguinte condição deve ser atendida (Eq. 8):

$$V_{ocTmin}(S) = N \cdot V_{ocTmin} < V_{i_{max}} \quad (8)$$

Onde:

$V_{ocTmin}(S)$: Tensão de circuito aberto da *string* na menor temperatura prevista;

N : Número de módulos em série;

$V_{i_{max}}$: Tensão máxima suportada pelo inversor;

Aplicando-se a Equação 8, calcula-se $V_{ocTmin}(S)$ para a configuração da Figura 34, tense que:

$$V_{ocTmin}(s1, s2) = 6 \times 54,34 = 326,04 V_{cc} < 600 V_{cc};$$

$$V_{ocTmin}(s3) = 5 \times 54,34 = 271,7 V_{cc} < 600 V_{cc};$$

Da mesma forma que V_{oc} , a tensão de operação em máxima potência V_{mp} do módulo escolhido, pode variar entre $36,7 V_{cc}$ no verão, quando a temperatura embaixo dos módulos atinge valores em torno de 70°C e $44,6 V_{cc}$ no inverno considerando uma temperatura de 0°C . Como tensão V_{mp} do módulo é sempre menor que V_{oc} , não é necessário considerar um fator de segurança nesse caso.

Para que o sistema possa operar corretamente, a tensão CC em cada entrada do inversor deve estar dentro da sua faixa de operação com seguidor de ponto de máxima potência, ou seja, entre 80 e $550 V_{cc}$. Aplicando-se a Equação 8 no cálculo da tensão de operação mínima (V_{mpmin}) e da tensão de operação máxima (V_{mpmax}) para cada *string*, tense como resultado:

$$V_{mpmin}(s1, s2) = 6 \times 36,7 = 220,2 V_{cc};$$

$$V_{mpmax}(s1, s2) = 6 \times 44,6 = 267,6 V_{cc};$$

$$V_{mpmin}(s3) = 5 \times 36,7 = 183,5 V_{cc};$$

$$V_{mpmax}(s3) = 5 \times 44,6 = 223 V_{cc};$$

Com base nos resultados acima, as *strings* $s1$ e $s2$ irão operar (no ponto de máxima potência) entre $220,2 V_{cc}$ no verão e $267,6 V_{cc}$ no inverno, enquanto a *string* $s3$ operará de $183,5 V_{cc}$ a $223 V_{cc}$. Sendo assim, há compatibilidade entre as tensões nas *strings* e o inversor escolhido. Já a corrente de potência máxima e STC de cada *string* I_{mp} , é de $13,04$ A. Salienta-se que o valor de I_{mp} é discretamente

superior a corrente máxima de entrada do inversor, que não é recomendado pela literatura, contudo o inversor limitará a corrente do painel em 12,5 A.

6.4 Cabeamento e proteção do SFVCR

6.4.1 Cabeamento e proteção das séries fotovoltaicas

A ABNT NBR16690 é a norma brasileira responsável por estabelecer os requisitos das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, ou seja, é a norma responsável por padronizar e assegurar a parte que correspondente ao lado de corrente contínua de um gerador FV (ABNT, 2019).

O inversor selecionado neste projeto possui *string* box integrada dispensando o cálculo dos componentes de proteção em corrente contínua como: chave seccionadora e dispositivo de proteção contra surtos (DPS). Devido à limitação natural da corrente dos módulos fotovoltaicos, os valores das correntes de sobrecarga e de curto-circuito dos módulos são próximos. O uso de fusíveis para proteção contra sobrecorrente das *strings* pode ser omitido, visto que neste projeto cada entrada do inversor é independente e está ligada apenas a uma série fotovoltaica. Para um arranjo fotovoltaico com apenas uma série fotovoltaica sem proteção contra sobrecorrente, a corrente de projeto deve ser adotada conforme determina a NBR 16690. Assim a corrente de projeto para cada entrada do inversor é dada pela Equação 9.

$$I_B = 1,5 \times I_{SC\ MOD} \quad (9)$$

Onde:

I_B = Corrente de projeto;

$I_{SC\ MOD}$ = Corrente de curto circuito de um módulo.

Substituindo $I_{SC\ MOD}$ pela corrente de curto circuito do LR5-72HPH já corrigida para o verão, obteve-se o valor da corrente de projeto para cada série fotovoltaica, que corresponde à $I_B = 21,33$ A. Já os condutores elétricos utilizados nos arranjos e subarranjos fotovoltaicos, podem ficar expostos a altas temperaturas e irradiação ultravioleta (UV) e, portanto, devem atender os requisitos ABNT NBR 16612 (ABNT, 2019).

Para o dimensionamento desses condutores deve-se considerar uma temperatura operacional mínima igual a temperatura ambiente máxima esperada acrescida de 40° C. Em caso de agrupamento devem ser utilizados os fatores de agrupamento da NBR 5410 (ABNT, 2019).

Como os módulos sobre o galpão serão divididos em 3 (três) séries, os cabos fotovoltaicos serão instalados soltos na parte abaixo dos módulos e embutidos em eletrodutos em uma canaleta de PVC semiaberta 50x50 mm entre o inversor e o telhado. Assim os 6 (seis) cabos que compõem as séries ocupam uma área inferior a 30% da seção transversal da canaleta, podendo ser desconsiderado o fator de agrupamento.

Ainda segundo a Tabela C.2 da NBR 16612 (ABNT, 2019), para instalações fotovoltaicas ao ar livre exposta ao sol (modo de instalação 2), a seção mínima dos condutores do lado CC deve ser de 1,5 mm². Já a queda de tensão sob condições de carga máxima deve ser inferior a 3% da tensão do arranjo fotovoltaico em seu ponto de máxima potência. Com base nas medidas do galpão, o comprimento dos cabos positivo e negativo somados entre o inversor e a *string* mais distante deve ser inferior a 30 m. Pelo critério da queda de tensão, a seção mínima para condutores CC para esta aplicação é de 2,5 mm². Devido à padronização, as distribuidoras de materiais fotovoltaicos costumam vender apenas condutores CC entre 4 mm² a 6mm². A seção transversal usada neste projeto será de 4 mm².

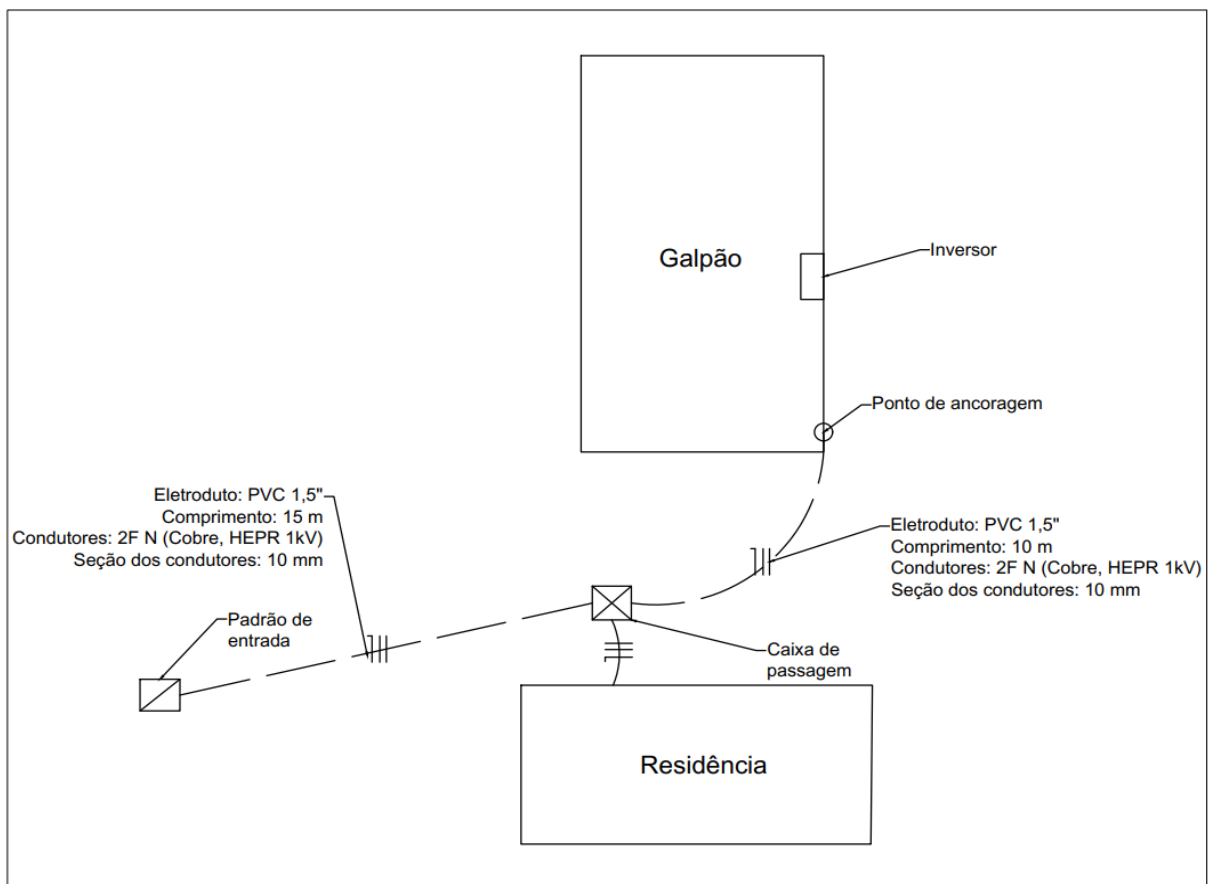
6.4.2 Cabeamento e proteção do sistema fotovoltaico (Lado CA)

O dimensionamento tanto do cabeamento quanto das proteções para a parte de corrente alternada de um sistema FV devem atender os mesmos requisitos da norma ABNT NBR 5410 (ABNT, 2019). O inversor de frequência pode ser considerado como um circuito de força com corrente e potência definidas para ser conectado à instalação local.

O *datasheet* do PHB8500-MS especifica que a corrente máxima de saída CA do inversor é de 42,5 A (PHB Solar, 2022). O padrão de entrada da unidade consumidora e o cabeamento entre o ponto de conexão e a rede, devem ser compatíveis e suportar a corrente elétrica injetada pelo SFVCR. Esta análise foi feita durante a primeira visita a UC, onde se verificou que o galpão e a casa são

alimentados por um ramal subterrâneo composto por 3 condutores de cobre de seção transversal de 10 mm² e isolamento em HEPR¹ 90 °C, protegidos por um disjuntor bipolar de 50 A na medição. O ramal passa por uma caixa de passagem entre a casa e o galpão, que fica a cerca de 10 m de distância do padrão de entrada. Da caixa de passagem deriva a alimentação do galpão nas mesmas características do ramal, porém ancorado na entrada do galpão. O diagrama unifilar do ramal de entrada pode ser visto na Figura 40.

Figura 39 - Diagrama do ramal de entrada de UC



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Conforme a NBR 5410 (RBASIL, 2019) e os dados da Figura 40, foi definida a seção mínima do cabeamento e proteção do circuito que interligará o inversor ao ramal de entrada da unidade consumidora da seguinte forma:

- Pelo critério da seção mínima (Tabela 47 da NBR 5410, BRASIL, 2019), a seção mínima para um circuito de força é de 2,5 mm²;

¹ HEPR – *High Grade Ethylen Propylene Rubber*, borracha etileno-propileno de alto grau.

- O circuito que interliga o inversor ao ponto de conexão terá 10 metros de comprimento e será composto por dois condutores carregados de cobre instalados pelo método B1. A seção mínima para o circuito, pelo critério da capacidade de condução de corrente (Tabela 36 NBR5410, BRASIL, 2019) é de 10 mm²;
- A queda de tensão no circuito pode ser calculada pela Equação 10:

$$\begin{aligned}\Delta U &= \Delta c. I_b. L = 3,63. (42,5). (0,035) && (10) \\ &= 5,4 \text{ Volts} \cong 4,3 \%\end{aligned}$$

Onde:

ΔU : Queda de tensão até o padrão de entrada.

I_b : Corrente máxima de saída do inversor.

L : Comprimento do circuito em Km.

Δc : Valor de queda de tensão tabelado pelo fabricante do cabo em (V/A. Km).

Logo o ponto adotado para conexão do inversor a rede será o ponto de ancoragem do ramal no galpão (Figura 39). O circuito que liga o inversor ao ponto de conexão do ramal será composto por dois condutores carregados de cobre 10 mm², isolação PVC instalados pelo método de instalação B1 e protegidos por um disjuntor bipolar de 50 Ampère.

6.4.3 Aterramento e dispositivo de proteção contra surto

Conforme determina a norma ABNT NBR 16690 (ABNT, 2019), no caso do aterramento de FV, quando o condutor não for utilizado para Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) deve ser utilizada uma seção mínima equivalente a 6mm². Seguindo a recomendação desta NBR, o aterramento de equipotencialização das estruturas, módulos, quadros e inversor deverá ser feito por um condutor de 6mm² na cor verde-amarela e Interligados ao Barramento de Equipotencialização Principal (BEP).

Neste projeto, como a instalação local é antiga não existe BEP e o único aterramento da instalação é o aterramento do condutor neutro feito no padrão de entrada exigido pela concessionária, que segundo a NBR 16690 (ABNT, 2019) não

pode ser utilizado como aterramento principal do sistema fotovoltaico. Para garantir a segurança na instalação será adicionado um barramento de equipotencialização ao quadro de proteção CA da saída do inversor. Do barramento até o solo deverá ser utilizado um condutor de 10 mm² (conforme exigido pela concessionária), ligado a 4 (quatro) hastes de aterramento distanciadas em 3 (três) metros e interligadas por um Cabo de Cobre Nu 25 mm².

Para proteção contra surtos serão utilizados em cada condutor de saída do inversor um DPS. O lado de entrada CC do inversor já possui proteção embutida e não será necessário adicionar nenhum DPS, quando necessário, estes devem ser específicos para corrente contínua e o limite de tensão deve ser a tensão máxima suportada na entrada do inversor.

A tensão nominal CA entre fase e terra é de 127 V, logo o modelo de DPS a ser utilizado deve possuir uma tensão máxima de operação contínua superior a essa tensão. O DPS deve ser instalado a uma distância de no máximo 10 m da saída do inversor, para evitar que durante um evento de descarga surja uma corrente induzida no circuito entre a proteção e equipamento. Ainda segundo a Tabela 31 da NBR 5410 (ABNT, 2019), para equipamentos de utilização a suportabilidade de impulso exigível deve ser menor que 1,5 kV.

Optou-se por utilizar o DPS disponibilizado na compra do próprio SF, com tensão máxima de operação contínua (UC = 175 V), corrente nominal de descarga ($I_n = 20$ kA), corrente máxima de descarga ($I_{max} = 40$ kA), nível de tensão de operação ($U_p < 1,5$ Kv), Classe 2 usada para proteção contra descargas indiretas.

Um diagrama unifilar simplificado e que foi elaborado para este projeto pode ser verificado no Apêndice A.

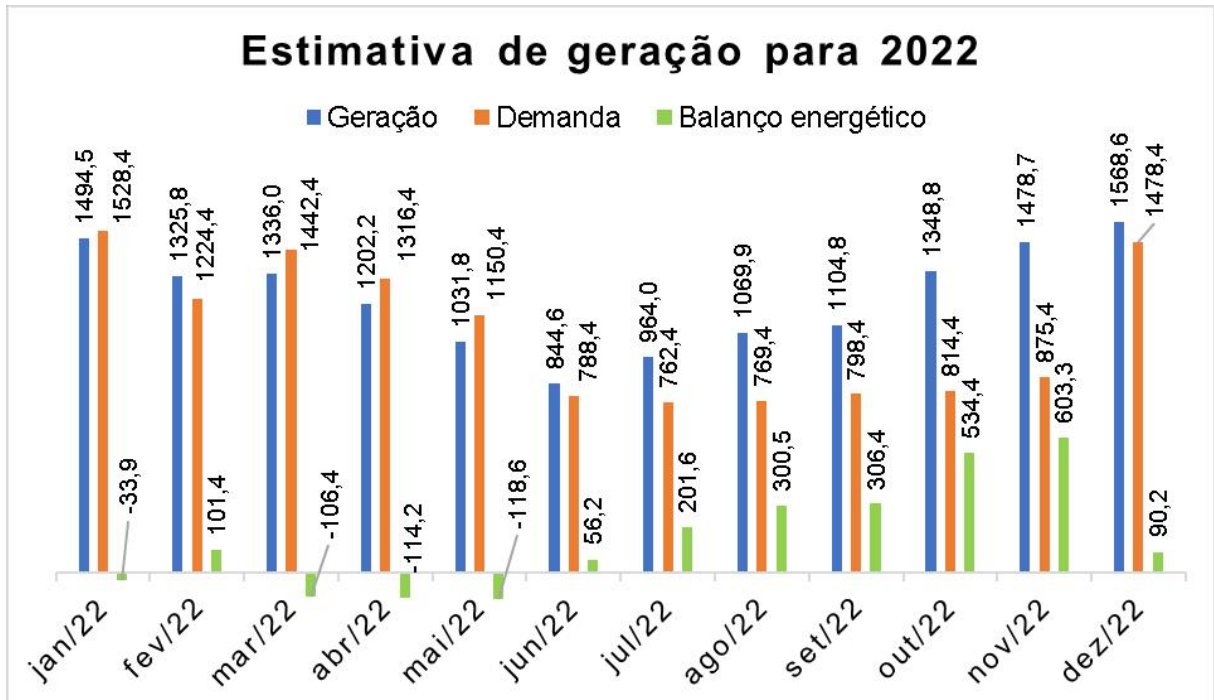
6.4.4 Simulação em condições reais e ampliação do SFVCR

6.4.4.1 Simulação em condições reais

Com base nos dados obtidos até aqui, realizou-se uma nova simulação com auxílio do *software* PV*Sol considerando todos os aspectos e parâmetros reais do sistema como sombreamento, orientação, inclinação e cabeamento. O gráfico da Figura 41, abaixo, mostra a estimativa de geração e o balanço energético do sistema

esperado para o ano de 2022. O balanço energético real esperado para o ano é positivo, com uma sobra de 2420 kWh considerando a taxa mínima anual.

Figura 40 - Estimativa de geração em condições reais no PV*Sol



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

6.4.4.2 Simulação de ampliação do sistema

Anteriormente, neste projeto de TCC foi cogitada a possibilidade de uma ampliação do gerador FV em mais 5 módulos modelo LR5-72HPH 545. Essa ampliação faria com que o FDI do inversor fosse reduzido para um valor não ideal, porém dentro do limite especificado pelo fabricante. Mas além do espaço para instalação, compatibilidade dos módulos e FDI, outras características relevantes devem ser analisadas antes da ampliação do SFVCR.

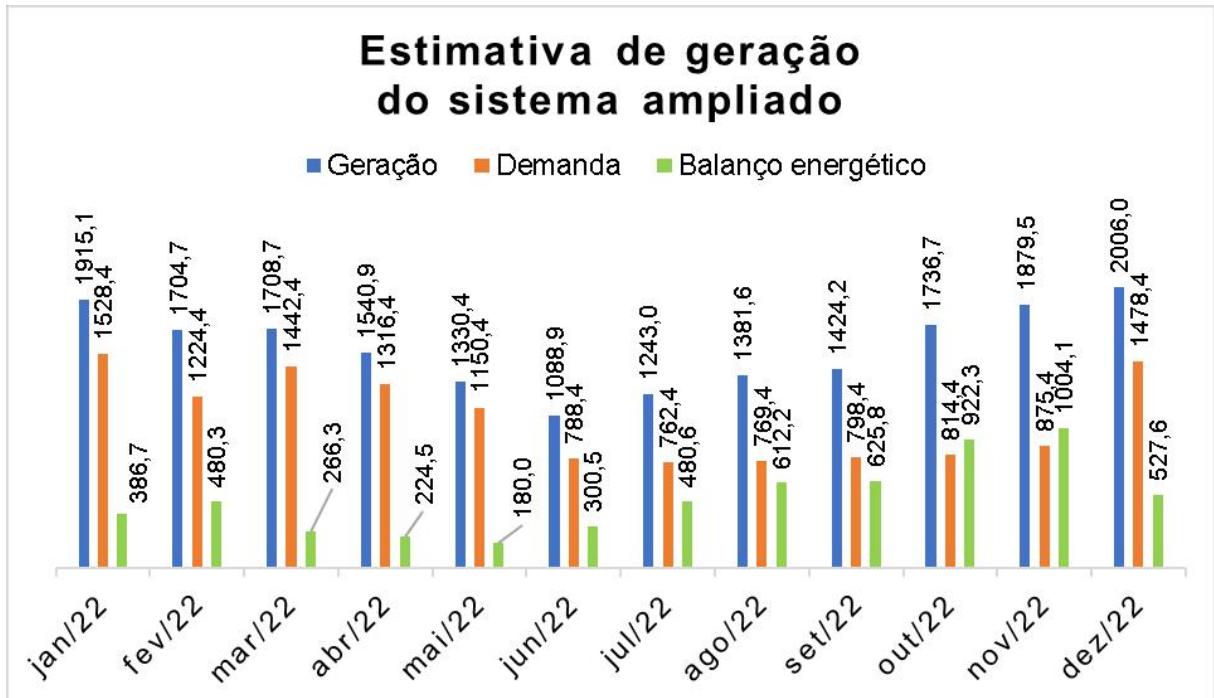
Para a simulação do sistema ampliado os cinco (5) módulos foram adicionados e distribuídos entre as *strings* já existentes. Desta forma as novas características para as *strings* s_1 , s_2 e s_3 atendem as condições necessárias para o funcionamento correto do inversor e podem ser verificadas na Tabela 2. A estimativa de geração para o sistema ampliado pode ser observada no gráfico da Figura 41.

Tabela 2 - Características da *strings* para o sistema ampliado

<i>Strings</i>	N. de módulos	<i>Vmpmin</i>	<i>Vmpmax</i>	<i>Voc</i>
s1	8	293,6	356,8	434,72
s2	7	256,9	312,2	380,38
s3	7	256,9	312,2	380,38

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Figura 41 - Estimativa de geração para o sistema ampliado no PV*Sol



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

6.5 Etapas de inclusão e aprovação do projeto SFVCR pela COPEL

Após o desenvolvimento do projeto do SFVGR é necessário que o sistema seja aprovado e homologado pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL). A documentação necessária para aprovação e homologação de um projeto FV pode variar de acordo com potência pico do SFVCR e as exigências da concessionária de energia local. A COPEL (2021) disponibiliza de um sistema de apresentação de projetos elétricos via web, denominado de Sistema PEW, que tem como objetivo agilizar e facilitar a análise e aprovação de projetos.

No primeiro acesso ao sistema é necessário que o projetista preencha o formulário de cadastro, reconheça a assinatura do responsável técnico em cartório e envie o formulário impresso para um dos endereços (Quadro 2). Em seguida, o

projetista receberá um *link* para cadastrar uma senha de usuário e estará apto a utilizar o sistema.

Quadro 2 - Formulário para endereços (modelo)

Cidade	Rua	N	CEP
Cascavel	Rua Vitória	105	85802-20
Curitiba	Rua Brasília Ovídio da Costa	1703	80310-130
Maringá	Rua Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto	896	87030-010
Londrina	Rua Chile	10	86010-220
Ponta Grossa	Rua Joaquim Nabuco	184	84026-900

Fonte: Copel (2021)

Para a inclusão do SFVCR no PEW basta que o projetista clique no ícone “Projetos” e em seguida “Incluir GD Solar”. O sistema COPEL então pedirá ao usuário que informe o número da unidade consumidora. Inserido o número da UC basta clicar em “Confirmar” e a base de dados do PEW automaticamente preencherá os dados relativos à UC como, carga instalada, disjuntor de proteção, grupo tarifário, tipo de conexão, entre outros.

Depois de conferidos os dados da UC, o projetista deve clicar na aba “Dados do titular da UC” e preencher com as informações pessoais do titular em que a unidade consumidora se encontra registrada. Em seguida o projetista deve abrir a aba “Dados do sistema solar” e completar os campos com as informações dos inversores e módulos utilizados no projeto.

Para o inversor deste projeto, os dados foram preenchidos conforme a Tabela 3. É importante ressaltar que não é possível fazer a inclusão de inversores que não possuam registro do INMETRO. Já para os módulos os campos foram completados conforme a Tabela 4.

Tabela 3 - Dados do inversor

Fabricante	Modelo	Quantidade	Potência individual (kW)	N° Inmetro
PHB	PHB8500-MS	1	8,5	000505/2020

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Tabela 4 - Dados dos módulos

Fabricante	Modelo	Quantidade	Área total (m²)	Potência individual (W)
LONGI	LR5-72HPH	17	44	545

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Incluídos os dados sobre o inversor e os módulos, na aba “Responsabilidade Técnica” é preciso completar o campo com o número da ART emitida em nome do responsável técnico cadastrado no PEW. Completado o último campo com o número da ART basta clicar em “salvar e enviar” e o resultado da aprovação sai em tempo real. Na sequência, o projetista receberá no e-mail cadastrado no PEW, o protocolo de aprovação pela concessionária junto à documentação e um *link* para solicitação de vistoria da UC. A solicitação da vistoria deve ser realizada após a conclusão da instalação do gerador FV clicando no *link* completando os campos com os dados do titular da UC. Também é necessário anexar o formulário de solicitação de acesso a microgeração, a ART e documento do titular da UC com foto frente e verso. O formulário de solicitação de acesso a microgeração é preenchido automaticamente pelo sistema PEW ao completar os dados do sistema. O prazo para análise e resposta do e-mail é de 3 (três) dias úteis. Caso o medidor não seja bidirecional será marcado uma vistoria para realizar a troca e o gerador poderá então ser inicializado.

6.6 Instalação do gerador

O gerador foi instalado tal como projetado. Então, conforme previsto, os módulos foram distribuídos e conectados em duas linhas e três (3) *strings*, exatamente nas mesmas configurações da modelagem em condições reais.

A árvore ao lado do galpão (Figura 34) foi podada pelo proprietário a fim de eliminar completamente o sombreamento. O inversor, o quadro de proteção CA e estruturas que sustentam os módulos foram devidamente instalados e aterrados. Algumas imagens fotografadas da instalação podem ser verificadas na Figura abaixo.

Figura 42 - Registros fotográficos da instalação do gerador FV

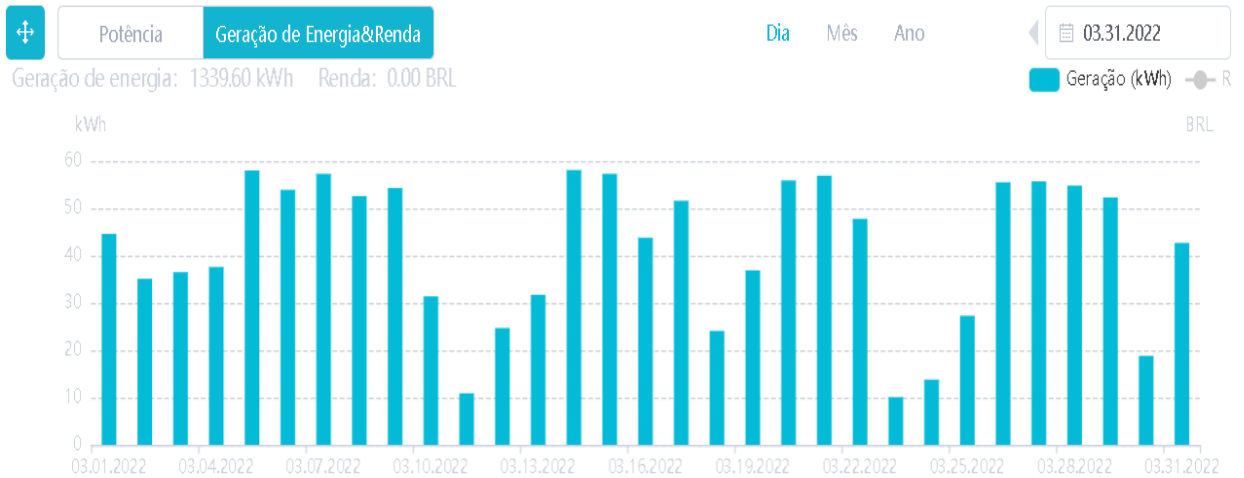


Fonte: Fotografias do autor (2022)

6.7 Resultados alcançados

6.7.1 Geração de energia do SFVCR instalado

Com o sistema SFVCR instalado e em operação, realizou-se a conexão do inversor a rede de *internet* local. Por meio da ferramenta *on-line* Solar Portal utilizada para monitoramento de inversores da PHB, criou-se uma planta para acompanhamento do gerador em tempo real. Através desta ferramenta foi possível acompanhar a produção mensal de energia para cada dia durante todo o mês de março mostrado na Figura 42. A geração de energia para os meses de março e abril foi respectivamente de 1339,6 kWh e 1085,7 kWh.

Figura 43 - Geração diária do sistema para o mês de março

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados fornecidos pelo Solar Portal (2022)

A Tabela 5, a seguir, mostra a geração em kWh e os valores por unidade (pu) do sistema real, isto é do SFVCR em operação, em comparativo com estimativas realizadas pelo método convencional e a simulação em condições reais para os meses de março e abril de 2022, tomando como base pu o sistema em operação. Os valores para os outros meses do ano não podem ser obtidos, pois o tempo de amostragem possível através do Solar Portal é restrito ao tempo de início de operação do sistema até a presente data (mês de abril de 2022).

Tabela 5 - Geração de energia no período março-abril/2022 em kWh e pu

Mês	Método convencional	Simulação em condições reais	Sistema em operação
Geração para o mês de março (kWh)	1174,00	1336,00	1339,60
Geração para o mês de abril (kWh)	1006,90	1202,20	1085,70
Geração no mês de março (pu)	0,876	0,997	1,000
Geração para o mês de abril (pu)	0,927	1,107	1,000

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados fornecidos pelo Solar Portal (2022)

Considerando os dois meses de operação do gerador, a energia total entregue a UC foi de 2425,61 kWh. O método de estimativa que mais se aproximou da produção real foi o do capítulo simulação em condições reais com 2538,2 kWh, ou seja, 4,6% maior do que o total gerado. Em seguida com 2180,9 kWh, o método convencional resultou em uma estimativa 10,1% menor do que o total gerado.

Comparando os resultados para os meses de março e abril individualmente, o valor estimado na simulação em condições reais para março foi 0,3% menor do que o produzido para o mesmo mês, enquanto para o mês de abril foi de 10,7% maior do que o produzido. Já para o método convencional os valores estimados para o mês de março e abril, foram respectivamente 10,4% e 7,3% menores do que o produzido.

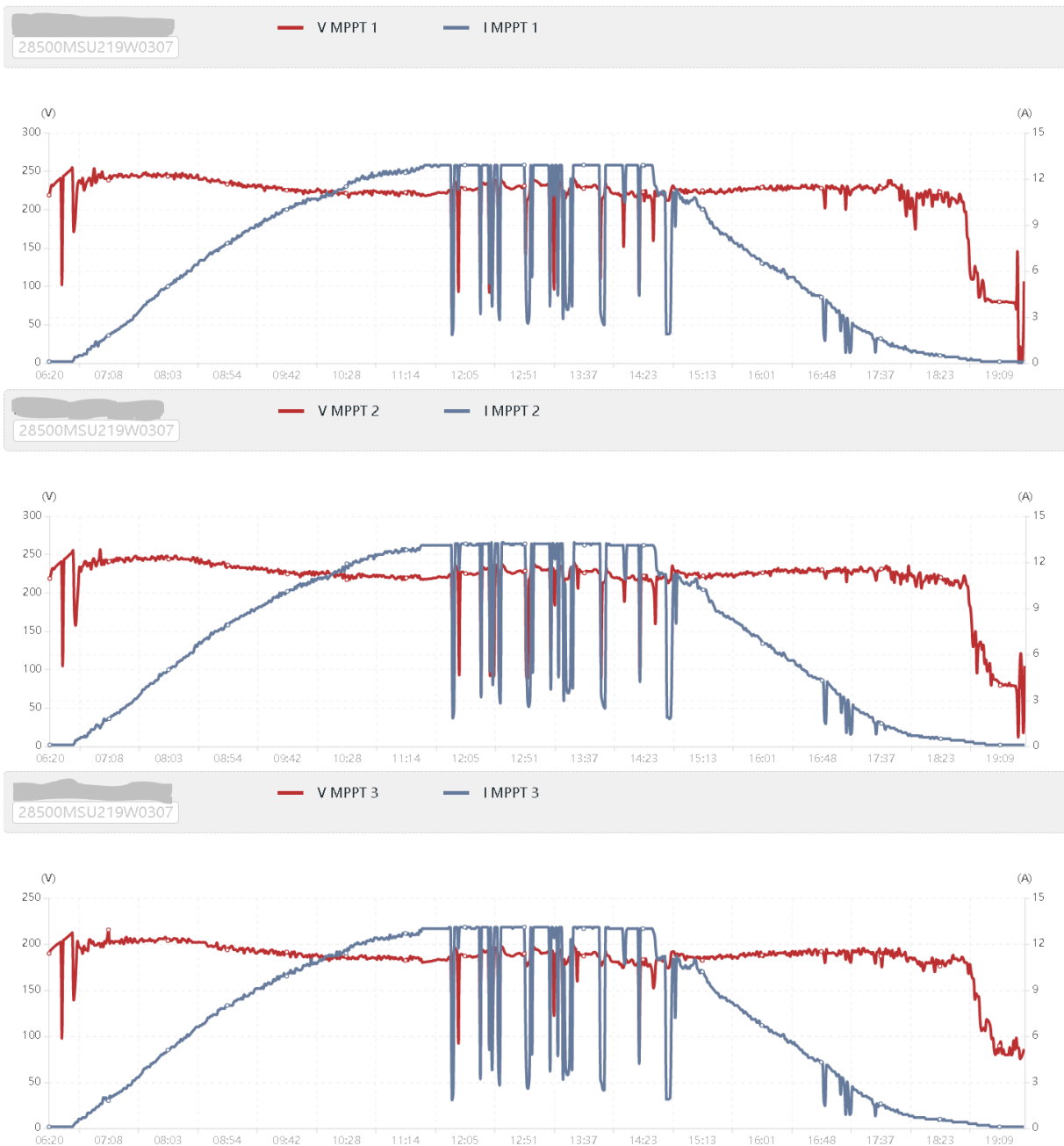
Não convém comparar as simulações em solo e do sistema ampliado com a produção real do sistema para apenas dois meses. Essa comparação será tratada no tópico final deste capítulo.

6.7.2 Análise das curvas de tensão nas entradas do inversor

O Sistema Solar Portal de monitoramento ainda permite acompanhar as curvas de tensão nas entradas do inversor, o que pode ser muito útil para solucionar problemas e verificar sombreamentos.

A Figura 44 mostra o comportamento real das tensões em cada entrada do inversor para um dia ensolarado no SFVCR projetado e instalado. Na leitura das três imagens (Figura 44), os índices MPPT1, MPPT2 e MPPT3 representam, respectivamente, os parâmetros das *strings* s1, s2 e s3 no inversor. As tensões V_{MPPT1} e V_{MPPT2} oscilam em torno de $250 V_{cc}$ e a tensão V_{MPPT3} oscila em torno de $200 V_{cc}$, enquanto as correntes I_{MPPT1} , I_{MPPT2} e I_{MPPT3} são limitadas pelo inversor em 12,5 A, correspondendo aos valores previstos em projeto. Por fim as quedas abruptas na tensão e na corrente representam curtos intervalos de sombreamento, causados por passagens de nuvens no decorrer do dia.

Figura 44 - Comportamento real das tensões em cada entrada do inversor em dia ensolarado

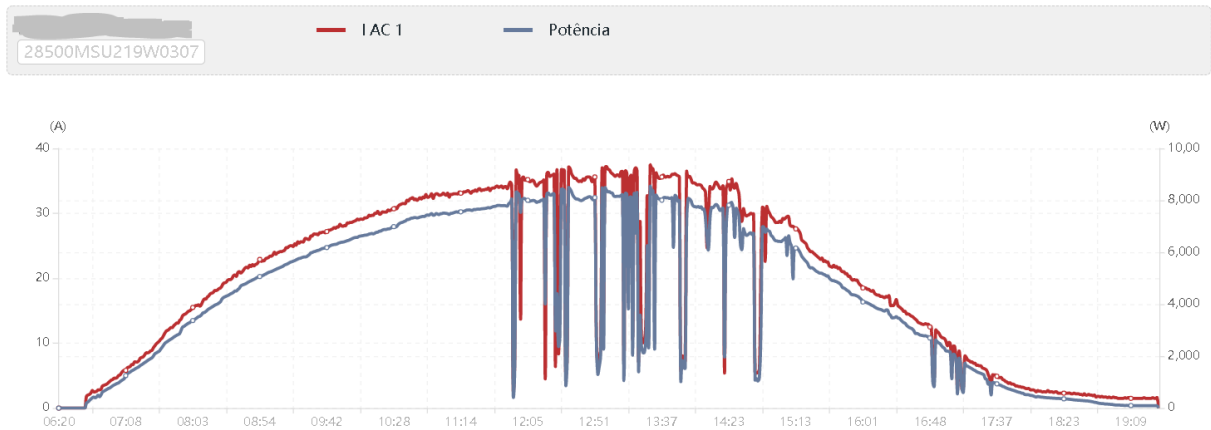


Fonte: Adaptado com base no Solar Portal (2022)

Do mesmo modo, na Figura 44, é possível analisar os comportamentos da potência de saída do inversor (Potência) e corrente na saída do inversor (I_{AC1}). O dia 5 de março de 2022 se obteve as curvas deste gráfico, e que corresponde ao mesmo dia em que foram fotografadas as imagens que aparecem na Figura 43. Observa-se que o inversor atinge valores próximos a sua potência nominal entre o meio dia, 12h e às 13h, enquanto a corrente I_{AC1} se manteve inferior à corrente máxima de saída do inversor considerada em projeto. As quedas na curva do gráfico

causadas por sombreamento, mantem um perfil similar aos das tensões e correntes nas entradas do inversor.

Figura 45 - Curvas de potência e corrente na saída do inversor



Fonte: Adaptado com base no Solar Portal (2022)

6.7.3 Análise do FDI e produtividade do sistema proposto e testado

O cálculo do índice de produtividade do sistema (YF), denominado por Yield, é fundamental para a determinação do desempenho de um SF (CASSIANO,2020).

O YF é dado pela razão entre a energia gerada em kWh pelo sistema FV em um intervalo de tempo T, sobre a potência do painel fotovoltaico em kWp, calculado conforme a Equação 11.

$$YF = \frac{\int_0^T P(t) dt}{P_n} = \frac{E(t)}{P_n} \quad (11)$$

Sendo

$P(t)$ = a potência entregue pelo sistema em kW;

P_n = a potência do painel solar em kWp;

T = o período analisado em dias;

$E(t)$ = a energia gerada no intervalo T em kWh.

Na Tabela 6, tem-se a geração de energia total anual estimada para os três diferentes casos simulados no PV*Sol para o ano de 2022. Fazendo o cálculo Yield para a simulação realizada sobre a cobertura (simulação em condições reais) e considerando o total de dias do ano 2022 chega-se ao resultado de 1594,14 kWh/kWp. Já os resultados dos cálculos pela Equação de Yield (Eq. 11),

considerando o mesmo período, encontram-se para o sistema em solo e o sistema ampliado os totais de 1696,72 e 1581,29 kWh/kWp, respectivamente.

O resultado de YF mostra que o sistema em solo, que dispõe de condições otimizadas, apresentaria um índice de produtividade 6,4% maior em relação ao sistema sobre a cobertura. Ainda, a ampliação que tem por consequência a redução do FDI reduziria o YF do sistema em menos de 1% se comparado à simulação do sistema sobre a cobertura.

Tabela 6 - Geração total de energia no ano de 2022 em kWh do SFVCR implantado

Simulação em condições reais	Simulação em solo	Simulação do sistema ampliado
14769,7	15720,1	18959,7

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados fornecidos pelo Solar Portal (2022)

7 CONCLUSÃO

Com base na teoria sobre o tema estudado e diante dos resultados obtidos, apresentados no capítulo anterior, deduz-se que para o intervalo de amostragem analisado, o PV*Sol se mostrou mais eficaz para realizar estimativas de geração de energia solar em comparação com o método convencional.

No cálculo da estimativa de geração de energia solar fotovoltaica, o PV*Sol utiliza de seu banco de dados, estáticas meteorológicas para a região. Segundo dados do endereço eletrônico <<https://pt.weatherspark.com/y/>>, a média do volume de chuvas registrada no mês de abril para a região de São Miguel do Iguaçu-PR atingiu 136,2 mm. Conforme o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2022, <<https://tempo.inmet.gov.br/>>), o volume de chuva acumulada para o mês de abril de 2022 para a região de São Miguel do Iguaçu-PR foi de 194,6 mm, valor acima da média previsto para o mês. Isso sugere que a diferença considerável de 10,7%, entre a estimativa realizada pelo PV*Sol e a geração de energia fotovoltaica para o mês de abril pode ter sido causada pelo clima atípico para o mês.

De acordo com a estimativa de geração em solo, constata-se que apesar de a cobertura do galpão não ter sofrido influências consideráveis de sombreamentos, a interferência do ângulo azimutal e ângulo de inclinação do telhado, podem gerar diferenças consideráveis na produção de energia se comparados às condições angulares ideais. Ainda conforme o sobredimensionamento na potência de entrada do inversor, apesar do baixo FDI, existe uma diferença de menos 1% no índice de produtividade do sistema, o que faz da ampliação uma opção válida para o futuro.

Através das análises gráficas das curvas de tensão e corrente do gerador fotovoltaico em operação, chega-se à conclusão que as grandezas elétricas do gerador se comportaram de acordo com os parâmetros previstos em projeto e que o método de dimensionamento se mostrou eficaz. Já o processo de homologação e acesso a rede COPEL, para microgeração através de SFVCR se mostrou simples e de fácil acesso. Por fim, registra-se que a realização do estudo permitiu o alcance de seus objetivos geral e específicos e, registra-se como sugestão para trabalhos futuros, a exploração do *software* PV*Sol em projetos de instalação de SFVCR médio e grande porte.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Agosto obteve a maior expansão de 2021**. Usinas solares chegam a 2,1% da matriz elétrica. Brasília, 06 set. 2021a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 16 out. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2021b. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: 16 abr. 2022.

ALMEIDA, Pedro Machado. Condicionamento da energia solar fotovoltaica para sistemas interligados à rede elétrica. **Labsolar**, Juiz de Fora, 26 maio 2011. Disponível em: <https://www.ufjf.br/labsolar/2011/05/26/condicionamento/>. Acesso em: 10 nov. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. **Histórico**. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.abens.org.br/historico>. Acesso em: 10 nov. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Normas técnicas**. Brasília: ABNT, 2019.

BALFOUR, John; SHAW, Michael; NASH, Nicole Bremer. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos**. Tradução: Luiz Claudio de Queiroz Faria. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

BLUE SOL. **Instalação de energia solar: quanto custa + 7 outras informações imprescindíveis**. São Paulo, 2021. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/instalacao-de-energia-solar/>. Acesso em: 16 out. 2021.

BLUE SOL. **Os sistemas de energia fotovoltaica**. São Paulo: Blue Sol, 2017. *E-book*. Disponível em: <https://www.plurale.com.br/site/estante-detahes.php?cod=814>. Acesso em: 16 out. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano nacional de energia: PNE 2030**. Brasília: PMM/EPE, 2007.

CARNEIRO, Joaquim. **Electromagnetismo B: módulos fotovoltaicos, características e associações**. Guimarães: Universidade do Minho, 2010. Disponível em: https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf. Acesso em: 15 nov. 2021.

CASARIN, Ricardo. Módulos Longi são premiados no 6º “All Quality Matters” e laboratório da fabricante recebe certificação internacional. **Portal Solar**, São Paulo, 07 jul. 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-renovavel/modulos-longi-sao-premiados-no-6o-all-quality-matters-e-laboratorio-da-fabricante-recebe-certificacao-internacional.html>. Acesso em: 15 jan. 2022.

CASSIANO, Giovanna Bertoldo. **Análise da geração de energia solar fotovoltaica: estudo de caso em um supermercado no Mato Grosso**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2020.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão**. Brasília: CGEE, 2010. (Série Documentos Técnicos 02-10).

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE BRITO. **Energia solar princípios e aplicações**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2020. Disponível em: http://paineira.usp.br/sisea/wp-content/uploads/2020/02/Tutorial_solar-CRESESB-MatrizLimpa.pdf. Acesso em: 20 mar. 2022.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE BRITO. **Potencial solar: SunData v 3.0**. Rio de Janeiro, 25 jan. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 20 mar. 2022.

COLLIS, Jill; HUSSEY, Roger. **Pesquisa em administração: um guia prático para alunos de graduação e pós-graduação**. Tradução: Lúcia Simonini. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2005.

COMPANHIA DE PARANAENSE DE ENERGIA. **Usina solar da Copel recebe módulos fotovoltaicos**. Curitiba, 2020. Disponível em: <https://www.copel.com/site/usina-solar-da-copel-recebe-módulos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 19 set. 2021.

COUTINHO, Fernando Jubran. **Uso de energia fotovoltaica em edificação: vantagens e desvantagens em relação à energia elétrica convencional**. 2019. 74 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

DANTAS, Stefano Giacomazzi; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico**. Rio de Janeiro: IPEA, 2018.

DRECHMER, Patrícia Aparecida de Oliveira; RICIERI, Reginandl Prandini. Irradiação global, direta e difusa, para a região de Cascavel, Estado do Paraná. **Acta Scientiarum Technology**, [S. l.], v. 28, n. 1, p. 73-77, jan. 2006.

ENERGIA solar para a sua casa: inversores. **PHB SOLAR**, São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.energiasolarphb.com.br/catalogo/>. Acesso em: 20 maio 2022.

FERREIRA, Maria Júlia Guerra. **Inserção da energia solar fotovoltaica no Brasil**. 1993. 168 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, São SP, 1993.

GALDINO, Marco A. E. *et al.* O contexto das energias renováveis no Brasil. **Revista da Direng**, Rio de Janeiro, p. 17-25, 2005. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Direng.pdf>. Acesso em: 11 out. 2021.

GIL, Antonio Carlos. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

GÜNTZEL, Ionatan Laércio. **Análise de viabilidade técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid, instalados em posto de combustível**. 2018. 123 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. **Consulta**. Brasília, 2022. Disponível em: <https://tempo.inmet.gov.br/>. Acesso em: 20 mar. 2020.

LÜDKE, Marcelo Cristiano. **A rota metalúrgica do silício: da extração do quartzo à obtenção do silício de grau fotovoltaico**. 2018. 77 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenheiro de Energia) - Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2018.

MACHADO, Carolina T.; MIRANDA, Fábio S. Energia solar fotovoltaica: uma breve revisão. **Revista Virtual de Química**, Niterói, v. 7, n. 1, p. 126-143, 2015.

MENDONÇA, Anny Key de Souza *et al.* Políticas de incentivos à geração de energia renovável e a implantação de um sistema isolado de energia eólica, solar e biogás. **Semioses**, Rio de Janeiro, v. 13, n. 4, p. 97-121, 2019.

MÓDULO Longi LR5-72HPH-545m. **PHB SOLAR**, São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/módulo-longi-lr5-72hph-545m/>. Acesso em: 20 mar. 2022.

MOREIRA, Hugo Soeiro. Diodos de bypass e de bloqueio no sistema de energia solar fotovoltaica. **Canal Solar**, Campinas, 08 set. 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/diodos-de-bypass-e-de-bloqueio-nos-sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 19 set. 2021.

PAIVA, Gabriel Mendonça *et al.* Análise do fator de dimensionamento do inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede com uso de medições climáticas locais em Goiás. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., Belo Horizonte. **Anais** [...]. Belo Horizonte: Abens, 2016.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.

PORTAL ENERGIA. **Energia fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Guarda: Portal Energia, 2004. *E-book*. Disponível em: <http://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>. Acesso em: 19 set. 2021.

PRADO JÚNIOR, Fernando A. A. *et al.* (Coords.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2004.

SANTOS, Filipe Maron; MELO, Francisco Dalmir Santiago. **Introdução aos conceitos e estudo de viabilidade técnico-econômica para implantação de uma central de geração de energia, eólico-solar, a ser introduzida na rede básica.** 2015. 128 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

SOLENER. **Sobre a Solen Energia.** Diadema, 2020. Disponível em: <https://www.solenenergia.com.br/quem-somos.html>. Acesso em: 19 set. 2021.

STRÖHER, Leandro Martin. **Análise de desempenho de um sistema fotovoltaico: estudo de caso comparando ensaios experimentais e simulação computacional.** 2020. 91 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade de Caxias do Sul, Caxias do Sul, 2020.

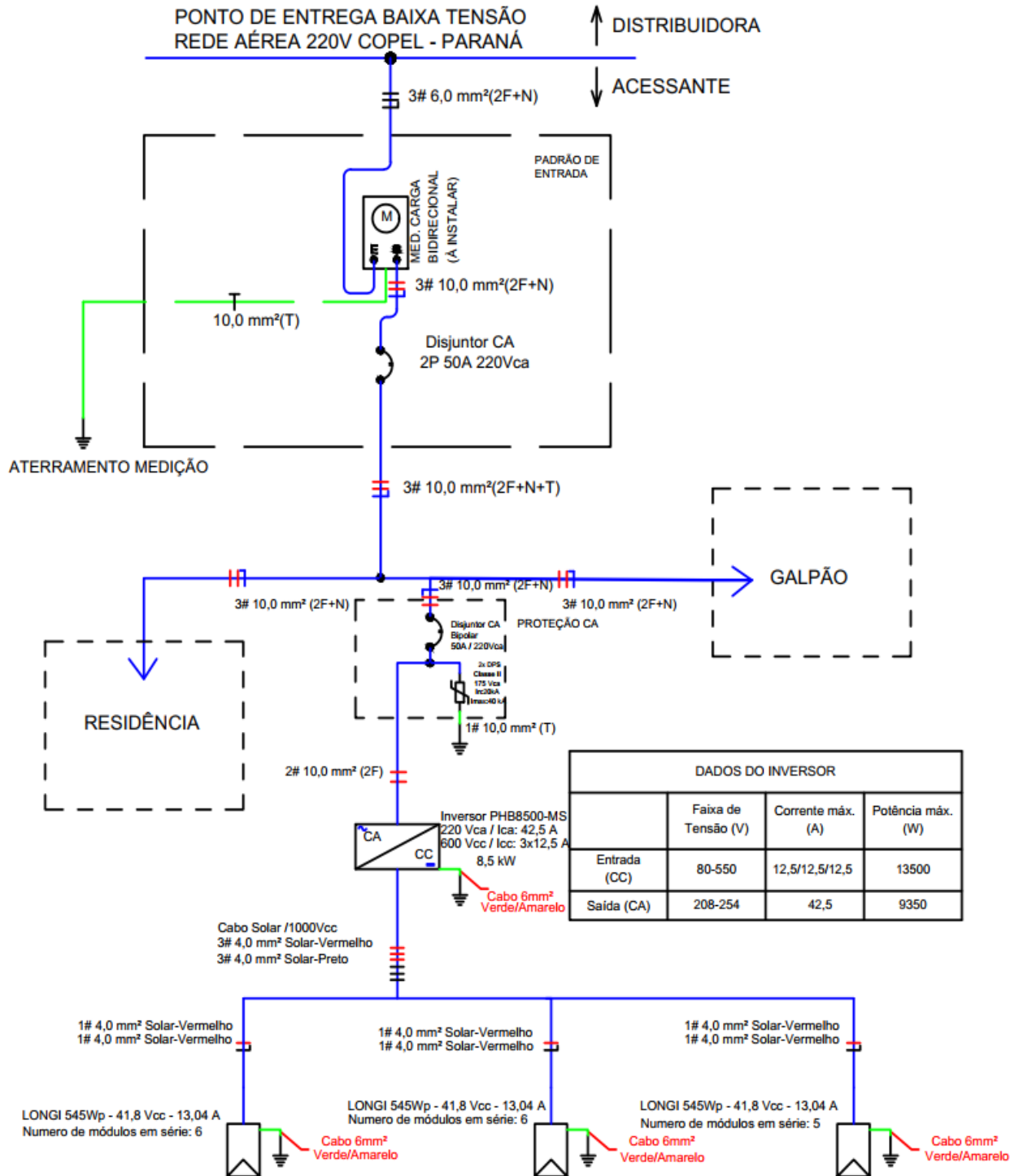
TUTORIAIS para Software PV*SOL. **Solarize**, Rio de Janeiro, 29 ago. 2017. Disponível em: <https://www.solarize.com.br/site-content/11-blog/147-tutoriais-para-o-software-pv-sol-portugues>. Acesso em: 19 set. 2021.

URBANETZ JÚNIOR, Jair; CASAGRANDE JÚNIOR, Eloy Fassi; TEIOIKI, Gerson Máximo. Acompanhamento do desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da UTFPR. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 11., 2014, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: CBPE, 2014.

VILLALVA, Marcelo Grandella. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

APÊNDICE A - Diagrama unifilar simplificado

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)