

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE ENERGIA**

**EVELYSE CRISTINA MACIEL MORAES**

**COMPARAÇÃO ENTRE A METODOLOGIA DE CÁLCULO E O USO DOS  
SOFTWARES PVWATTS E SOLAREEDGE PARA PROJETOS DE SISTEMAS DE  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE CASO NA ADUFDOURADOS**

**DOURADOS, 2023**

**EVELYSE CRISTINA MACIEL MORAES**

**COMPARAÇÃO ENTRE A METODOLOGIA DE CÁLCULO E O USO DOS  
SOFTWARES PVWATTS E SOLAREEDGE PARA PROJETOS DE SISTEMAS DE  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE CASO NA ADUFDOURADOS**

Projeto de fim de curso apresentado à Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados, na área de concentração 3.04.04.06-1, Instalações Elétricas Prediais e Industriais, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Aureo Cezar de Lima

**DOURADOS, 2023**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP).

M828c Moraes, Evelyse Cristina Maciel

COMPARAÇÃO ENTRE A METODOLOGIA DE CÁLCULO E O USO DOS SOFTWARES PVWATTS E SOLAREEDGE PARA PROJETOS DE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE CASO NA ADUFDOURADOS [recurso eletrônico] / Evelyse Cristina Maciel Moraes. -- 2023.

Arquivo em formato pdf.

Orientador: Prof. Dr. Aureo Cezar de Lima.

TCC (Graduação em Engenharia de Energia)-Universidade Federal da Grande Dourados, 2023.

Disponível no Repositório Institucional da UFGD em:

<https://portal.ufgd.edu.br/setor/biblioteca/repositorio>

1. Energia solar fotovoltaico. 2. Perdas. 3. Inversor string, Microinversor, Otimizador. 4. PVWatts. 5. SolarEdge. I. Lima, Prof. Dr. Aureo Cezar De. II. Título.

**EVELYSE CRISTINA MACIEL MORAES**

**COMPARAÇÃO ENTRE A METODOLOGIA DE CÁLCULO E O USO DOS  
SOFTWARES PVWATTS E SOLAREEDGE PARA PROJETOS DE SISTEMAS DE  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE CASO NA ADUFDOURADOS**

Projeto de fim de curso aprovado, na área de concentração 3.04.04.06-1, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados, pela comissão formada por:

---

**Orientador: Prof. Dr. Aureo Cezar Lima**  
**FAEN – UFGD**

---

**Eng. de Energia Allan Hellmann**  
**Sairus Engenharia**

---

**Prof.<sup>a</sup> Dra. Leidy Zulys Leyva Rafull**  
**FCA – UFGD**

**DOURADOS -MS**  
**14 DE SETEMBRO DE 2023**

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente agradeço à Deus e a minha família, que sempre estiveram ao meu lado me apoiando e incentivando desde o início.

Aos meus professores por todos os ensinamentos e atenção, principalmente ao meu orientador Prof. Dr. Aureo Cezar de Lima.

Aos meus amigos, que estiveram ao meu lado, e me ajudaram e apoiaram.

## RESUMO

O uso de fontes de energia não renováveis, com 71,1% da matriz elétrica mundial, compromete a sustentabilidade do planeta devido aos seus resíduos e emissões. O Brasil, com 92,1% de renovabilidade, vem apresentando um elevado crescimento na geração solar fotovoltaica, ampliando em 82,4% em 2022, e alcançando 32,6 GW. Dessa forma, nesse trabalho foi aplicado três metodologias de projeto em uma usina solar fotovoltaica: através do cálculo da geração e das perdas, e utilizando-se softwares online gratuitos – PVWatts Calculator e SolarEdge Designer, analisando três tecnologias – inversor *string*, os microinversores e otimizadores. O projeto desenvolvido na Associação dos Docentes da Universidade Federal da Grande Dourados (ADUFDourados), considerou a geração de 16.165,2 kWh e resultou em uma usina solar fotovoltaica com 22 módulos de 550 Wp, ou ainda, 12,1 kW. Com investimento de R\$ 43.275,35, foi escolhida a tecnologia utilizando microinversores, uma vez que obteve o Valor Presente Líquido de R\$ 250.770,75, Taxa Interna de Retorno de 103,95%, e retorno de investimento em 2 anos e 7 meses. A metodologia de cálculo obteve Perdas globais iguais a 22,08%, enquanto o cálculo dos fatores de perda, levaram a 21,12%, sobretudo, houve variação de 11,11% e -0,26 % entre a energia gerada utilizando o PVWatts e o SolarEdge, respectivamente, confirmando a eficácia no método de cálculo, comparativamente aos resultados de simulação.

**Palavras-chave:** energia solar fotovoltaica; inversor *string*; microinversor; otimizador; PVWatts; SolarEdge.

## ABSTRACT

The use of non-renewable energy sources, with 71.1% of the world's electricity matrix, compromises the sustainability of the planet due to its waste and emissions. Brazil, with 92.1% renewability, has been showing a high growth in photovoltaic solar generation, expanding by 82.4% in 2022, and reaching 32.6 GW. Thus, in this work three design methodologies were applied in a photovoltaic solar plant: through the calculation of generation and losses and using free online software – PVWatts Calculator and SolarEdge Designer, analyzing three technologies – string inverter, microinverters and optimizers. The project developed at the *Associação dos Docentes da Universidade Federal da Grande Dourados (ADUFDourados)*, considered the generation of 16,165.2 kWh and resulted in a photovoltaic solar plant with 22 modules of 550 W<sub>p</sub>, or 12.1 kW. With an investment of R\$ 43,275.35, the technology using microinverters was chosen, since it obtained the Net Present Value of R\$ 250,770.75, Internal Rate of Return of 103.95%, and return on investment in 2 years and 7 months. The calculation methodology obtained global losses equal to 22.08%, while the calculation of the loss factors led to 21.12%, above all, there was a variation of 11.11% and -0.26% between the energy generated using PVWatts and SolarEdge, respectively, confirming the effectiveness in the calculation method, compared to the simulation results.

**Keywords:** photovoltaic solar energy; string inverter; microinverter; optimizer; PVWatts; SolarEdge.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz Elétrica Mundial em 2020 .....	16
Figura 2 – Participação de renovabilidade na matriz elétrica brasileira em 2022 e evolução entre 2013 e 2022 .....	17
Figura 3 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica em GW em 2021 e 2022 no Brasil .....	17
Figura 4 – Adicional da capacidade instalada em Micro e Mini Geração Distribuída no Brasil em 2021 e 2022 .....	18
Figura 5 – Evolução da potência instalada em energia solar fotovoltaica no Brasil até julho de 2023 .....	19
Figura 6 – Topologias de uma Usina Fotovoltaica com inversor <i>string</i> , microinversor e otimizador.....	20
Figura 7 – Produtividade Energética ( $Y_f$ ) das topologias <i>string</i> (A), microinversor (B) e otimizador (C) .....	21
Figura 8 – Geração dos sistemas de 4,04 kWp e 7,04 kWp em um inversor de 5 kW entre janeiro e dezembro .....	24
Figura 9 – Geração mensal de um sistema com 9.000 Wp em módulos e inversores de 6.000 W e 9200 W.....	27
Figura 10 – Simulações e medição da energia gerada de um sistema fotovoltaico entre fevereiro e setembro de 2014 .....	28
Figura 11 – Fatores de perdas orientativos em PVWatts calculator e SolarEdge Designer ...	28
Figura 12 – Fatores de perdas considerados em um projeto de geração fotovoltaica .....	29
Figura 13 – Evolução do coeficiente de desempenho <i>Performance Ratio</i> (PR) em sistemas fotovoltaicos em 1994, 1997 e 2010 .....	31
Figura 14 – Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Campo Grande .	32
Figura 15 – Exemplo de irradiância diária e valores equivalentes de horas de sol pleno (HSP).....	33
Figura 16 – Curvas características corrente tensão (I-V) e potência tensão (P-V) de um módulo com potência de 100 Wp .....	34
Figura 17 – Caracterização de arranjos de módulos fotovoltaico série e série-paralelo .....	37

Figura 18 – Curvas I-V de um gerador FV em função da temperatura e a compatibilidade, com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor .....	37
Figura 19 – Predição e medição da energia gerada em sistemas de geração fotovoltaica.....	40
Figura 20 – Foto aérea da Associação dos Docentes da Universidade Federal da Grande Dourados – ADUFDourados em julho de 2022 .....	47
Figura 21 – Escritório e secretaria da ADUFDourados em agosto de 2023.....	48
Figura 22 – Cozinha e despensa da ADUFDourados em agosto de 2023 .....	48
Figura 23 – Salão de festas da ADUFDourados em agosto de 2023.....	49
Figura 24 – Parquinho e quadra de vôlei de areia da ADUFDourados em agosto de 2023 ...	49
Figura 25 – Campos de futebol da ADUFDourados em agosto de 2023 .....	49
Figura 26 – Padrão de entrada de energia da ADUFDourados em março de 2022 e julho de 2023 .....	50
Figura 27 – Quadros de distribuição da ADUFDOURADOS em março de 2022 .....	50
Figura 28 – Consumo mensal de energia elétrica na ADUFDOURADOS entre 2019 e 2022.....	52
Figura 29 – Latitude e longitude da ADUFDourados .....	55
Figura 30 – Inclinação do projeto de geração de energia solar fotovoltaica da ADUFDourados... ..	56
Figura 31 – Azimute do projeto de geração de energia solar fotovoltaica da ADUFDourados.....	57
Figura 32 – Correção da Irradiação diária do plano dos módulos ( $G_{POA}$ ) para a cidade de Campo Grande, MS.....	57
Figura 33 – Características do módulo fotovoltaico MFVHO-MO-144-550W BelEnergy ...	58
Figura 34 – Características do inversor solar <i>string</i> WEG SIW200 G M105 W0 .....	60
Figura 35 – Diagrama unificar de ligação do sistema de geração de energia solar fotovoltaica da ADUFDOURADOS .....	61
Figura 36 – Fatores de perdas do sistema de geração solar fotovoltaica da ADUFDourados	63
Figura 37 – Resultado da análise com o software SolarEdge Designer para o projeto de energia solar fotovoltaica ADUFDourados.....	65
Figura 38 – Diagrama de perdas do projeto de energia solar fotovoltaica da ADUFDourados utilizando o software SolarEdge Designer .....	66
Figura 39 – Representação das imagens da simulação das perdas por sombreamento utilizando o software SolarEdge Designer .....	67

Figura 40 – Foto do obstáculo para o sistema de geração solar fotovoltaica em projeto na  
ADUFDourados ..... 67

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Resultado das simulações realizadas em PV*SOL e da Relação Custo-Geração em Campinas - SP .....	22
Quadro 2 – Fatores de perdas sugeridos em software de dimensionamento de sistemas de geração fotovoltaico.....	27
Quadro 3 – Cálculo da potência de pico dos módulos fotovoltaicos da ADUFDOURADOS.	58
Quadro 4 – Dados elétricos do módulo fotovoltaico MFVHO-MO-144-550W BelEnergy ....	59
Quadro 5 – Configuração do arranjo série e paralelo dos módulos fotovoltaicos do sistema de geração de energia da ADUFDourados .....	60

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Sistemas fotovoltaicos utilizados para avaliação dos efeitos do <i>overload</i> .....	23
Tabela 2 –	Geração em kWh apresentada pelo simulador no sistema de 7,04 kWp.....	23
Tabela 3 –	Compilação dos fatores de perdas em uma usina solar fotovoltaica.....	41
Tabela 4 –	Fator de perda por temperatura nos módulos da UFGD em 2022 .....	42
Tabela 5 –	Ambientes internos da ADUFDourados em agosto de 2023 .....	48
Tabela 6 –	Consumo e fatura de energia da ADUFDOURADOS entre 2019 e 2022 .....	51
Tabela 7 –	Potência e equipamentos da ampliação em projeto na ADUFDourados .....	53
Tabela 8 –	Consumo considerado na ampliação em projeto na ADUFDourados.....	53
Tabela 9 –	Irradiação solar no plano horizontal e com ângulo igual a latitude da ADUFDourados .....	56
Tabela 10 –	Cálculo da energia gerada a partir das perdas no sistema da ADUFDourados...	62
Tabela 11 –	Fluxo energético da geração solar fotovoltaica da ADUFDourados.....	63
Tabela 12 –	Resultado da análise com o software PVWATTS Calculator para o projeto de energia solar fotovoltaica ADUFDourados.....	64
Tabela 13 –	Fluxograma de perdas na geração solar fotovoltaica do projeto da ADUFDourados para os três métodos utilizados.....	68
Tabela 14 –	Resultados do projeto de geração solar fotovoltaica do projeto da ADUFDourados.. ..	68
Tabela 15 –	Orçamento das usinas solar fotovoltaica para tecnologia com inversor <i>string</i> , microinversor e otimizador para a ADUFDourados .....	70
Tabela 16 –	Energia e benefício da geração solar fotovoltaica da ADUFDourados .....	70
Tabela 17 –	Avaliação da viabilidade econômica das tecnologias utilizando inversor <i>string</i> , microinversor e otimizador geração da ADUFDourados.....	71

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT:	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ADUFDourados	Associação dos Docentes da Universidade Federal da Grande Dourados
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COSIP	Contribuição de Iluminação Pública
DPS	Dispositivo de proteção contra surto
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC <sub>ID</sub>	Fator de Correção da Irradiação Diária
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
HSP	Horas de Sol Pleno
MLPE	<i>Module-Level Power Electronics</i>
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MPPT (SPPT)	<i>Maximum Power Point Tracking</i> ou Seguidor do Ponto de Potência Máxima
POA	Plano dos módulos
POPS	<i>Power Optimizer for Photovoltaic Systems</i>
PR	<i>Performance Ratio</i>
RCG	Relação Custo-Geração
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UFV	Usina Solar Fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido
Yf	Produtividade Energética

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	16
2	DIMENSIONAMENTO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	20
2.1	FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES E <i>OVERLOAD</i> .....	23
2.2	PERDAS NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA .....	27
2.3	DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	29
2.3.1	Escolha do modelo dos módulos, determinação da quantidade e área .....	34
2.4	DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DO INVERSOR FOTOVOLTAICO .....	36
2.4.1	Associação dos módulos fotovoltaico.....	37
2.5	ESTIMATIVA DAS PERDAS NA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	39
2.6	FATOR DE CAPACIDADE .....	45
2.7	AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	45
2.7.1	Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e <i>Payback</i> Descontado.....	46
3	DETERMINAÇÃO DA ENERGIA GERADA NA ADUFDOURADOS .....	47
3.1	CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO .....	47
3.2	DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS .....	50
3.2.1	Consumo e faturamento da energia.....	51
3.2.2	Ampliação do consumo da sede da ADUFDourados.....	52
4	PROJETO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	55
4.1	DIMENSIONAMENTO DA POTÊNCIA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ...	55
4.2	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR <i>STRING</i> .....	59
4.2.1	Cálculo da energia gerada do sistema solar fotovoltaico.....	62
4.3	COMPARAÇÃO ENTRE O MÉTODO DE CÁLCULO E O USO SOFTWARES ONLINE PVWATTS E SOLAREEDGE.....	64

4.3.1 Simulação utilizando-se o software PVWATTS Calculator e SolarEdge Designer.....	64
4.4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DAS TRÊS TECNOLOGIAS .....	69
5 CONCLUSÃO .....	73
REFERÊNCIAS .....	75
ANEXOS.....	79

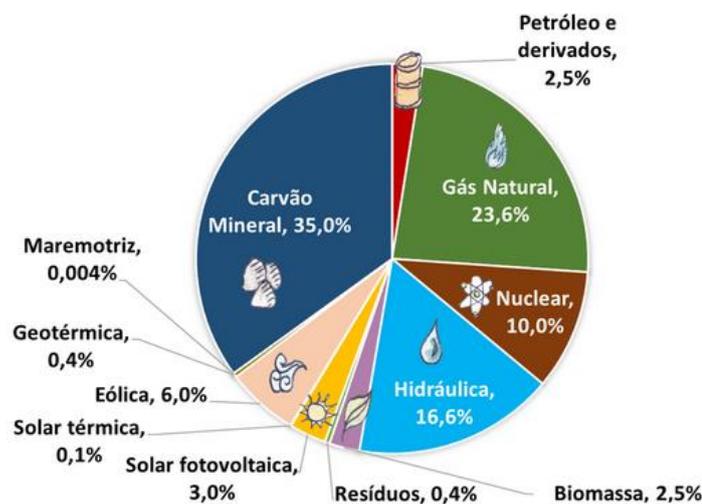
## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica no Brasil tem aumentado de preço nos últimos anos, por isso, é visível a necessidade de investimentos em novas tecnologias buscando a redução dos custos, através da eficiência energética, trazendo como benefício, também, a redução dos impactos ambientais na geração da energia, (FOLETTTO, 2021).

As fontes de geração de energia podem ser divididas em não renováveis e renováveis, as não renováveis, como combustíveis fósseis e a nuclear, e as renováveis, como hídrica, eólica, solar e biomassa. Pelo fato de algumas fontes de geração de energia elétrica estarem causando grandes problemas climáticos, que colocam em risco a sustentabilidade e o abastecimento ao longo prazo, estão sendo discutidas formas para preservação do meio ambiente e dos recursos naturais em âmbito nacional e internacional, (SOUSA, 2023).

Observando que a matriz energética representa o conjunto de fontes de energia para os diversos usos, como transporte, aquecimento, cocção, a matriz elétrica tem o seu uso exclusivo das fontes para a geração de energia elétrica, sendo assim, pode-se concluir que a matriz elétrica é parte da matriz energética (EPE, 2022). Segundo o mesmo autor, a geração de energia elétrica no mundo é fundamentada, principalmente, em combustíveis fósseis como carvão, óleo e gás natural, em termelétricas. Na Figura 1 pode se visualizar a divisão das fontes de energia da matriz elétrica mundial em 2020, com a parcela oriunda de combustíveis fósseis representando 71,1%.

Figura 1 – Matriz Elétrica Mundial em 2020

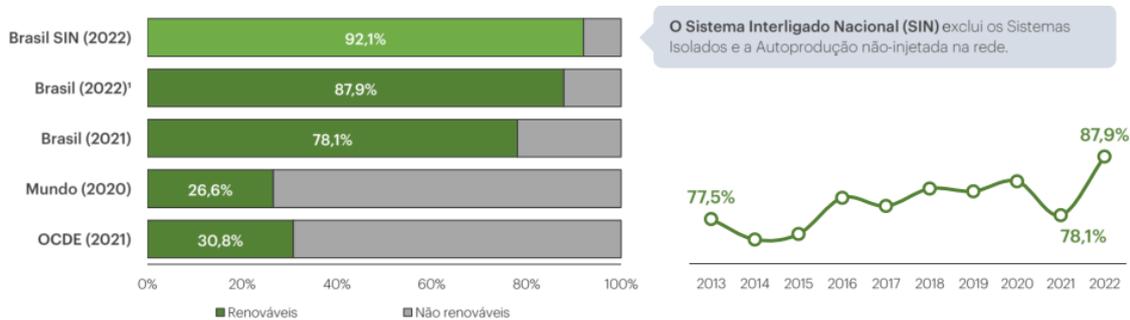


Fonte: IEA apud (EPE, 2022)

Apesar do crescente investimento em energias renováveis, em 2020, 71,1% da energia primária utilizada no mundo ainda provinha de combustíveis fósseis. Sobretudo, a busca pela ampliação das fontes renováveis vem buscando a redução dos impactos ambientais, socioambientais, bem como no esgotamento desses recursos, e nos efeitos sobre as mudanças climáticas.

Por sua vez, “a participação de renovabilidade na matriz elétrica brasileira (inclui o “Sistema Interligado Nacional (SIN), os “Sistemas Isolados” e a “Autoprodução não-injetada na rede”) atingiu 87,9% de renovabilidade em 2022...” (EPE, 2023, p. 36), conforme pode ser observado na Figura 2.

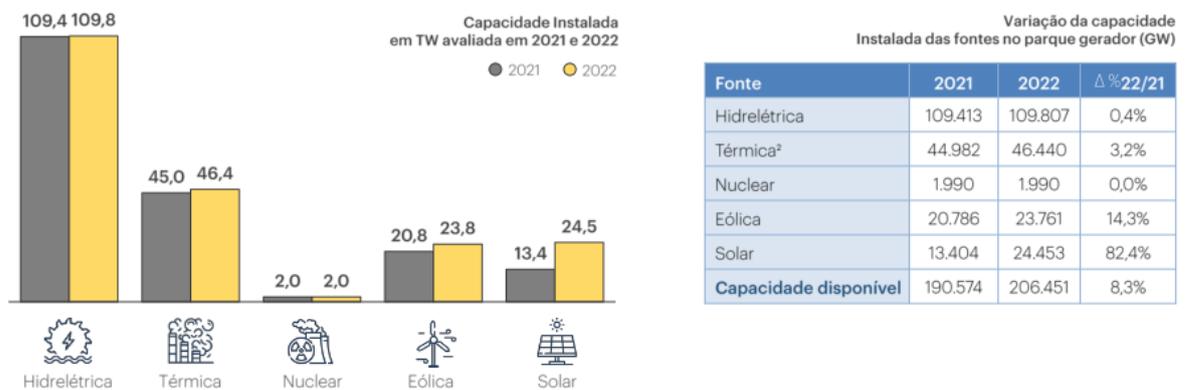
Figura 2 – Participação de renovabilidade na matriz elétrica brasileira em 2022 e evolução entre 2013 e 2022



Fonte: (EPE, 2023)

Quando se observa a capacidade instalada em 2021 e 2022 no Brasil, destaca-se a energia solar, que, incluindo a micro e minigeração distribuídas, passou de 13,404 GW para 24,453 GW, representando um aumento de 82,4%, como pode ser observado na Figura 3.

Figura 3 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica em GW em 2021 e 2022 no Brasil

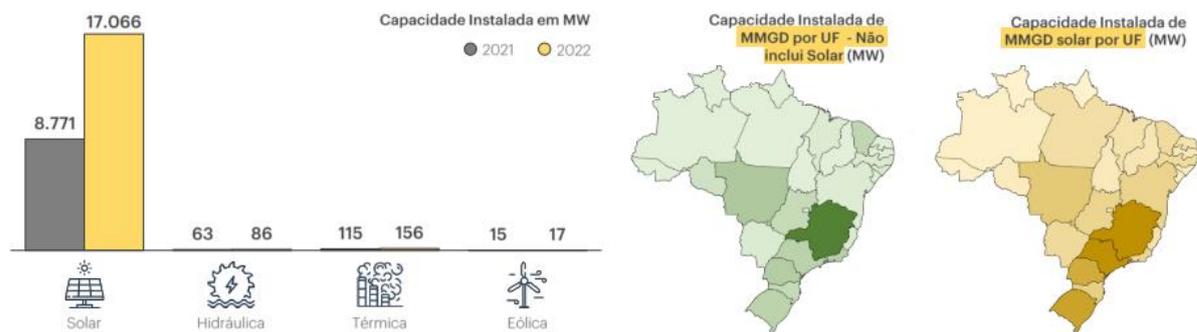


Fonte: (EPE, 2023)

Considerando, ainda, a Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), Figura 4

Embora a capacidade instalada de fontes como a térmica e a hidráulica tenham apresentado algum crescimento em 2022, a participação majoritária da capacidade instalada por meio de painéis solares é que define atualmente o segmento de geração MMGD no Brasil. (EPE, 2023, p. 46).

Figura 4 – Adicional da capacidade instalada em Micro e Mini Geração Distribuída no Brasil em 2021 e 2022

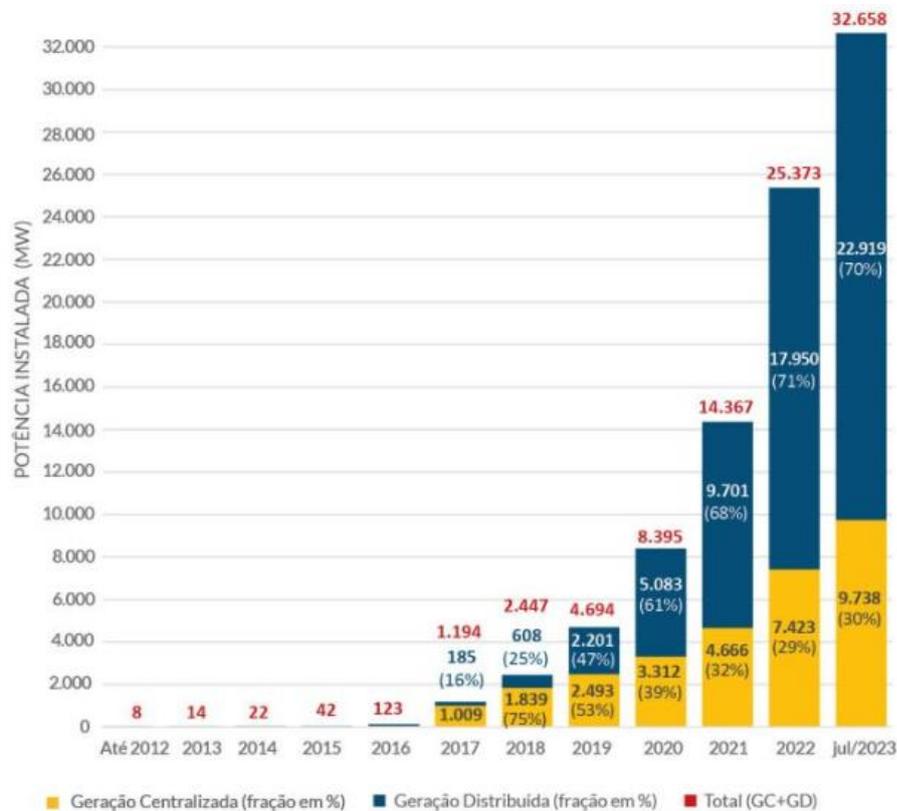


Fonte: (EPE, 2023)

Observa-se, sobretudo, que os avanços tecnológicos, que elevam a eficiência do sistema e a reduzem os seus custos de produção, bem como o aumento das tarifas de energia e os incentivos fiscais, somado as elevadas taxas de irradiação solar disponíveis no país, tem aumentado a viabilidade econômica desses empreendimentos, aproximando-os às fontes convencionais.

Segundo ABSOLAR (2023), a energia solar fotovoltaica alcançou, entre os anos 2012 e 2022, uma potência superior a 32,6 GW (Figura 5), R\$ 159,1 bilhões em novos investimentos privados, mais de 979,7 mil novos empregos, mais de R\$ 45,5 bilhões em arrecadação de tributos e mais de 41,0 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas de serem lançadas na atmosfera.

Figura 5 – Evolução da potência instalada em energia solar fotovoltaica no Brasil até julho de 2023



Fonte: (ABSOLAR, 2023)

Portanto, esse trabalho tem como objetivo o contribuir para a sustentabilidade através da geração renovável fotovoltaica. Serão analisadas três metodologias para o desenvolvimento de um projeto de uma usina fotovoltaica, uma através do cálculo, dando ênfase a caracterização das perdas no sistema, e duas utilizando-se softwares online gratuitos – PVWatts Calculator e SolarEdge Designer.

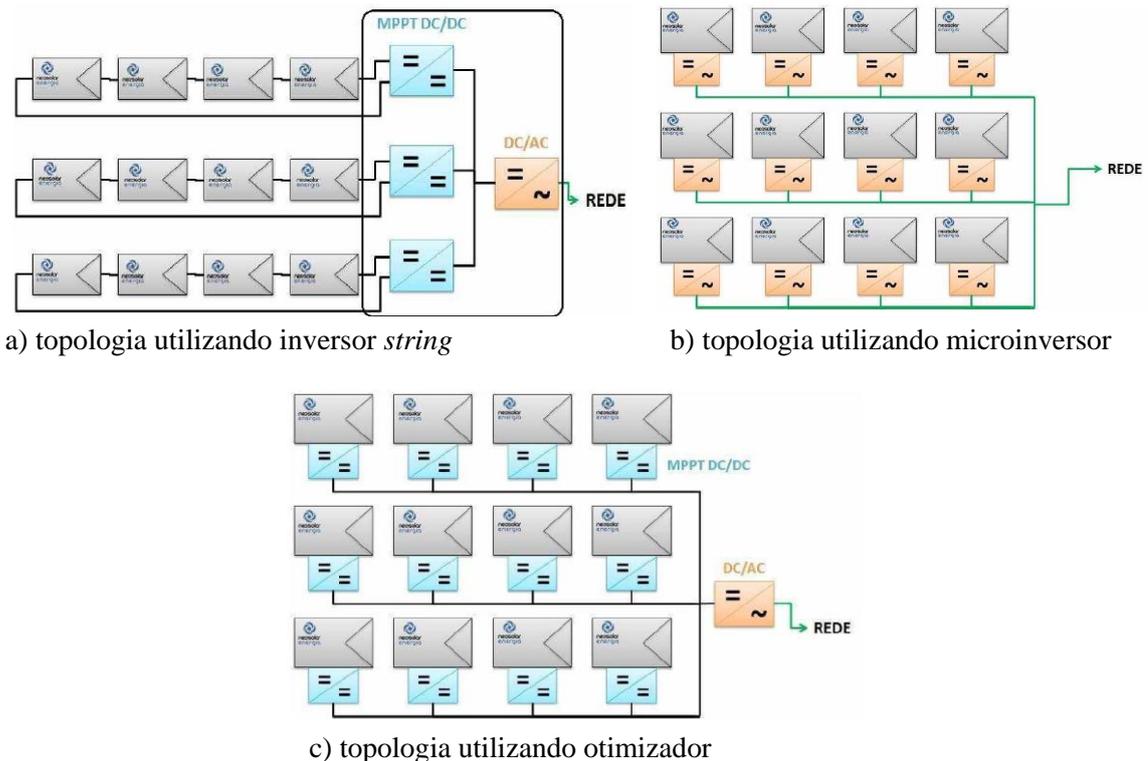
Serão avaliadas, ainda, três tecnologias utilizadas em usinas solar fotovoltaica, uma com o inversor *string*, e duas que abordam a *Module-Level Power Electronics* (MLPE), que individualizam o sistema a nível dos módulos, através do uso dos microinversores e do inversor com otimizadores.

Por fim, serão aplicadas as três metodologias e as três tecnologias em um estudo de caso – a Associação dos Docentes da Universidade Federal da Grande Dourados (ADUFDourados) – enquanto se consideram, ainda, a ampliação de dois quiosques em projeto, a iluminação de um campo de futebol e o *retrofit* de outro.

## 2 DIMENSIONAMENTO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

De acordo com Santos (2021), as topologias de uma usina solar fotovoltaica (UFV) podem utilizar: inversores *string*, microinversor e otimizador de potência, Figuras 6a, b e c.

Figura 6 – Topologias de uma Usina Fotovoltaica com inversor *string*, microinversor e otimizador



Fonte: NeoSolar (2020) apud (SANTOS, 2021)

Observa-se que, enquanto o primeiro, topologia *string*, os módulos fotovoltaicos são associados em série (*string*) e conectados a um *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) ou, Seguidor do Ponto de Potência Máxima (SPPT), os microinversores e os otimizadores conectam-se a um (ou até oito) módulos. De acordo com o autor, os inversores *string*

são o tipo mais comumente utilizado em sistemas solares fotovoltaicos residenciais e empresariais. Representam 50% de todos os inversores solares utilizados no mundo. Recebem esse nome por ter uma entrada MPPT que atua em um arranjo (*string*) de módulos em série. O Inversor *string* tradicional pode apresentar uma ou múltiplas entradas MPPT sendo chamado neste caso de inversor multi *string* [...] o que permite maior flexibilidade com diferentes orientações e inclinações até certo limite. Essa limitação ocorre porque a modularidade é fornecida a nível de arranjo e não a nível de módulo. Também por esse motivo a potência fornecida a entrada do MPPT está sujeita às

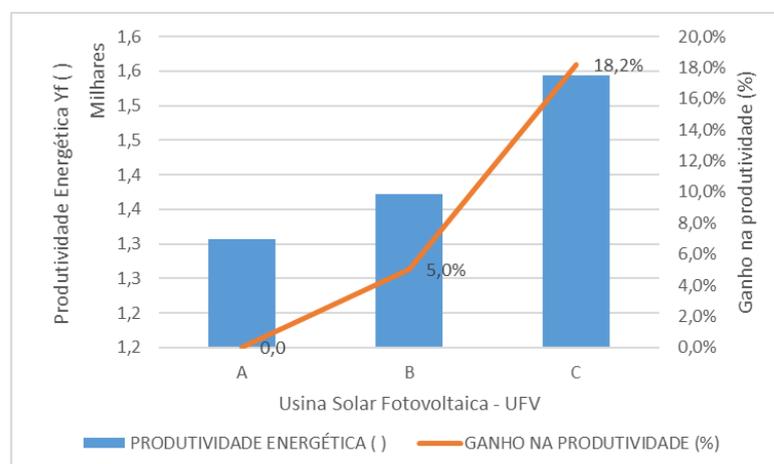
consequências de sombras, potência específica e mismatch (incompatibilidade) dos módulos da string. (SANTOS, 2021, p. 25).

Caracteriza, o autor, que os sistemas com arquitetura *Module-Level Power Electronics* (MLPE), aqueles que utilizam microinversores ou otimizadores, individualizam o sistema a nível de módulos (ou até dois em série ou paralelo, para alguns modelos), diferentemente do anterior, cuja o agrupamento se dá em série para cada linha (*strings*), trazendo como vantagens:

- Aumento de eficiência (maior geração de energia) proporcionada pela localização do ponto de máxima potência por módulo;
- Facilidade de manutenção devido à possibilidade de isolar o módulo fotovoltaico defeituoso do sistema;
- Redução das perdas de energia por *mismatch* (perdas ocasionadas pelas diferenças de potência entre os módulos de uma *string*);
- Possibilidade de utilizar módulos de marcas e características diferentes;
- Possibilidade de instalar módulos em ângulos, orientações e condições de sombra diferentes;
- Maior segurança na instalação elétrica, reduzindo a tensão de circuito aberto das *strings*;
- Opção de monitorar individualmente a energia produzida pelos painéis solares fotovoltaicos. (SANTOS, 2021, p. 25-26)

Santos (2021), por fim, avaliou três sistemas: um com inversor *string* modelo FRONIUS, outro com microinversores APSsystems da família QS1-3-220 e, o terceiro, com inversor utilizando otimizadores da SolarEdge. A Figura 7 apresenta a Produtividade Energética (Yf), calculada pela relação entre a energia produzida no ano (kWh) e a potência em corrente contínua (CC) instalada em módulos fotovoltaicos (kWp).

Figura 7 – Produtividade Energética (Yf) das topologias *string* (A), microinversor (B) e otimizador (C)



Fonte: adaptado de Santos (2021)

O autor constatou que, tomando como referência a topologia *string*, a partir dos dados obtidos do monitoramento e do projeto (energia gerada e potência CC instalada), os microinversores apresentaram um ganho de 5,0% na Produtividade Energética, enquanto o uso de otimizadores, 18,2% ou, ainda, 12,5% quando se considera em relação a UFV B (microinversores).

O custo das arquiteturas pode ainda ser acrescentado na análise conforme apresentado em Silva *et al.* (2020, p. 4.) para um cenário

[... ] com os perfis de sombreamento considerando a melhor condição possível de geração por um ano), com um sistema fotovoltaico de 4,32 kWp com inclinação de 35° e orientação para o norte (respeitando a inclinação e orientação do telhado), considerando situações sem e com sombreamento em cinco localidades do Brasil, utilizando arquitetura convencional e com *Power Optimizer for Photovoltaic Systems* (POPS), acrescentando novas simulações com microinversores.

O resultado pode ser observado no Quadro 1, onde é apresentado, para a cidade de Campinas-SP (latitude mais próxima dentre as localidades disponibilizadas), para as condições sem e com sombras, o *Performance Ratio* - relação entre a energia gerada real do sistema e a geração nominal em um ano.

Quadro 1 – Resultado das simulações realizadas em PV\*SOL e da Relação Custo-Geração em Campinas - SP

CENÁRIO	ARQUITETURA	PERFORMANCE RATIO	ENERGIA INJETADA	RELAÇÃO CUSTO-GERAÇÃO
Sem Sombras	Convencional	85,40 %	6.184 kWh	0,61 \$/kWh
	POPS - SolarEdge	89,30 %	6.467 kWh	0,62 \$/kWh
	POPS - Tigo	87,20 %	6.311 kWh	0,64 \$/kWh
	Microinversor - Enphase	88,70 %	6.427 kWh	0,83 \$/kWh
	Microinversor - Hoymiles	88,80 %	6.431 kWh	0,83 \$/kWh
Com Sombras	Convencional	67,00 %	4.741 kWh	0,80 \$/kWh
	POPS - SolarEdge	74,30 %	5.255 kWh	0,76 \$/kWh
	POPS - Tigo	71,80 %	5.080 kWh	0,79 \$/kWh
	Microinversor - Enphase	73,00 %	5.165 kWh	1,03 \$/kWh
	Microinversor - Hoymiles	73,00 %	5.167 kWh	1,03 \$/kWh

Fonte: adaptado de Silva *et al.* (2020)

Assim, observa-se que a Relação Custo-Geração (RCG) é de 0,61 \$/kWh para o sistema convencional para a condição sem sombra, seguido pelo POPS – SolarEdge e Tigo. Para a condição de sombreamento, a melhor RCG obtida é de 0,76 \$/kWh para o POPS – SolarEdge, enquanto a mais desfavorável são as dos microinversores, 1,03 \$/kWh.

## 2.1 FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES E *OVERLOAD*

Considerando a necessidade do melhor aproveitamento do inversor, tendo em vista a curva de irradiação solar diária, é definido o *overload*, cujo inverso é o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Alípio; Mazzuco (2021) avaliaram quatro sistemas fotovoltaicos em *overload* variando entre -12% a 40,8% conforme Tabela 1, com as perdas no inversor de 5,0 kW, com 7,04 kWp em módulos solar fotovoltaicos instalados, dispostas na Tabela 2. A Figura 8, por sua vez, ilustra a curva de geração diária considerando o inversor de 5,0 kW a partir da geração total e real para 7,04 kWp e 4,40 kWp em módulos fotovoltaicos.

Tabela 1 – Sistemas fotovoltaicos utilizados para avaliação dos efeitos do *overload*

Potência pico kWp	Potência nominal kW	<i>overload</i> %
4,40	5,0	-12%
7,04	5,0	40,8%

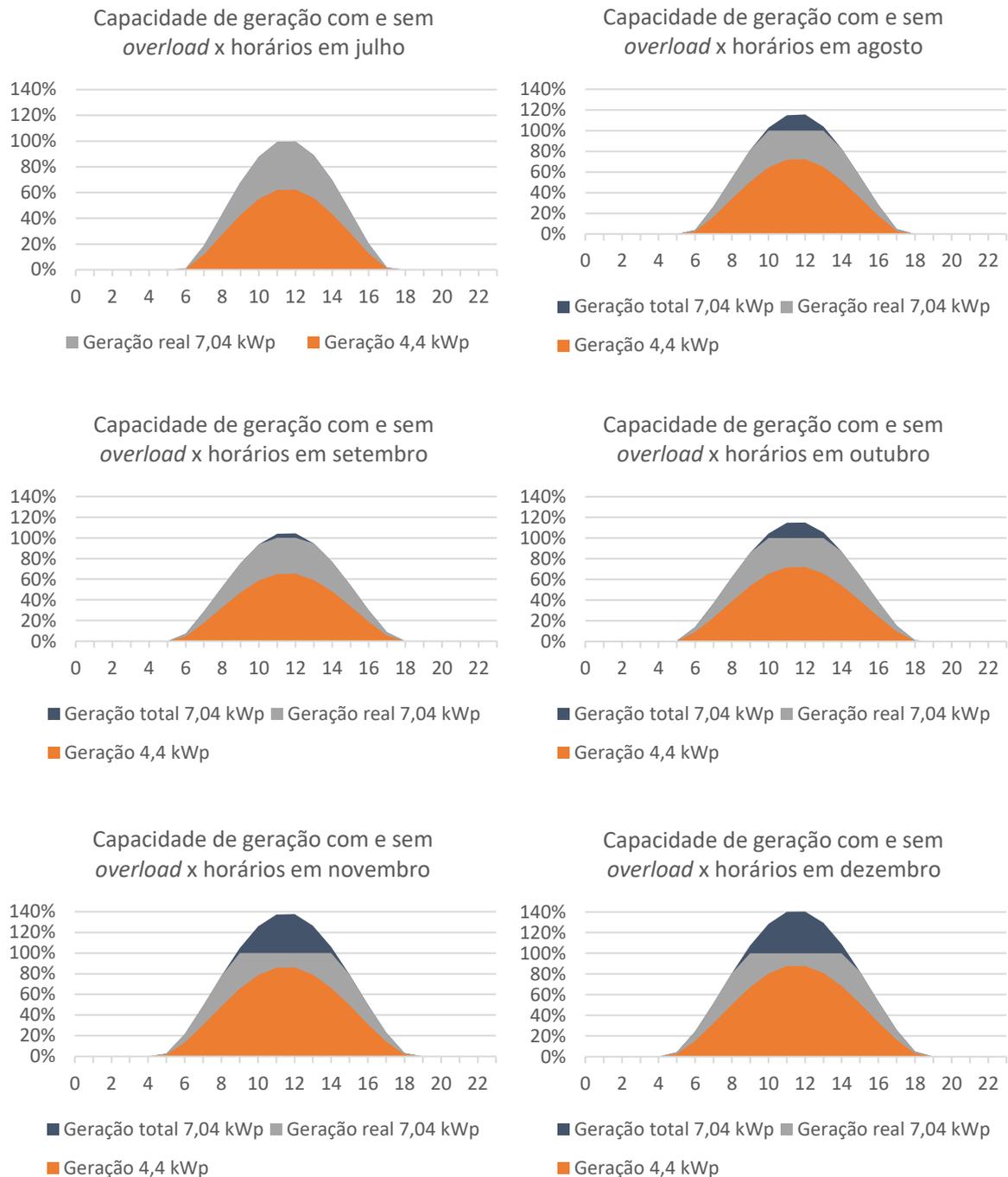
Fonte: adaptado de (ALÍPIO; MAZZUCO, 2021)

Tabela 2 – Geração em kWh apresentada pelo simulador no sistema de 7,04 kWp

Mês	Geração (kWh)	Geração real (kWh)	Diferença (kWh)	% perdas
Janeiro	972,0	847,9	124,1	14,6%
Fevereiro	838,1	739,8	98,3	13,3%
Março	837,4	761,7	75,7	9,9%
Abril	733,9	685,2	48,7	7,1%
Mai	637,7	629,3	8,4	1,3%
Junho	543,1	543,0	0,1	0,0%
Julho	598,6	598,6	0	0,0%
Agosto	721,1	686,3	34,8	5,1%
Setembro	656,7	649,2	7,5	1,2%
Outubro	785,3	748,7	36,6	4,9%
Novembro	939,8	815,7	124,1	15,2%
Dezembro	1.007,3	862,7	144,6	16,8%
Média	772,6	714,0	58,6	8,2%
Geração anual	9.271,0	8.568,0	703,0	8,2%

Fonte: (ALÍPIO; MAZZUCO, 2021)





Fonte: (ALÍPIO; MAZZUCO, 2021)

Alípio; Mazzuco (2021, p. 63), por fim, concluíram que,

ao comparar a simulação com a geração em um inversor de 5 kW, sem *overload* aplicado, foi obtido uma geração anual simulada de 5.794,4 kWh e geração real de 5.605 kWh, com uma diferença de -3,38%. Para o mesmo inversor, porém com sobrecarga, foi obtida uma geração anual simulada de 8.568,0 kWh e geração real de 7.968 kWh, com uma diferença de -7,53%. Sendo assim, foi possível observar que a sobrecarga aplicada em excesso permite que o sistema tenha uma maior geração de energia, porém com uma

menor eficiência. Portanto, o *overload* representa uma prática rentável para nossa região, aumentando consideravelmente a geração estimada para o inversor atrelado a um baixo custo de implementação, visto que, essa prática consiste na instalação de mais módulos fotovoltaicos, não acarretando gastos extras com proteções, inversores e cabeamento.

Os autores ainda concluem sobre a definição de “*faixas mais interessante*” ao qual se completa, pelo entendimento do projeto que, a energia não produzida devido ao *overload*, efeito denominado *Clipping* deve ser adicionada através do acréscimo de módulos. Trata-se, então, de uma análise financeira do conjunto inversor-módulos considerando, ainda, a variação da irradiância ao longo do ano – uma vez que o *clipping* é mais pronunciado nos meses de maior irradiância.

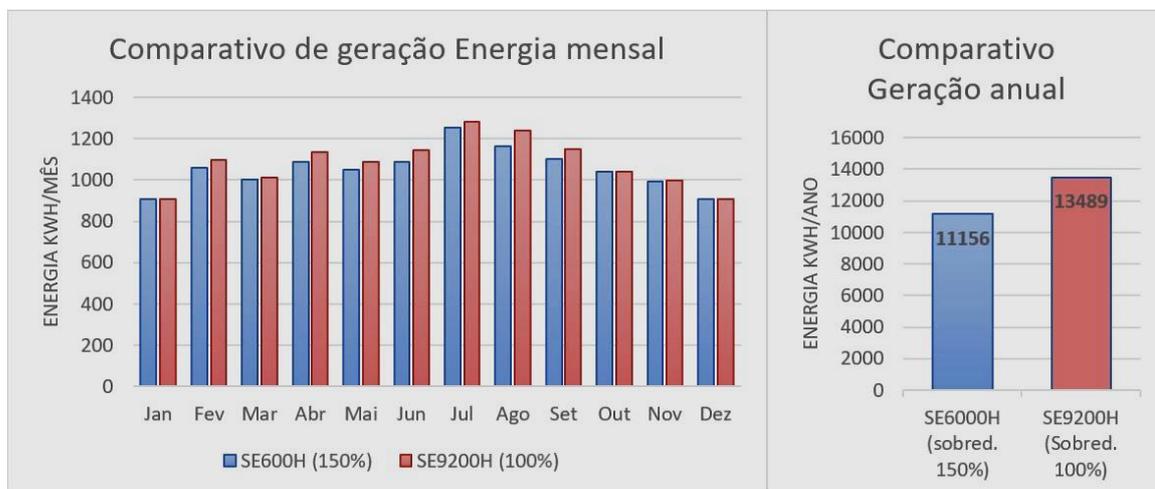
GENYX POWER SOLAR (2023, p. 9) afirma que

o conceito comum de utilizar um valor padrão para essa relação não condiz com a realidade dos fatos e pode em muitas vezes trazer problemas como, por exemplo, muita energia perdida por clipping, energia essa maior do que a ganha em momentos de baixa irradiância, bem como danos por sobrecorrente, sobretensão e sobreaquecimento dos componentes internos, inviabilizando o projeto e até colocando em risco vidas humanas.

SOLAREEDGE (2023, p. 6) reforça essa afirmação e ilustra através da Figura 9.

Para exemplificar fizemos duas simulações na plataforma SolarEdge Designer, em ambas as simulações foram utilizadas as mesmas características de projeto (orientação, inclinação etc.) e em ambas as simulações foi utilizada uma potência de módulos de 9000Wp. Na primeira simulação utilizamos um inversor SE600H (6000w) com um sobredimensionamento de 150% e na segunda simulação utilizamos um inversor SE9200H (9200w) sem sobredimensionamento. Como pode ser verificado no gráfico abaixo, mesmo com a mesma quantidade de módulos o inversor SE9200H teve uma geração de aproximadamente 20% maior do que o inversor SE600H, isso porque no inversor SE600H, devido ao alto nível de sobredimensionamento, o ceifamento (clipping) cortou grande parte da produção do módulos. Com base nesses dados basta analisar se o custo adicional dos módulos justifica a produção de energia ou é melhor investir em um inversor maior e reduzir a quantidade de módulos? A decisão vai depender dos preços de aquisição do inversor e dos módulos.

Figura 9 – Geração mensal de um sistema com 9.000 Wp em módulos e inversores de 6.000 W e 9200 W



Fonte: (SOLAREEDGE, 2023)

Por fim, Pinho; Galdino (2014, p. 332) apresenta que “os valores inferiores de FDI recomendados por fabricantes e instaladores situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05”, sobretudo, não discute as implicações de valores maiores desse fator.

## 2.2 PERDAS NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

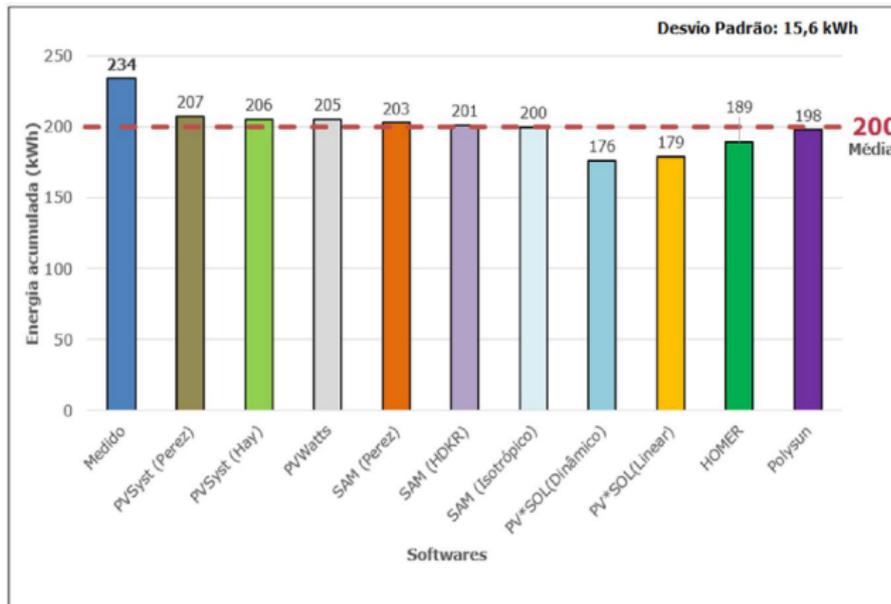
Oliveira (2017) apresenta, em sua Tese, os fatores de perdas sugeridos para cinco software de dimensionamento e simulação de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica (Quadro 2). O autor ainda ilustra os dados obtidos através da simulação e medição da energia gerada de uma usina entre os meses fevereiro e setembro de 2014, Figura 10.

Quadro 2 – Fatores de perdas sugeridos em software de dimensionamento de sistemas de geração fotovoltaico

	PVsys	PVWATTS	SAM	HOMER	PV*SOL	Polysun
Albedo	0,2	-	0,2	0,2	0,2	0,2
Fator de perdas	-	13,5%	-	20%	-	-
Perdas Ôhmicas	1,5%	1%	1%	-	-	4%
LID	2%	-	-	-	-	-
Mismatch	1%	0,5%	0,5%	-	2%	4%
Poeira	3%	3%	3%	-	3%	2%
Degradação	0,7%	-	-	-	-	0,5%
Manutenção	2%	-	-	-	-	-
Temperatura	7,4%	-	-	-	-	-
Diodos e Conexões	-	0,5%	0,5%	-	0,5%	-

Fonte: (OLIVEIRA, 2017)

Figura 10 – Simulações e medição da energia gerada de um sistema fotovoltaico entre fevereiro e setembro de 2014



Fonte: (OLIVEIRA, 2017)

O autor observou que, das dez simulações, sete apresentaram variação inferior a 3,5% da média, enquanto um alcançou -12%. Sobretudo, a média da simulação apresentou resultado conservador, com -17% (200 kWh médio simulado e 234 kWh medido).

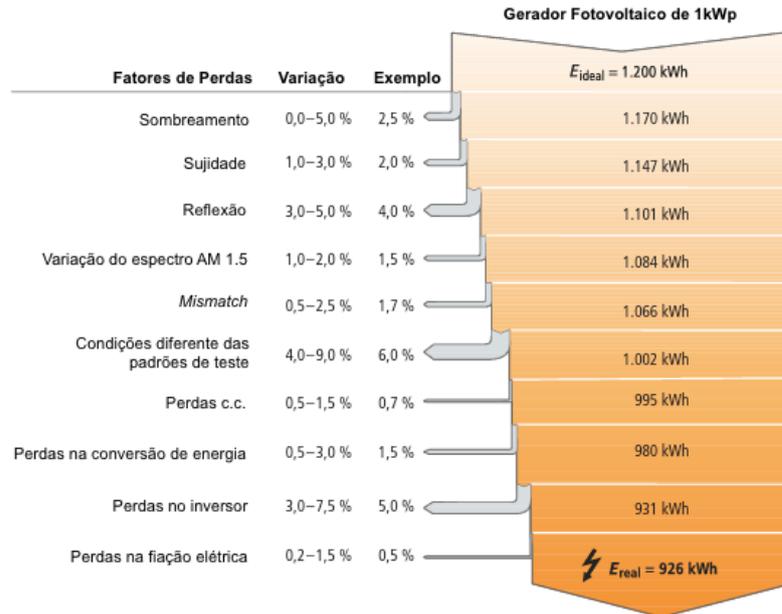
Outros fatores de perdas orientativos ainda são disponíveis em NREL (2023), SOLAREEDGE TECHNOLOGIES INC. (2023), Figura 11 e Araujo; Rank; Bueno (2016), Figura 12.

Figura 11 – Fatores de perdas orientativos em PVWatts calculator e SolarEdge Designer

Default values for the system loss categories		FATORES DE PERDA	
Category	Default Value (%)		
Soiling	2	Sombreamento Próximo	Habilitado
Shading	3	Albedo	0,20
Snow	0	Sujeira/Neve	0%
Mismatch	2	Modificador de Ângulo de Incidência (IAM), Parâmetro ASHRAE b0.	0,05
Wiring	2	Fator de Perda Térmica Uc (const) Estrutura embutida	20
Connections	0.5	Fator de Perda Térmica Uc (const) Estrutura com Inclinação	29
Light-Induced Degradation	1.5	Fator de perda por LID	0%
Nameplate Rating	1	Indisponibilidade do sistema	0%
Age	0		
Availability	3		

Fonte: (NREL, 2023); (SOLAREEDGE TECHNOLOGIES INC., 2023)

Figura 12 – Fatores de perdas considerados em um projeto de geração fotovoltaica



Fonte: adaptado de DGS, 2013, apud Araujo; Rank; Bueno (2016)

### 2.3 DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Considerando a Energia Gerada Teórica ( $E_T$ ), conforme dispõe Santos (2021), e apresentada na Equação 1, é possível determinar o *Performance Ratio* (PR), Taxa de Desempenho que, conforme a Equação 2, relaciona a Energia Gerada Anual real ( $E_{Ga}$ ) pela Energia Teórica ( $E_T$ ).

A partir do *Performance Ratio* é possível comparar o desempenho global do sistema, independentemente da sua potência e da irradiação do local, bem como verificar a influência do posicionamento dos módulos, da degradação, da sombra, sujeira, do *mismatch*, da temperatura, dos condutores e conexões, da eficiência do inversor, dentre outros fatores que reduzem a Energia Gerada Teórica à Energia Gerada Real.

$$E_T = I \cdot t \cdot A \cdot R \quad (1)$$

$$PR = \frac{E_{Ga}}{E_T} \quad (2)$$

Onde:

- $E_T$  – energia gerada teórica (kWh/ano)
- $I$  – irradiação solar no plano horizontal (kWh/m<sup>2</sup>.dia)
- $t$  – intervalo de tempo para análise (horas/ano)

A –	área ocupada pelos módulos fotovoltaicos (m <sup>2</sup> )
R –	eficiência do módulo ( )
PR –	<i>Performance Ratio</i> ( )
E <sub>Ga</sub> –	Energia Gerada Anual (kWh/ano)

Marion *et al.* (2005, p. 2) apresenta que o PR pode variar entre 0,6 e 0,8 e permite

[...] quantificar o efeito global das perdas na geração nominal devido a: ineficiência do inversor, cabos, *mismatch* e outras perdas de potência na conversão c.c.-c.a.; por temperatura no módulo fotovoltaico; uso incompleto da irradiância por reflexão da superfície frontal do módulo; sujeira ou neve; tempo de inatividade do sistema; e falha nos componentes (tradução livre).

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), por sua vez, permite o balanço entre o excesso e a falta da geração, conforme estabelecido na Lei 14.300 de 2022, uma vez que

Art. 13 Os créditos de energia elétrica expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento em que foram gerados e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor participante do SCEE faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

§ 1º Os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações em razão da variação nos valores das tarifas de energia elétrica.

§ 2º Para abatimento do consumo, devem ser utilizados sempre os créditos mais antigos da unidade [...]. (BRASIL, 2022, p. 6)

Assim, determina-se a Energia Gerada necessária diária média, que, considerando o definido pelo SCEE, pode ser compensado em até 5 anos. Pode-se, então, obter a energia necessária para o atendimento do consumo diário da unidade a partir das faturas de energia, sobretudo, analise-se a ampliação das instalações, bem como, possíveis mudanças nos hábitos dos usuários. Desta forma o consumo médio diário é dado pela Equação 3.

$$E_{Cd} = \frac{\text{Cons anual}}{\text{Dias ano}} \quad (3)$$

Sendo:

E <sub>Cd</sub> –	energia consumida diariamente na unidade (kWh/dia)
Cons anual –	consumo obtido das faturas de energia e estimativa de ampliação (kWh)
Dias ano –	considerado 365 em um ano (dia)

Obtida a energia que deverá ser gerada média em um dia pelo sistema em projeto, deve-se determinar a potência de pico dos módulos fotovoltaicos, conforme a Equação 4, considerando Rampinelli; Machado (2021).

$$P_{pico} = \frac{E_{Cd} \cdot P_{sol}}{G_{POA} \cdot PR} \quad (4)$$

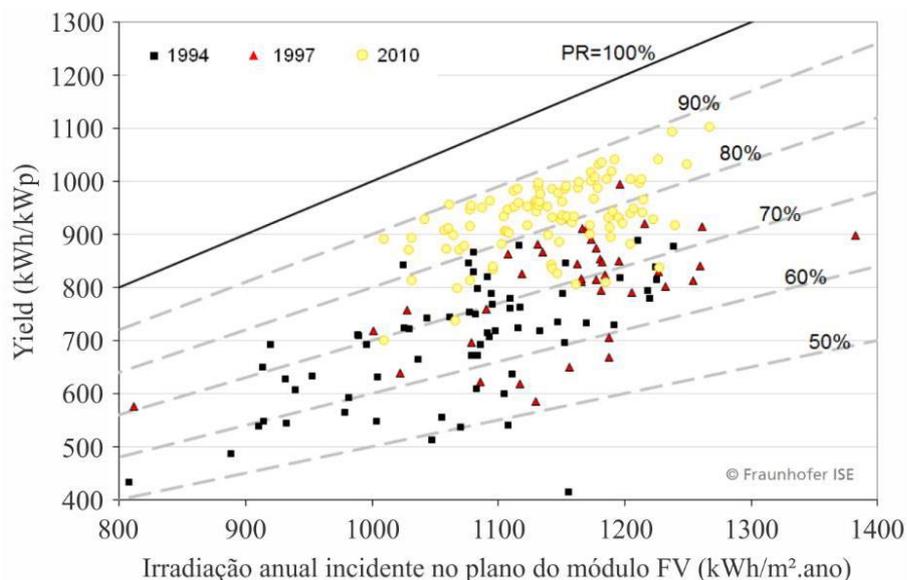
Sendo:

- $P_{pico}$  – potência de pico dos módulos fotovoltaicos (kWp)  
 $E_{Cd}$  – energia consumida diariamente na unidade (kWh/dia)  
 $P_{sol}$  – irradiância de referência (1 kW/m<sup>2</sup>)  
 $G_{POA}$  – irradiação diária do plano dos módulos (kWh/m<sup>2</sup>.dia)  
 $PR$  – *Performance Ratio* ( )

De acordo com IDEAL ESTUDOS E SOLUÇÕES SOLARES (2019, p. 43),

A taxa de desempenho (*Performance Ratio* – PR) dos sistemas fotovoltaicos é dada em porcentagem (%). Essa taxa corresponde ao rendimento em relação à irradiação anual incidente no plano dos módulos do sistema. Esse valor tem crescido bastante ao longo dos anos devido à melhoria da engenharia fotovoltaica. A FIGURA 13 mostra a evolução do PR em sistemas fotovoltaicos, através da demonstração de valores dos anos 1994, 1997 e 2010, se pode observar que na década de 90 um PR típico seria de aproximadamente 70%. Com a tecnologia atual, pode-se chegar a PRs de até 90% [...], sendo que uma taxa mais realista para o clima brasileiro seja na faixa de 75-80%

Figura 13 – Evolução do coeficiente de desempenho *Performance Ratio* (PR) em sistemas fotovoltaicos em 1994, 1997 e 2010



Fonte: ISE (2017); REICH *et al.* (2012) apud IDEAL ESTUDOS E SOLUÇÕES SOLARES (2019)

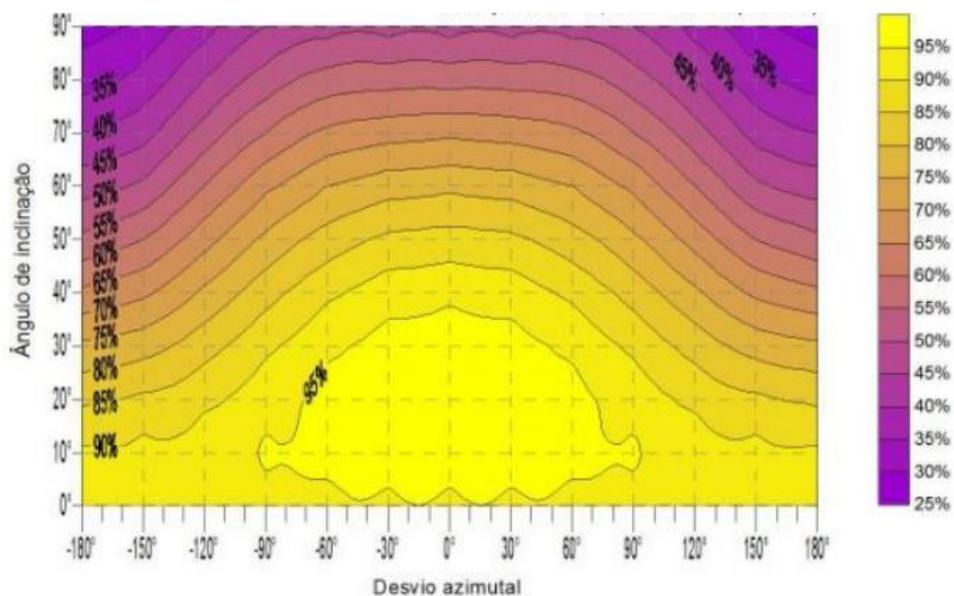
Entende-se, então, que o PR é calculado pelos dados obtidos ao longo dos anos após a implementação do projeto. Sobretudo, sua aplicação nesta etapa de projeto surge, então, como

uma estimativa das perdas do sistema, uma vez que serão definidas – ou estimadas – após o projeto e a consequente especificação dos componentes e sua condição de instalação.

Outro ponto a ser destacado na aplicação da Equação 4 é o  $G_{POA}$ , Irradiação diária do plano dos módulos ( $kWh/m^2.dia$ ). Considerando que esse dado é obtido a partir da compilação das informações coletadas em estações de monitoramento, em especial, a mais próxima do local, deve-se observar que se trata no plano dos módulos – considerando a inclinação e o azimute – obtidos diretamente de softwares de projetos de sistemas de geração de energia solar. As informações de Irradiação diária (ou média mensal) são disponibilizadas no plano horizontal ou no plano com inclinação igual a latitude do local. Assim, quando há variação na inclinação e azimute, deve-se obter o Fator de Correção da Irradiação Diária para as condições de instalação do plano dos módulos ( $FC_{ID}$ ) para uma determinada região a partir de ábaco como definido em Santos, I. P. dos *et al.* (2012, p. 5) para a cidade de Campo Grande – MS, Figura 14.

[...] a partir da calibração com os dados do projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)* e definição do modelo de irradiação difusa, o Radiasol foi utilizado para gerar as médias de radiação recebidas por cada superfície na capital em questão em suas várias orientações e inclinações.

Figura 14 – Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Campo Grande



Fonte: (SANTOS *et al.*, 2012)

Observa-se, assim, na Figura 14, que 95% da irradiação pode ser obtida na área interna da imagem formada (similar a uma tartaruga), outrossim, 100% estaria em 20° de inclinação

(igual a latitude da cidade) e  $0^\circ$  de azimute, de forma que, a partir destes pontos, possam ser determinadas outras linhas por interpolação.

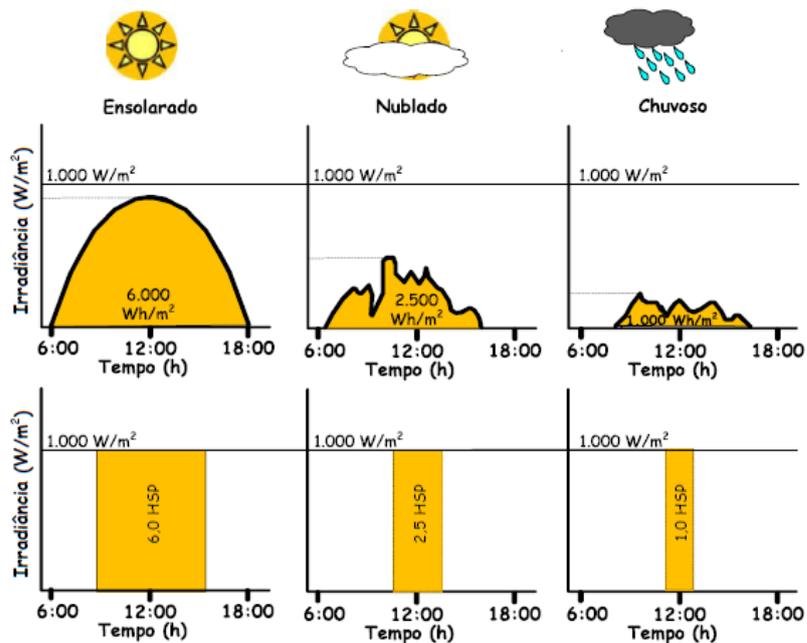
Um conceito utilizado no dimensionamento de sistemas de geração fotovoltaica é a Horas de Sol Pleno (HSP) – que, obtida da Equação 4, é definida pela Equação 5, conforme apresentada por Pinho; Galdino (2014). A HSP está ilustrada na Figura 15 para três dias: ensolarado, nublado e chuvoso.

$$HSP = \frac{G_{POA}}{P_{sol}} \quad (5)$$

Sendo:

- HSP – horas de sol pelo ou potência de pico dos módulos fotovoltaicos (h/dia)
- $G_{POA}$  – Irradiação diária do plano dos módulos (kWh/m<sup>2</sup>.dia)
- $P_{sol}$  – Irradiância de referência (1 kW/m<sup>2</sup>)

Figura 15 – Exemplo de irradiância diária e valores equivalentes de horas de sol pleno (HSP)



Fonte: Pinho *et al.* (2008) apud Pinho; Galdino (2014)

Observa-se na Figura 15 que se trata de uma normalização da curva de irradiância para o valor de 1.000W/m<sup>2</sup>, de forma que, considerando que a potência de um módulo fotovoltaico é definida também para esta irradiância, a energia gerada em um dia pode ser obtida pela multiplicação da potência do módulo pelas Horas de Sol Pleno. Necessita-se, por fim, a Irradiação solar que, neste projeto, será obtida a partir dos dados disponíveis em CRESESB/CEPEL (2023) para o plano inclinado.

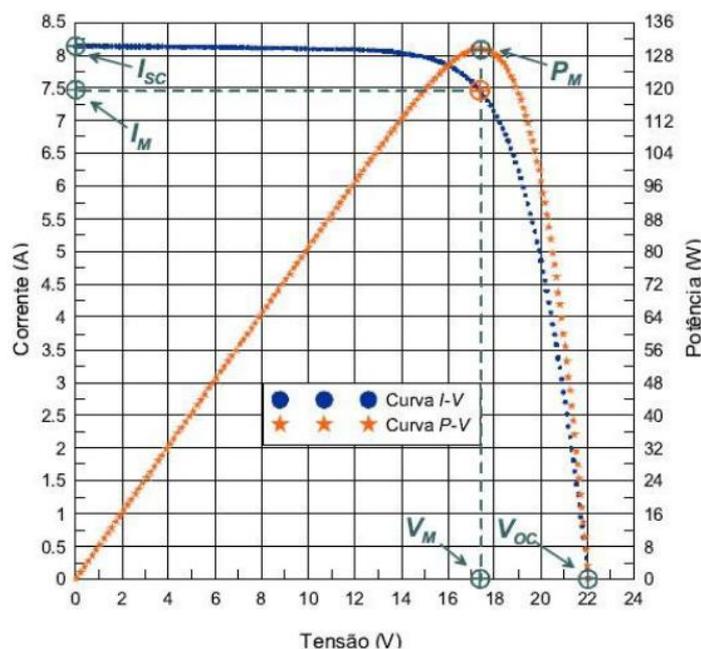
O programa *SunData* é direcionado ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional, sendo uma ferramenta disponibilizada pelo CRESESB para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. O programa foi atualizado com o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2ª Edição), que dispõe de uma base de dados de radiação solar produzida a partir de um total de 17 anos de imagens de satélite, do ano de 1999 até o ano de 2015 (CRESESB/CEPEL, 2023).

### 2.3.1 Escolha do modelo dos módulos, determinação da quantidade e área

De acordo com IDEAL ESTUDOS E SOLUÇÕES SOLARES (2019), a escolha do fabricante dos módulos fotovoltaicos deve levar em consideração a credibilidade da empresa no que diz respeito à garantia do equipamento, assim como sua capacidade produzida acumulada e assistência técnica no território brasileiro; devendo se acrescentar a esses fatores, a potência linear garantida ao fim de sua expectativa de vida útil.

Considerando, ainda, Rampinelli; Machado (2021), nas condições padrões de ensaio de um módulo fotovoltaico (STC – *Standard Test Conditions*) – intensidade de radiação solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ , massa de ar de AM 1.5, temperatura da célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e velocidade do vento de  $1 \text{ m/s}$  – a Figura 16 (curva característica I-V e PV) é obtida pela medição enquanto se varia a tensão de uma fonte.

Figura 16 – Curvas características corrente tensão (I-V) e potência tensão (P-V) de um módulo com potência de  $100 \text{ Wp}$



Fonte: Bühler (2011) apud Rampinelli; Machado (2021)

Para condições STC são obtidos os pontos observados no gráfico da Figura 16, descritos por Bühler (2011) apud Rampinelli; Machado (2021, p. 132-133):

Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) [A]: corrente que o dispositivo fotovoltaico fornece quando seus terminais são interligados por um conector com resistência elétrica idealmente nula, ou seja, é a corrente equivalente a uma tensão igual a zero.

Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) [V]: tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando há uma corrente elétrica igual a zero.

Ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ) [W]: máxima potência que o dispositivo fotovoltaico é capaz de gerar perante uma determinada situação de irradiância e temperatura.

Corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ ) [A]: corrente que o dispositivo fornece no ponto de máxima potência.

Tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ) [V]: tensão que aparece nos terminais do dispositivo no ponto de máxima potência.

Rosso (2019) apud Rampinelli; Machado (2021), por sua vez, define o Fator de Forma (FF) pela Equação 6, caracterizando a qualidade do módulo fotovoltaico pela análise da curva I-V, sendo melhor a que possui o formato de um retângulo. A Eficiência do módulo, por fim, é dada pela Equação 7.

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (6)$$

$$Eficiência = \frac{P_{MP}}{G_{POA} \cdot A} \cdot 100 \quad (7)$$

Sendo:

- Eficiência – eficiência do módulo (%)
- $P_{MP}$  – potência máxima do módulo (W)
- $G_{POA}$  – irradiância diária do plano dos módulos (W/m<sup>2</sup>.dia)
- A – área do módulo (m<sup>2</sup>)

Pode se afirmar, então, que módulos de maior eficiência ocupam menor espaço e consequentemente, tem menor custo de instalação. Outrossim, esse benefício deve ser, sobretudo, analisado considerando o custo do Watts pico desse componente instalado. Deve-se, ainda, observar a garantia do produto (normalmente de 12 anos) e a redução da geração em 30 anos de uso (por exemplo, para 87,4%).

O cálculo da quantidade de módulos fotovoltaicos considera as potências de pico disponíveis e, em especial, com representação no país. A partir de empresas que disponibilizam

produtos e preços para o consumidor (*E-commerce*), tais como MERCOSOLSOLAR (2023) e ALDO SOLAR (2023a), pode ser encontrado módulos de até 550 W e 575 W, respectivamente. Assim, considerada a diversidade de fabricantes, e os fatores para escolha supracitados, a Quantidade de módulos pode ser determinada pela Equação 8.

$$\text{Quantidade de módulos} = \frac{P_{\text{pico}}}{P_{\text{módulo}}} \quad (8)$$

Sendo:

$P_{\text{pico}}$  – potência de pico do sistema projetado (kWp)  
 $P_{\text{módulo}}$  – potência de pico do módulos fotovoltaico (kWp)

#### 2.4 DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DO INVERSOR FOTOVOLTAICO

Após a determinação da potência de pico do projeto, a escolha do módulo fotovoltaico e a determinação de sua quantidade, deve-se escolher o inversor. A escolha do inversor deve ser realizada a partir da potência do sistema fotovoltaico, além de considerar outros fatores ambientais, econômicos e de desempenho, bem como a topologia escolhida – inversor *string*, descentralizado, microinversor, instalação interna, externa etc. (PINHO; GALDINO, 2014).

Assim como na escolha do fabricante dos módulos FV, a seleção por um fabricante de inversores também deve levar em consideração a credibilidade da empresa no que diz respeito à garantia do equipamento (tipicamente cinco a dez anos), assim como sua capacidade produzida acumulada e assistência técnica no território brasileiro (ibidem, p. 331).

Um dado importante para a definição desse componente é o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) – pensando-se que o inversor deva trabalhar com potências mais próximas da nominal e, considerando, ainda, a curva de irradiação solar ao longo de um dia. Assim, normalmente os inversores são dimensionados para potências inferiores à dos módulos fotovoltaicos (Equação 9)

$$P_{Nca} = P_{\text{pico}} \cdot FDI \quad (9)$$

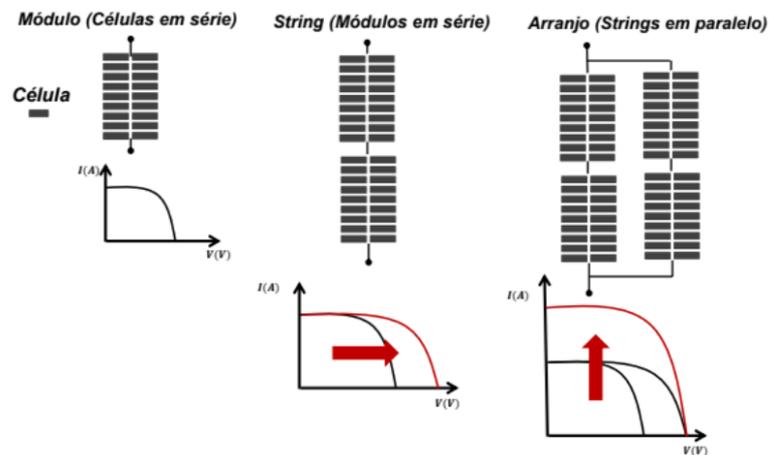
Sendo:

$P_{Nca}$  – potência nominal em corrente alternada do inversor (kW);  
 $P_{\text{pico}}$  – potência de pico do sistema projetado (kWp)  
 FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor ( ).

### 2.4.1 Associação dos módulos fotovoltaico

Considera-se, neste item, o arranjo de ligação dos módulos fotovoltaicos, que podem ser série, paralelo ou em serie-paralelo. Três fatores determinam essa associação – a tensão resultante da associação dos módulos em série (mínima e máxima) e a corrente máxima resultante da associação em paralelo (Figura 17).

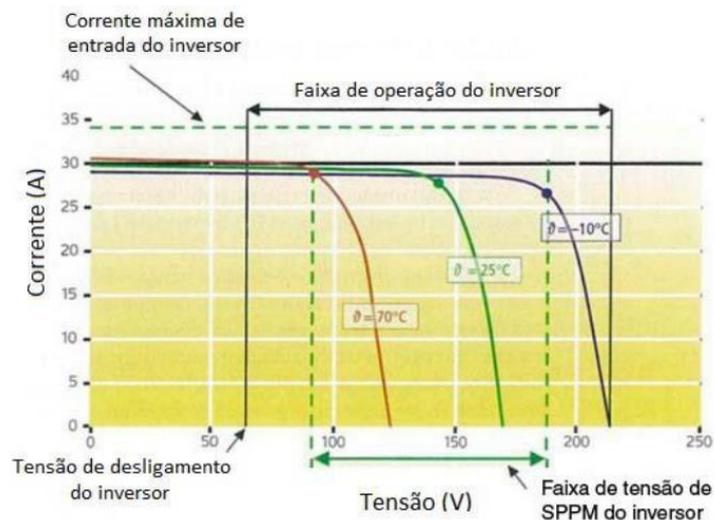
Figura 17 – Caracterização de arranjos de módulos fotovoltaico série e série-paralelo



Fonte: Lima, Delberis Araujo apud Albuquerque (2019)

De acordo com Pinho; Galdino (2014), o número de módulos conectados em série deve atender a faixa de tensão do Seguidor do Ponto de Potência Máxima (SPPM) – *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) – do inversor conforme pode ser observado na Figura 18.

Figura 18 – Curvas I-V de um gerador FV em função da temperatura e a compatibilidade, com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor



Fonte: Adaptado de (DGS, 2008), apud (PINHO; GALDINO, 2014)

De acordo com os autores, o aumento da temperatura dos módulos resulta na redução de sua tensão de circuito aberto, assim, a associação em série deve ter módulos suficientes para a manutenção deste valor acima do limite de desligamento do inversor. Por outro lado, em baixas temperaturas, o número de módulos associados não pode ultrapassar o limite da tensão de operação – definindo-se, assim, uma janela com limite mínimo e máximo de tensão conforme apresenta a Equação 10.

$$\frac{V_{iSPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{módulos}_{série} < \frac{V_{iSPPMmax}}{V_{ocTmin}} \quad (10)$$

Sendo:

- $V_{iSPPMmin}$  – mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor (V);
- $V_{iSPPMmax}$  – máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor (V);
- $V_{mpTmax}$  – tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista (V);
- $V_{ocTmin}$  – tensão de circuito aberto de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista (V).

Tem-se, então, que se corrigir os valores das tensões dos módulos considerando a influência da temperatura conforme apresenta as Equações 11 e 12.

$$V_{mpTmax} = V_{mpSTC} \cdot (1 + \beta (T_{max} - 25)) \quad (11)$$

$$V_{ocTmin} = V_{ocSTC} \cdot (1 + \beta (T_{min} - 25)) \quad (12)$$

Sendo:

- $V_{mpTmax}$  – tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista (V);
- $V_{mpSTC}$  – tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ) de um módulo FV na condição de referência STC (V);
- $\beta$  – coeficiente de variação da tensão com a temperatura (%/°C);
- $T$  – temperatura mínima e máxima dos módulos fotovoltaicos (°C)
- $V_{ocTmin}$  – tensão de circuito aberto de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista (V);
- $V_{ocSTC}$  – tensão de circuito aberto de um módulo FV na condição de referência STC (V).

Observa-se que, de acordo com Pinho; Galdino (2014), deve-se obter do *datasheet* do fabricante a tensão de potência máxima e de circuito aberto para a condição STC, assim como

o coeficiente de variação da tensão com a temperatura. Por fim, enquanto os autores indicam que a temperatura máxima dos módulos no Brasil pode atingir valores superiores a 70°C, a temperatura mínima deve considerar o período de entrada em funcionamento do sistema, ou seja, na existência da irradiação solar.

Definida a associação série dos módulos, é possível que o número de módulos necessário ultrapasse o máximo permitido para o inversor – assim deve-se pensar em uma associação paralelo. Esta associação, por sua vez, é limitada pela corrente máxima da entrada do SPPM definido para o *string*, ou fileiras. Segundo Pinho; Galdino (2014), a Equação 13 define o número máximo de ramos em paralelo por *string*.

$$N^{\circ} \text{ ramos paralelo} = \frac{I_{i\max}}{I_{sc}} \quad (13)$$

Sendo:

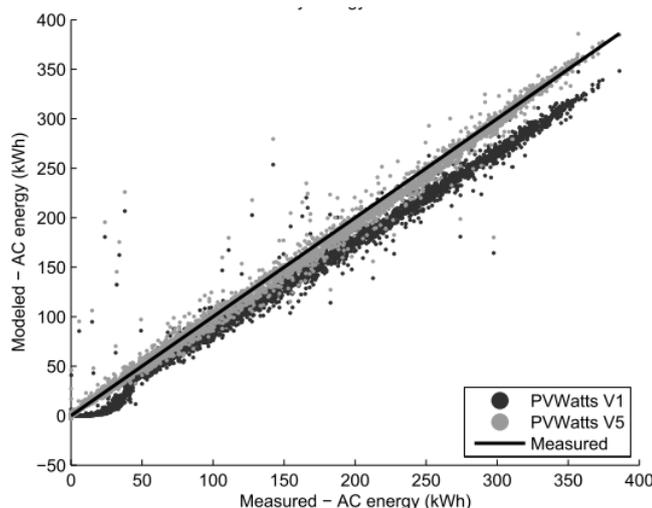
$N^{\circ}$  ramos paralelo – número máximo de ramos em paralelo por *string* ( );  
 $I_{i\max}$  – corrente máxima CC. admitida na entrada do inversor (A);  
 $I_{sc}$  – corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico (A)

Ainda se encontra, dentre os fabricantes de inversores, *strings* com dois, ou mais, pares de terminal de entrada, visando, em especial, reduzir a corrente nesses conectores. Observa-se, sobretudo, que os arranjos série e paralelo depende do número das *strings* disponíveis no inversor, outrossim, dois fatores devem ser considerados para uma determinada potência: maior quantidade de módulos, somando-se as tensões geradas, reduz-se as correntes nas *strings* – sobretudo maiores riscos de choque em, em especial em situações de sinistro; menor tensão gerada, por sua vez, obtêm-se maior corrente nos ramos, aumentando as perdas por aquecimento, ou maior custo em cabo para compensá-las.

## 2.5 ESTIMATIVA DAS PERDAS NA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Considerando o gráfico disponível na Figura 19, é possível se obter geração medida próxima a predita (projeto) conforme afirma Dobos (2014).

Figura 19 – Predição e medição da energia gerada em sistemas de geração fotovoltaica



Fonte: (DOBOS, 2014)

De acordo com (NREL, 2023), as etapas de cálculo são desenvolvidas segundo o algoritmo:

- Calcule a irradiância solar horária no plano dos módulos (POA) a partir pesquisa dos dados solares irradiância horizontal, latitude, longitude e tempo, para o tipo de arranjo, inclinação e azimute.
- Calcule a irradiância efetiva de POA para contabilizar as perdas reflexivas da cobertura do módulo, dependendo do ângulo de incidência solar.
- Calcule a temperatura da célula com base no tipo do arranjo, irradiância POA, velocidade do vento e temperatura ambiente. O modelo de temperatura da célula assume uma altura do módulo de 5 metros acima do solo e uma temperatura nominal da célula de operação instalada de 49°C para a opção de montagem fixa no telhado (apropriada para suporte com aproximadamente 10 cm), e de 45°C para as outras opções de arranjo.
- Calcule a saída CC da matriz a partir do tamanho do sistema CC a uma irradiância POA de referência de 1.000 W/m<sup>2</sup> para o cálculo da temperatura da célula, assumindo a temperatura de célula de referência de 25°C e coeficiente de potência de temperatura de -0,47%/°C para o tipo de módulo padrão, -0,35%/°C para o tipo premium ou -0,20%/°C para o tipo de filme fino.
- Calcule a saída CA do sistema a partir da saída CC calculada, das perdas do sistema e da eficiência nominal do inversor (96% por padrão) com um ajuste da eficiência do inversor para a carga parcial derivado de medições empíricas do desempenho do equipamento (tradução livre).

Baseado em Model (2021), o cálculo da geração considerando as perdas pode ser realizado através das Equações 14 e 15:

$$F_h = \frac{100 - h_n}{100} \quad (14)$$

$$\eta = F_t \cdot F_{re} \cdot F_{so} \cdot F_{su} \cdot F_m \cdot F_c \cdot F_d \cdot F_{cn} \cdot F_{dm} \cdot F_{in} \quad (15)$$

Sendo:

$F_h$	fator da perda considerado ( );
$h_n$	perda considerada (%).
$\eta$	rendimento do sistema ( );
$F_t$	fator de perda relativo à temperatura ( );
$F_{re}$	fator de perda por reflexão ( )
$F_{so}$	fator de perda por sombreamento ( );
$F_{su}$	fator de perda devido a sujeira ( );
$F_m$	fator de perda por <i>mismatch</i> ( );
$F_c$	fator de perdas nos condutores e conectores ( );
$F_d$	fator de perdas por degradação ( );
$F_{cn}$	fator de perdas por variação da capacidade nominal ( );
$F_{dm}$	fator de perdas devido a disponibilidade e manutenção ( );
$F_{in}$	rendimento do inversor ( ).

A Tabela 3 foi, assim, desenvolvida, pela compilação dos dados disponíveis em Oliveira, L. G. M. (2017); Araujo; Rank; Bueno (2016); NREL (2023) e SOLAREEDGE (2023), enquanto se considera a média com a exclusão do ponto mais distante, sendo o cálculo do Fator de perda relativo a temperatura realizado separadamente e o rendimento do inversor obtido do catálogo do fabricante (*datasheet*).

Tabela 3 – Compilação dos fatores de perdas em uma usina solar fotovoltaica

Categoria	PVsystem	PVWatts	SAM	Homer	PV*Sol	Polysun	DGS	SolarEdge	Referência	Perdas (%)	Fator de perdas ( )	
temperatura	$F_t$	7,0	simulado					Simulado	Calculado	Calculado	Calculado	
reflexão (Albedo)	$F_{re}$	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	4,0	0,2	Média*	0,2	0,998	
sombreamento	$F_{so}$						2,5	Simulado	Média*	0,0	1,000	
sujeira	$F_{su}$	3,0	2,0	3,0	3,0	3,0	2,0	0,0	Média*	2,7	0,973	
mismatch	$F_m$	1,0	2,0	0,5		2,0	4,0	1,7	1,4	Média*	1,4	0,986
condutores e conectores (Ôhmicas)	$F_c$	1,5	2,5	1,5		0,5	4,0	1,2	Simulado	Média*	1,4	0,986
degradação e LID	$F_d$	0,7	1,5			0,5		Simulado	Média*	0,9	0,991	
capacidade nominal	$F_{cn}$		1,0				6,0		Média*	1,0	0,990	
disponibilidade (manutenção)	$F_{dm}$	2,0	3,0						Média*	2,0	0,980	
no inversor	$F_{in}$		4,0				5,0	<i>Datasheet</i>	<i>Datasheet</i>	<i>Datasheet</i>	<i>Datasheet</i>	
<b>Resultante</b>		<b>12,8</b>	<b>12,3</b>	<b>5,1</b>	<b>3,2</b>	<b>6,1</b>	<b>10,8</b>	<b>20,4</b>		<b>9,3</b>	<b>0,907</b>	

Obs.: \* Média com a exclusão do valor mais distante da média

Fonte: Calculado a partir de Oliveira, L. G. M. (2017); Araujo; Rank; Bueno (2016); NREL (2023) e SOLAREEDGE (2023)

Para Model (2021, p. 44), a perda relativa à temperatura  $h_t$ , pode ser obtida pela Equação 16, e é observada

quando os módulos solares possuem um aumento de temperatura em sua superfície maior que 25°C, a cada grau a mais desse parâmetro, acontece uma perda de potência em percentual, que varia de acordo com datasheet de cada módulo solar. O coeficiente de temperatura (Pmax) do datasheet do módulo solar CS6U-335P (Canadian Solar) menciona que a cada graus acima dos 25°C haverá uma perda de -0,41 %/°C. A temperatura de operação das células fotovoltaicas é maior do que a temperatura ambiente, principalmente, no verão, [...] uma instalação com módulos fixados em um suporte de solo [...] haverá uma circulação de ar maior do que comparado a um sistema fixado em um telhado metálico, onde a distância do módulo solar e o telhado é de alguns centímetros, havendo pouca circulação de ar entre os materiais.

$$h_t = C_t \cdot (T_{mod} - T_{STC}) \quad (16)$$

Sendo:

$h_t$	perda relativa à temperatura (%);
$C_t$	coeficiente de temperatura (Pmax) (%/°C).
$T_{mod}$	temperatura do módulo (°C);
$T_{STC}$	temperatura de ensaio do módulo em STC (25°C).

Mairhofer (2023), em seu trabalho, observou a temperatura ambiente e nos módulos instalados no telhado do prédio da Reitoria da UFGD, definiu uma equação que representa seu comportamento térmico, e aplicou às temperaturas médias mensais do ano 2022. Os cálculos da autora, considerando a Equação 16, resultaram na Tabela 4.

Tabela 4 – Fator de perda por temperatura nos módulos da UFGD em 2022

Mês	Temperatura Média (°C)	Temperatura de Operação (°C)	ht (%)	Ft ( )
Janeiro	32,80	64,70	-13,9%	0,861
Fevereiro	32,80	60,74	-12,5%	0,875
Março	30,50	54,02	-10,2%	0,898
Abril	28,30	47,59	-7,9%	0,921
Mai	24,95	37,79	-4,5%	0,955
Junho	24,55	36,62	-4,1%	0,959
Julho	27,40	44,95	-7,0%	0,930
Agosto	26,95	43,64	-6,5%	0,935
Setembro	28,20	47,29	-7,8%	0,922
Outubro	29,50	51,09	-9,1%	0,909
Novembro	30,50	54,02	-10,2%	0,898
Dezembro	30,70	54,60	-10,4%	0,896
<b>Média</b>	<b>28,93</b>	<b>49,75</b>	<b>-7,8%</b>	<b>0,922</b>

Fonte: adaptado de Mairhofer (2023)

Para Silva (2018), “*Albedo, ou coeficiente de reflexão, derivado do termo latino albedo (brancura ou luz solar refletida, a partir de albus, branco), é a refletividade difusa ou poder de reflexão de uma superfície. Ela é a razão entre a radiação refletida pela superfície e a radiação incidente sobre ela*” e, conforme Tabela 3, será utilizado o fator de perda igual a 0,2%, enquanto as perdas por sombreamento é 0% na inexistência de ressaltos na cobertura ou árvores sombreando o local da instalação dos módulos.

De acordo com DGS, 2023 apud Araujo; Rank; Bueno (2016, p. 34),

em áreas industriais, com grande tráfego de automóveis, ou com clima seco, por exemplo, ocorre maior acúmulo de sujeira nos painéis fotovoltaicos. O efeito do acúmulo de sujeira é menor quando o módulo é limpo com a água da chuva. Uma angulação de pelo menos 10° é normalmente suficiente para que isto ocorra. Quanto maior a inclinação do módulo, mais fácil para que esta auto limpeza aconteça. Além disso, o design do painel pode ajudar a promover um maior acúmulo de sujeira, quando este contém bordas elevadas. Se o sistema estiver localizado em áreas com muito acúmulo de poeira, uma limpeza regular vai aumentar significativamente o desempenho do sistema

Considerando o valor da média exposta na Tabela 3, 1,4%, de acordo com Oliveira; Guerra (2020, p. 4),

as perdas por *mismatch* ou descasamento de módulos se dá devido a utilização de módulos com características incompatíveis, ou seja, cada módulo apresenta peculiaridades próprias devido às suas células fotovoltaicas, a eficiência global do sistema pode ser comprometida por uma única célula. Esse tipo de perda pode ser provocado por vários fatores [...], como sombreamento parcial, acúmulo de sujeira sobre a superfície do módulo, aumento da temperatura, degradação dos módulos, entre outros. Esses fatores afetam as células fotovoltaicas fazendo com que haja modos de operação diferentes para cada módulo do sistema, sendo a célula de menor eficiência a que limita o rendimento global do sistema fotovoltaico.

As perdas nos condutores e conectores, de acordo com Ruther, 2004, apud Oliveira; Guerra (2020, p. 5),

assim como em todo projeto de instalação elétrica, na geração fotovoltaica também é de extrema importância se fazer um dimensionamento adequado da seção dos cabos, de modo a reduzir as perdas ôhmicas. O menor comprimento possível dos cabos elétricos que conectam os módulos fotovoltaicos ao inversor e contatos elétricos de qualidade, são fatores que minimizam as perdas ôhmicas em sistemas CC de baixa tensão.

A caracterização do desempenho dos cabos utilizados nos circuitos CC de sistemas fotovoltaicos pode ser verificada em ABNT (2020), enquanto que o dimensionamento dos

cabos e dispositivos de proteção estão disponíveis em ABNT (2019), sobretudo, Silva, F. D. M. (2018), apresenta o cálculo para o dimensionamento, considerando a queda de tensão e as perdas que deve ser calculada para circuitos mais longos; outrossim será utilizada a média, conforme Tabela 3, com a exclusão do ponto divergente, ou seja, 1,4 %.

De acordo com Nascimento 2013 apud Oliveira, L. dos S.; Guerra (2020, p. 5), a perda por degradação

[...] é ocasionada devido à ação do tempo podendo ter causas diversas como delaminação, corrosão e descoloração. Os módulos fotovoltaicos compõem a parte mais cara do sistema, logo os fabricantes oferecem garantia de 5 a 10 anos para defeitos de fabricação, além de garantia quanto à sua potência nominal. Normalmente, o fabricante garante redução máxima de 10% nos primeiros 10 anos de operação e outro 10% para os próximos 10 ou 20 anos, o que representa uma redução de 0,7 a 1% ao ano na potência nominal do módulo.

Considerando, para efeito de cálculo, a perda por degradação juntamente com a degradação por incidência da Luz (LID), será utilizado o valor médio de 0,9% (Tabela 3). A perda relacionada a potência nominal de placa dos módulos, considerado como 1% neste trabalho, é descrito por ENERGYMAG (2023, s.p.).

As usinas solares fotovoltaicas são feitas por um grande número de módulos solares, cada um possui uma potência base determinando a energia gerada nas condições padrão de teste (STC). A simples adição das potências nominais dos painéis na planta não representa (ou não deveria) a capacidade nominal do sistema. Por exemplo, dois módulos idênticos instalados em latitudes diferentes, ou na mesma latitude, mas com orientações ligeiramente diferentes, gerarão quantidades diferentes de energia. [...] Ao final, a capacidade do sistema é determinada pela soma dos módulos [...] representa um valor maior do que o que a usina realmente gerada. Assim, o valor da identificado da potência nominal do módulo pode ser compensado pelo fator de capacidade. (tradução livre)

A média utilizada para o fator de perda relativo à disponibilidade do sistema será de 2,0%, outrossim, de acordo com Kumar; Dasarib; Reddy (2018, p. 75),

o fator de disponibilidade de uma usina é definido como a porcentagem de tempo que não pôde gerar energia. Em sistemas fotovoltaicos, o fator de disponibilidade desempenha um efeito importante sobre a energia gerada [...] A partir da análise, observa-se que durante os exercícios de 2011-2012, 2013-2014, 2015-2016 todos os quatro inversores apresentaram um fator de disponibilidade de 94,51% (não disponível é 5,49%), 95,69% (não disponível é 4,31%) e 92,44% (não disponível é 7,56%), respectivamente. (tradução livre)

Destaca-se, sobretudo, que a Equação 15 desconsidera a redução da potência linear ao longo dos anos (por exemplo, para 80% no 25º ano), de forma que deve ser esperado o comprometimento energia gerada do sistema ao longo dos anos, mesmo mantendo-se a manutenção adequada dos equipamentos.

## 2.6 FATOR DE CAPACIDADE

Um importante indicador que permite comparar diferentes projetos de geração solar fotovoltaica é o Fator de Capacidade, cujo método de cálculo é exposto por Benedito (2009). De acordo com o autor, e definido pela Equação 17, o Fator de Capacidade

[...] representa a razão entre a energia de fato entregue pelo sistema, no período considerado, e a energia que ele entregaria se operasse 100% do tempo na sua potência nominal. Seu valor é expresso em porcentagem e, no caso dos SFCR brasileiros, está entre 13% e 18%, variando de acordo com a disponibilidade do recurso solar e da tecnologia e forma de dimensionamento adotadas. (BENEDITO, 2009, p. 34)

$$C_F = \frac{\int_0^T P(t)dt}{P_N * T} \quad (17)$$

Sendo:

- P (t) potência entregue pelo sistema no instante t (kW);
- P<sub>N</sub> potência nominal do sistema (kW);
- T período de integração (geralmente um ano, 8.760) (dias).

Mairhofer (2023), comparou o Fator de Capacidade da usina solar fotovoltaica da Universidade Federal da Grande Dourados (UFGD) entre os anos 2020 e 2022 com o Escritório Verde da Universidade Tecnológica do Paraná (UFTPR). Enquanto a UFTPR obteve Fatores de Capacidade variando entre 13,25% e 13,16% a UFGD alcançou 15,9% a 15,1% nos anos 2020 e 2022, respectivamente.

## 2.7 AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

A avaliação da viabilidade econômica de um projeto de geração de energia solar fotovoltaica será obtida a partir da determinação do Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Descontado, que serão utilizados para as análises.

### 2.7.1 Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Descontado

A viabilidade do projeto, a partir do VPL, é considerada para valores maiores que zero e, quanto trata-se de mais de uma oportunidade, o projeto a ser escolhido é o de maior valor, Equação 18. A Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a taxa de juros que torna o Valor Presente Líquido (VPL) de um investimento igual a zero, e é determinada pela Equação 19. E, por fim, o *Payback* Descontado, determina o tempo necessário para que o fluxo de caixa descontado se iguale ao investimento inicial – pode ser calculado pela Equação 20 (ROYER; FERREIRA Jr, 2019).

$$VPL = \sum_{N=1}^n \frac{FC}{(1+TMA)^T} \quad (18)$$

$$\sum_{N=1}^n \frac{FC}{(1+TIR)^T} - M_I = 0 \quad (19)$$

$$P_D = \frac{M_I}{FCD} \quad (20)$$

Onde:

VPL	Valor Presente Líquido (R\$);
FC	Fluxo de Caixa (R\$);
TMA	Taxa Mínima de Atratividade (%).
T	Período (anos);
$M_I$	Montante Investido (R\$);
TIR	Taxa Interna de Retorno ( );
$P_D$	<i>Payback</i> descontado (anos);
FCD	Fluxo de Caixa Descontado (R\$/ano).

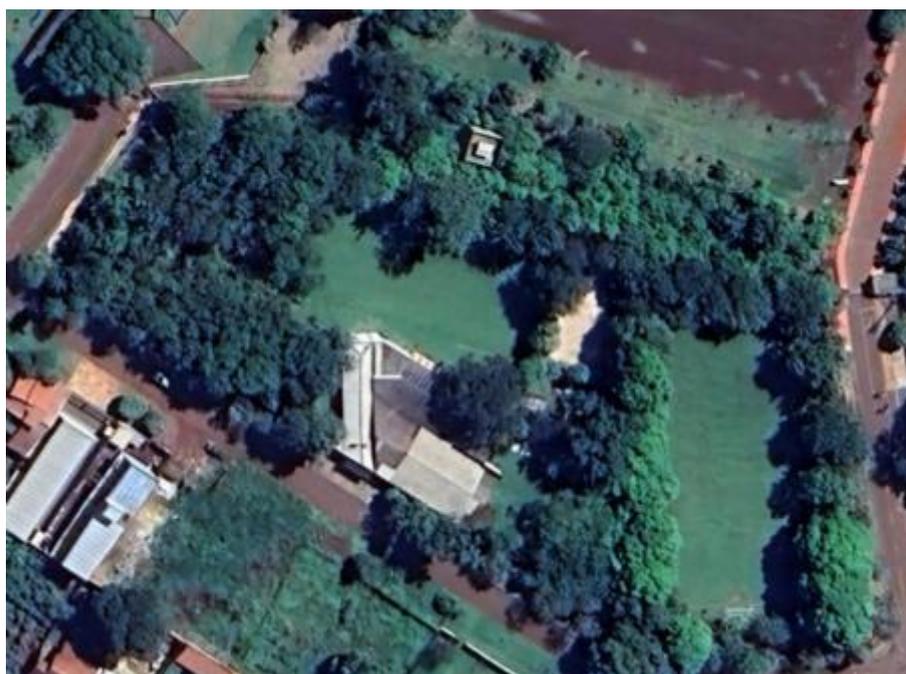
### 3 DETERMINAÇÃO DA ENERGIA GERADA NA ADUFDOURADOS

A três metodologias de projeto – cálculo e simulações – foram aplicadas, como estudo de caso, na Associação dos Docentes da Universidade Federal da Grande Dourados – ADUFDourados, localizada na cidade de Dourados-MS. O projeto considera a possibilidade da instalação das três tecnologias apresentadas: inversor *string*, microinversor e otimizador; para uma carga determinada a partir das faturas de energia e do cálculo do consumo considerando a ampliação de dois quiosques, a iluminação de um campo de futebol e o *retrofit* de outro.

#### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO

A ADUFDourados tem como objetivo organizar sindicalmente os docentes da UFGD, bem como promover intercâmbio científico, cultural e esportivo entre docentes, técnicos administrativos e estudantes. Localizada à Rua Passo Fundo, 290 – Jardim Universitário, Dourados – MS, CEP 79823-211 (22°12'41”S, 54°49'51”W), também disponibiliza seus espaços, por locação, para eventos e jogos esportivos. A Figura 20, apresenta uma foto de satélite da área ocupada pela ADUFDourados.

Figura 20 – Foto aérea da Associação dos Docentes da Universidade Federal da Grande Dourados – ADUFDourados em julho de 2022



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2023)

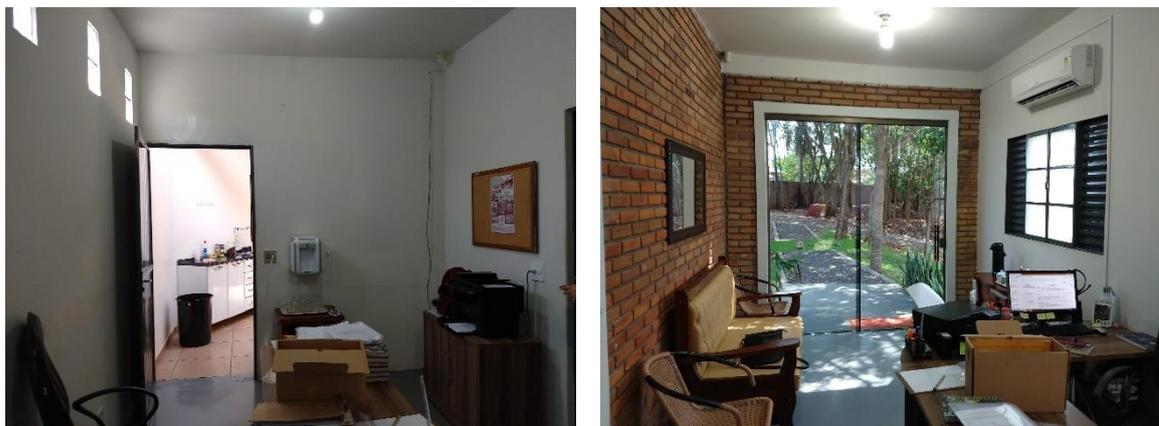
O prédio em estudo da ADUFDourados possui uma despensa, bar, secretaria, escritório, sala de espera, banheiros, cozinha, churrasqueira e salão de festas, com as áreas apresentadas na Tabela 5, que podem ser observadas na planta baixa disposta no Anexo A, e através das Figuras 21 a 23. A Associação possui, ainda, dois campos de futebol, uma quadra de areia e um parquinho infantil em sua área externa (Figuras 24 e 25).

Tabela 5 – Ambientes internos da ADUFDourados em agosto de 2023

Ambiente	Área (m <sup>2</sup> )	Ambiente	Área (m <sup>2</sup> )
Despensa	19,3	Banheiro Feminino	14,17
Bar	12,48	Circulação	5,8
Secretaria	12,03	Cozinha	20,33
Escritório	18,26	Churrasqueira	23,66
Sala de Espera	9,96	Hall	13,36
Banheiro Masculino	15,7	Salão	558,18

Fonte: elaborado pela autora.

Figura 21 – Escritório e secretaria da ADUFDourados em agosto de 2023



Fonte: Fotos tiradas pela autora

Figura 22 – Cozinha e despensa da ADUFDourados em agosto de 2023



Fonte: Fotos tiradas pela autora

Figura 23 – Salão de festas da ADUFDourados em agosto de 2023



Fonte: Foto tirada pela autora

Figura 24 – Parquinho e quadra de vôlei de areia da ADUFDourados em agosto de 2023



Fonte: Fotos tiradas pela autora

Figura 25 – Campos de futebol da ADUFDourados em agosto de 2023



Fonte: Fotos tiradas pela autora

### 3.2 DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Destaca-se que, entre o início e o término deste trabalho, a ADUFDourados instalou um sistema de geração de energia solar fotovoltaica e, para tanto, foi necessária a adequação do padrão de entrada de energia. A entrada de energia em 2022 era através de um padrão trifásico com disjuntor de 50 A e fio XLPE 3#10(10)T10 mm<sup>2</sup>, passando para disjuntor trifásico de 100 A e cabo XLPE 3#25(25)T16 mm<sup>2</sup>, como pode ser observado na Figura 26 – chegando a dois quadros de distribuição instalados no salão de eventos, Figura 27.

Figura 26 – Padrão de entrada de energia da ADUFDourados em março de 2022 e julho de 2023



a) Padrão em março de 2022  
Fonte: Fotos tiradas pela autora

b) Padrão de entrada em julho de 2023

Figura 27 – Quadros de distribuição da ADUFDOURADOS em março de 2022



Fonte: Foto tirada pela autora

### 3.2.1 Consumo e faturamento da energia

Para a análise do consumo foram consultadas as faturas mensais da ADUFDourados entre 2019 e 2022. Para a atualização dos custos com energia elétrica desconsiderou-se a Contribuição de Iluminação Pública (COSIP), sendo seus valores calculados para 2023 através da tarifa com impostos do mês de maio de 2023 (1,1264 R\$/kWh), conforme pode ser observado na Tabela 6.

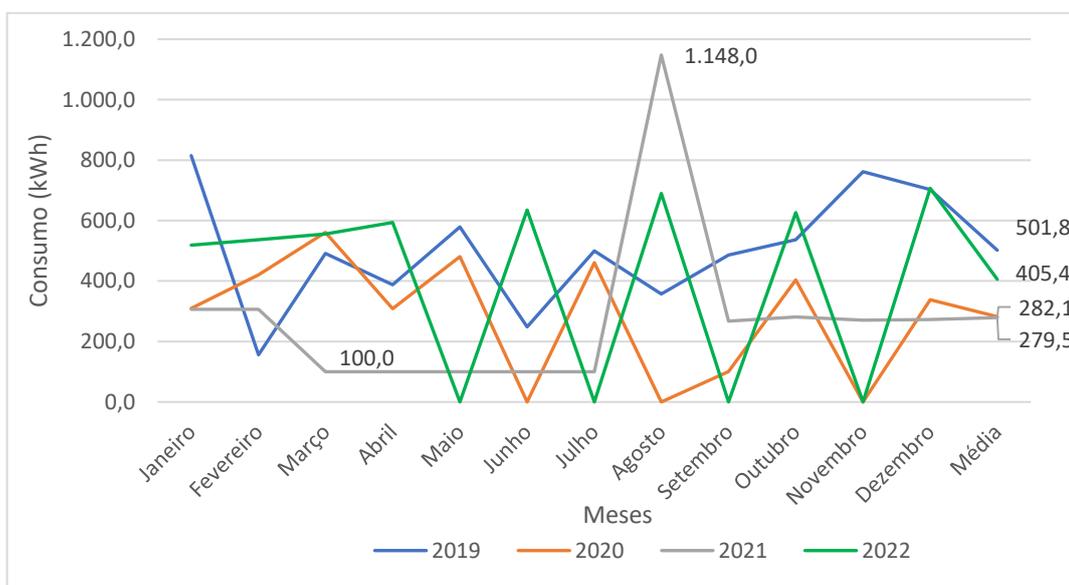
Tabela 6 – Consumo e fatura de energia da ADUFDOURADOS entre 2019 e 2022

MÊS	2019		2020		2021		2022	
	CONSUMO (kWh)	FATURA (R\$)						
Janeiro	815,0	918,02	310,0	349,18	307,0	345,80	519,0	584,60
Fevereiro	156,0	175,72	421,0	474,21	307,0	345,80	537,0	604,88
Março	491,0	553,06	561,0	631,91	100,0	112,64	556,0	626,28
Abril	388,0	437,04	309,0	348,06	100,0	112,64	594,0	669,08
Mai	579,0	652,19	481,0	541,80	100,0	112,64	0,0	0,00
Junho	248,0	279,35	0,0	0,00	100,0	112,64	635,0	715,26
Julho	500,0	563,20	461,0	519,27	100,0	112,64	0,0	0,00
Agosto	357,0	402,12	0,0	0,00	1.148,0	1.293,11	690,0	777,22
Setembro	486,0	547,43	100,0	112,64	267,0	300,75	0,0	0,00
Outubro	537,0	604,88	404,0	455,07	281,0	316,52	627,0	706,25
Novembro	762,0	858,32	0,0	0,00	271,0	305,25	0,0	0,00
Dezembro	703,0	791,86	338,0	380,72	3.148,0	3.545,91	707,0	796,36
<b>MÉDIA</b>	<b>501,8</b>	<b>565,27</b>	<b>282,1</b>	<b>317,74</b>	<b>519,1</b>	<b>584,70</b>	<b>405,4</b>	<b>456,66</b>
<b>ANUAL</b>	<b>6.022,0</b>	<b>6.783,18</b>	<b>3.385,0</b>	<b>3.812,86</b>	<b>6.229,0</b>	<b>7.016,35</b>	<b>4.865,0</b>	<b>5.479,94</b>

Fonte: elaborado pela autora

A partir da Tabela 6 e do gráfico apresentado na Figura 28 é possível observar que em 2019, antes do início da pandemia do CORONAVÍRUS 19, a média mensal de consumo era de 501,8 kWh, para um consumo anual de 6.022 kWh. O ano 2020, por sua vez, com o trabalho remoto e a redução do uso do espaço como medida de controle da propagação do vírus, verificou-se uma média de 282,1 kWh caracterizado, ainda, por meses sem medição ou com faturamento custo de disponibilidade, ou taxa mínima (100 kWh quando o consumo é menor do que este valor para consumidor trifásico). Destaca-se, sobretudo, pelo fato do medidor estar interno à propriedade, a inconstância nas medições, gerando faturamento pela média e ajuste de leitura no mês seguinte. As Faturas de energia atualizadas para 2023, por sua vez, tem seu custo anual variando entre R\$ 3.812,86 e R\$ 7.016,35.

Figura 28 – Consumo mensal de energia elétrica na ADUFDOURADOS entre 2019 e 2022



Fonte: elaborado pela autora

Observa-se, ainda, que o ano de 2021 reduziu ainda mais o consumo, considerando, sobretudo, cinco meses em taxa mínima de 100 kWh (março a julho). Destaca-se que um defeito na instalação elétrica, aterramento de um condutor instalado nas terças da cobertura, provocou o consumo de 2.875 kWh do mês dezembro, estimado a partir da redução da média de setembro a novembro (273,0 kWh) do valor medido no mês, 3.148 kWh – de forma que é possível considerar a média corrigida de 279,5 kWh (Figura 28) e o consumo anual de 3.385 kWh.

Por fim, verifica-se, em 2022, o retorno das atividades com consumo inferior ao observado em 2019 – a saber, 405,4 kWh comparado a 501,8 kWh. Nesse ano foi verificado o consumo de 4.865,0 kWh, enquanto, em 2019, 6.022,0 kWh.

### 3.2.2 Ampliação do consumo da sede da ADUFDourados

A ADUFDourados conta, ainda, com um projeto de ampliação de suas instalações através da construção de dois espaços de eventos conforme a planta disponível nos Anexos B e C. O primeiro, identificado como Quiosque 01, com 91,54 m<sup>2</sup>, conta com um espaço gourmet, um salão multiuso e banheiros, enquanto Quiosque 02, um depósito, dois espaços gourmet e banheiros, possui 60,11 m<sup>2</sup>.

A Tabela 7 apresenta os equipamentos ampliados nos novos espaços, considerando, ainda, conforme Oliveira (2021), a separação dos quatro meses frios, maio a agosto, quando não são utilizados aparelhos de ar condicionado, dos oito meses quentes, setembro a abril. Foi

considerado, ainda, a iluminação do segundo campo de futebol utilizando a tecnologia led, e o *retrofit* do primeiro, de forma que o consumo de energia da ampliação, iluminação e *retrofit* do campos de futebol são apresentados na Tabela 8.

Tabela 7 – Potência e equipamentos da ampliação em projeto na ADUFDourados

ESPAÇOS	AMBIENTE	ÁREA (m <sup>2</sup> )	EQUIPAMENTO	POTÊNCIA (W)		CONSUMO POR HORA** (kWh/h)	CONSUMO POR HORA*** (kWh/h)	
				ILUM.*	EQUIP.			
ESPORTIVOS	Campo de Futebol 01****	648,0	Retrofit		146,0	0,15	0,15	
	Campo de Futebol 02	648,0	24 Refletor de led 154W		3.696,0	3,70	3,70	
QUIOSQUE 01	Sala multiuso	31,7	Ar condicionado 35.000 Btu/h	475,8	2.895,0	0,48	3,37	
			Freezer vertical flex*****		155,0	1,05	0,39	
	Área gourmet Q01	25,8	Chopeira	387,0	1.430,0	1,43	1,43	
			Ar condicionado 35.000 Btu/h		2.895,0	2,90	2,90	
				Equipamentos de som		250,0	0,25	0,25
		Circulação	4,5		66,8		0,07	0,07
		WC masculino	4,1		61,2		0,06	0,06
		WC feminino	4,8		72,7		0,07	0,07
		WC PNE	4,0		59,4		0,06	0,06
		<b>Subtotal =</b>	<b>74,9</b>		<b>1.122,9</b>	<b>7.625,0</b>	<b>6,36</b>	<b>8,59</b>
QUIOSQUE 02	Depósito	14,3		214,9		0,21	0,21	
	Área gourmet 1 Q02	14,4	Freezer vertical flex*****	216,0	155,0	0,88	0,88	
	Área gourmet 2 Q02	14,4	Freezer vertical flex*****	216,0	155,0	0,88	0,88	
		Circulação	4,6		68,6		0,07	0,07
		WC masculino	3,2		47,8		0,05	0,05
		WC feminino	3,2		47,8		0,05	0,05
		<b>Subtotal =</b>	<b>54,1</b>		<b>811,1</b>	<b>310,0</b>	<b>2,14</b>	<b>2,14</b>
	<b>TOTAL =</b>	<b>1.424,9</b>		<b>1.934,0</b>	<b>11.777,0</b>	<b>12,34</b>	<b>14,57</b>	

Obs.: \*Densidade de potência de referência, Portaria nº 309, de 6 de setembro de 2022 do INMETRO, Tabela A.8 igual a 15W/m<sup>2</sup>; \*\* Meses frios: maio a agosto; \*\*\* Meses quentes: setembro a abril; \*\*\*\* Substituição de 11 luminárias VM 250W e 4 LED 200W por 24 LED 154W; \*\*\*\*\* Consumo mensal de 46,2 kWh mensal (sem desligar).

Fonte: Desenvolvido pela autora

Tabela 8 – Consumo considerado na ampliação em projeto na ADUFDourados

AMBIENTE	ÁREA	CONSUMO POR HORA* (kWh/h)	CONSUMO POR HORA** (kWh/h)	USO MENSAL			CONSUMO* (kWh)	CONSUMO** (kWh)
				(horas/dias)	(dias/semana)	(tempo em h)		
Campo de Futebol 01	648,0	0,15	0,15	3,0	3,0	39,1	5,71	5,71
Campo de Futebol 02	648,0	3,70	3,70	3,0	3,0	39,1	144,64	144,64
Quiosque 01	74,9	6,36	8,59	8,0	2,0	69,6	442,61	597,82
Quiosque 02	54,1	2,14	2,14	8,0	2,0	69,6	148,83	148,83
	<b>TOTAL MENSAL =</b>						<b>741,79</b>	<b>897,00</b>
	<b>MÉDIO MENSAL =</b>							<b>845,26</b>
	<b>TOTAL ANUAL =</b>							<b>10.143,18</b>

Obs.: \* Meses frios: maio a agosto;

\*\* Meses quentes: setembro a abril;

Fonte: Desenvolvido pela autora

Foi considerada a iluminação do segundo campo de futebol utilizando o projeto realizado por CONEXLED (2022), que utilizou 24 refletores de LED de 154 W. O mesmo projeto foi empregado como *retrofit* do primeiro campo em substituição dos 11 refletores vapores metálicos (VM) de 250 W e 4 refletores led de 200 W existentes – ressalta-se, ainda, que a substituição proposta leva a um aumento de 146 W na potência de iluminação da área e de 5,71 kWh no mês (Tabelas 7 e 8), levando a um iluminamento de 150 lux, conforme apresentado pela referência.

A estimativa do consumo em iluminação foi determinada através da densidade de potência de referência de 15 W/m<sup>2</sup> (Tabela 7), definida pela Portaria nº 309, de 6 de setembro de 2022 do INMETRO, considerando as áreas de cada ambiente.

O freezer vertical flex, obtido em CASAS BAHIA (2023), que pode ser utilizado como geladeira ou freezer, possui potência igual a 155 W, sobretudo, considerando seu controle de temperatura (funcionamento intermitente), utilizou-se o consumo mensal fornecido pelo fabricante e, por isso, considerou-se o consumo por hora (kWh/h) na Tabela 7.

Por fim, foi determinado o consumo para os meses frios, 741,79 kWh e, para os meses quentes, 897,00 kWh, resultando em uma média ponderada de 845,96 kWh e, para os 12 meses, de 10.143,18 kWh.

Considerando, por fim, o consumo anual de energia na condição pré-pandemia de 6.022,0 kWh e a estimativa do uso dos equipamentos ampliados nos novos espaços, bem como a iluminação do segundo campo de futebol utilizando a tecnologia led, e o *retrofit* do primeiro, com o acréscimo de 10.143,18 kWh, tem-se a necessidade de geração anual de 16.165,2 kWh, ou ainda, 1.347,1 kWh mensal e 44,3 kWh por dia.

## 4 PROJETO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

O estudo de caso, aplicando-se as três metodologias de projeto – cálculo, simulação utilizando o PVWatts Calculator e SolarEdge Designer – desenvolvido na Associação dos Docentes da Universidade Federal da Grande Dourados – ADUFDourados, considerará a instalação das três tecnologias: inversor *string*, microinversor e otimizador.

A geração fotovoltaica necessária, de acordo com o Capítulo 3, considera o comportamento anual do consumo de energia elétrica no período pré-pandemia, 2019, acrescidos do projeto de ampliação e das propostas de iluminação de um campo de futebol e *retrofit* do outro. Assim, este Capítulo tratará do dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico para a geração anual de 16.165,2 kWh, 1.347,1 kWh mensal ou, ainda, 44,3 kWh por dia.

### 4.1 DIMENSIONAMENTO DA POTÊNCIA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Definida a Energia consumida diariamente ( $E_{cd}$ ) para o projeto em estudo, conforme Equação 4, para se obter potência de pico dos módulos fotovoltaicos ( $P_{pico}$ ), necessita-se da Irradiação diária do plano dos módulos ( $G_{POA}$ ) e o *Performance Ratio* (PR), uma vez que a Irradiância de referência ( $P_{sol}$ ) é igual a ( $1 \text{ kW/m}^2$ ).

A Irradiação diária do plano dos módulos é obtida pela correção, para a inclinação e azimute, dos dados fornecidos em CRESESB/CEPEL (2023), quando é inserido a latitude e a longitude do projeto. Utilizando-se GOOGLE EARTH (2023) obtém-se a latitude e longitude igual a  $22^{\circ}12'41''\text{S}$ ,  $54^{\circ}49'51''\text{W}$ , que o software reinterpreta em formato decimal, Figura 29, fornecendo os dados disponíveis na Tabela 10 – Irradiação diária do plano horizontal e irradiação com inclinação igual a latitude do local ( $22^{\circ}$ ).

Figura 29 – Latitude e longitude da ADUFDourados

Coordenada Geográfica

Latitude: 22.21139838254 Sul

Longitude: 54.83100973558 Oeste

Norte:

graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

Buscar Limpar

Fonte: (CRESESB/CEPEL, 2023)

Tabela 9 – Irradiação solar no plano horizontal e com ângulo igual a latitude da ADUFDourados

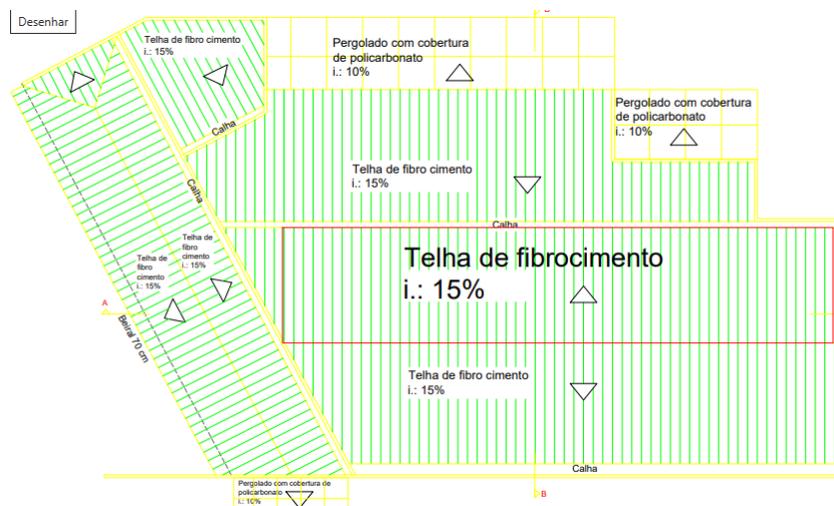
MÊS	Radiação Plano 0° (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	Radiação Latitude 22° (kWh/m <sup>2</sup> .dia)
Janeiro	5,93	5,37
Fevereiro	5,72	5,46
Março	5,27	5,41
Abril	4,51	5,08
Mai	3,69	4,50
Junho	3,35	4,27
Julho	3,49	4,36
Agosto	4,46	5,24
Setembro	4,74	5,04
Outubro	5,32	5,19
Novembro	5,91	5,42
Dezembro	6,39	5,68
<b>Média</b>	<b>4,90</b>	<b>5,09</b>

Fonte: Adaptado de (CRESESB/CEPEL, 2023)

Observa-se, na Tabela 9, que a irradiação solar no plano horizontal e no plano inclinado a 22° apresentam valores diferentes ao longo dos meses – em 0° são maiores entre os meses outubro e fevereiro – outrossim, na média anual ponderada (considerando o número de dias do mês), é menor (4,90 kWh/m<sup>2</sup>.dia), enquanto no plano inclinado, com 5,01 kWh/m<sup>2</sup>.dia, há um ganho de 2,24%.

A inclinação pode ser determinada a partir de Serejo (2019) (Figura 30), enquanto o azimute de GOOGLE EARTH (2023) (Figura 31): inclinação 15%, ou 8,5° e azimute 32° Leste.

Figura 30 – Inclinação do projeto de geração de energia solar fotovoltaica da ADUFDourados



Fonte: adaptado de Serejo (2019).

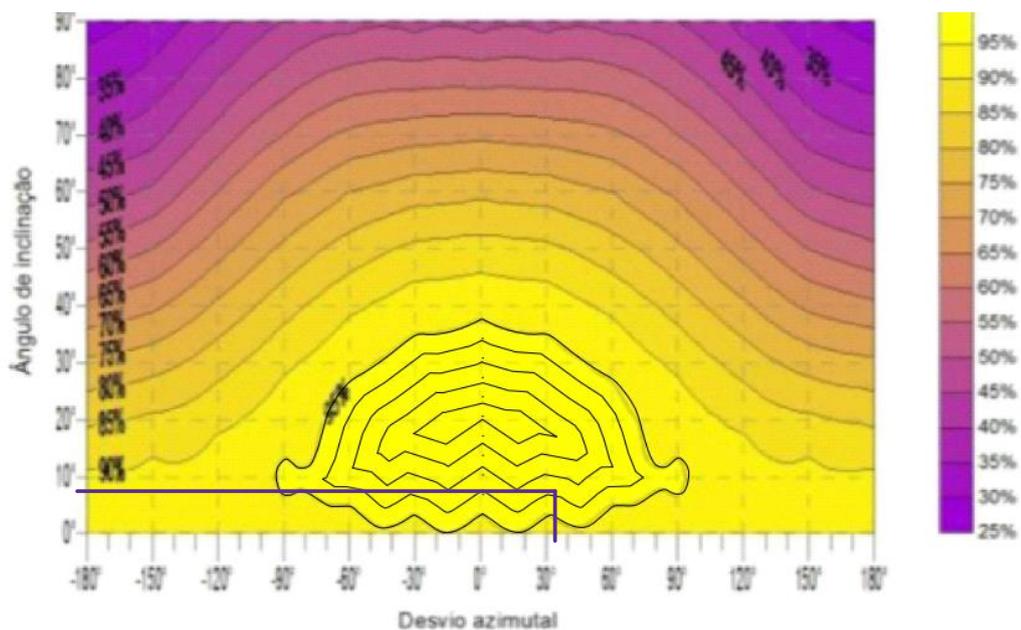
Figura 31 – Azimute do projeto de geração de energia solar fotovoltaica da ADUFDourados



Fonte: adaptado de GOOGLE EARTH (2023)

A correção da Irradiação diária do plano dos módulos ( $G_{POA}$ ) considerando, assim, a inclinação e o azimute da instalação se dá através do ábaco da Figura 14, rerepresentado na Figura 32 com subdivisão unitária da linha de 95%. Utilizando-se o software (AUTODESK, 2021) e o comando *array*, foi subdividida a área definida para 95% do aproveitamento da Irradiação diária do plano dos módulos em linhas para valores unitários. Obtém-se, por fim, o Fator de Correção da Irradiação Diária ( $FC_{ID}$ ) igual a 96,5%.

Figura 32 – Correção da Irradiação diária do plano dos módulos ( $G_{POA}$ ) para a cidade de Campo Grande, MS



Fonte: (SANTOS *et al.*, 2012)

Utilizando-se a Equação 4, obtém-se a Potência de pico dos módulos fotovoltaicos da ADUFDourados igual a 11,812 kWp, para as Horas de Sol Pleno (HSP) de 4,835 kWh/m<sup>2</sup>.dia (Equação 5), conforme o Quadro 3.

Quadro 3 – Cálculo da potência de pico dos módulos fotovoltaicos da ADUFDOURADOS

Variáveis		Valores
Energia consumida diariamente na unidade (kWh/dia)	$E_{cd}$	44,258
Irradiância de referência (1 kW/m <sup>2</sup> )	$P_{sol}$	1,000
Irradiação diária do plano dos módulos (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	$G_{POA}$	5,010
Fator de Correção da Irradiação Diária ( )	$FC_{ID}$	0,965
Irradiação diária do plano dos módulos corrigida (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	$G_{POAC}$	4,835
<i>Performance Ratio</i> ( )	PR	0,775
Potência de pico dos módulos fotovoltaicos (kWp)	$P_{pico}$	11,812

Fonte: elaborado pela autora

A quantidade de módulos, por sua vez, é calculada pela Equação 8, a partir da escolha de sua potência comercial. Para este trabalho, optou-se pelo módulo fotovoltaico Monocristalino Half Cell de 550 W BelEnergy, cujas características podem ser observadas na Figura 33 e Quadro 4 (o Anexo D apresenta o *datasheet* completo). Tem-se, então, para a potência de pico dos módulos igual a 0,550 kW, a necessidade de 22 placas.

Figura 33 – Características do módulo fotovoltaico MFVHO-MO-144-550W BelEnergy

	<b>Módulo Fotovoltaico Monocristalino Half Cell</b> MFVHO-MO-144-550W		<b>Características Mecânicas</b>	
	<b>Potência Nominal</b> <b>550Wp</b>	<b>Eficiência</b> <b>21,3%</b>	Tipo de Célula: Monocristalina	Célula: 182 mm
<b>Peso</b> <b>28,40kg</b>	<b>Dimensões</b> <b>2279 x 1134 x 35mm</b>	N° de Células: 144 (6X24)	Dimensões: 2279 x 1134 x 35 mm	
		Peso: 29,40 kg	Vidro Frontal: 3,2 mm	
		Moldura: Alumínio Anodizado	Junction Box: IP68 C/ 3 diodos	
		Cabos: 4mm <sup>2</sup> /300mm incluso MC4	carga máx. vento/neve 2400Pa / 5400Pa	

Fonte: (BELENERGY, 2021)

Quadro 4 – Dados elétricos do módulo fotovoltaico MFVHO-MO-144-550W BelEnergy

Características Elétricas		Coeficientes de Temperatura	
Potência Nominal (Pmax):	550Wp	Coefficiente de Temperatura de Pmax:	-0,350% (W/°C)
Tensão de Operação (Vmp):	41,28V	Coefficiente de Temperatura de Voc:	-0,27% (V/°C)
Corrente de Operação (Imp):	13,32A	Coefficiente de Temperatura de Isc:	+0,048% (A/°C)
Tensão de Circuito Aberto (Voc):	49,80V	Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT):	44±2°C
Corrente de Curto Circuito (Isc):	14,01A		
Eficiência do Módulo:	21,3%		
*Valores em condições padrões de teste (STC)			

Fonte: (BELENERGY, 2021)

Observa-se, sobretudo, que a escolha desse componente se deu considerando-se o custo-benefício, a credibilidade da empresa, a garantia de 10 anos, a eficiência do módulo (21,3%) e a garantia de potência linear de até 80% em 25 anos.

Após definido o módulo fotovoltaico e sua quantidade, deve-se dimensionar o inversor – outrossim, seguem separadamente para a topologia *string*, microinversor e otimizador.

#### 4.2 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR *STRING*

Considerando o Fator de Dimensionamento do Inversor médio, a partir da discussão apresentada no Capítulo 3, 0,80, de onde se obtém o *overload* igual a 25% e, a Equação 9, é possível determinar a potência do inversor de 9,68 kW.

Garantindo-se o limite definido de 25% de *overload*, foi escolhido o equipamento de potência superior, 10,5 kW – inversor solar *string* SIW200 G M105 W0 da marca WEG, considerando, também, a credibilidade da empresa WEG, o rendimento do equipamento (97,8%) e a garantia de 10 anos, cujas características podem ser observadas na Figura 34 e Anexo C. A partir da potência escolhida verifica-se, então, um FDI igual a 86,8% e um *overload* de 15,2%.

Escolhidos os módulos e o inversor, deve-se definir a configuração serie-paralelo de ligação do sistema. Para isso são utilizadas as Equações 10 a 13 conforme os dados de entrada apresentados no Quadro 5.

Figura 34 – Características do inversor solar *string* WEG SIW200 G M105 W0

Especificações técnicas	SIW200G M105 W0
Eficiência máxima	97,8%
Tensão de entrada máxima	600 V
Faixa de operação do MPPT	80 V ~ 550 V
Tensão de partida	120 V
Corrente de entrada máxima/MPPT	14 A
Corrente máxima de curto-circuito/MPPT	18 A
Número de MPPTs	3
Número máximo de entradas por MPPT	1
Conexão à rede	Monofásica
Potência nominal de saída	10.500 W
Potência aparente máxima	10.500 VA
Tensão de saída nominal	220 V
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	47,7 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado/ 0,8 atrasado
Distorção harmônica total máxima	≤3%

Fonte: adaptado de (WEG, 2023)

Quadro 5 – Configuração do arranjo série e paralelo dos módulos fotovoltaicos do sistema de geração de energia da ADUFDourados

Variáveis		Entrada	Calculado
Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor (V)	$V_{ISPPMmin}$	120	
Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor (V)	$V_{ISPPMmax}$	600	
Tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ) de um módulo FV na condição de referência STC (V)	$V_{mpTmax}$	41,3	
Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) de um módulo FV na condição de referência STC (V)	$V_{OCSTC}$	49,8	
Coefficiente de variação da tensão com a temperatura (%/°C)	$\beta$	-0,27	
Temperatura máxima dos módulos fotovoltaicos (°C)	$T_{max}$	70	
Temperatura mínima dos módulos fotovoltaicos (°C)	$T_{min}$	6	
Tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista (V)	$V_{mpTmax}$		36,3
Tensão de circuito aberto de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista (V)	$V_{OCTmin}$		52,4
Número mínimo de módulos série ( )			3,3
Número máximo de módulos série ( )			11,5
Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor (A);	$I_{imax}$	14,0	
Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico (A)	$I_{sc}$	14,0	
Número máximo de ramos em paralelo ( )			1,0

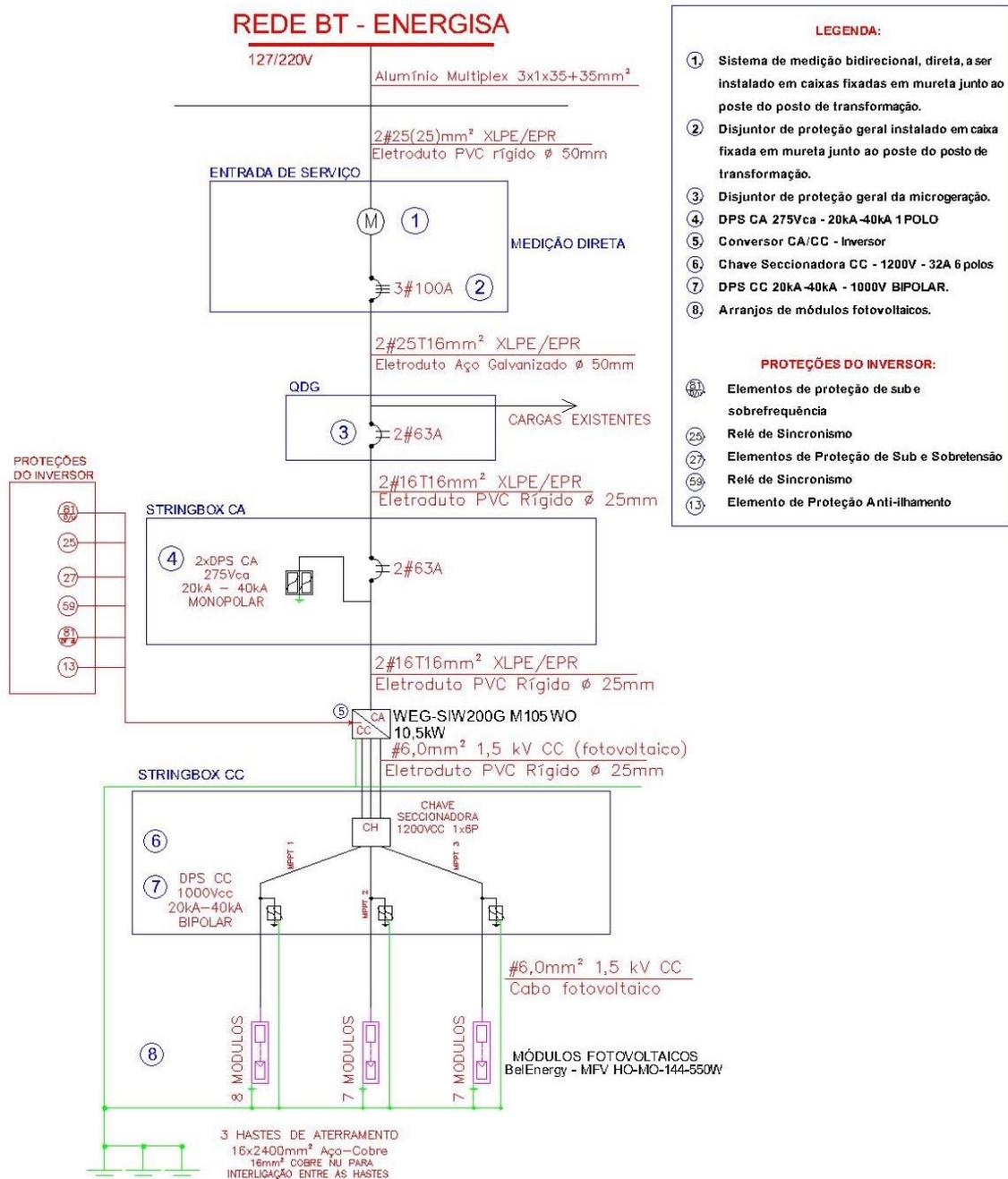
Fonte: elaborado pela autora

Tem-se, então, a partir do Quadro 5, que a Tensão de máxima potência para a maior temperatura de operação reduziu o valor definido para a condição STC de 41,3 V para 36,3 V quando se considera 70°C. A Tensão de circuito aberto, por sua vez, elevou-se de 49,8 V para

52,4 V para uma temperatura mínima de 6° C. Assim, garantindo-se as condições da Equação 10, tem-se o mínima de 4 módulos em série e máxima de 11 para o arranjo em projeto.

O número de ramos em paralelo máximo definido pela Equação 13, por sua vez, é igual a 1,0, uma vez que a corrente de curto circuito do módulo coincide com a corrente máxima por MPPT do inversor, 14 A. Por fim, define-se o arranjo de três circuitos séries associando 8, 7 e 7 módulos fotovoltaico conforme pode ser observado na Figura 35, sobretudo, considerando a redução da tensão dos circuitos séries.

Figura 35 – Diagrama unificar de ligação do sistema de geração de energia solar fotovoltaica da ADUFDOURADOS



Fonte: elaborado pela autora

#### 4.2.1 Cálculo da energia gerada do sistema solar fotovoltaico

Considerando que o projeto foi desenvolvido para a geração anual de 16.165,18 kWh, a partir do *Performance Ratio* igual a 77,5%, neste item será calculado a energia gerada pelo sistema utilizando-se os fatores de perda discutidos na seção 2.5.

Tem-se, então, a partir das Equações 14 a 16, o cálculo da energia gerada utilizando-se os coeficientes definidos na Tabela 3 (90,7%), bem como a utilização do método para a determinação da perda por temperatura, e o uso da eficiência do inversor projetado (97,8%), conforme pode ser observado na Tabela 10.

Tabela 10 – Cálculo da energia gerada a partir das perdas no sistema da ADUFDourados

Mês	Temperatura Média (°C)	Temperatura de Operação (°C)	ht (%)	Ft ( )	dias/mês	Irradiância corrigida (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	Geração Estimada (kWh)
Janeiro	32,80	64,70	-13,9%	0,861	31	5,18	1.484,42
Fevereiro	32,80	60,74	-12,5%	0,875	28	5,27	1.385,13
Março	30,50	54,02	-10,2%	0,898	31	5,22	1.560,38
Abril	28,30	47,59	-7,9%	0,921	30	4,90	1.453,46
Mai	24,95	37,79	-4,5%	0,955	31	4,34	1.379,96
Junho	24,55	36,62	-4,1%	0,959	30	4,12	1.272,62
Julho	27,40	44,95	-7,0%	0,930	31	4,21	1.301,94
Agosto	26,95	43,64	-6,5%	0,935	31	5,06	1.572,46
Setembro	28,20	47,29	-7,8%	0,922	30	4,86	1.443,62
Outubro	29,50	51,09	-9,1%	0,909	31	5,01	1.513,97
Novembro	30,50	54,02	-10,2%	0,898	30	5,23	1.512,83
Dezembro	30,70	54,60	-10,4%	0,896	31	5,48	1.634,52
<b>Média</b>	<b>28,93</b>	<b>49,75</b>	<b>-7,8%</b>	<b>0,922</b>	<b>365</b>	<b>4,91</b>	<b>17.515,32</b>

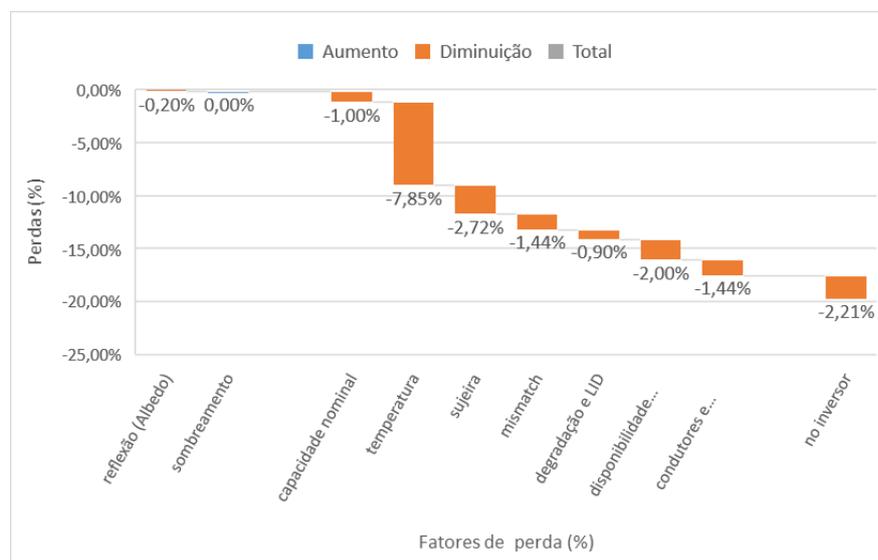
Fonte: elaborado pela autora

Encontra-se, por fim, o fator de perdas igual a 81,74%, 5,47% superior ao *Performance Ratio* utilizado para a obtenção da potência de pico dos módulos (77,5%). Estimando-se 17.515,32 kWh, verifica-se um excesso de geração de 1.350,14 kWh, quando comparado ao estabelecido inicialmente, 16.165,18 kWh. Deve-se considerar, sobretudo, que o arredondamento de 21,14 módulos para 22,00 (o equivalente a 0,86), representa, ao longo de um ano, a geração de 687,87 kWh, restando, por fim, a diferença absoluta de 662,28 kWh no ano, ou ainda, 4,01%. O fluxo energético e a estratificação dos fatores de perdas podem ser observados na Tabela 11 e na Figura 36.

Tabela 11 – Fluxo energético da geração solar fotovoltaica da ADUFDourados

FLUXO ENERGÉTICO		PERDAS DE ENERGIA	
<b>IRRADIÂNCIA HORIZONTAL GLOBAL</b>		1,79	MWh/m <sup>2</sup>
Irradiância global nos módulos fotovoltaicos			
reflexão (Albedo)	$F_{re}$		0,24%
sombreamento	$F_{so}$		-0,20%
<b>ENERGIA APÓS A CONVERSÃO FOTOVOLTAICA</b>		21,65	MWh
capacidade nominal	$F_{cn}$	-0,22	-1,00%
temperatura	$F_t$	-1,70	-7,85%
sujeira	$F_{su}$	-0,59	-2,72%
mismatch	$F_m$	-0,31	-1,44%
degradação e LID	$F_d$	-0,20	-0,90%
disponibilidade (manutenção)	$F_{dm}$	-0,43	-2,00%
condutores e conectores (Ôhmicas)	$F_c$	-0,31	-1,44%
<b>ENERGIA APÓS AS PERDAS CC</b>		17,89	MWh
no inversor	$F_{in}$	-0,48	-2,21%
<b>ENERGIA PRODUZIDA</b>		17,41	MWh

Figura 36 – Fatores de perdas do sistema de geração solar fotovoltaica da ADUFDourados



Fonte: elaborado pela autora

Constata-se, na Figura 36, que a perda por temperatura, com 7,85% é a mais representativa, seguida pela perda devido a sujeira e a disponibilidade. Observa-se através do fluxo energético, Tabela 11, que a energia obtida após a conversão fotovoltaica é de 21,65 MWh em um ano, as perdas no sistema CC reduzem para 17,89 MWh, sendo fornecido em CA 17,41 MWh após a perda no inversor.

### 4.3 COMPARAÇÃO ENTRE O MÉTODO DE CÁLCULO E O USO SOFTWARES ONLINE PVWATTS E SOLAREEDGE

Com o objetivo de se comparar a metodologia de cálculo utilizado para o dimensionamento do sistema de geração solar fotovoltaica e os resultados obtidos utilizando-se outros métodos, o projeto foi submetido a simulação no software PVWATTS Calculator (NREL, 2023) e no SolarEdge Designer (SOLAREEDGE TECHNOLOGIES INC., 2023).

#### 4.3.1 Simulação utilizando-se o software PVWATTS Calculator e SolarEdge Designer

A simulação com o software PVWatts foi realizada inserindo-se a localização do projeto em NREL (2023), a potência CC, 12,1 kW, o tipo do módulo (*Premium*), mantendo as perdas do sistema de 14,08%, o ângulo de inclinação de 8,5°, o azimute de 32° e a eficiência do inversor de 97,8%, conforme Anexo F. O resultado da simulação pode ser observado na Tabela 12.

Tabela 12 – Resultado da análise com o software PVWATTS Calculator para o projeto de energia solar fotovoltaica ADUFDourados

RESULTS		
 <a href="#">Print Results</a>	<b>18,927 kWh/Year*</b>	
Month	Solar Radiation ( kWh / m <sup>2</sup> / day )	AC Energy ( kWh )
January	6.40	1,787
February	6.42	1,626
March	5.95	1,676
April	5.36	1,464
May	4.79	1,384
June	4.47	1,269
July	4.67	1,360
August	5.48	1,574
September	6.03	1,652
October	6.01	1,681
November	6.23	1,681
December	6.35	1,773
<b>Annual</b>	<b>5.68</b>	<b>18,927</b>
Performance Metrics		
DC Capacity Factor	17.9%	

Fonte: elaborado pela autora a partir de (NREL, 2023)

Conforme pode ser observado na Tabela 12, para a simulação no software PVWATTS Calculator, a Irradiação no plano dos módulos média anual é igual a 5,66 kWh/m<sup>2</sup>.dia, a energia gerada é igual a 18,927 MWh enquanto o Fator de Capacidade CC é de 17,9%. Outras informações consideradas para a simulação estão apresentadas no Anexo F.

O software SolarEdge Designer, por sua vez, considera o projeto da topologia utilizando otimizador, acrescentando, ainda, a especificação dos equipamentos, a simulação da influência do sombreamento. Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 37 e no Anexo G.

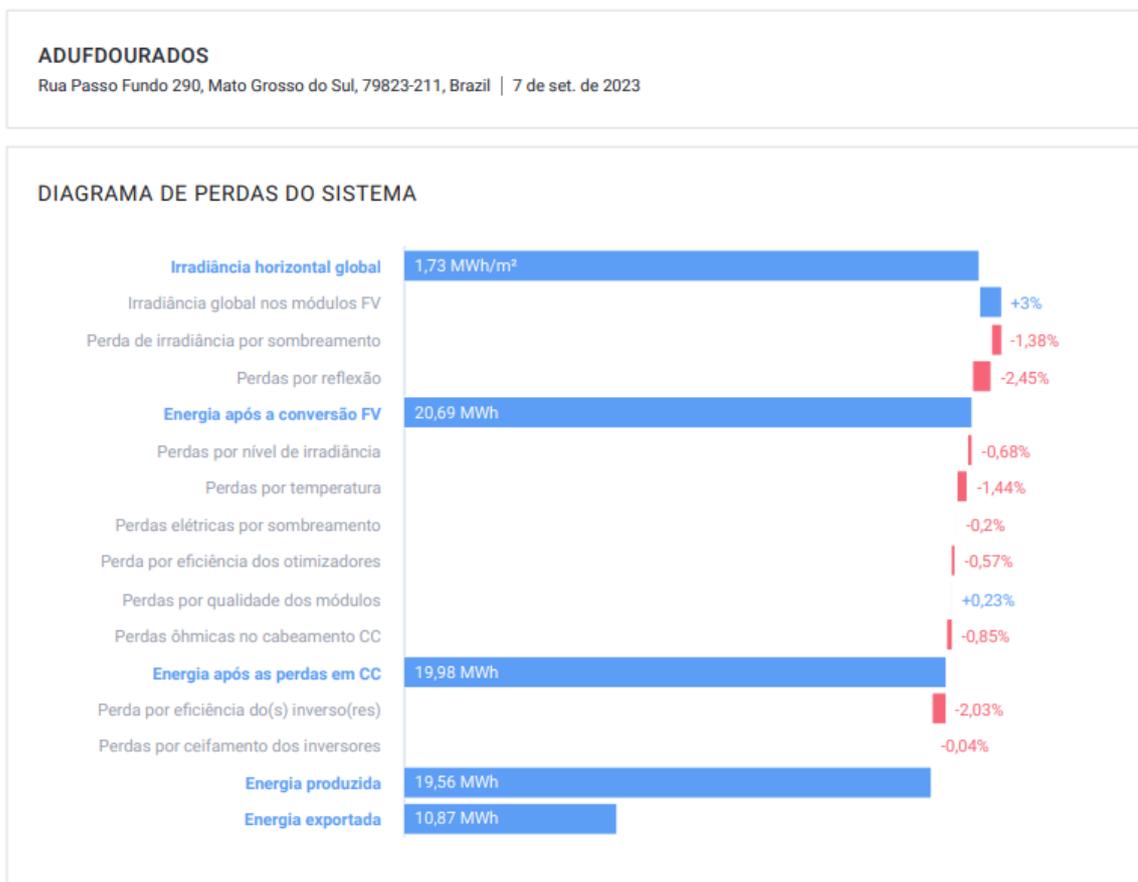
Figura 37 – Resultado da análise com o software SolarEdge Designer para o projeto de energia solar fotovoltaica ADUFDourados



Fonte: elaborado pela autora a partir de (SOLAREGE TECHNOLOGIES INC., 2023)

Conforme pode ser observado na Figura 38, a geração do sistema, utilizando o software SolarEdge Designer, é igual a 19,56 kWh, o equivalente a 3,11 t de CO<sub>2</sub>, ou ainda 143 árvores. O software permite, ainda, a partir da configuração da curva de demanda, caracterizar o autoconsumo (8,7 kWh) e a exportação (10,87 kWh e 7,47 kWh) com base na energia gerada e no consumo, respectivamente. O software apresenta, ainda, o diagrama de perdas do projeto solar fotovoltaico, conforme pode ser observado na Figura 38.

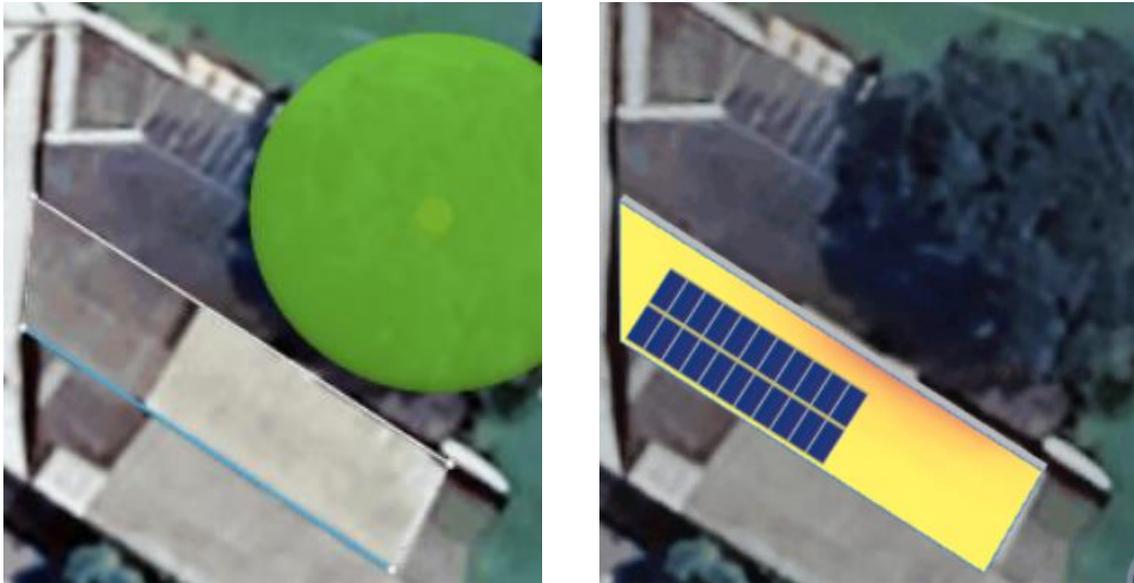
Figura 38 – Diagrama de perdas do projeto de energia solar fotovoltaica da ADUFDourados utilizando o software SolarEdge Designer



Fonte: elaborado pela autora a partir de (SOLAREEDGE TECHNOLOGIES INC., 2023)

Destaca-se, sobretudo, o recurso para a quantificação das perdas por sombreamento, que, conforme Figura 38, o SolarEdge determinou em 1,38% a partir da representação dos obstáculos à irradiação solar nos módulos, em especial, considerando o comportamento anual do sombreamento – Figuras 39 e 40. Observa-se, ainda, que a perda por sombreamento apresentada se refere ao sistema com otimizador, ou microinversor, sendo mais significativa para inversor *string*, entendendo-se como necessária a poda seletiva dos galhos da árvore que representam obstáculo à irradiação solar.

Figura 39 – Representação das imagens da simulação das perdas por sombreamento utilizando o software SolarEdge Designer



Fonte: elaborado pela autora a partir (SOLAREEDGE TECHNOLOGIES INC., 2023)

Figura 40 – Foto do obstáculo para o sistema de geração solar fotovoltaica em projeto na ADUFDourados



Fonte: foto tirada pela autora

A simulação utilizando o software SolarEdge apresenta, ainda, a perda por ceifamento dos inversores, demonstrando o efeito do Fator de Dimensionamento do Inversor (ou *overload*) na redução da energia gerada que, para o projeto, para o FDI igual a 96,2 (ou um *overload* de 3,9%), é igual a 0,04%. Por fim, a síntese dos resultados obtidos utilizando-se o método de cálculo, o software PVWatts Calculator e o SolarEdge Designer são apresentados nas Tabelas 13 e 14.

Tabela 13 – Fluxograma de perdas na geração solar fotovoltaica do projeto da ADUFDourados para os três métodos utilizados

Fatores de perdas	Método de cálculo		PVWatts		SolarEdge	
	(%)	( )	(%)	( )	(%)	( )
sombreamento	0,00	1,000	3,00	0,970	1,38	0,986
sujeira	2,71	0,973	2,00	0,980		
mismatch (elétricas por sombreamento)	1,44	0,986	2,00	0,980	0,20	0,998
reflexão (albedo)	0,20	1,00			2,45	0,976
nível de irradiância					0,68	0,993
qualidade dos módulos					-0,23	1,002
cabeamento e conectores	1,44	0,986	2,50	0,975	0,85	0,992
capacidade nominal	1,00	0,990	1,00	0,990		
degradação e LID	0,90	0,991	1,50	0,985		
disponibilidade	2,00	0,980	3,00	0,970		
eficiência dos otimizadores					0,57	0,994
ceifamento dos inversores					0,04	1,000
<b>Perdas consideradas acima</b>	<b>9,32</b>	<b>0,907</b>	<b>14,08</b>	<b>0,859</b>	<b>5,81</b>	<b>0,942</b>
Fator de correção da irradiação	3,50	0,965				
Perda por temperatura	7,83	0,922	ni*	ni*	1,440	0,986
Perda no inversor	2,20	0,978	2,20	0,978	2,030	0,980
<b>Perdas totais apreciadas</b>	<b>21,12</b>	<b>0,789</b>	<b>15,97</b>	<b>0,840</b>	<b>9,05</b>	<b>0,909</b>
<b>Performance Ratio</b>	<b>22,08</b>	<b>0,779</b>	<b>24,27</b>	<b>0,757</b>	<b>21,75</b>	<b>0,782</b>

Abreviação: \* ni – não indicado.

Fonte: elaborado pela autora

Tabela 14 – Resultados do projeto de geração solar fotovoltaica do projeto da ADUFDourados

Potência, energia e indicadores	Calculado	PVWatts	SolarEdge
Potência de pico dos módulos fotovoltaicos (kWp)	11,63		
Potência comercial dos módulos fotovoltaicos (kWp)	12,10	12,10	12,10
Irradiação anual média no plano dos módulos (kW/m <sup>2</sup> .dia)	5,09	5,68	5,68
Energia gerada teórica (MWh)	22,48	25,09	25,09
Energia gerada (MWh)	17,52	18,93	19,56
<b>Fator de Capacidade (%)</b>	<b>16,52</b>	<b>17,86</b>	<b>18,45</b>
<b>Perdas totais apreciadas (%)</b>	<b>21,12</b>	<b>15,97</b>	<b>9,05</b>
<b>Performance Ratio (%)</b>	<b>0,779</b>	<b>0,755</b>	<b>0,780</b>
<b>Perdas globais (1 - Performance Ratio)*100 (%)</b>	<b>22,08</b>	<b>24,54</b>	<b>22,03</b>

Obs.: \* Devido a sua indisponibilidade, foi replicado do PVWatts para a comparação.

Fonte: elaborado pela autora

Pode se destacar, a partir das Tabelas 13 e 14, que a perda por sombreamento, desconsiderada no método de cálculo, o software PVWatts utiliza 3,0% como fator e o SolarEdge simula 1,38% a partir da identificação da árvore como obstáculo. A perda por disponibilidade do sistema utilizada, por sua vez, é igual a 2,0%. 3,0% e 0% para as três metodologias de projeto. Encontra-se, desta forma, excluindo o fator de correção da irradiação, a perda por temperatura e a perda no inversor, denominada como perda consideradas acima na Tabela 13, 9,32%, 14,08% e 5,81% para os métodos utilizados, respectivamente.

Verifica-se que, acrescentando-se as informações disponíveis na Tabela 12, a utilização da irradiação anual média de diferentes estações, como identificado pelo PVWatts, distante do projeto a 84 milhas, ou 135 km, igual a 5,68 kWh/m<sup>2</sup>.dia (replicada para o SolarEdge), eleva a estimativa da Energia gerada teórica de 22,48 MWh (ao ano) para 25,09 MWh para as simulações no PVWatts e SolarEdge (11,59%). A Energia gerada, por sua vez, são 17,52 MWh, 18,93 MWh e 19,56 MWh, variando, a partir do método de cálculo, 8,1% para o PVWatts e 11,7% para o SolarEdge, respectivamente, e o *Performance Ratio* obtido, por sua vez, definido pela Equação 2, foi 77,9%, 75,5% e 78,0%.

Considerando que as perdas totais apreciadas (as disponíveis pelas simulações) são, 21,12%, 15,97% e 9,05% enquanto as Perdas globais ( $(1 - \text{Performance Ratio}/100) \cdot 100$ ), encontradas são 22,08%, 24,54% e 22,03%, tem-se diferenças de 4,58%, 53,61% e 140,31% para os métodos de projeto utilizados. Assim, enquanto a obtenção de elevadas variações entre as Perdas globais revela a indisponibilidade dos fatores de perdas utilizados nos métodos de simulação dos softwares PVWatts e SolarEdge, a diferença de 11,59% na Energia gerada e a proximidade nos resultados das Perdas globais entre os três métodos, 11,11% e -0,26% (utilizando-se o método de cálculo como base), indica similaridade entre os resultados obtidos e, desta forma, a eficácia do método de cálculo empregado.

#### 4.4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DAS TRÊS TECNOLOGIAS

Considerando as três tecnologia empregadas, inversor *string*, microinversor e otimizador, foram elaborados três orçamentos conforme podem ser observados na Tabela 15.

Tabela 15 – Orçamento das usinas solar fotovoltaica para tecnologia com inversor *string*, microinversor e otimizador para a ADUFDourados

EQUIPAMENTOS E SERVIÇOS	STRING (R\$)	MICRO INVERSOR (R\$)	OTIMIZADOR (R\$)	REFERÊNCIA
Gerador de energia solar Growatt GF 12,1kWp JA DEEP BLUE mono 550W MIN 10kW 3 MPPT mono 220V	32.759,00			(ALDO SOLAR, 2023b)
Gerador de energia solar DEYE MICRO INVERSOR GF 12,1KWP JINKO TIGER PRO MONO 550W SUN 2KW 4MPPT MONO 220V		34.969,00		(ALDO SOLAR, 2023c)
Gerador de energia trifásico SolarEdge SE20.1K 220V otimizador P730 e poli 330W 11,88 kWp			49.799,73*	(ECORI ENERGIA SOLAR, 2020)
Projeto e homologação	1.600,00	1.600,00	1.600,00	(SUNLIGHT BRASIL, 2023)
Instalação	1.350,00	1.350,00	1.350,00	
Benefício e despesas indiretas	5.356,35	5.356,35	5.356,35	
<b>TOTAL</b>	<b>41.065,35</b>	<b>43.275,35</b>	<b>58.106,08</b>	

Obs.: Atualização dos valores de 18/02/2020 à 31/08/2023 considerando a taxa Selic a partir de (BRASIL, 2023).

Fonte: elaborado pela autora

Observa-se na Tabela 15 que a tecnologia com inversor *string*, com investimento de R\$ 41.065,35 possui o menor custo, enquanto o microinversor, com R\$ 43.275,35 é 5,38% superior e, com otimizador, com R\$ 58.106,08, tem seu custo 41,50% acima da primeira tecnologia.

Para a comparação entre as três tecnologias, sobretudo, será considerada a Produtividade energética apresentada na Figura 7, definida por Santos (2021). O autor apresentou um ganho de 5% na geração de energia para os microinversores e 18,2% para a tecnologia utilizando otimizadores que, considerando como base a geração do inversor *string*, 17.515,32 kWh, subtraída a Taxa de disponibilidade trifásica (doze meses de 100 kWh) e, a partir do Preço médio da energia (tarifa com impostos para o mês de maio de 2023), desconsiderando a Contribuição de Iluminação Pública, obtém-se a Tabela 16.

Tabela 16 – Energia e benefício da geração solar fotovoltaica da ADUFDourados

Tecnologias	Energia (kWh)	Ganho (%)	Energia computada (kWh)	Benefício (R\$)
Inversor <i>string</i>	17.515,32	0,00	16.315,32	18.377,58
Microinversor	18.393,14	5,01	17.193,14	19.366,35
Inversor com otimizador	19.281,99	18,18	19.500,19	21.965,02

Fonte: elaborado pela autora

Observa-se que os benefícios anuais, considerando o Preço médio igual a R\$ 1,1264 por kWh e as energias computadas para cada tecnologia, são iguais a R\$ 18.377,58, R\$ 19.366,35 e R\$ 21.965,02. Por fim, é possível avaliar a viabilidade econômica, quando se considera o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) acumulado em 12 meses igual a 3,99% (IBGE, 2023), o reajuste da energia de 1,71429% acima do IPCA (BADRA, 2023), e a taxa de juros anual para financiamento de energia solar igual a 13,22% (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2023) conforme é apresentado na Tabela 17.

Tabela 17 – Avaliação da viabilidade econômica das tecnologias utilizando inversor *string*, microinversor e otimizador geração da ADUFDourados

Tecnologias	Investimento (R\$)	Benefício geração (R\$)	IPCA (%)	Reajuste Energia (%)	Taxa Juros (%)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback Descontado
<b>Inversor string</b>	41.065,35	18.377,58				237.631,05	103,88%	2 anos e 7 meses
<b>Microinversor</b>	43.275,35	19.366,35	3,99	5,70	13,22%	250.770,75	103,95%	2 anos e 7 meses
<b>Inversor otimizador</b>	58.106,08	21.965,02				273.261,18	93,57%	3 anos e 3 meses

Fonte: elaborado pela autora

A avaliação foi desenvolvida para um horizonte de 15 anos, considerando ainda, a depreciação na geração de 2% no primeiro ano e 0,52% para os anos seguintes, duas limpezas ao ano com custo de R\$ 10,00 por módulos e o financiamento do investimento em quatro anos. Tem-se, como resultado, de acordo com a Tabela 15, o tempo de retorno de 2 anos e 7 meses para as tecnologias *string* e microinversor e 3 anos e 3 meses para o uso de otimizadores. Enquanto o Valor Presente Líquido (VPL) obtido foi de R\$ 237.631,05, R\$ 250.770,75 e R\$ 273.261,18, a Taxa Interna de Retorno foram de 103,88%, 103,95% e 93,57% para as tecnologias utilizando *string*, microinversor e otimizador, respectivamente.

Observa-se, então, que, o aumento do custo da tecnologia microinversor (5,38%) é compensado pelo aumento da geração (5,38%) de forma a obter o mesmo tempo de retorno, outrossim, a maior geração implica em maior VPL. A escolha do sistema pode considerar, ainda, a individualização a nível de módulo (MLPE), apresentadas no Capítulo 2, destacando a redução das perdas por *mismatch* decorrentes da degradação diferente dos módulos, a dispensa do uso de espaços internos à construção para a instalação da caixa para seccionamento e dispositivo de proteção contra surto (DPS) (*string box*) e a maior segurança devido a limitação da tensão do módulo, levando a escolha do projeto com microinversores.

Por outro lado, o aumento da geração do sistema utilizando otimizador não foi suficiente para compensar o investimento, aumentando tempo de retorno em 8 meses, sobretudo, este sistema apresenta o maior VPL. Observa-se, ainda, que sistemas de diferentes potências devem ser analisados considerando a vida útil dos equipamentos, a manutenção, a economia de escala na aquisição dos equipamentos e instalação, a segurança, dentre outros fatores.

## 5 CONCLUSÃO

O uso de fontes de energia não renováveis vem comprometendo a sustentabilidade de nosso planeta devido aos resíduos e emissões produzidas, representando, ainda, no mundo, 71,1% da matriz elétrica. O Brasil, sobretudo, com renovabilidade igual a 92,1%, vem apresentando um elevado crescimento na geração solar fotovoltaica, 82,4% entre 2022 e 2021, alcançando uma potência superior a 32,6 GW, R\$ 159,1 bilhões em novos investimentos privados, mais de 979,7 mil novos empregos e mais de 41,0 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas.

Dessa forma, esse trabalho apresentou a aplicação de três metodologias para o desenvolvimento de um projeto de uma usina solar fotovoltaica, uma através do cálculo, dando ênfase a caracterização das perdas no sistema, e duas utilizando-se softwares online gratuitos – PVWatts Calculator e SolarEdge Designer. Foi considerado, ainda, três tecnologias utilizadas, o uso do inversor *string*, os microinversores e o inversor com otimizadores.

O projeto foi, então, aplicado na Associação dos Docentes da Universidade Federal da Grande Dourados (ADUFDourados) considerando a energia anual consumida em 2019 (período pré-pandemia), a ampliação de dois quiosques em projeto, a iluminação de um campo de futebol e o *retrofit* de outro – obteve-se, assim, a necessidade de geração de 16.165,2 kWh. O projeto de um sistema de energia solar fotovoltaica dimensionado foi de 22 módulos de 550 Wp, ou ainda, 12,1 kW.

A tecnologia utilizando inversor *string* dimensionado foi de 10,5 kW, e as perdas calculadas alcançaram 21,12%, enquanto as Perdas globais obtida foi de 22,08%, com uma variação de 4,58%, demonstrando a eficácia no procedimento de cálculo e fatores de perdas utilizados. Sobretudo, variações de 11,11% e -0,26 % entre o método de cálculo, a simulação utilizando o software PVWatts Calculator e SolarEdge Designer, respectivamente, confirmam a equivalência nos resultados obtidos. Por outro lado, diferenças de 53,61% e 140,31% entre as perdas considerando os fatores disponíveis pelos softwares e as perdas globais para as simulações, indicam a dificuldade da correspondência detalhada do fluxo energético entre os métodos empregados.

Por fim, a análise de viabilidade econômica resultou na escolha do sistema utilizando microinversores, em especial, considerando também, a redução das perdas por *mismatch* decorrentes da degradação diferente dos módulos e devido ao sombreamento provocado pela árvore existente – recomenda-se, sobretudo, a poda seletiva dos galhos que sobreiam os

módulos – da dispensa do uso de espaços internos à construção para a instalação da caixa para seccionamento e dispositivo de proteção contra surto (DPS) e a maior segurança devido a limitação da tensão do módulo, uma vez a proximidade com o resultados da tecnologia *string*. Os resultados obtidos foram: tempo de retorno de 2 anos e 7 meses para as tecnologias *string* e microinversor e 3 anos e 3 meses para o uso de otimizadores, Valor Presente Líquido de R\$ 237.631,05, R\$ 250.770,75 e R\$ 273.261,18 e Taxa Interna de Retorno iguais a 103,88%, 103,95% e 93,57% para as tecnologias utilizando *string*, microinversor e otimizador, respectivamente.

Entende-se, por fim, que sistemas de diferentes potências devem ser analisados caso a caso considerando a vida útil dos equipamentos, a manutenção, a economia de escala na aquisição do sistema e instalação, a segurança, dentre outros fatores. Indica-se, sobretudo, que novas pesquisas podem dar continuidade ao estudo dos fatores de perdas e suas relações com as tecnologias *string*, microinversor e otimizador; que o uso de outros orçamentos, em especial, fornecido por empresas com experiência em projetos e instalações dos sistemas propostos, podem contribuir para esta pesquisa.

## REFERÊNCIAS

ABNT. **ABNT NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos não halogenados, isolados, com cobertura - requisitos de desempenho.** 2020.

ABNT. **ABNT NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - requisitos de projeto.** 2019.

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 28 mar. 2023.

ALBUQUERQUE, V. C. de. **AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MINIGERAÇÃO CONECTADO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA** Vanessa Cardoso de Albuquerque. Rio de Janeiro: Departamento de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2019.

ALDO SOLAR. **E-commerce.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/>. Acesso em: 31 ago. 2023.

ALDO SOLAR. **Inversor string 10 kW.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/produto/183700-6/gerador-de-energia-solar-growatt-ondulada-romagnole-aldo-solar-on-grid-gf-121kwp-ja-deep-blue-mono-550w-min-10kw-3mppt-mono-220v>. Acesso em: 31 ago. 2023.

ALDO SOLAR. **Microinversor 12,1 kW.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/produto/195067-0/gerador-de-energia-solar-deye-micro-inversor-ondulada-romagnole-aldo-solar-on-grid-gf-121kwp-jinko-tiger-pro-mono-550w-sun-2kw-4mppt-mono-220v-com-cabo>. Acesso em: 31 ago. 2023.

ALÍPIO, A. de S.; MAZZUCO, I. M. **Análise da viabilidade de overload de inversores na geração de energia fotovoltaica na região Sul de Santa Catarina.** [S. l.: s. n.], 2021.

ARAUJO, A. J. N. de; RANK, N. I.; BUENO, T. B. de A. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba.** 2016. 86 f. - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, [s. l.], 2016.

AUTODESK, I. **AutoCad 2021: Ferramenta CAD (Computer Aided Design): versão para docente.** Versão 2021. [S. l.: s. n.], 2021.

BADRA, M. **Conta de luz residencial segue mais alta que a inflação em 8 anos.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/conta-de-luz-residencial-segue-mais-alta-que-a-inflacao-em-8-anos/>. Acesso em: 31 ago. 2023.

BELENERGY. **Modulo fotovoltaico MFVHO-MO-144-550W.** [S. l.], 2021. Disponível em: <https://belenergy.com.br/modulos/>. Acesso em: 20 jul. 2023.

BENEDITO, R. da S. **Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os Aspectos Técnico, Econômico e Regulatório.** 2009. 110 f. - Universidade de São Paulo, [s. l.], 2009. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/publico/DissertRicardoBenedito.pdf>.

BLUESOL ENERGIA SOLAR. **Financiamento de Energia Solar: Linhas para Você Obter o Melhor Retorno Financeiro com o Seu Sistema.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/financiamento-de-energia-solar/>. Acesso em: 31 ago. 2023.

BRASIL, B. C. do. **Calculadora do cidadão.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/corrigirPelaSelic.do?method=corrigirPelaSelic>. Acesso em: 31 ago. 2023.

BRASIL. **Lei no 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. 2022.

CASAS BAHIA. **Freezer Vertical Flex.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.casasbahia.com.br/ar-ventilacao/ar-condicionado/Split/ar-condicionado-split-lg-dual-inverter-voice-36000-btus-quente-e-frio-220v-1502259230.html?IdSku=1502259230>. Acesso em: 1 jul. 2023.

CONEXLED. **Projeto de iluminação de campo de futebol society.** [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.conexled.com.br/blog/quadra-de-futebol-society-com-luminarias-de-led%0A>. Acesso em: 21 mar. 2022.

CRESESB/CEPEL. **Potencial Solar - SunData v 3.0.** [S. l.], 2023. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 13 jul. 2023.

DOBOS, A. P. **PVWatts Version 5 Manual - Technical Report NREL/TP-6A20-62641.** [S. l.: s. n.], 2014. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62641.pdf>.

ECORI ENERGIA SOLAR. **Planilha de orçamento geração otimizador 12,1 kW Poli 330 W.** [S. l.], 2020. Disponível em: [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwir0\\_PV1p6BAxV0HbkGHdJ2BNgQFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.ecorienergiasolar.com.br%2Ftabela\\_distribuicao%2FEcori-Tabela-Distribuicao.xlsx&usq=AOvVaw1UhyyrRE3UeG\\_eGJXA-JIP&opi=89978](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwir0_PV1p6BAxV0HbkGHdJ2BNgQFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.ecorienergiasolar.com.br%2Ftabela_distribuicao%2FEcori-Tabela-Distribuicao.xlsx&usq=AOvVaw1UhyyrRE3UeG_eGJXA-JIP&opi=89978). Acesso em: 31 ago. 2023.

ENERGYMAG. **Nameplate Capacity or Rated Output.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://energymag.net/nameplate-capacity-or-rated-output/>. Acesso em: 19 jul. 2023.

EPE. **Balanco Energético Nacional Relatório Síntese 2023: Ano base 2022.** [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: [file:///C:/Users/aureo/Downloads/BEN\\_Síntese\\_2023\\_PT v2.pdf](file:///C:/Users/aureo/Downloads/BEN_Síntese_2023_PT v2.pdf).

EPE. **Matriz Energética e Elétrica.** [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 31 ago. 2023.

FOLETTTO, N. A. **Projeto e análise de eficiência energética de posto de combustível.** 2021. 99 f. - Universidade de Caixias do Sul, [s. l.], 2021. Disponível em: [https://repositorio.uces.br/xmlui/bitstream/handle/11338/11133/TCC\\_Matheus\\_Augusto\\_Foletto.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.uces.br/xmlui/bitstream/handle/11338/11133/TCC_Matheus_Augusto_Foletto.pdf?sequence=1&isAllowed=y).

GENYX POWER SOLAR. **Sobredimensionamento (oversizing) e clipping – vantagens e desvantagens no sistema fotovoltaico.** [S. l.], 2023. Disponível em:

<https://genyx.com.br/sobredimensionamento-oversizing/>. Acesso em: 6 jul. 2023.

GOOGLE EARTH. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: [https://earth.google.com/web/search/22°12'41"S,+54°49'51"W/@-22.2113889,-54.8308333,440.70733114a,969.44064093d,35y,-152.86378095h,45t,0r/data=CmQaOhI0Gcc8PJUdNjbAIcD23b5YakvAKiAyMsKwMTLigJk0MeKAnVMsIDU0wrA0OeKAmTUx4oCdVxgCIAEiJgokCeyj\\_pGvcjTAEaUyySytdDTA](https://earth.google.com/web/search/22°12'41).

IBGE, A. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/37625-ipca-foi-de-0-12-em-julho>. Acesso em: 31 ago. 2023.

IDEAL ESTUDOS E SOLUÇÕES SOLARES. **GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**. [S. l.: s. n.], 2019.

KUMAR, N. M.; DASARIB, S.; REDDY, J. B. Availability factor of a PV power plant: evaluation based on generation and inverter running periods. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 147, p. 71–77, 2018. Disponível em: <https://pdf.sciencedirectassets.com/277910/1-s2.0-S1876610218X00058/1-s2.0-S1876610218301917/main.pdf?X-Amz-Security-Token=IQoJb3JpZ2luX2VjEAsaCXVzLWVhc3QtMSJIMEYCIQDsbrRhHD3wMvbScdR%2B8T7zzsy%2FMRn2e6T33sT4iy0L5wIhAJBkckBx9mF6z7vOuqlhoiKv9%2BXnyDN8QLa%2B>.

MAIRHOFER, I. B. F. **Análise de desempenho da usina solar fotovoltaica instalada na Universidade Federal da Grande Dourados**. 2023. 21 f. - Universidade Federal da Grande Dourados, [s. l.], 2023.

MARION, B. *et al.* Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. [s. l.], p. 9, 2005. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37358.pdf>.

MERCOSOLSOLAR. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.mercosulsolar.com.br/modulos-sunergy-570w-mbb-half-cell-mono-sun72m-h8-previs-o-22-02-23.html>. Acesso em: 5 jul. 2023.

MODEL, D. A. **Análise Do Desempenho De Uma Usina Fotovoltaica: Valores De Projeto Versus Valores Reais**. 2021. 0–69 f. - Universidade de Vale do Taquari, [s. l.], 2021. Disponível em: <https://www.univates.br/bduserver/api/core/bitstreams/2e69d08f-4a59-4983-b62a-eaee607454c9/content>.

NREL. **PVWatts Calculator V.8**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://pvwatts.nrel.gov/>. Acesso em: 10 jun. 2023.

OLIVEIRA, L. G. M. **Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 2017. 242 f. - Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), [s. l.], 2017.

OLIVEIRA, L. dos S.; GUERRA, F. K. de O. V. **Avaliação do desempenho de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede em cidades do RN**. 2020. 1–10 f. [s. l.], 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufersa.edu.br/handle/prefix/6369>.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [S. l.: s. n.], 2014.

RAMPINELLI, G. A.; MACHADO, S. **Manual de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída: Teoria e prática**. [S. l.: s. n.], 2021.

ROYER, R.; FERREIRA JUNIOR, C. J. **Engenharia de Produção: produtividade e competitividade**. [S. l.: s. n.], 2019.

SANTOS, I. P. dos *et al.* **Ábacos Para Análise Simplificada De Orientação E Inclinação De Sistemas Solares Fotovoltaicos Integrados a Edificações**. [s. l.], n. April 2016, 2012. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/301227397>.

SANTOS, B. de S. **Análise de Desempenho e Retorno de Capital Aplicado em Sistemas Fotovoltaicos com Inversor String , Microinversor e Inversor com Otimizador de Potência**. 2021. 48 f. - Universidade Federal de Uberlândia, [s. l.], 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/31976>.

SEREJO, E. C. **Projeto Arquitetônico ADUFDOURADOS: regularização de edificação**. [S. l.: s. n.], 2019.

SILVA, J. L. de S. *et al.* **Avaliação do custo de arquiteturas fotovoltaicas para uma planta residencial em diferentes localidades no Brasil. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Fortaleza - CE, p. 11, 2020. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens>.

SILVA, F. D. M. **Projeto de uma miniusina solar fotovoltaica Para o centro de intendência da marinha em Natal (CEIMNA)**. 2018. 150 f. - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, [s. l.], 2018. Disponível em: [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjJ-cL6kpOAAxXiA7kGHbkAD1U4ChAWegQILhAB&url=https%3A%2F%2Frepositorio.ufrn.br%2Fbitstream%2F123456789%2F25855%2F1%2FFranciscoDavidMotaSilva\\_DISSERT.pdf&usq=AOvVaw1fNoBiaJNhUyjPlu9SI5](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjJ-cL6kpOAAxXiA7kGHbkAD1U4ChAWegQILhAB&url=https%3A%2F%2Frepositorio.ufrn.br%2Fbitstream%2F123456789%2F25855%2F1%2FFranciscoDavidMotaSilva_DISSERT.pdf&usq=AOvVaw1fNoBiaJNhUyjPlu9SI5).

SOLAREEDGE. **Sobredimensionamento do inversor: o que você deve saber**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.solareedge.com/br/solareedge-blog/sobredimensionamento-do-inversor>. Acesso em: 6 jul. 2023.

SOLAREEDGE TECHNOLOGIES INC. **SolarEdge Designer**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.solareedge.com/br/products/installer-tools/designer>.

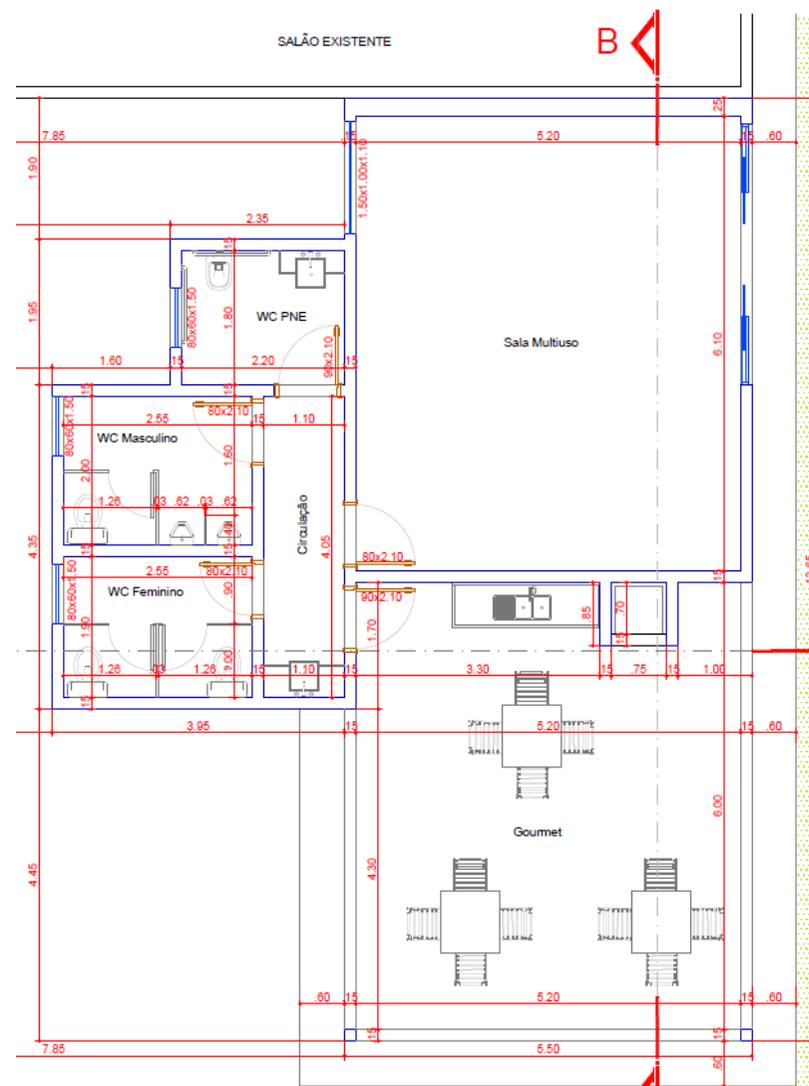
SOUSA, R. **Fontes de energia; Brasil Escola**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/geografia/fontes-energia.htm>. Acesso em: 31 ago. 2023.

SUNLIGHT BRASIL. **Elaboração de projetos de micro e mini-geração**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://sunlightbrasil.com.br/projeto-de-energia-solar/>. Acesso em: 31 ago. 2023.

WEG. **Inversor SIW200G M105 W0**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h09/h17/WEG-SIW-inversores-string-50105878-pt.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2023.

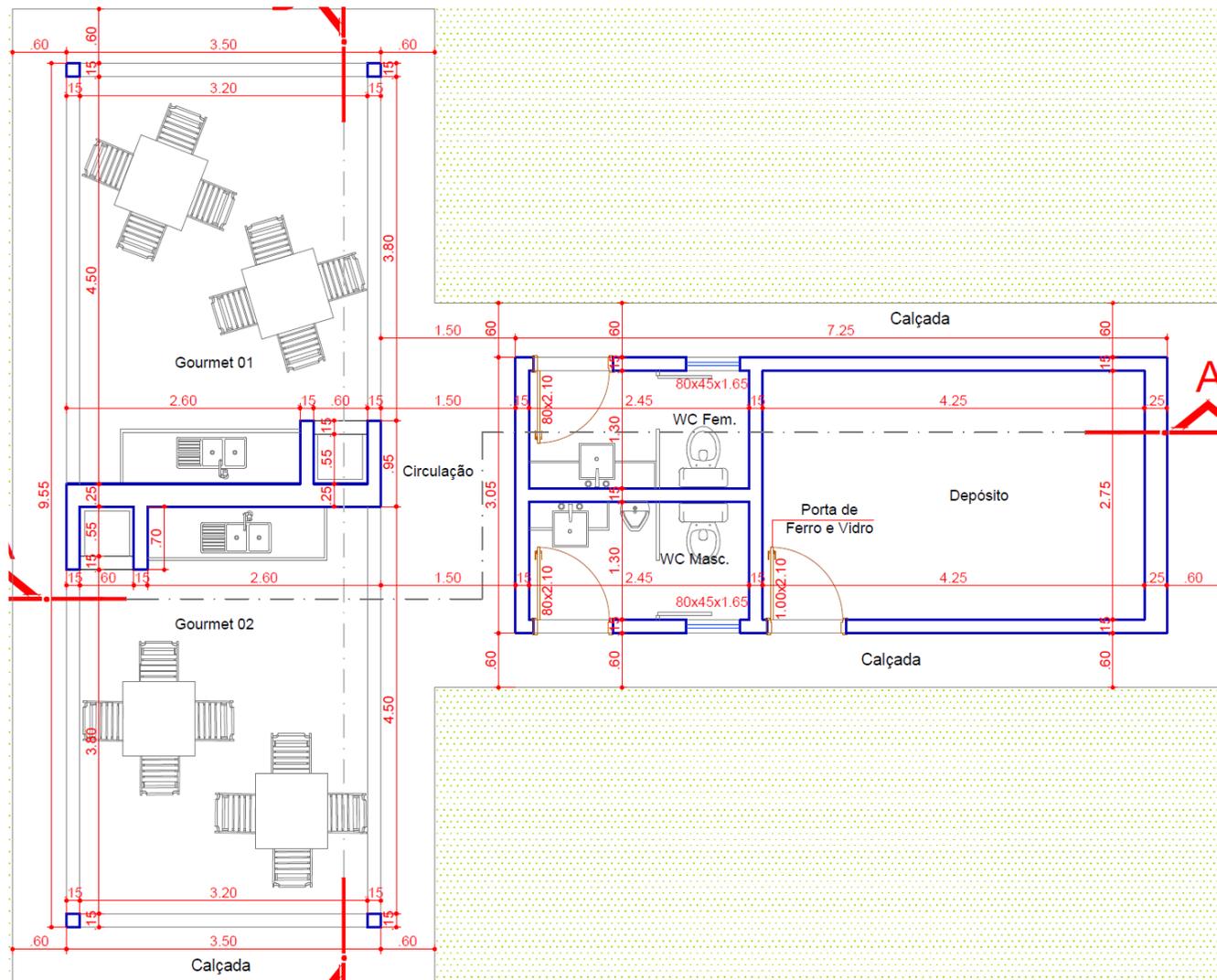


## ANEXO B – Planta baixa quiosque 01 em projeto da ADUFDourados



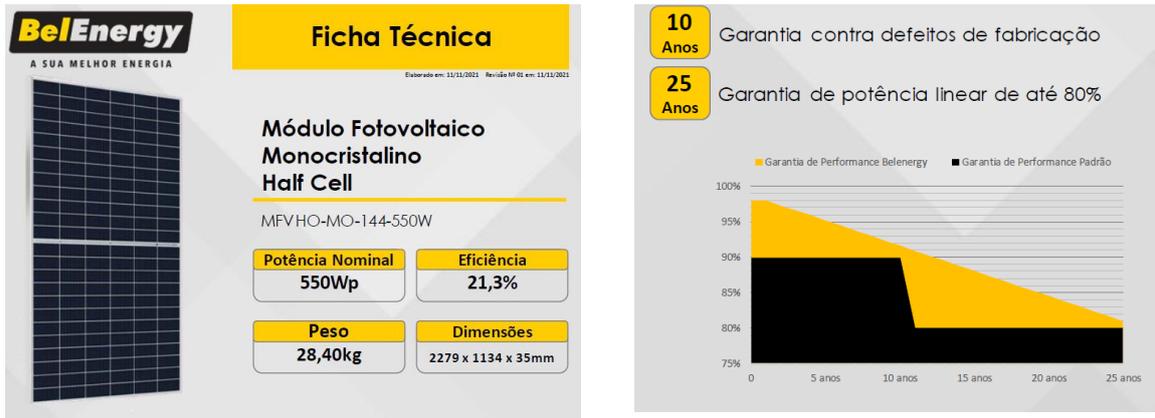
Fonte: (SEREJO, 2019)

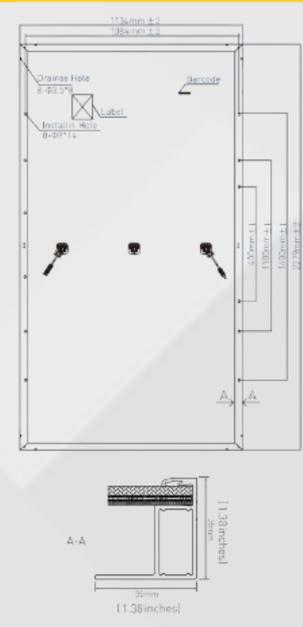
## ANEXO C – Planta baixa quiosque 02 em projeto da ADUFDourados



Fonte: (SEREJO, 2019)

## ANEXO D – Datasheet do módulo fotovoltaico BelEnergy 550 Wp



Características Elétricas		Desenho Técnico				
Potência Nominal (Pmax):	535Wp	540W	545W	550W	 <p>The technical drawing shows the module's dimensions: 2279mm (90 inches) by 1134mm (45 inches) by 35mm (1.38 inches). It also shows the location of the Drainage Hole (Ø 23.75), Label, and Installation Hole (Ø 11.5). The drawing includes a cross-section A-A showing the module's profile.</p>	
Tensão de Operação (Vmp):	40,88V	41,01V	41,15V	41,28V		
Corrente de Operação (Imp):	13,09A	13,17A	13,24A	13,32A		
Tensão de Circuito Aberto (Voc):	49,40V	49,53V	49,67V	49,80V		
Corrente de Curto Circuito (Isc):	13,77A	13,85A	13,93A	14,01A		
Eficiência do Módulo:	20,7%	20,9%	21,1%	21,3%		
*Valores em condições padrões de teste (STC)						
Potência Nominal (Pmax):	398Wp	402Wp	406Wp	410Wp		
Tensão de Operação (Vmp):	38,05V	38,19V	38,32V	38,46V		
Corrente de Operação (Imp):	10,46A	10,52A	10,58A	10,64A		
Tensão de Circuito Aberto (Voc):	46,63V	46,75V	46,88V	47,00V		
Corrente de Curto Circuito (Isc):	11,12A	11,19A	11,25A	11,32A		
*Valores em condições padrões de teste (NOCT)						

Condições de Operação		Certificações	
Tensão Máxima do Sistema:	1500V	Performance:	IEC61215
Corrente Máxima do Fusível:	25A	Segurança:	IEC61730
Tolerância de Potência:	0~+5W	Registro INMETRO:	007423/2021
Temperatura de Operação do Módulo:	-40°C~+85°C		
Coeficientes de Temperatura			
Coeficiente de Temperatura de Pmax:		-0,350% (W/°C)	
Coeficiente de Temperatura de Voc:		-0,27% (V/°C)	
Coeficiente de Temperatura de Isc:		+0,048% (A/°C)	
Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT):		44±2°C	



ENERGIA SOLAR

ANEXO E – Datasheet do inversor *string* monofásico 10,5 kW WEG

## Inversor String Monofásico SIW200G

A linha SW200G tem o foco no segmento residencial, é competitiva, versátil e segura, além da topologia robusta e do uso da convecção natural que conferem baixa manutenção e alta durabilidade. Atende às principais normas de segurança para sistemas fotovoltaicos, assim como de conexão às redes brasileiras.



Especificações técnicas	SIW200G M080 W0	SIW200G M090 W0	SIW200G M105 W0
<b>Eficiência</b>			
Eficiência máxima	97,8%	97,8%	97,8%
<b>Entrada</b>			
Tensão de entrada máxima	600 V	600 V	600 V
Faixa de operação do MPPT	80 V ~ 550 V	80 V ~ 550 V	80 V ~ 550 V
Tensão de partida	120 V	120 V	120 V
Corrente de entrada máxima/MPPT	14 A	14 A	14 A
Corrente máxima de curto-circuito/MPPT	18 A	18 A	18 A
Número de MPPTs	3	3	3
Número máximo de entradas por MPPT	1	1	1
<b>Saída CA</b>			
Conexão à rede	Monofásica	Monofásica	Monofásica
Potência nominal de saída	8.000 W	9.000 W	10.500 W
Potência aparente máxima	8.800 VA	9.900 VA	10.500 VA
Tensão de saída nominal	220 V	220 V	220 V
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	40 A	45 A	47,7 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado/ 0,8 atrasado	0,8 adiantado/ 0,8 atrasado	0,8 adiantado/ 0,8 atrasado
Distorção harmônica total máxima	≤3%	≤3%	≤3%
<b>Proteção</b>			
Proteção anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim	Sim	Sim
Monitoramento da isolação	Sim	Sim	Sim
Supressor de surto CC / CA	Sim	Sim	Sim
Monitoramento de correntes residuais	Sim	Sim	Sim
Proteção contra sobrecorrente CA	Sim	Sim	Sim
Proteção contra curto-circuito CA	Sim	Sim	Sim
Proteção contra sobretensão CA	Sim	Sim	Sim
Proteção contra sobretensão CA	Sim	Sim	Sim
Proteção contra sobretensão CA	Sim	Sim	Sim
Proteção contra sobretensão CA	Sim	Sim	Sim
<b>Dados gerais</b>			
Faixa de temperatura de operação	-20 ~ 60°C	-20 ~ 60°C	-20 ~ 60°C
Umidade relativa de operação	0% RH ~ 100% RH	0% RH ~ 100% RH	0% RH ~ 100% RH
Altitude de operação	0 ~ 3.000 m	0 ~ 3.000 m	0 ~ 3.000 m
Resfriamento	Convecção natural	Convecção natural	Convecção natural
Display	Tela LCD, teclas touch	Tela LCD, teclas touch	Tela LCD, teclas touch
Comunicação	RS485, Wi-Fi	RS485, Wi-Fi	RS485, Wi-Fi
Peso (incluindo suporte de montagem)	19 kg	19 kg	19 kg
Dimensão (incluindo suporte de montagem)	440 x 380 x 167 mm	440 x 380 x 167 mm	440 x 380 x 167 mm
Grau de proteção	IP65	IP65	IP65
Modo de operação	On-Grid	On-Grid	On-Grid

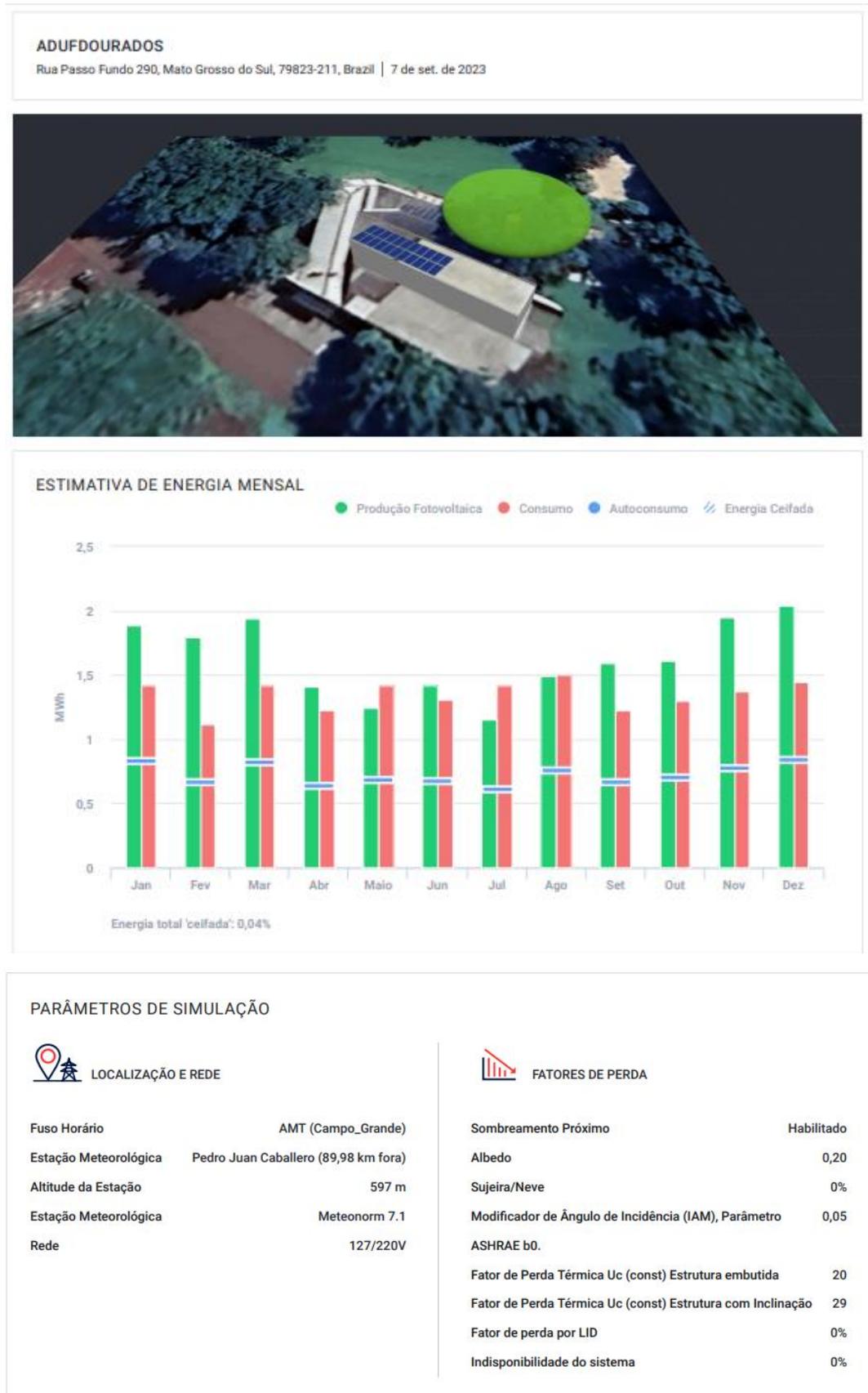
Fonte: (WEG, 2023)

## ANEXO F – Simulação utilizando o softwares PVWatts Calculator

Location and Station Identification						
Requested Location	Rua Passo Fundo, 290 – Jardim Universitário, Dourados – MS, CEP 79823-211					
Weather Data Source	Lat, Lng: -20.99, -54.82 84 mi					
Latitude	20.99° S					
Longitude	54.82° W					
PV System Specifications						
DC System Size	12.1 kW					
Module Type	Premium					
Array Type	Fixed (roof mount)					
System Losses	14.08%					
Array Tilt	8.5°					
Array Azimuth	32°					
DC to AC Size Ratio	1.2					
Inverter Efficiency	97.8%					
Ground Coverage Ratio	0.4					
Albedo	<i>From weather file</i>					
Bifacial	No (0)					
Monthly Irradiance Loss	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June
	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Monthly Irradiance Loss	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec
	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Performance Metrics						
DC Capacity Factor	17.9%					

Fonte: elaborado pela autora em NREL (2023)

## ANEXO G – Simulação utilizando o software SolarEdge Designer



Fonte: elaborado pela autora utilizando o (SOLAREEDGE TECHNOLOGIES INC., 2023)