

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA

RENATA LAUTERT YANG

**ESTIMAÇÃO DA TAXA DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE COM DIFERENTES TECNOLOGIAS NO ESTADO DO
PARANÁ**

DISSERTAÇÃO

CURITIBA
2020

RENATA LAUTERT YANG

**ESTIMAÇÃO DA TAXA DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE COM DIFERENTES TECNOLOGIAS NO ESTADO DO
PARANÁ**

**Estimation of the performance ratio of grid-connected photovoltaic systems
with different technologies in the state of Paraná**

Dissertação apresentada como requisito para
obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica
da Universidade Tecnológica Federal do Paraná
(UTFPR).

Orientador: Jair Urbanetz Junior

Coorientador: Gerson Máximo Tiepolo

CURITIBA

2020



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO - CAMPUS CURITIBA
SECRETARIA GERAL DO STRICTO SENSU SEDE CENTRO - CT



TERMO DE APROVAÇÃO DE DISSERTAÇÃO Nº 39

A Dissertação de Mestrado intitulada **ESTIMAÇÃO DA TAXA DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM DIFERENTES TECNOLOGIAS NO ESTADO DO PARANÁ**, defendida em sessão pública pelo(a) candidato(a) **Renata Lautert Yang**, no dia 25 de setembro de 2020, foi julgada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, área de concentração Automação e Sistemas de Energia, linha de pesquisa Processamento e Análise de Energia, e aprovada em sua forma final, pelo Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia.

Prof. Dr. Jair Urbanetz Júnior - UTFPR - Presidente

Prof. Dr. Jorge Assade Leludak - UTFPR - Membro Interno

Profa. Dra. Luciana Neves Canha - UFSM - Membro Externo

Prof. Dr. Jair Urbanetz Júnior - UTFPR - Presidente

Prof. Dr. Jorge Assade Leludak - UTFPR - Membro Interno

Profa. Dra. Luciana Neves Canha - UFSM - Membro Externo - Participação ONLINE por Google Meet

Este Termo de Aprovação encontra-se na pasta do aluno na Secretaria do Programa, contendo a assinatura da Coordenação realizada após a entrega da versão final, incluindo correções necessárias, permitindo o encaminhamento para análise e publicação no Repositório Institucional.

Assinado eletronicamente por

Coordenador do Programa
OHARA KERUSAUSKAS RAYEL

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida, pela família em que me colocou, pelas amizades únicas que me concedeu, pelas oportunidades que me proporcionou e por me sustentar a cada dia.

À minha família pelo suporte sempre presente, independente das circunstâncias. Sou grata pelo apoio contínuo que recebo, das mais diversas formas, certamente vocês são como anjos na minha vida. Obrigada por alegrarem meus dias e me passarem a confiança de que posso contar com vocês em todo o tempo.

Aos meus orientadores, professores Dr. Gerson Máximo Tiepolo e Dr. Jair Urbanetz Jr, por acreditarem no meu potencial, possibilitarem o desenvolvimento desta pesquisa e pela confiança nas diversas fases do meu mestrado. Agradeço ainda pelo aprendizado obtido através de vocês, pelo direcionamento nos meus estudos, pelas sábias e preciosas palavras que auxiliaram a fundamentar minha pesquisa.

Aos demais professores e colegas integrantes do Laboratório de Energia Solar (LABENS) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), pelo convívio agradável e descontraído durante estes anos. Estas amizades tornaram este tempo produtivo mais leve.

À UTFPR pela oportunidade da construção do conhecimento em suas dependências, através de excelentes professores do Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia (PPGSE).

À COPEL – Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos para realização da minha pesquisa no âmbito do projeto de P&D "ANEEL PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas".

Aos professores integrantes da banca examinadora pelo tempo e conhecimento investidos em sugestões e questionamentos a fim de aprimorar esta pesquisa.

Aos demais amigos, os quais são preciosos para mim e me auxiliaram de diferentes maneiras ao longo destes anos, proporcionando valioso suporte de diversas formas.

*“Não seja sábio aos seus próprios olhos.
Dedique à disciplina o seu coração, e os seus
ouvidos às palavras que dão conhecimento.”
(Provérbios 3.7a, 23.12)*

RESUMO

YANG, Renata Lautert. **Estimação da taxa de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com diferentes tecnologias no estado do Paraná**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

A demanda crescente de energia elétrica no Brasil, associada ao desenvolvimento sustentável levam à busca e exploração de fontes renováveis de geração de energia. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR) tem aumentado significativamente sua potência instalada no Brasil e no Paraná nos últimos anos, atraindo mais pesquisas com o intuito de analisar seu desempenho. Este estudo visa estimar a taxa de desempenho (TD) para SFVCR no Paraná para quatro tecnologias de módulos fotovoltaicos: silício monocristalino (m-Si), silício policristalino (p-Si), disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe); instalados em seis cidades do Paraná, representando diferentes microclimas do Estado. O conhecimento da TD é relevante para determinar o desempenho destes sistemas, descontando as diversas formas de perdas existentes, principalmente àquelas devido a temperatura da célula fotovoltaica. Não se tem registro de um estudo amplo para este tipo de estimação, impossibilitando o conhecimento de dados mais acurados para o Paraná. Para efetuar a análise quantitativa das perdas do sistema, primeiramente foi estimada a temperatura na célula fotovoltaica (T_c) através da análise de nove equações encontradas na literatura internacional. Posteriormente, a partir destes valores foram calculadas as perdas por temperatura através de métodos descritos na literatura, somada aos outros tipos de perdas apresentados nos SFVCR em outras publicações. De forma geral, a equação que modelou melhor a T_c nos SFVCR estudados foi proposta por Schott (1985). As perdas por temperatura foram menores nos painéis de CdTe, cujo coeficiente de perda de potência com o aumento da temperatura é o menor entre as tecnologias estudadas. De modo geral, as estimativas indicaram TDs mais baixas em meses quentes e irradiância elevada. Nos cálculos envolvendo dados reais, os sistemas de CdTe apresentaram TDs mais elevadas. Na estimativa, em geral, as tecnologias que apresentaram maior TD média estimada foram as de m-Si, que possui módulo fotovoltaico com maior eficiência (18,8%), e a de p-Si. A tecnologia de CdTe apresentou maiores TDs estimadas apenas em Campo Mourão e Medianeira. Quando a estimativa foi comparada com valores reais, percebeu-se que os menores erros médios estavam nas tecnologias de m-Si e CIGS, evidenciando que a metodologia modelou melhor estes sistemas. As TDs médias estimadas ficaram em torno de 80% e o erro médio absoluto entre os valores estimados e os reais foi inferior a 5%.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico; Taxa de desempenho; Paraná

ABSTRACT

YANG, Renata Lautert. **Estimation of the performance ratio of grid-connected photovoltaic systems with different technologies in the state of Paraná.** 2020. Dissertation (Master in Electrical Engineering) - Federal Technology University of Paraná. Curitiba, 2020.

Brazilian growing demand for electric energy, associated with the goal of sustainable development, leads to the search and exploration of renewable energy generation sources. Grid connected photovoltaic systems (GCPS) have significantly increased its installed capacity in Brazil and Paraná in the last years, stimulating more research in order to analyze its performance. This study aims to estimate the performance ratio (PR) for GCPSs with four distinct photovoltaic module technologies: monocrystalline silicon (m-Si), polycrystalline silicon (p-Si), copper-indium gallium diselenide (CIGS) and cadmium telluride (CdTe); installed in six cities in the state of Paraná, representing its distinctive microclimates. The PR is relevant to determine the performance of these systems, discounting the various forms of existing losses, mainly due to the temperature of the photovoltaic cell. There is no record of any large study for this type of estimation, making it impossible to know more accurate data for Paraná. To perform the quantitative analysis of the system losses, the temperature in the photovoltaic cell (T_c) was first estimated by analyzing nine equations submitted in the international literature. Subsequently, from these values, the losses by temperature were calculated using methods described in the literature, added to the other sorts of GCPS losses presented in other publications. In general, the equation that best modeled T_c in the studied GCPS was the one proposed by Schott (1985). The CdTe panels presented the lower losses temperatures, whose power loss coefficient with the increasing temperature is the lowest among the studied technologies. In general, estimates indicated lower PRs in hot months and high irradiance. In calculations involving real data, the CdTe systems showed higher PRs. According to estimates, in general, the technology with the highest average PR was m-Si, which has the photovoltaic module with greater efficiency (18.8%), followed by p-Si. The CdTe technology showed higher PRs estimated only in Campo Mourão and Medianeira. When the estimate was compared with real values, it was noticed that the smallest average errors were in the m-Si and CIGS technologies, showing that the methodology better modeled these systems. The estimated average PRs were around 80% and the mean absolute error between the estimated and actual values were less than 5%.

Keywords: Photovoltaic systems; Performance ratio; Paraná

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Fluxograma apresentando as etapas da pesquisa | 28 |
| Figura 2 - Matriz de energia elétrica por fonte no Brasil (oferta da geração de energia em porcentagem) | 31 |
| Figura 3 - Geração distribuída de UFV – Brasil (até agosto/2020)..... | 33 |
| Figura 4 - Geração distribuída de UFV – Paraná (até agosto/2020) | 34 |
| Figura 5 - Símbolo do módulo FV..... | 35 |
| Figura 6 - Módulo fotovoltaico de p-Si..... | 35 |
| Figura 7 - Exemplos de dopagem do silício..... | 36 |
| Figura 8 - Célula FV de p-Si..... | 36 |
| Figura 9 - Ligação de diodos de desvio em um módulo FV | 37 |
| Figura 10 - Curvas I-V para duas células de silício cristalino ligadas em (a) série e (b) paralelo. | 38 |
| Figura 11 - Diagrama com quatro séries conectadas em paralelo utilizando diodos de bloqueio..... | 39 |
| Figura 12 - Exemplo de inversor fotovoltaico | 39 |
| Figura 13 - Representação do funcionamento de um inversor fotovoltaico..... | 40 |
| Figura 14 - Porcentagem da produção anual de módulos FV com as tecnologias de filmes finos, p-Si e m-Si..... | 42 |
| Figura 15 - Produção mundial de módulos FV das tecnologias de CdTe, Cl(G)S e a-Si | 43 |
| Figura 16 - Eficiências de diferentes tecnologias de células e módulos fotovoltaicos obtidas em laboratório..... | 44 |
| Figura 17 - Distribuição espectral de algumas tecnologias fotovoltaicas e espectro solar para AM 1,5 (em marrom) | 45 |
| Figura 18 - (a) Tarugo de silício obtido através do processo de Czochralski; (b) Célula circular proveniente da laminação do cilindro de silício; (c) Célula cortada de m-Si . | 46 |
| Figura 19 - Módulo de m-Si..... | 46 |
| Figura 20 - (a) Blocos de p-Si fundidos; (b) Lâmina de p-Si com uma camada anti-reflexão | 47 |
| Figura 21 - Módulo de p-Si..... | 47 |
| Figura 22 - Módulo de ClGS..... | 48 |
| Figura 23 - Módulo de CdTe..... | 48 |

| | |
|---|----|
| Figura 24 - TD estimada através do <i>PVsyst</i> | 52 |
| Figura 25 - Quantificação das perdas efetuada pelo <i>PVsyst</i> | 53 |
| Figura 26 - Perda por sombreamento nos módulos FVs estimada pelo <i>PV*SOL</i> | 53 |
| Figura 27 - TD estimada através do <i>PV*SOL</i> | 54 |
| Figura 28 - Influência da temperatura da célula FV na curva I-V (com $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ e $AM = 1,5$)..... | 56 |
| Figura 29 - Curva I-V do módulo FV à temperatura constante com irradiância variável | 58 |
| Figura 30 - Curvas de rendimento do inversor Fronius Primo de 8,2 kW | 60 |
| Figura 31 - Potência de saída em função da temperatura para o Fronius Primo de 8,2 kW | 61 |
| Figura 32 - Curvas I-V e de potência para alguns casos de sombreamento de módulos ligados em série | 63 |
| Figura 33 - Curvas I-V e de potência para alguns casos de sombreamento de módulos ligados em paralelo | 63 |
| Figura 34 - Umidade relativa do ar anual média no Paraná | 66 |
| Figura 35 - Temperatura máxima anual média no Paraná | 67 |
| Figura 36 - Precipitação anual média no Paraná | 67 |
| Figura 37 - Irradiação total anual no plano inclinado na latitude (H_{TOT}) no Paraná ... | 68 |
| Figura 38 - Clima no Estado do Paraná a partir da classificação de Köppen..... | 68 |
| Figura 39 - Mesorregiões paranaenses com destaque para as cidades estudadas.. | 71 |
| Figura 40 - Variabilidade interanual da média diária de irradiação global horizontal entre os anos de 2005 e 2015 para as mesorregiões paranaenses..... | 72 |
| Figura 41 - Sistemas fotovoltaicos instalados no Escritório Verde | 73 |
| Figura 42 - Distribuição espacial da Rede EPESOL no Paraná | 75 |
| Figura 43 - Sensores de temperatura instalados nos módulos de (a) m-Si, (b) p-Si, (c) CIGS e (d) CdTe | 76 |
| Figura 44 - Estação EPE instalada em Curitiba | 78 |
| Figura 45 - Estação SONDA instalada em Medianeira | 78 |
| Figura 46 - EPESOL de Campo Mourão | 79 |
| Figura 47 - EPESOL de Cornélio Procópio | 79 |
| Figura 48 - EPESOL de Curitiba | 80 |
| Figura 49 - EPESOL de Medianeira | 80 |
| Figura 50 - EPESOL de Pato Branco | 80 |

| | |
|--|-----|
| Figura 51 - EPESOL de Ponta Grossa..... | 81 |
| Figura 52 - Curvas de carregamento para o inversor 1K5 - GSM1 da <i>NHS Solar</i> | 88 |
| Figura 53 - Curvas de carregamento para o inversor 3K - GSM1 da <i>NHS Solar</i> | 89 |
| Figura 54 - Resultados para Tc e medições no EV | 95 |
| Figura 55 - Medição da Tc no EV..... | 95 |
| Figura 56 - Mapa do Paraná com as TD médias estimadas de SFVCR para as tecnologias de m-Si, p-Si, CIGS e CdTe | 124 |
| Figura 57 - Mapa do Estado do Paraná com as TD médias estimadas dos SFVCR por mesorregião para as tecnologias de m-Si, p-Si, CIGS e CdTe | 126 |
| Figura 58 - Regiões geográficas do Paraná..... | 142 |

LISTA DE GRÁFICOS

| | |
|---|-----|
| Gráfico 1 - G_{TOT} , temperatura ambiente, T_c medida e calculada em Curitiba para p-Si no dia 10/03/2020..... | 98 |
| Gráfico 2 - T_c e T_a medidas em Curitiba no dia 10/03/2020 | 99 |
| Gráfico 3 - G_{TOT} , temperatura ambiente, T_c medida e calculada em Curitiba para CdTe no dia 04/07/2020..... | 101 |
| Gráfico 4 - T_c medidas nos módulos em Curitiba no dia 04/07/2020 | 102 |
| Gráfico 5 - Médias mensais para H_{TOT} , a T_a e a T_c do painel de m-Si (estimada e medida) em Curitiba | 102 |
| Gráfico 6 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Curitiba | 105 |
| Gráfico 7 - T_a , T_c e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Curitiba – valores medidos..... | 106 |
| Gráfico 8 - Velocidade do vento - média mensal nas EPESOL..... | 107 |
| Gráfico 9 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Curitiba no período analisado..... | 110 |
| Gráfico 10 - TD de m-Si para Campo Mourão de dez/2019 a set/2020 | 111 |
| Gráfico 11 - TD de m-Si para Campo Mourão de jan/2020 a set/2020 | 111 |
| Gráfico 12 - TD estimada em Campo Mourão para todas as tecnologias FVs..... | 112 |
| Gráfico 13 - TD estimada em Cornélio Procópio para todas as tecnologias FV | 113 |
| Gráfico 14 - TD estimada em Curitiba para todas as tecnologias FV | 114 |
| Gráfico 15 - TD estimada em Medianeira para todas as tecnologias FV | 115 |
| Gráfico 16 - TD estimada em Pato Branco para todas as tecnologias FV | 116 |
| Gráfico 17 - TD estimada em Ponta Grossa para todas as tecnologias FV | 117 |
| Gráfico 18 - TD estimada para a tecnologia de m-Si..... | 119 |
| Gráfico 19 - TD estimada para a tecnologia de p-Si..... | 120 |
| Gráfico 20 - TD estimada para a tecnologia de CIGS | 120 |
| Gráfico 21 - TD estimada para a tecnologia de CdTe | 121 |
| Gráfico 22 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Campo Mourão | 146 |
| Gráfico 23 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Cornélio Procópio | 146 |

| | |
|--|-----|
| Gráfico 24 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Medianeira..... | 147 |
| Gráfico 25 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Pato Branco..... | 147 |
| Gráfico 26 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Ponta Grossa..... | 148 |
| Gráfico 27 - T_a , T_c e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Campo Mourão – valores medidos | 149 |
| Gráfico 28 - T_a , T_c e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Cornélio Procópio – valores medidos | 149 |
| Gráfico 29 - T_a , T_c e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Medianeira – valores medidos | 150 |
| Gráfico 30 - T_a , T_c e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Pato Branco – valores medidos | 150 |
| Gráfico 31 - T_a , T_c e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Ponta Grossa – valores medidos | 151 |
| Gráfico 32 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Campo Mourão no período analisado..... | 152 |
| Gráfico 33 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Cornélio Procópio no período analisado..... | 153 |
| Gráfico 34 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Medianeira no período analisado..... | 153 |
| Gráfico 35 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Pato Branco no período analisado..... | 154 |
| Gráfico 36 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Ponta Grossa no período analisado..... | 154 |
| Gráfico 37 - TD de p-Si para Campo Mourão..... | 155 |
| Gráfico 38 - TD de CIGS para Campo Mourão | 155 |
| Gráfico 39 - TD de CdTe para Campo Mourão | 156 |
| Gráfico 40 - TD de m-Si para Cornélio Procópio | 156 |
| Gráfico 41 - TD de p-Si para Cornélio Procópio | 156 |
| Gráfico 42 - TD de CIGS para Cornélio Procópio..... | 157 |
| Gráfico 43 - TD de CdTe para Cornélio Procópio..... | 157 |
| Gráfico 44 - TD de m-Si para Curitiba | 157 |

| | |
|---|-----|
| Gráfico 45 - TD de p-Si para Curitiba | 158 |
| Gráfico 46 - TD de CIGS para Curitiba..... | 158 |
| Gráfico 47 - TD de CdTe para Curitiba..... | 158 |
| Gráfico 48 - TD de m-Si para Medianeira..... | 159 |
| Gráfico 49 - TD de p-Si para Medianeira..... | 159 |
| Gráfico 50 - TD de CIGS para Medianeira | 159 |
| Gráfico 51 - TD de CdTe para Medianeira | 160 |
| Gráfico 52 - TD de m-Si para Pato Branco..... | 160 |
| Gráfico 53 - TD de p-Si para Pato Branco..... | 160 |
| Gráfico 54 - TD de CIGS para Pato Branco | 161 |
| Gráfico 55 - TD de CdTe para Pato Branco | 161 |
| Gráfico 56 - TD de m-Si para Ponta Grossa..... | 161 |
| Gráfico 57 - TD de p-Si para Ponta Grossa..... | 162 |
| Gráfico 58 - TD de CIGS para Ponta Grossa | 162 |
| Gráfico 59 - TD de CdTe para Ponta Grossa | 162 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|--|-----|
| Quadro 1 - Classificação das tecnologias de células fotovoltaicas com seus principais representantes na atualidade | 41 |
| Quadro 2 - Caracterização geográfica e climática de cada município..... | 70 |
| Quadro 3 - Características do SFVCR instalado no Escritório Verde..... | 73 |
| Quadro 4 - Equações utilizadas para calcular a temperatura da célula fotovoltaica . | 84 |
| Quadro 5 - Descrição dos parâmetros utilizados para estimar a T_c | 84 |
| Quadro 6 - Coeficiente de modo de instalação | 85 |
| Quadro 7 - Variáveis empregadas nos cálculos para a estimação da TD | 87 |
| Quadro 8 - Melhor equação horária para a T_c de p-Si em Curitiba no dia 10/03/2020 | 98 |
| Quadro 9 - Equações da T_c que obtiveram resultado mais próximo ao medido nos SFVCR | 103 |
| Quadro 10 - Descrição dos parâmetros utilizados para estimar I_{TOT} | 144 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| Tabela 1 - Eficiência, potência e fabricante de módulos comerciais com eficiência máxima de diversas tecnologias FV | 44 |
| Tabela 2 - Perda de potência em função da temperatura para diferentes tecnologias FV..... | 57 |
| Tabela 3 - Especificações das quatro tecnologias de módulos fotovoltaicos | 75 |
| Tabela 4 - Características dos inversores instalados nas EPESOL | 77 |
| Tabela 5 - Características dos módulos FV de avaliação | 85 |
| Tabela 6 - Relação entre potência de saída (P_{out}) e rendimento dos inversores <i>NHS Solar</i> de 1500 W e 3000W da linha GSM1 | 88 |
| Tabela 7 - Fatores de perda em um SFVCR e suas respectivas faixas de variação propostos por DGS..... | 90 |
| Tabela 8 - Irradiação H_{TOT} em kWh/m ² .dia em Cornélio Procópio - desvio azimutal zero | 96 |
| Tabela 9 - Irradiação em kWh/m ² .dia em Cornélio Procópio - desvio de 12 graus para oeste | 97 |
| Tabela 10 - Erro médio absoluto diário entre a T_c medida e as T_c calculadas para p-Si em Curitiba para o dia 10/03/2020 | 98 |
| Tabela 11 - Diferença entre T_c e T_a medidas no dia 10/03/2020 em Curitiba | 100 |
| Tabela 12 - Erro médio absoluto mensal entre T_c medida e T_c calculadas para março/2020 por tecnologia em Curitiba..... | 100 |
| Tabela 13 - Perda média mensal por temperatura | 106 |
| Tabela 14 - Perda média estimada para os inversores nas quatro tecnologias dos seis municípios das EPESOL no período analisado..... | 108 |
| Tabela 15 - Valores estipulados para os demais fatores de perda..... | 110 |
| Tabela 16 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Campo Mourão | 113 |
| Tabela 17 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Cornélio Procópio | 114 |
| Tabela 18 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Curitiba .. | 115 |
| Tabela 19 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Medianeira | 116 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 20 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Pato Branco | 117 |
| Tabela 21 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Ponta Grossa | 118 |
| Tabela 22 - Média total entre os dados válidos da TD estimada e real em todos os SFVCR estudados..... | 121 |
| Tabela 23 – Erro médio absoluto entre TD estimada e TD real | 122 |
| Tabela 24 - Rendimento atribuído aos inversores fotovoltaicos conforme faixa de potência..... | 145 |

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

| | |
|--------|--|
| a-Si | Silício amorfo |
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| AM | <i>Air Mass</i> (Massa de Ar) |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| c-Si | Silício cristalino |
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| CdTe | Telureto de cádmio |
| CIGS | Disseleneto de cobre índio e gálio |
| CIS | Disseleneto de cobre e índio |
| CM | Campo Mourão |
| COPEL | Companhia Paranaense de Energia |
| CP | Cornélio Procópio |
| CT | Curitiba |
| DSC | <i>Dye-sensitized solar cell</i> (Célula sensibilizada por corante) |
| EMA | Estação Meteorológica Automática |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| EPESOL | Estações de Pesquisa em Energia Solar |
| EUA | Estados Unidos da América |
| FC | Fator de Capacidade |
| FV | Fotovoltaico |
| GD | Geração Distribuída |
| I-V | Corrente-tensão |
| IBGE | Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística |
| IEA | <i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia) |
| IEC | <i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Internacional de Eletrotécnica) |
| INMET | Instituto Nacional de Meteorologia |
| INPE | Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais |
| LABENS | Laboratório de Energia Solar (UTFPR) |
| LABSOL | Laboratório de Energia Solar (UFRGS) |
| m-Si | Silício monocristalino |

| | |
|--------------------|---|
| mc-Si | Silício microcristalino |
| MD | Medianeira |
| MPPT | <i>Maximum Power Point Tracking</i> (Seguidor do Ponto de Potência Máxima) |
| NBR | Norma Brasileira |
| NOCT | <i>Nominal Operating Cell Temperature</i> (Temperatura de operação nominal da célula) |
| ONU | Organização das Nações Unidas |
| OSC | <i>Organic solar cell</i> (Célula orgânica) |
| p-Si | Silício policristalino |
| P&D | Pesquisa e Desenvolvimento |
| PERC | <i>Passivated Emitter and Rear Cell</i> |
| PB | Pato Branco |
| PG | Ponta Grossa |
| PPGSE | Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia |
| RN | Resolução Normativa |
| SIGA | Sistema de Informações de Geração da ANEEL |
| SFV | Sistema Fotovoltaico |
| SFVCR | Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede |
| SONDA | Sistema Organizacional de Dados Ambientais |
| SRE | <i>Standard Reference Environment</i> (Padrão de Referência do Ambiente) |
| STC | <i>Standard Test Conditions</i> (Condições Padrões de Ensaio) |
| Ta | Temperatura Ambiente |
| Ta _{NOCT} | Temperatura ambiente de acordo com SRE |
| Tc | Temperatura da Célula Fotovoltaica |
| Tc _{NOCT} | Temperatura de operação nominal na célula fotovoltaica |
| T _{Cref} | Temperatura da célula fotovoltaica nas condições de referência STC |
| TD | Taxa de Desempenho |
| UFRGS | Universidade Federal do Rio Grande do Sul |
| UFV | Unidade Fotovoltaica |
| UTC | Tempo universal coordenado (<i>Coordinated Universal Time</i>), |
| UTFPR | Universidade Tecnológica Federal do Paraná |
| V _{PPM} | Tensão no Ponto de Potência Máxima |
| Vw | Velocidade do vento |

| | |
|----------------|------------------------------|
| Y | <i>Yield</i> (Produtividade) |
| Y _f | Produtividade Final |
| Y _r | Produtividade de Referência |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|--------------|--|
| A | Ampère |
| G | Irradiância solar |
| G_{NOCT} | Irradiância total segundo <i>SRE</i> |
| G_{ref} | Irradiância nas condições de referência <i>STC</i> |
| G_{TOT} | Irradiância total no plano inclinado |
| GaAs | Arsenieto de gálio |
| GW | Giga watt |
| GWp | Giga watt pico |
| H_{HOR} | Irradiação global horizontal (diária) |
| H_{TOT} | Irradiação total no plano inclinado (diária) |
| I_{TOT} | Irradiação total no plano inclinado (horária) |
| J/m^2 | Joule por metro quadrado |
| MW | Mega watt |
| kW | Quilo watt |
| kWh | Quilo watt hora |
| kWp | Quilo watt pico |
| P_i | Potência de entrada |
| P_{max} | Potência máxima |
| P_o | Potência de saída |
| P_{FV}^0 | Potência nominal do gerador fotovoltaico |
| TWh | Tera watt hora |
| V | Volt |
| Vcc | Tensão em corrente contínua |
| W/m^2 | Watt por metro quadrado |
| Wp | Watt pico |
| γ | Coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência |
| η_c | Eficiência de conversão do módulo fotovoltaico |
| η_{inv} | Eficiência do inversor fotovoltaico |
| ω | Coeficiente de modo de instalação do módulo fotovoltaico |

SUMÁRIO

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | INTRODUÇÃO..... | 23 |
| 1.1 | PROBLEMA | 25 |
| 1.2 | OBJETIVOS | 25 |
| 1.2.1 | Objetivo Geral..... | 25 |
| 1.2.2 | Objetivos Específicos..... | 25 |
| 1.3 | JUSTIFICATIVA | 26 |
| 1.4 | DELIMITAÇÃO DO TEMA..... | 26 |
| 1.5 | MÉTODOS | 27 |
| 1.6 | ESTRUTURA DO TRABALHO..... | 28 |
| 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 29 |
| 2.1 | ENERGIA SOLAR..... | 29 |
| 2.2 | MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL | 30 |
| 2.3 | SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA | 32 |
| 2.3.1 | Capacidade Instalada – Brasil e Paraná..... | 32 |
| 2.3.2 | Módulo Fotovoltaico..... | 34 |
| 2.3.3 | Inversor..... | 39 |
| 2.3.4 | Tecnologias de células fotovoltaicas..... | 40 |
| 2.4 | ÍNDICES DE MÉRITO | 48 |
| 2.4.1 | Fator de Capacidade | 49 |
| 2.4.2 | Produtividade..... | 50 |
| 2.4.3 | Taxa de Desempenho..... | 50 |
| 2.5 | FATORES QUE INFLUENCIAM O DESEMPENHO DE SFVCR | 54 |
| 2.5.1 | Temperatura | 55 |
| 2.5.2 | Irradiância | 58 |
| 2.5.3 | Inversor..... | 59 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 2.5.4 | Sombreamento | 61 |
| 2.5.5 | Demais fatores de perda..... | 64 |
| 2.6 | PARANÁ – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS | 65 |
| 3 | METODOLOGIA..... | 73 |
| 3.1 | ESCRITÓRIO VERDE..... | 73 |
| 3.2 | REDE DE ESTAÇÕES DE PESQUISA EM ENERGIA SOLAR | 74 |
| 3.3 | ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA NA CÉLULA FOTOVOLTAICA... | 81 |
| 3.4 | ESTIMAÇÃO DA TAXA DE DESEMPENHO..... | 85 |
| 3.4.1 | Perda por Temperatura..... | 86 |
| 3.4.2 | Perda nos Inversores..... | 87 |
| 3.4.3 | Demais Fatores de Perda | 90 |
| 3.4.4 | Taxa de Desempenho..... | 91 |
| 4 | RESULTADOS E DISCUSSÕES..... | 94 |
| 4.1 | ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA NA CÉLULA FOTOVOLTAICA... | 94 |
| 4.1.1 | Escritório Verde | 94 |
| 4.1.2 | Rede EPESOL..... | 95 |
| 4.2 | ESTIMAÇÃO DA TAXA DE DESEMPENHO..... | 104 |
| 4.2.1 | Perda por Temperatura..... | 104 |
| 4.2.2 | Perda nos Inversores..... | 108 |
| 4.2.3 | Demais Fatores de Perda | 109 |
| 4.2.4 | Taxa de Desempenho..... | 110 |
| 5 | CONCLUSÕES..... | 128 |
| 5.1 | TRABALHOS FUTUROS | 130 |
| 6 | REFERÊNCIAS | 131 |
| | ARTIGOS PUBLICADOS | 141 |
| | ANEXO A – Regiões Geográficas do Estado do Paraná..... | 142 |

| | |
|---|-----|
| ANEXO B – Equações para Determinar a Radiação Total no Plano Inclinado a partir da Radiação Global Horizontal | 143 |
| APÊNDICE A – Rendimento dos Inversores | 145 |
| APÊNDICE B – Perda por Temperatura..... | 146 |
| APÊNDICE C – Temperatura nas Células FV, Temperatura Ambiente e Irradiação Total no plano da latitude..... | 149 |
| APÊNDICE D – Perdas médias percentuais | 152 |
| APÊNDICE E – Taxa de Desempenho..... | 155 |

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas a sociedade vem refletindo sobre sustentabilidade, devido à preocupação crescente com a utilização dos recursos disponíveis no planeta. Neste contexto, a definição de desenvolvimento sustentável aparece como o desenvolvimento que supre as necessidades do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras em satisfazer suas próprias necessidades (LENZI, 2006). Esta expressão foi usada pela primeira vez em 1987 pela ex-primeira ministra norueguesa, Gro Brundtland. Na época, ela era presidente de uma comissão da Organização das Nações Unidas (ONU) e publicou um livreto intitulado *Our Common Future* (Nosso Futuro Comum), onde relacionava progresso e meio ambiente (UNITED NATIONS, 1987).

Tanto a expressão quanto sua definição tornaram-se popularizadas e inseridas em agenda política a partir de 1987, com a divulgação do *Relatório Brundtland*. Esse relatório apresenta um contrato entre gerações, ressaltando que os progressos econômico e social não podem se fundamentar na exploração indiscriminada e devastadora da natureza. Entretanto, o crescimento leva a alguma forma de degradação do meio ambiente, de perda física e do aumento da utilização de energia (UNITED NATIONS, 1987).

O crescimento econômico de um determinado local aumenta o poder aquisitivo da população, cujo efeito, combinado com o aumento populacional, leva a um consumo maior de energia, elevando a demanda por eletricidade. Portanto, é necessária a utilização mais eficiente da mesma, ampliando a oferta de energias renováveis, tendo em vista a sustentabilidade (GOLDEMBERG, 2010).

A nível global, a matriz elétrica é majoritariamente composta por combustíveis fósseis, com uma representatividade de 72,7%. Dentre as fontes renováveis de energia, a principal é a hidráulica, participando com 15,9%. A energia solar fotovoltaica, ao final do ano de 2019 apresentou apenas 2,8%. Portanto, embora novas fontes de energia limpa estejam diversificando esta matriz, como marés, geotérmica, eólica e solar, nota-se que sua contribuição ainda é inexpressiva e pode crescer ao longo dos anos, a fim de contribuir com o desenvolvimento sustentável (REN21, 2020).

O estudo e investimento em energias renováveis tem se intensificado devido ao consumo crescente de energia elétrica no Brasil (EPE, 2016). Na matriz elétrica brasileira de 2019, a participação de fontes renováveis de energia foi de 83,0%, onde a hidráulica possui maior representatividade, com aproximadamente 65%. Dentre estas fontes, a eólica e a solar fotovoltaica (FV) foram as que mais aumentaram sua capacidade instalada em 2019 com relação a 2018, apresentando crescimento percentual de 6,9% para a eólica e 37,6% na solar FV (EPE, 2020).

Em 2012, entrou em vigor uma resolução da ANEEL que possibilitou a geração distribuída (GD) no Brasil, consistindo na geração de energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada para os consumidores. Assim, regulamentou-se a micro e minigeração distribuídas de energia elétrica, as quais serão abordadas no capítulo 2 desta pesquisa. Esta forma de geração de energia, de maneira descentralizada, apresenta diversos benefícios, como redução de perdas no sistema, baixo impacto ambiental e redução no carregamento das redes (ANEEL, 2018).

Desta forma, visto o crescimento constante de sistemas fotovoltaicos no Brasil, a pesquisa desta fonte mostra-se importante na atualidade, pois é uma energia renovável com grande potencial de exploração e que pode ser altamente utilizada no país, o qual apresenta altos índices de irradiação solar (PEREIRA et al., 2017). De acordo com ABNT (2008), os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados quanto à interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica como isolados ou sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR), sendo que os conectados à rede são superiores em número e capacidade instalada mundial (REN21, 2017).

Para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, ao serem instalados, é importante observar sua eficiência, a qual está relacionada com a Taxa de Desempenho (*Performance Ratio*). A Taxa de Desempenho quantifica, em um sistema fotovoltaico, o efeito geral das perdas como ineficiência do inversor, descasamento de módulos (*mismatch*), perdas em função da temperatura do módulo fotovoltaico, sujidade, entre outros fatores (MARION et al., 2005).

Um dos principais fatores que afetam o desempenho dos SFVCR é a temperatura, associada às condições climáticas de cada região, pois apresentam condições diferentes do padrão de teste (DGS, 2013). No caso do estado do Paraná, este apresenta diversos microclimas em seu território, com variações significativas de

irradiação, temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar, dentre outras, que podem afetar consideravelmente o desempenho destes sistemas (INMET, 2018).

No entanto, não se tem conhecimento de qual seria o desempenho esperado de SFVCR de diferentes tecnologias em cada um desses microclimas. Desta forma, este estudo visa estimar a taxa de desempenho para SFVCR no Paraná.

1.1 PROBLEMA

A eficiência de um SFVCR pode ser dimensionada através de parâmetros que formam os Índices de Mérito, os quais são: Taxa de Desempenho, Produtividade e Fator de Capacidade. A Taxa de Desempenho revela o desempenho global de um SFVCR e está definida como a relação entre a Produtividade e a quantidade de horas de sol a $1.000\text{W}/\text{m}^2$ incidentes no painel fotovoltaico (MARION et al., 2005). Até o presente momento, foram conduzidos estudos isolados para a determinação da Taxa de Desempenho de SFVCR de alguns locais em Curitiba, como Escritório Verde (UTFPR), sede Neville da UTFPR, empresa ELCO-ELCOSUL e algumas residências (TONIN, 2017; TONOLO, 2020). Uma metodologia para a determinação da Taxa de Desempenho em todo o Estado do Paraná não foi desenvolvido, assim, este estudo apresenta o seguinte problema de pesquisa: “Qual a taxa de desempenho para SFVCR de diferentes tecnologias no Estado do Paraná?”.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desta pesquisa é estimar a Taxa de Desempenho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Estado do Paraná para quatro tecnologias de célula fotovoltaica.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar revisão bibliográfica sobre o tema energia solar, SFVCR, fatores que influenciam no desempenho de SFVCR e influência da temperatura na Taxa de Desempenho em quatro tecnologias;
- Coletar dados de irradiação, irradiância, velocidade do vento e temperatura em diferentes pontos do Paraná, a partir de estações do INMET e das estações

solarimétricas implantadas pelo projeto P&D Copel-UTFPR "Metodologia para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas";

- Determinar a temperatura na célula fotovoltaica através de equações encontradas na literatura, as perdas por temperatura, as perdas dos inversores, e estimar as demais perdas nos mesmos sistemas;
- Estimar a Taxa de Desempenho dos SFVCR para quatro tecnologias em todo o estado do Paraná;
- Validar os dados estimados por este estudo com os dados medidos na Rede de Estações de Pesquisa em Energia Solar – EPESOL no Paraná, cada uma contendo quatro tecnologias diferentes.

1.3 JUSTIFICATIVA

Analisando as publicações especializadas, não foi encontrado nenhum trabalho que estime qual a Taxa de Desempenho de SFVCR nas mais diferentes localidades do Paraná levando-se em consideração fatores como temperatura, velocidade do vento e irradiância. O Estado do Paraná possui uma área extensa com valores de irradiação significativos e superiores aos apresentados em grande parte da Europa (TIEPOLO et al., 2017).

A previsão do aumento contínuo da demanda e a tendência de aumentos consecutivos dos custos de geração da energia elétrica, associado aos custos cada vez menores para implantação de SFVCR, faz desta tecnologia uma excelente aliada na redução de custos em energia elétrica para todo consumidor (EPE, 2016; EPE, 2018; GREENER, 2020). Entretanto, pouco se conhece sobre o desempenho que esses SFVCRs apresentam de acordo com a tecnologia empregada, em variados microclimas do Estado, onde apresentam valores de irradiação e temperatura diferentes. Assim, esta pesquisa vem preencher esta lacuna, de poder determinar a Taxa de Desempenho que os SFVCR devem apresentar para diferentes tecnologias e regiões do Paraná e com isto, poder indicar a sociedade qual tecnologia é mais apropriada em cada região do estado sob o ponto de vista de desempenho do sistema e tecnologia utilizada.

1.4 DELIMITAÇÃO DO TEMA

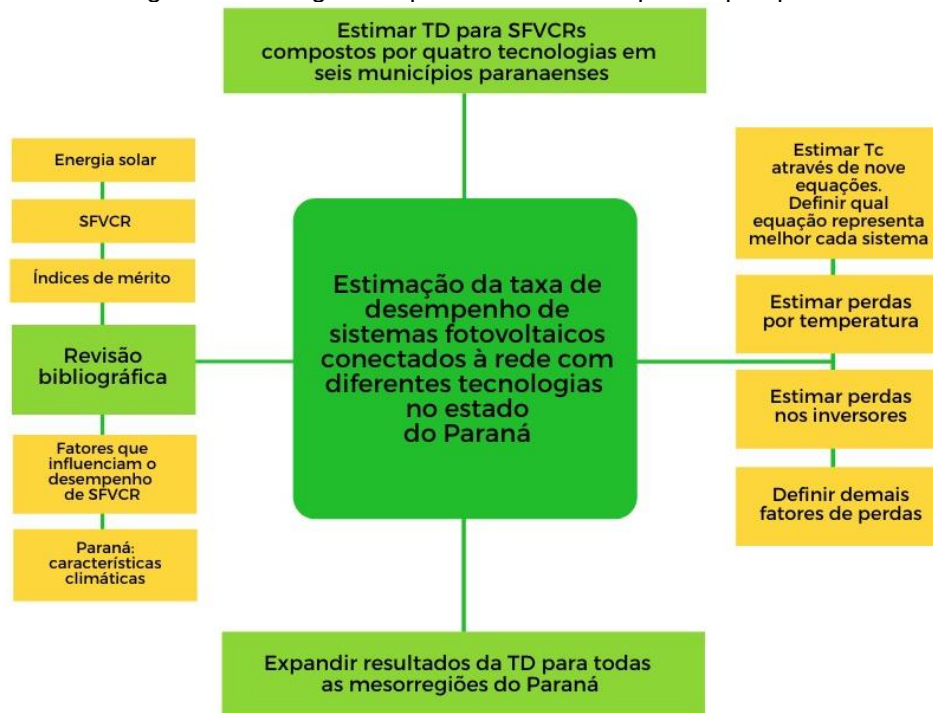
A presente dissertação aborda os seguintes tópicos:

- Estudo de SFVCRs instalados nos câmpus da UTFPR nos municípios de Campo Mourão, Cornélio Procópio, Curitiba, Medianeira, Pato Branco e Ponta Grossa, compostos por quatro tecnologias de células fotovoltaicas;
- Coleta de dados em estações solarimétricas instaladas nestes seis câmpus que irão auxiliar na validação dos dados estimados de temperatura em células fotovoltaicas, potência de saída dos SFVCRs, perdas nestes sistemas e taxa de desempenho;
- Esta pesquisa englobou o período de análise de dados entre dezembro de 2019 e setembro de 2020.

1.5 MÉTODOS

Para esta pesquisa, após ser realizada a revisão bibliográfica sobre energia solar, matriz elétrica e sistemas fotovoltaicos, os fatores que influenciam a Taxa de Desempenho (TD) para várias tecnologias fotovoltaicas foram analisados. Foram também levantados dados de irradiação disponíveis no Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná, de irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento disponibilizados no INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e nas estações SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) e EPE (Empresa de Pesquisa Energética), implantadas pelo projeto P&D "Metodologia para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas" firmado entre a COPEL e a UTFPR, e que juntas formam a Rede de Estações de Pesquisa em Energia Solar - EPESOL. Após a análise destes dados, foi desenvolvido um processo para estimar a temperatura na célula fotovoltaica e a Taxa de Desempenho de SFVCR no Estado do Paraná, para as tecnologias implantadas durante o projeto de P&D, em função das perdas previstas conforme descrito em literatura internacional e principalmente, da temperatura do módulo fotovoltaico. Para a validação dos resultados, foram comparados os valores estimados com o valor real da TD obtida nos módulos de avaliação de SFVCRs implantados no projeto de P&D, cada um contendo quatro tecnologias diferentes. A instalação destes módulos ocorreu em seis diferentes localidades do Paraná, possibilitando o estudo do comportamento destas tecnologias empregadas, os quais representam também os diferentes microclimas do Paraná. Na Figura 1 são apresentadas as etapas constituintes desta pesquisa através de um fluxograma.

Figura 1 - Fluxograma apresentando as etapas da pesquisa



Fonte: Autoria própria, 2020.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Capítulo 1 – Introdução: introdução geral, explicando a problematização, objetivos, justificativa, metodologia e estrutura do trabalho.

Capítulo 2 – Revisão bibliográfica: revisão bibliográfica do tema, abrangendo matriz elétrica nacional, energia solar, irradiação solar no Brasil e no Paraná, geração distribuída, SFVCR – funcionamento e fatores que influenciam seu desempenho, principais características climáticas do Paraná.

Capítulo 3 – Metodologia: metodologia para estimação da temperatura na célula fotovoltaica (T_c), em que foram estudadas equações para esta estimativa; coleta de dados do INMET e de estações solarimétricas implantadas no projeto P&D; metodologia para estimar a taxa de desempenho e estipular os fatores de perdas.

Capítulo 4 – Resultados e discussões: resultados da estimação da T_c , da estimação da taxa de desempenho (TD) e cálculo de valores reais obtidos para seis municípios paranaenses. Comparar TD estimada com a TD real calculada nos módulos de avaliação implantados com as quatro tecnologias diferentes. Estimar a TD das quatro tecnologias para todo o Estado.

Capítulo 5 – Conclusões: apresentação das considerações finais sobre o estudo e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA SOLAR

O Sol representa a maior fonte de energia do planeta Terra. Ele é uma esfera de matéria gasosa retida através de forças gravitacionais, extremamente quente, o qual consiste em um reator de fusão contínuo (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

A energia produzida no interior da esfera solar, a temperaturas de milhões de graus Celsius, é transferida para sua superfície e então, irradiada para o espaço. A estrutura e as características do Sol determinam a natureza desta energia. A sucessão de processos de radiação e convecção ocorrem com sucessivas emissões, absorção e irradiação de energia. A radiação no núcleo do Sol é na forma de raios-X e raios gama no espectro, com comprimentos de onda aumentando à medida que a temperatura diminui a maiores distâncias radiais. O Sol, diferentemente de um corpo negro, emite radiação solar cujo resultado é composto das várias camadas que emitem e absorvem radiação em vários comprimentos de onda (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

No presente estudo serão citados diversos termos especificados na Norma Brasileira (NBR) 10899 (ABNT, 2013) referentes à energia solar. Para melhor entendimento da pesquisa, alguns deles encontram-se descritos abaixo:

- *Radiação solar*: consiste em uma maneira de transferência de energia advinda do Sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas (fótons);
- *Irradiância solar (G)*: é a taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área da mesma, geralmente medida em watt por metro quadrado (W/m^2);
- *Irradiação solar*: definida pela irradiância solar integrada em um intervalo de tempo especificado, medida em Wh/m^2 ou Joule por metro quadrado (J/m^2). É simbolizada por “I” quando integrada no tempo de uma hora, ou por “H” ao ser integrada durante um dia;
- *Irradiação global*: irradiância recebida em uma superfície horizontal, integrada durante um intervalo de tempo específico, geralmente em uma hora (I_{HOR}) ou um dia (H_{HOR});
- *Irradiação total*: irradiância incidente em uma superfície com inclinação qualquer em um intervalo de tempo determinado, normalmente durante

uma hora (I_{TOT}) ou um dia (H_{TOT}).

Pode-se admitir que a energia solar praticamente origina as demais fontes de energia, segundo Pinho e Galdino (2014), pois elas dependem de algum evento advindo do Sol para gerar energia. A relação entre algumas delas e o Sol são descritas na sequência.

- *Geração hidrelétrica:* o ciclo da água depende de sua evaporação a partir da energia solar, possibilitando represar a água e gerar eletricidade;
- *Geração eólica:* a diferença entre a radiação solar e a radiação terrestre em variadas latitudes faz com que o ar se movimente, originando os ventos;
- *Geração através de biomassa e combustíveis fósseis:* a biomassa, fonte orgânica de origem animal ou vegetal (casca de arroz, lenha, biogás), utilizou a energia solar para sua formação e desenvolvimento. Da mesma maneira, os resíduos constituintes dos combustíveis fósseis (petróleo, gás natural) originam-se de plantas e animais, os quais usufruíram da energia do Sol de forma vital;
- *Geração solar térmica:* o calor proveniente do Sol aquece um determinado fluido, e através do vapor há movimentação de uma turbina acoplada em um gerador. Este processo pode ser implementado de diversas formas, como em sistemas concentrados com torre central ou cilíndrico parabólico;
- *Geração solar fotovoltaica:* a radiação solar incide em um módulo fotovoltaico composto por material semicondutor, onde ocorre a geração de eletricidade através do efeito fotovoltaico, aproveitando o espectro visível ao olho humano. Esta conversão acontece na célula fotovoltaica, a qual representa a unidade fundamental deste processo (PINHO e GALDINO, 2014). Esta forma de geração de energia representa o foco desta pesquisa.

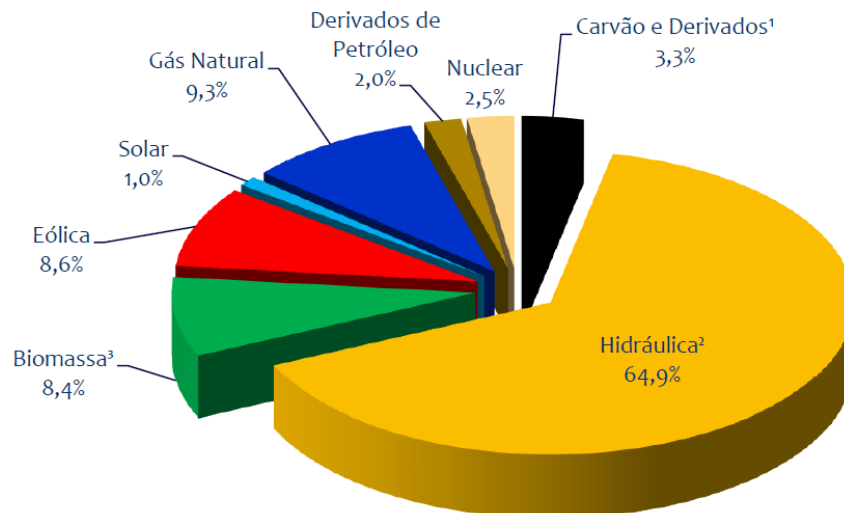
2.2 MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL

O Balanço Energético Nacional publicado em 2020 apresenta diversos dados referentes à matriz elétrica no Brasil, atualizado com informações até o ano de 2019. Conforme este relatório (EPE, 2020), a geração de energia elétrica no Brasil em 2019 atingiu 626,328 TWh. As centrais elétricas de serviço público contribuíram com 83,65% desta geração total. A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia chegou a 83% em 2019. Por outro lado, a média mundial da participação

de energias renováveis na matriz elétrica foi de 27,3% no final de 2019. Assim, nota-se que o Brasil se encontra muito à frente da média mundial, e ainda com grande possibilidade de expandir a geração através de fontes renováveis de energia, devido aos recursos e localização disponíveis em seu território (REN21, 2020).

Na Figura 2, é apresentado um gráfico da matriz de energia elétrica estratificada por fonte, em que as informações apresentadas se encontram em porcentagem relativa à potência instalada de cada fonte de geração em relação ao total. O destaque está na predominância das hidrelétricas, com 64,9%, enquanto todas as demais fontes renováveis, individualmente, ainda não representam 10% da matriz elétrica nacional (EPE, 2020).

Figura 2 - Matriz de energia elétrica por fonte no Brasil (oferta da geração de energia em porcentagem)



Fonte: EPE, 2020.

A fonte solar em 2016 contribuía com apenas 0,01% em capacidade instalada (EPE, 2017), em 2017 passou a apresentar um percentual de 0,13% na matriz elétrica nacional (EPE, 2018), 0,5% em 2018 (EPE, 2019) e até o final de 2019 já participava com 1,0% na potência instalada no Brasil (EPE, 2020). Assim, nota-se uma expansão expressiva da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica nacional, apesar de ainda ser pouco representativa, quando comparada às demais.

Esta ampliação na capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil começou a aparecer em destaque a nível mundial. Segundo IEA (2018), o Brasil ocupou a décima posição entre os países que mais investiram nesta fonte de energia em 2017. Em 2019 o Brasil foi o segundo país da América que mais investiu em

energia solar fotovoltaica, instalando aproximadamente 2 GWp em seu território, ficando atrás apenas dos Estados Unidos da América (IEA, 2020).

No ano de 2019, os três países que tiveram aumento mais expressivo na capacidade instalada em SFVCRs foram China, Estados Unidos e Índia, respectivamente. A capacidade instalada mundial vem crescendo exponencialmente desde 2009 e até o final de 2019, este valor era de pelo menos 627 GWp (REN21, 2020).

2.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

O sistema fotovoltaico representa uma forma de geração de energia elétrica a partir da energia solar, sendo esta uma fonte renovável de energia. O SFVCR por definição, conforme a ABNT (2008), é efetivamente conectado ao sistema público de fornecimento de energia elétrica.

No Brasil, a Resolução Normativa (RN) nº 482 (ANEEL, 2012), regulamentou as condições para a geração distribuída. Alguns anos mais tarde entrou em vigor a Resolução Normativa nº 687 (ANEEL, 2015), atualizando e ampliando a RN nº 482.

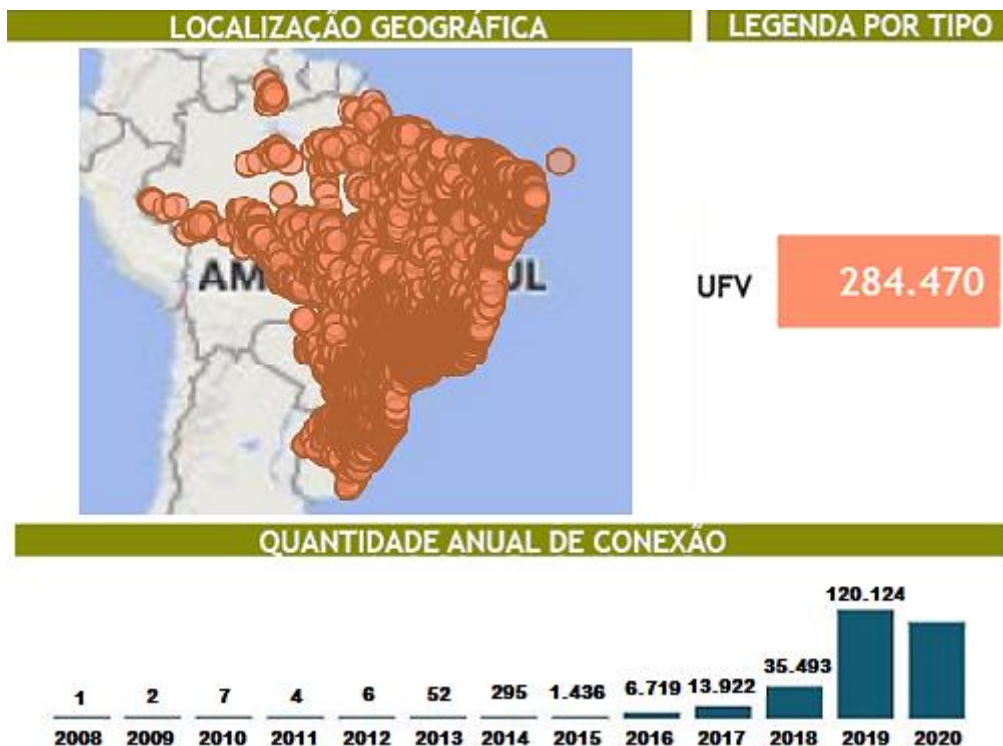
Esta RN define, para a energia solar, como microgeração distribuída a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW. A minigeração, por sua vez, consiste em uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 5 MW. Além disto, conforme a RN nº 687 (ANEEL, 2015), os SFVCRs de microgeração e minigeração operam no sistema de compensação de energia elétrica, em que a energia ativa injetada por unidade consumidora com geração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

2.3.1 Capacidade Instalada – Brasil e Paraná

A capacidade instalada no Brasil de sistemas fotovoltaicos (SFV) compreende na soma dos sistemas em geração distribuída com os de geração centralizada, representados por usinas FV cadastradas no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Até agosto de 2020, a potência instalada de SFVCRs na geração distribuída era de 3.405.993,85 kWp (ANEEL, 2020b), enquanto na geração centralizada alcançou 3.014.426,25 kWp (ANEEL, 2020a). Portanto, no total, a

capacidade instalada no Brasil destes sistemas atingiu o valor aproximado de 6,42 GWp. Quanto ao número de unidades fotovoltaicas (UFV) de GD instaladas no Brasil, até o final de agosto/2020 somavam 284.470, ilustrados na Figura 3. Além disto, a localização geográfica destes sistemas no território nacional igualmente é apresentada, onde nota-se que exceto a região norte, os demais locais apresentam elevado número de SFVCR (ANEEL, 2020a).

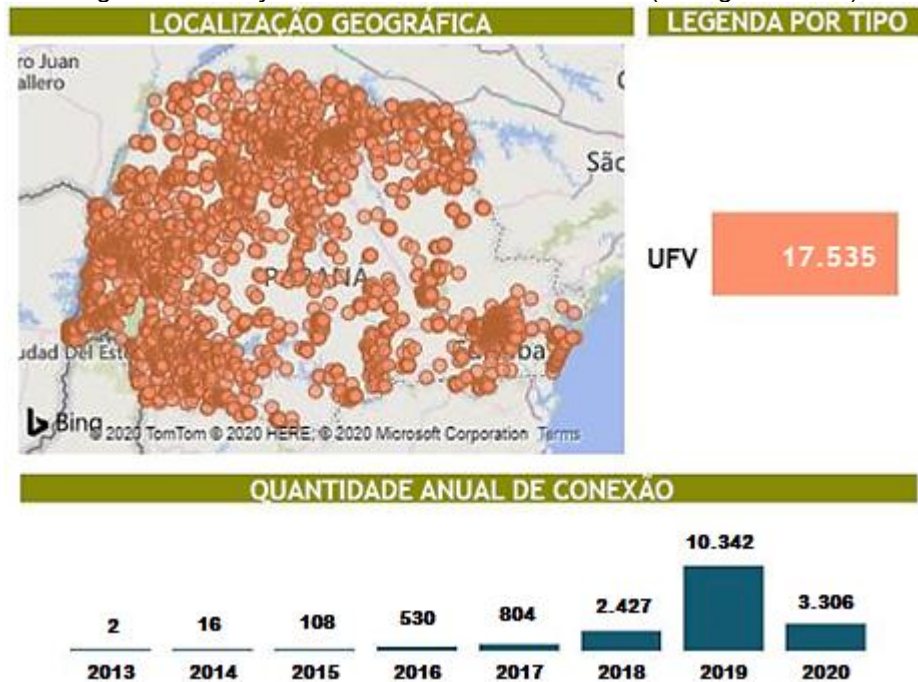
Figura 3 - Geração distribuída de UFV – Brasil (até agosto/2020)



Fonte: ANEEL, 2020b.

No Paraná, a potência instalada de SFVCR foi de aproximadamente 275,5 MWp, com um total de 17.535 unidades consumidoras cadastradas como geração distribuída até agosto de 2020. Deste montante, 10.342 unidades foram adicionadas ao sistema apenas no ano de 2019, e em torno de 67% delas pertencem à classe Residencial (ANEEL, 2020b). Na Figura 4 são retratados alguns destes dados, como o número de UFV adicionada anualmente e a localização geográfica das mesmas. Percebe-se que estes sistemas se situam bem distribuídos no Paraná, principalmente nas proximidades dos grandes centros urbanos.

Figura 4 - Geração distribuída de UFV – Paraná (até agosto/2020)



Fonte: ANEEL, 2020b.

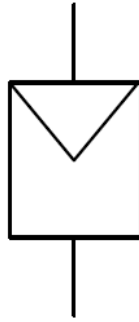
Ao analisar a Figura 3 e a Figura 4, nota-se um crescimento exponencial de SFVCR tanto no Brasil como no Paraná, a partir de 2015 (ANEEL, 2020b). Este fato deve-se à RN nº 687 que entrou em vigor em março de 2016, a qual alterou algumas condições estabelecidas na RN nº 482, ampliando o sistema de compensação de energia no país.

O SFVCR é composto por diversos equipamentos interligados (PINHO e GALDINO, 2014). A seguir, encontram-se a descrição dos dois principais deles, evidenciando alguns princípios de funcionamento e características de cada componente.

2.3.2 Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico, de acordo com a ABNT (2013), consiste na unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, as quais são interligadas eletricamente e encapsuladas. A simbologia utilizada para sua representação encontra-se na Figura 5, em que o triângulo indica o polo positivo. A geração de energia deste sistema ocorre nas células fotovoltaicas, as quais são fabricadas principalmente a partir de elementos como o silício, telúrio, cádmio, selênio e índio (RÜTHER, 2004). Na Figura 6, está exemplificado um módulo fotovoltaico de silício policristalino (p-Si).

Figura 5 - Símbolo do módulo FV



Fonte: ABNT, 2013.

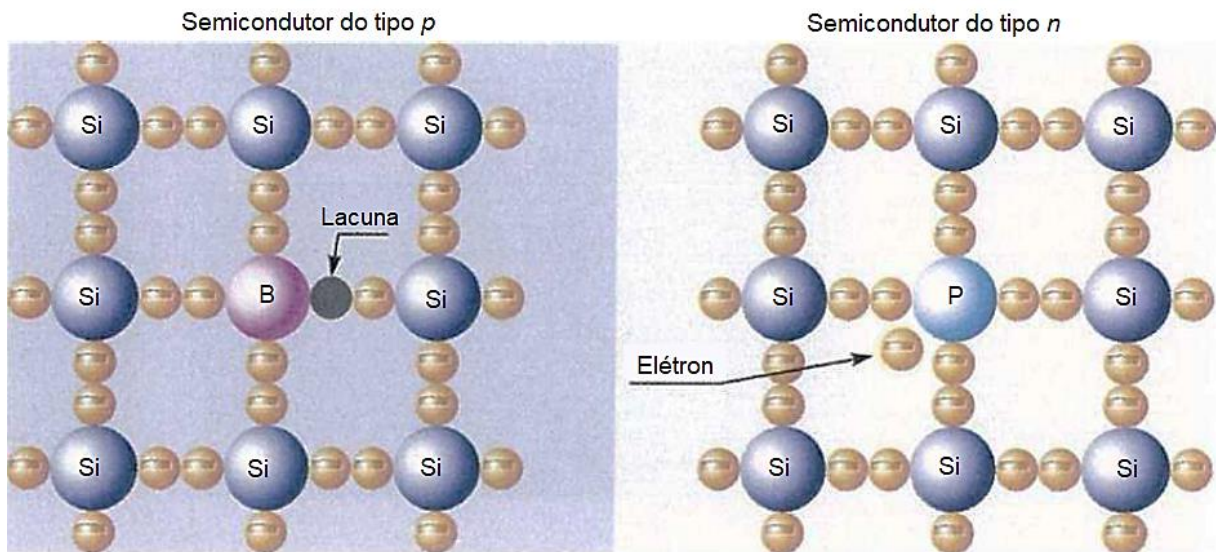
Figura 6 - Módulo fotovoltaico de p-Si



Fonte: CANADIAN SOLAR, 2017.

O funcionamento da célula fotovoltaica (FV) está relacionado com seu material constituinte, um elemento do tipo semicondutor. Um exemplo é o silício (Si) cristalino, que segundo IEA (2017), é o material mais utilizado na produção de células FV. Ele possui quatro elétrons na camada de valência. O silício cristalino é dopado com elementos contendo um elétron a mais na camada de valência, como o átomo de fósforo (P), originando um semicondutor do tipo *n*, com elétrons livres. A dopagem igualmente é realizada com elementos que apresentem um elétron a menos que o silício na camada de valência, como por exemplo o boro (B), formando um semicondutor do tipo *p*, os quais apresentam lacunas (DGS, 2013), conforme ilustrado na Figura 7.

Figura 7 - Exemplos de dopagem do silício



Fonte: Adaptado de DGS, 2013.

Estes semicondutores dopados são sobrepostos, formando uma junção $p-n$. Com a incidência de raios solares, os elétrons livres absorvem os fótons e deslocam-se da região n para a região p . Assim, há um movimento de lacunas e elétrons, gerando uma diferença de potencial e conseqüentemente, energia elétrica em corrente contínua. Estes elétrons percorrem terminais metálicos inseridos nas partes superior e anterior das células FV, caminho por onde percorre a energia gerada (DGS, 2013). A representação de uma célula FV de p -Si encontra-se na Figura 8.

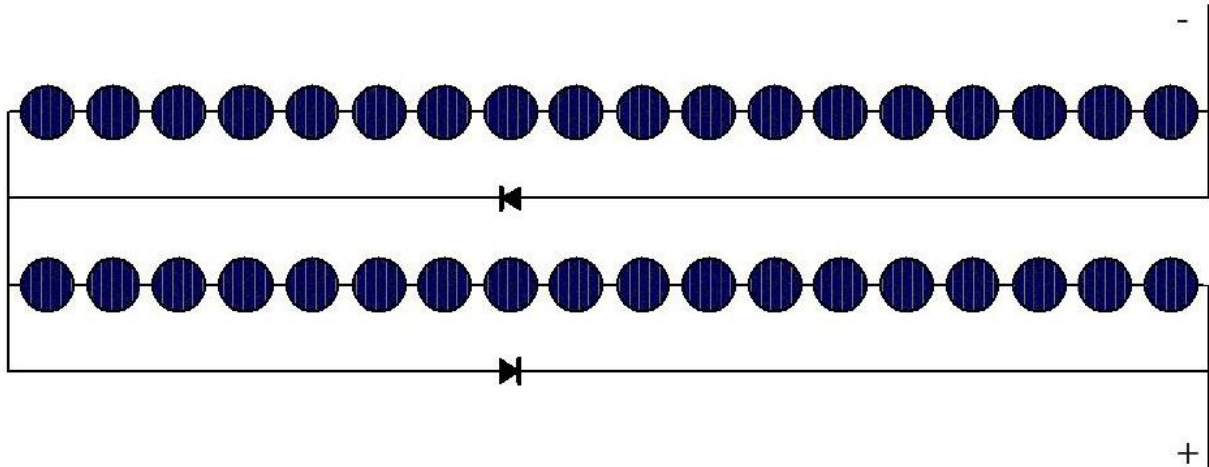
Figura 8 - Célula FV de p -Si

Fonte: DGS, 2013.

As células FV do módulo encontram-se conectadas em série. Quando uma delas deixa de operar, por efeito de sombreamento ou deposição de materiais, surgem pontos quentes no módulo. A fim de diminuir as perdas advindas deste efeito, a cada conjunto de células é conectado um diodo de desvio ou de passagem (*by-pass*). Estes diodos oferecem um caminho alternativo à corrente, limitando a dissipação de potência nas células sombreadas (PINHO e GALDINO, 2014). Na Figura 9, é

apresentado um diagrama da ligação destes diodos para um módulo de 36 células, em que a cada 18 células ocorre a conexão de um diodo de desvio.

Figura 9 - Ligação de diodos de desvio em um módulo FV

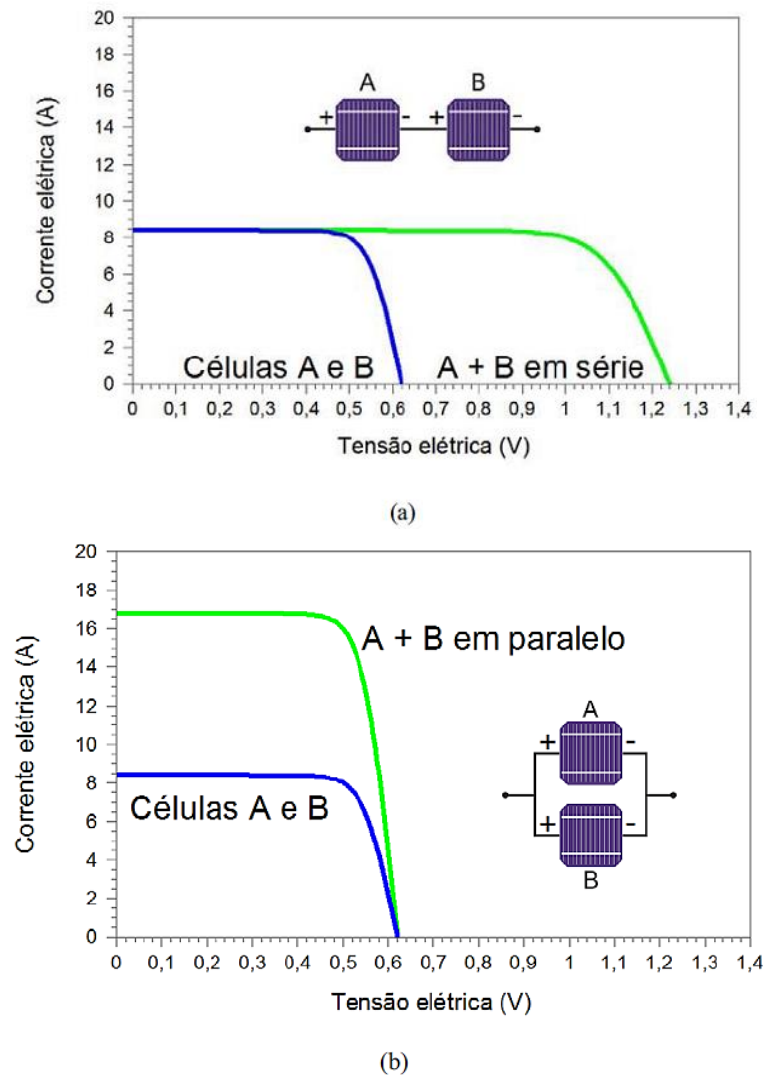


Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

Em um SFV, os módulos FV podem ser conectados em série ou paralelo. Na associação em série, de acordo com Pinho e Galdino (2014), o terminal positivo do módulo FV é conectado ao terminal negativo de outro módulo, e assim por diante. Nesta conexão, para dispositivos idênticos expostos às mesmas condições ambientais, ocorre a soma da tensão de cada um, enquanto a corrente não se altera, conforme apresentado na Figura 10a, representando duas células FV de silício cristalino ligadas em série.

De outra maneira, nas conexões em paralelo ocorre a interligação entre terminais positivos do módulo e entre terminais negativos. Como consequência, a tensão permanece inalterada, ao mesmo tempo que as correntes são somadas, conforme ilustrado na Figura 10b (PINHO e GALDINO, 2014).

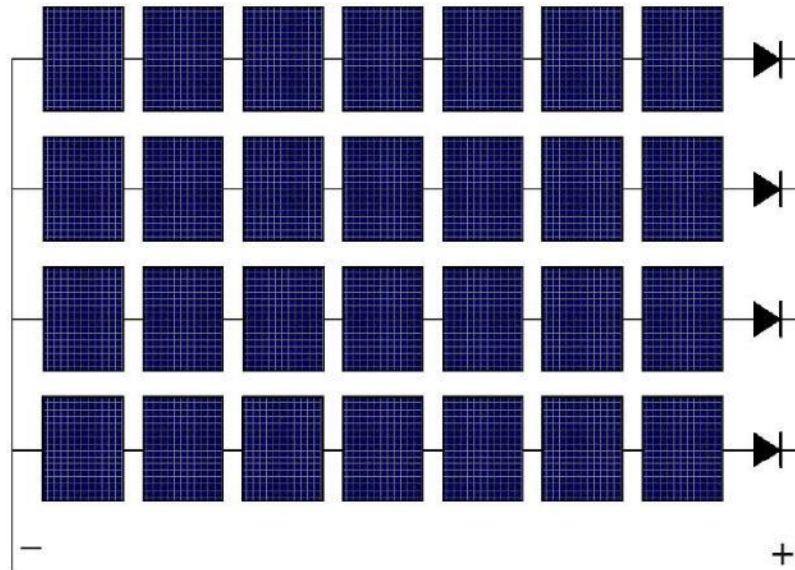
Figura 10 - Curvas I-V para duas células de silício cristalino ligadas em (a) série e (b) paralelo.



Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

Um arranjo fotovoltaico, conforme a ABNT (2013), consiste em um conjunto de módulos FV mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte. Nestas conexões elétricas em série e paralelo são adicionados diodos de bloqueio com função de proteção. Estes diodos impedem o fluxo de corrente de um conjunto com tensão maior para um de menor tensão (PINHO e GALDINO, 2014). Na Figura 11, é apresentado um diagrama FV composto por quatro séries conectadas em paralelo, e entre as séries encontram-se os diodos de bloqueio.

Figura 11 - Diagrama com quatro séries conectadas em paralelo utilizando diodos de bloqueio



Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

2.3.3 Inversor

Os inversores são equipamentos que convertem a energia gerada em corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Nos SFVCR, eles devem apresentar tensão de saída sincronizada com a tensão da rede. Dentre os componentes dos inversores, estão as chaves eletrônicas de estado sólido, as quais vem sendo aprimoradas na sua fabricação e na topologia empregada nestes equipamentos. Estes avanços da eletrônica de potência nas últimas décadas resultaram em inversores com eficiência aproximada a 99% (PINHO e GALDINO, 2014). Um exemplo de inversor pode ser visualizado na Figura 12.

Figura 12 - Exemplo de inversor fotovoltaico



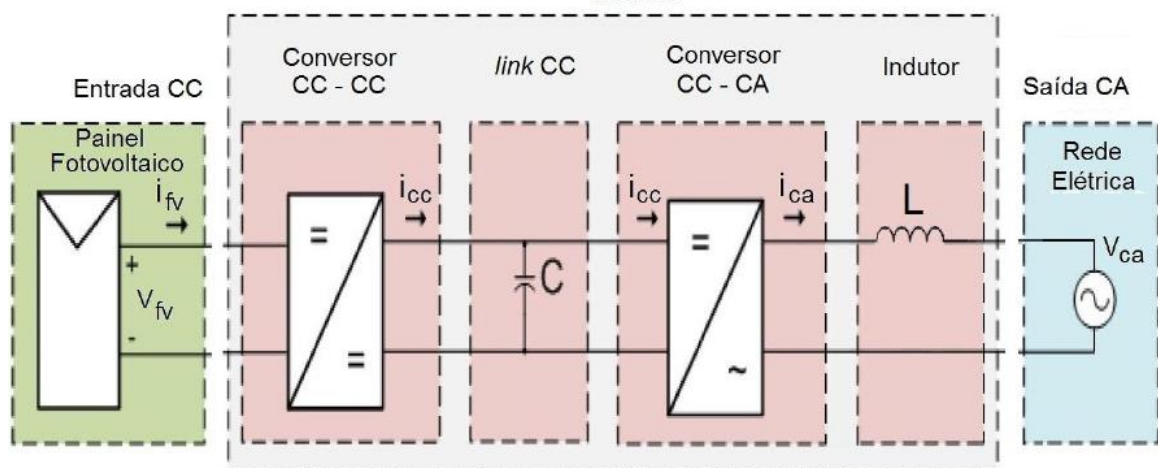
Fonte: NHS Solar, 2018.

O funcionamento dos inversores compreende basicamente na comutação de chaves eletrônicas do tipo tiristores e transistores, principalmente. Um sinal de

controle é enviado a estas chaves, colocando-as em condução ou bloqueio e desta maneira ocorre a conversão de energia CC para CA (PINHO e GALDINO, 2014).

Na Figura 13, é apresentado um diagrama esquemático do funcionamento de inversores para SFVCR. Este exemplo mostra um inversor de dois estágios, em que primeiramente acontece a conversão CC-CC, gerando uma tensão adequada no elo CC interno (*link CC*) do inversor, representado por um capacitor C . Nesta conversão, o seguidor do ponto de potência máxima (*MPPT – Maximum Power Point Tracking*) atua no inversor, otimizando seu funcionamento. Em seguida ocorre a conversão CC-CA e a corrente passa por um indutor L , com função de filtro e acoplamento à rede elétrica (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 13 - Representação do funcionamento de um inversor fotovoltaico



Fonte: Adaptado de PINHO e GALDINO, 2014.

A forma de onda na saída do inversor é um indicativo da qualidade e do custo deste equipamento. Para garantir sua qualidade é necessário reduzir os harmônicos através de filtragem no método empregado para a conversão de energia. Por outro lado, o ponto de conexão com a rede deve apresentar baixa impedância a fim de possibilitar a operação do inversor (URBANETZ JR, 2010).

2.3.4 Tecnologias de células fotovoltaicas

As células que compõem um módulo fotovoltaico podem ser constituídas de diversos materiais. Elas foram classificadas em gerações conforme seu desenvolvimento cronológico, como mostra o Quadro 1. As células de Primeira Geração englobam as tecnologias de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), estas duas são produzidas a partir do silício cristalino (c-Si). As de Segunda

Geração compreendem telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), silício amorfo (a-Si), silício microcristalino (mc-Si) e arsenieto de gálio (GaAs). Por fim, as células de Terceira Geração incluem tecnologias híbridas (como a perovskita), sensibilizadas por corantes (DSC) e células orgânicas (OSC). As tecnologias de segunda geração são igualmente denominadas de filmes finos, por serem aproximadamente cem vezes menos espessas do que as lâminas de silício cristalino (KUMAR e KUMAR, 2017).

Quadro 1 - Classificação das tecnologias de células fotovoltaicas com seus principais representantes na atualidade

| | | |
|--------------------|---------------------------------------|---------------------------|
| Tecnologias | Primeira geração – silício cristalino | m-Si |
| | | p-Si |
| | Segunda geração – filmes finos | CdTe |
| | | CIGS |
| | | a-Si |
| | | GaAs |
| | Terceira geração | Híbrida |
| | | Sensibilizada por corante |
| | | Orgânica |

Fonte: KUMAR e KUMAR, 2017.

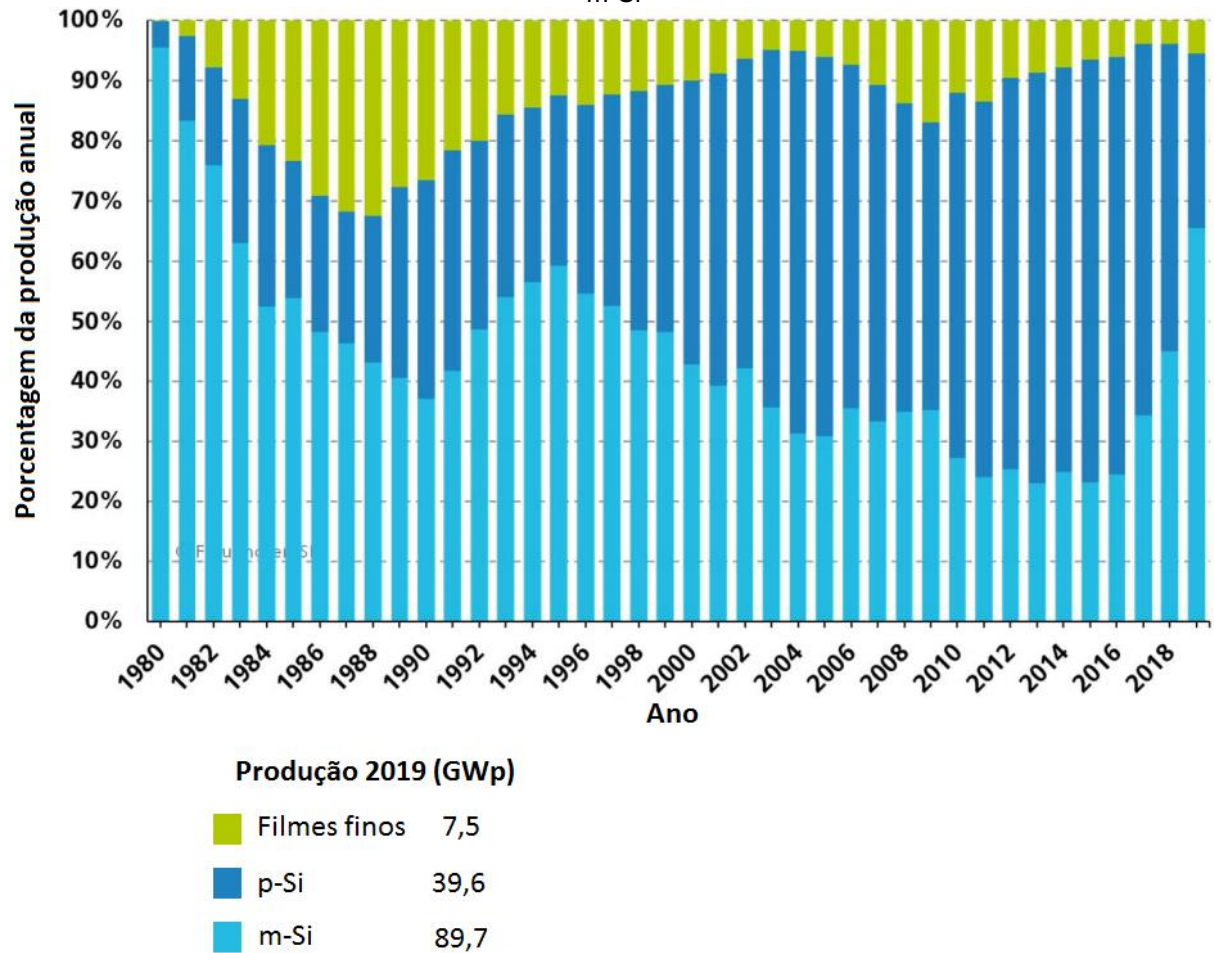
No final do século XX, surgiu a tecnologia *Passivated Emitter and Rear Cell* (PERC) para a indústria fotovoltaica, podendo ser aplicada a células de c-Si. Esta descoberta eleva a eficiência da célula FV, visto que aumenta a absorção de luz na sua parte posterior (GREEN, 2015).

Na Figura 14, é apresentada a porcentagem da produção global anual de módulos FV de filmes finos e silício cristalino, desde a década de 1980. Nesse ano, a produção de m-Si dominava o mercado, superando a linha dos 90% e não houve produção de módulos de filmes finos. Com o passar dos anos, as demais tecnologias foram se aperfeiçoando e entrando no mercado de módulos FV (FRAUNHOFER ISE, 2020).

A produção de filmes finos sempre se manteve inferior a de silício cristalino. 1988 foi o ano que os filmes finos apresentaram maior representatividade percentual, superando 30%. Em relação ao silício cristalino, a produção de m-Si manteve-se no topo até o ano 2000. A partir de então, até o ano de 2018 o p-Si liderou a produção mundial de módulos. Em 2019 sua representatividade diminuiu consideravelmente e a tecnologia de m-Si voltou a liderar o mercado, atingindo 89,7 GWp de potência

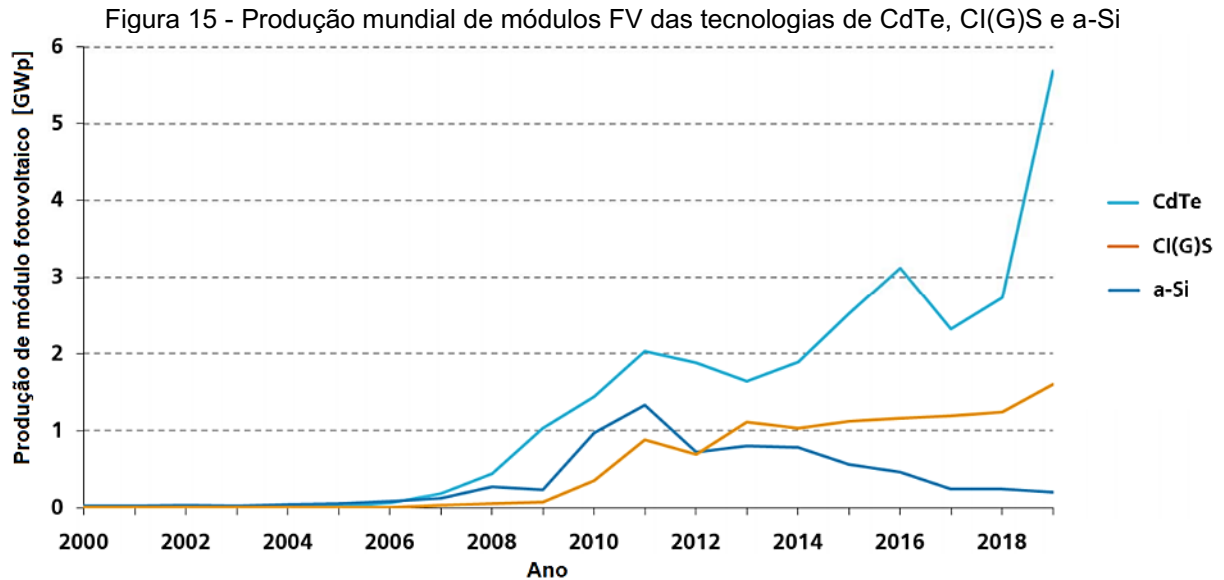
produzida industrialmente a nível mundial. No mesmo ano, foram produzidos 39,6 GWp de módulos de p-Si e 7,5 GWp de filmes finos, valores expressos na Figura 14 (FRAUNHOFER ISE, 2020).

Figura 14 - Porcentagem da produção anual de módulos FV com as tecnologias de filmes finos, p-Si e m-Si



Fonte: FRAUNHOFER ISE, 2020.

Em relação aos filmes finos, as tecnologias com maior representatividade na produção mundial, conforme representado na Figura 15, são CdTe, a-Si e Cl(G)S, esta última tecnologia engloba módulos de disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) e disseleneto de cobre e índio (CIS). São apresentados dados desde o ano 2000 até 2019, sendo possível visualizar que a produção de módulos de CdTe é superior desde 2007. Em segundo lugar, a partir do ano de 2013 está a tecnologia de Cl(G)S, a qual se mantém em ascensão, enquanto a produção dos módulos de a-Si vem diminuindo desde o mesmo ano. Após a queda na produção de módulos de CdTe entre 2016 e 2017, este valor tem crescido exponencialmente, confirmando a consolidação desta tecnologia de filme fino a nível mundial (FRAUNHOFER ISE, 2020).



Ao longo dos anos, com o desenvolvimento das células fotovoltaicas desde o século XX, laboratórios vem estudando e aprimorando técnicas construtivas com o objetivo de elevar sua eficiência. A eficiência é calculada dividindo a potência (P), em W pela área (A), em m^2 e irradiância (G), em W/m^2 , nas condições padrão de ensaio, através da Equação (1) (PINHO e GALDINO, 2014):

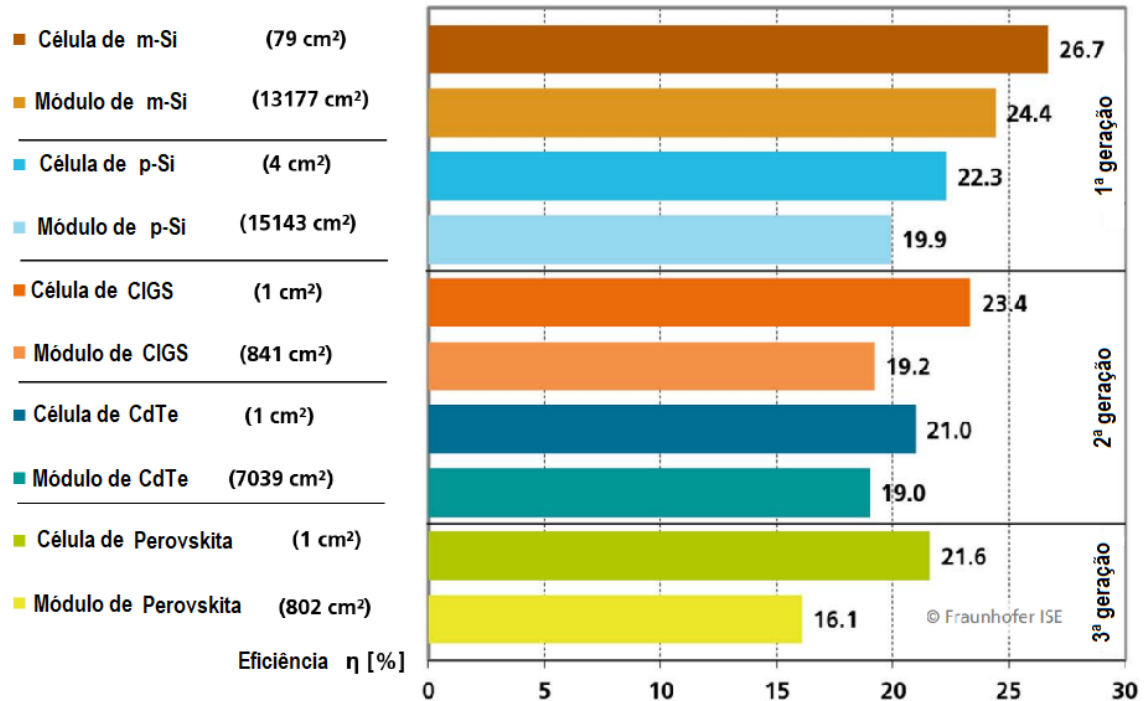
$$\eta = \frac{P}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (1)$$

Assim, a eficiência de um módulo sempre é inferior a de uma célula, porque o módulo possui espaços vazios entre as células em seu aspecto construtivo, ou seja, espaço útil relativamente reduzido para a produção de energia elétrica quando comparado a uma célula FV (PINHO e GALDINO, 2014).

Na Figura 16, é apresentada a máxima eficiência de células e módulos fotovoltaicos obtidas em laboratórios, até novembro de 2019. Observa-se que o módulo com a tecnologia de perovskita é a que possui menor eficiência nesta amostragem, com 16,1%. Por outro lado, o módulo de maior eficiência foi o de m-Si, com 24,4%, enquanto sua célula atingiu 26,7%. A ordem de eficiência dos módulos, em ordem decrescente é: m-Si, p-Si, ClGS, CdTe e perovskita. Na Figura 16, também são apresentadas as áreas das células e dos módulos, onde nota-se que a maioria destas células possui 1 cm^2 , sendo que a maior é a de m-Si, com 79 cm^2 . No tocante aos módulos, o menor foi o de perovskita, enquanto o de p-Si foi o maior. Atualmente, conforme Fraunhofer ISE (2020), a célula FV de menor eficiência é a orgânica com

valor de 13,5% e a maior é uma célula multi-junção utilizada com concentrador, atingindo 47,1% de eficiência alcançada em laboratório.

Figura 16 - Eficiências de diferentes tecnologias de células e módulos fotovoltaicos obtidas em laboratório



Fonte: FRAUNHOFER ISE, 2020.

Quanto a módulos comerciais, de acordo com a pesquisa realizada por Fraunhofer ISE (2020), a tecnologia de filmes finos continua apresentando menor eficiência em relação ao silício cristalino. Na Tabela 1, é exposta a máxima eficiência alcançada, a potência dos respectivos módulos comerciais e seus fabricantes, para as tecnologias de CIGS, CdTe, m-Si e p-Si, em que o módulo de m-Si é da tecnologia PERC.

Tabela 1 - Eficiência, potência e fabricante de módulos comerciais com eficiência máxima de diversas tecnologias FV

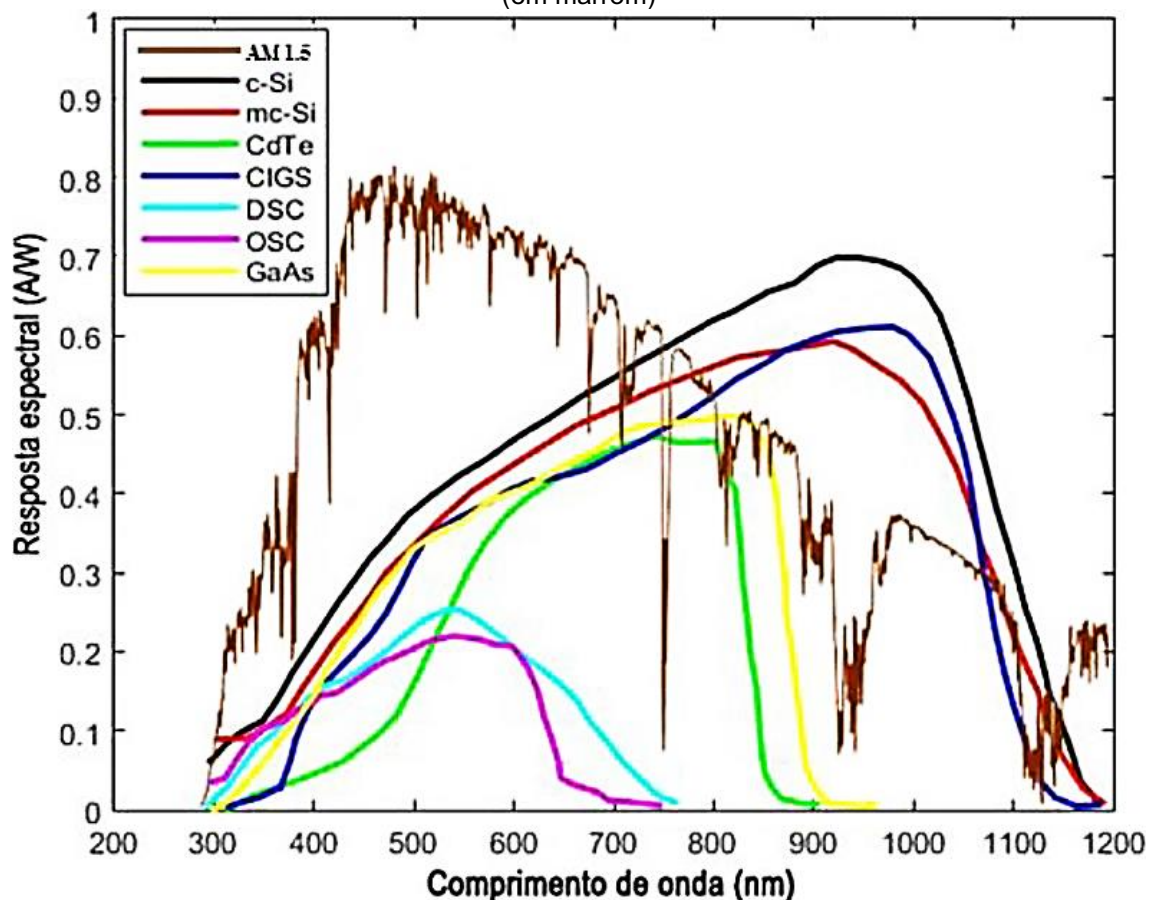
| Tecnologia | Eficiência | Potência | Fabricante |
|------------|------------|----------|----------------|
| CIGS | 17,4% | 165 Wp | Solibro |
| CdTe | 18,2% | 450 Wp | First Solar |
| m-Si | 20,8% | 370 Wp | Solaria |
| p-Si | 19,0% | 345 Wp | Canadian Solar |

Fonte: FRAUNHOFER ISE, 2020.

Como as células FV podem ser produzidas a partir de diferentes tipos de materiais, cada uma delas apresenta uma faixa do comprimento de onda em que há melhor resposta espectral. Na Figura 17, é apresentada esta resposta espectral para diversas tecnologias FV, além de ser possível comparar com os dados do espectro

solar para um valor de massa de ar (*Air Mass – AM*) igual a 1,5, representado pela linha marrom. Esta distribuição espectral se encontra nos comprimentos de onda entre 300 nm e 1200 nm, lembrando que a faixa de luz visível se situa entre 380 nm e 780 nm (PEREIRA et al., 2017). As células DSC e OSC são as que apresentam as menores faixas de comprimento de onda na resposta espectral, seguidas pelo CdTe, não excedendo os 900 nm. A tecnologia FV com resposta espectral mais ampla é a de silício cristalino, enquanto CIGS exibe uma curva ligeiramente inferior.

Figura 17 - Distribuição espectral de algumas tecnologias fotovoltaicas e espectro solar para AM 1,5 (em marrom)



Fonte: BÜHLER et al., 2018.

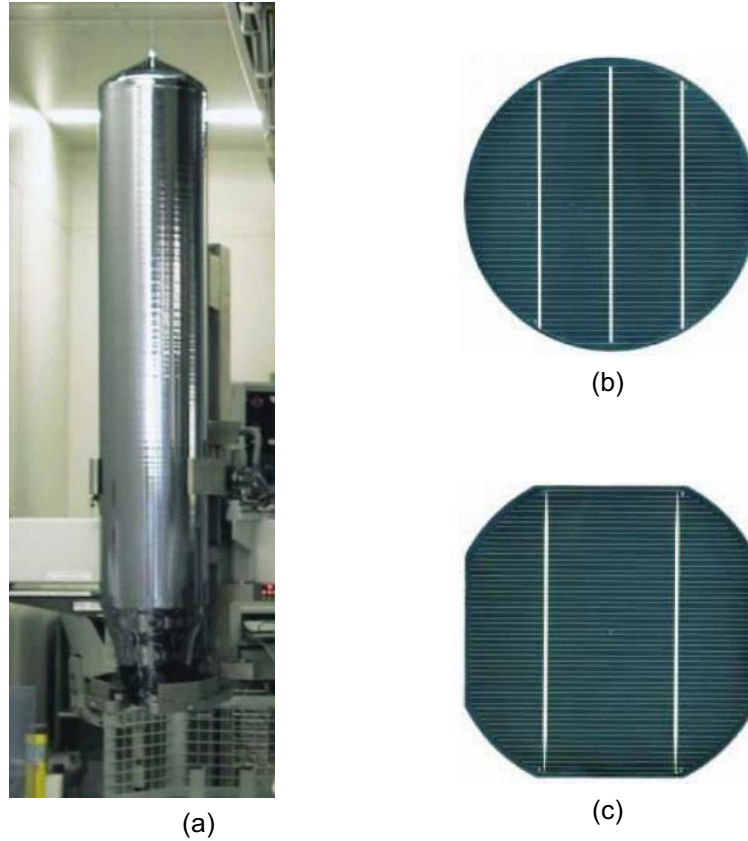
Nesta pesquisa, o foco encontra-se nas tecnologias de m-Si, p-Si, CIGS e CdTe, as quais são descritas a seguir.

2.3.4.1 Silício monocristalino – m-Si

Constitui-se de um único cristal com alto grau de pureza, mais comumente obtido no formato cilíndrico a partir do método Czochralski. O cilindro é laminado, resultando em inúmeros discos finos, os quais são cortados de modo que ao serem dispostos em um módulo fotovoltaico, minimizem sua área e

consequentemente, elevem sua eficiência (BÜHLER et al., 2018). Na Figura 18, estão representados o tarugo de silício monocristalino e as células que derivam deste cilindro. Um módulo FV de m-Si é ilustrado na Figura 19.

Figura 18 - (a) Tarugo de silício obtido através do processo de Czochralski; (b) Célula circular proveniente da laminação do cilindro de silício; (c) Célula cortada de m-Si



Fonte: Adaptado de EVERS et al., 2003; DGS, 2013.

Figura 19 - Módulo de m-Si



Fonte: QCELLS, 2018.

2.3.4.2 Silício policristalino – p-Si

Para a fabricação de células de p-Si, o processo mais utilizado é o de fundição de lingotes. Blocos de p-Si são criados, conforme a Figura 20 (a), sendo

posteriormente serrados em barras e laminados. Durante o processo de fundição formam-se cristais com diversas orientações, o que pode ser observado na Figura 20 (b) (DGS, 2013). Na Figura 21, é representado um módulo FV de p-Si.

Figura 20 - (a) Blocos de p-Si fundidos; (b) Lâmina de p-Si com uma camada anti-reflexão



(a)



(b)

Fonte: DGS, 2013.

Figura 21 - Módulo de p-Si



Fonte: QCELLS, 2017.

2.3.4.3 Disseleneto de cobre índio e gálio – CIGS

As células FV de filmes finos podem ser produzidas de diversas maneiras, entre elas estão o processo de pulverização catódica, eletrodeposição, sublimação em espaço reduzido, deposição por banho químico e deposição química a vapor em baixas pressões. A tecnologia de CIGS corresponde a um filme fino de forma multicristalina, com um elevado coeficiente de absorção dos fótons incidentes (BÜHLER et al., 2018). Um módulo de CIGS é representado na Figura 22.

Figura 22 - Módulo de CIGS



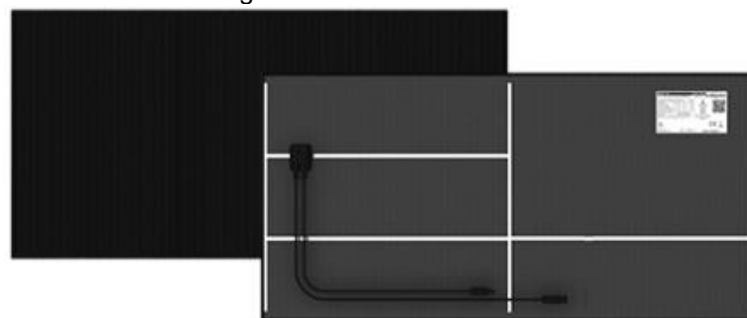
Fonte: SOLIBRO, 2017.

2.3.4.4 Telureto de cádmio – CdTe

A tecnologia fotovoltaica de CdTe é um filme fino com eficiência similar a de p-Si, empregando apenas entre 1% e 2% do material necessário para a fabricação do p-Si. Os módulos de CdTe devem ser encapsulados e selados nas bordas a fim de evitar sua degradação, visto que são sensíveis à umidade (PINHO e GALDINO, 2014).

O CdTe apresenta uma curva de resposta espectral com uma faixa menor no comprimento de onda em relação às outras tecnologias já descritas. Assim, a geração de energia através desta tecnologia encontra-se mais restrita a esta faixa do espectro solar, como evidenciado pela Figura 17 (BÜHLER et al., 2018). Módulos desta tecnologia, da mesma forma que a de CIGS, possuem uma estética mais favorável à sua incorporação em fachadas e telhados, melhorando o aspecto visual da construção. Na Figura 23, é representado um módulo de CdTe.

Figura 23 - Módulo de CdTe



Fonte: CALYXO, 2016.

2.4 ÍNDICES DE MÉRITO

Avaliações precisas do desempenho de SFVCR são imprescindíveis para o contínuo desenvolvimento da indústria fotovoltaica, enquanto para pesquisadores, elas identificam e auxiliam em necessidades futuras. Por outro lado, para integradores

e consumidores finais, elas aparecem como ferramentas vitais na avaliação da qualidade de produtos, guiando-os nas tomadas de decisões (MARION et al., 2005).

Com o crescimento da indústria, surgiu uma clara necessidade de maior utilização dos índices de mérito, apropriados para sistemas fotovoltaicos. Os índices de mérito, de acordo com Marion et al. (2005), são parâmetros que permitem a detecção de problemas operacionais; facilitam a comparação de sistemas que podem diferir em relação ao *design*, tecnologia ou localização geográfica; e validam modelos para estimativa de desempenho do sistema durante a fase de projeto.

A utilização destes parâmetros auxilia os investidores a avaliar propostas e tecnologias diferentes, dando-lhes maior confiança para investir e manter sistemas FV de alta qualidade. Os índices de mérito igualmente auxiliam a definir expectativas adequadas de desempenho com clientes, levando a um crescimento e maior credibilidade para o setor fotovoltaico (MARION et al., 2005).

Os índices de mérito representam parâmetros estabelecidos pela Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*), os quais encontram-se descritos no padrão IEC (*International Electrotechnical Commission* – Comissão Internacional de Eletrotécnica) 61724 (IEC, 1998). Eles consistem em três parâmetros que definem o sistema fotovoltaico de forma geral, com relação à produção de energia e o efeito de perdas no sistema. São eles: fator de capacidade (FC), produtividade (Y, do inglês *Yield*) e taxa de desempenho (TD), também conhecida como *performance ratio*.

2.4.1 Fator de Capacidade

O fator de capacidade de um SFV apresenta a relação entre a energia elétrica efetivamente gerada pela capacidade do sistema de gerar energia elétrica, se ele operasse em potência nominal durante as 24 horas do dia, durante determinado intervalo de tempo (normalmente durante um ano). Na Equação (2), é apresentada esta relação, cujo resultado é expresso em porcentagem (MARION et al., 2005).

$$FC = \frac{\text{Energia gerada}}{\text{Potência FV} * 24 \text{ h} * \text{número de dias}} \quad (2)$$

2.4.2 Produtividade

A razão entre a energia gerada pelo SFV e a potência CC instalada é chamada de produtividade final, representada por Y_f , na Equação (3). Sua unidade é dada em kWh/kWp. O valor pode ser referente a um ano ou um mês de operação (MARION et al., 2005).

$$Y_f = \frac{\text{Energia gerada}}{\text{Potência CC instalada}} \quad (3)$$

Há também a produtividade de referência (Y_r), que consiste na irradiação solar (H_{TOT}) total incidente no painel FV dividida pela irradiância de referência (G), cujo valor é de 1.000 W/m². Na Equação (4), é apresentada esta relação, que quantidade as horas de sol a 1.000W/m² (MARION et al., 2005).

$$Y_r = \frac{H_{TOT}}{G} \quad (4)$$

2.4.3 Taxa de Desempenho

A taxa de desempenho quantifica o efeito geral das perdas no SFV, representando a energia real gerada em relação à energia esperada, com referência em sua classificação nominal. Ou seja, ela consiste no montante de energia que efetivamente encontra-se disponível para a rede, descontando a energia perdida ao longo de todo o sistema (KHALID et al., 2016). Na Equação (5), é apresentada sua fórmula, que é dada pela divisão entre a produtividade final (Y_f) e a produtividade de referência (Y_r).

$$TD = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (5)$$

O cálculo da TD, geralmente é realizado mensalmente e anualmente, pois seu valor varia ao longo do ano, visto que ela depende da irradiação solar e da energia gerada. Quando ela é calculada em intervalos menores de tempo, como uma semana, por exemplo, passa a ser útil para identificação de possíveis falhas no sistema. As maiores TDs encontram-se no inverno, devido a menores perdas por temperatura no

módulo FV. Normalmente, seu valor encontra-se no intervalo entre 60-80% (MARION et al., 2005).

De acordo com Reich et al. (2012), a faixa da taxa de desempenho vem crescendo ao longo dos anos. Em um levantamento realizado em inúmeros SFVCR na Alemanha, constatou-se que a TD aumentou de 50% a 75% em média, no fim dos anos 1980, para 70-80% nos anos 1990 e em 2010 atingiu valores próximos a 90%.

Em termos de Brasil, Nascimento et al. (2018) apresenta a TD em uma análise durante alguns meses (entre 2013 e 2014) de SFVCRs constituídos por diferentes tecnologias FVs, instalados em oito cidades brasileiras. Os resultados variaram de 62%, para o sistema de p-Si localizado em Rondônia, a 90% no SFVCR situado no Ceará, composto por módulos de a-Si. Em Curitiba, pesquisas mostraram que a TD calculada para dois SFVCRs caracterizados por módulos de p-Si, desde sua implantação (ano de 2012 para um dos sistemas e 2016 para o outro), se encontram na faixa de aproximadamente 66% a 80% (TONOLO, 2019).

Existem alguns métodos e *softwares* que podem efetuar a estimativa da TD. Um deles é o *System Advisor Model (SAM)*, *software* de modelagem de desempenho e modelagem financeira de energias renováveis, incluindo energia solar fotovoltaica. Ele abrange informações relacionadas à localidade, módulos, inversores, configuração do sistema, sombreamento, neve e perdas. O *software* utiliza um banco de dados climatológicos que fornece latitude, longitude, altitude de cada localidade, dados horários acumulados de vários anos de temperatura, umidade, irradiação solar, velocidade do vento, entre outros. As entradas do programa consistem nos valores das perdas de um SFVCR, enquanto a saída é a TD.

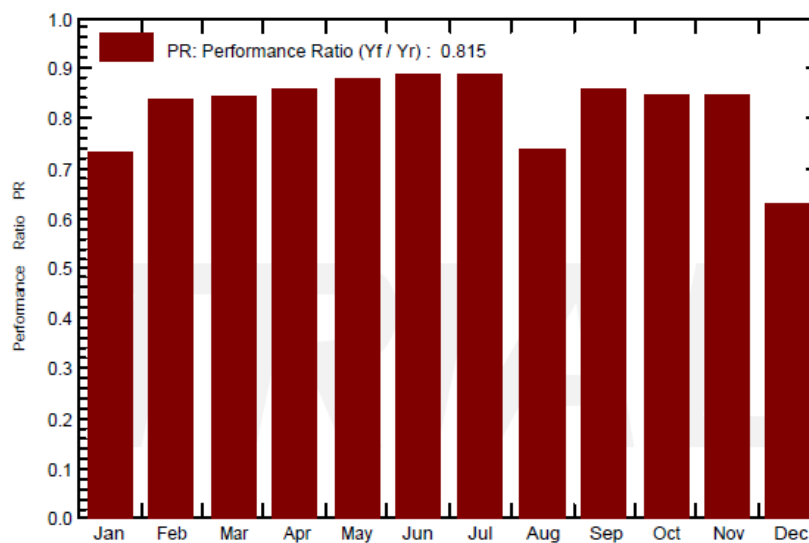
A pesquisa de Yang et al. (2018a) utiliza esta ferramenta para estimar a TD em vinte cidades paranaenses, com diferentes orientações e inclinações de um painel FV de p-Si. Os maiores resultados para a TD nos diversos municípios variaram entre 81,8% e 84,7%.

Outros *softwares* que podem ser utilizados para este cálculo da TD são o *PVsyst* e o *PV*SOL*, os quais são mais empregados, pois permitem a modelagem 3D de SFVs. Para a modelagem, são considerados dados como localização e configuração do sistema, em que há a possibilidade da escolha do fabricante e modelo do módulo FV e do inversor FV. Dados meteorológicos e radiométricos provenientes de uma biblioteca interna são utilizados para os cálculos. No *PVsyst*, diversos tipos de perdas são quantificados nos dados de entrada, como sombreamento e sujidade.

Por outro lado, no *PV*SOL* a perda por sombreamento é dimensionada a partir da modelagem 3D do ambiente entorno do SFV. A simulação nestes *softwares* gera um relatório, englobando a análise de diversos parâmetros. Na Figura 24, está representada a TD estimada pelo *PVsyst* para um SFVCR de CIGS de 1,68 kW localizado na cidade de Curitiba, em condições ótimas de instalação. A forma de apresentação da extratificação das perdas deste sistema no *PVsyst* pode ser observada na Figura 25.

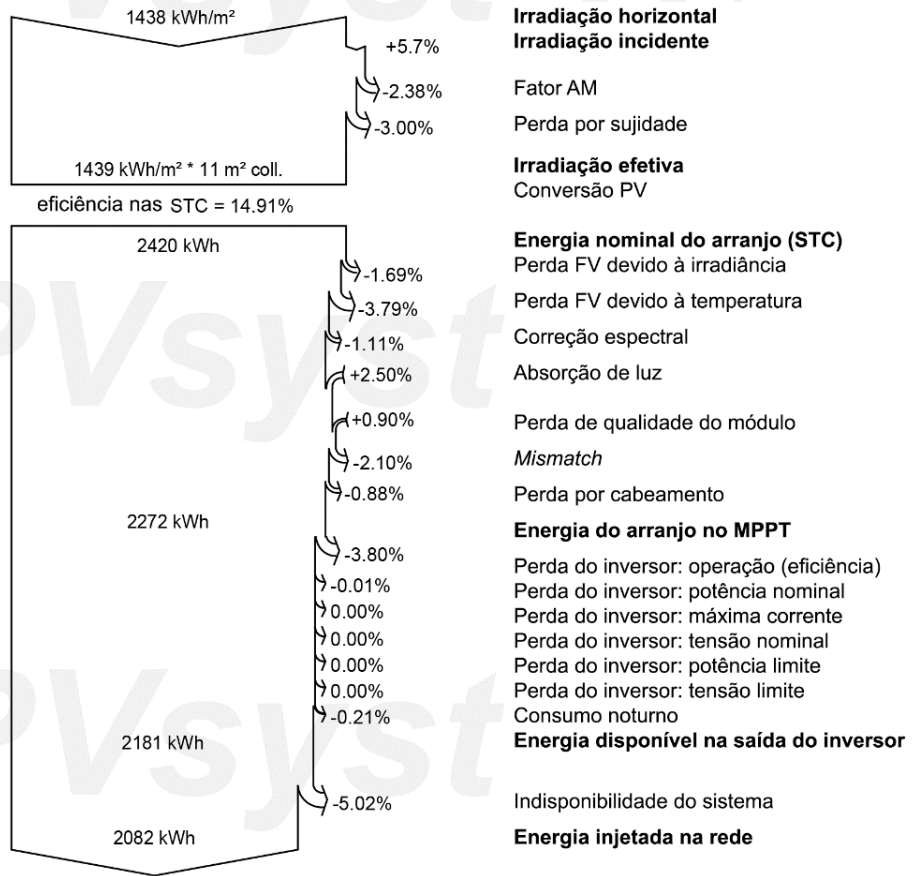
No *PV*SOL*, as perdas por sombreamento podem ser visualizadas em cada módulo do sistema, como mostra a Figura 26. O resultado da TD estimada por este *software* é apresentado na forma gráfica. Na Figura 27, é possível visualizar um exemplo dos dados calculados para a TD pelo *PV*SOL* para um SFVCR de mesma configuração do exemplo anterior do *PVsyst*.

Figura 24 - TD estimada através do *PVsyst*
Performance Ratio PR



Fonte: PVSYST, 2020.

Figura 25 - Quantificação das perdas efetuada pelo PVsyst



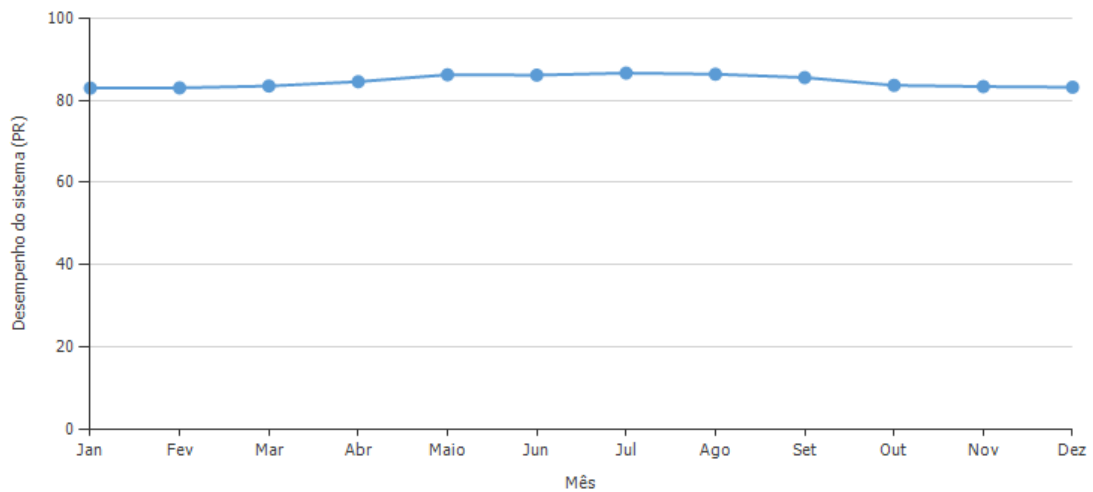
Fonte: PVSYST, 2020.

Figura 26 - Perda por sombreamento nos módulos FVs estimada pelo PV*SOL



Fonte: PV*SOL, 2020.

Figura 27 - TD estimada através do PV*SOL



Fonte: PV*SOL, 2020.

Além de *softwares*, existem estudos com equacionamentos para alguns tipos de perdas em SFVs. Pinho e Galdino (2014) apresentam uma fórmula para dimensionar a perda por temperatura, a qual foi empregada por Yang et al. (2019a) em uma simulação envolvendo quatro tecnologias FVs e seis cidades paranaenses. Além da perda por temperatura, a perda referente ao inversor foi considerada o valor mínimo apresentado pelo *datasheet* do fabricante, enquanto as demais perdas foram arbitradas conforme DGS (2013). Nesta metodologia empregada por Yang et al. (2019a), a TD apresentou valores abaixo do esperado no verão em todos os SFVCRs, enquanto os dados durante o inverno se mostraram coerentes com outros sistemas em operação.

A perda por temperatura foi estimada de uma maneira diferente no estudo de Yang et al. (2020). O método utilizado se baseou na pesquisa de Yang et al. (2019b), em que a potência de saída de um SFVCR instalado no EV da UTFPR é calculada, considerando a perda por temperatura. Na sequência, Yang et al. (2020) estimou a TD para este sistema do EV e os resultados foram mais assertivos, quando validados com dados reais deste SFVCR.

2.5 FATORES QUE INFLUENCIAM O DESEMPENHO DE SFVCR

Diversos são os elementos que influenciam o desempenho dos SFVCR. Os principais fatores de perdas em um SFVCR, conforme Marion et al. (2005) e DGS (2013), são:

- temperatura;

- eficiência do inversor;
- *mismatch* (descasamento de módulos FV);
- reflexão da irradiação pelo módulo FV;
- sujidade;
- cabos e conexões;
- sombreamento;
- variação do espectro *AM 1,5*;
- falha de componentes;
- tempo de inatividade do sistema.

Alguns destes fatores serão descritos e estudados com mais profundidade, com o intuito de quantificá-los, e desta forma, dimensionar seu impacto em SFVCRs. Cada um destes itens impacta o gerador de uma maneira diferente, reduzindo seu desempenho.

2.5.1 Temperatura

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas, as quais são construídas a partir de materiais semicondutores, convertendo a energia advinda do Sol em energia elétrica. Assim, as células são bastante sensíveis à temperatura. A eficiência dos módulos é medida e informada aos usuários, através da folha de dados, sob as condições padrões de ensaio (*STC – Standard Test Conditions*), com temperatura na célula FV de 25°C, irradiância de 1.000 W/m² e massa de ar *AM* igual a 1,5. Entretanto, um sistema fotovoltaico raramente opera nessas condições (SCHWINGSHACKL et al., 2013; DGS, 2013).

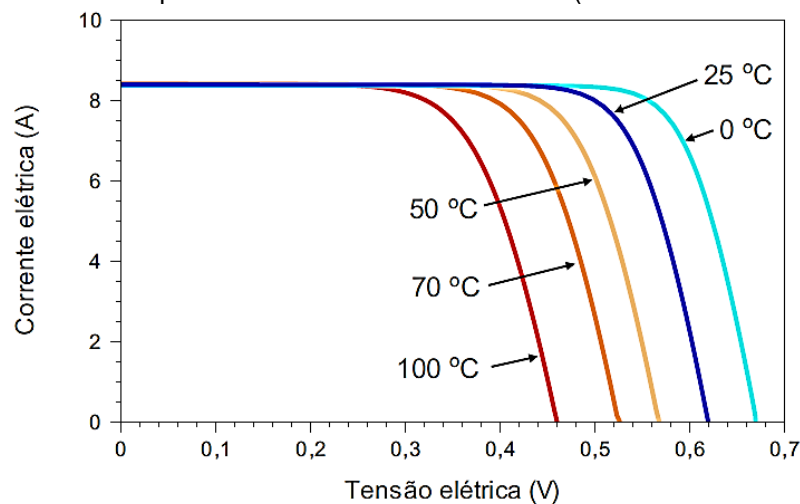
O desempenho é influenciado principalmente pela tecnologia utilizada. Um módulo fotovoltaico típico converte entre 6 a 20% da radiação solar incidente em energia elétrica, dependendo do tipo de tecnologia das células solares e condições climáticas. O restante da radiação solar incidente é convertida em calor, o que aumenta significativamente a temperatura do módulo fotovoltaico e reduz a eficiência do mesmo (DUBEY; SARVAIYA; SESHADRI, 2012).

A temperatura de um módulo fotovoltaico depende de alguns fatores climáticos, como radiação solar incidente, temperatura ambiente, velocidade e direção do vento, propriedades físicas dos materiais das células e estrutura de montagem (AKHSASSI, 2018). A temperatura impacta na degradação dos módulos FV, porque

determina a taxa de reação para os processos de deterioração causada pelos outros fatores de degradação, como hidrólise por umidade e fotodegradação por luz ultravioleta (KOEHL et al., 2011).

O desempenho de um SFVCR é constatado de forma distinta em diferentes temperaturas de operação do painel FV, conforme ilustrado na Figura 28. De maneira geral, esta influência na curva corrente-tensão (I-V) é visível através da variação expressiva da tensão com o aumento da temperatura. Por outro lado, a corrente elétrica pouco se altera neste cenário. Assim, a potência produzida pelo sistema é variável conforme a temperatura nos módulos FV durante o dia (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 28 - Influência da temperatura da célula FV na curva I-V (com $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ e $AM = 1,5$)



Fonte: PINHO e GALDINO, 2014.

A perda de potência com o aumento da T_c ocorre de forma diferente para cada tecnologia de célula FV, conforme calculado pela Equação (6), em que a máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico (P_{max}) é representada. Esta potência depende da irradiância incidente (G), da T_c , do coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência (γ), da potência nominal do SFV (P_{FV}^0), da irradiância e temperatura da célula em condições padrão de referência ($G_{ref} = 1.000 \text{ W/m}^2$ e $T_{c_{ref}} = 25^\circ\text{C}$, de acordo com STC) (ZILLES et al., 2012).

$$P_{max} = P_{FV}^0 \cdot \frac{G}{G_{ref}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_c - T_{c_{ref}})] \quad (6)$$

O coeficiente de temperatura é utilizado para descrever o comportamento dos parâmetros característicos dos módulos fotovoltaicos, abrangendo corrente, tensão e

potência. Ele permite a análise da taxa de variação destes índices no que se refere a temperatura (ZILLES et al., 2012).

As tecnologias estudadas nesta pesquisa foram: silício policristalino (p-Si), silício monocristalino (m-Si), disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Estas duas últimas tecnologias representam os filmes finos. Na Tabela 2, são apresentadas as perdas de potência em percentual por variação de grau Celsius para estas quatro tecnologias FV. Este tipo de perda é representado através do coeficiente de temperatura relativo à potência nominal do módulo (γ). Os dados foram extraídos das folhas de dados (*datasheets*) dos módulos empregados no projeto de P&D (QCELLS, 2018; QCELLS, 2017; CALYXO, 2020; SOLIBRO, 2017).

Tabela 2 - Perda de potência em função da temperatura para diferentes tecnologias FV

| Tecnologia FV | Coeficiente de Temperatura – Pmax – (γ) |
|----------------------|--|
| m-Si | -0,39 %/°C |
| p-Si | -0,40 %/°C |
| CIGS | -0,32 %/°C |
| CdTe | -0,25 %/°C |

Fonte: QCELLS, 2018; QCELLS, 2017; CALYXO, 2020; SOLIBRO, 2017.

Conforme os dados da Tabela 2, os filmes finos apresentam uma menor perda de potência com o aumento da temperatura em relação às células cristalinas. Enquanto m-Si e p-Si perdem 0,39% e 0,40% de potência para a elevação de cada grau Celsius acima dos 25 graus na célula FV, o CdTe por exemplo, reduz 0,25% sua potência nas mesmas condições (QCELLS, 2018; QCELLS, 2017; CALYXO, 2020; SOLIBRO, 2017). Portanto, em locais onde o clima é mais quente com maiores temperaturas ambientes, espera-se que os filmes finos apresentem menor perda de potência e melhor desempenho.

Este fato foi observado em pesquisas nacionais e internacionais. Nascimento et al. (2018) apresenta resultados de desempenho para SFVCRs com sete tecnologias FVs diferentes, cada um instalado em um Estado brasileiro distinto. Os sistemas compostos por filmes finos, com baixo coeficiente de temperatura, apresentaram desempenho superior aos demais. Kumar et al. (2015) analisou SFVCRs na Índia, envolvendo quatro tecnologias FVs, e o maior desempenho foi obtido em sistemas de filmes finos.

A determinação da temperatura na célula FV torna-se uma questão chave para o estudo de sua influência no desempenho de SFV. Desta forma, inúmeras equações foram propostas na literatura com o objetivo de estimar este valor. Jackhrani

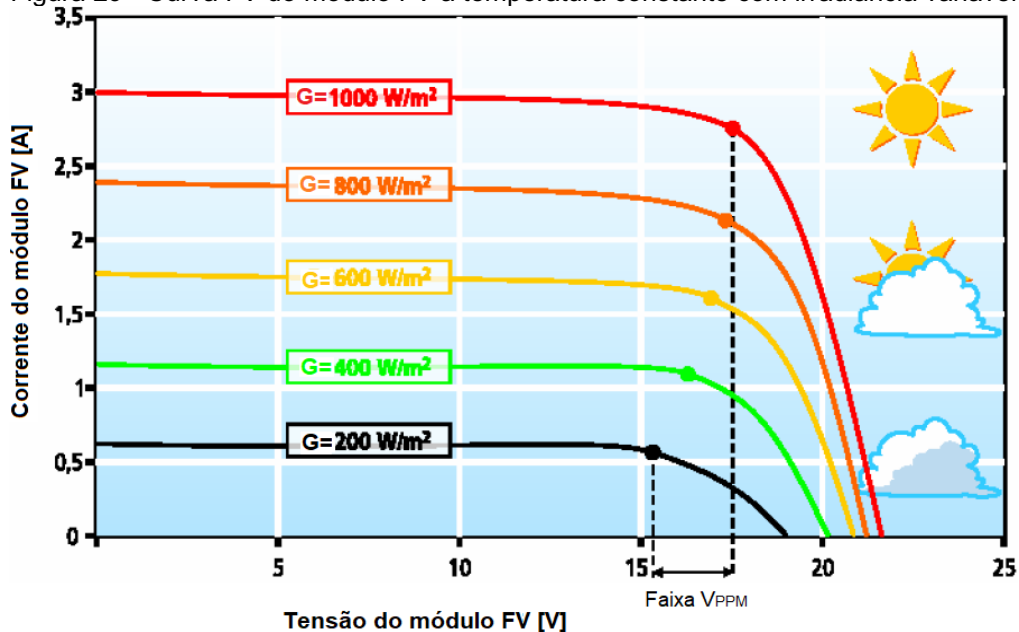
et al. (2011) e Santiago et al. (2018) utilizam diversas equações para estimar a T_c , assim como Kamuyu et al. (2018), que além disto, elaborou dois modelos próprios para esta estimativa. Por outro lado, Coskun et al. (2017) empregou diferentes equações e as modificou, adicionando termos e variando alguns coeficientes das mesmas, a fim de aprimorar o resultado para sua realidade, diminuindo o erro.

2.5.2 Irradiância

Durante o dia a irradiância varia mais do que a temperatura. As mudanças na irradiância afetam essencialmente a corrente do módulo, já que a corrente depende diretamente da radiação solar incidente. Por outro lado, a tensão do módulo é afetada principalmente pela temperatura do módulo (DGS, 2013).

A irradiância solar influencia no desempenho do módulo conforme seus valores variam do nascer ao pôr do sol e sob a interferência das nuvens. Na Figura 29, é representado este efeito, apresentando as curvas I-V do módulo FV com temperatura constante. Ela evidencia que a uma irradiância elevada ($G = 1.000 \text{ W/m}^2$), a corrente do módulo FV se eleva, enquanto a variação da tensão é mínima. Por outro lado, quanto mais baixa a irradiância, menor é a corrente (DGS, 2013).

Figura 29 - Curva I-V do módulo FV à temperatura constante com irradiância variável



Assim, nota-se que a corrente elétrica no módulo é diretamente proporcional à irradiância incidente, a qual influencia na temperatura do módulo. Portanto, quanto

maior a irradiância, maior a corrente, conseqüentemente haverá uma elevação na temperatura, aumentando as perdas no sistema (DGS, 2013).

2.5.3 Inversor

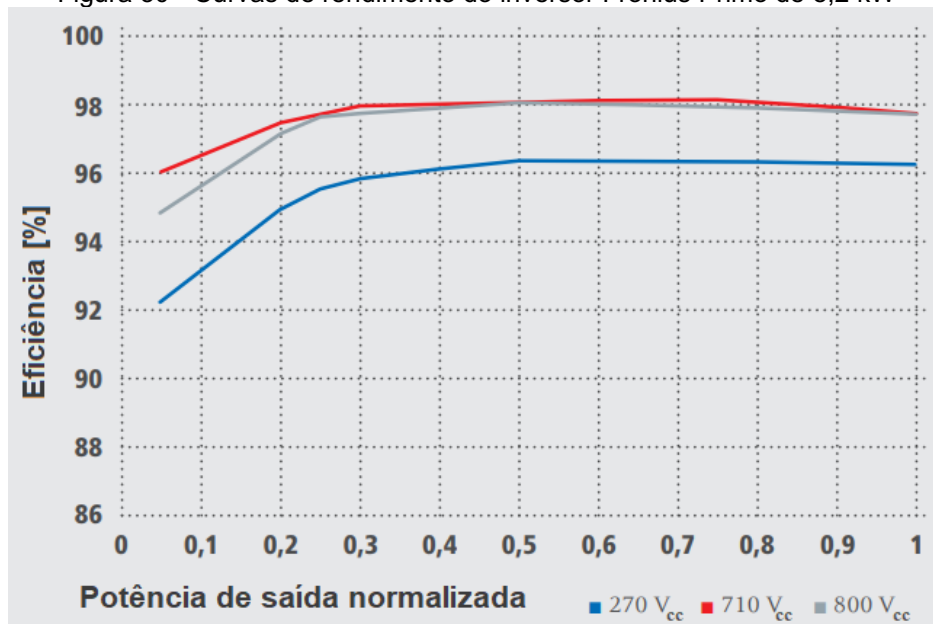
Os inversores utilizados em SFVCR possuem diferentes circuitos de conversão de energia. As perdas relativas ao inversor ocorrem no chaveamento e na condução. Sua eficiência de conversão CC/CA (η_{inv}) é definida como a razão entre a potência na saída (P_o) do inversor e a potência na entrada (P_i) do inversor, representada pela Equação (7) (IEC, 2008).

$$\eta_{inv} = \frac{P_o}{P_i} \quad (7)$$

Este equipamento pode apresentar ou não um transformador. Os primeiros SFVCR eram dimensionados para baixa tensão, portanto era necessária a implantação de um transformador em sua saída, como medida de segurança. Contudo, além de encarecer o sistema, ele leva a uma redução no desempenho do mesmo. Ao longo dos anos, os inversores sem transformador foram ganhando espaço no mercado, principalmente para módulos de células cristalinas, aumentando cada vez mais sua eficiência. As tecnologias FV de filmes finos necessitam de isolamento galvânica na saída do inversor a fim de evitar o aparecimento de uma diferença de potencial, que pode acarretar a uma corrosão elétrica, danificando suas células FV (RAMPINELLI et al., 2013).

Além disso, o desempenho do inversor está diretamente ligado com a faixa de tensão de operação. Este efeito pode ser observado na Figura 30, onde para este modelo de inversor, na menor tensão, 270 Vcc, o inversor apresenta eficiência máxima de aproximadamente 96%. Por outro lado, a eficiência situa-se em torno de 98% em tensões mais elevadas (710 Vcc e 800 Vcc) (FRONIUS, 2015).

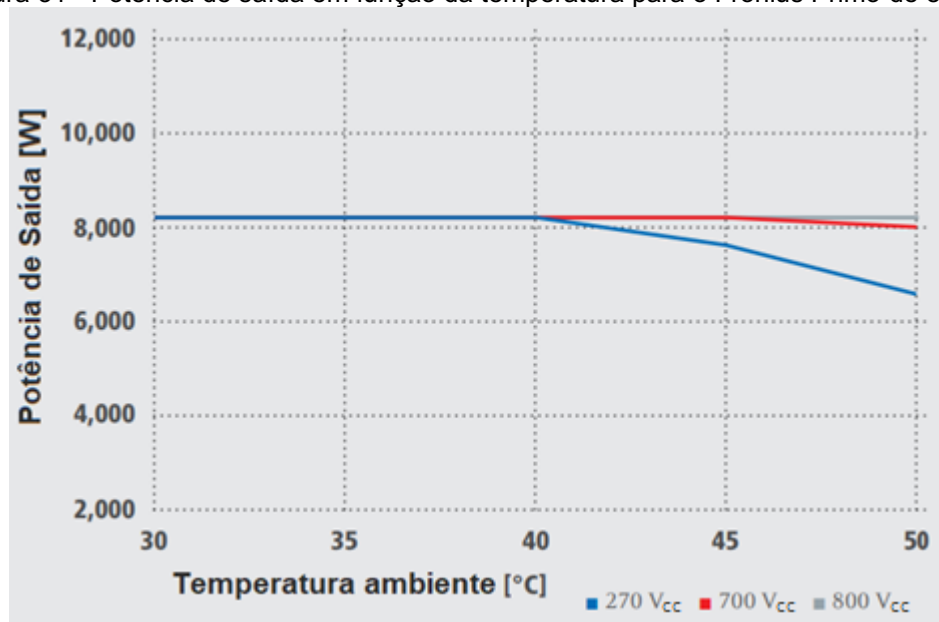
Figura 30 - Curvas de rendimento do inversor Fronius Primo de 8,2 kW



Fonte: FRONIUS, 2015.

Outro fator que influencia o desempenho do inversor é a temperatura ambiente. Na Figura 31, é exemplificado este comportamento, apresentando curvas de potência de saída para o inversor Fronius Primo de 8,2 kW, em função da temperatura ambiente para três tensões de operação diferentes. Para o sistema operado em 800 V_{cc}, a potência permanece constante a uma temperatura ambiente de até 50°C. Para as tensões 270 V_{cc} e 700 V_{cc} a potência é constante até 40°C, mas a partir dos 40°C, a potência diminui para o sistema implementado a 270 V_{cc}. Para a tensão de 700 V_{cc}, percebe-se uma leve redução na potência a partir dos 45°C. Portanto, com o aumento da temperatura ambiente, há uma queda na potência de saída para faixas de tensão inferiores (FRONIUS, 2015).

Figura 31 - Potência de saída em função da temperatura para o Fronius Primo de 8,2 kW



Fonte: FRONIUS, 2015.

Estes são os principais fatores que influenciam no desempenho dos inversores: chaveamento, presença ou não de transformador, temperatura ambiente e faixa de tensão de operação. Desta forma, estes aspectos devem ser levados em conta para determinar com maior precisão a eficiência máxima de um determinado SFVCR (RAMPINELLI et al., 2013; FRONIUS, 2015).

2.5.4 Sombreamento

O sombreamento causado por construções adjacentes ou elementos da natureza, diminuem o desempenho do SFVCR, pois desta forma ele limita sua geração, deixando de fornecer a máxima potência que foi projetada naquele instante. Os impactos do sombreamento sobre o SFVCR, de acordo com DGS (2013) dependem dos seguintes fatores:

- número de módulos sombreados;
- conexão entre células FV e diodos de desvio (*by-pass*);
- variação da área sombreada durante o dia;
- conexão entre módulos (série e/ou paralelo);
- *MPPT* do inversor.

Conforme o número de módulos sombreados aumenta, menor é a geração de energia. Ao ocorrer sombreamento na superfície de uma ou mais células FV, o diodo de desvio entra em condução, evitando danos àquela série de células, pois a corrente

será limitada. De forma análoga, os diodos de bloqueio nas conexões entre módulos operam no caso de sombreamento nos mesmos, desconectando a série e evitando maiores prejuízos na geração de energia solar FV (DGS, 2013).

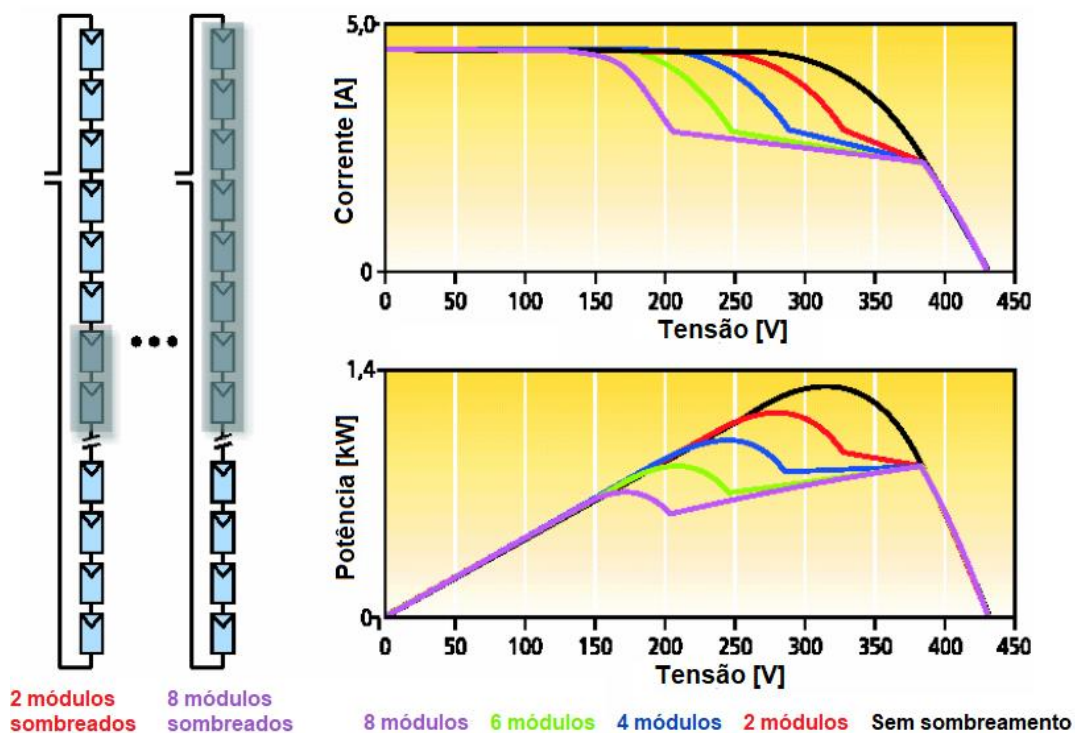
Na Figura 32 e Figura 33, são apresentados os resultados de um estudo realizado pela Universidade Técnica de Berlim, em que foram simuladas diferentes situações de sombreamento. Desta forma, pode-se analisar o deslocamento do *MPPT* do inversor, quando os valores não excediam sua faixa de rastreamento (DGS, 2013).

Na interligação dos módulos FV em série, à medida que o número de módulos sombreados aumenta, há uma redução na tensão do SFVCR e por conseguinte, a potência diminui. Este fato pode ser observado na Figura 32, em que aparece a curva I-V e de potência nos casos sem sombreamento e de até oito módulos da série sendo sombreados (DGS, 2013).

Por outro lado, ao ocorrer sombreamento sobre módulos conectados em paralelo, a curva I-V do SFVCR apresenta características distintas. A corrente é mais afetada, reduzindo significativamente seu valor, conforme ilustrado na Figura 33 (DGS, 2013).

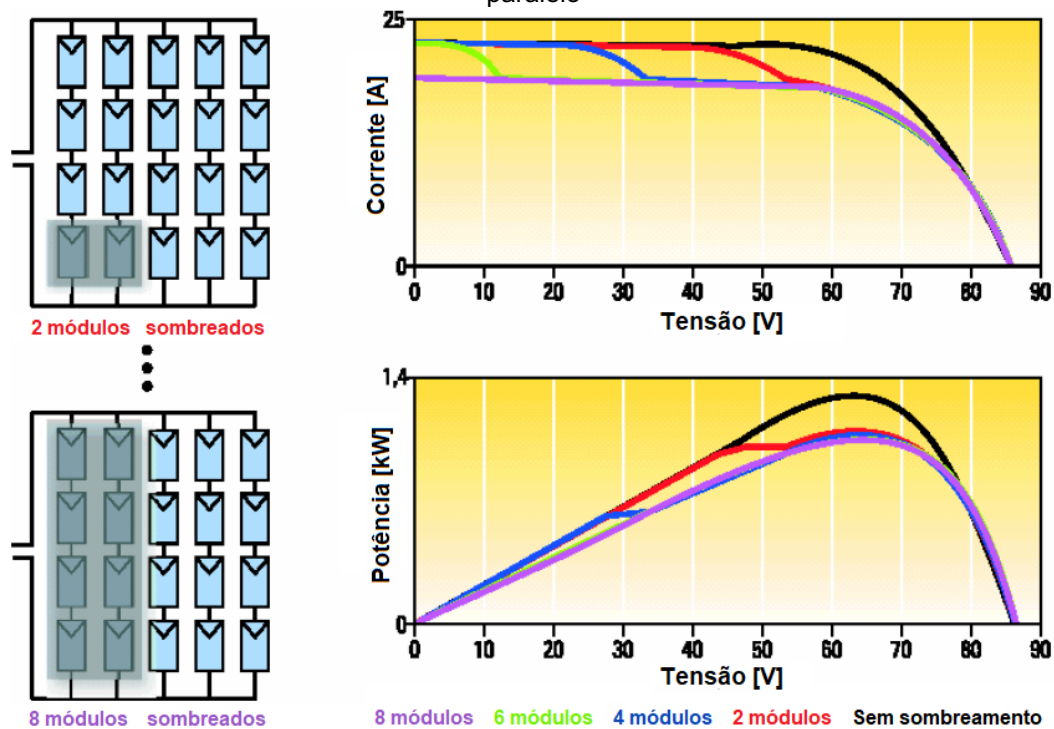
Assim, o sombreamento em células e conseqüentemente, nos módulos FV, contribuem para que haja uma redução na taxa de desempenho do SFVCR. Contudo, os módulos de filmes finos, segundo Pinho e Galdino (2014), geralmente possuem melhor desempenho na presença de sombreamento do que os de silício cristalino, apresentando reduções menores em seu rendimento.

Figura 32 - Curvas I-V e de potência para alguns casos de sombreamento de módulos ligados em série



Fonte: Adaptado de DGS, 2013.

Figura 33 - Curvas I-V e de potência para alguns casos de sombreamento de módulos ligados em paralelo



Fonte: Adaptado de DGS, 2013.

2.5.5 Demais fatores de perda

Alguns dos aspectos adicionais que causam algum tipo de perda em um SFVCR e conseqüentemente, influenciam na redução da taxa de desempenho, estão brevemente descritos neste item.

- *Descasamento de módulos FV (mismatch)*: ocorre em situações onde a potência máxima do módulo é ligeiramente inferior ao especificado. Desta maneira, este valor reduzido limita a potência do painel e conseqüentemente do SFV, reduzindo a geração de energia elétrica (DGS, 2013).
- *Sujidade*: a deposição de sujeira sobre os módulos acontece naturalmente, principalmente por partículas em suspensão no ar. Estas partículas absorvem a luz solar e reduzem a área de geração de energia. Além disso, elas podem provocar a reflexão da radiação incidente no módulo. Portanto, a potência encontra-se limitada e o desempenho do sistema diminui. Ademais, podem-se encontrar pontos quentes no módulo, com risco de danificá-lo. Para evitar o acúmulo de sujeira nos módulos, recomenda-se instalar o SFVCR com inclinação mínima de dez graus para que ocorra a limpeza natural através da chuva, e de forma complementar, limpá-los periodicamente (URREJOLA et al., 2016).
- *Reflexão da irradiação pelo módulo FV*: este tipo de perda acontece devido ao fato que nem toda radiação incidente ao módulo é aproveitada para a geração de energia. Apesar do invólucro do módulo ser antirreflexivo, uma pequena parte da radiação solar é refletida (PINHO e GALDINO, 2014).
- *Cabeamento*: o SFVCR possui diversos conectores entre módulos e inversor, além de cabos para estas conexões. A resistência de conectores e cabeamentos do sistema ocasiona uma redução no seu desempenho. Ela ocorre em virtude da queda de tensão que surge nestes componentes (PINHO e GALDINO, 2014).
- *Varição do espectro AM*: variação do espectro solar em função da massa de ar, efeito observado ao longo do dia. A massa de ar, segundo Pinho e Galdino (2014), pode ser interpretada como o comprimento relativo que a radiação solar percorre até atingir a superfície da Terra. Ela apresenta valor variável durante o dia, porém o módulo é especificado em uma AM fixa de 1,5. Assim, em

poucos momentos ele operará em suas condições nominais conforme especificado.

- *Direção e inclinação dos módulos FV*: os módulos fotovoltaicos devem estar orientados ao norte geográfico (para SFV instalados no hemisfério sul) e com inclinação igual à latitude do local de instalação. Desta maneira, o rendimento do sistema é otimizado devido ao maior aproveitamento da radiação solar incidente ao longo do dia e do ano. Quando o SFVCR não é instalado nestas condições ótimas, seu desempenho será inferior (RÜTHER, 2004).
- *Degradação*: ao longo da vida útil do módulo FV ocorrem fenômenos que gradualmente deterioram este componente, reduzindo sua potência nominal. Dentre os tipos de degradações estão: degradação induzida pelo potencial (*Potential Induced Degradation – PID*, ocasionando correntes de fuga), *browning* (partes do módulo de silício mudam a coloração para tons de marrom) e *snail trail* (degradação que lembra um caminho de lesma em células de c-Si) (TONOLO, 2019). Este fator de perda não foi considerado nesta pesquisa em decorrência dos sistemas em estudo serem instalados há poucos meses e a porcentagem desta perda ainda ser desprezível.
- *Falha de componentes*: se um ou mais módulos deixar de funcionar, a potência do SFVCR diminuirá, reduzindo sua taxa de desempenho. Ao passo que se o painel ou inversor falhar, o sistema entrará em inatividade por um período de tempo até que seja solucionado o problema. Assim, estes aspectos devem ser considerados e ajustados rapidamente, pois a TD é calculada ao longo de um mês ou de um ano (PINHO e GALDINO, 2014).

2.6 PARANÁ – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

Como estudado no item 2.5, diversos são os fatores que influenciam o desempenho dos sistemas FV, e um deles é o clima de uma determinada região (PINHO e GALDINO, 2014). Desta maneira, os fatores climatológicos de cada local serão levados em conta neste estudo, em que serão analisados sistemas instalados em diferentes municípios do Estado do Paraná, cada um inserido em um microclima distinto.

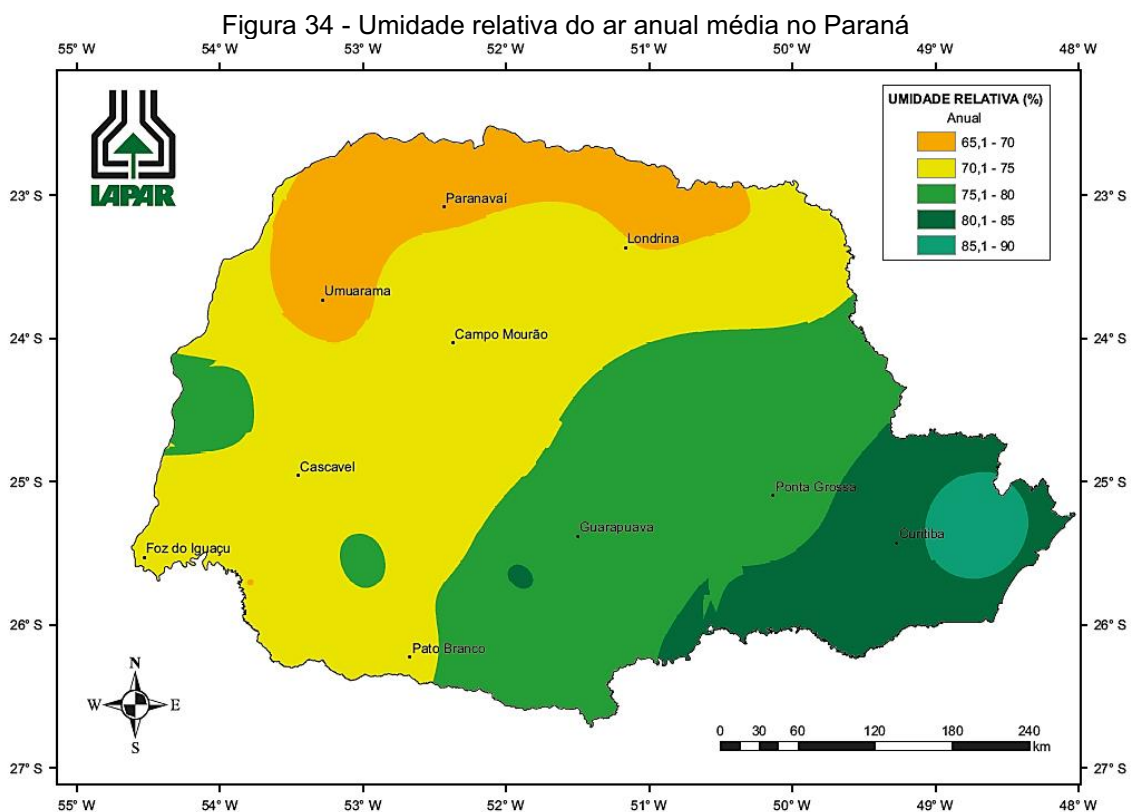
As principais características climáticas e radiométricas do Paraná são visualizadas na Figura 34, Figura 35, Figura 36 e Figura 37, enquanto a Figura 38

apresenta a classificação climática segundo Köppen, a qual é amplamente utilizada e se baseia na correlação entre elementos meteorológicos e vegetação, sendo expressa por letras correspondentes a determinado clima (NITSCHKE et al., 2019).

Segundo a classificação de Köppen, o Paraná apresenta dois tipos de climas majoritários: *Cfa* e *Cfb*. Nesta classificação, a primeira letra expressa o tipo de clima, a segunda letra corresponde às características relacionadas à precipitação, enquanto a terceira letra revela as condições médias de temperatura do local (ESPÍRITO SANTO JR e SILVEIRA, 2007). Estes dois tipos de climas apresentam as seguintes características:

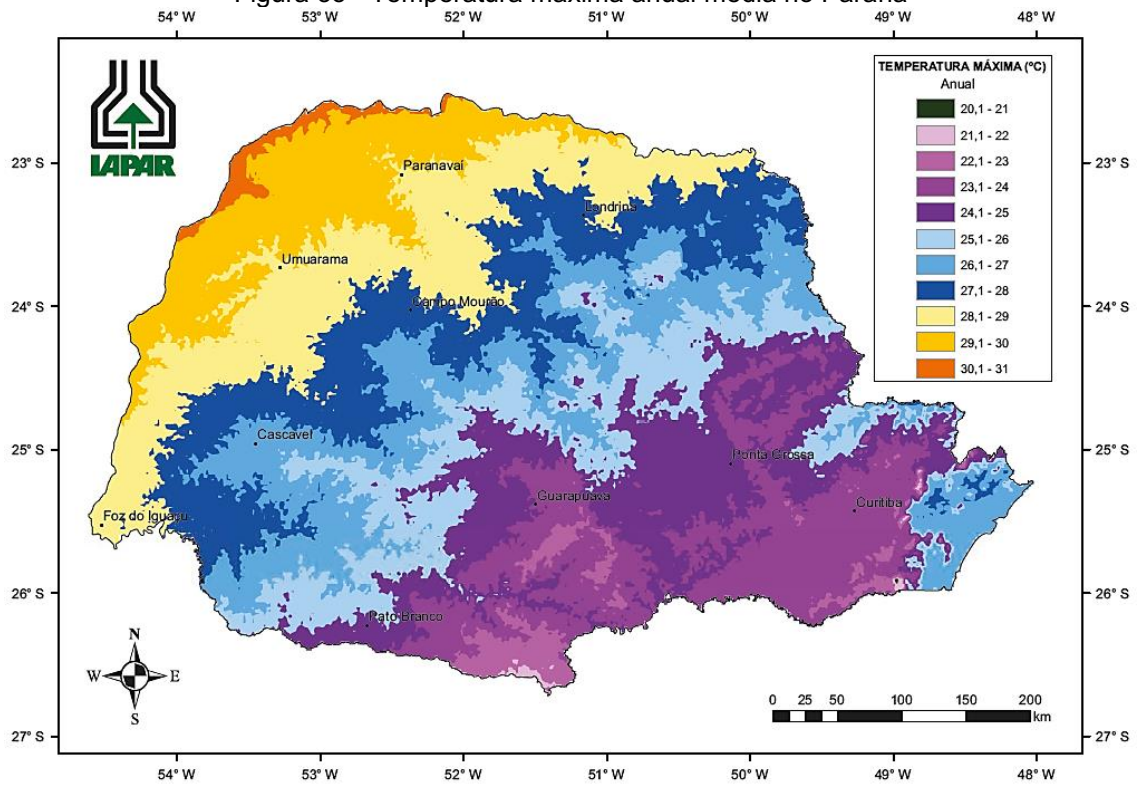
- *Cfa*: clima subtropical úmido – mesotérmico com verões quentes e geadas pouco frequentes.
- *Cfb*: clima subtropical úmido – mesotérmico com verões frescos e geadas mais frequentes e severas.

Ao analisar a Figura 34, a Figura 36 e a Figura 37, percebe-se que ao se aproximar do litoral, a umidade relativa do ar e a precipitação aumentam, enquanto a irradiação solar média diminui (NITSCHKE et al., 2019; TIEPOLO et al., 2017). Estes mapas apresentam de forma geral as principais características climáticas no Paraná e que influenciam no desempenho de SFVCR.



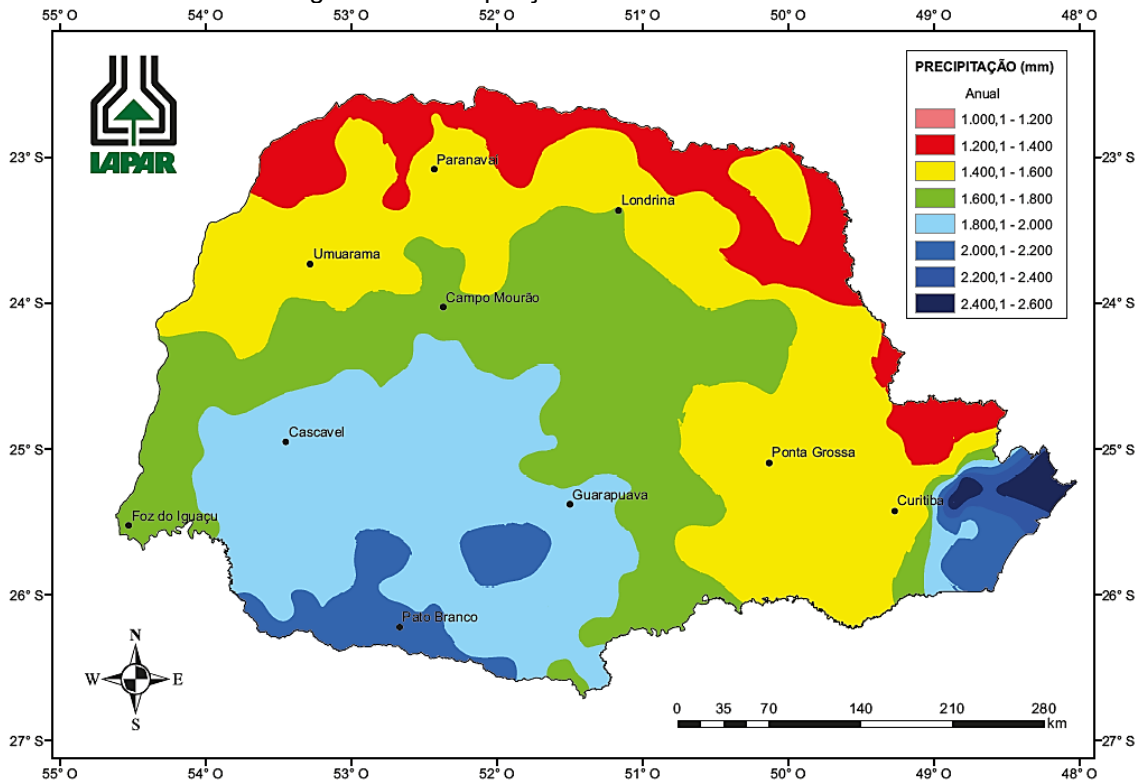
Fonte: NITSCHKE et al., 2019.

Figura 35 - Temperatura máxima anual média no Paraná



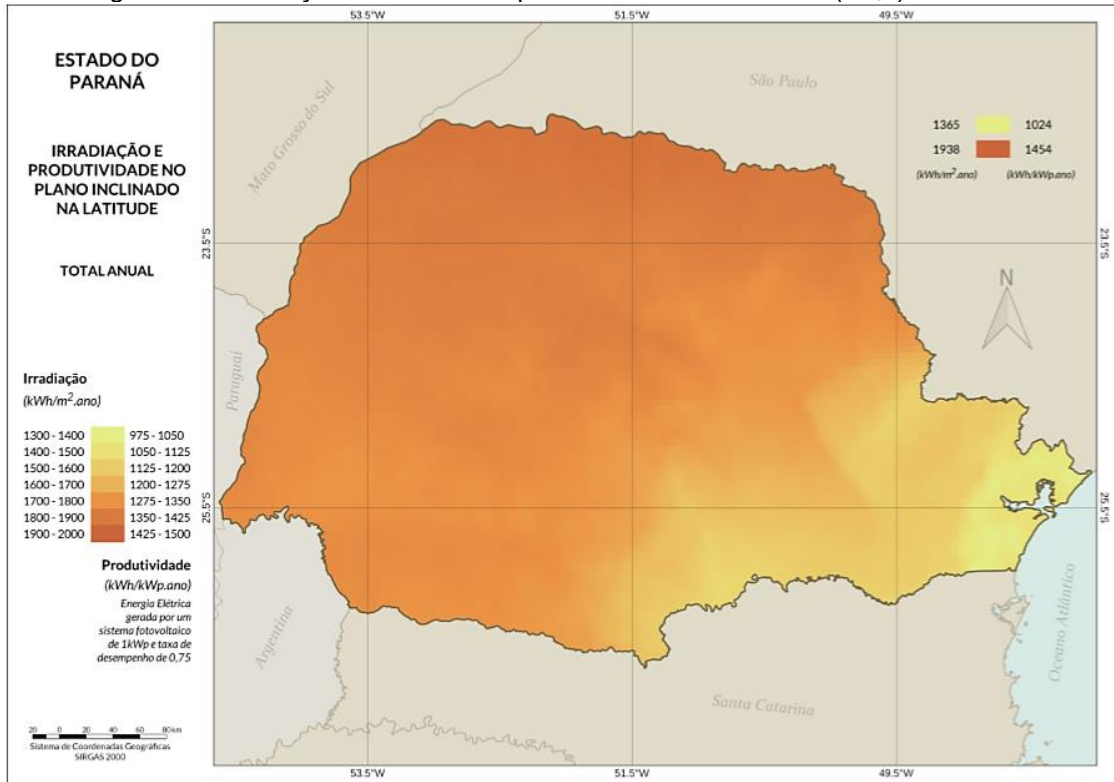
Fonte: NITSCHKE et al., 2019.

Figura 36 - Precipitação anual média no Paraná



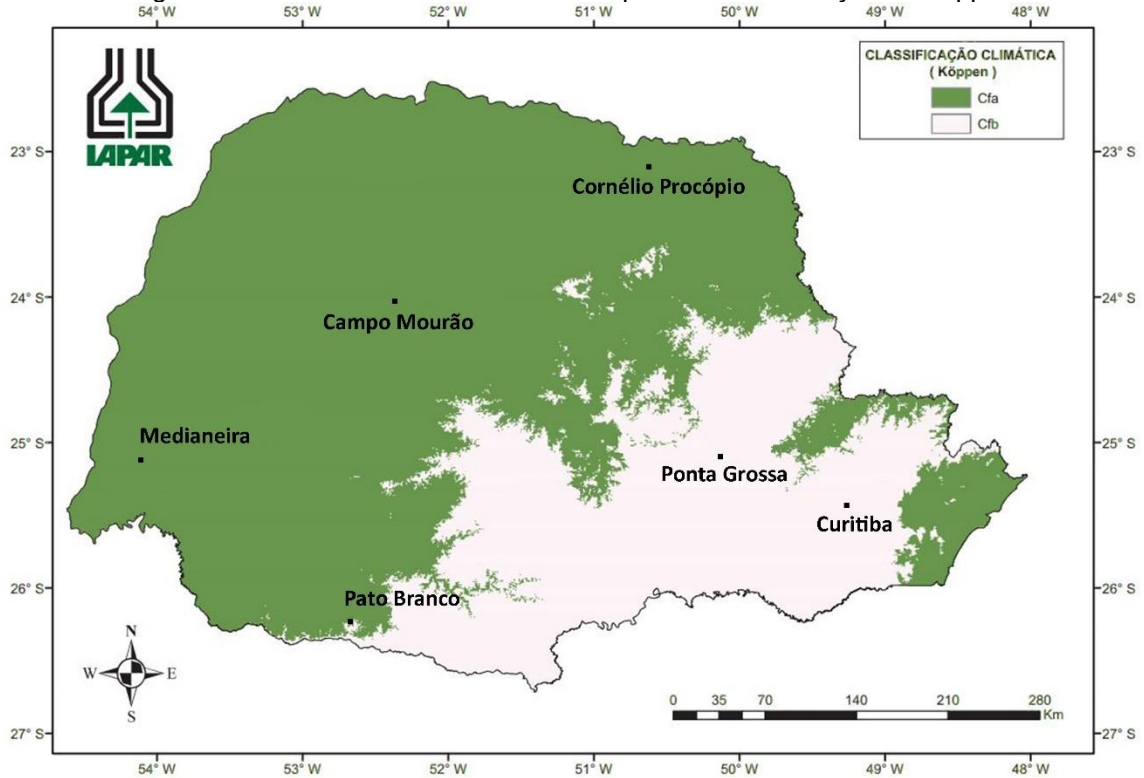
Fonte: NITSCHKE et al., 2019.

Figura 37 - Irradiação total anual no plano inclinado na latitude (H_{TOT}) no Paraná



Fonte: TIEPOLO et al., 2017.

Figura 38 - Clima no Estado do Paraná a partir da classificação de Köppen



Fonte: Adaptado de NITSCHKE et al., 2019.

Ao observar a Figura 38, nota-se que o clima *Cfa* engloba os municípios de Campo Mourão, Cornélio Procópio, Medianeira e Pato Branco, enquanto Curitiba e Ponta Grossa se situam em áreas de clima *Cfb*.

No Quadro 2, são apresentados dados meteorológicos detalhados extraídos do Atlas Climático do Estado do Paraná (NITSCHKE et al., 2019) para as cidades em estudo, além das classificações climáticas e do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) quanto a região (ANEXO A – Regiões Geográficas do Estado do Paraná) e mesorregião em que elas estão inseridas (IBGE, 2017; IBGE, 1990).

Os dados de precipitação, temperatura máxima e umidade relativa do ar apresentam uma faixa de valores médios coletados por no mínimo 33 anos, até o ano de 2015. Os valores da altitude e da latitude de cada município igualmente encontram-se expostos no Quadro 2. Verifica-se que o maior índice pluviométrico médio está em Pato Branco e o menor em Cornélio Procópio; em relação à temperatura ambiente máxima, Cornélio Procópio e Medianeira possuem os valores médios mais elevados e Curitiba o mais baixo; a maior umidade relativa do ar encontra-se em Curitiba, cidade cuja irradiação é a menor (NITSCHKE et al., 2019; TIEPOLO et al., 2017).

Em relação à irradiação solar no plano inclinado igual à latitude local, as informações foram extraídas do Atlas de Energia Solar do Paraná (TIEPOLO et al., 2017), o qual apresenta dados compilados de 17 anos. Dentre os municípios estudados, conforme os valores apresentados no Quadro 2, percebe-se que os índices de irradiação mais elevados estão em Cornélio Procópio e Campo Mourão, respectivamente.

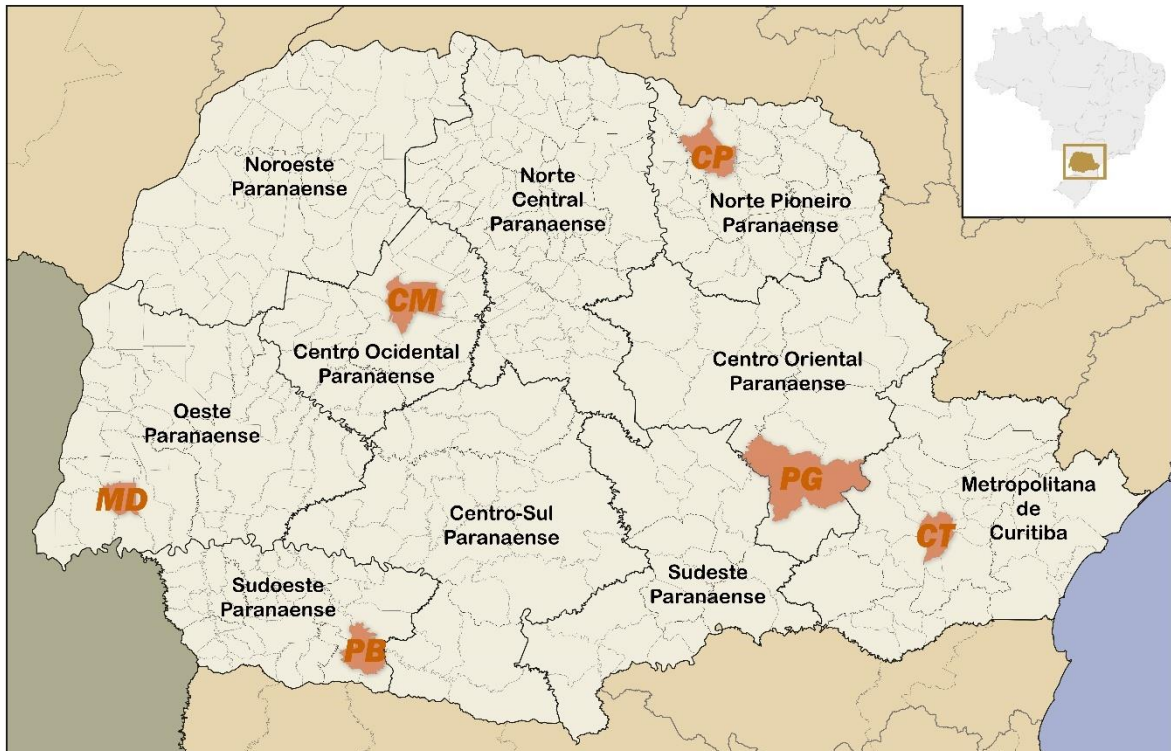
Quadro 2 - Caracterização geográfica e climática de cada município

| Cidade | Região | Mesorregião | Latitude | Altitude (m) | Precipitação média anual diária (mm) | Temperatura ambiente máxima média (°C) | Umidade relativa do ar média (%) | Classificação climática – Köppen | H_{TOT} média anual diária (Wh/m².dia) |
|--------------------------|---------------|-----------------------------|-----------------|---------------------|---|---|---|---|--|
| Campo Mourão | Maringá | Centro Ocidental Paranaense | 24,0 S | 582 | 1,6 - 1,8 | 27,1 - 28 | 70,1 - 75 | <i>Cfa</i> | 5097 |
| Cornélio Procopio | Londrina | Norte Pioneiro Paranaense | 23,2 S | 645 | 1,2 - 1,4 | 28,1 - 29 | 65,1 - 70 | <i>Cfa</i> | 5186 |
| Curitiba | Curitiba | Metropolitana de Curitiba | 25,5 S | 933 | 1,4 - 1,6 | 23,1 - 24 | 80,1 - 85 | <i>Cfb</i> | 4409 |
| Medianeira | Cascavel | Oeste Paranaense | 25,3 S | 419 | 1,6 - 1,8 | 28,1 - 29 | 70,1 - 75 | <i>Cfa</i> | 4954 |
| Pato Branco | Cascavel | Sudoeste Paranaense | 26,2 S | 776 | 2,0 - 2,2 | 24,1 - 25 | 70,1 - 75 | <i>Cfa</i> | 4955 |
| Ponta Grossa | Ponta Grossa | Centro Oriental Paranaense | 25,0 S | 890 | 1,4 - 1,6 | 24,1 - 25 | 75,1 - 80 | <i>Cfb</i> | 4627 |

Fonte: Adaptado de IBGE, 2017; IBGE, 1990; NITSCHKE et al., 2019; GOOGLE EARTH, 2020; TIEPOLO et al., 2017.

A ênfase desta discussão está nas cidades de Campo Mourão (CM), Cornélio Procópio (CP), Curitiba (CT), Medianeira (MD), Pato Branco (PB) e Ponta Grossa (PG), pois nelas encontram-se instalados os sistemas objeto desta pesquisa em sedes da UTFPR. A Figura 39 apresenta as dez mesorregiões paranaenses e a localização dos municípios destacados nesta pesquisa.

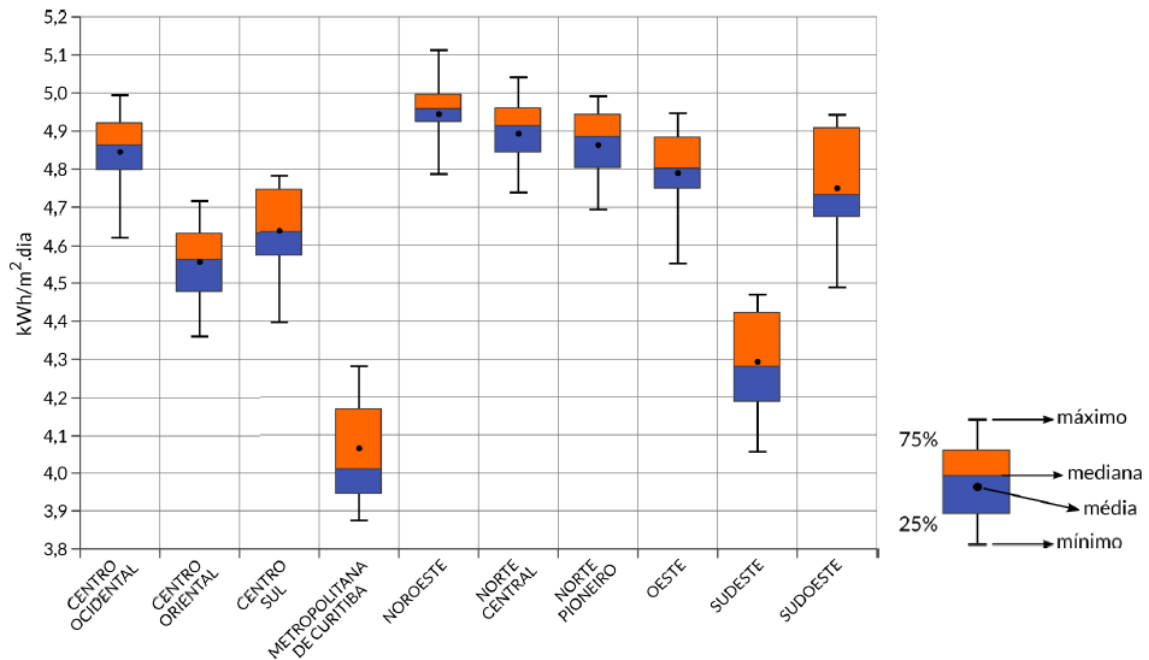
Figura 39 - Mesorregiões paranaenses com destaque para as cidades estudadas



Fonte: Adaptado de ABREU, 2006; IBGE, 1990.

No Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná (TIEPOLO et al., 2017) é apresentada a variabilidade interanual da média diária de irradiação solar global horizontal nas mesorregiões paranaenses. Estes dados podem ser observados na Figura 40, em que se nota um comportamento semelhante da H_{HOR} entre algumas mesorregiões, como por exemplo entre a Norte Central e a Norte Pioneiro.

Figura 40 - Variabilidade interanual da média diária de irradiação global horizontal entre os anos de 2005 e 2015 para as mesorregiões paranaenses



Fonte: TIEPOLO et al., 2017.

Resumo do capítulo:

A energia inesgotável proveniente do sol pode ser aproveitada de diversas maneiras. O foco desta pesquisa reside na energia solar fotovoltaica, a qual vem aumentando exponencialmente sua capacidade instalada do Brasil após a publicação de RNs específicas para este aproveitamento na GD. Os principais componentes de um SFV são módulo FV e inversor FV. Os módulos podem ser constituídos de diferentes materiais. As tecnologias FV abordadas neste estudo foram m-Si, p-Si, CIGS e CdTe. A fim de avaliar e acompanhar o funcionamento de SFV, são calculados índices de mérito: fator de capacidade, produtividade e taxa de desempenho. A taxa de desempenho desconta as inúmeras perdas totais do sistema. Estas perdas se referem principalmente à temperatura do módulo fotovoltaico, inversor, sombreamento, cabeamento, sujidade, entre outras. Como este trabalho se estende pelo território paranaense, foram apresentadas as principais características climáticas do Estado, as quais influenciam o desempenho dos SFVCR que foram estudados, além da divisão territorial em mesorregiões.

3 METODOLOGIA

Os métodos empregados para o desenvolvimento desta pesquisa encontram-se descritos neste capítulo. Primeiramente, os sistemas fotovoltaicos em estudo serão caracterizados e logo após, as metodologias utilizadas para estimar a temperatura na célula fotovoltaica e a taxa de desempenho serão apresentadas.

3.1 ESCRITÓRIO VERDE

Inicialmente, foi analisado um SFVCR situado na UTFPR câmpus Curitiba. Este sistema encontra-se instalado no telhado do Escritório Verde (EV) da UTFPR e é considerado o primeiro SFVCR instalado no Paraná, antes da RN nº 482 da ANEEL (TIEPOLO et al., 2017). Ele é composto por dez módulos de silício policristalino (p-Si). A instalação do painel FV seguiu a inclinação e orientação do telhado, ou seja, 15° de inclinação e com 22° de desvio azimutal para o oeste em relação ao norte (URBANETZ JR et al., 2014). O EV também possui um sistema fotovoltaico isolado (SFVI). No Quadro 3, são apresentadas as principais características do sistema, enquanto na Figura 41 é apresentado o SFVI na parte superior, e na parte inferior o SFVCR em estudo.

Quadro 3 - Características do SFVCR instalado no Escritório Verde

| | |
|--------------------------------------|------------|
| Modelo do módulo | KD210GX-LP |
| Potência do módulo | 210 Wp |
| Fabricante | Kyocera |
| Eficiência do módulo FV | 16% |
| Coefficiente de temperatura γ | -0,3 %/°C |
| Potência do painel FV | 2,1 kWp |
| Potência do inversor | 2 kW |

Fonte: KYOCERA; URBANETZ JR et al., 2016.

Figura 41 - Sistemas fotovoltaicos instalados no Escritório Verde



Fonte: Aatoria própria, 2019.

3.2 REDE DE ESTAÇÕES DE PESQUISA EM ENERGIA SOLAR

As estimativas realizadas nesta pesquisa terão como base os SFVCRs instalados na Rede de Estações de Pesquisa em Energia Solar (EPESOL) da UTFPR. Esta Rede foi implementada através do P&D "Metodologia para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas" firmado entre a Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e a Companhia Paranaense de Energia (COPEL). O Laboratório de Energia Solar (LABENS) da UTFPR é quem coordena este projeto e é responsável pelo monitorando e análise dos dados gerados pelas EPESOL. A rede de estações de pesquisa é constituída de (LABENS, 2020):

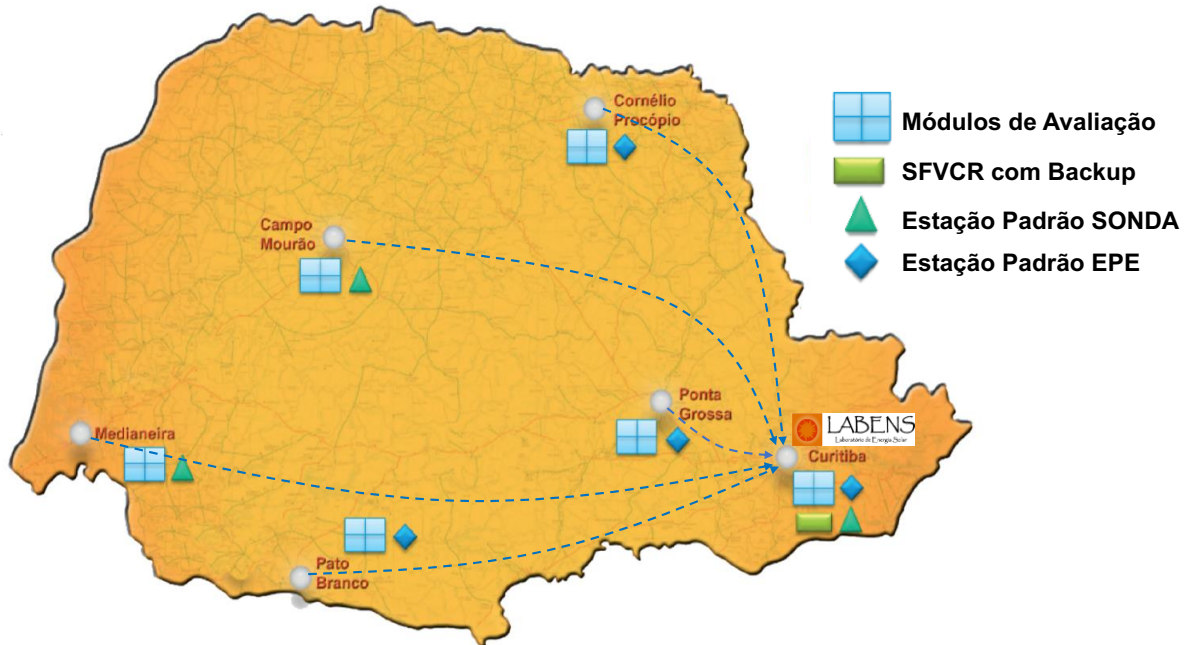
- Três estações solarimétricas padrão Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) incorporadas a rede SONDA do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE);
- Quatro estações solarimétricas padrão Empresa de Pesquisa Energética (EPE), necessárias para projetos de Usinas Fotovoltaicas que participam de leilões de energia da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Seis Módulos de Avaliação de SFVCRs, cada um contendo quatro tecnologias distintas;
- Um SFVCR com aproximadamente 10 kWp com armazenamento de energia elétrica através de banco de baterias.

Serão utilizados os dados destas EPESOL para a realização dos cálculos, assim como validação dos resultados. Estes sistemas se encontram instalados em seis *campi* da UTFPR e que representam diferentes microclimas encontrados no estado. Eles estão localizados nos municípios de: Campo Mourão, Cornélio Procópio, Curitiba, Medianeira, Pato Branco e Ponta Grossa. Na Figura 42, é apresentada a distribuição espacial das EPESOL no Paraná, além dos SFV e estações solarimétricas, as quais foram dispostas da seguinte maneira (LABENS, 2020):

- Campo Mourão: módulos de avaliação e estação SONDA;
- Cornélio Procópio: módulos de avaliação e estação EPE;
- Curitiba: módulos de avaliação, SFVCR com *back up* de energia, estação EPE e estação SONDA;
- Medianeira: módulos de avaliação e estação SONDA;
- Pato Branco: módulos de avaliação e estação EPE;

- Ponta Grossa: módulos de avaliação e estação EPE.

Figura 42 - Distribuição espacial da Rede EPESOL no Paraná



Fonte: LABENS, 2020.

Os módulos de avaliação das EPESOL compreendem quatro tecnologias fotovoltaicas distintas (HILGERT, 2020): silício monocristalino (m-Si) do tipo PERC, silício policristalino (p-Si), disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). As especificações dos módulos podem ser visualizadas na Tabela 3. Os SFVCR foram instalados em suportes elevados do solo em 50 cm, com inclinação igual à latitude local e orientados para o norte geográfico. A exceção está em Cornélio Procópio, onde os sistemas se encontram na cobertura de uma edificação e seguiram a orientação do telhado, que apresenta um desvio de 12 graus para oeste, em relação ao norte.

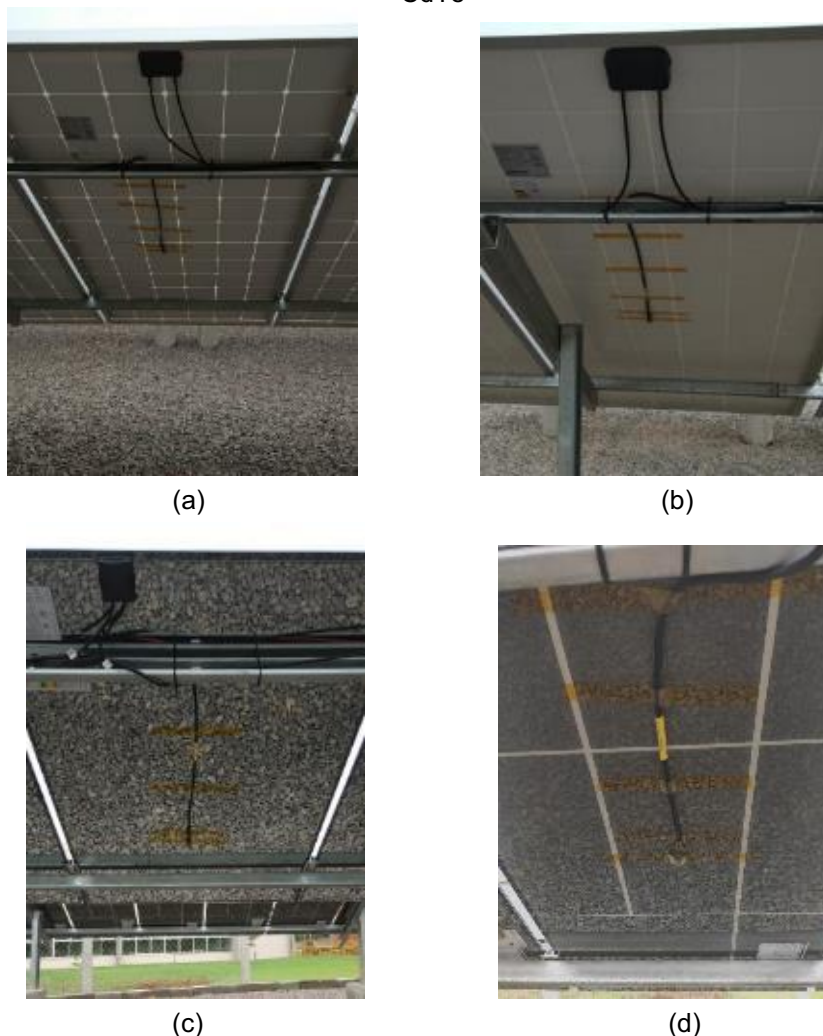
Tabela 3 - Especificações das quatro tecnologias de módulos fotovoltaicos

| | <i>m-Si</i> | <i>p-Si</i> | <i>CIGS</i> | <i>CdTe</i> |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Número de módulos do painel FV | 14 | 14 | 12 | 18 |
| Número de módulos da <i>string</i> | 7 | 7 | 4 | 6 |
| Tensão de operação do módulo (V) | 39,38 | 37,80 | 86,50 | 46,20 |
| Tensão da <i>string</i> (V) | 275,70 | 264,60 | 346,00 | 277,20 |
| Potência do módulo (Wp) | 365 | 335 | 140 | 85 |
| Potência nominal do painel FV (kWp) | 5,11 | 4,69 | 1,68 | 1,53 |
| Fabricante | QCells | QCells | Calyxo | Solibro |

Fonte: QCELLS, 2018; QCELLS, 2017; CALYXO, 2020; SOLIBRO, 2017.

Na parte posterior de um módulo de cada painel fotovoltaico foi fixado um sensor de temperatura para adquirir os valores medidos da temperatura da célula (T_c), conforme apresentado na Figura 43. Eles foram instalados com o objetivo de monitorar a T_c e analisar sua influência na geração de energia elétrica nestes SFVCRs. Os sensores utilizados são da marca *Campbell Scientific*, modelo CS240 PT1000 Classe A, os quais encontram-se conectados a um *datalogger* que coleta os dados de minuto a minuto, sendo transmitidos posteriormente para uma central de monitoramento no LABENS. Estas informações foram utilizadas para validar os cálculos realizados para estimar a T_c nesta pesquisa.

Figura 43 - Sensores de temperatura instalados nos módulos de (a) m-Si, (b) p-Si, (c) CIGS e (d) CdTe



Fonte: Autoria própria, 2020.

Os inversores utilizados nas EPESOL são da fabricante *NHS Solar*. Nos sistemas de filmes finos foram instalados inversores de 1,5 kW de potência (modelo 1K5 - GSM1), enquanto nos SFVCRs de m-Si e p-Si, foram empregados dois

inversores de 3 kW (modelo 3K - GSM1) para cada tecnologia. A Tabela 4 apresenta algumas características destes inversores.

Tabela 4 - Características dos inversores instalados nas EPESOL

| CARACTERÍSTICA | 1K5 - GSM1 | 3K - GSM1 |
|------------------------|-------------------------------|-----------|
| Potência máxima CC (W) | 1950 | 3900 |
| Tensão máxima CC (V) | 450 | 500 |
| Corrente máxima CC (A) | 10 | 18 |
| Potência máxima CA (W) | 1500 | 3000 |
| Corrente máxima CA (A) | 7,5 | 13,5 |
| Fator de potência | 0,8 capacitivo - 0,8 indutivo | |
| Eficiência máxima | 96,2% | 97,2% |

Fonte: NHS SOLAR, 2018.

As estações solarimétricas padrões SONDA e EPE possuem sensores meteorológicos e radiométricos. Os primeiros compreendem equipamentos como termohigrômetro e anemômetro, enquanto os piranômetros consistem nos principais sensores radiométricos, equipamentos estes com a finalidade de medir a intensidade da radiação solar.

A estação SONDA apresenta uma quantidade superior de sensores do que a estação EPE, além de uma qualidade mais elevada dos equipamentos. Cada uma destas estações possui um piranômetro instalado inclinado na latitude do local e se encontram voltados para o norte geográfico, nas mesmas condições dos painéis implantados. Na Figura 44, é apresentada uma estação EPE, e na Figura 45, uma estação SONDA.

A implantação destes sistemas ocorreu ao longo do ano de 2019. Na Figura 46, Figura 47, Figura 48, Figura 49, Figura 50 e Figura 51 estão ilustradas a Rede EPESOL nos câmpus da UTFPR em que foram implantadas.

Figura 44 - Estação EPE instalada em Curitiba



Fonte: LABENS, 2020.

Figura 45 - Estação SONDA instalada em Medianeira



Fonte: LABENS, 2020.

Figura 46 - EPESOL de Campo Mourão



Fonte: LABENS, 2020.

Figura 47 - EPESOL de Cornélio Procópio



Fonte: LABENS, 2020.

Figura 48 - EPESOL de Curitiba



Fonte: LABENS, 2020.

Figura 49 - EPESOL de Medianeira



Fonte: LABENS, 2020.

Figura 50 - EPESOL de Pato Branco



Fonte: LABENS, 2020.

Figura 51 - EPESOL de Ponta Grossa



Fonte: LABENS, 2020.

Esta análise compreendeu o período entre dezembro de 2019 e setembro de 2020. Ao longo deste intervalo ocorreram algumas falhas em determinados equipamentos, principalmente de comunicação, o que levou a desconsiderar os seguintes meses:

- Dezembro em Campo Mourão para todas as tecnologias FVs;
- Dezembro em Pato Branco para as tecnologias de p-Si, CIGS e CdTe;
- Dezembro, janeiro e fevereiro em Cornélio Procópio para todas as tecnologias;
- Junho, julho, agosto e setembro em Pato Branco para todos os painéis FVs;
- Setembro em Curitiba para todos os sistemas.

Em Pato Branco, no início de junho ocorreu uma falha nos SFVCRs que não pôde ser solucionada remotamente. Devido à impossibilidade de acesso ao local, em virtude da pandemia de COVID-19, pela ausência de dados a partir desta data, os cálculos foram realizados apenas até o mês de maio.

3.3 ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA NA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Para a estimação do valor da taxa de desempenho de SFVCR no Paraná, os diversos aspectos que ocasionam perdas devem ser considerados. Eles precisam ser analisados e estimados conforme as condições em que o SFVCR se encontra.

Como a elevação da temperatura consiste em um dos fatores mais representativos na redução do desempenho de um SFVCR, conhecer a temperatura

na célula FV é essencial. Para a maioria das instalações fotovoltaicas, as medições diretas da temperatura da célula não estão disponíveis. Portanto, é desejável parametrizar a relação física entre a temperatura da célula fotovoltaica, a irradiância incidente e os parâmetros meteorológicos relevantes (SCHWINGSHACKL et al., 2013).

A estimativa da temperatura nas células fotovoltaicas (T_c) foi realizada através de diversas equações propostas ao longo das últimas décadas por pesquisadores, cujo objetivo final é verificar qual equação se aproxima mais aos valores reais medidos. Inicialmente, a estimativa da T_c foi realizada para o SFVCR instalado no EV da UTFPR. Para os cálculos, dados meteorológicos foram coletados de uma Estação de Monitoramento de observação de superfície Automática (EMA) do INMET, instalada em Curitiba, que dista 3,9 km do SFVCR onde ocorreu a validação dos resultados obtidos. Foram utilizados dados referentes à temperatura ambiente, velocidade do vento e irradiação.

Posteriormente, esta análise abrangeu seis municípios paranaenses, os quais, de forma geral, representam diversos microclimas existentes no Estado, e a validação ocorreu através dos módulos de avaliação da rede EPESOL. Para esta análise foram utilizados dados de estações solarimétricas padrão EPE e SONDA instaladas em cada localidade estudada. Na ausência de dados destas estações, dados de uma EMA do INMET mais próxima foram coletados para os cálculos.

Para o cálculo da T_c , utilizaram-se os seguintes dados das estações solarimétricas das EPESOL: temperatura ambiente do ar (T_a), velocidade do vento e irradiância total no plano inclinado. Estes dados foram coletados através dos *dataloggers* das estações solarimétricas, os quais disponibilizam os valores meteorológicos a cada dez minutos e os radiométricos de minuto a minuto. Assim, foi realizada a média horária dos valores coletados para a aplicação das fórmulas. Além disso, eles estão configurados de acordo com a hora *Universal Coordinated Time* (UTC), desta maneira, primeiramente converteu-se o horário para o de Brasília (UTC - 3).

Para o cálculo da temperatura da célula fotovoltaica foram empregadas nove equações citadas na literatura, as quais dependem de diversos parâmetros. Para os cálculos, foram consideradas as tecnologias de m-Si, p-Si, CIGS e CdTe, com módulos em instalação livre (com boa ventilação), voltados ao norte e com inclinação igual a latitude local, como descrito anteriormente.

Os modelos para prever a temperatura do módulo FV podem ser do tipo explícitas em que a T_c é calculada de forma direta, ou implícitas, envolvendo variáveis que dependem da T_c , havendo a necessidade de serem realizadas iterações. Estes modelos podem igualmente ser classificados como regime permanente e regime transiente (JACKHRANI et al., 2011). No regime permanente, assume-se que em um curto período de tempo (normalmente menos que uma hora), a intensidade da radiação solar incidente, além de outros parâmetros que afetam o desempenho do módulo FV, são constantes. Considera-se também que a temperatura em qualquer ponto do módulo FV é constante dentro deste curto intervalo de tempo.

A temperatura de operação nominal da célula (*NOCT – Nominal operating cell temperature*) representa um indicativo da temperatura do módulo FV e é fornecida pelo seu fabricante, sendo este valor adquirido de acordo com parâmetros fornecidos por um Padrão de Referência do Ambiente (*SRE - Standard Reference Environment*), o qual determina inclinação do módulo igual à latitude do local, irradiância total (G_{NOCT}) de 800 W/m^2 , T_a igual a 20°C , velocidade do vento (V_w) de 1 m/s e carga elétrica nula (COSKUN et al., 2017). Os modelos baseiam-se no fato de que a temperatura do módulo é diretamente proporcional à irradiância e à temperatura ambiente. Para a realização da medição da T_c , considerou-se que esta temperatura é aproximadamente igual à temperatura na parte posterior do módulo FV, por seu invólucro ser fino e possuir baixa resistência térmica.

No regime transiente, os parâmetros que afetam a mudança de temperatura no módulo são dependentes do tempo. Por isso, esta abordagem é mais realista, levando em conta rápidas variações de irradiância em pequenos intervalos de tempo. Este regime baseia-se no conceito de que a temperatura do módulo FV é determinada por um balanço de energia, em que a energia solar absorvida pelo módulo é convertida parte em energia térmica e parte em energia elétrica (JACKHRANI et al., 2011).

Neste estudo, as equações utilizadas para o cálculo da T_c são explícitas e encontram-se descritas no Quadro 4, com seu referido autor. Todas as equações foram empregadas nas simulações, sem nenhuma modificação, para os seis municípios paranaenses, abrangendo um período de tempo de oito meses, de 01/12/2019 a 30/09/2020, na maioria dos casos, conforme explicação prévia.

Quadro 4 - Equações utilizadas para calcular a temperatura da célula fotovoltaica

| Autor | | Equação |
|-----------|-------------------------|--|
| T_{cE1} | Rauschenbach (1980) | $T_c = T_a + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right) \cdot (T_{cNOCT} - T_{aNOCT}) \cdot \left(1 - \frac{\eta_m}{(\tau\alpha)}\right)$ |
| T_{cE2} | Risser e Fuentes (1983) | $T_c = 3,81 + 0,0282 \cdot G + 1,31 \cdot T_a - 1,65 V_w$ |
| T_{cE3} | Ross e Smokler (1986) | $T_c = T_a + \frac{(T_{cNOCT} - T_{aNOCT})}{G_{NOCT}} \cdot G$ |
| T_{cE4} | Schott (1985) | $T_c = T_a + 0,028 \cdot G - 1$ |
| T_{cE5} | Servant (1985) | $T_c = T_a + \alpha G (1 + \beta T_a)(1 - \gamma V_w)(1 - 1,053 \eta_m)$ |
| T_{cE6} | Lasnier e Ang (1990) | $T_c = 30,006 + 0,0175 (G - 300) + 1,14 (T_a - 25)$ |
| T_{cE7} | Chenni et al. (2007) | $T_c = 0,943 \cdot T_a + 0,028 \cdot G - 1,528 \cdot V_w + 4,3$ |
| T_{cE8} | Skoplaki et al. (2008) | $T_c = T_a + \omega \left(\frac{0,32}{8,91 + 2,0 V_w}\right) G$ |
| T_{cE9} | Duffie e Beckman (2013) | $T_c = T_a + \left[\left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right) \cdot \left(\frac{9,5}{5,7 + 3,8 \cdot V_w}\right) \cdot (T_{cNOCT} - T_{aNOCT}) \cdot \left(1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)}\right)\right]$ |

Fonte: JAKHRANI et al., 2011; SKOPLAKI et al., 2008.

Para este estudo foi utilizado o regime permanente. Os parâmetros dependentes da temperatura da célula fotovoltaica e utilizados nestes cálculos encontram-se descritos no Quadro 5.

Quadro 5 - Descrição dos parâmetros utilizados para estimar a T_c

| Parâmetro | Descrição |
|--------------|---|
| T_a | Temperatura ambiente em °C |
| G | Irradiância total em W/m^2 |
| T_{cNOCT} | Temperatura de operação nominal na célula fotovoltaica, fornecida pelo fabricante do módulo fotovoltaico, em °C |
| T_{aNOCT} | Temperatura ambiente de acordo com <i>SRE</i> , fixada em 20°C |
| G_{NOCT} | Irradiância total segundo <i>SRE</i> , fixada em 800 W/m^2 |
| V_w | Velocidade do vento em m/s |
| α | Constante igual a 0,0138 |
| β | Constante igual a 0,031 |
| γ | Constante igual a 0,042 |
| η_c | Eficiência de conversão do módulo descrito em seu <i>datasheet</i> (folha de dados) |
| $\tau\alpha$ | Produto da transmitância-absorbância, valor exato desconhecido, porém estimado em 0,9 |
| η_m | Razão entre η_c e $\tau\alpha$ |

Fonte: JAKHRANI et al., 2011.

A equação para a T_c proposta por Skoplaki et al. (2008) emprega ainda um “coeficiente de modo de instalação” do módulo FV, ω , o qual é adimensional e varia de acordo com a forma de instalação destes módulos, sendo ω diretamente proporcional à T_c como mostra o Quadro 6. Percebe-se que quanto maior a ventilação no módulo, o aumento na T_c é menor. No caso de ser integrado à fachada, onde não

há ventilação em seu lado posterior, a T_c tende a apresentar maior elevação. Nas estimativas realizadas, foi considerado ω igual a um (instalação livre).

Quadro 6 - Coeficiente de modo de instalação

| Modo de instalação do módulo FV | ω |
|---------------------------------|----------|
| Instalação livre | 1 |
| Sobre o telhado, com ventilação | 1,2 |
| Sobre o telhado, sem ventilação | 1,8 |
| Integrado à fachada | 2,4 |

Fonte: SKOPLAKI et al., 2008.

3.4 ESTIMAÇÃO DA TAXA DE DESEMPENHO

Yang et al. (2020) aplicou métodos para a estimação da TD para o SFVCR do EV e os resultados foram assertivos, quando validados com dados reais. Assim, esta metodologia foi analisada e ajustada para que fosse estendida a outras tecnologias FVs e aplicada nesta pesquisa. Os procedimentos adotados para a estimação da TD nos SFVCRs das EPESOL são descritos detalhadamente nos próximos itens.

A estimação da taxa de desempenho foi realizada para os SFVCRs instalados nos municípios de Campo Mourão, Cornélio Procópio, Curitiba, Medianeira, Pato Branco e Ponta Grossa. O cálculo abrangeu o período de oito meses, entre dezembro de 2019 e setembro de 2020. Esta variação ocorreu conforme a data de instalação de cada sistema, bem como de suas condições de operação.

Para esta estimativa, foram consideradas as quatro tecnologias de módulos FVs já mencionadas, com módulos em instalação livre (com boa ventilação). Este estudo analisou dados mensais disponibilizados através das EPESOL, e não uma série de dados históricos.

As características dos módulos de avaliação escolhidos para este projeto de P&D presente em cada SFVCR, relevantes para este estudo, encontram-se na Tabela 5, conforme descrito em suas respectivas folha de dados. O coeficiente de temperatura relativo à potência nominal do módulo é representado por γ .

Tabela 5 - Características dos módulos FV de avaliação

| | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Potência [Wp] | 365 | 335 | 140 | 85 |
| η_c [%] | 18,8 | 17,2 | 14,9 | 11,8 |
| T_{cNOCT} [°C] | 43±3 | 45±3 | 42 | 45±2 |
| γ [%/°C] | -0,39 | -0,40 | -0,32 | -0,25 |

Fonte: CALYXO, 2016; QCELLS, 2018; QCELLS, 2017; SOLIBRO, 2017.

3.4.1 Perda por Temperatura

Para a estimação da TD diversos tipos de perdas foram quantificados. Dentre eles, a perda por temperatura que ocorre devido as condições do local onde o sistema está instalado serem diferentes das condições padrão de ensaio (*STC*). Ou seja, o valor da potência do módulo FV refere-se a um desempenho máximo possível nas *STC*, a qual é incapaz de prever exatamente a quantidade de energia que um módulo produzirá em condições reais (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009).

Assim, foi empregado um método para estimar a potência de saída do gerador FV, em condições reais de operação, considerando a perda por temperatura. Além da temperatura de operação na célula FV, a radiação solar incidente no plano do painel FV altera significativamente a energia produzida pelo gerador FV, desta forma, ela igualmente é considerada nestes cálculos (Zilles et al., 2012).

Esta potência de saída dos geradores FV foi estimada levando em conta apenas a perda por temperatura, através da Equação (6). As variáveis envolvidas nesta equação foram:

- *Potência nominal*: o valor empregado para cada sistema se encontra na Tabela 3;
- *Coefficiente de temperatura*: estes dados podem ser visualizados na Tabela 5;
- *Radiação solar*: foram utilizados os valores de irradiância total no plano inclinado na latitude provenientes do banco de dados da rede EPESOL;
- *Temperatura na célula FV*: foi estimada a partir das equações listadas no Quadro 4. Estes resultados foram comparados com os valores medidos pelos sensores instalados nos módulos FVs. A equação da T_c que apresentou menor erro médio absoluto entre dados calculados e medidos, foi empregada na Equação (6) para estimar a potência de saída.

O cálculo para a potência foi efetuado de maneira horária entre dezembro/2019 e setembro/2020, nos horários diurnos para os seis módulos de avaliação instalados nos *campi* da UTFPR contemplados com as EPESOL. Os valores horários da potência calculada foram integrados mensalmente, conforme a Equação (8), para a obtenção da energia mensal considerando a perda por temperatura (E_{Pt}) referente a cada sistema. O Quadro 7 apresenta as variáveis utilizadas nas Equações (8), (9) e (10).

$$E_{Pt} = \int_{t_1}^{t_2} P_{max}(t) dt \quad (8)$$

$$TD_{Pt} = \frac{E_{Pt} \cdot G}{P_0 \cdot H_{TOT}} \quad (9)$$

$$Per_{Temp} = 100\% - TD_{Pt} \quad (10)$$

Quadro 7 - Variáveis empregadas nos cálculos para a estimação da TD

| | |
|--------------|---|
| P_{max} | Potência de saída considerando apenas perda por temperatura (Equação (6)) |
| E_{Pt} | Energia considerando apenas perda por temperatura (Equação (8)) |
| TD_{Pt} | Taxa de desempenho considerando apenas perda por temperatura |
| G | Irradiância de referência |
| P_0 | Potência CC do painel FV |
| H_{TOT} | Irradiação total no plano inclinado na latitude |
| Per_{Temp} | Perda por temperatura |

Fonte: Autoria própria, 2020.

A partir do resultado da E_{Pt} , foi estimado o desempenho (TD_{Pt}), considerando unicamente a perda por temperatura, por meio da Equação (9). O valor da perda por temperatura (Per_{Temp}) foi obtido através da Equação (10), em que a taxa de desempenho calculada (TD_{Pt}), foi descontada de um desempenho ótimo teórico de 100%.

3.4.2 Perda nos Inversores

As perdas referentes aos inversores em todos os SFVCRs estudados foram aferidas conforme ensaios em laboratório realizados pelo fabricante dos mesmos, na empresa *NHS Solar*. Nestes ensaios foram utilizados diversos carregamentos e conforme a potência de saída (P_{out}), foi calculado o rendimento para cada instante.

Os ensaios foram desenvolvidos nas seguintes tensões CC: 260 V, 320V e 360V. Na Tabela 6, são apresentados os resultados para os inversores 1K5 - GSM1 e 3K - GSM1 a uma tensão de 260 V para ambos os inversores e 360 V para o inversor de 1,5 kW apenas. As *strings* dos painéis de m-Si, p-Si e CdTe apresentam tensão de 275,7 V, 264,6 V e 277,2 V respectivamente, conforme dados apresentados na Tabela 3. Assim, foram utilizados os dados referentes ao ensaio na tensão de 260 V para estas tecnologias, por ser mais próximo do valor real. Para os painéis de CIGS, foram considerados os valores obtidos no ensaio de 360 V nesta análise, pois cada *string* possui tensão de 346,0 V.

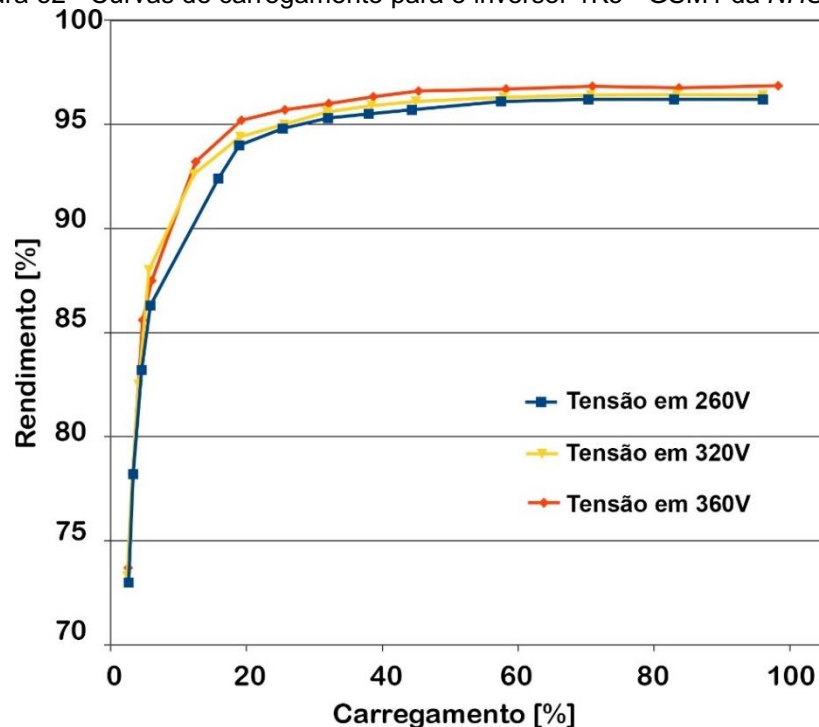
Tabela 6 - Relação entre potência de saída (P_{out}) e rendimento dos inversores *NHS Solar* de 1500 W e 3000W da linha GSM1

| 3K - GSM1 (260 V) | | 1K5 - GSM1 (260 V) | | 1K5 - GSM1 (360 V) | |
|-------------------|------------|--------------------|------------|--------------------|------------|
| P_{out} | Rendimento | P_{out} | Rendimento | P_{out} | Rendimento |
| 2940 | 96,10% | 1440 | 96,20% | 1474 | 96,86% |
| 2660 | 96,20% | 1244 | 96,20% | 1255 | 96,75% |
| 2380 | 96,30% | 1055 | 96,20% | 1064 | 96,83% |
| 2100 | 96,40% | 862 | 96,10% | 873 | 96,70% |
| 1820 | 96,50% | 665 | 95,70% | 680 | 96,60% |
| 1630 | 96,50% | 570 | 95,50% | 580 | 96,33% |
| 1440 | 96,40% | 480 | 95,30% | 482 | 96,00% |
| 1153 | 96,30% | 380 | 94,80% | 385 | 95,70% |
| 957 | 96,20% | 284 | 94,00% | 289 | 95,20% |
| 770 | 96,20% | 238 | 92,40% | 188 | 93,20% |
| 480 | 95,40% | 88 | 86,30% | 91 | 87,50% |
| 283 | 94,10% | 68,7 | 83,20% | 71 | 85,60% |
| 187 | 92,40% | 50 | 78,20% | 49 | 78,30% |
| 90 | 87,00% | 40 | 73,00% | 39 | 73,70% |

Fonte: NHS SOLAR, 2019.

Na Figura 52, estão ilustradas as curvas de eficiência para diversos carregamentos do inversor de 1500 W, conforme tensão de operação. Na Figura 53 tem-se as respectivas curvas para o inversor de 3000 W. O eixo horizontal consiste no carregamento percentual do inversor e o eixo vertical apresenta o desempenho percentual do inversor no respectivo carregamento.

Figura 52 - Curvas de carregamento para o inversor 1K5 - GSM1 da *NHS Solar*

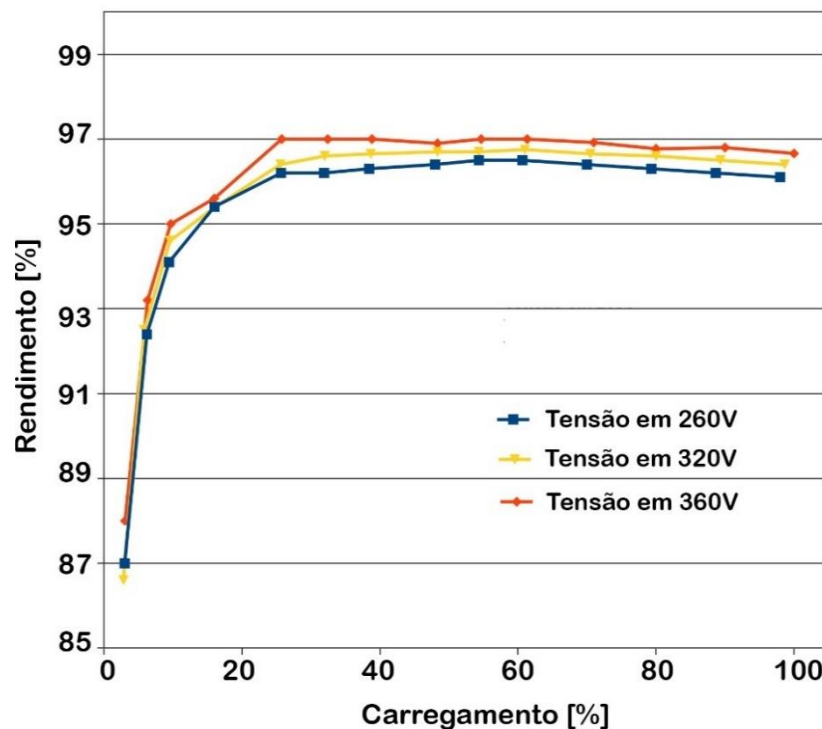


Fonte: NHS SOLAR, 2019.

A potência de saída foi estimada pela Equação (6) para cada painel, de forma horária. Para cada um destes valores foi atribuído um rendimento conforme a Tabela 6, proveniente de ensaios do fabricante. Nos painéis compostos por filmes finos foram instalados inversores de 1,5 kW, enquanto nos sistemas de c-Si foram empregados inversores de 3 kW. O APÊNDICE A – Rendimento dos Inversores, apresenta as faixas de potências e o rendimento atribuído conforme estes ensaios para a estimativa da perda dos inversores instalados nas EPESOL.

Ao analisar a Figura 52 e a Figura 53, nota-se que em menores tensões de operação, há maior perda nos inversores.

Figura 53 - Curvas de carregamento para o inversor 3K - GSM1 da NHS Solar



Fonte: NHS SOLAR, 2019.

A fim de quantificar a perda do inversor (Per_{Inv}), este rendimento resultante foi descontado de um rendimento teórico de 100%, conforme a Equação (11). Assim, desta diferença tem-se o percentual médio de perda dos inversores a ser considerado na estimativa da taxa de desempenho.

$$Per_{Inv} = 100\% - \eta_{inv} \quad (11)$$

Com estes dados, foi calculado de forma complementar, o rendimento médio para todos os inversores (η_{inv}) durante o período avaliado (dez/2019 a jul/2020). As

tecnologias FVs de CIGS e CdTe necessitam de isolamento galvânica. Como o inversor utilizado não possui esta proteção, foi instalado um transformador de 1,5 kW, com relação de transformação unitária, na saída de cada inversor de 1,5 kW, fato que elevará as perdas do sistema. Para esta estimativa da TD, arbitrou-se que a perda do transformador foi de 2%, pois analisando alguns inversores com isolamento galvânica na saída, suas perdas não ultrapassam 6%, enquanto inversores com características semelhantes, entretanto sem isolamento galvânica apresentam perdas inferiores a 4%, em média (FRONIUS, 2018).

3.4.3 Demais Fatores de Perda

Além das perdas por temperatura e do inversor, outros fatores contribuem para diminuir a potência de saída do SFVCR. Dentre eles estão *mismatch*, caracterizado pelo descasamento da potência dos módulos FV; sombreamento de parte do painel FV; sujidade, reduzindo a incidência de radiação solar no painel; variação do espectro solar e da massa de ar; reflexão pelo vidro do encapsulamento dos módulos e perdas devido à resistência dos cabos.

Os estudos realizados por DGS (2013) apresentam uma tabela com uma faixa percentual de perdas para diversos itens em um SFV. Estes valores propostos podem ser visualizados na Tabela 7.

Tabela 7 - Fatores de perda em um SFVCR e suas respectivas faixas de variação propostos por DGS

| FATOR DE PERDA | FAIXA DE VARIAÇÃO |
|------------------------------|-------------------|
| <i>Mismatch</i> | 0,5 – 2,5 % |
| Sombreamento | 0,0 – 5,0 % |
| Sujidade | 1,0 – 3,0 % |
| Variação do espectro AM 1,5 | 1,0 – 2,0 % |
| Reflexão | 3,0 – 5,0 % |
| Cabeamento (fiação elétrica) | 0,2 – 1,5 % |

Fonte: DGS, 2013.

Com o avanço da indústria fotovoltaica nos últimos anos, houve um aperfeiçoamento nos processos, técnicas e materiais empregados. Assim, as perdas referentes a *mismatch* são praticamente nulas nos módulos produzidos na atualidade, incluindo os módulos instalados nas EPESOL. A qualidade do vidro de encapsulamento dos módulos igualmente foi aprimorada, reduzindo as perdas por reflexão. Desta maneira, estes dois fatores de perda foram quantificados neste trabalho com valores abaixo da faixa proposta por DGS (2013), contidos na Tabela 7 e os demais foram arbitrados dentro desta faixa de valores. Por outro lado, em alguns

meses específicos, a perda por sujidade foi quantificada com um número superior ao máximo de 3% proposto na Tabela 7.

3.4.4 Taxa de Desempenho

Após quantificar as perdas dos sistemas, a TD foi estimada da seguinte forma: dos resultados obtidos da TD_{Pt} , que se refere a TD com a perda por temperatura descontada unicamente, foram subtraídas ainda as perdas relativas aos inversores (Per_{Inv} , proveniente da Equação (11)), transformador e os demais fatores de perda expostos no item 3.4.3. A Equação (12) expressa o cálculo realizado para esta estimativa.

$$TD = TD_{Pt} - Per_{Inv} - Demais\ perdas \quad (12)$$

A TD foi calculada mensalmente para todos os SFVCRs instalados nas EPESOL, abrangendo as quatro tecnologias FV estudadas. Estes resultados foram comparados com a TD real apresentada pelos sistemas instalados nas EPESOL, mês a mês e também a média do período analisado nesta pesquisa. Além disto, os erros médios absolutos foram calculados para analisar as diferenças entre as estimativas e os dados reais. Em relação à TD real nos SFVCR compostos por filmes finos, em seu cálculo foi considerada a perda dos transformadores (2%, como estipulada na estimativa) no período analisado, visto que os inversores utilizados nesta pesquisa não possuem isolamento galvânica e, portanto, a informação sobre a energia gerada que é disponibilizada por eles não considera esta perda.

Após o cálculo da TD para os SFVCR das EPESOL, as estimativas foram expandidas para todo o Estado do Paraná. Para isto, as informações climatológicas, radiométricas associadas a classificação de Köppen descritas no Capítulo 2, item 2.6, principalmente a Figura 34, Figura 35, Figura 36, Figura 37 e Figura 38 foram analisadas. Após avaliar estes dados climáticos e radiométricos (irradiação média no plano inclinado na latitude no local), pelas similaridades apresentadas pelos municípios (EPESOL analisada) pertencentes em uma mesma mesorregião, de forma geral presumiu-se que as TD estimadas para os SFVCRs em cada município estudado também devem ser encontradas em toda a mesorregião em que ele se situa. Ou seja, de modo geral, as TD estimadas para:

- Medianeira devem ser muito similares as encontradas em toda mesorregião Oeste Paranaense;
- Pato Branco devem ser muito similares as encontradas em toda mesorregião Sudoeste Paranaense;
- Campo Mourão devem ser muito similares as encontradas em toda mesorregião Centro Ocidental Paranaense;
- Cornélio Procópio devem ser muito similares as encontradas em toda mesorregião Norte Pioneiro Paranaense;
- Ponta Grossa devem ser muito similares as encontradas em toda mesorregião Centro Oriental Paranaense;
- Curitiba devem ser muito similares as encontradas em toda mesorregião Metropolitana de Curitiba.

Da forma análoga que foram feitas as inferências anteriores, foram analisados os mesmos mapas presentes no item 2.6 associados com a variabilidade da irradiação encontrada em cada mesorregião (ilustrada pela Figura 40). Ao comparar os dados climáticos e de irradiação associados a variabilidade anual nas mesorregiões contempladas nesta pesquisa com as demais restantes, devido a confluência espacial destas informações entre as mesorregiões, de modo geral, presume-se que as TDs estimadas para os SFVCR da mesorregião:

- Noroeste Paranaense devem apresentar estimativas muito próximas às apresentadas no Centro Ocidental Paranaense;
- Norte Central Paranaense devem apresentar estimativas muito próximas às apresentadas no Norte Pioneiro Paranaense;
- Centro-Sul Paranaense devem apresentar estimativas muito próximas às apresentadas no Centro Oriental Paranaense;
- Sudeste Paranaense devem apresentar estimativas muito próximas às apresentadas na Metropolitana de Curitiba.

Resumo do capítulo:

A metodologia para o desenvolvimento da pesquisa foi exposta, iniciando com um experimento realizado no EV da UTFPR, em um painel de p-Si. Os SFVCRs

integrantes da rede EPESOL foram caracterizados, os quais possuem módulos de avaliação compreendendo as tecnologias de m-Si, p-Si, CIGS e CdTe. A descrição dos procedimentos efetuados para os cálculos de estimação da temperatura na célula FV e da taxa de desempenho foram apresentados. Desta forma, foram detalhados os passos para a quantificação das diversas formas de perdas presentes nos SFVCR, até atingir os valores estimados para a TD. Os métodos utilizados para expandir os resultados obtidos para as dez mesorregiões do Estado do Paraná foram abordados.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA NA CÉLULA FOTOVOLTAICA

4.1.1 Escritório Verde

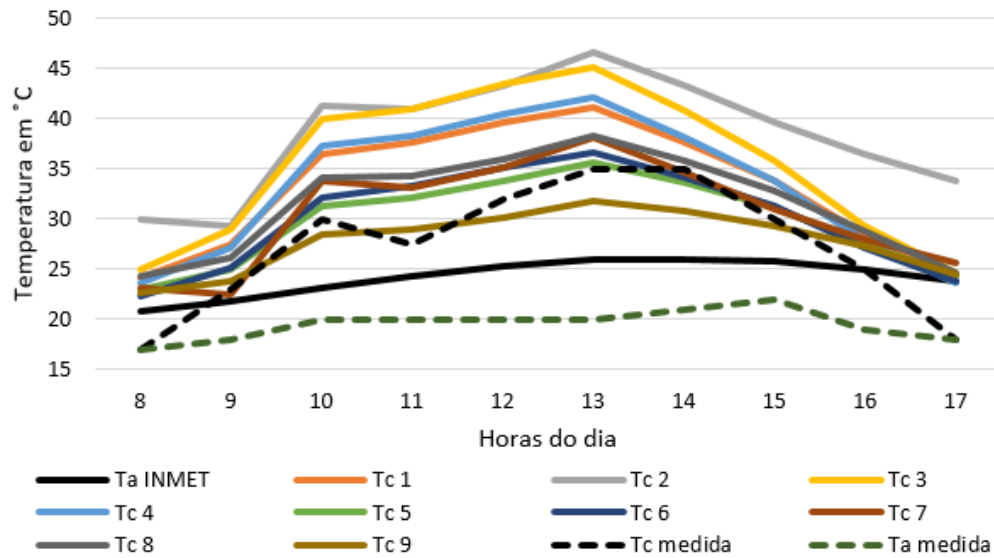
No EV as estimativas ocorreram para um dia específico, em que foi possível a medição da T_c , pois estes módulos não possuem sensores de temperatura instalados. Assim, foram realizadas medições sob um módulo FV, no dia 11 de junho de 2018, de hora em hora, entre às 8 h e 17 h, sendo que neste último horário havia sombreamento no painel devido a uma edificação adjacente. As condições climáticas que caracterizavam este dia era tempo ensolarado, com poucas nuvens. O instrumento empregado para as medições foi um multímetro Icel MD-6110, o qual igualmente foi utilizado para medir a temperatura ambiente.

O resultado das medições e a comparação com a temperatura ambiente (T_a) e valores calculados para as nove equações de T_c encontram-se na Figura 54. As curvas que representam as nove metodologias de cálculos para a T_c apresentam formato semelhante ao longo do dia, diferindo nos valores durante a simulação. Os dados medidos e calculados apresentam certa proporcionalidade ao longo do dia.

Ao analisar os valores medidos da T_c , presentes na Figura 54, nota-se que esta curva (tracejada em preto) apresentou, em média, menores valores que os calculados por nove diferentes métodos. Observando ainda o gráfico e após calcular o erro médio, notou-se que a T_{cE9} , proposta por Duffie e Beckman (2013) foi a curva que mais se aproximou da T_c real. O formato das curvas do gráfico revela a passagem de nuvens em torno das 11 horas, fato que realmente foi comprovado *in loco*, causando leve diminuição na T_c naquele horário. A curva tracejada em verde ilustra a T_a medida com o multímetro, a qual manteve-se igual ou inferior à T_c medida para este ensaio.

Na Figura 55, é ilustrada a medição efetuada às 13 h, em que se constatou a temperatura máxima do módulo neste dia, no valor de 35°C. Percebeu-se uma variação significativa entre a T_a advinda do INMET com a medida através do multímetro. Presume-se que este fato se deve à qualidade do multímetro empregado (YANG et al., 2019c).

Figura 54 - Resultados para Tc e medições no EV
Curitiba - 11/06/2018



Fonte: YANG et al., 2018b.

Figura 55 - Medição da Tc no EV



Fonte: YANG et al., 2019c.

Este experimento constitui um resultado parcial da pesquisa através do método utilizado, entretanto não apresenta confiabilidade porque foi analisado apenas um dia específico, o que não é representativo para validar os resultados. Entretanto, mostrou o início do caminho a ser percorrido para os SFVCRs da rede EPESOL.

4.1.2 Rede EPESOL

A Tc foi estimada de maneira horária para os SFVCRs no âmbito desta pesquisa, utilizando as nove equações apresentadas no Quadro 4. Após esta estimativa, os valores horários foram comparados com dados medidos provenientes dos sensores instalados sob os módulos FVs e os resultados quanto à melhor equação para a Tc diferiu conforme a cidade, tecnologia FV e mês do ano. Como o montante de dados gerados foi elevado, foram apresentados os resultados para

Curitiba e alguns casos específicos em cada município estudado, a fim de ilustrar e analisar os dados obtidos.

Todas as equações empregadas para estimar a T_c dependem da T_a e da irradiação. Para Cornélio Procópio, a radiação solar incidente nos painéis FV não corresponde aos dados coletados pelo piranômetro inclinado (irradiação total no plano inclinado – H_{TOT}) da estação EPE, pois ele se encontra voltado para o norte geográfico, enquanto os SFVCRs seguiram a orientação da cobertura da edificação e apresentam um pequeno desvio de 12° a oeste em relação ao norte geográfico.

Desta forma, os dados de março, abril e maio de 2020 do piranômetro instalado horizontalmente (irradiação no plano horizontal – H_{HOR}) foram coletados e convertidos para o plano inclinado e orientado para o norte, a fim de comparar com os dados do piranômetro inclinado instalado, com o objetivo de determinar as diferenças existentes. Os métodos utilizados para determinar a irradiação no plano inclinado a partir da irradiação global horizontal foram: Liu e Jordan (1963), Hay and Davies, HDKR (DUFFIE e BECKMAN, 2013), Perez et al. (1990), além das formas contidas no *software* Radiasol 1 (LABSOL, 2019): isotrópico, Klucher, Perez e Hay e McKay. As equações utilizadas para estas modelagens, que foram efetuadas de maneira horária, se encontram no ANEXO B – Equações para Determinar a Radiação Total no Plano Inclinado a partir da Radiação Global Horizontal. Para a estimação da radiação difusa foi utilizado o método de Erbs et al. (1982) e Querino et al. (2011).

Na Tabela 8, são apresentados estes resultados em kWh/m².dia efetuados em planilhas e pelo Radiasol. Após analisar estes valores, percebeu-se que o modelo com menor erro médio entre H_{TOT} medida e a calculada, a partir da irradiação global horizontal foi o modelo de Perez et al. (1990), presente na última coluna, com 0,7% de erro médio absoluto, mostrando que neste caso é o método mais indicado para esta conversão.

Tabela 8 - Irradiação H_{TOT} em kWh/m².dia em Cornélio Procópio - desvio azimutal zero

| | Medido | | Calculado | | | | | | | |
|-------|-----------|-------------|----------------|------------------|---------------------|----------------------|--------------|--------------|------|-------------|
| | H_{HOR} | H_{TOT} | RADIASOL Perez | RADIASOL Klucher | RADIASOL Isotrópico | RADIASOL Hay e McKay | Liu e Jordan | Hay e Davies | HDKR | Perez |
| março | 6,47 | 6,81 | 6,83 | 6,94 | 6,73 | 6,82 | 6,72 | 6,79 | 6,80 | 6,88 |
| abril | 5,91 | 7,02 | 6,86 | 7,02 | 6,78 | 6,96 | 6,80 | 6,97 | 6,98 | 7,06 |
| maio | 4,45 | 5,75 | 5,43 | 5,65 | 5,32 | 5,55 | 5,53 | 5,89 | 5,90 | 5,78 |

Fonte: Autoria própria, 2020.

Após esta análise, com os dados da H_{HOR} foram calculados os valores mensais de H_{TOT} com o desvio de 12 graus para o oeste. Estes resultados, utilizando os mesmos modelos, podem ser visualizados na Tabela 9. Ao comparar os resultados de Perez et al. (1990) da Tabela 9 com o H_{TOT} medido (Tabela 8), nota-se que o erro médio absoluto entre eles é inferior a 0,7%, valor que se situa dentro da faixa de menor erro encontrada ao analisar os dados da Tabela 8. Desta forma, para os cálculos de estimativa da temperatura da célula FV e taxa de desempenho para os SFVCR de Cornélio Procópio foram empregados os dados provenientes do piranômetro inclinado da estação EPE (sem desvio azimutal), visto que qualquer conversão é plausível de erros e que a diferença entre H_{TOT} medido e calculado foi desprezível neste caso de desvio de 12 graus oeste.

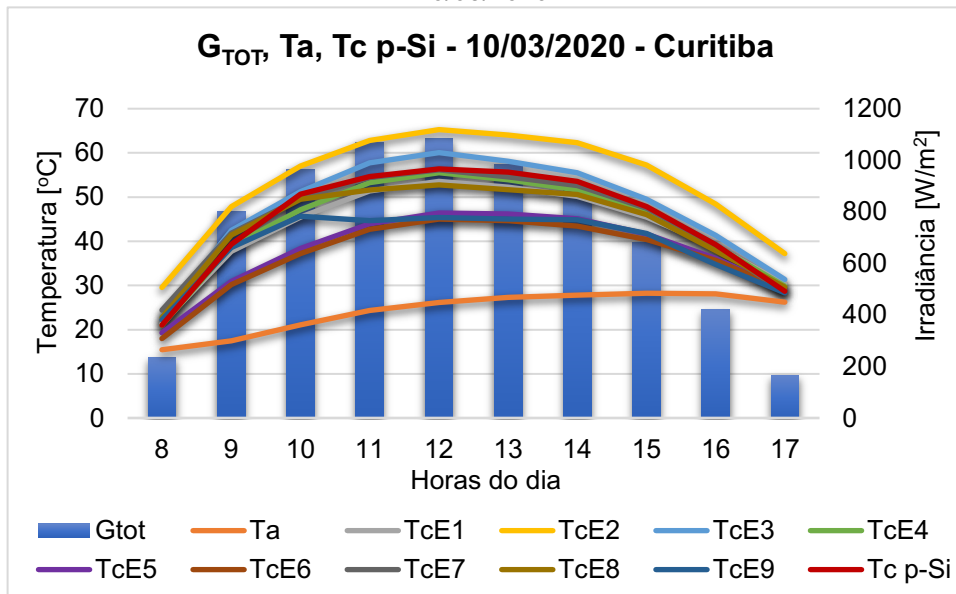
Tabela 9 - Irradiação em kWh/m².dia em Cornélio Procópio - desvio de 12 graus para oeste

| | Calculado | | | | | | | Perez |
|-------|----------------|------------------|---------------------|----------------------|--------------|--------------|------|-------------|
| | RADIASOL Perez | RADIASOL Klucher | RADIASOL Isotrópico | RADIASOL Hay e McKay | Liu e Jordan | Hay e Davies | HDKR | |
| março | 6,82 | 6,92 | 6,71 | 6,80 | 6,72 | 6,80 | 6,80 | 6,88 |
| abril | 6,83 | 6,99 | 6,75 | 6,93 | 6,78 | 6,94 | 6,95 | 7,03 |
| maio | 5,40 | 5,62 | 5,30 | 5,52 | 5,51 | 5,95 | 5,95 | 5,76 |

Fonte: Autoria própria, 2020.

Em relação à T_c , todas as equações empregadas para este cálculo, de maneira geral, apresentaram comportamento proporcional à irradiação ao longo do dia. No Gráfico 1, são ilustrados os resultados para a tecnologia de p-Si em Curitiba para um dia típico de verão, sem nuvens, com temperatura ambiente máxima por volta dos 30°C. Nota-se que os horários de irradiância (G_{TOT}) mais elevada ocorrem próximos ao meio-dia e é quando a T_c medida (T_c p-Si) apresenta maiores valores, alcançando 56,4°C às 12 h. Por outro lado, o momento em que a T_a é mais elevada não coincide com o horário de T_c máxima, comprovando que a T_c tem forte influência da irradiância, além da temperatura ambiente.

Gráfico 1 - G_{TOT} , temperatura ambiente, T_c medida e calculada em Curitiba para p-Si no dia 10/03/2020



Fonte: Autoria própria, 2020.

Analisando os resultados obtidos no Gráfico 1, foi elaborado o Quadro 8, em que é possível concluir que em cada hora do dia a equação que melhor representa a T_c medida se altera do nascer ao pôr do sol. Para este dia específico, 10 de março de 2020, a equação $TcE4$ apareceu nos horários das 8h, 9h e 16h. Apesar de apenas três ocorrências horárias desta equação, ao analisar o erro médio absoluto diário entre a T_c medida e as T_c calculadas para a tecnologia de p-Si no dia em questão, ela modelou melhor o sistema para os módulos de p-Si, como pode ser observado na Tabela 10. Percebe-se que para este dia, a $TcE4$ apresentou menor erro médio absoluto entre os valores medidos e calculados, chegando a 2,71%, seguida pela $TcE7$ e $TcE1$.

Quadro 8 - Melhor equação horária para a T_c de p-Si em Curitiba no dia 10/03/2020

| Hora | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|---------|--------------------------|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------------|--------|
| Equação | $TcE4$ | $TcE4$ | $TcE3$ | $TcE7$ | $TcE7$ | $TcE7$ | $TcE7$ | $TcE7$ | $TcE4$ | $TcE7$ |

Fonte: Autoria própria, 2020.

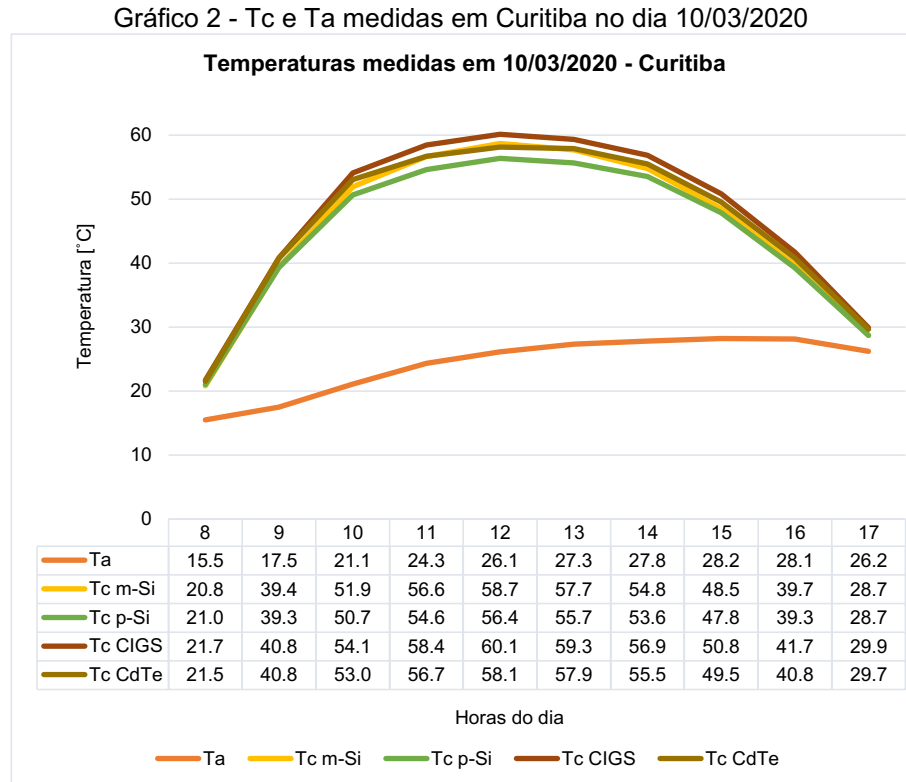
Tabela 10 - Erro médio absoluto diário entre a T_c medida e as T_c calculadas para p-Si em Curitiba para o dia 10/03/2020

| Equação | $\Delta TcE1$ | $\Delta TcE2$ | $\Delta TcE3$ | $\Delta TcE4$ | $\Delta TcE5$ | $\Delta TcE6$ | $\Delta TcE7$ | $\Delta TcE8$ | $\Delta TcE9$ |
|---------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| p-Si | 5,17% | 20,98% | 5,61% | 2,71% | 14,63% | 17,03% | 3,18% | 5,14% | 11,60% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

Em relação às T_c medidas para todas as tecnologias, o comportamento delas foi semelhante ao longo do dia. Esta relação se encontra ilustrada no Gráfico 2, em que são apresentadas as T_c medidas em cada módulo e os valores horários da T_a

neste dia específico de verão em Curitiba. A Tc medida variou entre 20,8°C e 60,1°C, enquanto a Ta máxima foi de 28,2°C. O painel com Tc média diária mais elevada neste dia foi o de CIGS, com 47,4°C, enquanto a menor média foi de 44,7°C para p-Si.



Fonte: Autoria própria, 2020.

A partir do Gráfico 2, foi elaborada a Tabela 11, em que são apresentadas as diferenças horárias entre Tc medidas nos módulos de avaliação e Ta no dia 10/03/2020, em Curitiba. Percebe-se que as maiores diferenças residem no painel de CIGS, atingindo 34,1°C às 11h, e as menores na tecnologia FV de p-Si. Entre às 10h e 13 h, os valores ficaram próximos dos 30°C para as quatro tecnologias. Ao avaliar a média diária desta diferença, os valores foram de aproximadamente 20°C, chegando a 23,2°C nos módulos de CIGS, conforme pode ser observado na Tabela 11.

Após esta análise para um dia pontual em Curitiba, foi estudado o mês de março, que apresentou altas temperaturas e irradiância. Nas quatro tecnologias FV estudadas, neste mês, a TcE4 modelou melhor os sensores implantados para medir a Tc dos módulos nas quatro tecnologias FV.

Tabela 11 - Diferença entre Tc e Ta medidas no dia 10/03/2020 em Curitiba

| Hora | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe |
|--------------|--------|--------|---------|---------|
| 8 | 5,3°C | 5,5°C | 6,2°C | 6,1°C |
| 9 | 21,9°C | 21,8°C | 23,3°C | 23,3°C |
| 10 | 30,9°C | 29,6°C | 33,0°C | 31,9°C |
| 11 | 32,3°C | 30,3°C | 34,1°C | 32,4°C |
| 12 | 32,6°C | 30,3°C | 34,0°C | 32,0°C |
| 13 | 30,3°C | 28,3°C | 32,0°C | 30,5°C |
| 14 | 27,0°C | 25,7°C | 29,0°C | 27,7°C |
| 15 | 20,3°C | 19,6°C | 22,6°C | 21,3°C |
| 16 | 11,6°C | 11,1°C | 13,5°C | 12,6°C |
| 17 | 2,5°C | 2,5°C | 3,7°C | 3,5°C |
| <i>Média</i> | 21,5°C | 20,5°C | 23,2 °C | 22,1 °C |

Fonte: Autoria própria, 2020.

O erro médio absoluto mensal entre a Tc medida e a calculada através da TcE4 esteve próximo de 7% para a tecnologia CIGS, 6,47% para m-Si e CdTe, enquanto a menor diferença foi de 5,89% no painel de p-Si, como pode ser visto na Tabela 12, que mostra também os erros apresentados nas demais equações.

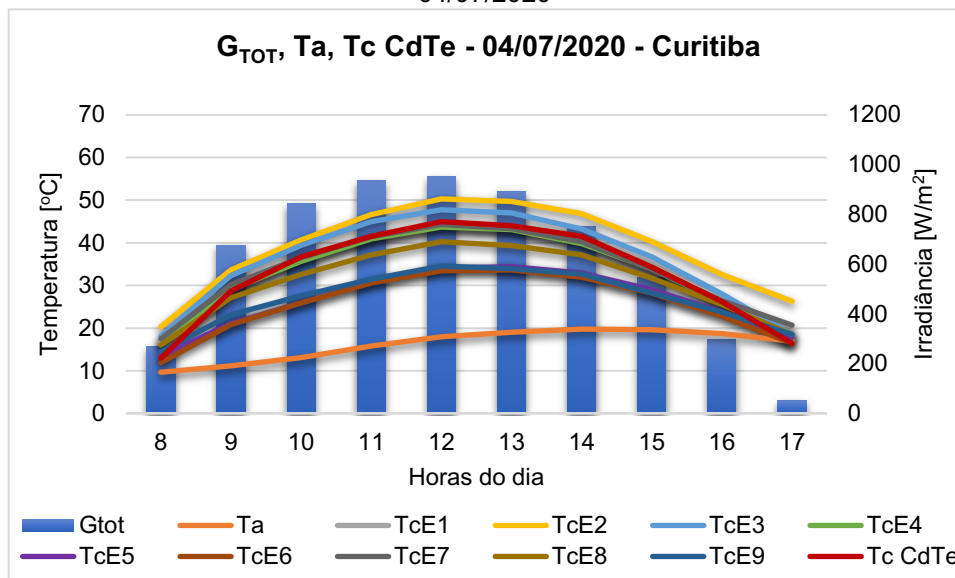
Tabela 12 - Erro médio absoluto mensal entre Tc medida e Tc calculadas para março/2020 por tecnologia em Curitiba

| | ΔT_{cE1} | ΔT_{cE2} | ΔT_{cE3} | ΔT_{cE4} | ΔT_{cE5} | ΔT_{cE6} | ΔT_{cE7} | ΔT_{cE8} | ΔT_{cE9} |
|-------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| <i>m-Si</i> | 9,35% | 28,30% | 8,29% | 6,47% | 13,78% | 13,10% | 8,41% | 9,04% | 16,30% |
| <i>p-Si</i> | 7,38% | 29,48% | 10,61% | 5,89% | 12,09% | 11,92% | 7,86% | 7,61% | 13,56% |
| <i>CIGS</i> | 10,24% | 25,22% | 8,06% | 7,04% | 14,43% | 14,86% | 9,67% | 10,26% | 17,67% |
| <i>CdTe</i> | 7,71% | 26,94% | 9,02% | 6,47% | 12,53% | 13,61% | 8,91% | 9,07% | 14,14% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

No período de inverno, o dia 04/07/2020 foi escolhido para avaliar o comportamento da Tc em Curitiba devido às baixas temperaturas, além de ser um dia ensolarado. No Gráfico 3, são apresentados os valores de irradiância, Ta, Tc medida no painel de CdTe (Tc CdTe) e as estimativas calculadas para a Tc desta tecnologia. Neste dia específico, a TcE4 modelou melhor o sistema, apresentando diferença percentual inferior a 5% em relação ao valor medido.

Gráfico 3 - G_{TOT} , temperatura ambiente, T_c medida e calculada em Curitiba para CdTe no dia 04/07/2020



Fonte: Autoria própria, 2020.

Ao avaliar a T_c medida para o dia 04/07/2020 nas quatro tecnologias, conforme Gráfico 4, nota-se que os valores máximos alcançaram 45°C em média, às 13h. A maior temperatura foi registrada no painel de m-Si, atingindo 46,4°C, neste mesmo horário. Todavia, na média diária, a T_c mais elevada esteve nos módulos de CIGS (32°C) e a mais baixa nos de p-Si (30°C).

Em relação à diferença entre T_c e T_a , neste dia, o maior valor foi de 28,4°C nos módulos de m-Si às 13h. Na média do dia, a menor diferença esteve no painel de p-Si, com valor de 15,2°C. As demais tecnologias apresentaram diferença média de 16,5°C.

No Gráfico 5, são apresentados os resultados da estimativa média mensal da T_c (T_{cE4} para os meses de dezembro/2019 a junho/2020 e agosto/2020; T_{cE6} em julho/2020) para os módulos de m-Si em Curitiba, comparando com os valores medidos, temperatura ambiente e irradiação. Os valores médios consideram apenas os períodos em que há geração de energia pelo SFVCR, ou seja, os horários noturnos são desprezados nestes cálculos. Em todos os meses em que a irradiação (H_{TOT}) foi superior a 4 kWhm².dia, a diferença entre a T_c e a T_a foi de aproximadamente 10°C, enquanto no mês junho, em que $H_{TOT} = 3,3$ kWhm².dia, a T_c atingiu valores mais próximos da T_a . Em Curitiba, neste sistema de m-Si, a média mensal máxima para a T_c estimada foi de 34,5°C em março e a T_c medida chegou a 34,6°C, mês que obteve o maior valor de irradiação média. Além de março, em dezembro, fevereiro, abril e

agosto a diferença foi quase nula entre os valores estimados e medidos para a T_c de m-Si em Curitiba.

Gráfico 4 - T_c medidas nos módulos em Curitiba no dia 04/07/2020

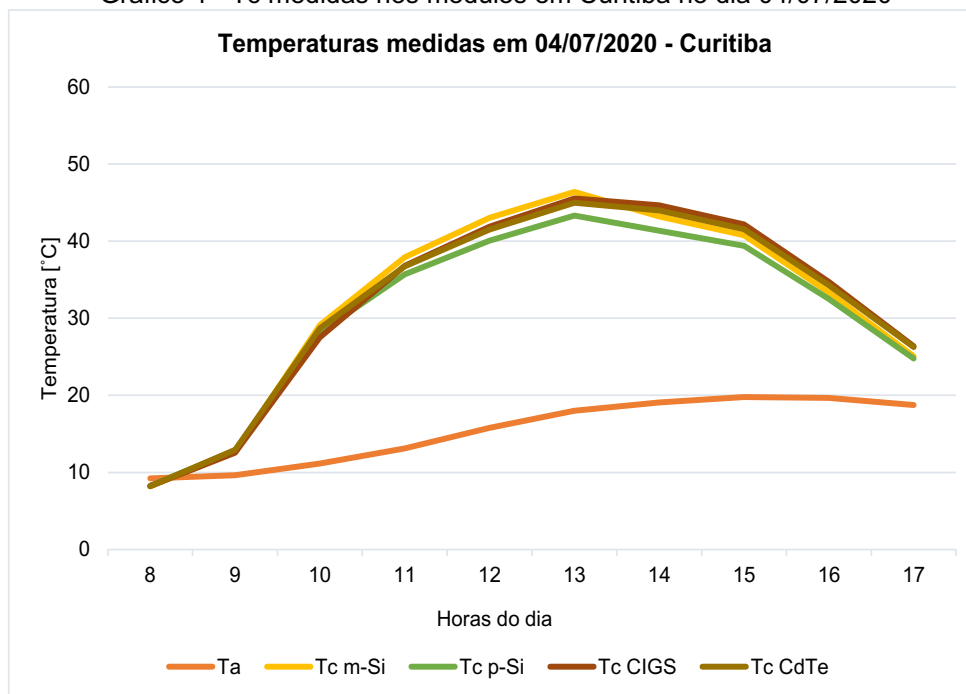
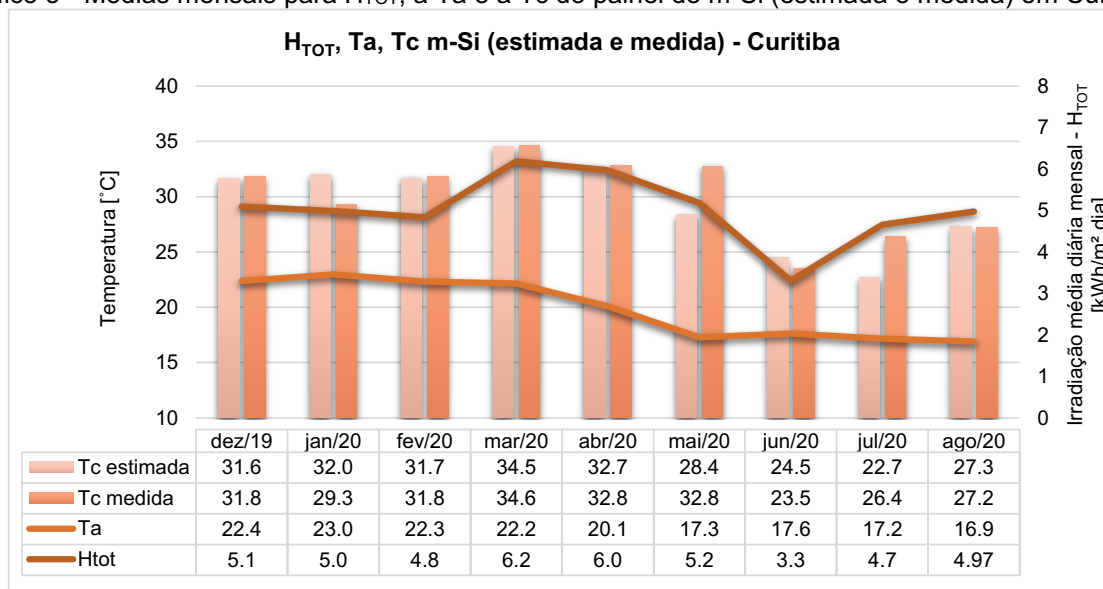


Gráfico 5 - Médias mensais para H_{TOT} , a T_a e a T_c do painel de m-Si (estimada e medida) em Curitiba



Em geral, a equação que melhor descreveu o comportamento real da T_c na maioria dos casos foi a $TcE4$. No Quadro 9, são apresentados estes resultados, indicando qual foi a equação cuja simulação mais se aproximou da T_c medida por tecnologia e por *campi* durante o período pesquisado entre 01/12/2019 a 30/09/2020.

Percebe-se que em Cornélio Procópio esta não foi a equação que apresentou menor erro médio, as equações com resultados mais próximos do real foram TcE5, TcE8, TcE9, TcE6, dependendo da tecnologia e do mês em questão.

Quadro 9 - Equações da Tc que obtiveram resultado mais próximo ao medido nos SFVCR

| <i>Campi</i> | Tec. | dez/19 | jan/20 | fev/20 | mar/20 | abr/20 | mai/20 | jun/20 | jul/20 | ago/20 | set/20 |
|-------------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Campo Mourão | m-Si | - | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE1 | TcE1 | TcE4 | Tc 4 | Tc 1 |
| | p-Si | - | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE1 | TcE4 | TcE4 | Tc 6 | Tc 8 |
| | CIGS | - | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | Tc 6 | Tc 1 |
| | CdTe | - | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE5 | TcE6 | TcE6 | Tc 6 | Tc 8 |
| Cornélio Procópio | m-Si | - | - | - | TcE5 | TcE5 | TcE5 | TcE6 | TcE6 | Tc 6 | Tc 5 |
| | p-Si | - | - | - | TcE5 | TcE5 | TcE8 | TcE6 | TcE6 | Tc 6 | Tc 5 |
| | CIGS | - | - | - | TcE5 | TcE5 | TcE8 | TcE6 | TcE6 | Tc 6 | Tc 5 |
| | CdTe | - | - | - | TcE9 | TcE9 | TcE9 | TcE6 | TcE9 | Tc 6 | Tc 9 |
| Curitiba | m-Si | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE6 | Tc 4 | - |
| | p-Si | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE8 | TcE4 | TcE4 | Tc 4 | - |
| | CIGS | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE6 | Tc 4 | - |
| | CdTe | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE6 | Tc 4 | - |
| Medianeira | m-Si | TcE5 | TcE5 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE1 | TcE8 | TcE6 | Tc 6 | Tc 4 |
| | p-Si | TcE6 | TcE5 | TcE5 | TcE4 | TcE4 | TcE9 | TcE6 | TcE6 | Tc 6 | Tc 4 |
| | CIGS | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE8 | TcE4 | Tc 4 | Tc 4 |
| | CdTe | TcE6 | TcE6 | TcE5 | TcE4 | TcE4 | TcE9 | TcE6 | TcE6 | Tc 6 | Tc 4 |
| Pato Branco | m-Si | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | - | - | - | - |
| | p-Si | - | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | - | - | - | - |
| | CIGS | - | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | - | - | - | - |
| | CdTe | - | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | - | - | - | - |
| Ponta Grossa | m-Si | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE8 | TcE4 | TcE4 | Tc 4 | Tc 4 |
| | p-Si | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE8 | TcE8 | TcE4 | Tc 4 | Tc 4 |
| | CIGS | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE8 | TcE6 | TcE6 | Tc 4 | Tc 4 |
| | CdTe | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE4 | TcE8 | TcE6 | TcE4 | Tc 4 | Tc 4 |

Fonte: Autoria própria, 2020.

Nos meses de verão, em Medianeira, além da TcE4, a TcE5 e a TcE6 igualmente obtiveram menor erro percentual. Em maio outras equações surgiram para representar melhor a Tc medida, foram elas: TcE1, TcE5, TcE8 e TcE9. De junho a agosto, a TcE6 foi a equação que apareceu com maior frequência na melhor modelagem dos sistemas, seguida da TcE4. Este fato ocorreu devido às características meteorológicas do período, com temperaturas mais amenas e baixos valores de irradiação no inverno.

4.2 ESTIMAÇÃO DA TAXA DE DESEMPENHO

A taxa de desempenho (TD) usualmente é calculada mensalmente ou para o ano todo. Por esta razão, ela não foi estimada para o SFVCR do EV, em que foi realizada uma análise prévia pontual da T_c daquele painel de p-Si, durante um único dia. Entretanto, o trabalho de Tonolo (2019) analisa e quantifica as perdas para este SFVCR detalhadamente.

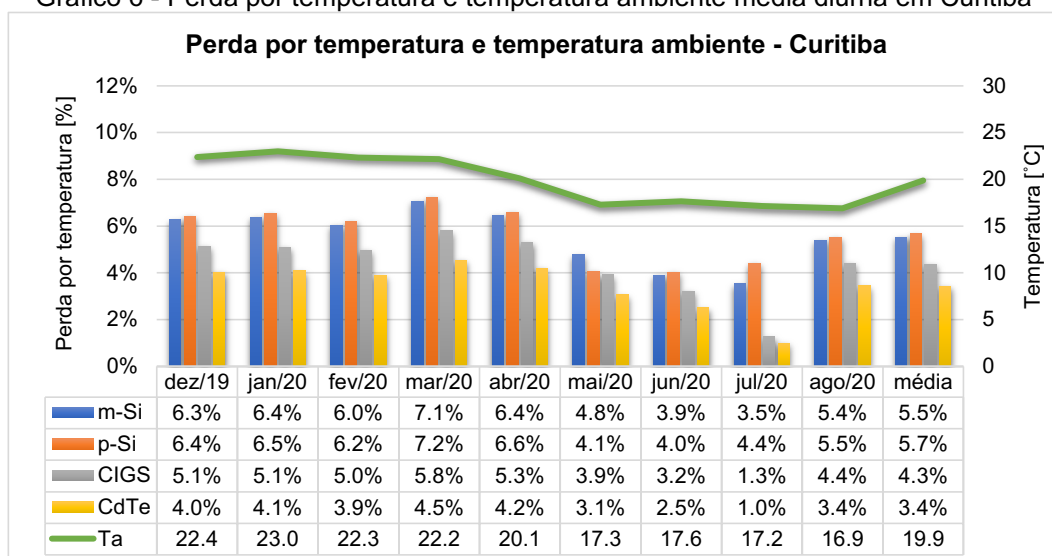
Nos SFVCR das EPESOL, para a obtenção da TD, primeiramente foi calculada a TD considerando apenas a perda por temperatura (TD_{Pt}) da célula, em seguida calculou-se a perda referente a cada inversor e por fim foram arbitrados os demais percentuais de perda. O somatório de todas estas perdas foi descontado da TD_{Pt} calculada conforme a Equação (12). Assim, foram obtidos os valores finais para a TD em diferentes microclimas paranaenses para quatro tecnologias FVs, de acordo com a distribuição das EPESOL no Paraná.

4.2.1 Perda por Temperatura

Após estimar a T_c , a perda percentual por temperatura foi calculada, primeiramente utilizando as equações que melhor representaram a T_c medida em cada mês, local e tecnologia, conforme resultados apresentados no Quadro 9. Logo em seguida, foram empregadas as Equações (6), (8), (9) e (10) com o objetivo de determinar esta perda mensal por temperatura para cada situação estudada nesta pesquisa.

Em Curitiba, conforme observa-se no Gráfico 6, os meses com maior perda mensal por temperatura foram março e abril, em que este índice ultrapassou 7% para os painéis de c-Si. Estes foram os meses com níveis de irradiação e temperatura ambiente média mais elevadas no período analisado. Por outro lado, durante o inverno, período em que irradiação média mensal diminuiu e as temperaturas mais amenas, as perdas foram mais baixas. Os filmes finos apresentaram menor perda percentual por temperatura. Os resultados e gráficos para os demais *campi* encontram-se no APÊNDICE B – Perda por Temperatura.

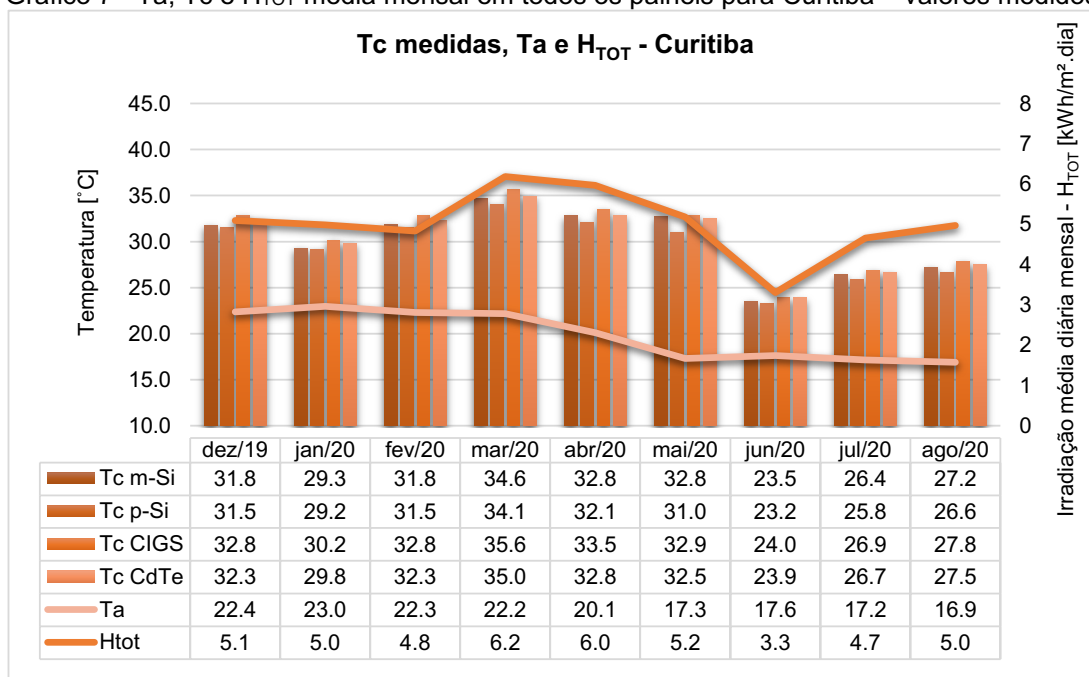
Gráfico 6 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Curitiba



Fonte: Autoria própria, 2020.

Ao analisar o Gráfico 7, em que são apresentadas as médias mensais dos valores medidos diurnos da T_c nas quatro tecnologias de painéis FV, temperatura ambiente e irradiação total em Curitiba, nota-se que o aumento da temperatura e da irradiação elevaram as perdas nos sistemas conforme apresentado no Gráfico 6, fato observado em março, que apresentou alto valor de perda e alta temperatura média, tanto ambiente quanto nos módulos de avaliação, além de elevado nível de H_{TOT} . Os gráficos que retratam estes valores mensais de temperatura medida e H_{TOT} para as demais EPESOL podem ser observadas no APÊNDICE C – Temperatura nas Células FV, Temperatura Ambiente e Irradiação Total no plano da latitude.

Os resultados gerais da perda mensal por temperatura podem ser visualizados na Tabela 13. Os meses com maior irradiação, foram os que apresentaram maior perda por temperatura, a diferença está em valores absolutos. O comportamento de Pato Branco foi similar ao de Campo Mourão (cidades com classificação climática *Cfa*). Nota-se que março, mês com irradiação mais elevada, apresentou os maiores valores médios para este tipo de perda, ultrapassando 9% nestas duas cidades e em Medianeira, que também apresenta clima classificado com *Cfa*.

Gráfico 7 - Ta, Tc e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Curitiba – valores medidos

Fonte: Autoria própria, 2020.

Tabela 13 - Perda média mensal por temperatura

| Campi | Tecnol. | dez/19 | jan/20 | fev/20 | mar/20 | abr/20 | mai/20 | jun/20 | jul/20 | ago/20 | set/20 | média |
|-------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Campo Mourão | m-Si | - | 6,9% | 8,0% | 9,4% | 8,1% | 4,2% | 4,5% | 5,6% | 7,1% | 8,0% | 6,9% |
| | p-Si | - | 7,1% | 8,2% | 9,7% | 8,3% | 5,9% | 5,6% | 5,8% | 4,3% | 7,5% | 6,9% |
| | CIGS | - | 5,7% | 6,6% | 7,8% | 6,6% | 5,0% | 4,4% | 4,6% | 3,5% | 6,6% | 5,7% |
| | CdTe | - | 4,5% | 5,2% | 6,2% | 5,2% | 2,4% | 1,9% | 1,9% | 2,7% | 4,7% | 3,8% |
| Cornélio Procopio | m-Si | - | - | - | 5,7% | 5,0% | 3,0% | 3,1% | 2,9% | 3,6% | 5,8% | 4,1% |
| | p-Si | - | - | - | 5,9% | 5,2% | 4,7% | 3,2% | 2,9% | 3,6% | 6,1% | 4,5% |
| | CIGS | - | - | - | 4,9% | 4,3% | 3,8% | 2,6% | 2,4% | 2,9% | 5,0% | 3,7% |
| | CdTe | - | - | - | 3,2% | 3,0% | 2,2% | 2,0% | 1,7% | 2,3% | 3,2% | 2,5% |
| Curitiba | m-Si | 6,3% | 6,4% | 6,0% | 7,1% | 6,4% | 4,8% | 3,9% | 3,5% | 5,4% | - | 5,5% |
| | p-Si | 6,4% | 6,5% | 6,2% | 7,2% | 6,6% | 4,1% | 4,0% | 4,4% | 5,5% | - | 5,7% |
| | CIGS | 5,1% | 5,1% | 5,0% | 5,8% | 5,3% | 3,9% | 3,2% | 1,3% | 4,4% | - | 4,3% |
| | CdTe | 4,0% | 4,1% | 3,9% | 4,5% | 4,2% | 3,1% | 2,5% | 1,0% | 3,4% | - | 3,4% |
| Medianeira | m-Si | 7,7% | 7,9% | 9,3% | 10,0% | 8,7% | 5,2% | 5,0% | 3,2% | 5,1% | 8,7% | 7,1% |
| | p-Si | 7,4% | 8,2% | 7,7% | 10,2% | 8,9% | 4,9% | 3,4% | 3,3% | 5,2% | 8,9% | 6,8% |
| | CIGS | 7,3% | 7,8% | 7,6% | 8,2% | 7,2% | 5,1% | 4,1% | 4,6% | 6,3% | 7,1% | 6,5% |
| | CdTe | 4,7% | 4,8% | 5,1% | 6,4% | 5,8% | 3,3% | 2,1% | 2,0% | 3,3% | 5,6% | 4,3% |
| Pato Branco | m-Si | 7,1% | 6,9% | 8,2% | 9,1% | 7,6% | 5,9% | - | - | - | - | 7,5% |
| | p-Si | - | 7,0% | 8,4% | 9,4% | 7,8% | 6,1% | - | - | - | - | 7,7% |
| | CIGS | - | 5,7% | 6,9% | 7,5% | 6,3% | 4,9% | - | - | - | - | 6,3% |
| | CdTe | - | 4,4% | 5,5% | 6,0% | 4,9% | 4,0% | - | - | - | - | 5,0% |
| Ponta Grossa | m-Si | 7,0% | 6,8% | 6,9% | 7,8% | 7,0% | 4,9% | 4,2% | 4,3% | 5,7% | 7,0% | 6,2% |
| | p-Si | 7,1% | 6,9% | 7,1% | 8,0% | 7,1% | 5,1% | 3,5% | 4,4% | 5,9% | 7,2% | 6,2% |
| | CIGS | 5,7% | 5,6% | 5,7% | 6,4% | 5,7% | 4,0% | 1,5% | 1,3% | 4,7% | 5,8% | 4,6% |
| | CdTe | 4,5% | 4,4% | 4,4% | 5,0% | 4,5% | 3,2% | 1,2% | 2,8% | 3,7% | 4,5% | 3,8% |

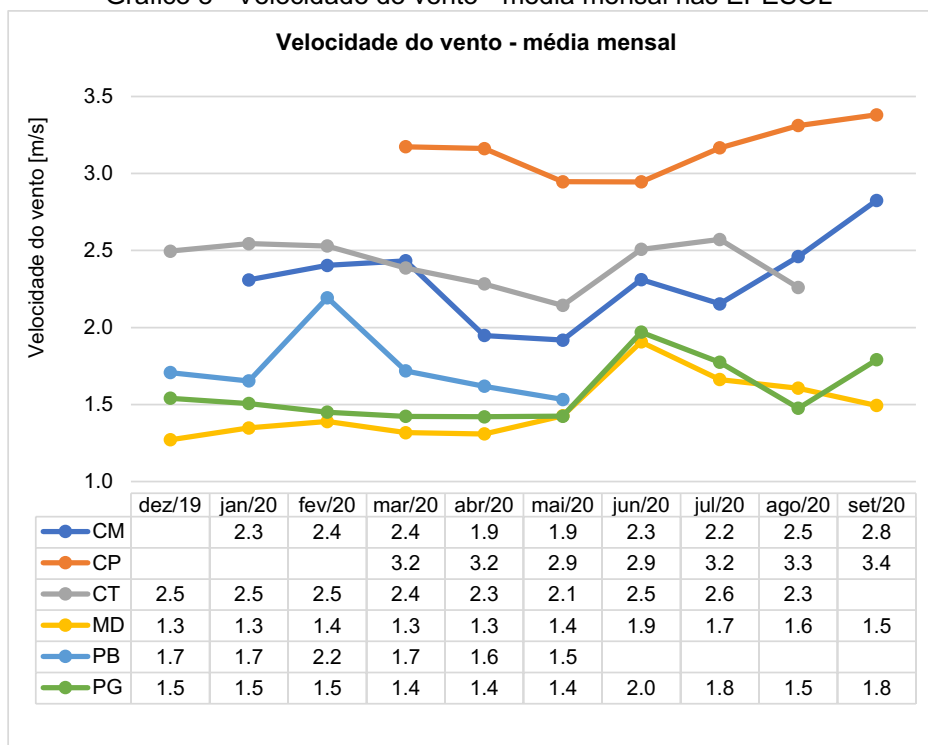
Fonte: Autoria própria, 2020.

Por outro lado, os resultados de perdas por temperatura em Ponta Grossa se assemelharam ao de Curitiba quantitativamente, devido ao clima *Cfb* que possuem, com valores de temperatura e irradiação média inferiores aos outros municípios estudados, conforme dados do Quadro 2. Em junho e julho, meses de inverno, os quais possuem menores temperaturas e irradiação, as perdas por temperatura foram mais baixas.

Os sistemas instalados em Cornélio Procópio, município de clima *Cfa*, obtiveram menores perdas comparativamente e este fato deve-se possivelmente ao seu tipo de instalação, que se deu na cobertura de uma das edificações do câmpus, local com maior velocidade do vento em comparação a superfície (Gráfico 8), reduzindo a perda por temperatura, apesar de apresentar elevados índices de irradiação e temperatura.

Os valores médios mensais para a velocidade do vento no período diurno na rede EPESOL se encontram no Gráfico 8. Durante o período analisado, Cornélio Procópio obteve velocidade do vento média de 3,2 m/s, enquanto nos demais locais este valor foi inferior.

Gráfico 8 - Velocidade do vento - média mensal nas EPESOL



Fonte: Autoria própria, 2020.

4.2.2 Perda nos Inversores

Conforme a Tabela 4, a eficiência máxima do inversor de 1,5 kW é de 96,2% e perdas mínimas consequentemente na ordem de 3,8%, enquanto no de 3 kW o desempenho máximo é de 97,2% e consequentemente, perda mínima de 2,8%. Após os cálculos de rendimento para todos os inversores empregados com base nos valores presentes no APÊNDICE A – Rendimento dos Inversores, foi calculada a perda média durante o intervalo de tempo estudado (dez/2019 a jul/2020) para cada inversor, de acordo com a Equação (11). Na Tabela 14, são apresentados estes resultados estimados.

Tabela 14 - Perda média estimada para os inversores nas quatro tecnologias dos seis municípios das EPESOL no período analisado

| <i>Campi</i> | <i>Tecnol.</i> | <i>dez/19</i> | <i>jan/20</i> | <i>fev/20</i> | <i>mar/20</i> | <i>abr/20</i> | <i>mai/20</i> | <i>jun/20</i> | <i>jul/20</i> | <i>ago/20</i> | <i>set/20</i> | <i>média</i> |
|--------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| Campo Mourão | m-Si | - | 5,6% | 5,5% | 5,5% | 5,9% | 5,2% | 4,8% | 4,5% | 5,9% | 5,6% | 5,4% |
| | p-Si | - | 5,6% | 5,5% | 5,4% | 5,8% | 5,2% | 4,7% | 4,5% | 5,8% | 5,4% | 5,3% |
| | CIGS | - | 7,7% | 7,2% | 7,2% | 7,3% | 7,0% | 6,4% | 5,6% | 7,1% | 7,3% | 7,0% |
| | CdTe | - | 7,6% | 7,5% | 7,7% | 7,5% | 7,8% | 7,5% | 6,7% | 7,4% | 7,2% | 7,4% |
| Cornélio Procopio | m-Si | - | - | - | 5,6% | 5,4% | 5,4% | 5,5% | 4,4% | 6,3% | 5,3% | 5,4% |
| | p-Si | - | - | - | 5,6% | 5,4% | 5,3% | 5,4% | 4,4% | 6,2% | 5,2% | 5,4% |
| | CIGS | - | - | - | 7,0% | 6,5% | 7,0% | 7,5% | 5,0% | 7,2% | 6,8% | 6,7% |
| | CdTe | - | - | - | 7,5% | 7,2% | 7,4% | 7,5% | 6,0% | 7,5% | 7,6% | 7,3% |
| Curitiba | m-Si | 3,8% | 3,9% | 5,7% | 5,5% | 5,7% | 5,4% | 5,7% | 4,9% | 5,8% | - | 5,1% |
| | p-Si | 3,8% | 3,9% | 5,7% | 5,5% | 5,7% | 5,4% | 5,7% | 4,8% | 5,7% | - | 5,1% |
| | CIGS | 4,2% | 4,7% | 7,0% | 7,5% | 7,5% | 7,1% | 7,5% | 6,3% | 7,1% | - | 6,5% |
| | CdTe | 5,1% | 5,6% | 7,5% | 7,5% | 7,5% | 7,5% | 7,5% | 7,6% | 7,4% | - | 7,0% |
| Medianeira | m-Si | 5,5% | 4,5% | 5,5% | 5,2% | 5,5% | 5,4% | 5,2% | 4,8% | 5,8% | 5,5% | 5,3% |
| | p-Si | 5,5% | 5,3% | 5,5% | 5,2% | 5,5% | 5,4% | 5,1% | 4,8% | 5,7% | 5,4% | 5,3% |
| | CIGS | 7,5% | 7,5% | 7,5% | 6,8% | 6,9% | 7,4% | 7,5% | 6,2% | 7,9% | 7,7% | 7,3% |
| | CdTe | 7,6% | 7,6% | 7,6% | 7,6% | 7,5% | 7,5% | 7,5% | 7,4% | 7,4% | 7,3% | 7,5% |
| Pato Branco | m-Si | 5,4% | 5,3% | 5,0% | 5,6% | 5,5% | 5,4% | - | - | - | - | 5,4% |
| | p-Si | - | 5,3% | 5,0% | 5,6% | 5,5% | 5,4% | - | - | - | - | 5,4% |
| | CIGS | - | 7,5% | 7,2% | 7,4% | 6,8% | 7,4% | - | - | - | - | 7,3% |
| | CdTe | - | 7,5% | 7,5% | 7,5% | 7,7% | 7,5% | - | - | - | - | 7,5% |
| Ponta Grossa | m-Si | 5,0% | 5,1% | 4,7% | 5,2% | 4,9% | 5,3% | 5,2% | 4,6% | 5,9% | 5,6% | 5,1% |
| | p-Si | 5,1% | 5,2% | 4,8% | 5,2% | 4,9% | 5,3% | 5,2% | 4,6% | 5,8% | 5,4% | 5,2% |
| | CIGS | 7,6% | 7,4% | 7,5% | 7,5% | 7,5% | 7,4% | 7,5% | 7,2% | 7,1% | 7,0% | 7,4% |
| | CdTe | 7,6% | 7,5% | 7,5% | 7,6% | 7,5% | 7,5% | 7,5% | 7,2% | 7,4% | 7,3% | 7,5% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

É possível perceber que as perdas nos inversores dos filmes finos (1K5 - GSM1) foram superiores aos do silício cristalino (3K - GSM1). Além disto, entre os filmes finos, os inversores instalados nos painéis de CIGS, os quais operam em uma

tensão superior ao de CdTe, apresentaram rendimento estimado mais elevado que os inversores instalados na tecnologia de CdTe.

Este tipo de perda mensal variou entre 3,8% (inversor de 3 kW em Curitiba no mês de dezembro) e 7,9% (inversor de 1,5 kW instalado em Medianeira para o mês de agosto). DGS (2013) apresenta uma faixa de perda média de inversores em um intervalo entre 3,0% e 7,5%. Os valores médios do período analisado, estimados nesta pesquisa, variou de 5,0% a 7,5% e portanto, se situam dentro deste intervalo.

4.2.3 Demais Fatores de Perda

As demais perdas foram especificadas tendo como base a faixa de valores apresentada na Tabela 7, para cada tipo de perda. Todavia, na Tabela 15 foram expostos os valores que efetivamente foram adotados para estas demais perdas. A perda relativa ao transformador foi considerada unicamente nas tecnologias de filmes finos. O valor referente ao sombreamento variou entre zero e 3%, conforme o local de instalação e o mês do ano. A perda por sujidade esteve na faixa entre 1% e 4%, esta variação ocorre devido ao acúmulo contínuo de impurezas e detritos do entorno nos módulos FVs, além de limpezas efetuadas pela equipe do LABENS e da auto-limpeza através da chuva. Assim, ela oscilou conforme a ocorrência destes eventos ao longo do período analisado, no início de março, por exemplo, foi efetuada a limpeza dos módulos de praticamente todos os SFVCR das EPESOL.

A perda por cabeamento atribuída em Cornélio Procópio foi superior aos demais *campi*, pois os inversores, transformadores e *string box* encontram-se instalados mais distantes dos SFVCR, em uma sala do prédio em que ocorreu a instalação dos sistemas. Nos outros *campi*, como estes equipamentos foram fixados logo abaixo dos painéis FV, foi considerada uma perda inferior para o cabeamento.

Nas perdas por reflexão, variação do espectro, *mismatch* e transformador foram atribuídos valores fixos para todos os SFVCR, conforme dados da Tabela 15.

No Gráfico 9, é apresentada a estratificação das perdas médias percentuais nos SFVCR instalados na EPESOL localizada em Curitiba para o período analisado. A perda por temperatura foi o valor mais significativo nos sistemas de c-Si, enquanto nos filmes finos, a perda dos inversores se mostrou mais expressiva nesta análise. A perda do transformador aparece apenas nos SFVCR de filmes finos, os quais necessitam de isolamento galvânica na saída do inversor. Os gráficos desta

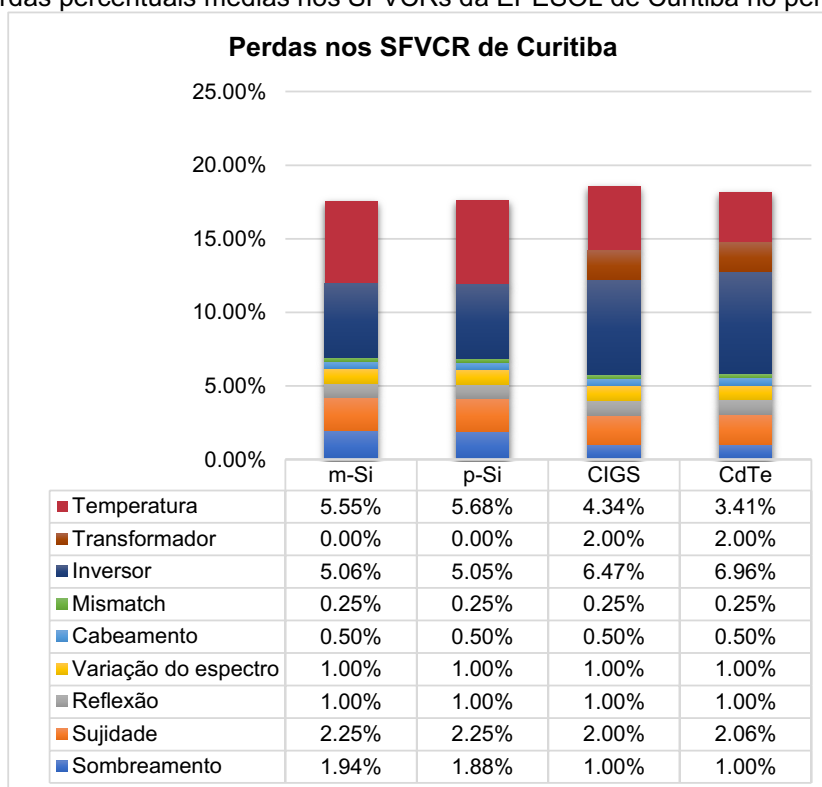
estratificação estimada para os demais sistemas das EPESOL podem ser visualizados no APÊNDICE D – Perdas médias percentuais

Tabela 15 - Valores estipulados para os demais fatores de perda

| Perdas | Valor |
|-----------------------------|---------------|
| Sombreamento | 0,00% – 3,00% |
| Sujidade | 1,00% – 4,50% |
| Reflexão | 1,00% |
| Variação do espectro AM 1,5 | 1,00% |
| Cabeamento | 0,50% – 1,00% |
| <i>Mismatch</i> | 0,25% |
| Transformador | 2,00% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 9 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Curitiba no período analisado



Fonte: Autoria própria, 2020.

4.2.4 Taxa de Desempenho

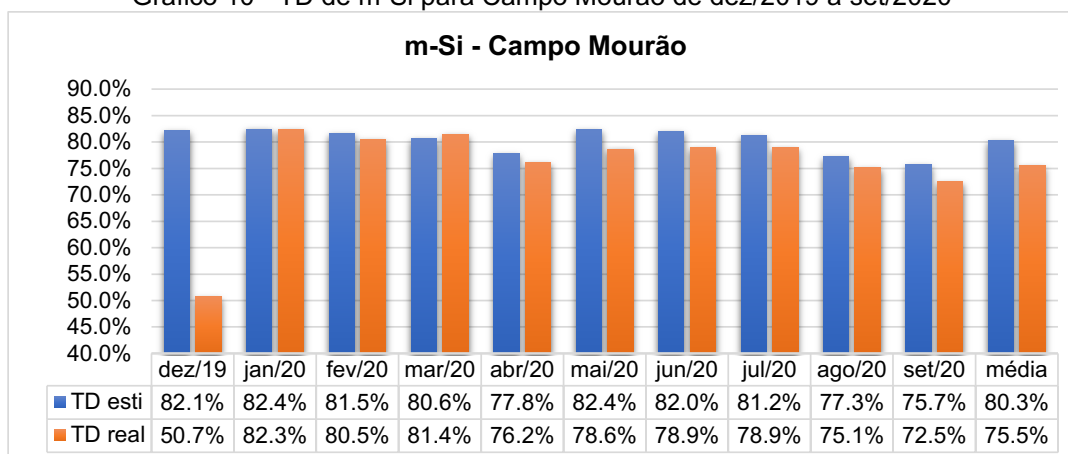
Os resultados obtidos para a TD estimada encontram-se agrupados por *campi* e por tecnologia, para possibilitar diferentes análises, considerando as particularidades de cada caso. A estimativa da TD foi realizada nos seis *campi* da UTFPR que abrigam as EPESOL. Os resultados podem ser visualizados na forma gráfica e o comparativo com a TD real se encontram em tabelas. Os cálculos para a

TD real consideram a energia gerada pelos painéis FV antes da conexão com o transformador, para os filmes finos.

4.2.4.1 Campo Mourão

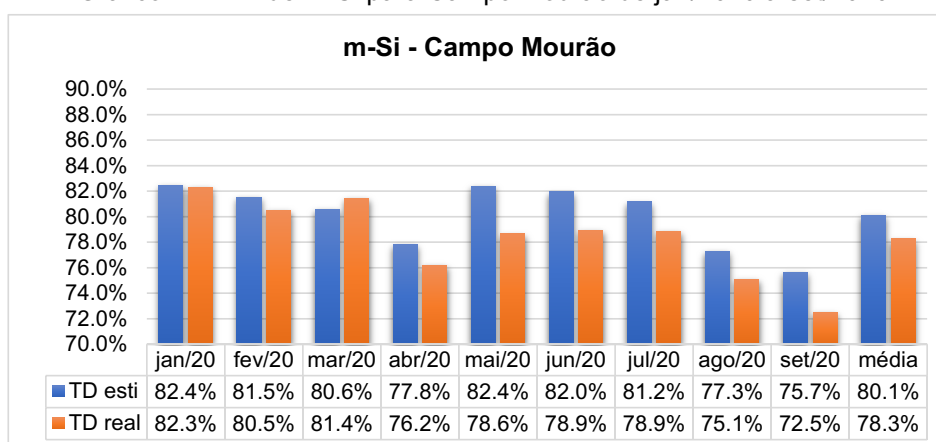
No mês de dezembro, todos os inversores de Campo Mourão permaneceram desligados por mais de dez dias por problemas na rede. Esta lacuna na geração de energia influenciou diretamente o cálculo da TD real, como pode ser visto no Gráfico 10, em que a TD foi de apenas 50,7% na tecnologia de m-Si. Portanto, em todos os casos que havia esta ausência significativa de dados, o mês inteiro foi desconsiderado na análise. Assim, no Gráfico 11 são ilustradas as TD estimadas (TD esti) e reais (TD real) para m-Si no novo intervalo de tempo estudado em Campo Mourão: janeiro de 2020 a setembro de 2020.

Gráfico 10 - TD de m-Si para Campo Mourão de dez/2019 a set/2020



Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 11 - TD de m-Si para Campo Mourão de jan/2020 a set/2020



Fonte: Autoria própria, 2020.

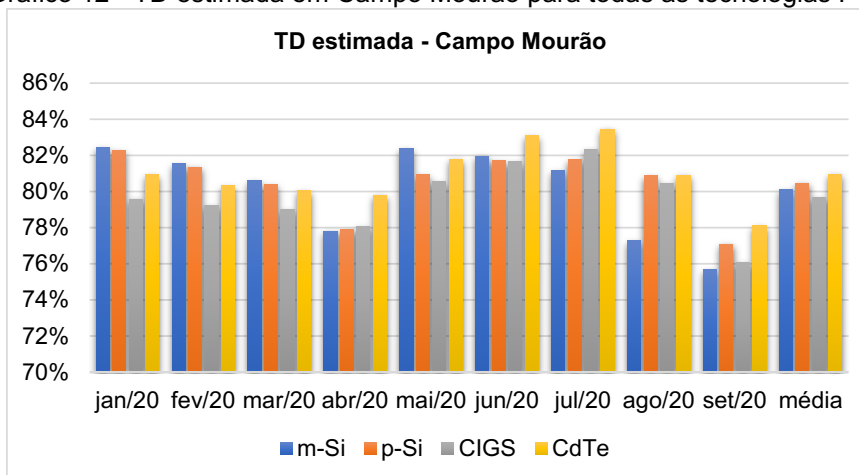
Além de Campo Mourão, este tipo de ocorrência de ausência de dados também foi identificada em Cornélio Procópio (de dezembro a fevereiro), Curitiba (apenas em setembro) e em Pato Branco (em dezembro nas tecnologias de p-Si, CIGS e CdTe, além de junho, julho, agosto e setembro para todas as tecnologias FVs).

Ao analisar o Gráfico 11, percebe-se que a diferença entre os valores reais e calculados a partir de abril foram superiores aos demais meses. Um fator que pode ter diminuído a TD nestes meses foi a sujeira, pois a última limpeza efetuada nos módulos ocorreu no início de março.

Os gráficos com os comparativos entre a TD estimada e a real para as demais tecnologias em todas as EPESOL encontram-se no APÊNDICE E – Taxa de Desempenho.

No Gráfico 12, é apresentada a TD estimada em Campo Mourão para as quatro tecnologias FVs. O painel de m-Si obteve maior TD média mensal entre janeiro e março, enquanto nos meses de junho a setembro o sistema de CdTe apresentou TD mais elevada. Na média do período, a maior TD estimada foi para o filme fino de CdTe.

Gráfico 12 - TD estimada em Campo Mourão para todas as tecnologias FVs



Fonte: Autoria própria, 2020.

Os resultados desta estimativa e os valores reais da TD encontram-se na Tabela 16. Os menores índices estão em abril e os maiores em julho. A diferença média entre valores reais e calculados foi inferior a 3% para as tecnologias instaladas neste câmpus.

Tabela 16 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Campo Mourão

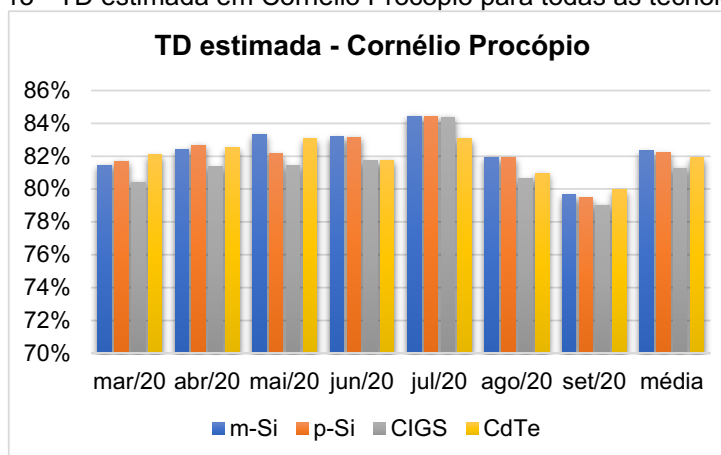
| | TD estimada | | | | TD real | | | |
|--------|-------------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|
| | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe |
| jan/20 | 82,4% | 82,3% | 79,6% | 80,9% | 82,3% | 83,0% | 80,9% | 85,2% |
| fev/20 | 81,5% | 81,3% | 79,2% | 80,3% | 80,5% | 80,9% | 79,3% | 84,1% |
| mar/20 | 80,6% | 80,4% | 79,0% | 80,1% | 81,4% | 82,1% | 82,8% | 86,1% |
| abr/20 | 77,8% | 77,9% | 78,1% | 79,8% | 76,2% | 76,7% | 78,1% | 79,5% |
| mai/20 | 82,4% | 80,9% | 80,5% | 81,8% | 78,6% | 79,4% | 81,2% | 80,8% |
| jun/20 | 82,0% | 81,7% | 81,6% | 83,1% | 78,9% | 79,9% | 80,9% | 81,8% |
| jul/20 | 81,2% | 81,7% | 82,3% | 83,5% | 78,9% | 79,4% | 81,1% | 81,1% |
| ago/20 | 77,3% | 80,9% | 80,4% | 80,9% | 75,1% | 76,5% | 79,6% | 79,2% |
| set/20 | 75,7% | 77,1% | 76,1% | 78,1% | 72,5% | 71,5% | 75,8% | 76,2% |
| Média | 80,1% | 80,5% | 79,6% | 80,9% | 78,3% | 78,8% | 80,0% | 81,6% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

4.2.4.2 Cornélio Procópio

Em Cornélio Procópio, conforme ilustrado no Gráfico 13, a TD média estimada mais elevada foi para a tecnologia de m-Si, seguida por p-Si, CdTe e CIGS. Em julho estão os maiores valores para esta estimação.

Gráfico 13 - TD estimada em Cornélio Procópio para todas as tecnologias FV



Fonte: Autoria própria, 2020.

Na Tabela 17, são apresentados os valores estimados e reais de forma detalhada para uma melhor compreensão da TD. O menor valor mensal estimado foi de 79,0% para o painel de CIGS em setembro e o maior 84,4% em julho. A menor diferença média entre TD real e calculada foi inferior a 1,0% no sistema de CdTe, seguida pelo m-Si que ficou em torno de 1,0%.

Tabela 17 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Cornélio Procópio

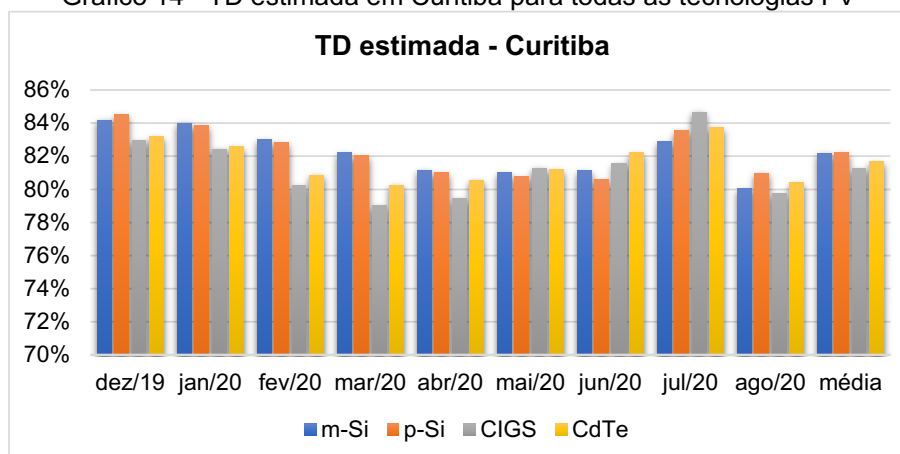
| | TD estimada | | | | TD real | | | |
|--------|-------------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|
| | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe |
| mar/20 | 81,5% | 81,7% | 80,4% | 82,1% | 81,5% | 79,7% | 77,8% | 83,2% |
| abr/20 | 82,4% | 82,7% | 81,4% | 82,5% | 82,3% | 80,9% | 80,6% | 83,7% |
| mai/20 | 83,3% | 82,2% | 81,4% | 83,1% | 82,2% | 80,9% | 80,0% | 82,1% |
| jun/20 | 83,2% | 83,2% | 81,7% | 81,7% | 82,1% | 80,8% | 78,9% | 82,6% |
| jul/20 | 84,4% | 84,4% | 84,4% | 83,1% | 82,3% | 81,0% | 80,2% | 82,4% |
| ago/20 | 81,9% | 81,9% | 80,6% | 81,0% | 82,7% | 80,9% | 79,5% | 82,4% |
| set/20 | 79,6% | 79,5% | 79,0% | 80,0% | 76,3% | 77,1% | 76,8% | 80,2% |
| média | 82,3% | 82,2% | 81,3% | 81,9% | 82,1% | 80,3% | 79,4% | 81,5% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

4.2.4.3 Curitiba

A estimação da TD mensal para os SFVCRs de Curitiba variou de 79,0% (CIGS em março) a 84,7% (CIGS em julho). No Gráfico 14, são apresentados os resultados no período analisado. Na média geral, as tecnologias de m-Si (que é do tipo PERC) e de p-Si apresentaram os valores mais elevados para a TD e CIGS, os mais baixos.

Gráfico 14 - TD estimada em Curitiba para todas as tecnologias FV



Fonte: Autoria própria, 2020.

Ao comparar a estimativa com valores reais, conforme dados apresentados na Tabela 18, as maiores diferenças ocorreram nos SFVCRs de c-Si, atingindo 3,5% em média. Os valores que chegaram mais próximos aos reais para Curitiba foram do sistema de CIGS, com erro médio de 0,5%.

Tabela 18 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Curitiba

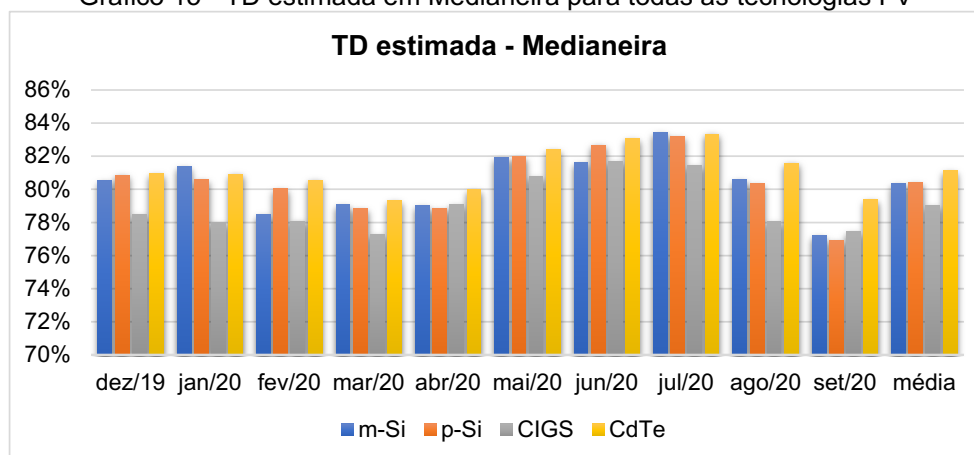
| | TD estimada | | | | TD real | | | |
|--------|-------------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|
| | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe |
| dez/19 | 84,2% | 84,5% | 82,9% | 83,2% | 80,7% | 79,3% | 80,2% | 84,0% |
| jan/20 | 84,0% | 83,8% | 82,4% | 82,6% | 80,2% | 79,2% | 79,2% | 84,1% |
| fev/20 | 83,0% | 82,8% | 80,2% | 80,9% | 79,8% | 79,1% | 74,7% | 83,7% |
| mar/20 | 82,2% | 82,1% | 79,0% | 80,3% | 78,8% | 78,7% | 80,1% | 83,1% |
| abr/20 | 81,2% | 81,0% | 79,4% | 80,6% | 79,6% | 80,0% | 82,7% | 83,2% |
| mai/20 | 81,0% | 80,8% | 81,3% | 81,2% | 79,6% | 80,9% | 84,7% | 82,7% |
| jun/20 | 81,2% | 80,6% | 81,6% | 82,2% | 78,8% | 80,2% | 82,6% | 81,8% |
| jul/20 | 82,9% | 83,6% | 84,7% | 83,7% | 79,0% | 80,4% | 84,0% | 81,8% |
| ago/20 | 80,1% | 81,0% | 79,7% | 80,4% | 77,6% | 78,0% | 82,5% | 79,4% |
| média | 82,2% | 82,2% | 81,3% | 81,7% | 79,6% | 79,5% | 80,7% | 83,0% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

4.2.4.4 Medianeira

Na cidade de Medianeira, situada na mesorregião oeste paranaense, a TD estimada com menores índices esteve no SFVCR de CIGS. As maiores TD foram para a tecnologia de CdTe, a qual apresenta menor coeficiente de perda percentual de potência com a elevação da temperatura. O comportamento das TDs estimadas pode ser visto no Gráfico 15. Em junho e julho a TD apresentou valores mais elevados.

Gráfico 15 - TD estimada em Medianeira para todas as tecnologias FV



Fonte: Autoria própria, 2020.

Na Tabela 19, são apresentados os valores da TD estimada e da TD real mensal para cada tecnologia. Tanto os índices estimados quanto os reais mais elevados são atribuídos a tecnologia de CdTe, em que a diferença ficou em torno de 5,0%. A TD nas tecnologias de m-Si e p-Si foram modeladas com assertividade maior, apresentando erro médio inferior a 0,5%.

Tabela 19 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Medianeira

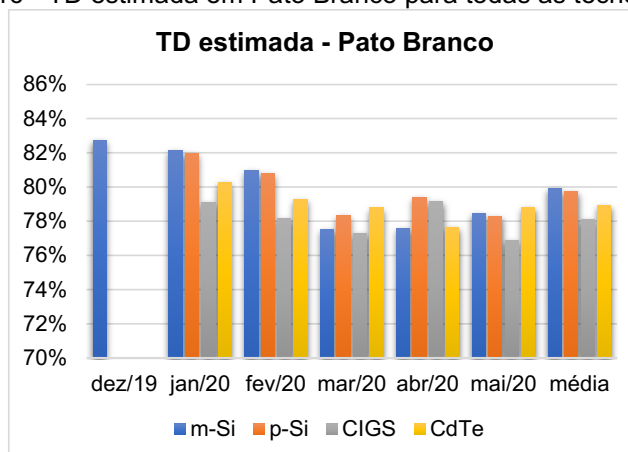
| | TD estimada | | | | TD real | | | |
|--------|-------------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|
| | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe |
| dez/19 | 80,5% | 80,9% | 78,5% | 80,9% | 81,2% | 80,8% | 80,3% | 85,3% |
| jan/20 | 81,4% | 80,6% | 78,0% | 80,9% | 80,8% | 80,5% | 79,8% | 85,7% |
| fev/20 | 78,5% | 80,0% | 78,1% | 80,6% | 79,1% | 78,6% | 78,5% | 84,5% |
| mar/20 | 79,1% | 78,8% | 77,2% | 79,3% | 78,5% | 77,9% | 79,9% | 84,9% |
| abr/20 | 79,0% | 78,8% | 79,1% | 80,0% | 81,0% | 80,7% | 83,5% | 86,2% |
| mai/20 | 81,9% | 82,0% | 80,8% | 82,4% | 82,2% | 82,0% | 84,5% | 85,8% |
| jun/20 | 81,6% | 82,7% | 81,7% | 83,1% | 83,1% | 82,4% | 84,2% | 86,6% |
| jul/20 | 83,4% | 83,2% | 81,4% | 83,3% | 82,3% | 81,7% | 84,3% | 85,7% |
| ago/20 | 80,6% | 80,3% | 78,0% | 81,6% | 80,9% | 80,5% | 83,5% | 84,7% |
| set/20 | 77,2% | 76,9% | 77,4% | 79,4% | 77,7% | 76,8% | 80,3% | 82,0% |
| média | 80,3% | 80,4% | 79,0% | 81,1% | 81,0% | 80,3% | 81,2% | 84,8% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

4.2.4.5 Pato Branco

Como em Pato Branco ocorreu um problema de comunicação nos inversores de p-Si, CIGS e CdTe em dezembro, a estimativa não abrangeu estas tecnologias neste mês. Além disto, as estimativas consideraram dados até o mês de maio. No Gráfico 16, são ilustrados os resultados das estimativas da TD efetuadas para os SFVCR instalados em Pato Branco. Os valores médios mais elevados foram para m-Si, seguido de p-Si, CdTe e CIGS.

Gráfico 16 - TD estimada em Pato Branco para todas as tecnologias FV



Fonte: Autoria própria, 2020.

A partir de abril espera-se uma elevação na TD, pois as altas temperaturas do verão não estão mais presentes, fazendo com que a perda por temperatura diminua. Entretanto, este aumento na TD não foi significativo em Pato Branco porque os SFVCR desta localidade encontram-se instalados à beira de uma rodovia, o que pode

levar a um aumento da sujidade nos módulos, já que não foi efetuado nenhum procedimento de limpeza nos mesmos desde sua implantação. Na estimativa da TD, este aumento na perda por sujidade foi considerado nestes meses, contribuindo para que a média estimada ficasse próxima da média real, principalmente nas tecnologias de silício cristalino, em que o erro médio foi igual ou inferior a 1%. Nos sistemas de filmes finos esta diferença percentual média não ultrapassou 3%. Os valores reais e estimados para a TD podem ser conferidos na Tabela 20.

Tabela 20 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Pato Branco

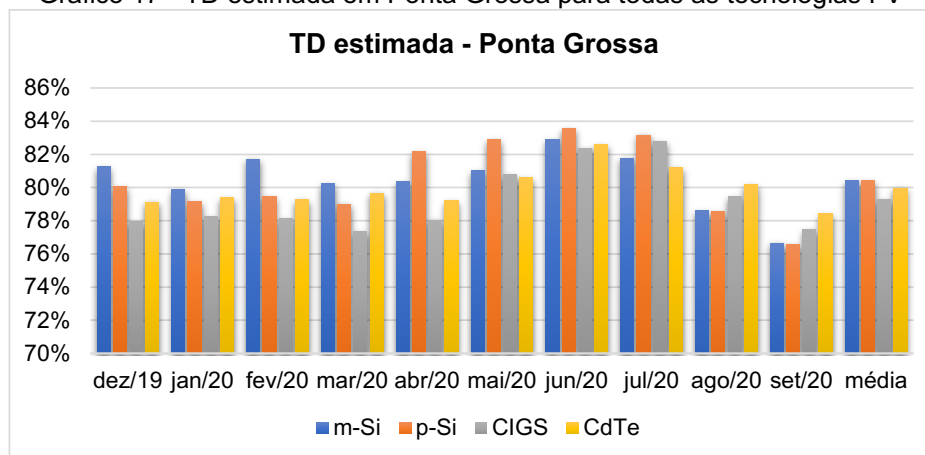
| | TD estimada | | | | TD real | | | |
|--------|-------------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|
| | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe |
| dez/19 | 82,7% | - | - | - | 84,4% | - | - | - |
| jan/20 | 82,1% | 82,0% | 79,1% | 80,3% | 82,4% | 82,6% | 80,9% | 85,0% |
| fev/20 | 81,0% | 80,8% | 78,2% | 79,3% | 81,8% | 81,6% | 80,8% | 84,1% |
| mar/20 | 77,5% | 78,3% | 77,3% | 78,8% | 79,5% | 78,8% | 80,0% | 81,8% |
| abr/20 | 77,6% | 79,4% | 79,2% | 77,7% | 77,2% | 75,7% | 77,7% | 77,5% |
| mai/20 | 78,4% | 78,3% | 76,9% | 78,8% | 77,4% | 76,2% | 74,7% | 76,8% |
| média | 79,9% | 79,8% | 78,1% | 79,0% | 80,5% | 79,0% | 78,8% | 81,0% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

4.2.4.6 Ponta Grossa

Em Ponta Grossa os maiores valores da TD média foram para os SFVCRs de c-Si, ultrapassando 80%. A partir de maio, com a diminuição da temperatura, os valores da TD se elevaram. No Gráfico 17, são apresentados resultados mensais para as quatro tecnologias FV e a média durante o período em estudo.

Gráfico 17 - TD estimada em Ponta Grossa para todas as tecnologias FV



Fonte: Autoria própria, 2020.

O valor máximo estimado para a TD em Ponta Grossa atingiu 83,5% em junho no painel de p-Si, e o menor ocorreu nos painéis de c-Si, em setembro. Na Tabela 21,

são apresentadas informações comparativas entre TD estimada e real. As menores diferenças médias entre valores estimados e reais foram para m-Si e CIGS, respectivamente, com erros médios inferiores a 1,0%, enquanto o maior erro médio foi inferior a 2,0% no sistema de p-Si.

Tabela 21 - Comparativo entre valores estimados e reais para a TD em Ponta Grossa

| | TD estimada | | | | TD real | | | |
|--------|-------------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|
| | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe | m-Si | p-Si | CIGS | CdTe |
| dez/19 | 81,2% | 80,0% | 77,9% | 79,1% | 79,8% | 78,6% | 78,4% | 81,3% |
| jan/20 | 79,8% | 79,1% | 78,2% | 79,4% | 79,4% | 78,3% | 77,1% | 80,5% |
| fev/20 | 81,7% | 79,4% | 78,1% | 79,3% | 79,2% | 78,4% | 77,9% | 81,2% |
| mar/20 | 80,3% | 79,0% | 77,4% | 79,7% | 78,7% | 78,5% | 80,0% | 82,4% |
| abr/20 | 80,4% | 82,2% | 78,0% | 79,2% | 80,6% | 80,1% | 81,8% | 82,9% |
| mai/20 | 81,0% | 82,9% | 80,8% | 80,6% | 82,7% | 81,5% | 83,0% | 82,8% |
| jun/20 | 82,9% | 83,5% | 82,3% | 82,6% | 83,1% | 81,9% | 81,4% | 82,5% |
| jul/20 | 81,8% | 83,2% | 82,8% | 81,2% | 82,7% | 80,3% | 82,0% | 82,0% |
| ago/20 | 78,6% | 78,5% | 79,4% | 80,2% | 79,5% | 78,4% | 79,6% | 79,4% |
| set/20 | 76,6% | 76,6% | 77,5% | 78,4% | 75,7% | 75,1% | 77,5% | 77,5% |
| média | 80,4% | 80,4% | 79,3% | 80,0% | 80,8% | 79,3% | 79,5% | 81,3% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

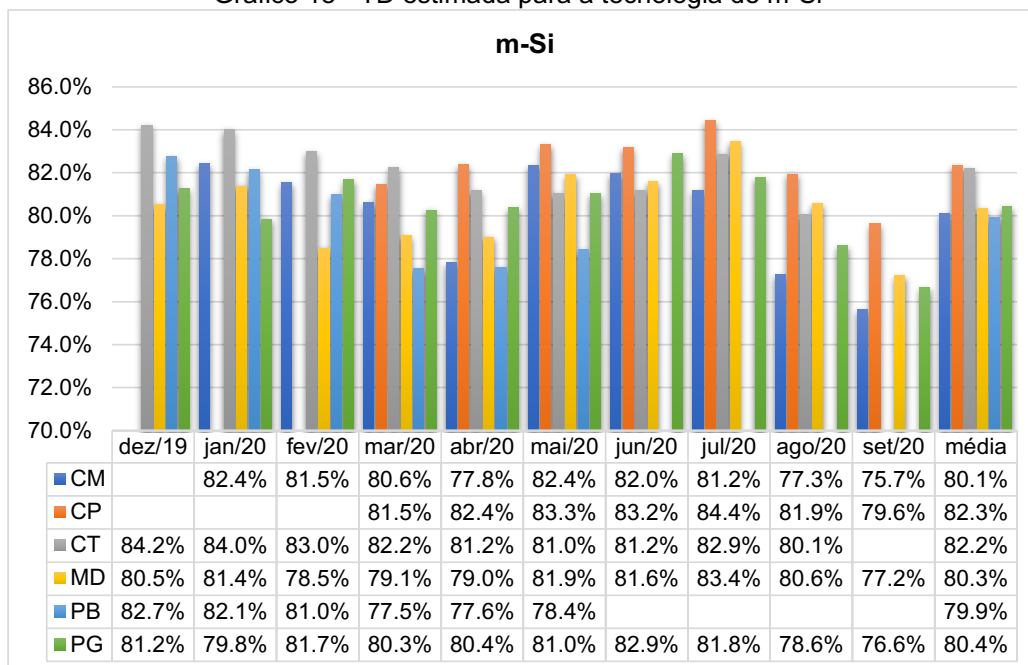
Todas as estimativas mensais para as EPESOL foram iguais ou superiores a 75,7% (m-Si em Campo Mourão no mês de setembro), atingindo o máximo de 84,7% (Curitiba, CIGS em julho).

Ao analisar as TD reais, nota-se valores mais elevados na tecnologia de CdTe, principalmente nas cidades situadas nas regiões de clima *Cfa*, que apresentam temperatura média mais elevada. Esta situação igualmente foi observada nas estimativas da TD nas EPESOL instaladas em Medianeira e Campo Mourão. Este fato deve-se ao comportamento deste filme fino em altas temperaturas, dentre as tecnologias estudadas, o CdTe apresenta o menor coeficiente de perda percentual com o aumento da temperatura.

A análise igualmente foi realizada comparando o desempenho de cada tecnologia FV nos diferentes municípios. A estimativa da TD para a tecnologia de m-Si para os seis municípios das EPESOL encontra-se ilustrada no Gráfico 18. Os valores mais elevados podem ser observados em Cornélio Procópio e os menores em Pato Branco, Medianeira e Campo Mourão, cidades situadas nas regiões de clima *Cfa*. Todas as estimativas mensais foram iguais ou superiores a 75,7% nesta tecnologia de painel FV. Nota-se que nos meses de março, abril e setembro as

estimativas apresentaram níveis mais baixos, devido à maior perda por temperatura neste período.

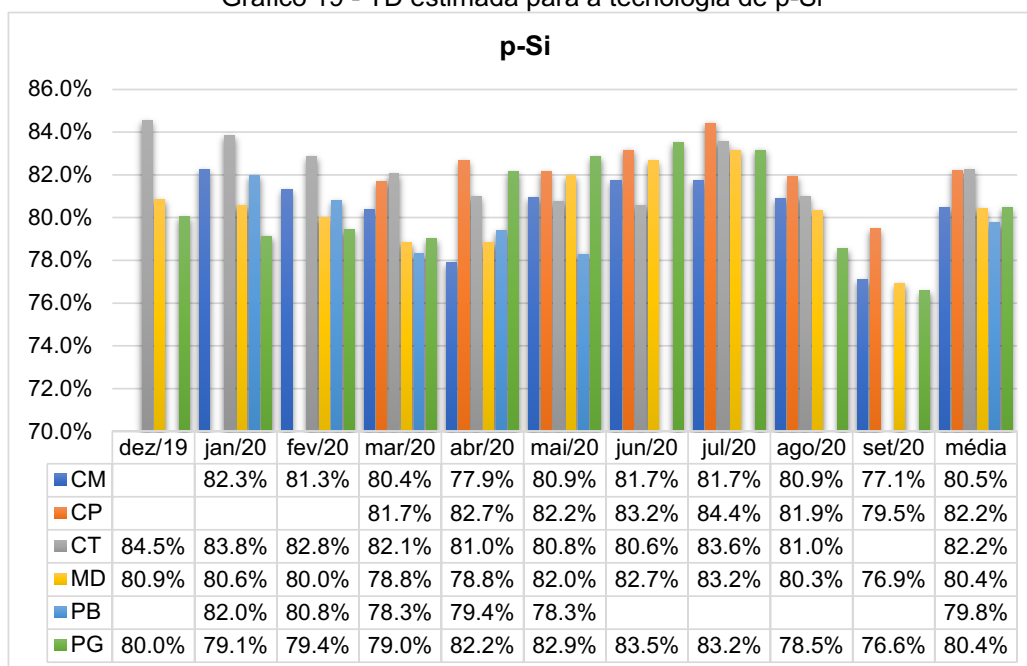
Gráfico 18 - TD estimada para a tecnologia de m-Si



Fonte: Autoria própria, 2020.

Os resultados da estimativa para p-Si podem ser visualizadas no Gráfico 19. A TD média mais baixa foi de 79,8% e situa-se em Pato Branco, enquanto o valor médio mais elevado foi 82,2%, na cidade de Cornélio Procópio. Estas estimativas apresentaram valores médios levemente inferiores aos painéis de m-Si. Dentre os módulos que compõem esta análise, os de p-Si são os que apresentam maior coeficiente de perda por temperatura.

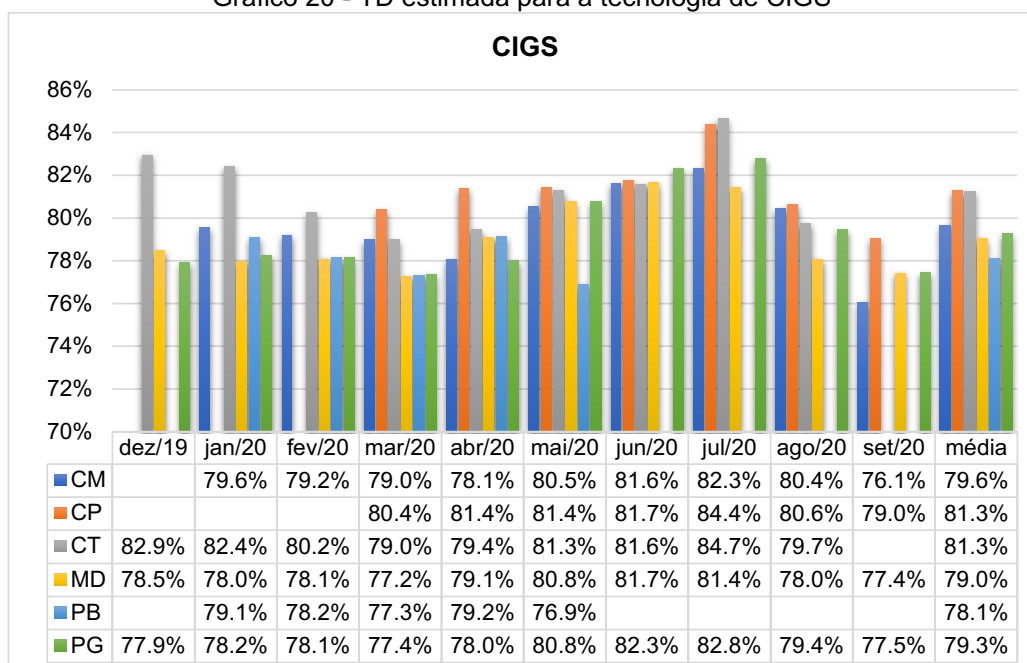
Gráfico 19 - TD estimada para a tecnologia de p-Si



Fonte: Autoria própria, 2020.

Para a tecnologia de CIGS, um dos filmes finos, a menor estimativa média foi de 78,1% em Pato Branco, por outro lado, a maior TD média estimada atingiu 81,3% em Cornélio Procópio e Curitiba, conforme mostra o Gráfico 20. No período em que a temperatura foi mais amena, as estimativas para a TD foram mais elevadas.

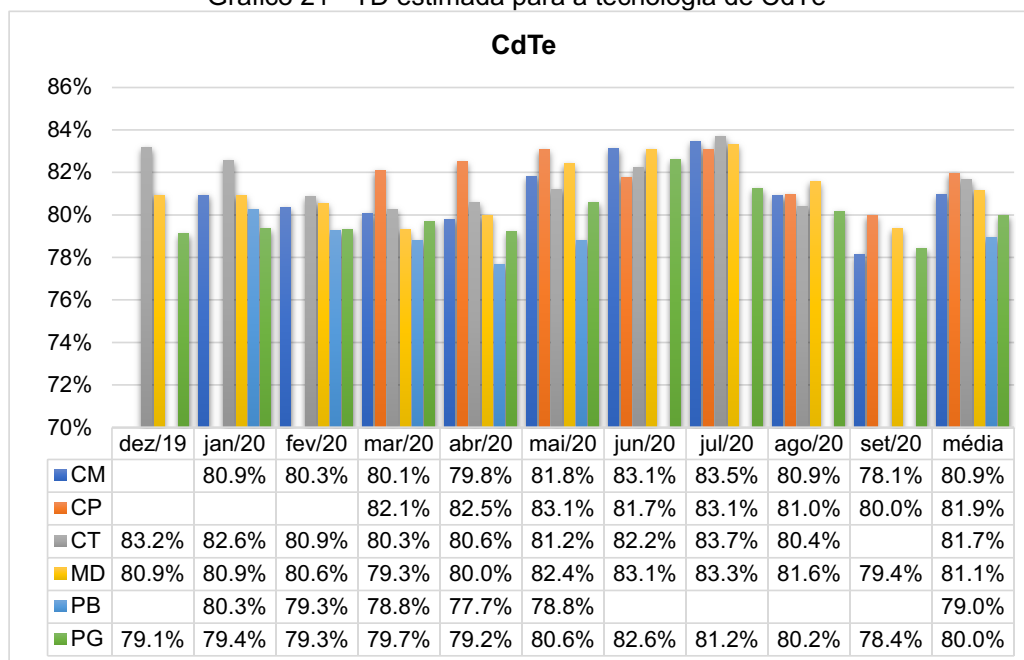
Gráfico 20 - TD estimada para a tecnologia de CIGS



Fonte: Autoria própria, 2020.

A outra tecnologia de filme fino, de CdTe, possui seus resultados estimados para a TD no Gráfico 21. O maior valor mensal chegou a 83,7% em julho para Curitiba, enquanto o menor foi de 77,7% em Pato Branco. Os valores médios ficaram entre 79,0% (Pato Branco) e 81,9% (Cornélio Procópio).

Gráfico 21 - TD estimada para a tecnologia de CdTe



Fonte: Autoria própria, 2020.

Na Tabela 22, são apresentados os valores médios ao longo do período analisado (dez/2019 a setembro/2020) da TD estimada (descontando as perdas calculadas e as perdas propostas na literatura) e real nas seis localidades em que estão instalados os SFVCR. Percebe-se que as maiores TDs médias estimadas foram para as tecnologias de c-Si. Dentre os módulos FVs empregados, o de m-Si é o que apresenta maior eficiência, alcançando 18,8%, devido à tecnologia empregada na sua fabricação.

Tabela 22 - Média total entre os dados válidos da TD estimada e real em todos os SFVCR estudados

| | TD estimada | | | | | | TD real | | | | | |
|-------------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | CM | CP | CT | MD | PB | PG | CM | CP | CT | MD | PB | PG |
| m-Si | 80.1% | 82.3% | 82.2% | 80.3% | 79.9% | 80.4% | 78.3% | 81.4% | 79.3% | 80.7% | 80.5% | 80.1% |
| p-Si | 80.5% | 82.2% | 82.2% | 80.4% | 79.8% | 80.4% | 78.8% | 80.2% | 79.5% | 80.2% | 79.0% | 79.1% |
| CIGS | 79.6% | 81.3% | 81.3% | 79.0% | 78.1% | 79.3% | 80.0% | 79.1% | 81.2% | 81.9% | 78.8% | 79.9% |
| CdTe | 80.9% | 81.9% | 81.7% | 81.1% | 79.0% | 80.0% | 81.6% | 82.4% | 82.7% | 85.1% | 81.0% | 81.2% |

Fonte: Autoria própria, 2020.

Apesar das estimativas apontarem que a TD média mais elevada foi para os sistemas de c-Si, os valores reais da TD para o filme fino de CdTe foi superior. As TDs

reais desta tecnologia apresentaram maiores valores em todos os locais estudados. Entretanto, na estimativa da TD, os melhores índices para CdTe ocorreram apenas em Campo Mourão e Medianeira, onde a Tc e a Ta foram mais elevadas.

De forma geral, os filmes finos apresentaram menor perda por temperatura em relação ao silício cristalino, porém seus inversores possuem eficiência relativamente inferior aos utilizados nos demais painéis, além da perda do transformador. Por estes motivos apresentaram TD média estimada igual ou inferior às tecnologias de m-Si e p-Si na maioria dos casos avaliados.

Em média, os SFVCR de Cornélio Procópio apresentaram os índices mais elevados para a TD estimada, devido à menor perda por temperatura, favorecidos pela maior velocidade do vento, relacionada à forma de instalação dos sistemas, os quais estão localizados na cobertura de uma edificação. Por outro lado, os sistemas instalados no município de Pato Branco obtiveram as menores TDs. Este fato ocorreu porque o cálculo médio considerou apenas os dados de meses mais quentes, época que a TD apresenta menores valores, além de maiores índices de sujidade.

Ao comparar os valores apresentados na Tabela 22, foi calculado o erro médio absoluto entre a TD estimada e a TD real. Estes resultados encontram-se na Tabela 23. O maior erro foi de 4,9% em Medianeira para a tecnologia de CdTe, enquanto os menores erros foram próximos de zero, em algumas situações.

Tabela 23 – Erro médio absoluto entre TD estimada e TD real

| | CM | CP | CT | MD | PB | PG | média |
|--------------|------|------|------|------|------|------|-------|
| m-Si | 2,3% | 1,2% | 3,5% | 0,4% | 0,7% | 0,4% | 1,4% |
| p-Si | 2,1% | 2,5% | 3,3% | 0,3% | 1,0% | 1,7% | 1,8% |
| CIGS | 0,4% | 2,6% | 0,1% | 3,6% | 0,9% | 0,8% | 1,4% |
| CdTe | 0,8% | 0,6% | 1,2% | 4,9% | 2,6% | 1,6% | 1,9% |
| média | 1,4% | 1,7% | 2,0% | 2,3% | 1,3% | 1,1% | - |

Fonte: Autoria própria, 2020.

É possível notar que as maiores diferenças ao longo do período analisado se situam na tecnologia de CdTe, (1,9%) e as menores nas de m-Si e CIGS (1,4%). Assim, percebe-se que a metodologia empregada apresentou baixa diferença com os valores reais e ela modelou melhor as tecnologias de m-Si e CIGS destes SFVCRs. Medianeira apresentou a maior diferença média entre TD estimada e real (2,3%), enquanto Ponta Grossa possui o menor erro (1,1%).

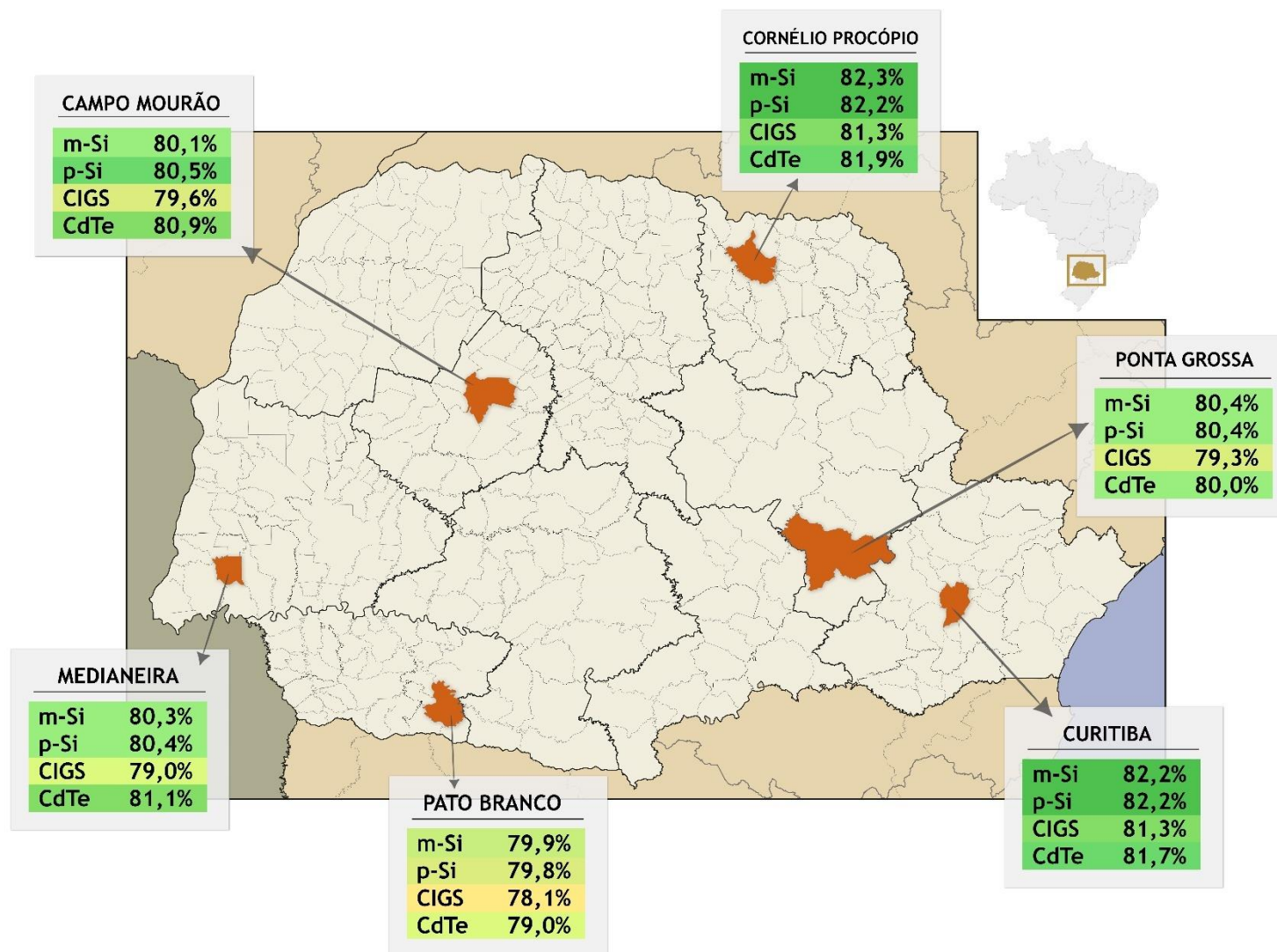
Na Figura 56, são apresentados os resultados das estimativas da TD realizadas nas EPESOL, distribuídas espacialmente pelo Estado nas mesorregiões:

- Centro Ocidental Paranaense (EPESOL Campo Mourão);
- Norte Pioneiro Paranaense (EPESOL Cornélio Procópio);
- Metropolitana de Curitiba (EPESOL Curitiba);
- Oeste Paranaense (EPESOL Medianeira);
- Sudoeste Paranaense (EPESOL Pato Branco);
- Centro Oriental Paranaense (EPESOL Ponta Grossa).

A estimativa da TD para as diferentes tecnologias variou nos diversos locais, conforme as características dos módulos FV, rendimento dos inversores e das condições meteorológicas. Embora haja uma diferença entre a TD em meses quentes e de inverno para as quatro tecnologias, ao calcular a média entre os meses com valores válidos, esta diferença diminuiu. Na Figura 56 percebe-se que a diferença entre a maior TD e a menor é inferior a 5%, portanto houve pouca variação ao observar um período maior de dados (dez meses, neste caso).

Pode-se inferir que no Paraná, em ótimas condições de instalações, a TD para SFVCR das tecnologias estudadas é superior a 78%, independente da mesorregião em que está localizada.

Figura 56 - Mapa do Paraná com as TD médias estimadas de SFVCR para as tecnologias de m-Si, p-Si, CIGS e CdTe

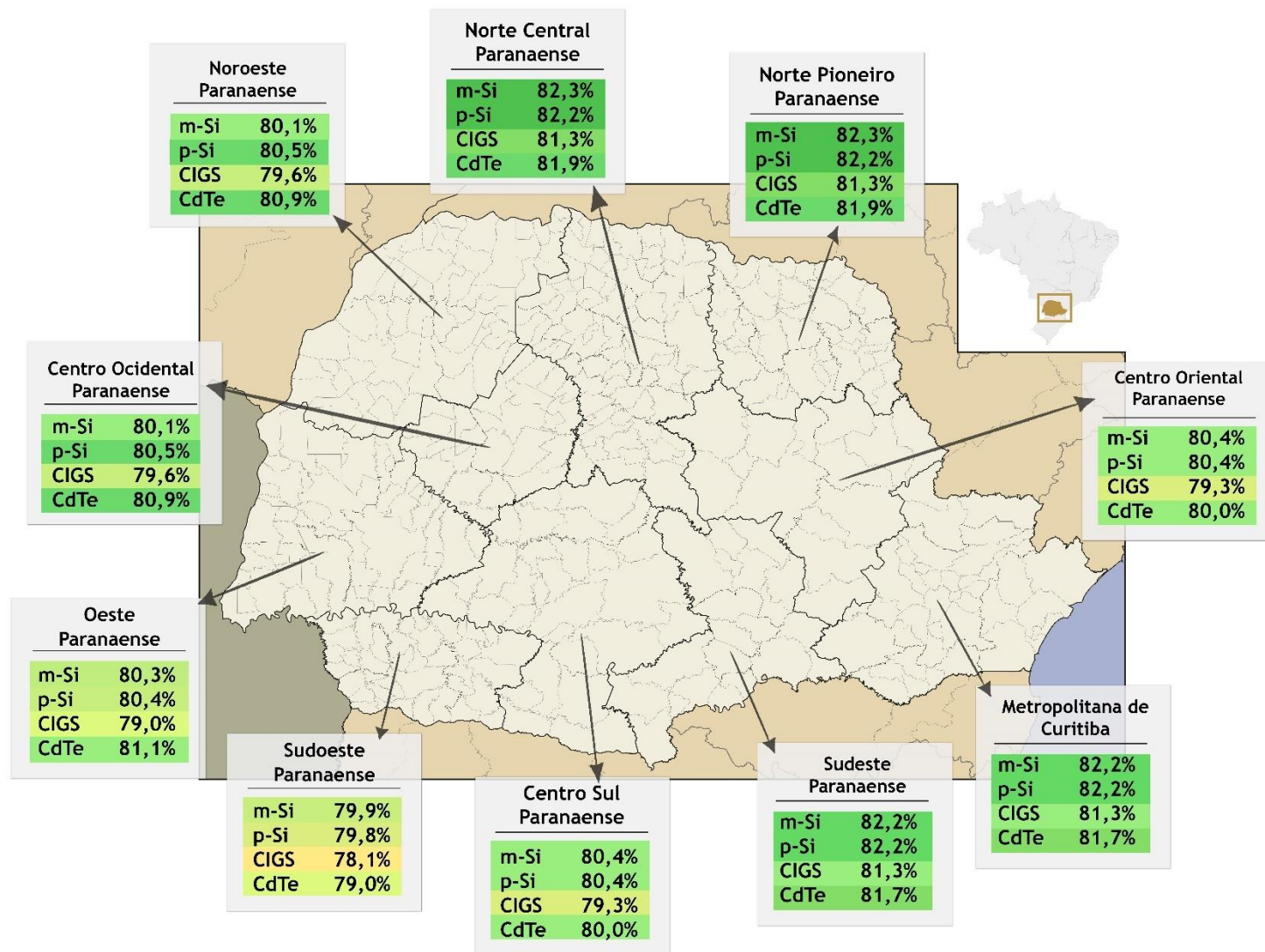


Fonte: Adaptado de ABREU, 2006.

Em relação à coerência dos dados estimados, os quais variaram entre 82,3% e 78,1%, foram comparados com valores reais de outras publicações. Conforme Pinho e Galdino (2014) a faixa de valores aceitáveis para a TD no Brasil é de 70% a 80%, dependendo do sistema. Em publicações mais recentes, como o estudo de Silveira et al. (2018), dois SFVCR de p-Si em Curitiba apresentaram TD superior a 85% em determinados meses. O Atlas de Energia Solar do Paraná (TIEPOLO et al., 2017) adota uma TD de 75% na elaboração dos mapas de produtividade, enquanto o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017) atribui 80% para a mesma variável. Além disso, na Tabela 22 e Tabela 23 são apresentados os valores reais para estes sistemas, expondo que as estimativas possuem pequeno erro percentual quando comparados com TD reais. Assim, percebe-se que as estimativas efetuadas se encontram dentro de uma faixa aceitável de valores.

Após a exposição das premissas elencadas no item 3.4.4, foi elaborada a Figura 57, com as estimativas das TD para os SFVCR para cada uma das quatro tecnologias fotovoltaicas estudadas em todas as mesorregiões do Estado do Paraná. Portanto, pode-se assumir que as TD dos SFVCR nos municípios que compõem cada mesorregião serão próximas destes valores apresentados.

Figura 57 - Mapa do Estado do Paraná com as TD médias estimadas dos SFVCR por mesorregião para as tecnologias de m-Si, p-Si, CIGS e CdTe



Fonte: Adaptado de ABREU, 2006

Resumo do capítulo:

Os resultados da pesquisa foram descritos e discutidos. Primeiramente, pode-se observar as T_c estimadas para os sistemas em questão, as quais apresentaram valores significativamente superiores à T_a , principalmente em horários próximos ao meio-dia. Os diversos fatores de perdas foram quantificados, conforme a especificidade de cada instalação, ao longo do período analisado. Por fim, foram calculadas as taxas de desempenho mensais para todos os SFVCR das EPESOL, conforme a disponibilidade de dados dos sistemas avaliados. Em geral, no verão a TD foi mais baixa, enquanto no inverno apresentou valores mais elevados. As tecnologias de c-Si obtiveram as maiores TDs. A metodologia empregada nesta pesquisa modelou com maior assertividade os SFVCR compostos por m-Si e CIGS.

5 CONCLUSÕES

Após estudo referente a energia solar, matriz elétrica nacional e os SFVCR, notou-se a relevância destes sistemas a nível nacional, os quais vem crescendo exponencialmente desde 2015, inclusive no Paraná. Os parâmetros que caracterizam o desempenho dos SFVCR foram abordados, através dos índices de mérito. Percebeu-se que diversos são os fatores que influenciam o comportamento destes sistemas, entre eles a temperatura nas diferentes tecnologias FVs, a qual foi estudada mais detalhadamente.

Para os cálculos de todas as estimativas abrangentes desta pesquisa, foram coletados dados de irradiância, irradiação, temperatura e velocidade do vento de estações EMA do INMET, e estações EPE e SONDA constituintes da rede EPESOL. Com estas informações, primeiramente foram estimadas as T_c em todos os municípios que compreendem a rede EPESOL. A T_{cE4} foi a equação que melhor representou a maioria dos SFVCR instalados, onde sua assertividade maior esteve em meses com elevadas temperaturas ambiente e irradiação. No mês de julho, a T_{cE6} modelou melhor a maioria dos sistemas em relação à temperatura na célula FV.

A partir desta estimativa, foram calculadas a potência de saída de todos os sistemas e estimadas as perdas por temperatura para cada tecnologia e local. Os SFVCR de Campo Mourão, Medianeira e Pato Branco, que apresentam clima *Cfa*, obtiveram as maiores perdas por temperatura, pois são caracterizados por verões quentes, com temperatura ambiente e irradiância mais elevadas do que os municípios com clima *Cfb*. As perdas por temperatura em todas as EPESOL variaram de 1,0% (módulos de CdTe em Curitiba) a 10,2% (painel de p-Si em Medianeira).

As perdas provenientes dos inversores foram determinadas e percebeu-se que os inversores de 3000 W apresentaram rendimento superior aos de 1500 W. A perda média mínima esteve em 5,00% e a máxima atingiu 7,50%. Além destas perdas, nos SFVCR constituídos por filmes finos, foram somados 2% de perda referente ao transformador. Perdas fixas foram estimadas para *mismatch*, variação do espectro e reflexão. As perdas relacionadas ao sombreamento, sujidade e cabeamento oscilaram conforme local de instalação e mês analisado.

A TD foi estimada nos seis módulos de avaliação implantados nas cidades paranaenses de Campo Mourão, Cornélio Procópio, Curitiba, Medianeira, Pato Branco e Ponta Grossa, cada um contendo as tecnologias de m-Si, p-Si, CIGS e CdTe. Os

módulos de c-Si apresentaram as TDs mais elevadas comparativamente, os quais apresentam eficiência mais elevada do que os demais. Ambas estas tecnologias foram instaladas com inversores mais eficientes do que as de filmes finos, o que contribuiu para uma taxa de desempenho mais elevada.

Embora os maiores valores da TD estimada apontarem para as tecnologias de m-Si e p-Si, nos cálculos com dados medidos, os sistemas de CdTe obtiveram TD mais elevada. Nas estimativas, este fato ocorreu apenas em Campo Mourão e Medianeira. Entretanto, o erro médio absoluto entre dados reais e calculados para os demais locais foi inferior a 5%.

Em Pato Branco foram obtidas as menores TDs, porque além de se situar em um local com clima *Cfa*, a média desconsiderou a TD em meses de inverno (que apresentam TD mais elevada), em razão da ausência de dados neste período. Em Cornélio Procópio foram registradas as maiores TDs, devido à sua instalação na cobertura, com maior velocidade do vento, minimizando perdas por sujidade, sombreamento e temperatura.

As TDs mensais estimadas durante o período analisado variaram entre 75,7% (m-Si em Campo Mourão) e 84,7% (mês de julho em Curitiba). Ao analisar a TD média do período considerado, a menor TD esteve em 78,1% para CIGS em Pato Branco e a mais elevada atingiu 82,3% em Cornélio Procópio, tecnologia de m-Si.

Os valores estimados foram comparados com dados reais das TDs encontradas nas plantas instaladas nas EPESOL. Considerando as diferentes localidades, o maior erro médio absoluto foi encontrado em Medianeira, sendo inferior a 2,5%, em média. Quanto à tecnologia, as maiores divergências médias estiveram nos sistemas de CdTe, atingindo 1,9%, em média. Os menores erros médios encontraram-se nas tecnologias de m-Si e CIGS, chegando a 1,4%. Os SFVCRs de Ponta Grossa apresentaram a menor diferença média entre TD real e calculada.

As estimativas foram realizadas de acordo com as características dos sistemas reais implantados nas EPESOL, compreendendo um modelo e fabricante específicos de módulos FV para cada tecnologia durante o período analisado (entre dezembro/2019 e setembro/2020). Desta forma, os resultados não refletem necessariamente o comportamento das distintas tecnologias FVs como um todo.

Por fim, percebe-se a importância da análise dos fatores que influenciam o desempenho de um SFVCR. Identificar e quantificar estes fatores auxilia a tomada de decisão que possam maximizar o desempenho destes sistemas. Cada tecnologia FV

instalada em diferentes microclimas apresenta um comportamento distinto conforme a temperatura de operação e modo de instalação, impactando a TD do sistema.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros, poderia ser proposta uma equação para modelar a temperatura na célula fotovoltaica, em que a validação ocorreria com os dados coletados pelas EPESOL. Além disto, a continuidade desta pesquisa pode ser realizada através da análise da influência da temperatura no desempenho de SFVCR e da estimativa da taxa de desempenho para as tecnologias de m-Si, p-Si, CIGS e CdTe durante um intervalo de tempo superior ao apresentado nesta dissertação, com dados superiores a doze meses. Ela pode ser estendida às cidades de outras mesorregiões paranaenses onde há uma estação EMA do INMET instalada, para coleta de dados meteorológicos e de radiação solar, a fim de realizar as estimativas para outras localidades do Paraná. Além disso, com a avaliação mais detalhada dos fatores de perdas, haveria a possibilidade de desenvolver um aplicativo, empregando técnicas de inteligência artificial para estimar a TD no estado do Paraná, considerando parâmetros climáticos (temperatura, velocidade do vento), radiométricos (irradiância), perdas do sistema (sujidade, *mismatch*, conexão, outros), e do inversor (eficiência de acordo com o carregamento). Desta maneira, seria possível obter uma estimativa anual de taxas de desempenho para as quatro tecnologias FVs em questão em todas as mesorregiões do Paraná.

6 REFERÊNCIAS

ABREU, R. L. Map of Paraná state. 2006. Disponível em: <<https://bit.ly/3jBkBZF>>. Acesso em: 23 jul. 2020.

AKHSASSI, M.; EL FATHI, A.; ERRAISSI, N.; AARICH, N.; BENNOUNA, A.; RAOUFI, M.; OUTZOURHIT, A. Experimental Investigation and Modeling of the Thermal Behavior of a Solar PV Module. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 180, p. 271-279, 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Geração Distribuída**. 2018. Disponível em: <<https://goo.gl/27t4rp>>. Acesso em: 26 fev. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. SIGA – Sistema de Informações de Geração da ANEEL. 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/30MIYvE>>. Acesso em: 24 jul. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. 2020b. Disponível em: <<https://goo.gl/Pj1MCm>>. Acesso em: 24 jul. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482**. 2012

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687**. 2015

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 11704**. Sistemas fotovoltaicos: classificação. Rio de Janeiro, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 10899**. 1º Projeto de revisão. Energia solar fotovoltaica: terminologia. Rio de Janeiro, 2013.

BÜHLER, A. J.; SANTOS, F. H.; GABE, I. J. Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais. In: VII CBENS - CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018. **Anais...** Gramado, 2018.

CALYXO. **CX3pro - Series** – CdTe Thin Film Solar Panel. 2020. Disponível em: <http://calyx.com/en/cx-series.html>. Acesso em 24 jan. 2020.

CANADIAN SOLAR. Folha de dados – MaxPower CS6U-330/335/340M. 2016. Disponível em: https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/na/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U--v5.51na.pdf. Acesso em: 12 fev. 2019.

CANADIAN SOLAR. Folha de dados – MaxPower CS6U-325/330/335/340P. 2017.

CHENNI, R.; MAKHLOUF, M.; KERBACHE, T.; BOUZID, A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. **Energy**, v.32, p.1724-1730, 2007.

COSKUN, C.; TOYGAR, U.; SARPDAG, O.; OKTAY, Z. Sensitivity analysis of implicit correlations for photovoltaic module temperature: a review. **Journal of Cleaner Production**, v.164, p.1474-1485, 2017.

DEUTSCHE GESELLSCHAFT FUR SONNENENERGIE – DGS. **Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers**. Londres: Earthscan, 2013.

DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World - a Review. **Energy Procedia**, v. 33, p. 311-321, 2013.

DUFFIE, J. A. e BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. 4. ed. New Jersey: Wiley, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2017**. Relatório Síntese – Ano Base 2016. Rio de Janeiro, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2018**. Relatório Final – Ano Base 2017. Rio de Janeiro, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2019**. Relatório Síntese – Ano Base 2018. Rio de Janeiro, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2020**. Relatório Síntese – Ano Base 2019. Rio de Janeiro, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Demanda de Energia 2050**. Série Estudos da Demanda de Energia. Nota Técnica DEA 13/15. Rio de Janeiro, EPE, 2016, 232 f. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de %20Energia%202050.pdf](http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf)>. Acesso em: 22 set. 2018.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**; v. 28, n. 4, p. 293-302, 1982.

ESPÍRITO SANTO JR, C.; SILVEIRA, M. A. T. Atlas Geográfico do Paraná: O uso de novas tecnologias. **Curitiba: Secretaria de Estado da Educação do Paraná**, 2007.

EVERS, J.; KLÜFERS, P.; STAUDIGL, R.; STALLHOFER, P. Czochralski's creative mistake: a milestone on the way to the gigabit era. **Angewandte Chemie International Edition**; v. 42, n. 46, p. 5684-5698, 2003.

FRAUNHOFER ISE, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. **Photovoltaics Report**. Freiburg, 2020.

FRONIUS. Fronius International GmbH. Produtos e Soluções. 2018. Disponível em: <<http://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos>>. Acesso em: 22 set. 2018.

GOLDEMBERG, J. Energia e desenvolvimento sustentável. **Série Sustentabilidade**, v. 4. São Paulo: Blucher, 2010.

GOOGLE EARTH. 2020. Disponível em: <https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>. Acesso em: 27 jan. 2020.

GREEN, M. A. The Passivated Emitter and Rear Cell (PERC): from conception to mass production. **Solar Energy**; n. 143, p. 190-197, 2015.

GREENER. **Estudo estratégico geração distribuída**: mercado fotovoltaico – 1º semestre 2020 – Brasil. 2019.

GREENPRO. Altener Programa Comunitário. **Energia Fotovoltaica**: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. Europa: Comissão Europeia, 2004.

HILGERT, D. P. **Projeto e implantação de SFVCR com diferentes tecnologias no**

Estado do Paraná. 2020. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Divisão Regional do Brasil em Mesorregiões Geográficas.** Volume I. Rio de Janeiro: IBGE, 1990. Disponível em: https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/monografias/GEBIS%20-%20RJ/DRB/Divisao%20regional_v01.pdf. Acesso em: 21 jan. 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Divisão Regional do Brasil em Regiões Geográficas.** 2017. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/divisao-regional/15778-divisoes-regionais-do-brasil.html?=&t=downloads>. Acesso em: 21 jan. 2020.

ICEL. Produtos – Multímetros, 2018. Disponível em: <http://www.icel-manauas.com.br/>. Acesso em: 14 mai. 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA – INMET. **Estações automáticas,** 2018. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>. Acesso em: 14 mai. 2020.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA – INMET. **Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET,** Nota Técnica No. 001/2011/SEGER/LAIME/CSC/INMET, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. Photovoltaic Power Systems Programme. **Snapshot of Global Photovoltaic Markets,** 2018. Report IEA PVPS T1-33:2018. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/> >. Acesso em: 12 abr. 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. Photovoltaic Power Systems Programme. **Snapshot of Global Photovoltaic Markets,** 2020. Report IEA PVPS T1-37:2020. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/> >. Acesso em: 23 jul. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Trends 2017 in photovoltaic applications.** Photovoltaic power systems programme. Report IEA PVPS T1-32:2017. 22. ed. 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC. Photovoltaic System Performance Monitoring: Guidelines for Measurement, Data Exchange, and Analysis. **IEC Standard 61724.** Genebra, 1998.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC. Photovoltaic systems – Power conditioners – Procedure for measuring efficiency. **IEC Standard 61683**. Genebra, 2008.

JAKHRANI, A. Q.; OTHMAN, A. K.; RIGIT, A. R. H.; SAMO, S. R. Comparison of solar photovoltaic module temperature models. **World Applied Science Journal**, v.14, p.01-08, 2011.

KAMUYU, W. C. L.; LIM, J. R.; WON, C. S.; AHN, H. K. Prediction model of photovoltaic module temperature for power performance of floating PVs. **Energies**, v. 11, n. 2, p. 447, 2018.

KHALID, A. M.; MITRA, I.; WARMUTH, W.; SCHACHT, V. Performance ratio: Crucial parameters for grid connected PV plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 1139-1158. 2016.

KOEHL, M.; HECK, M.; WIESMEIER, S.; WIRTH, J. Modeling of The Nominal Operating Cell Temperature Based on Outdoor Weathering. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 7, p. 1638-1646, 2011.

KUMAR, M. e KUMAR, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** – Science Direct, v. 78, p. 554-587, 2017.

KUMAR, N.; YADAV, P.; CHANDEL, S. S. Comparative analysis of four different solar photovoltaic technologies. In: **2015 International Conference on Energy Economics and Environment (ICEEE)**. IEEE, p. 1-6, 2015.

KYOCERA. KD210GX-LP. High Efficiency Multicrystal Photovoltaic Module.

LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR – LABENS. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020. Disponível em: <<http://labens.ct.utfpr.edu.br/>>. Acesso em: 23 jan. 2020.

LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR – LABSOL. 2019. Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2019. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>>. Acesso em: 04 dez. 2019.

LASNIER, F.; ANG, T. G. **Photovoltaic Engineering Handbook**. New York, Adam Hilger, 1990.

LENZI, C. L. **Sociologia ambiental**: risco e sustentabilidade na modernidade. São Paulo: Anpocs/Edusc, 2006.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors: with design data for the US, its outlying possessions and Canada. **Solar Energy**, v. 7, n. 2, p. 53-74, 1963.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. In: **IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition**, 31., 2005, Springfield. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1488451/>>. Acesso em: 22 set. 2018.

NASCIMENTO, L. R.; BRAGA, M.; DOLLA, R.; CAMPOS, R. A.; RÜTHER, R. PV Systems in Warm and Sunny Climates: Performance Assessment of Commercially Available Solar Photovoltaic Technologies under Different Climatic Conditions in the Brazilian Energy Mix. In: **2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)**. IEEE, p. 103-108, 2018.

NHS SOLAR. **Ensaio com inversores fotovoltaicos GSM1**. 2019.

NHS SOLAR. **Equipamentos e Sistemas Fotovoltaicos**. Especificações Técnicas dos Inversores On Grid. 2018. Disponível em: <https://nhssolar.com.br/wp-content/uploads/2019/05/Cat%C3%A1logo-Solar-Nov-2018.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2020.

NITSCHKE, P. R.; CARAMORI, P. H.; RICCE, W. S.; PINTO, L. F. D. **Atlas Climático do Estado do Paraná**. Londrina: Instituto Agrônomo do Paraná, 2019, 210 f.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2017, 88 f. Disponível em: <<http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas Brasileiro Energia Solar 2a Edicao.pdf>>. Acesso em: 22 set. 2018.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, v. 44, n. 5, p. 271-289, 1990.

PINHO, J. T. e GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel/Cresesb, 2014.

QCELLS. **Q.Peak L-G5.0.G 355-370** – Módulo Solar Q.Antum. 2018.

QCELLS. **Q.Power L-G5 315-335** – Polycrystalline Solar Module. 2017. Disponível em: <https://www.q-cells.com/en/main/service/download/datasheets~datasheets~.html?page=1>. Acesso em 24 jan. 2020.

QUERINO, C. A. S.; MOURA, M. A. L.; QUERINO, J. K. A. D. S.; VON RADOW, C.; MARQUES FILHO, A. D. O. Estudo da radiação solar global e do índice de transmissividade (Kt), externo e interno, em uma floresta de mangue em Alagoas-Brasil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 26, n. 2, p. 204-214, 2011.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINHER, A.; ROMERO, F. C. Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. **RECEN-Revista Ciências Exatas e Naturais**, v. 15, n. 1, p. 25-50, 2013.

RAUSCHENBACH, H.S. **Solar cell array design handbook**. Van Nostrand Reinhold, New York, p: 390-391, 1980.

REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; VAN SARK, W. G.; KIEFER, K.; REISE, C. Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 20, n. 6, p. 717-726, 2012.

REN21. **Renewables 2017 Global Status Report**. 2017. Paris: REN21 Secretariat. Disponível em: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>. Acesso em: 24 abr. 2018.

REN21. **Renewables 2020 Global Status Report**. 2020. Paris: REN21 Secretariat. Disponível em: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>. Acesso em: 16 jun. 2020.

RISSER, V. V. e FUENTES, M. K. **Linear regression analysis of flat-plate photovoltaic system performance data**. 5th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Athens, Greece, p.623-627, 1983.

ROSS, R. G. e SMOKLER, M. I. **Flat-plate solar array project final report**. v. VI, Engineering sciences and reliability. Report DOE/JPL-1012-125, 1986.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos**: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

SANTIAGO, I.; TRILLO-MONTERO, D.; MORENO-GARCIA, I. M.; PALLARÉS-LÓPEZ, V.; LUNA-RODRÍGUEZ, J. J. Modeling of photovoltaic cell temperature losses: A review and a practice case in South Spain. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, p. 70-89, 2018.

SCHOTT, T. **Operation temperatures of PV modules**. 6th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, London, UK, p.392-396, 1985.

SCHWINGSHACKL, C.; PETITTA, M.; WAGNER, J. E.; BELLUARDO, G.; MOSER, D.; CASTELLI, M.; ZEBISCH, M.; TETZLAFF, A. Wind Effect on PV Module Temperature: Analysis of Different Techniques for an Accurate Estimation. **Energy Procedia**, v.40, p.77-86, 2013.

SERVANT, J. M. **Calculation of the cell temperature for photovoltaic modules from climatic data**. 9th biennial congress of ISES- Intersol 85, Montreal, Canada, p.370, 1985.

SILVEIRA, C. O.; TONOLO, E. A.; KRASNHAK, L. B.; URBANETZ JR, J. Acompanhamento de desempenho e contribuição da capacidade instalada de SFVCR em Curitiba frente ao panorama nacional. In: XXII Congresso Brasileiro de Automática, 22., 2018, João Pessoa. **Anais eletrônicos...** João Pessoa, 2018. Disponível em: <<https://ssl4799.websiteseuro.com/swge5/PROCEEDINGS/PDF/CBA2018-1331.pdf>>. Acesso em: 09 dez. 2018.

SKOPLAKI, E.; BOUDOUVIS, A. G.; PALYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 92, p.1393-1402, 2008.

SOLIBRO. **SL2 CIGS Thin-Film Module** – Generation 2.3 – 130-150 Wp. 2017. Disponível em: <https://solibro-solar.com/en/news-downloads/documents2/>. Acesso em: 24 jan. 2020.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONÇALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S.; ALVES, A. R. **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**. Curitiba: UTFPR, 2017, 107 f.

TONIN, F. S. **Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba**. 2017. Dissertação (Mestrado em Energia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

TONOLO, É. A. **Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos da UTFPR campus Curitiba**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

UNITED NATIONS. General Assembly. 42 session. Development and International Economic Co-Operation: Environment. **Our Common Future**. 1987. Disponível em: <<https://ambiente.files.wordpress.com/2011/03/brundtland-report-our-common-future.pdf>>. Acesso em: 02 set. 2018.

URBANETZ JR, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas**: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. 2010. 189 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

URBANETZ JR, J.; TIEPOLO, G. M.; CASAGRANDE JR, E. F.; TONIN, F. S.; MARIANO, J. D. Geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos da UTFPR em Curitiba. In: X CBPE - CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 10., 2016, Gramado. **Anais...** Gramado, 2016.

URREJOLA, E.; ANTONANZAS, J.; AYALA, P.; SALGADO, M.; SAGNER, G.R.; COSTÉS, C.; PINO, A.; ESCOBAR, R. Effect of Soiling and Sunlight Exposure on The Performance Ratio of Photovoltaic Technologies in Santiago, Chile. **Energy Conversion and Management**, v.114, p.338–347, 2016.

YANG, R. L.; TIEPOLO, G. M.; SOUZA, M. B.; URBANETZ JR, J. Estimação da taxa de desempenho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Paraná. In: XI CBPE - CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 11., 2018, Cuiabá. **Anais...** Cuiabá, 2018a.

YANG, R. L.; TIEPOLO, G. M.; TONOLO, E. A.; URBANETZ JR, J.; SOUZA, M. B. Estimação da temperatura em células fotovoltaicas para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba. In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS INTELIGENTES – SMART ENERGY CIEI&EXPO, FÓRUM DE

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA ASHRAE BRASIL CHAPTER, 5., 2018, Curitiba. **Anais...** Curitiba: TECPAR, PARANÁ METROLOGIA, 2018b.

YANG, R. L.; CREMASCO, N. P.; TIEPOLO, G. M.; LELUDAK, J. A.; URBANETZ JR, J. Estimate of Performance Ratio and Generated Energy of Grid-Connected Photovoltaic Systems in Paraná. In: 2019 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE-LATIN AMERICA (ISGT LATIN AMERICA). Gramado: IEEE, p. 1-6, 2019a.

YANG, R. L.; SOUZA, M. B.; FREITAS, D. V.; TIEPOLO, G. M.; URBANETZ JR, J. Determinação da potência entregue pelo sistema fotovoltaico sob influência da temperatura da célula. In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS INTELIGENTES - SMART ENERGY CIEI&EXPO 2019. **Anais...** Curitiba: TECPAR, PARANÁ METROLOGIA, 2019b.

YANG, R. L.; TIEPOLO, G. M.; TONOLO, E. A.; URBANETZ JR, J.; SOUZA, M. B. Photovoltaic Cell Temperature Estimation for a Grid-Connected Photovoltaic System in Curitiba. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, v. 62, n. SPE, 2019c.

YANG, R. L.; SOUZA, M. B.; TIEPOLO, G. M.; URBANETZ JR, J.; FREITAS, D. V. Estimativa da Taxa de Desempenho a partir da Potência de Saída para um Sistema Fotovoltaico em Curitiba. In: VIII CBENS - CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza. Fortaleza, 2020.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

ARTIGOS PUBLICADOS

YANG, R. L.; TIEPOLO, G. M.; SOUZA, M. B.; URBANETZ JR, J. Estimação da taxa de desempenho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Paraná. In: XI CBPE - CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 11., 2018, Cuiabá. **Anais...** Cuiabá, 2018.

YANG, R. L.; TIEPOLO, G. M.; TONOLO, E. A.; URBANETZ JR, J.; SOUZA, M. B. Estimação da temperatura em células fotovoltaicas para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba. In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS INTELIGENTES – SMART ENERGY CIEI&EXPO, FÓRUM DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA ASHRAE BRASIL CHAPTER, 5., 2018, Curitiba. **Anais...** Curitiba: TECPAR, PARANÁ METROLOGIA, 2018.

YANG, R. L.; TIEPOLO, G. M.; TONOLO, E. A.; URBANETZ JR, J.; SOUZA, M. B. Photovoltaic Cell Temperature Estimation for a Grid-Connected Photovoltaic System in Curitiba. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, v. 62, n. SPE, 2019.

YANG, R. L.; SOUZA, M. B.; FREITAS, D. V.; TIEPOLO, G. M.; URBANETZ JR, J. Determinação da potência entregue pelo sistema fotovoltaico sob influência da temperatura da célula. In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS INTELIGENTES - SMART ENERGY CIEI&EXPO 2019. **Anais...** Curitiba: TECPAR, PARANÁ METROLOGIA, 2019.

YANG, R. L.; CREMASCO, N. P.; TIEPOLO, G. M.; LELUDAK, J. A.; URBANETZ JR, J. Estimate of Performance Ratio and Generated Energy of Grid-Connected Photovoltaic Systems in Paraná. In: 2019 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE-LATIN AMERICA (ISGT LATIN AMERICA). IEEE, p. 1-6, 2019.

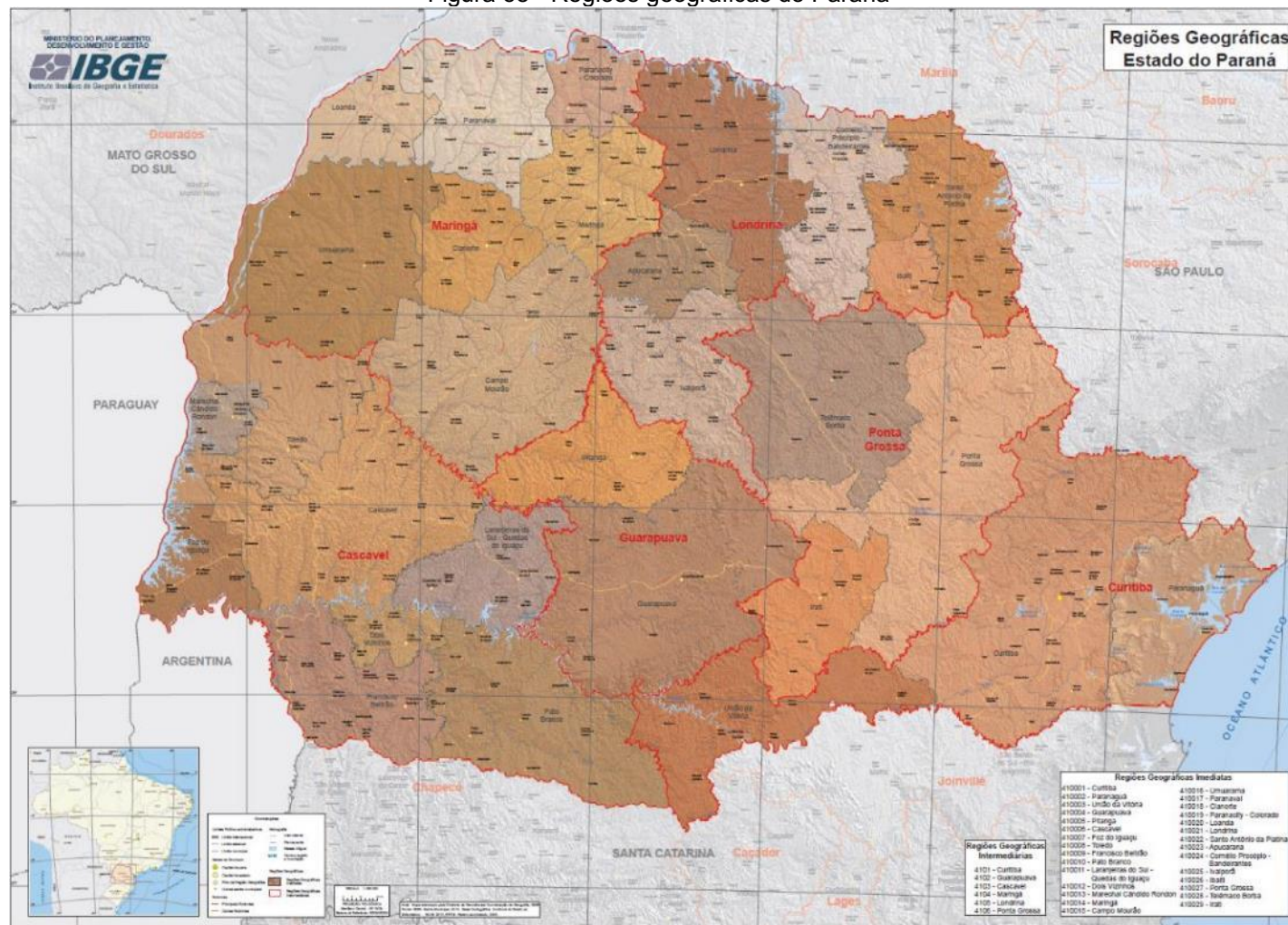
ARTIGOS ACEITOS PARA PUBLICAÇÃO

YANG, R. L.; SOUZA, M. B.; TIEPOLO, G. M.; URBANETZ JR, J.; FREITAS, D. V. Estimativa da Taxa de Desempenho a partir da Potência de Saída para um Sistema Fotovoltaico em Curitiba. In: VIII CBENS - CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza. Fortaleza, 2020.

SOUZA, M. B.; BRANCO, N. M.; YANG, R. L.; TIEPOLO, G. M.; URBANETZ JR, J. Estimativa da Radiação Global no Plano Inclinado na Latitude a partir da Radiação Global Horizontal para a Cidade de Curitiba/PR. In: XXIII CBA - CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 23., 2020, Congresso Virtual. 2020.

ANEXO A – Regiões Geográficas do Estado do Paraná

Figura 58 - Regiões geográficas do Paraná



Fonte: IBGE, 2017.

ANEXO B – Equações para Determinar a Radiação Total no Plano Inclinado a partir da Radiação Global Horizontal

O cálculo da irradiação difusa é efetuado através das Equações (13) e (14) (ERBS et al., 1982; QUERINO et al., 2011). A modelagem de Liu e Jordan (1963) para a irradiação total no plano inclinado (I_{TOT}) é expressa por meio da Equação (15). O método de Hay e Davis (DUFFIE e BECKMAN, 2013) se encontra na Equação (16) e o índice de anisotropia utilizado nela pode ser visto na Equação (17). Na Equação (18), pode-se observar o modelo HDKR (DUFFIE e BECKMAN, 2013) e na Equação (19), o de Perez et al. (1990). No Quadro 10 são descritos os parâmetros utilizados nestes cálculos.

$$\frac{I_d}{I_{HOR}} = 1,0 - 0,09K_t$$

$$\text{para } 0,22 \leq K_t; 0,9511 - 0,1604K_t + 4,388K_t^2 - 16,638K_t^3 + 12,336K_t^4 \quad (13)$$

$$\text{para } 0,22 < K_t \leq 0,80$$

$$\text{e } 0,165 \text{ para } K_t > 0,80$$

$$K_t = \frac{I_{HOR}}{I_0} \quad (14)$$

$$I_{TOT} = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (15)$$

$$I_{TOT} = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (16)$$

$$A_i = \left(\frac{I_b}{I_0} \right) \quad (17)$$

$$I_{TOT} = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[1 + f \text{sen}^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (18)$$

$$I_{TOT} = I_b R_b + I_d (1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I_d F_1 \frac{a}{b} + I_d F_2 \text{sen} \beta + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (19)$$

Quadro 10 - Descrição dos parâmetros utilizados para estimar I_{TOT}

| Parâmetro | Descrição |
|-----------|--|
| I_d | Irradiação difusa |
| I_{HOR} | Irradiação global horizontal |
| K_t | Índice de transmissividade |
| I_b | Irradiação direta |
| R_b | Fator geométrico relacionado ao ângulo de incidência da radiação direta sobre a superfície |
| β | Ângulo de inclinação da superfície em relação à superfície horizontal |
| ρ_g | Albedo local |
| A_i | Índice de anisotropia |
| I_o | Irradiação extraterrestre |
| f | Fator modulador de nebulosidade |
| F_1 | Coeficientes que representam a contribuição da irradiação difusa circunsolar |
| F_2 | Coeficientes que representam a contribuição da irradiação difusa horizontal |
| a, b | Parâmetros que justificam os ângulos de incidência do disco de radiação circunsolar |

Fonte: ERBS et al., 1982; QUERINO et al., 2011; LIU e JORDAN, 1963; DUFFIE e BECKMAN, 2013; PEREZ et al. 1990.

APÊNDICE A – Rendimento dos Inversores

Rendimento atribuído a cada faixa de potência de saída dos inversores de 3 kW e 1,5 kW.

Tabela 24 - Rendimento atribuído aos inversores fotovoltaicos conforme faixa de potência

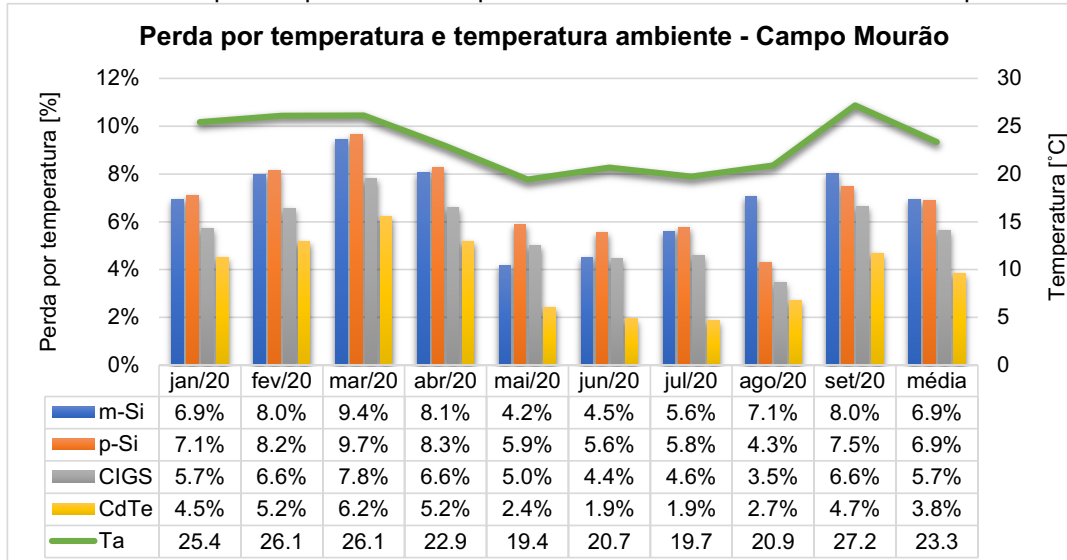
| 3K - GSM1 (260 V) | | 1K5 - GSM1 (260 V) | | 1K5 - GSM1 (360 V) | |
|-------------------|------------|--------------------|------------|--------------------|------------|
| Faixa de potência | Rendimento | Faixa de potência | Rendimento | Faixa de potência | Rendimento |
| 2661 - 3900 | 96,10% | 1245 - 1950 | 96,20% | 1256 - 1950 | 96,86% |
| 2381 - 2660 | 96,20% | 1056 - 1244 | 96,20% | 1065 - 1255 | 96,75% |
| 2101 - 2380 | 96,30% | 863 - 1055 | 96,20% | 874 - 1064 | 96,83% |
| 1821 - 2100 | 96,40% | 666 - 862 | 96,10% | 681 - 873 | 96,70% |
| 1631 - 1820 | 96,50% | 571 - 665 | 95,70% | 581 - 680 | 96,60% |
| 1441 - 1630 | 96,50% | 481 - 570 | 95,50% | 483 - 580 | 96,33% |
| 1154 - 1440 | 96,40% | 381 - 480 | 95,30% | 386 - 482 | 96,00% |
| 958 - 1153 | 96,30% | 285 - 380 | 94,80% | 290 - 385 | 95,70% |
| 771 - 957 | 96,20% | 239 - 284 | 94,00% | 189 - 289 | 95,20% |
| 481 - 770 | 96,20% | 89 - 238 | 92,40% | 92 - 188 | 93,20% |
| 284 - 480 | 95,40% | 68,8 - 88 | 86,30% | 72 - 91 | 87,50% |
| 188 - 283 | 94,10% | 51 - 68,7 | 83,20% | 50 - 71 | 85,60% |
| 91 - 187 | 92,40% | 41 - 50 | 78,20% | 40 - 49 | 78,30% |
| 0 - 90 | 87,00% | 0 - 40 | 73,00% | 0 - 39 | 73,70% |

Fonte: Adaptado de NHS SOLAR, 2019.

APÊNDICE B – Perda por Temperatura

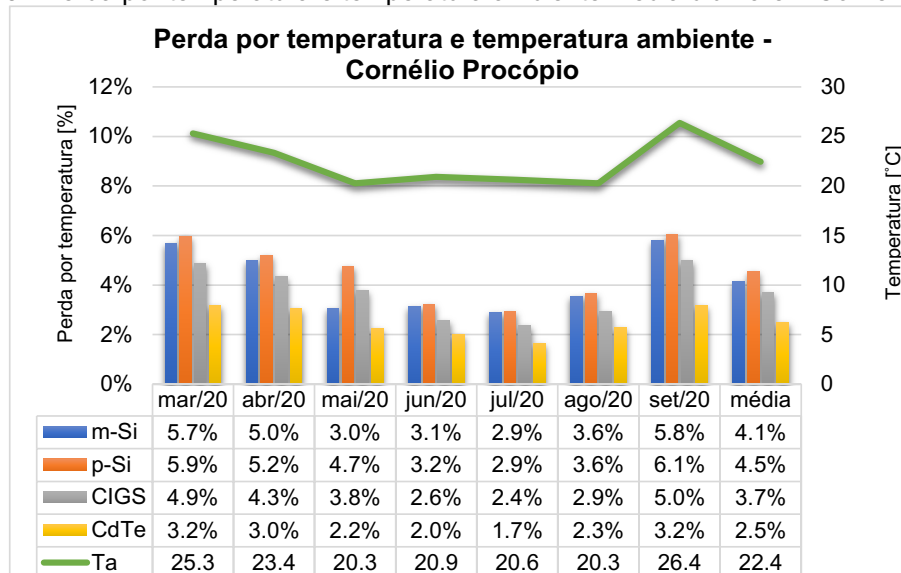
Resultados gráficos mensais da perda por temperatura calculada em cada módulo de avaliação e temperatura ambiente média.

Gráfico 22 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Campo Mourão



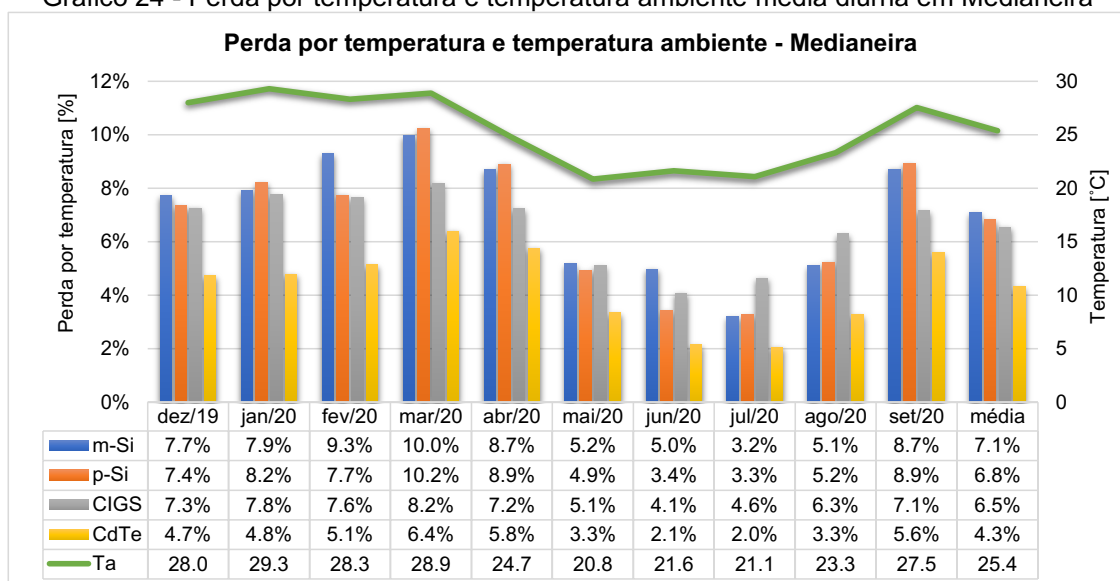
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 23 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Cornélio Procópio



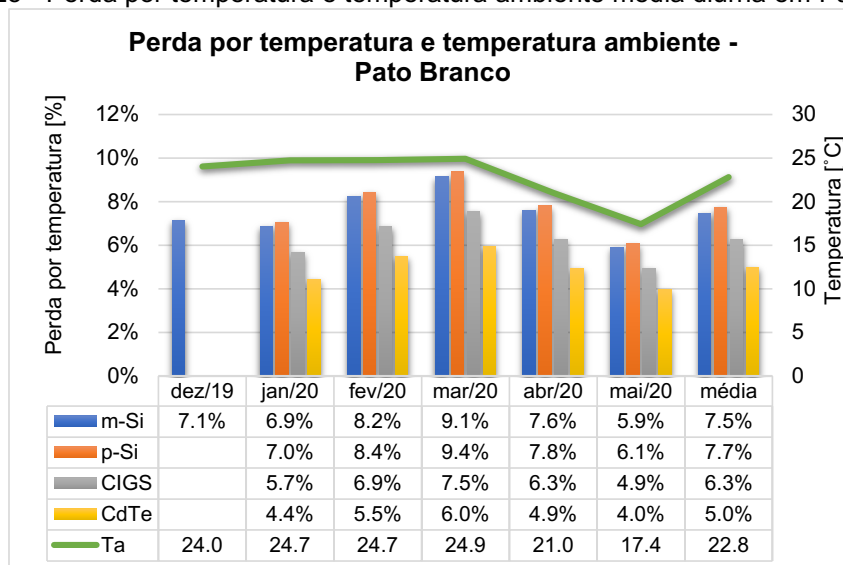
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 24 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Medianeira



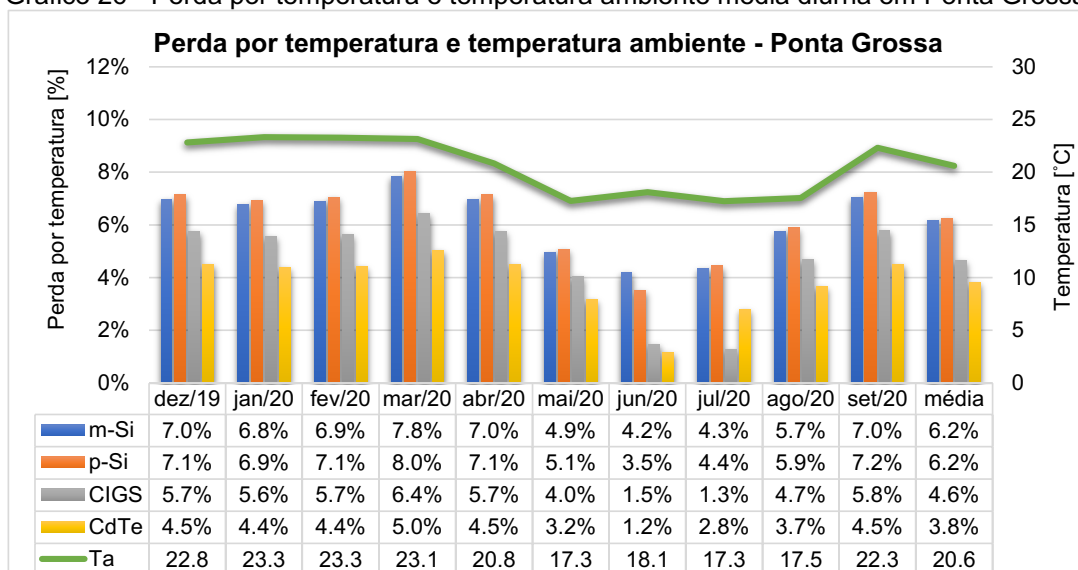
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 25 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Pato Branco



Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 26 - Perda por temperatura e temperatura ambiente média diurna em Ponta Grossa

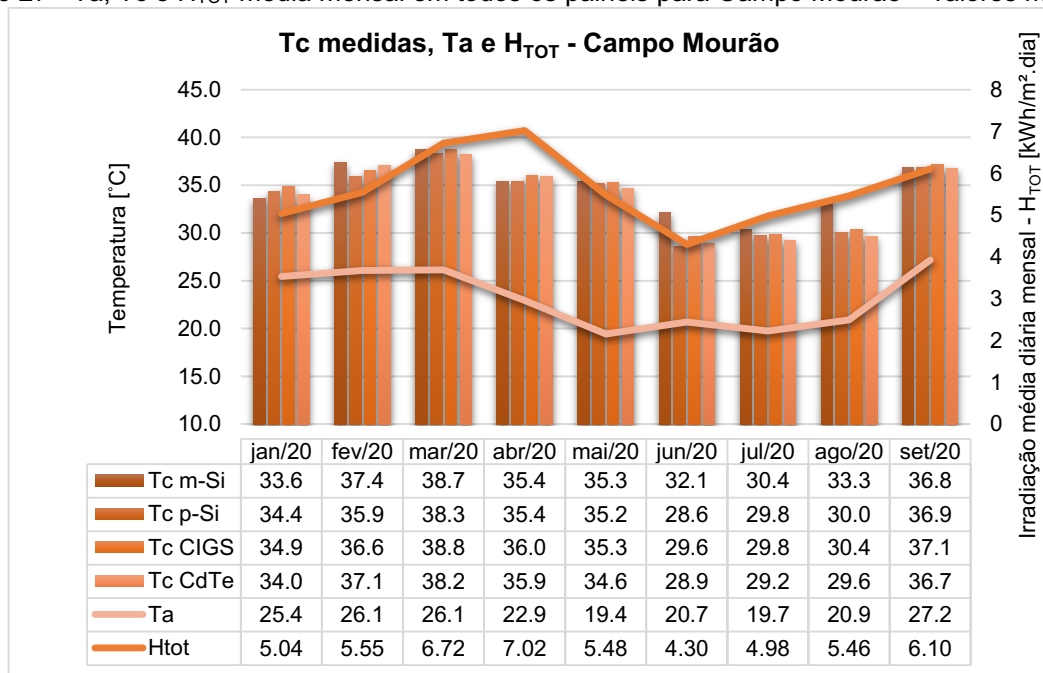


Fonte: Autoria própria, 2020.

APÊNDICE C – Temperatura nas Células FV, Temperatura Ambiente e Irradiação Total no plano da latitude

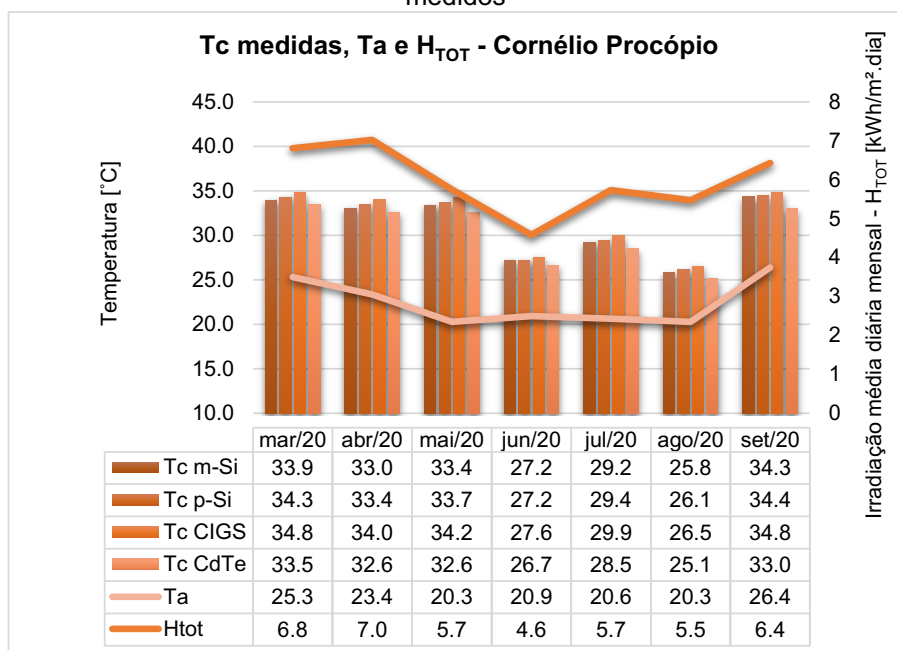
Resultados gráficos mensais da temperatura ambiente e na célula FV medidas durante o período diurno nos módulos de avaliação das EPESOL.

Gráfico 27 - Ta, Tc e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Campo Mourão – valores medidos



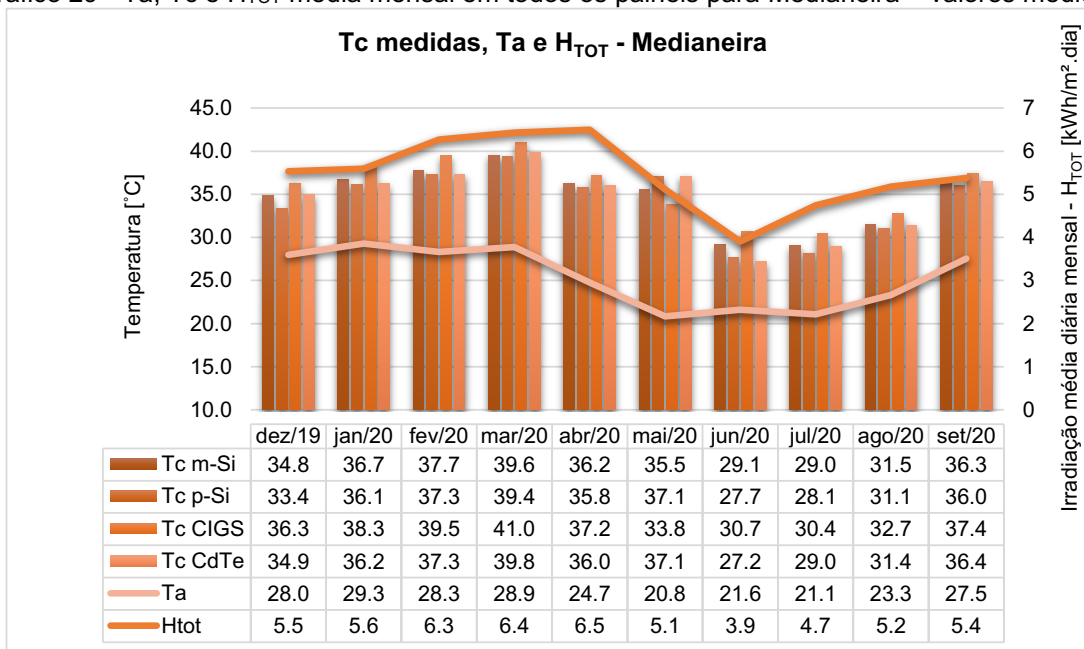
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 28 - Ta, Tc e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Cornélio Procópio – valores medidos



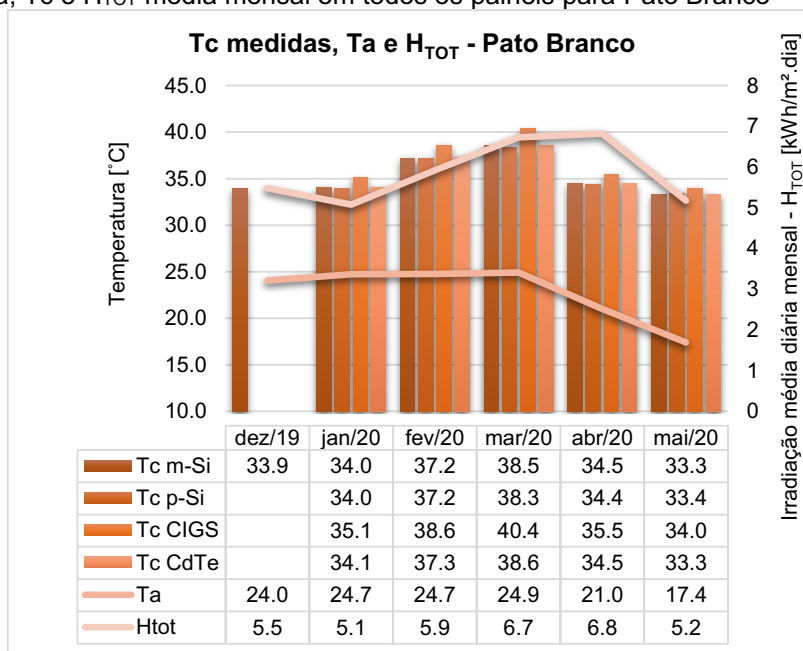
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 29 - Ta, Tc e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Medianeira – valores medidos



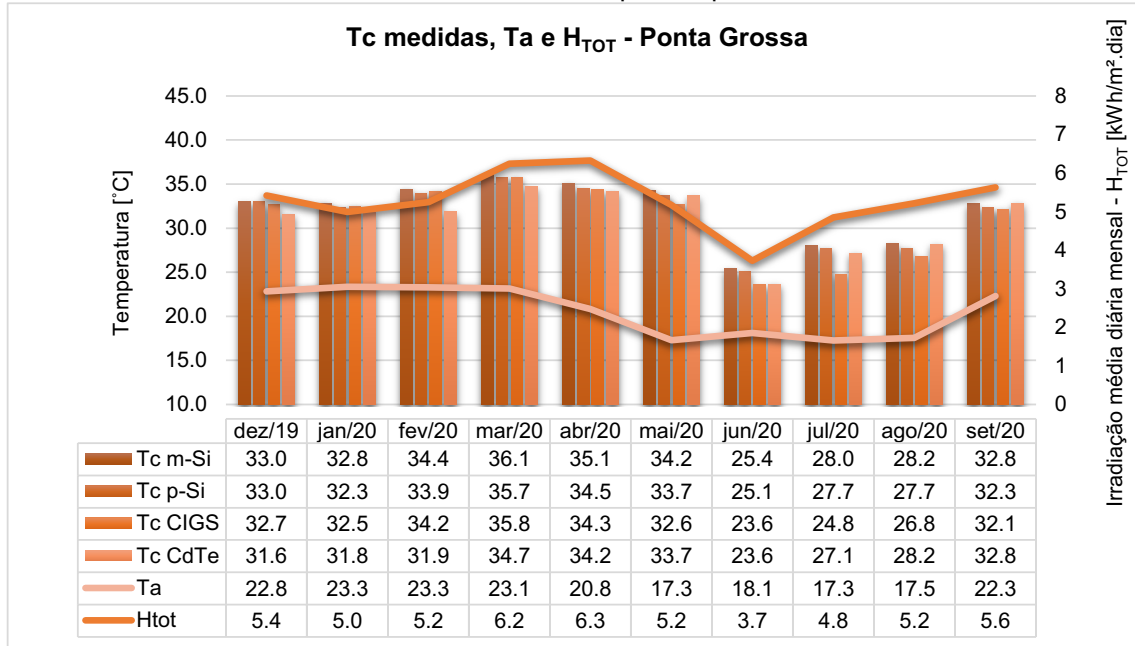
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 30 - Ta, Tc e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Pato Branco – valores medidos



Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 31 - Ta, Tc e H_{TOT} média mensal em todos os painéis para Ponta Grossa – valores medidos

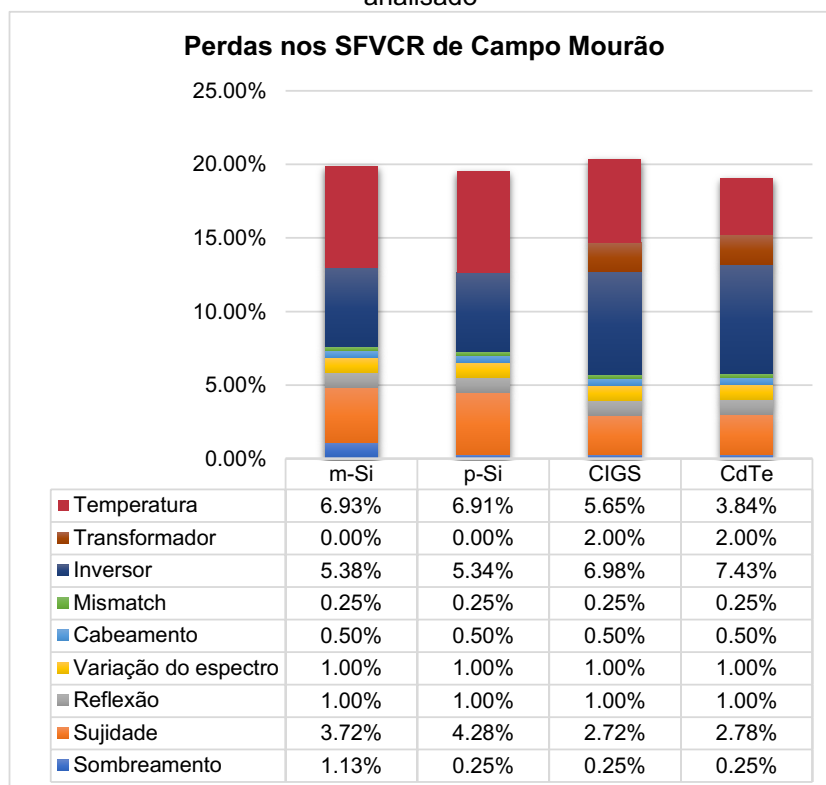


Fonte: Autoria própria, 2020.

APÊNDICE D – Perdas médias percentuais

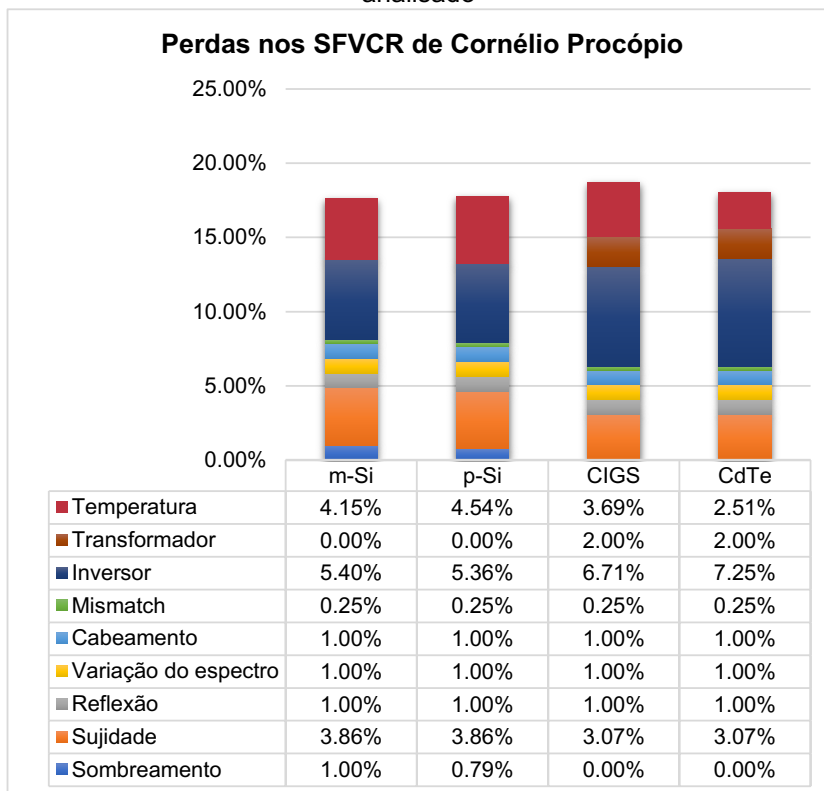
Perdas médias percentuais nos SFVCR instalados nas EPESOL para o período analisado.

Gráfico 32 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Campo Mourão no período analisado



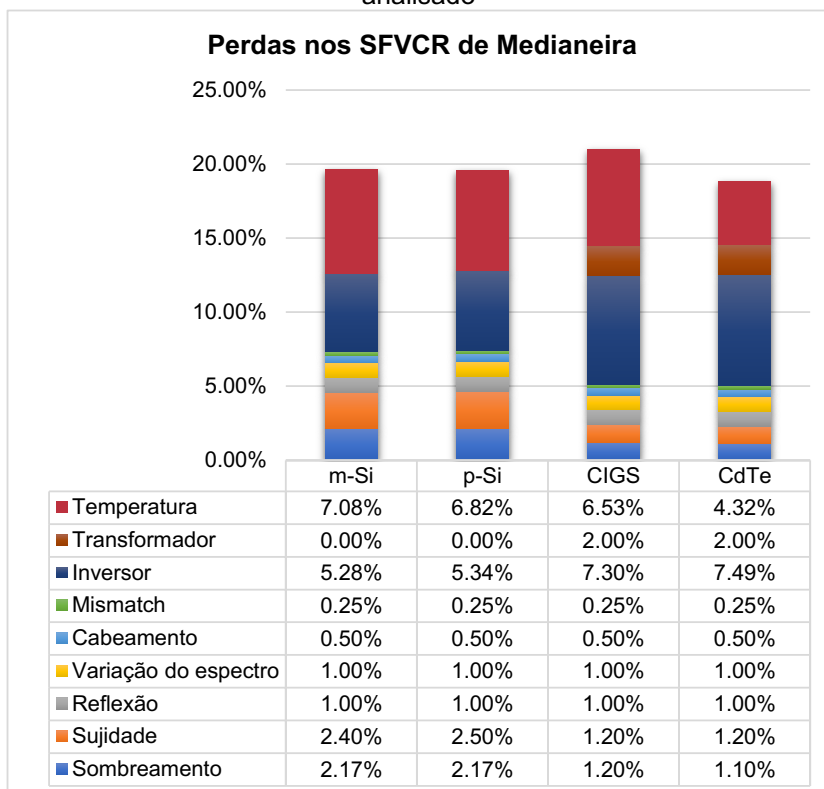
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 33 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Cornélio Procópio no período analisado



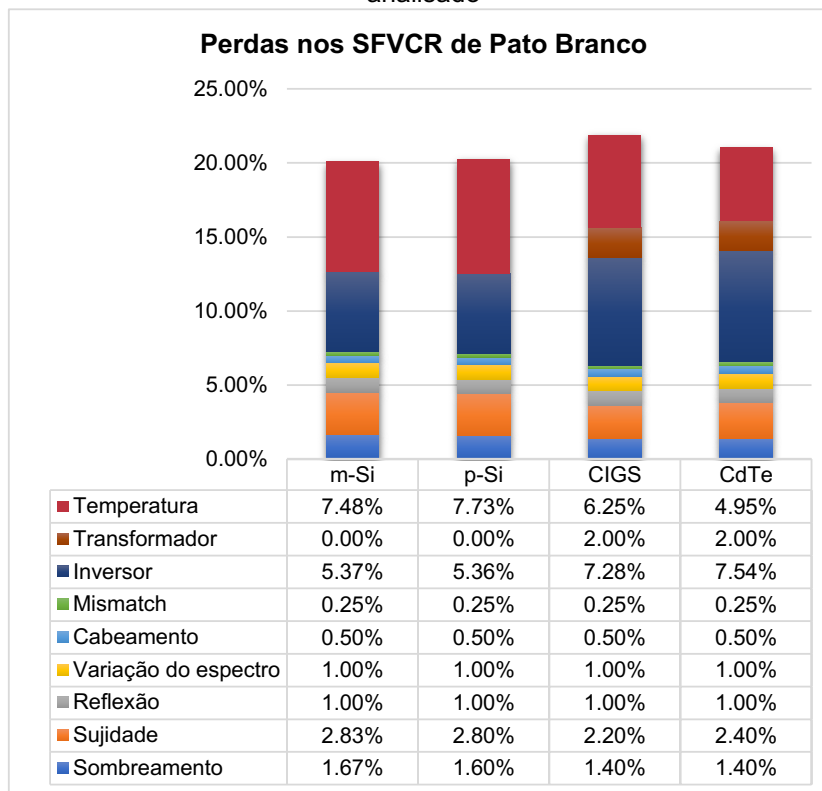
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 34 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Medianeira no período analisado



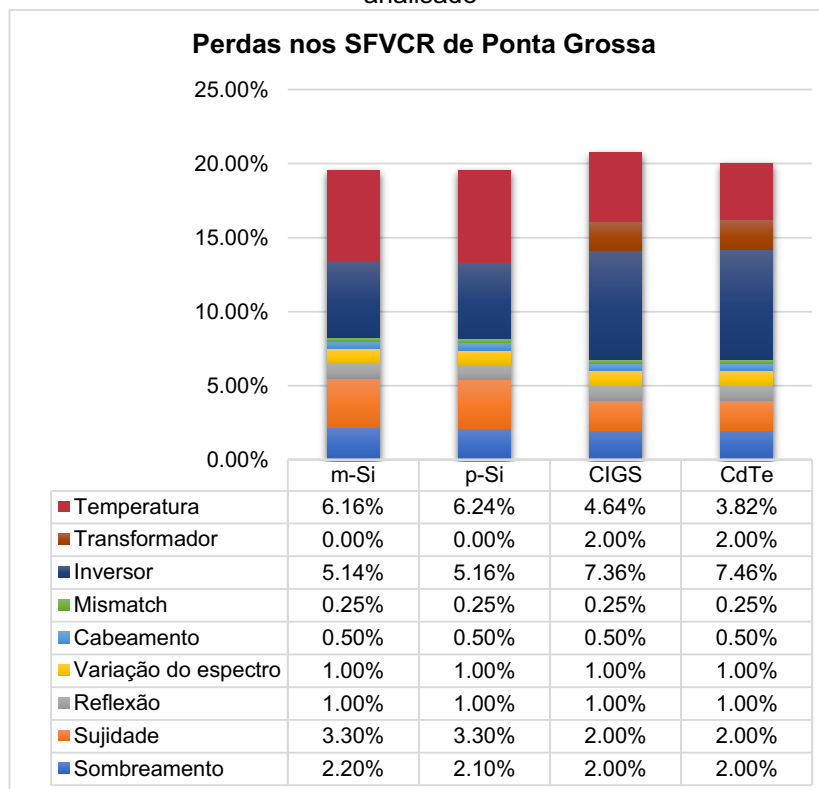
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 35 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Pato Branco no período analisado



Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 36 - Perdas percentuais médias nos SFVCRs da EPESOL de Ponta Grossa no período analisado

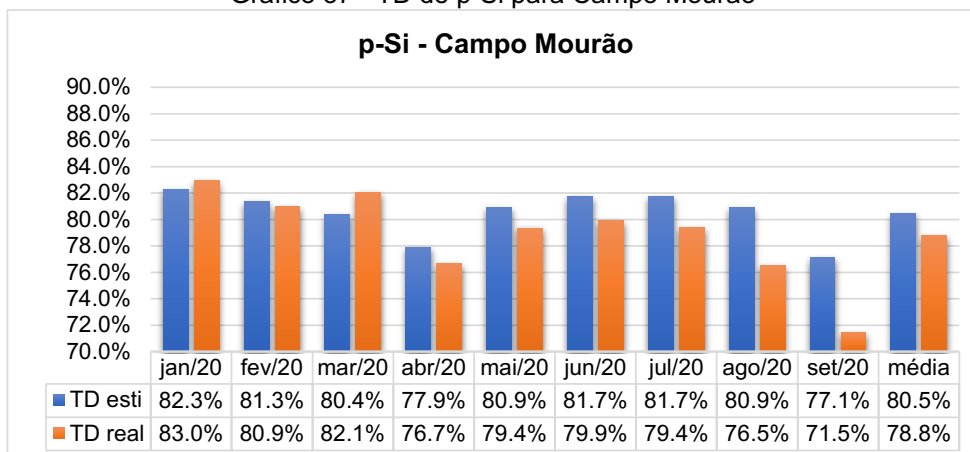


Fonte: Autoria própria, 2020.

APÊNDICE E – Taxa de Desempenho

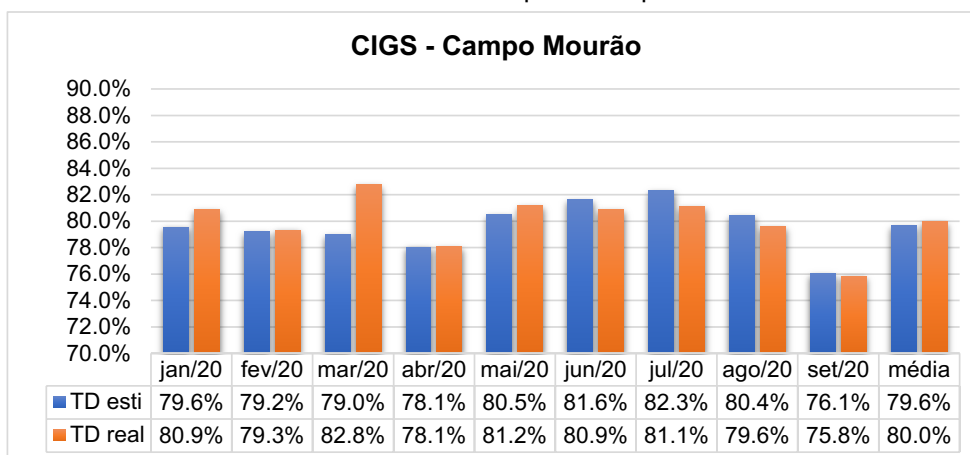
Resultados da estimação da TD e comparativo com a TD real para todas as tecnologias e todas as EPESOL.

Gráfico 37 - TD de p-Si para Campo Mourão



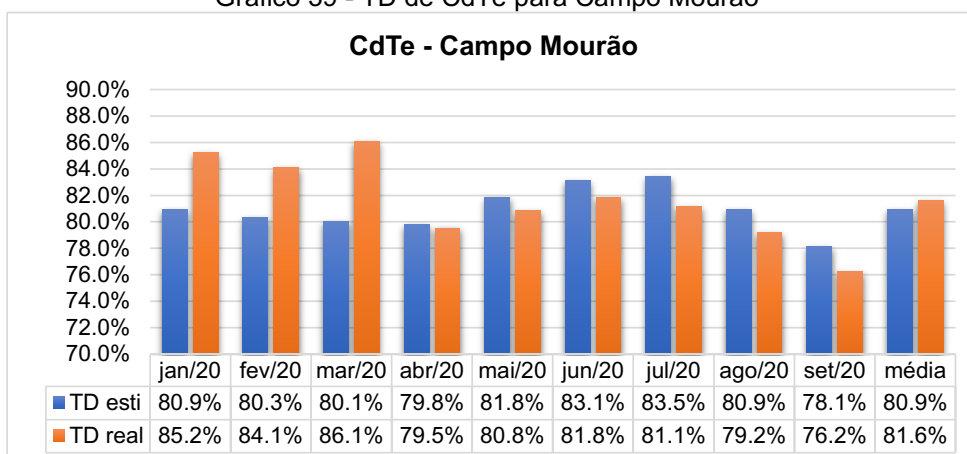
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 38 - TD de CIGS para Campo Mourão



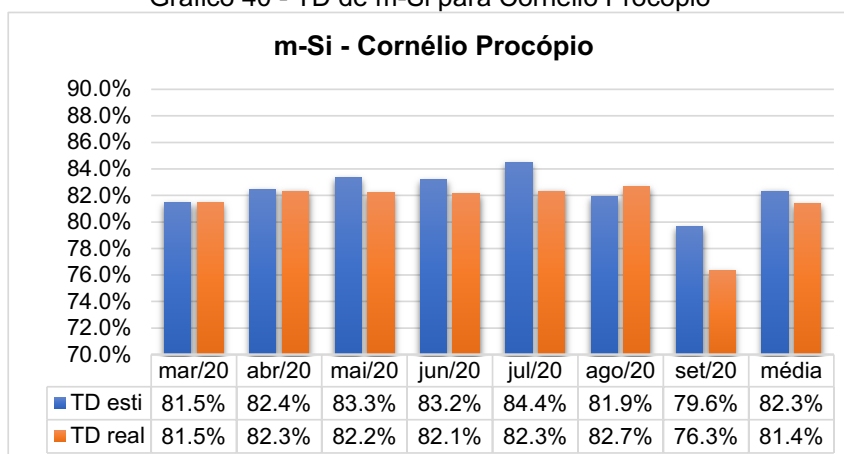
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 39 - TD de CdTe para Campo Mourão



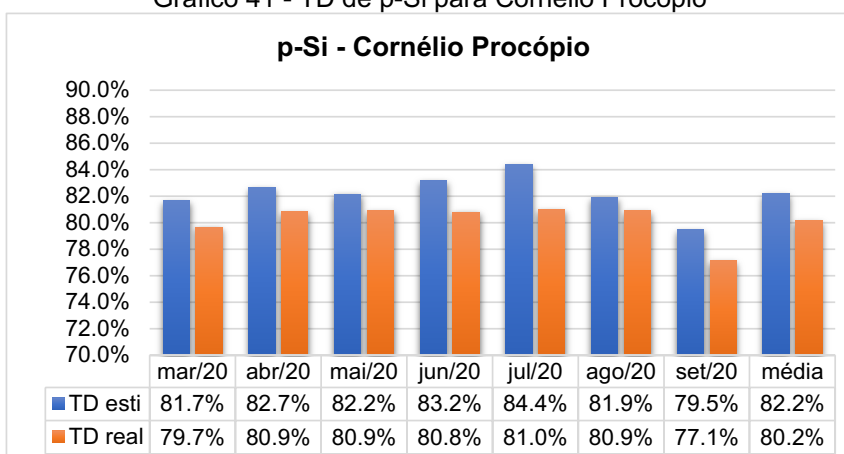
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 40 - TD de m-Si para Cornélio Procópio



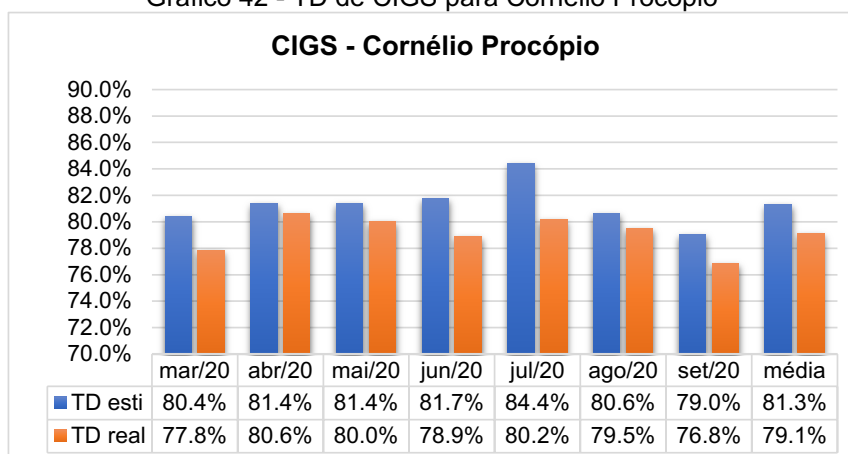
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 41 - TD de p-Si para Cornélio Procópio



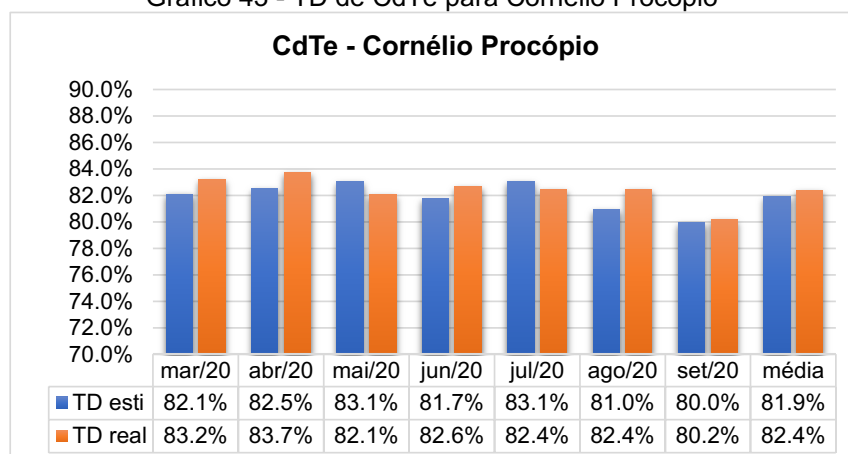
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 42 - TD de CIGS para Cornélio Procópio



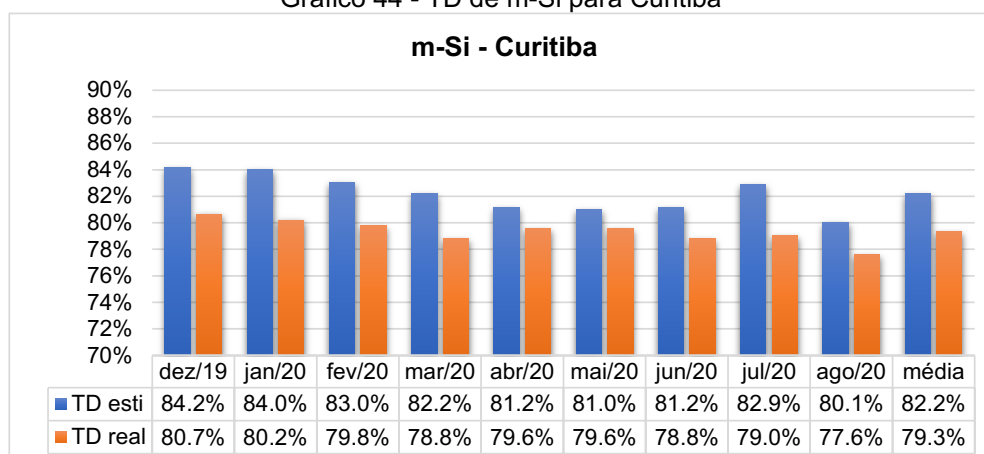
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 43 - TD de CdTe para Cornélio Procópio



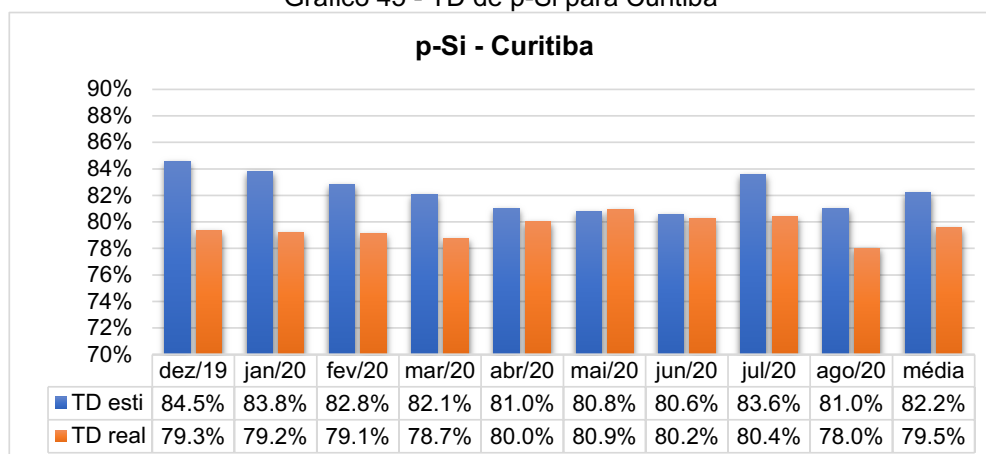
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 44 - TD de m-Si para Curitiba



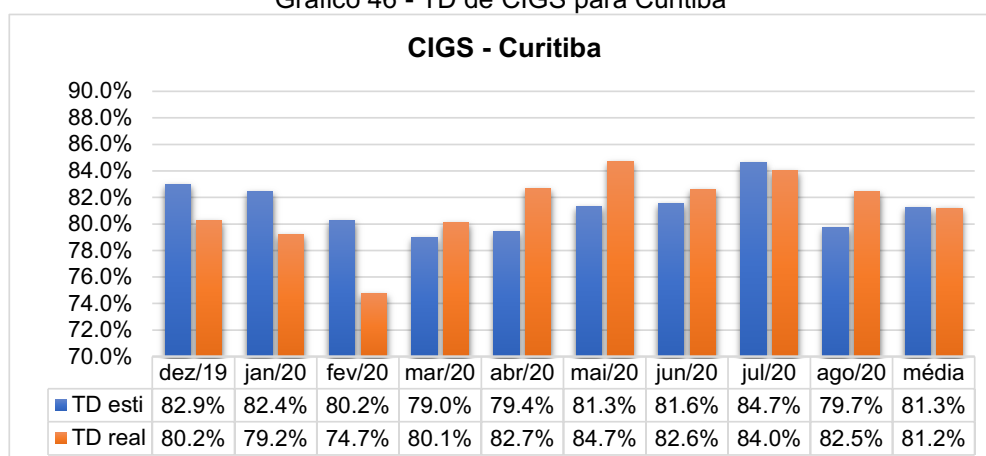
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 45 - TD de p-Si para Curitiba



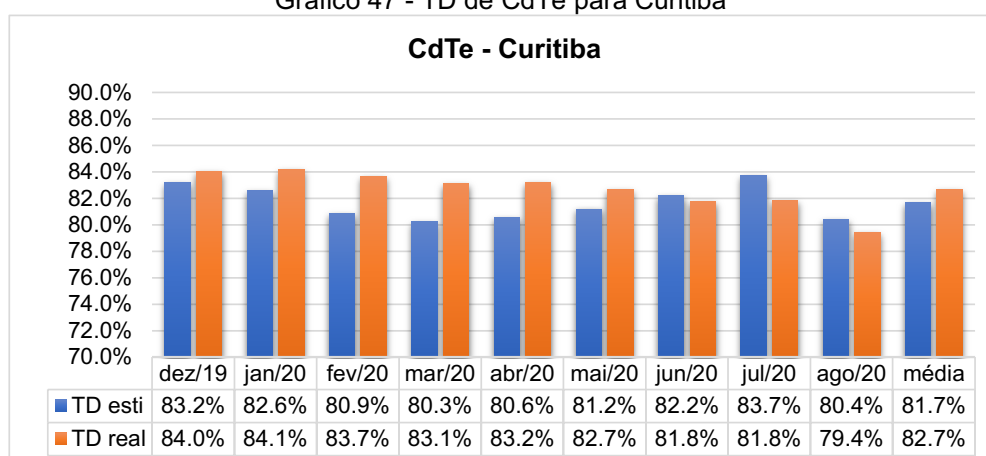
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 46 - TD de CIGS para Curitiba



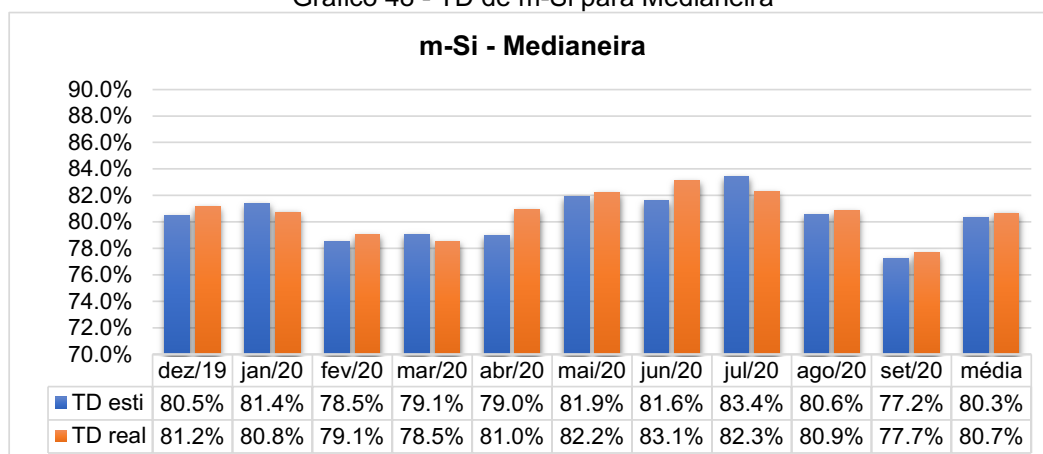
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 47 - TD de CdTe para Curitiba



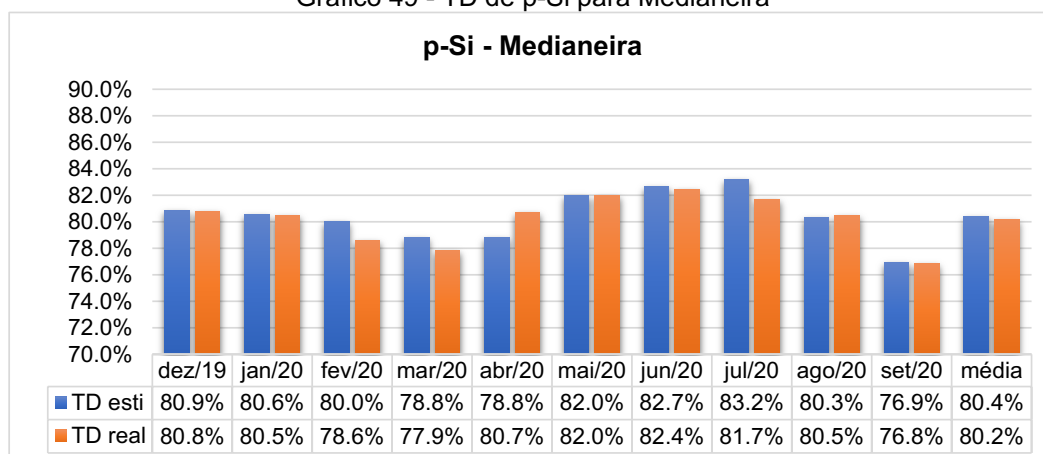
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 48 - TD de m-Si para Medianeira



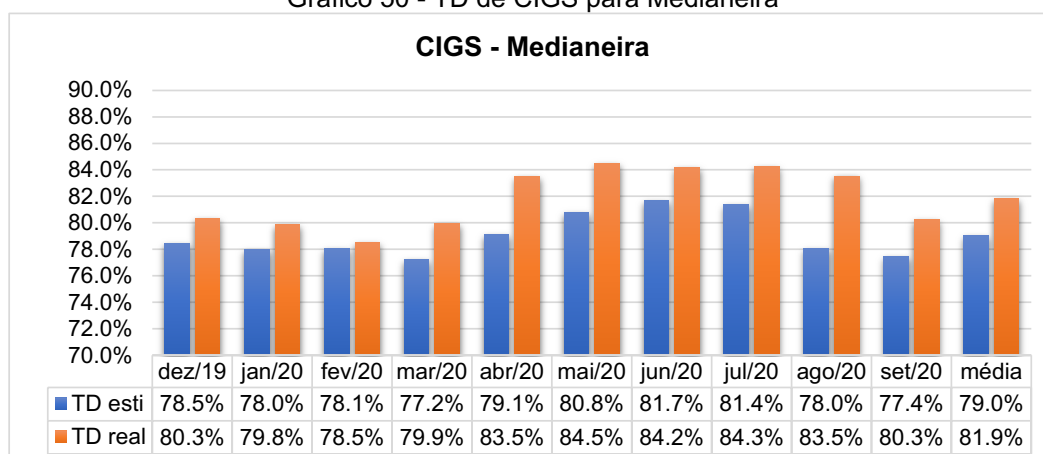
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 49 - TD de p-Si para Medianeira



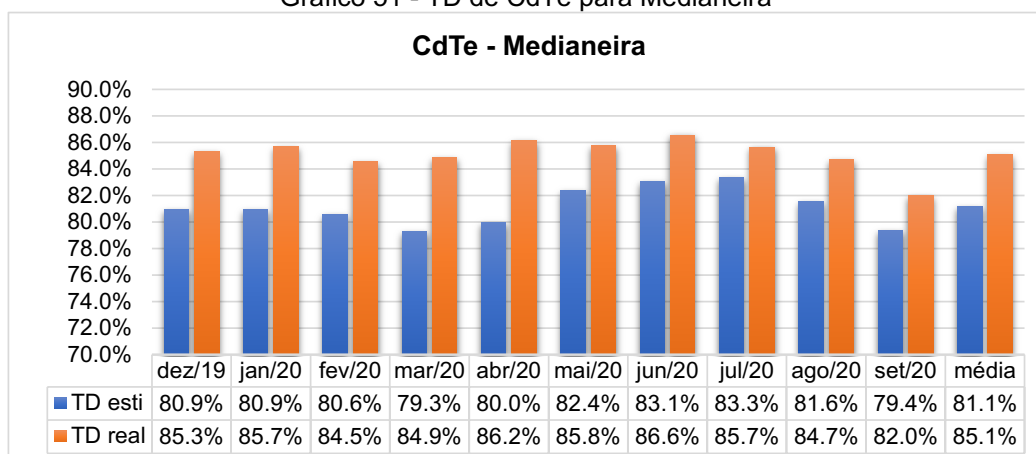
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 50 - TD de CIGS para Medianeira



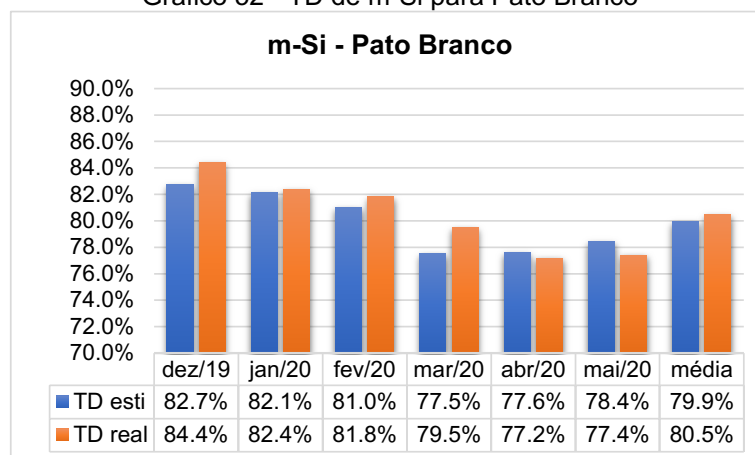
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 51 - TD de CdTe para Medianeira



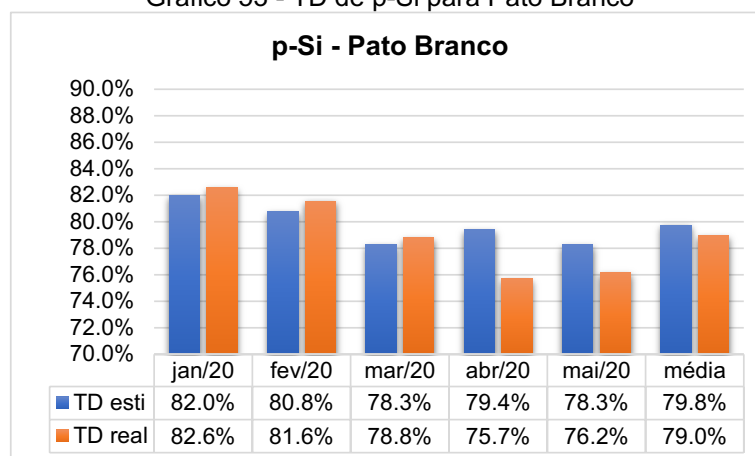
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 52 - TD de m-Si para Pato Branco



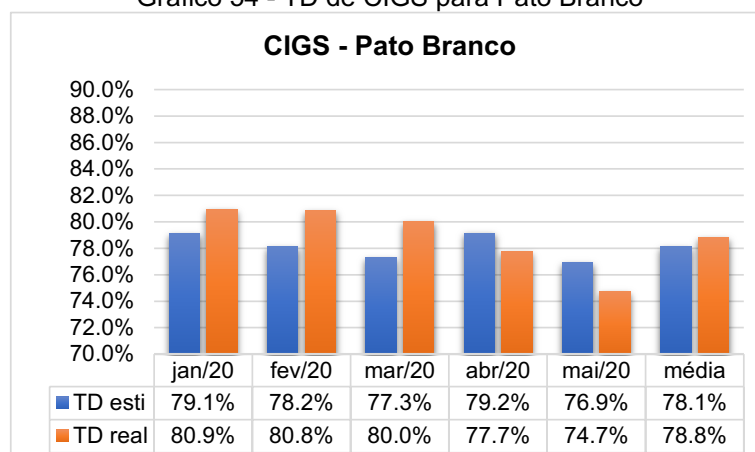
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 53 - TD de p-Si para Pato Branco



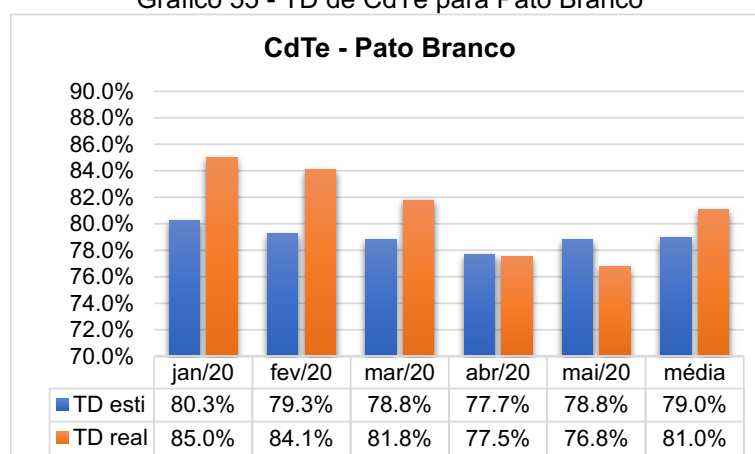
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 54 - TD de CIGS para Pato Branco



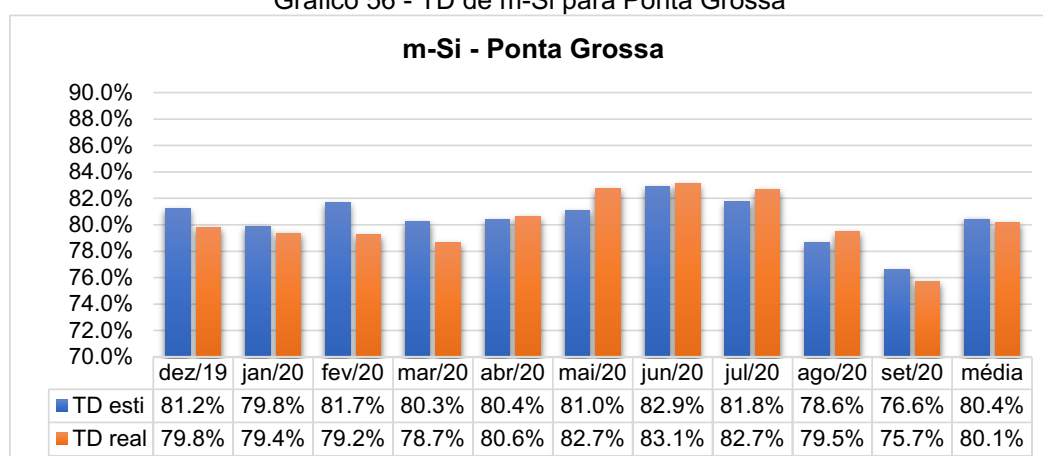
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 55 - TD de CdTe para Pato Branco



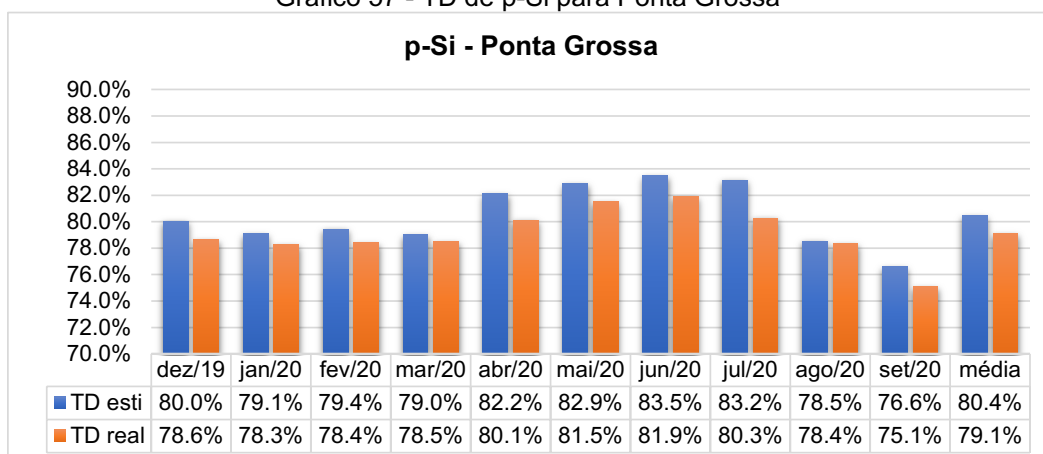
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 56 - TD de m-Si para Ponta Grossa



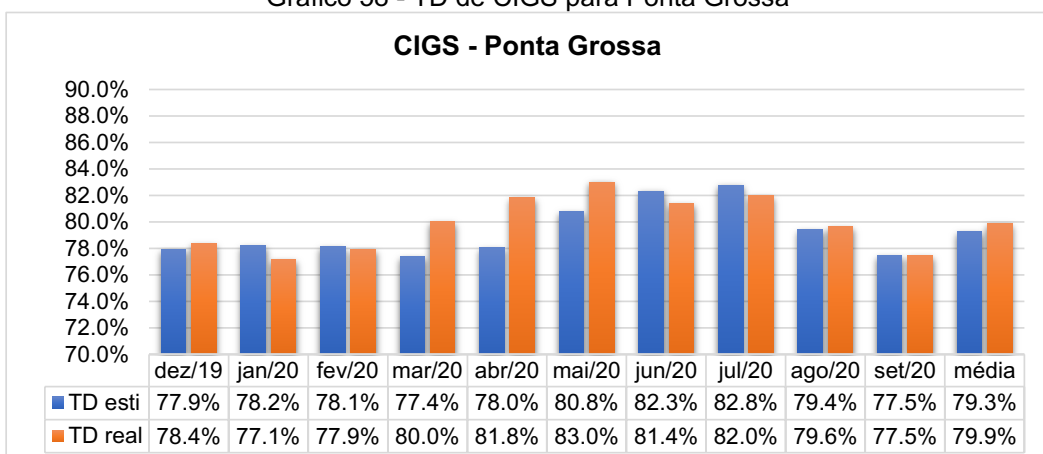
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 57 - TD de p-Si para Ponta Grossa



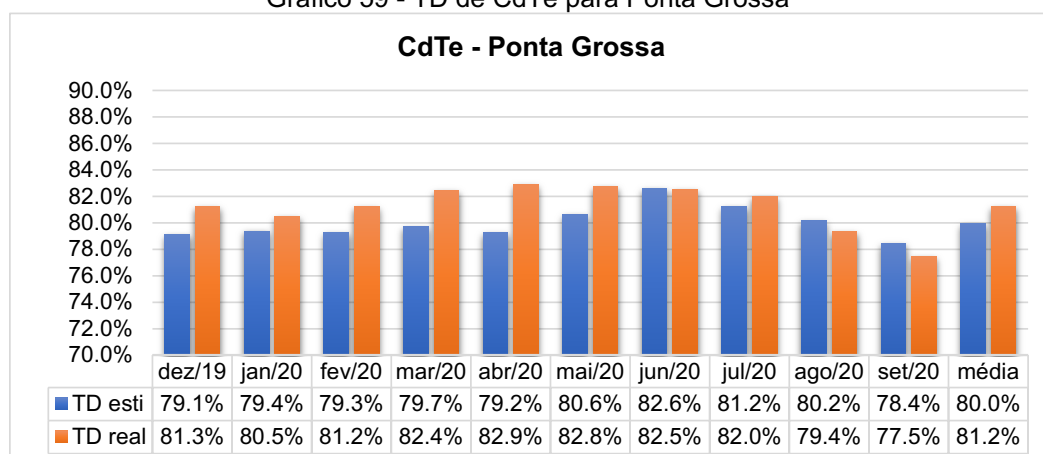
Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 58 - TD de CIGS para Ponta Grossa



Fonte: Autoria própria, 2020.

Gráfico 59 - TD de CdTe para Ponta Grossa



Fonte: Autoria própria, 2020.