

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

GUILHERME DAN YAMADA

**MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO DE EFICIÊNCIA DE PLANTAS
FOTOVOLTAICAS**

DISSERTAÇÃO

CURITIBA

2021

GUILHERME DAN YAMADA

**MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO DE EFICIÊNCIA DE PLANTAS
FOTOVOLTAICAS**

Efficiency evaluation metrics for photovoltaic plants

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial (CPGEI) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito à obtenção de título de “Mestre em Ciências”. Área de Concentração: Engenharia de Computação.

Orientador: Prof. Dr. Paulo César Stadzisz

Coorientador: Prof. Dr. Robson Ribeiro Linhares

CURITIBA

2021



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

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



GUILHERME DAN YAMADA

MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO DE EFICIÊNCIA DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Ciências da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Engenharia De Computação.

Data de aprovação: 05 de Novembro de 2021

Prof Paulo Cezar Stadzisz, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof Andre Eugenio Lazzaretti, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof Andrey Ricardo Pimentel, Doutorado - Universidade Federal do Paraná (Ufpr)

Prof Elder Oroski, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 10/11/2021.

AGRADECIMENTOS

Ao orientador Paulo César Stadysz e coorientador Robson Ribeiro Linhares por todos os conhecimentos compartilhados, pela incrível paciência, e pelo apoio e motivação durante toda a jornada.

A todos os professores do laboratório LIT/UTFPR com quem tive a honra e o prazer de trabalhar e que sempre me ajudaram compartilhando conhecimentos e trocando palavras de encorajamento.

Aos amigos e colegas de mestrado Clayton Hilgemberg da Costa, Marcelo Paludetto Rodrigues, Bruna Machado Mulinari, Hellen Cristina Ancelmo e a todos os demais amigos e colegas do laboratório LIT/UTFPR, por toda ajuda e troca de experiências.

Aos meus pais Airton Seiji Yamada e Alice Tochiko Okamura Yamada, a meus irmãos Carolina Naomi Yamada e Lucas Yudi Yamada e a minha companheira e amada Rúbia Eri Teruya, por toda a paciência, carinho e compreensão.

Ao grupo Fotovoltaica da UFSC por compartilhar dados de seu estudo que enriqueceram este trabalho.

À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), à Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) e à Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) por todo o suporte. Este trabalho teve financiamento via projeto de pesquisa e desenvolvimento, código PD2866-0464/2017, promovido pela ANEEL e COPEL Distribuição.

RESUMO

YAMADA, Guilherme Dan. Métricas de Avaliação de Eficiência de Plantas Fotovoltaicas. 2021. XX f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2021.

O retorno de investimento sobre uma planta fotovoltaica (FV) de geração distribuída ao longo de cinco ou mais anos de vida útil exige o acompanhamento e garantia de eficiência de sua operação. Embora não exista uma métrica única que forneça a eficiência global da planta fotovoltaica, pode-se acompanhar a qualidade de operação da planta por meio de um conjunto variado de métricas referenciadas nas normas e materiais técnicos e científicos da área. Esta pesquisa de mestrado envolveu um estudo sobre métricas de performance e a seleção um conjunto de oito métricas para a realização da análise de eficiência de sistemas fotovoltaicos. Adicionalmente, uma métrica de Eficácia foi proposta com o objetivo de avaliar a relação de energia produzida pela planta fotovoltaico e energia de geração esperada de produção. Um estudo de caso foi desenvolvido com uma planta fotovoltaica da UTFPR com potência de 5kW_p, visando aplicar as métricas propostas para análise de eficiência. São apresentados os resultados obtidos em um período de amostragem de cento e cinquenta dias permitindo observar o comportamento e as inter-relações entre as métricas consideradas, tornando esta análise mais abrangente do que comumente encontrado na literatura.

Palavras-chave: Métricas de Eficiência; Cálculo de Eficiência; Energia Solar; Energia Fotovoltaica; Taxa de Desempenho; Eficácia.

ABSTRACT

YAMADA, Guilherme Dan. Efficiency Evaluation Metrics for Photovoltaic Plants. 2021. XX f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2021.

To ensure the return on investment of a grid connected photovoltaic plant, over its lifetime of five years or more, monitoring and guaranteeing its operation efficiency is required. Even though there is no single metric that provides the global efficiency of a photovoltaic plant, it is possible to monitor the plant operational quality by means of a varied set of metrics, referenced on the standards of the area and on technical and scientific publications. This master of science research conducted a study over performance metrics and selected a set of eight metrics to perform the efficiency analysis of photovoltaic plants. Additionally, an Efficacy metric was proposed aiming towards evaluating the relation between a photovoltaic plant's produced energy and its expected energy generation. A case study was developed on a UTFPR's 5kWp photovoltaic plant, aiming to apply the proposed metrics for efficiency analysis. The obtained results from a one-hundred and fifty-days sampling period are presented, allowing one to observe the behavior and the interrelations between the considered metrics, enlarging this analysis compared to those commonly found in the literature.

Keywords: Efficiency Metrics; Efficiency Measurement; Solar Energy; Photovoltaic Energy; Performance Ratio; Efficacy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Espectro da luz sobre a superfície do sol.	17
Figura 2 – Eficiências de células fotovoltaicas de diferentes tecnologias até 2020.	19
Figura 3 – Junção pn com conexão externa entre camadas.	20
Figura 4 – Sistema fotovoltaico <i>grid-tie</i> instalado na UTFPR, câmpus Curitiba/Centro.	21
Figura 5 – Diagrama de um sistema fotovoltaico genérico.	24
Figura 6 – Sistema solar fotovoltaico instalada na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), na cidade de Curitiba/PR.	52
Figura 7 – Sistema de monitoramento e gerenciamento do sistema fotovoltaico.	53
Figura 8 – Relação entre potência CA e irradiância, medidas em intervalos de 1 segundo, utilizando piranômetro de segunda classe.	57
Figura 9 – Relação entre potência CA e irradiância, medidas em intervalos de 1 segundo, utilizando piranômetro à termopilha.	57
Figura 10 – Relação entre potência CA e irradiância, medidas em intervalos de 1 segundo, utilizando piranômetro de segunda classe, após adição do filtro de período de disponibilidade da planta FV.	58
Figura 11 – Relação entre potência CA e irradiância, medidas em intervalos de 1 segundo, utilizando piranômetro a termopilha, após adição do filtro de período de disponibilidade da planta FV.	58
Figura 12 – Gráficos de potência CA, irradiância e <i>performance ratio</i> instantâneo medidos pelos piranômetros de segunda classe e a termopilha, sem filtro do período de disponibilidade.	59
Figura 13 – Gráficos de potência CA, irradiância e <i>performance ratio</i> instantâneo medidos pelos piranômetros de segunda classe e a termopilha, com filtro do período de disponibilidade.	59
Figura 14 – Gráfico de validação da equação de PR.	60
Figura 15 – Diagrama da metodologia dos cálculos de métricas de eficiência.	62
Figura 16 – Software RADIASOL.	68
Figura 17 – Gráficos de dispersão entre PR e as outras variáveis de análise de eficiência.	71
Gráfico 1 – Quantidade de artigos do mapeamento sistemático por ano de publicação.	46
Gráfico 2 – <i>Performance Ratio</i> mensal.	64
Gráfico 3 – Eficiências do arranjo FV, do inversor solar e do sistema FV mensais.	65
Gráfico 4 – Perdas de captura e de BOS mensais.	65

Gráfico 5 – Energia de saída CA mensal.....	66
Gráfico 6 – Fator de capacidade mensal.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Frequência das métricas de eficiência nos artigos do mapeamento sistemático.	45
Tabela 2 – Métricas calculadas para os meses de Março a Julho de 2020.	63
Tabela 3 – Medidas mensais de Irradiação e Temperatura média dos módulos FV.	63
Tabela 4 – Desvios padrões das métricas de eficiência no período de 5 meses.	63
Tabela 5 – Dados de eficácia da planta FV.	69
Tabela 6 – Coeficientes de correlação linear de Pearson.	72
Tabela 7 – Coeficientes de correlação de postos de Spearman.	72
Quadro 1– Verificações de funcionamento de um sistema fotovoltaico <i>on-grid</i> (conectado à rede elétrica).	12
Quadro 2 – Coeficientes de queda de temperatura em módulos fotovoltaicos.	32

LISTA DE ABREVIATURAS

AM	<i>Air mass</i>
BOS	<i>Balance of system</i>
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CUF	<i>Capacity utilization factor</i>
EHP	<i>Electron-hole pair</i>
FV	Fotovoltaica
IEA	<i>International energy agency</i>
IEC	<i>International electrotechnical commission</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOE	<i>Levelised cost of energy</i>
MPPT	<i>Maximum power point tracker</i>
OM	<i>Operations and maintenance</i>
Pi	<i>Performance Index</i>
PR	<i>Performance ratio</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
PVPS	<i>Photovoltaic Power Systems Programme</i>
PVUSA	<i>Photovoltaics for Utility Scale Applications</i>
PTC	<i>PVUSA test conditions</i>
STC	<i>Standard test conditions</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

w_λ	Densidade de energia por unidade de área
c	Velocidade de luz no vácuo
λ	Comprimento de onda
k	Constante de Boltzmann
T	Temperatura
E	Energia
H	Irradiação Total
G	Irradiância
P_0	Potência nominal
η	Eficiência
Y	<i>Yield</i> (Produtividade)
A_a	Área do arranjo fotovoltaico
C	Custo de energia
h	Constante de Planck
pr	<i>Performance ratio</i> instantâneo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	CONTEXTO DO TRABALHO	11
1.2	OBJETIVOS.....	13
1.2.1	Objetivos Específicos	14
1.3	MOTIVAÇÃO DA PESQUISA.....	14
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	16
2.1	ENERGIA SOLAR	16
2.2	CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	17
2.3	SISTEMA FOTOVOLTAICO	20
2.4	MÉTRICAS DE ANÁLISE DE EFICIÊNCIA.....	22
2.4.1	Energia de Saída (E_{AC} – <i>Energy Output</i>).....	24
2.4.2	Produtividade (<i>Yield</i>).....	25
2.4.2.1	Produtividade de Referência (Y_r – <i>Reference Yield</i>)	26
2.4.2.2	Produtividade do arranjo FV (Y_A – <i>Array Yield</i>).....	27
2.4.2.3	Produtividade Final do Sistema (Y_f – <i>Final Yield</i>).....	27
2.4.3	Taxa de Desempenho (PR – <i>Performance Ratio</i>)	28
2.4.4	Taxa de Desempenho Corrigida pelo Clima (PR_{corr} – <i>Weather-corrected Performance Ratio</i>)	31
2.4.5	Índice de Desempenho (PI – <i>Performance Index</i>).....	33
2.4.6	Fator de Capacidade (CUF – <i>Capacity Utilization Factor</i>)	35
2.4.7	Eficiências Específicas	36
2.4.7.1	Eficiência do Arranjo Fotovoltaico (η_A – <i>Array Efficiency</i>).....	36
2.4.7.2	Eficiência do Inversor (η_{inv} – <i>Inverter Efficiency</i>)	37
2.4.7.3	Eficiência do Sistema (η_{sys} – <i>System Efficiency</i>).....	38
2.4.8	Perdas de Captura do Arranjo Fotovoltaico (L_C – <i>Array Capture Loss</i>).....	39
2.4.9	Perdas do <i>Balance of System</i> (L_{BOS} – <i>Balance of System Loss</i>)	39
2.5	DISCUSSÃO SOBRE O CAPÍTULO	40
3	DEFINIÇÃO DE MÉTRICAS DE EFICIÊNCIA E EFICÁCIA.....	42
3.1	MAPEAMENTO SISTEMÁTICO DA LITERATURA.....	42
3.2	MÉTRICAS SELECIONADAS DE EFICIÊNCIA	46
3.3	MÉTRICA DE EFICÁCIA	48

4	EXPERIMENTAÇÃO	51
4.1	SISTEMA DE MONITORAMENTO	51
4.1.1	Subsistema de Variáveis Ambientais	52
4.1.2	Subsistema de Variáveis Elétricas	53
4.1.3	Coleta de Dados	54
4.1.4	Período de Monitoramento	54
4.1.5	Observações sobre a Análise dos Dados	55
4.2	METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DAS MÉTRICAS	56
4.2.1	Validação da Equação de <i>Performance Ratio</i>	56
4.2.2	Extração e cálculo	61
4.3	RESULTADOS	63
4.4	DISCUSSÃO	64
4.4.1	Resultados das Métricas	64
4.4.1.1	Resultados do Cálculo de Eficácia	68
4.4.2	Coefficientes de Correlação entre as Métricas de Eficiência	69
4.4.2.1	Coefficiente de correlação de Pearson	70
4.4.2.2	Coefficiente de correlação de Spearman	71
4.4.2.3	Resultados de correlação	72
5	CONCLUSÕES	74
5.1	CONCLUSÕES SOBRE A PESQUISA	74
5.2	TRABALHOS FUTUROS	76
5.3	PUBLICAÇÕES ASSOCIADAS	77
	REFERÊNCIAS	78
	APÊNDICE A – Matrizes de correlação	86
	APÊNDICE B – Listagem do mapeamento sistemático	89

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO DO TRABALHO

A energia solar é uma das fontes primárias de energia renovável mais abundantes no planeta. A tecnologia permitiu o uso dessa energia para o aquecimento de água, a geração térmica de energia, por meio das usinas solares térmicas e, finalmente, para a geração de energia elétrica através do efeito fotovoltaico.

A geração da energia solar fotovoltaica ocorre por meio da absorção da radiação solar por semicondutores dopados, junção p-n, que formam a célula fotovoltaica. Os fótons incidentes na célula, quando possuem propriedades de frequência e, portanto, de energia específicas para o semicondutor da célula fotovoltaica, incentivam a condução de corrente elétrica, por meio do efeito fotovoltaico, que produz energia elétrica (VILLALVA; GAZOLI; RUPPERT FILHO, 2009).

A energia solar fotovoltaica é dita limpa, abundante e de baixo custo. O termo “limpa” se refere ao fato da geração de energia fotovoltaica não produzir poluentes, como a geração térmica de energia via combustão de carvão, que emite gás carbônico na atmosfera. Mesmo que a produção dos componentes de um sistema fotovoltaico, como módulos e inversor solar, gere resíduos poluentes, o tempo de retorno de energia (*Energy Payback Time* - EPBT) indica que a geração de energia solar fotovoltaica compensa o uso de energia e a emissão de poluentes para produção de seus componentes (MESSENGER; VENTRE, 2010). O EPBT, calculado para diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, equivale, em média, a um intervalo de 1 a 4,1 anos, de modo que os anos de produção da planta fotovoltaica além desse tempo são livres de emissão de poluentes (BHANDARI *et al.*, 2015). A energia solar é dita ser “abundante” pois atinge toda a superfície terrestre, permitindo a geração de energia elétrica em locais remotos, onde a rede elétrica de distribuição ainda não opera, ou ainda, permitindo a utilização de espaços pouco explorados, de grande área, como desertos, e áreas mais limitadas, como telhados de construções. Além disso, a geração da energia é de “baixo custo”, pois comparada com outras fontes é acessível mesmo para uso domiciliar. Esta fonte permite a geração de energia a um custo menor ao consumidor do que a energia gerada por fontes convencionais e fornecida pelas concessionárias (NAKABAYASHI, 2014).

O custo de um sistema fotovoltaico é composto pelo seu custo de aquisição e pelo custo de manutenção. O investimento inicial de uma instalação de sistema fotovoltaico

residencial no Brasil, de acordo com dados do site portal solar, de potências de 7 kWp e 16 kWp, varia de, aproximadamente, R\$10.000,00 a R\$23.000,00, respectivamente (PORTAL SOLAR, 2020). Em relação à manutenção, o sistema gerador não necessita de manutenção intensiva, já que seu funcionamento costuma ser automático e manutenções preventivas e corretivas não exigem uma equipe grande. Para um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, o manual sobre tecnologias, projeto e instalação de energia fotovoltaica do Program Altener sugere verificações para um sistema fotovoltaico que não necessitam de muitas pessoas para serem realizadas, de acordo com o Quadro 1 (GREENPRO, 2004). Um sistema de geração hidrelétrica, por outro lado, exige uma equipe de manutenção para acompanhar a situação do sistema constantemente e realizar manutenções preventivas e corretivas que exigem uma equipe especializada, caracterizando um sistema de geração de alto custo.

Quadro 1– Verificações de funcionamento de um sistema fotovoltaico *on-grid* (conectado à rede elétrica).

Diário	Inversor	- Em operação ou existe mensagem de erro no visualizador?
Mensal	Verificação dos níveis de produção	- Registrar as medições do contador regularmente! (Não é necessário no caso de telemonitoramento)
	Superfície do gerador	- Acumulação de sujidades? - Folhas ou dejetos de pássaros? - Remover com jatos de água.
A cada seis meses	Caixa de junção do gerador	- Existência de insetos ou umidade? - Na medida do possível, testar fusíveis.
	Descarregador de sobretensões	- Verificar após uma trovoada! - Intacto? (indicador branco ou vermelho?)
	Cabeamento	- Procurar arcos elétricos, isolamentos danificados, outros (cabos roídos por animais). - Verificar ligações!

Fonte: Greenpro (2004).

Além disso, a troca dos componentes elétricos de um sistema fotovoltaico é recomendada apenas após períodos longos, que são iguais ou maiores que o tempo de retorno de investimento do sistema. Módulos de silício policristalino (c-Si) costumam ser vendidos com garantia mínima de rendimento de 25 anos, chegando a 80% da produção nominal após este tempo, enquanto o tempo de retorno de investimento médio para sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica no Brasil foi calculado em 10 anos no ano de 2017 (PINHO; GALDINO, 2014; CANADIAN SOLAR, 2016; TAKIGAWA *et al.*, 2017). Frente a isso, a melhora das tecnologias do sistema fotovoltaico e o aumento de incentivos fiscais

das agências brasileiras tendem a diminuir ainda mais o tempo de retorno de investimento. No Japão, por exemplo, o tempo de retorno de investimento de um sistema fotovoltaico domiciliar é ainda menor, com uma média de 8 anos calculada no ano de 2014 (MUHAMMAD-SUKKI *et al.*, 2014). Por fim, outro fator que caracteriza o baixo custo da geração fotovoltaica é o fato de que sua fonte de energia (*i.e.*, a irradiação solar) é gratuita, atingindo a atmosfera terrestre com irradiância incidente média de 1367 W/m² (MESSENGER; VENTRE, 2010). Esse valor de irradiância sobre uma área de 1 km² e um período de 1 hora, equivale ao consumo anual médio de, aproximadamente, 613 brasileiros, considerando o consumo anual médio de energia elétrica no Brasil de 2228 kWh (EPE, 2017).

O uso da energia fotovoltaica tem crescido e, atualmente, ultrapassa a marca de 500 GW de capacidade total instalada no mundo, com países como China, Estados Unidos, Japão e Alemanha liderando o *ranking* de maiores capacidades de geração fotovoltaica instaladas no ano de 2018, com 176,1 GW, 62,2 GW, 56 GW, e 45,4 GW, respectivamente (IEA, 2019). No estado da Califórnia, nos Estados Unidos, de acordo com o mandato de 2018 da Comissão de Normas de Construção da Califórnia, todas as residências de até 3 andares construídas a partir de janeiro de 2020 devem possuir sistema fotovoltaico já instalado (ENERGY SAGE, 2020). De acordo com Comissão de Energia da Califórnia, a instalação aumentará o custo da hipoteca média de 30 anos do morador em aproximadamente U\$40,00, entretanto diminuirá o custo médio das contas mensais em U\$80,00 (THE NEW YORK TIMES, 2018).

No Brasil, a geração de energia solar fotovoltaica ainda representa apenas 1,6% (*i.e.*, 2.878 MW) da potência instalada da matriz energética brasileira (ANEEL/ABSOLAR, 2020). Entretanto, o interesse por esta fonte energética tem crescido fortemente a partir de 2017, entre outros, incentivado pelos programas do governo federal e governos estaduais.

Dentro do contexto de geração fotovoltaica, diversos desafios e dificuldades ainda impedem o aproveitamento desta fonte renovável. Um destes desafios é a otimização da operação das plantas fotovoltaicas visando extrair o máximo rendimento de energia. Para isso, entre outras coisas, é necessário ter conhecimento da qualidade de operação das plantas e é neste cenário que esta pesquisa de mestrado propõe contribuições.

1.2 OBJETIVOS

A pesquisa de mestrado descrita neste documento, tem como objetivo geral analisar e propor um conjunto de métricas para avaliação da eficiência e eficácia de operação de uma

planta fotovoltaica, visando contribuir para o acompanhamento da qualidade de operação e atingimento de seus objetivos ao longo de sua vida útil.

1.2.1 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, este trabalho de pesquisa envolve os seguintes objetivos específicos:

- Analisar as métricas encontradas na literatura científica e normas, já utilizadas em projetos e análise de plantas fotovoltaicas;
- Calcular as métricas com dados reais de uma planta fotovoltaica de 5 kWp visando ampliar o conhecimento sobre as diferentes formas de avaliação de eficiência de uma planta fotovoltaica;
- Definir um conjunto de métricas suficientes para a análise de eficiência de uma planta fotovoltaica, e
- Propor uma nova métrica de eficácia, como forma de medir o quanto uma planta fotovoltaica atinge seus objetivos.

1.3 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA

Para garantir o bom uso da energia solar, é importante realizar o monitoramento do sistema fotovoltaico. O relatório do programa de sistemas fotovoltaicos de potência da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency*, IEA) explica que os principais motivos para realizar o monitoramento do sistema fotovoltaico são avaliar seu desempenho e rapidamente identificar falhas, sejam de projeto ou resultado de mau funcionamento (WOYTE, 2014). O monitoramento permite a rápida atuação sobre as falhas, prevenindo perdas econômicas devido a problemas operacionais, que colocam em risco o retorno de investimento e podem gerar frustrações ao proprietário. Neste cenário, a avaliação de eficiência do sistema fotovoltaico permite analisar como o sistema opera, detectar possíveis falhas e auxiliar na melhora do desempenho do sistema, como sugerido em (KHALID *et al.*, 2016).

As métricas de análise de desempenho apresentadas na literatura indicam valores de qualidade de produção da planta fotovoltaica (FV). A *Performance Ratio* (PR), por exemplo, avalia o desempenho global da planta, mas não indica a produção efetiva referente à produção

esperada, definida pelo projeto da planta, que, por sua vez, é relacionada com o objetivo do usuário. Um dia de inverno pode apresentar PR alta, mas pode ter uma produção de energia baixa, e para o usuário, que possui um valor esperado de produção, a PR perde valor. Além disso, valores das métricas podem depender de valores de referência para indicar sua qualidade. O valor de referência de PR para sistemas FV é de 80% e, sem essa referência, a métrica não tem sentido para um usuário leigo (REICH *et al.*, 2012). A relação entre a produção esperada e a produção real do sistema indica de forma mais clara se o objetivo esperado da planta FV foi alcançado e se o tempo de retorno de investimento está sendo afetado.

Assim, um estudo das métricas presentes na literatura será necessário a fim de analisar como as plantas fotovoltaicas são avaliadas e de que maneira pode-se melhorar a compreensão em relação à qualidade de produção da planta.

Adicionalmente, observa-se que medidas de eficiência não são suficientes para que os *stakeholders* tenham conhecimento do quanto uma planta fotovoltaica atende seus objetivos de implantação. Uma métrica de avaliação de eficácia poderia trazer esta informação aos *stakeholders*.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica de sistemas fotovoltaicos e apresenta métricas de análise de eficiência para embasar o trabalho. No Capítulo 3, é apresentado como as métricas de avaliação de eficiência mais relevantes são selecionadas, de acordo com a literatura estudada. A ferramenta do mapeamento sistemático foi utilizada. Além disso, uma métrica de avaliação de eficácia é proposta com o objetivo de fornecer uma informação do atingimento de objetivos da planta FV. No Capítulo 4, são apresentados resultados de cinco meses de experimentação realizada sobre um planta fotovoltaica de 5 kWp. Os dados coletados são utilizados também para um estudo de correlação entre as métricas de análise de eficiência. Por fim, no Capítulo 5, disserta-se sobre os resultados obtidos e são sugeridos trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo será realizada uma breve apresentação de sistemas fotovoltaicos, seguida de uma descrição do funcionamento de uma célula fotovoltaica e das definições de métricas de análise de eficiência de plantas, que constituem os fundamentos teóricos deste trabalho de pesquisa.

2.1 ENERGIA SOLAR

A energia proveniente do sol é gerada por uma reação termonuclear que converte Hidrogênio em Hélio que mantém sua superfície sob temperatura de, aproximadamente, 5800 K, e irradia uniformemente em todas as direções. A energia recebida sobre a Terra, a uma distância de aproximadamente 150 milhões de km, pelo período de apenas uma hora é equivalente a quase um ano do consumo energético mundial.

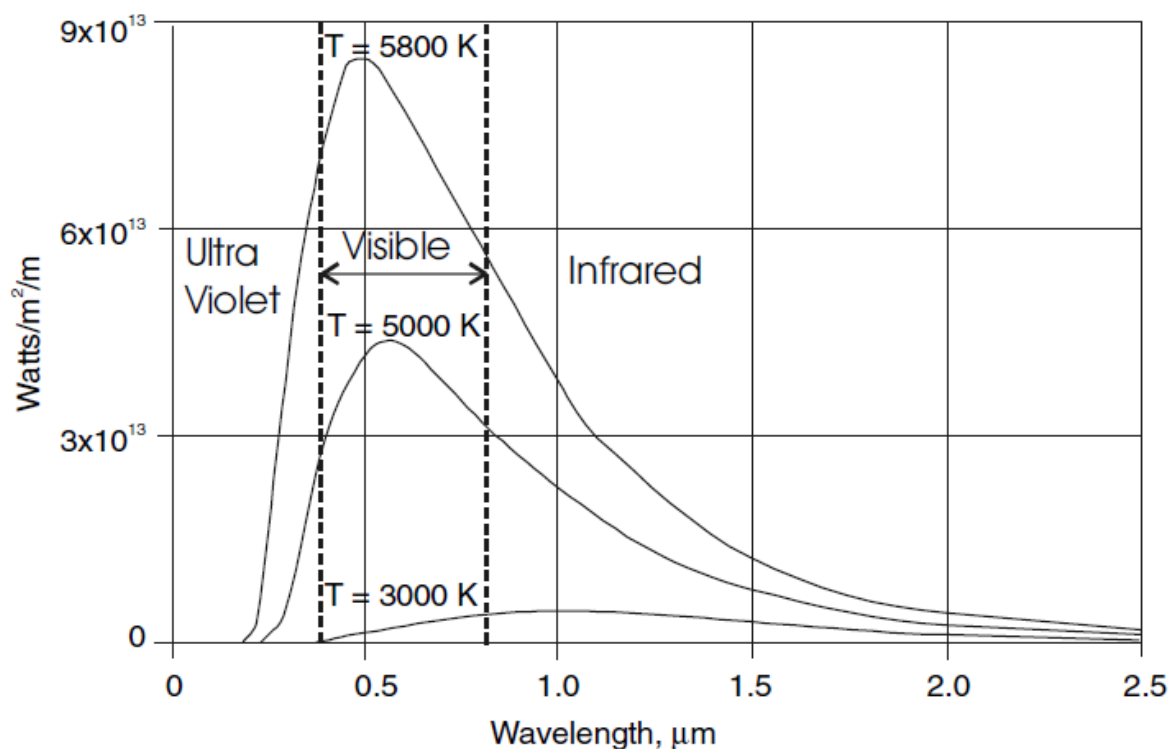
A lei de Planck, apresentada em (1), indica a densidade de energia por unidade de área w_λ , medida em $W/m^2/m$, como função do comprimento de onda λ , medido em metros, na qual h é a constante de Planck ($6,63 \cdot 10^{-34} \text{ Ws}^2$), c é a velocidade da luz no vácuo ($3 \cdot 10^8 \text{ m/s}$), k é a constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$) e T é a temperatura do corpo negro em Kelvin (K).

$$w_\lambda = \frac{2\pi hc^2 \lambda^{-5}}{hc} \frac{1}{e^{\lambda kT} - 1} \quad (1)$$

De acordo com a lei de Planck para radiação de um corpo negro, obtém-se que a maior parte da energia irradiada pelo sol encontra-se no espectro visível da luz, de comprimentos de onda de $0,4 \mu\text{m}$ a $0,7 \mu\text{m}$, como mostra a Figura 1.

A irradiância solar média que atinge a atmosfera terrestre é de 1367 W/m^2 e é conhecida como constante solar. Por conta dos efeitos da luz na atmosfera, como reflexão, refração e absorção, os raios solares atingem a superfície terrestre com perda de aproximadamente 30% de irradiância. Quando a radiação solar possui maior densidade de potência, ela atinge a superfície com densidade igual a 1000 W/m^2 . Mais especificamente, a redução de 30% da irradiância ocorre sobre a radiação solar que percorre uma distância atmosférica vertical direta até o nível do mar à qual é designada um valor de massa de ar (Air mass - AM) igual a 1.

Figura 1 – Espectro da luz sobre a superfície do sol.



Fonte: Messenger e Ventre (2010).

2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

O primeiro painel FV foi instalado em 1954 na cidade de Nova Jersey, em uma demonstração da primeira célula FV de silício. A célula possuía uma eficiência de 6% e o painel da demonstração foi utilizado para energizar uma roda gigante de brinquedo e um rádio transmissor (CHODOS, 2009). Desde essa época houve uma expressiva melhora em relação à eficiência de células FV, incluindo o uso de materiais diferentes para a produção das células. O silício cristalino, por exemplo, é utilizado na produção de células de silício policristalino, que são o tipo mais comumente utilizado. Telureto de Cádmio (CdTe) e Arseneto de Gálio (GaAs) são outros tipos de materiais utilizados na produção de células fotovoltaicas. Esses materiais possuem uma afinidade maior com espectros de frequência da luz solar diferentes do silício policristalino, absorvendo melhor radiações de outros comprimentos de onda. Células de multi-junção são formadas por várias camadas de diferentes materiais que possibilitam a absorção de uma maior parte do espectro solar, alcançando eficiências de até 47,1%, como observado na Figura 2, enquanto células de silício policristalino podem chegar a eficiência de até 23,2% (NREL, 2020).

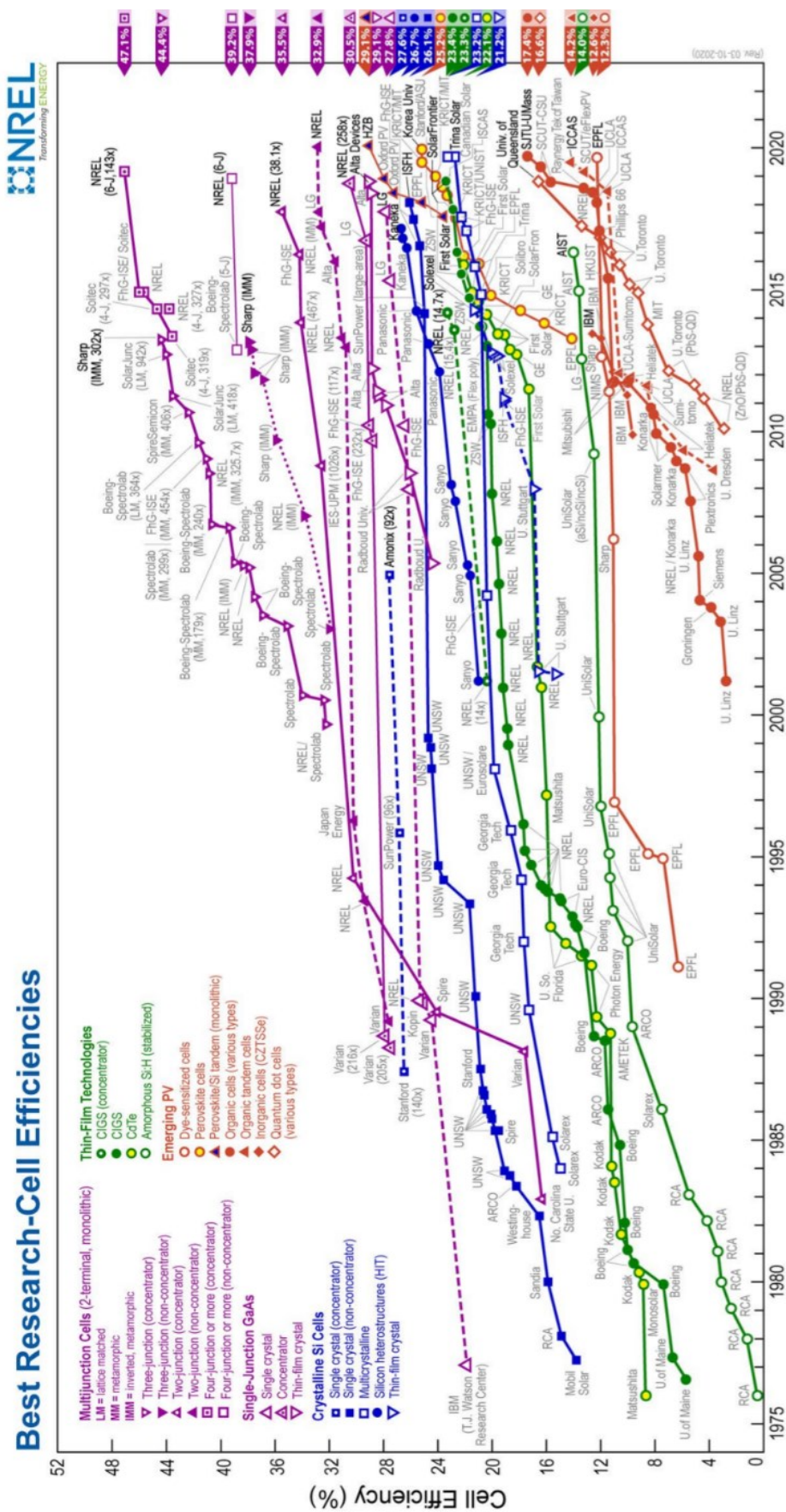
Apesar da melhora, é indispensável explorar a conversão fotovoltaica da melhor maneira possível, uma vez que a eficiência de sistemas FV ainda possui valores não muito altos em comparação a usinas hidrelétricas com eficiências maiores que 80%, por exemplo (BHANDARI *et al.*, 2015; CAUS, 2014).

O processo de conversão fotovoltaica, de forma resumida, envolve a absorção de fótons por um material semicondutor com junção p-n, e consequente geração de fluxo de elétrons, ou corrente elétrica. A junção p-n é formada por duas camadas de semicondutores dopados, ou seja, misturados com outros elementos. O tipo n é originado da dopagem do material com portadores de carga negativa e o tipo p, com portadores de carga positiva. Essa junção gera um campo elétrico que orienta o fluxo de elétrons da camada n para a camada p quando irradiação solar é fornecida ao material. Por meio de uma conexão entre as camadas p e n, conduz-se corrente elétrica, gerando potência elétrica em um período de tempo, ou seja, energia elétrica, como mostra a Figura 3.

A eficiência de absorção da energia solar depende do comprimento de onda dos fótons incidentes e do material da célula fotovoltaica, em outras palavras, da energia de banda proibida do material. A energia de banda proibida do material equivale a quantidade de energia necessária para excitar os elétrons a fim de aumentar a condutividade do material semicondutor. O espectro solar compreende frequências correspondentes a comprimentos de onda visíveis ao olho humano, de 0,4 μm a 0,7 μm , e a energia do fóton para esse alcance de comprimentos de onda é compatível com a energia de banda proibida do silício de 1,1 eV, aumentando a probabilidade de absorção de energia do fóton por este material, que é o mais utilizado em plantas fotovoltaicas (MESSENGER; VENTRE, 2010).

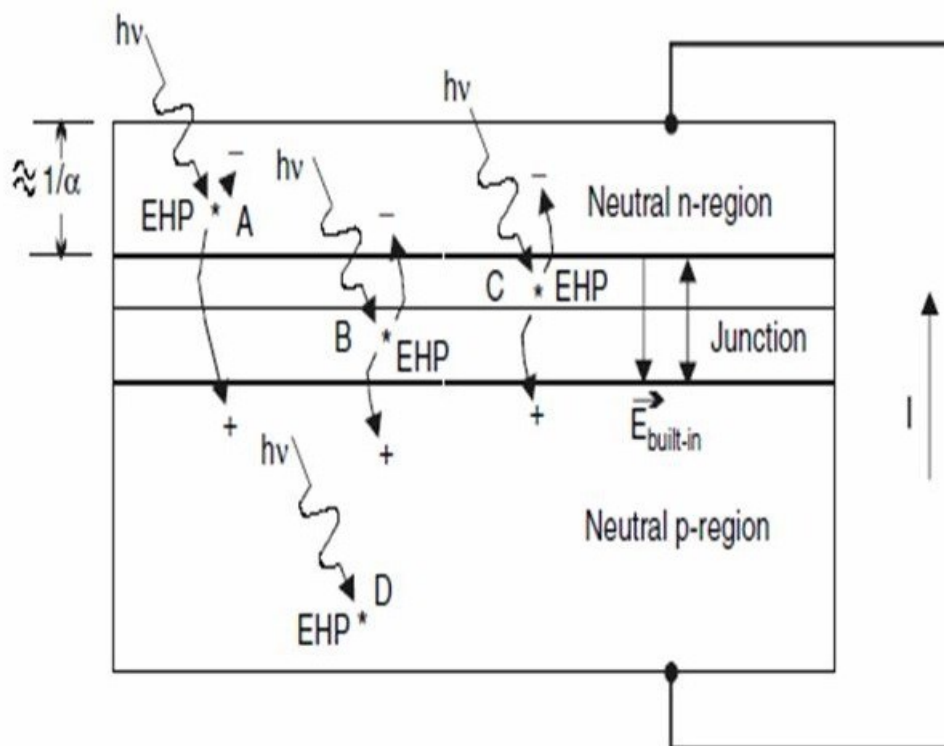
A eficiência de componentes elétricos do sistema fotovoltaico é um indicador de qualidade calculado pela razão entre a potência de saída pela potência de entrada do componente, normalmente apresentado de forma percentual (PINHO; GALDINO, 2014). Por exemplo, um processo que possui eficiência de 90% transforma nove décimos da potência de entrada em trabalho útil, com 10% da entrada perdidos no processo, ou seja, convertidos para saída “não desejada”. Segundo a segunda Lei da termodinâmica, um processo real nunca alcançará 100% de eficiência, de modo que a energia portada pela saída será menor que a portada pela entrada do processo e, na maior parte dos casos, haverá perda (MORAN *et al.*, 2010). Em uma máquina elétrica, por exemplo, parte da energia elétrica de entrada sempre será convertida, segundo a Lei de Joule, em energia térmica, caracterizando perda.

Figura 2 – Eficiências de células fotovoltaicas de diferentes tecnologias até 2020.



Fonte: NREL (2020).

Figura 3 – Junção pn com conexão externa entre camadas.



Fonte: Messenger e Ventre (2010).

Uma célula fotovoltaica de Silício policristalino, material mais utilizado comercialmente para painéis fotovoltaicos, é encontrada com eficiência de até 23,2% (BYE; CECCAROLI, 2014; NREL, 2020). Um módulo fotovoltaico é fabricado utilizando de 36 a 72 células conectadas entre si e encapsuladas no módulo sob uma camada de vidro e outra de EVA, para translucidez, proteção das células contra choques mecânicos e condicionamento térmico sobre as mesmas (MESSENGER; VENTRE, 2010). Apesar de conceder proteção, o vidro causa reflexão e se torna um fator de negativo sobre a eficiência do módulo fotovoltaico.

2.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um sistema fotovoltaico, também denominado uma planta fotovoltaica, possui uma quantidade de módulos, definida pelo projeto de implantação, distribuídos em ligações série e paralelo, conectadas a um inversor solar que é conectado à rede elétrica (no caso de sistemas conectados à rede elétrica), ou *grid-tie*, entregando energia elétrica provinda da conversão

fotovoltaica. O inversor solar é o componente responsável pela conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) utilizada pela rede elétrica de distribuição e entregue pela planta FV. Portanto, o sistema fotovoltaico possui um lado CC composto pelo gerador fotovoltaico (arranjo fotovoltaico) e um lado de CA composto pelo chamado *balance of system* (BOS), que compreende todo o sistema fotovoltaico não incluindo o gerador FV, de acordo com NBR 10899 (ABNT, 2013), ou seja, pode incluir o inversor solar, o controlador de carga, o banco de baterias, etc. A Figura 4 apresenta uma planta fotovoltaica grid-tie instalada na UTFPR câmpus Curitiba/Centro, pelo projeto de eficiência energética da universidade, junto à Companhia Paranaense de Energia – COPEL e Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

No caso do sistema utilizado neste trabalho, um sistema *grid-tie* sem armazenamento de energia, o BOS é composto pelo cabeamento elétrico e, principalmente, pelo inversor solar. Além disso, ainda sobre o sistema utilizado, o algoritmo de seguidor de ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) possui funcionamento atrelado ao inversor, de modo que o sinal elétrico de saída do inversor já compreende o tratamento do MPPT e da inversão elétrica, e a eficiência do MPPT é um dos componentes da eficiência do inversor.

Figura 4 – Sistema fotovoltaico *grid-tie* instalado na UTFPR, câmpus Curitiba/Centro.



Fonte: Projeto PEE (FARIA, 2020).

Em todos os componentes do sistema fotovoltaico, processos de conversão fotovoltaica, transferência e inversão de tensão ocorrem perdas e esses processos possuem eficiências próprias, que multiplicadas geram a eficiência do sistema fotovoltaico.

Os chamados valores nominais do módulo fotovoltaico, como tensão, corrente e potência elétrica, são concedidos após a realização de testes sob as chamadas condições padrões de testes (*Standard Test Conditions*), ou STC. As STC utilizam valores de temperatura do módulo de 25 °C, irradiância da fonte solar de 1000 W/m² e espectro correspondente a massa de ar (AM) 1,5, uma condição chamada “ideal” de funcionamento. O valor nominal de potência de saída é medido em Watts pico (W_p), indicando que esta seria a potência do módulo sob condições ideais. Quando em funcionamento, entretanto, o módulo fotovoltaico pode trabalhar sob condições nas quais chega-se a produzir valores superiores à potência nominal, normalmente por curtos períodos de tempo (NASCIMENTO *et al.*, 2020). Isso pode ocorrer por fenômenos de reflexão da luz em nuvens que auxiliam na concentração de luz solar incidente, aumentando o valor de irradiância para patamares maiores que os 1000 W/m² das STC.

Os valores STC são muito importantes pois concedem valores de referência para os cálculos das métricas de avaliação de eficiência apresentadas nas próximas seções. Na seção seguinte, descrevem-se métricas de avaliação de eficiência de uma planta fotovoltaica encontradas na literatura e são selecionadas oito métricas de maior relevância e frequência na literatura estudada. As métricas de eficiência medem a qualidade de operação e de produção da planta fotovoltaica e permitem ao consumidor avaliar a situação de sua planta fotovoltaica, podendo, inclusive, fornecer medidas aos técnicos de suporte para eventuais diagnósticos e manutenções. As métricas de eficiência permitem também realizar a comparação entre os desempenhos de diferentes plantas fotovoltaicas.

2.4 MÉTRICAS DE ANÁLISE DE EFICIÊNCIA

A eficiência de uma planta fotovoltaica é a medida de sua qualidade de operação. Dito de outra forma, a eficiência da planta representaria o quão bem os seus recursos de captação e conversão de energia estão operando. A eficiência da planta FV engloba seu desempenho, sendo uma medida mais abrangente. Enquanto o desempenho da planta apresenta apenas um dos resultados da geração fotovoltaica, a eficiência pode relatar a

qualidade de operação da planta fotovoltaica, com informações das partes específicas do sistema FV.

Diversas formas de falhas e perdas, entretanto, tenderão a afetar esta eficiência ou qualidade de operação, podendo colocar em risco ou alongar o retorno de investimento. Alguns exemplos comuns de perdas e falhas são: curto-circuito de um módulo, falha por circuito aberto, degradação de células FV, perdas por sombreamento, sujeidade e por temperatura elevada dos módulos FV (KUMAR; KUMAR, 2017).

Desta forma, a necessidade da medição de eficiência de uma planta fotovoltaica se dá pelos motivos listados a seguir, nas diferentes etapas de sua vida útil.

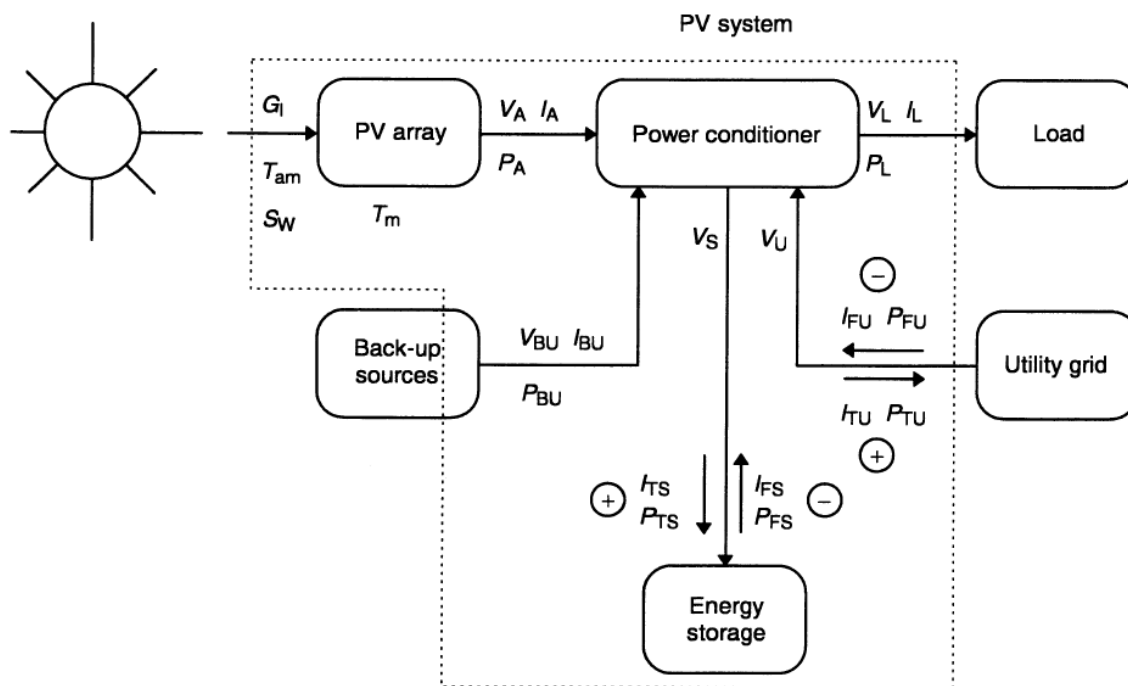
- Fase de comissionamento: a medição permite saber se o projeto foi instalado e iniciou sua operação conforme o previsto.
- Fase de operação: a medição permite saber se a planta mantém a qualidade de operação original ou precisa de manutenção.
- Fase de desmobilização: a medição permite saber se a planta deixou de ser rentável.

A norma IEC 61274 (IEC, 1998) considera um sistema fotovoltaico genérico, podendo conter fontes de *back-up* de energia, cargas e sistema de armazenamento de energia, como mostra a Figura 5. As fontes de *back-up* de energia são fontes diferentes da fotovoltaica que podem ser conectadas ao sistema a fim de alimentar o usuário quando o sistema FV está desligado, como nos períodos noturnos ou em *blackouts* de energia da rede. O sistema de armazenamento de energia, um banco de baterias, por exemplo, pode ser utilizado como fonte de *back-up* de energia.

As equações apresentadas a seguir foram adaptadas considerando um sistema fotovoltaico sem fontes de *back-up* de energia, sem sistema de armazenamento de energia e de carga não especificada. Desta forma, o efeito dessas grandezas é considerado desprezível.

No trabalho de Klise, Stein e Cunningham (2017) realiza-se um estudo sobre as métricas apresentadas na norma e no artigo de Khalid *et al.* (2016) um estudo sobre diferentes métodos de análise de eficiência encontrados na literatura é apresentado, explicitando a importância dessas métricas. As métricas de eficiência são diversas e serão explicadas nesta seção. As equações apresentadas partem da norma IEC 61724, e dos trabalhos de revisão de Kumar e Kumar (2017) e de Khalid *et al.* (2016).

Figura 5 – Diagrama de um sistema fotovoltaico genérico.



Fonte: IEC (1998).

2.4.1 Energia de Saída (E_{AC} – Energy Output)

A energia produzida pelo sistema fotovoltaico é o produto final do sistema e o que deve corresponder às expectativas do consumidor. É a medida da energia CA, medida em Watt-hora, gerada pelo sistema fotovoltaico. Para um sistema conectado à rede elétrica (sistema *grid-tie*), entende-se a energia de saída como a energia final entregue à rede da concessionária, em um dado período. Sua aproximação discretizada é calculada pela multiplicação da somatória das potências instantâneas de saída do inversor pelo período de registro das amostras, conforme formulado em (2), na qual $P_{i,ca}$ indica a potência CA instantânea medida no instante i e τ_r indica o período de registro das amostras.

$$E_{i,ca} = \tau_r \sum_{i=1}^n (P_{i,ca}) \quad (2)$$

A energia CA é gerada após a captação da energia fotovoltaica e inversão de tensão CC pelo inversor solar. O valor esperado desta medida está relacionado com o menor valor entre a potência do inversor e a potência do arranjo FV (conjunto de módulos FV em ligações série e paralelo), uma vez que, por exemplo, quando a geração fotovoltaica supera o valor

nominal do inversor, este limita sua potência de saída a seu valor nominal. Por exemplo, considera-se um período de uma hora com potências integralizadas CA amostradas a cada minuto. Com trinta amostras de 4,5 kW e trinta de 5 kW, obtém-se uma energia CA de 4,75 kWh, como apresentado em (3).

$$E_{i,ca} = \frac{1}{60} [(30 \cdot 4,5) + (30 \cdot 5)] = 4,75 \text{ kWh} \quad (3)$$

As métricas de produtividade, a taxa de desempenho (ou *Performance Ratio*) e o fator de capacidade são também chamados de índices de mérito (STEDILE; TONIN; URBANETZ JUNIOR, 2018). Eles estão presentes em vários estudos de desempenho de plantas fotovoltaicas e permitem a comparação entre plantas fotovoltaicas de diferentes estruturas e diferentes localizações, além de avaliar a operação do sistema fotovoltaico (BENEDITO, 2009; RAMPINELLI, 2010; ALMEIDA, 2012).

2.4.2 Produtividade (*Yield*)

A produtividade é um valor de energia referenciado por uma potência e pode ser referente ao sistema fotovoltaico, ao arranjo fotovoltaico ou à irradiação solar. É calculada pela razão entre energia produzida (E) e potência nominal (P_n) do componente (IEC, 1998), como representado em (4).

$$Y = \frac{E}{P_n} \quad (4)$$

A produtividade é uma relação entre as grandezas físicas de Watt-hora e Watts, portanto, pode ser medida em unidade de tempo, mais comumente em horas, sendo o tempo relacionado ao período de abrangência da medida de energia, ou seja, caso seja utilizada a energia referente a um dia de medição, o valor de produtividade possuirá grandeza física de horas/dia. O valor da produtividade indica a quantidade de horas necessárias para que a mesma quantidade de energia de saída medida em um período seja produzida, trabalhando-se em potência nominal. A produtividade permite comparar sistemas fotovoltaicos diferentes instalados em uma mesma região, uma vez que referencia a produção individual de cada sistema em relação à sua potência nominal, e pode ser calculada para períodos diferentes, sendo mais encontrada com valores diários, mensais ou anuais (KHALID *et al.*, 2016).

Sistemas comparados pela produtividade devem estar sob mesmas condições climáticas para garantir que as interferências externas à produção das plantas FV sejam as mais próximas possíveis. A produtividade é utilizada nos cálculos da *Performance Ratio* do sistema e de perdas do sistema, particularmente as medidas de produtividade chamadas produtividade de referência, produtividade do arranjo FV e produtividade final do sistema.

2.4.2.1 Produtividade de Referência (Y_r – *Reference Yield*)

A produtividade de referência do sistema é a relação da irradiação solar (H) medida em um período pela irradiância nas condições STC (G_0) de 1000 W/m², ou seja, entende-se por uma relação entre energia e potência, como apresentado em (5).

$$Y_r = \frac{H}{G_0} \quad (5)$$

Nota-se que o cálculo de irradiação é análogo ao de energia de saída, ou seja, a irradiação é dada pela somatória das irradiâncias incidentes multiplicada pelo período de registro das amostras, como apresentado em (6).

$$H = \tau_r \sum_{i=1}^n (G_i) \quad (6)$$

Neste caso, especificamente, a relação entre energia e potência é calculada entre a irradiação H e a irradiância G_0 , que são medidas em relação à área, em grandezas de Wh/m² e W/m², respectivamente, mas cuja divisão resulta na mesma grandeza de produtividade que é o tempo.

Analogamente ao cálculo da produtividade, a produtividade de referência representa a quantidade de horas necessárias para a irradiância de 1000 W/m² gerar energia equivalente à irradiação medida, ou seja, representa a produtividade máxima em que o sistema poderia operar caso conseguisse capturar toda irradiação incidente, uma vez que a irradiância G_0 equivale às condições padrão de teste sob as quais é medida a potência nominal dos módulos FV.

Por exemplo, considera-se um local cuja irradiação no período de um dia é de 5 kWh/m². Sendo a irradiância de STC igual a 1 kW/m², a produtividade de referência do local é de 5 h/dia, ou seja, se a irradiância no local se mantivesse em 1000 W/m², bastaria um

período de 5 horas para que a irradiação do local se igualasse à irradiação total medida no dia considerado.

2.4.2.2 Produtividade do arranjo FV (Y_A – *Array Yield*)

A produtividade do arranjo fotovoltaico (conjunto de módulos conectados entre si por ligações série e/ou paralelo) é a relação entre energia CC (E_{CC}) produzida pelo arranjo fotovoltaico, calculada com as potências CC de saída do arranjo FV de forma análoga à energia CA de saída do sistema FV, e sua potência nominal (P_n), calculada pela soma das potências nominais dos módulos fotovoltaicos do arranjo FV. O cálculo da produtividade final é apresentado em (7).

$$Y_A = \frac{E_{CC}}{P_n} \quad (7)$$

Por exemplo, considera-se um arranjo fotovoltaico que gera uma energia CC de 36 kWh no período de um dia. Caso a potência nominal do gerador fotovoltaico do sistema seja equivalente à 4,5 kW, a produtividade do arranjo FV é de 8 horas/dia, ou seja, seria necessário que o arranjo trabalhasse por 8 horas ininterruptas em potência nominal de 4,5 kW para gerar a mesma energia medida no arranjo real do período de um dia.

2.4.2.3 Produtividade Final do Sistema (Y_f – *Final Yield*)

A produtividade final do sistema fotovoltaico é a relação entre energia CA (E_{CA}) entregue pelo sistema fotovoltaico e a potência nominal do gerador FV (P_n). O cálculo da produtividade final é apresentado em (8). A produtividade final do sistema é utilizada para comparar plantas FV diferentes em um mesmo período, sob condições climáticas semelhantes. Como as energias produzidas pelos sistemas são referenciadas em relação a suas potências nominais, ou seja, a seus potenciais de produção, as produtividades permitem comparar as diferentes gerações entre as plantas FV. Além disso, pode ser uma medida para analisar a produção de uma única planta, permitindo analisar a geração em relação a seu potencial de geração.

$$Y_f = \frac{E_{CA}}{P_n} \quad (8)$$

Por exemplo, considera-se um sistema fotovoltaico que gera uma energia CA de 27 kWh no período de um dia. Caso a potência nominal do gerador fotovoltaico do sistema seja equivalente à 4,5 kW, a produtividade final do sistema fotovoltaico seria de 6 horas/dia, ou seja, o sistema precisaria trabalhar por 6 horas ininterruptas sob potência nominal de 4,5 kW para gerar a mesma quantidade de energia medida no sistema real do período de um dia. Adicionalmente, a produtividade pode ser utilizada como referência de produção de um local, para avaliação de instalação de plantas fotovoltaicas em um mesmo local (KHALID *et al.*, 2016).

2.4.3 Taxa de Desempenho (PR – *Performance Ratio*)

A taxa de desempenho, ou *Performance Ratio* (PR), é uma das medidas de eficiência mais presentes na literatura (KHALID *et al.*, 2016; RAMANAN; MURUGAVEL; KARTHICK, 2019; LELOUX; NARVARTE; TREBOSC, 2012; UEDA *et al.*, 2009; REICH *et al.*, 2012; NASCIMENTO *et al.*, 2020). Ela é um fator de qualidade da planta fotovoltaica que indica o desempenho global da planta e a intensidade de perdas (PINHO; GALDINO, 2014). É calculada pela relação entre a produtividade final (produtividade real) do sistema FV, Y_f , e a produtividade de referência (produtividade teórica sem perdas), Y_r , em um dado período, como apresentado em (9).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (9)$$

Em outros termos, é calculado pela relação entre os valores de energia de saída do sistema fotovoltaico e energia solar incidente, referenciados em relação a suas potências em STC (P_n/G_0), ou seja, o valor nominal da potência do arranjo fotovoltaico e a irradiância de 1000 W/m² da STC. Alternativamente, esta medida de eficiência pode ser computada para um dado instante, atribuindo o tempo de amostragem ao período da medida no cálculo de PR, de modo que essa medida instantânea apresenta maior utilidade em situações que focam no estudo de uma planta fotovoltaica específica, ao invés da comparação entre diferentes plantas (WOYTE *et al.*, 2014). A PR pode ser utilizada para comparar dois sistemas

fotovoltaicos diferentes em relação ao desempenho de produção. Para isso, costuma-se realizar medições de período de um ano ou mais para amenizar os efeitos de sazonalidade do local. É possível comparar diferentes sistemas em períodos menores que um ano caso trabalhem sob condições mais próximas de sazonalidade, assim como a comparação entre produtividades. Esta métrica pode, também, ser utilizada para avaliar o desempenho de uma planta fotovoltaica única e é empregada deste modo na seção de experimentação. A *Performance Ratio* pode ser calculada também como a divisão da relação das energias do sistema pela relação das potências nominais, como calculado em (10).

$$PR = \frac{E_{CA}/H}{P_n/G_0} \quad (10)$$

Essa divisão representa a conversão de energia medida do sistema, de irradiação solar para energia elétrica (E_{CA}/H), dividida pela constante de conversão de irradiância em potência elétrica medida em STC, ou seja, uma constante que indica uma conversão próxima à máxima capacidade de conversão do sistema (P_n/G_0).

Por exemplo, considera-se um sistema fotovoltaico com produtividade final de 6 horas e produtividade de referência de 7,5 horas, resultado de uma irradiação de 7,5 kWh no mesmo período considerado no cálculo da produtividade final. A *Performance Ratio* do período considerado é de 0,8, indicando a existência de perdas no sistema, uma vez que o resultado é diferente da unidade, mas que possivelmente não fujam de perdas normais do sistema considerando que o resultado indica um bom funcionamento para sistemas fotovoltaicos atuais (REICH *et al.*, 2012). Perdas normais do sistema são perdas como as resultantes de conversão fotovoltaica, perdas por degradação, perdas por sombreamento natural, entre outras, e são esperadas em qualquer sistema fotovoltaico. A normatização das energias realizada nos cálculos de produtividade possibilita que o valor de PR situe-se entre 0 e 1.

A *Performance Ratio* é afetada pelas diversas perdas que ocorrem na planta fotovoltaica geradas por fatores como a temperatura dos módulos, sujidade, perdas em cabeamento e degradação dos componentes.

Como a PR utiliza a produtividade de referência em seu cálculo, o sombreamento natural, diferente do sombreamento parcial, não é considerado uma perda do sistema FV, uma vez que causa uma diminuição proporcional às produtividades de referência e final. Em

um dia nublado, por exemplo, de baixa irradiação direta, caso o sistema fotovoltaico esteja funcionando corretamente, a PR indicará o bom funcionamento do sistema, já que sua qualidade de produção está apropriada em relação à quantidade de irradiação solar disponível. A PR média de um sistema fotovoltaico em bom funcionamento é de 80% (REICH *et al.*, 2012). Em caso de PR do sistema indicar um valor abaixo dos 80% é possível que o sistema esteja sob influência de uma falha como sombreamento não natural, sujidade, falhas em cabeamento, curto-circuito ou circuito-aberto, ou degradação dos módulos (MARION *et al.*, 2005). A PR é comumente calculada com dados anuais de uma planta fotovoltaica de modo a diminuir os efeitos causados pelas diferentes condições ambientais de cada estação do ano e permitir uma comparação entre sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes locais (NASCIMENTO *et al.*, 2020). A temperatura influencia a produção do sistema fotovoltaico e é um elemento que afeta a PR, uma vez que, para um mesmo valor de irradiância, um módulo com temperatura mais alta produzirá menos que outro de temperatura mais baixa (AMR *et al.*, 2019). Um módulo fotovoltaico, sob mesma intensidade luminosa de outro, poderá ter temperatura mais baixa quando melhor ventilado ou quando o ambiente estiver sob temperaturas baixas. Ainda assim, um módulo FV, ou mesmo um arranjo FV, podem se encontrar sob situações de aquecimento anormal. Entre causas de aquecimento anormal do módulo fotovoltaico estão o sombreamento parcial, falhas de conexão de cabeamento ou entre células, e rachaduras do módulo (DHIMISH *et al.*, 2017).

A *Performance ratio* pode ser calculada para um dado instante, como apresentado no relatório da tarefa 13 do programa de sistemas fotovoltaicos de potência (*Photovoltaic Power Systems Programme – PVPS*), e é indicado pelo símbolo em letras minúsculas, *pr* (NORDMANN; VAN SARK; GREEN, 2014). Essa métrica permite analisar o comportamento da planta fotovoltaica por um viés diferente do padrão e auxilia na detecção de falhas da planta. A *pr* é calculada pela Equação 11.

$$pr = \frac{P_{CA}/G_I}{P_n/G_0} \quad (11)$$

A variável P_{CA} é a potência instantânea CA, medida na saída do inversor e G_I é a irradiância incidente instantânea. Ou seja, as medidas de energia de PR são substituídas por seus valores de potências instantâneas correspondentes.

2.4.4 Taxa de Desempenho Corrigida pelo Clima (PR_{corr} – *Weather-corrected Performance Ratio*)

A taxa de desempenho corrigida pelo clima PR_{corr} , ou *Weather-corrected Performance Ratio* PR_{corr} , representa o desempenho global do sistema fotovoltaico atenuando os efeitos da sazonalidade climática sobre a planta fotovoltaica. Essa métrica é apresentada no relatório técnico TP-5200 do laboratório nacional de energias renováveis dos Estados Unidos (*National Renewable Energy Laboratory – NREL*) (DIERAUF *et al.*, 2013), no qual uma métrica de PR modificada é proposta com correções sob as variações climáticas que afetam a temperatura do módulo FV, como temperatura ambiente, vento e irradiância.

A Equação 12 mostra a equação proposta,

$$PR_{corr} = \frac{\sum_i EN_{CA,i}}{\sum_{i=1}^n \left[P_{STC} \left(\frac{G_{POA,i}}{G_{STC}} \right) \left(1 - \frac{\delta}{100} (T_{cell_typ_avg} - T_{cell,i}) \right) \right]} \quad (12)$$

A variável $EN_{CA,i}$ corresponde à geração de energia CA medida em um período i , P_{STC} e G_{STC} são a potência do arranjo FV e irradiância de STC, $G_{POA,i}$ é a irradiância medida no plano do arranjo, δ é o coeficiente de potência por temperatura dos módulos fotovoltaicos (%/°C), $T_{cell_typ_avg}$ é a temperatura média da célula fotovoltaica calculada a partir de um ano de dados climáticos do local (° C), e $T_{cell,i}$ é a temperatura da célula FV calculada a partir de dados meteorológicos do local de instalação da planta fotovoltaica (° C).

A $T_{cell_typ_avg}$ é calculada pela Equação 13, na qual $G_{POA_typ,j}$ corresponde à irradiância medida no plano do arranjo FV por hora j [W/m^2], baseada em valores históricos do local de instalação da planta FV, e $T_{cell_typ,j}$ corresponde à temperatura de operação da célula FV por hora j .

$$T_{cell_typ_avg} = \frac{\sum_{j=1}^n [G_{POA_typ,j} \times T_{cell_typ,j}]}{\sum_{j=1}^n [G_{POA_typ,j}]} \quad (13)$$

A temperatura da célula FV (T_{cell}) pode ser calculada pela Equação 14, na qual T_m corresponde à temperatura da superfície traseira dos módulos FV (° C), G_{POA} corresponde à irradiância medida no plano do arranjo FV, G_{STC} corresponde à irradiância de STC ($1000 W/m^2$) e ΔT_{cnd} corresponde à queda de temperatura por condução do módulo FV.

$$T_{cell} = T_m + \left(\frac{G_{POA}}{G_{STC}} \right) \Delta T_{cnd} \quad (14)$$

A queda de temperatura por condução (ΔT_{cnd}) foi calculada empiricamente por King, Boyson e Kratochvil (2004), e é apresentada no Quadro 2.

Quadro 2 – Coeficientes de queda de temperatura em módulos fotovoltaicos.

Module Type	Mount	a	b	ΔT_{cnd} (°C)
Glass/cell/glass	Open rack	-3.47	-0.0594	3
Glass/cell/glass	Close-roof mount	-2.98	-0.0471	1
Glass/cell/polymer sheet	Open rack	-3.56	-0.0750	3
Glass/cell/polymer sheet	Insulated back	-2.81	-0.0455	0
Polymer/thin-film/steel	Open rack	-3.58	-0.1130	3

Fonte: KING; KRATOCHVIL; BOYSON (2004).

A temperatura da superfície traseira dos módulos FV (T_m) é calculada por meio da Equação 15, na qual G_{POA} corresponde à irradiância medida no plano do arranjo FV, T_a corresponde à temperatura ambiente (° C), WS corresponde à velocidade do vento medida de uma altura de 10 m (m/s), a é uma constante empírica referente ao aumento de temperatura do módulo FV em relação à radiação solar, e b é uma constante empírica referente ao efeito da velocidade do vento sob a temperatura do módulo FV, medida em segundos por metro [s/m]. Os valores das constantes empíricas a e b são apresentados no Quadro 2.

$$T_m = G_{POA} [e^{(a-b*WS)}] + T_a \quad (15)$$

Com a métrica de PR_{corr} é possível medir um valor de PR com período de monitoramento menor que um ano e adquirir um valor representativo e próximo do valor de *Performance Ratio* anual médio. Entretanto, para esse cálculo ainda são necessárias informações históricas de pelo menos um ano da temperatura do local a ser estudado. Isso representa uma vantagem em relação ao cálculo padrão de PR no período de um ano, mas exige informações ausentes neste trabalho. Assim, o *Performance Ratio* corrigido em temperatura não foi utilizado para este trabalho.

2.4.5 Índice de Desempenho (PI – *Performance Index*)

O índice de desempenho, ou *Performance Index* P_i , é uma métrica apresentada no artigo de Townsend *et al.* (1994). Esta métrica é calculada pela relação entre a energia produzida pelo sistema fotovoltaico e a energia esperada. A energia esperada de produção depende da potência nominal do gerador fotovoltaico multiplicada por diversos ajustes de irradiância, temperatura dos módulos, degradação, sujidade e perdas de *balance of system*, como apresentado na Equação 16.

$$P_i = \frac{E_{CA}G_{STC}}{P_0H(TA)(DA)(SA)(BOSA)} \quad (16)$$

A variável E_{CA} é a energia CA produzida, H é a irradiação medida no mesmo período, G_{STC} é a irradiância de STC de 1000 W/m², P_0 é a potência nominal do gerador FV, TA (*temperature adjustment*) é o fator de ajuste de temperatura, DA (*degradation adjustment*) é o fator de ajuste de degradação, SA (*soiling adjustment*) é o fator de ajuste de sujidade, e $BOSA$ (*balance of system adjustment*) é o fator de ajuste de BOS. Os ajustes podem ser calculados de acordo com as Equações 17, 19, 20 e 21.

$$TA = \left(1 + \beta(\overline{T_{mod}} - T_{mod,PTC}) \right) \quad (17)$$

Em (17), β representa o coeficiente térmico do módulo fotovoltaico (1/° C), $\overline{T_{mod}}$ representa a média da temperatura do módulo FV ponderada pela potência, conforme calculada pela Equação 18, e $T_{mod,PTC}$ representa a temperatura do módulo FV em condições padrão do projeto PVUSA (*Photovoltaics for Utility Scale Applications*). As PTC (*PVUSA test conditions*) consistem em testes com 1000 W/m² de irradiância, 20° C de temperatura ambiente, e velocidade do vento de 1 m/s a 10 metros de altura, em relação ao solo.

$$\overline{T_{mod}} = \frac{\sum_i(P_i T_{mod,i})}{E} \quad (18)$$

Em (18), P_i é a potência do módulo FV medida no intervalo i , $T_{mod,i}$ é a temperatura do módulo FV medida no mesmo intervalo i , e E equivale à energia medida no período total considerado.

A Equação 19 representa o cálculo do fator de ajuste de degradação, na qual $P_{n,act}$ é a medida máxima de potência do arranjo FV atual, após a degradação dos módulos, e $P_{n,0}$ é a medida máxima de potência do arranjo FV inicial, no período de início da operação da planta.

$$DA = \frac{P_{n,act}}{P_{n,0}} \quad (19)$$

A Equação 20 representa o cálculo do fator de ajuste de sujidade, na qual P_{soiled} é a medida de potência do arranjo FV com sujidade, e $P_{0,cleaned}$ é a potência do arranjo sem sujidade.

$$SA = \frac{P_{soiled}}{P_{0,cleaned}} \quad (20)$$

A Equação 21 representa o cálculo do fator de ajuste de *balance of system*, no qual L_{BOS} representa as perdas de BOS, que será apresentada em (31).

$$BOSA = 1 - (L_{BOS}) \quad (21)$$

A métrica foi utilizada pelo projeto PVUSA afim de auxiliar os operadores da planta da cidade de Davis a monitorar e identificar plantas que não estivessem operando apropriadamente (SCHWARZENEGGER, 2007). O PI tem por objetivo eliminar o efeito de perdas provindas de fatores ambientais que afetam o sistema FV, como sujidade, de modo a representar apenas as perdas ditas inevitáveis do sistema FV. No artigo de Leloux, Narvarte e Trebosc (2012) ambos PR e P_i são utilizados para avaliar o desempenho de um total de 6868 plantas FV de diferentes tecnologias na França, no período de um ano. No trabalho os autores optam por adaptar o cálculo de P_i para a equação apresentada em (22).

$$P_i = \frac{\text{Energy Produced}}{\frac{P_{STC}}{G_{STC}}} \int G(1 - \Delta P_{STC}) \left(1 - \Delta \frac{P_{CC}}{CA}\right) dt \quad (22)$$

A variável ΔP_{STC} representa as perdas térmicas de potências das células FV por conta das temperaturas de operação das células, que é diferente dos 25° C de STC, e $\Delta P_{CC/CA}$ representa as perdas de conversão por conta do inversor.

O P_i é apresentado como uma métrica mais útil que a *Performance Ratio*, uma vez que elimina as variações do índice resultantes da temperatura do módulo que varia no ano e das perdas de inversão de tensão, o que causa com que, diferente da PR, o *Performance Index* tenha um valor mais consistente por todo o ano. Entretanto, os ajustes sugeridos pelo cálculo da métrica podem criar a necessidade de métodos e instrumentos de monitoramento não presentes no sistema de monitoramento utilizado na seção de experimentação. Assim, o *Performance Index* não foi utilizado para este trabalho.

2.4.6 Fator de Capacidade (CUF – *Capacity Utilization Factor*)

O fator de capacidade indica a relação da energia produzida pelo sistema fotovoltaico (E_{CA}) e a energia máxima teórica produzida em um dado período nas condições STC. Pode-se interpretar também como a relação da produtividade final do sistema (Y_f) e o período total de monitoramento. A Equação 23 apresenta o cálculo do fator de capacidade para o período de um ano. Para o cálculo para o período de um dia, deve-se dividir a produtividade final do período de um dia por 24 (horas).

$$CUF = \frac{Y_{f,a}}{24 \cdot 365} = \frac{E_{ac,a}}{P_{mp(rated)} \cdot 8760} \quad (23)$$

Por exemplo, considera-se um período de um dia com uma produtividade final equivalente a 6 horas. Para esse sistema, obtém-se um fator de capacidade de 0,25.

O fator de capacidade permite também comparar a produção de diferentes fontes energéticas. De acordo com o relatório de custos de geração de produção renovável de 2018 da Agência Internacional de Energias Renováveis (*International Renewable Energy Agency* - IRENA), os fatores de capacidades globais ponderados foram de 47% para energia hidrelétrica, enquanto a energia solar fotovoltaica teve fator de capacidade de 18%. De acordo com Benedito (2009), o CUF no Brasil varia entre 13% e 18%.

É uma métrica menos presente na literatura relacionada à geração fotovoltaica, entretanto é indicada como uma métrica de avaliação de eficiência importante no manual de engenharia fotovoltaica, uma vez que auxilia na avaliação econômica do custo de produção

do sistema fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014). A Equação 24, apresentada no trabalho de Nakabayashi (2014, *apud* ZILLES, OLIVEIRA, 1999), é utilizada para calcular o custo de geração de energia solar fotovoltaica para uma planta baseado no seu fator de capacidade.

$$C = \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + OM \right] \frac{II}{87,6 CUF} \quad (24)$$

C equivale ao custo da energia produzida, OM equivale a porcentagem anual do investimento inicial para operação e manutenção, II equivale ao investimento inicial, r à taxa de desconto e n equivale à vida útil do projeto, em anos.

2.4.7 Eficiências Específicas

A norma IEC 61274 define métodos para medir a eficiência do arranjo fotovoltaico, do balanço do sistema (*balance of system* - BOS), ou seja, dos componentes do sistema FV com exceção dos módulos FV, e do sistema fotovoltaico como um todo. As eficiências são calculadas pela relação entre energias de saída e de entrada do componente correspondente com valores de 10 a 20% para o arranjo fotovoltaico, e perto de 95% para a inversão realizada pelo inversor solar, componente do BOS.

2.4.7.1 Eficiência do Arranjo Fotovoltaico (η_A - *Array Efficiency*)

A eficiência do arranjo fotovoltaico é a medida percentual que indica a qualidade da conversão de energia solar (irradiação) incidente ao plano do arranjo fotovoltaico em energia elétrica, pelo conjunto de módulos fotovoltaicos que compõem o arranjo, ou *array*, em um período. Trata-se de uma média em relação à eficiência de cada módulo FV dentro do período de monitoramento. Uma medida de $\eta_A = 100\%$ indicaria que toda irradiação incidente seria capturada e que não haveria perda ou desperdício algum na conversão fotovoltaica no período analisado. Alternativamente, esta medida de eficiência pode ser computada para um dado instante, considerando o tempo de amostragem igual ao período de registro da medida.

O processo de conversão de energia solar possui tipicamente baixa eficiência. Por exemplo, a especificação do módulo MaxPower CS6U-330P da Canadian Solar aponta uma eficiência máxima de 16,97%. A medida de η_A é calculada conforme formulação apresentada em (25), de forma que $\eta_{Amean,r}$ representa a média da eficiência no período considerado, $E_{A,r}$

representa a energia produzida pelo arranjo fotovoltaico no mesmo período, A_a representa a área total da superfície do arranjo fotovoltaico, τ_r representa o período de registro de amostra dos sinais medidos e G_I representa a irradiância incidente no arranjo FV, de modo que sua somatória equivale à irradiação para o período considerado.

$$\eta_{Amean,\tau} = \frac{E_{A,r}}{(A_a \tau_r \sum_{I=1}^n (G_I))} \quad (25)$$

O valor de $\eta_{Amean,\tau}$ deve ficar abaixo, ou no máximo igual, à média da eficiência máxima dos módulos que compõem o arranjo correspondente (dados do fabricante), uma vez que estes são medidos sob condições STC. Fatores que afetam a eficiência do arranjo FV incluem a temperatura dos módulos, sujidade, perdas em cabeamento, degradação dos componentes e efeitos ópticos da luz, como reflexão da luz na superfície do módulo e absorção efetiva dos fótons.

Por exemplo, considera-se uma planta fotovoltaica com dez módulos de 330 Wp que recebe uma irradiação incidente de 6 kWh/m² no período de um dia. A área da superfície do módulo fotovoltaico é de 2 m², assim, o arranjo fotovoltaico possui área total de 20 m² e recebe um total de 120 kWh de energia solar durante esse dia. Se a energia produzida pelo arranjo fotovoltaico, ou seja, a energia CC do arranjo, antes de passar pelo inversor solar, for de 18 kWh, a eficiência diária do arranjo FV equivale a 15%.

2.4.7.2 Eficiência do Inversor (η_{inv} – *Inverter Efficiency*)

A eficiência do inversor é a medida percentual média que indica a relação da energia elétrica CA de saída do inversor (E_{CA}) com a energia elétrica CC de entrada (E_{CC}), em um dado período de tempo, como apresentado em (26).

$$\eta_{inv}(\%) = \frac{E_{CA}}{E_{CC}} \cdot 100 \quad (26)$$

Alternativamente, esta medida de eficiência pode ser computada para um dado instante, considerando o período da medida igual ao tempo de registro de amostra e, assim, realizando uma relação entre os valores de potências de entrada e saída do inversor, como apresentado em (27).

$$\eta_{inv} = \frac{P_{CA,out}}{P_{CC,in}} \quad (27)$$

O valor máximo teórico, medido sobre condições STC, é informado pelo fabricante no datasheet do produto. Para plantas fotovoltaicas conectadas à rede elétrica, cujos inversores solares podem ter o algoritmo de rastreador de ponto de máxima potência (MPPT – maximum power point tracker) acoplado ao inversor, a eficiência do inversor engloba a eficiência do MPPT.

Por exemplo, considera-se um inversor solar de 5 kW de potência nominal. Em um período de um dia foi medida energia de saída do inversor equivalente a 25,92 kWh e energia de entrada do inversor equivalente a 27 kWh. Assim, a eficiência do inversor do dia é de 96%. Para um certo momento, quando a potência de saída do inversor for de 4,6 kW e potência de entrada for de 4,8 kW, a eficiência do inversor neste instante equivale a 96%.

2.4.7.3 Eficiência do Sistema (η_{sys} – *System Efficiency*)

A eficiência do sistema FV é a medida percentual média que, para um sistema FV grid-tie, indica a relação entre a energia que é injetada na rede da concessionária (E_{CA}) e a energia capturada pelo arranjo FV, em um dado período. Alternativamente, esta medida de eficiência pode ser computada para um dado instante, considerando o período da medida igual ao tempo de registro de amostra. Pode ser calculada pela multiplicação das eficiências do arranjo FV e do inversor, como apresentado em (28), na qual η_{LOAD} indica a eficiência da carga do sistema. Para um sistema grid-tie sem baterias, a eficiência da carga é equivalente à eficiência do inversor, como apresentado em (29).

$$\eta_{sys} = \eta_{Amean,\tau} \eta_{LOAD} \quad (28)$$

$$\eta_{LOAD} = \frac{E_{use,\tau}}{E_{in,\tau}} = \frac{E_{CA,m}}{E_{CC,m}} = \eta_{inv} \quad (29)$$

Por exemplo, para um dado período, considera-se o valor médio de eficiência do arranjo FV de 15% e eficiência do inversor solar de 96% para o mesmo período, obtém-se um valor de eficiência do sistema de 14,4%. O cálculo para um dado instante de tempo pode ser feito de maneira análoga.

Diferentemente de PR, η_{Sys} representa a eficiência total da conversão da energia solar em energia elétrica, consequente das eficiências de todos os componentes do sistema. O fator G_0/P_0 de PR pondera o resultado da conversão de energia considerando a capacidade de conversão de STC. Assim, se uma planta fotovoltaica produzisse o valor padronizado de energia, de acordo com os manuais de todos os componentes do sistema, PR seria igual a 100%, enquanto η_{Sys} , considerando um sistema *grid-tie* sem baterias, com dados de fabricante de $\eta_{A,0}=16\%$ e $\eta_{\text{inv},0}=96\%$, por exemplo, seria igual a 15,36%.

2.4.8 Perdas de Captura do Arranjo Fotovoltaico (L_C – *Array Capture Loss*)

A norma IEC 61724 define valores de perdas do sistema referenciados pelas horas de produção do sistema, que são calculados por diferenças entre valores de produtividades. L_C representa as perdas decorrentes do processo de captura de energia solar pelo arranjo fotovoltaico, em um dado período. Essa métrica engloba perdas por fenômenos de reflexão da luz, perdas por sujeira no módulo fotovoltaico, perdas por temperatura dos módulos, perdas na conversão fotovoltaica, entre outras. A L_C afeta negativamente a *Performance Ratio*, de modo que quanto maior a perda de captura, menor a PR da planta FV. A perda de captura L_C , de acordo com a norma IEC 61724 é calculada pela diferença entre a produtividade de referência (Y_r) e produtividade do arranjo FV (Y_A), como apresentado na Equação 30.

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (30)$$

Desse modo, o valor é representado de forma referenciada, uma vez que os valores de produtividades são valores de energia referenciados em relação à potência nominal, dados em horas. O L_C indica a quantidade de horas de produção perdidas, em um dado período. Por exemplo, considera-se um período de um dia no qual obteve-se um Y_r igual a 8 horas/dia e um Y_A igual a 6 horas/dia. Assim, as perdas de captura equivalem a 2 horas/dia.

2.4.9 Perdas do *Balance of System* (L_{BOS} – *Balance of System Loss*)

O L_{BOS} representa as perdas que ocorrem após o processo de captura e conversão da energia solar na planta fotovoltaica até a entrega da energia CA à rede elétrica, para um

sistema *grid-tie*, em um dado período. Envolvem perdas de cabeamento, perdas no inversor, perdas térmicas dos componentes do sistema, entre outras. As perdas do BOS equivalem às perdas de sistema L_{Sys} da norma IEC 61724. Optou-se por essa denominação, presente em artigos como de Khalid *et al.* (2016), devido à diferença entre os “sistemas” aos quais η_{Sys} e L_{Sys} fazem referência. Enquanto a primeira é relacionada ao sistema completo, L_{Sys} mede as perdas que ocorrem após o gerador FV, ou seja, no BOS. A perda do BOS é calculada pela diferença entre a produtividade do arranjo FV e produtividade final do sistema fotovoltaico, como apresentado na Equação 31.

$$L_{BOS} = Y_A - Y_f \quad (31)$$

L_{BOS} indica a quantidade de horas de produção perdidas por conta do BOS, em um dado período, e afeta negativamente a *Performance Ratio*, de modo que, quanto maior a perda de BOS, menor a taxa de desempenho da planta FV. Por exemplo, considera-se um período de um dia no qual obteve-se um Y_A igual a 6 horas/dia e um Y_f igual a 4 horas/dia. Assim, as perdas de captura equivalem a 2 horas/dia.

2.5 DISCUSSÃO SOBRE O CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada a fundamentação teórica da geração fotovoltaica e das métricas de análise de eficiência. Os objetivos da análise de eficiência são:

- Dispor de medidas sobre a qualidade da planta fotovoltaica em termos de desvios ou degradações ao longo de sua vida útil frente a suas características de operação originais (ou seja, quando de seu comissionamento ou planejamento).
- Dispor de medidas que indiquem a qualidade da planta em termos de provimento da produção de energia frente ao seu planejamento.
- Dispor de medidas que indiquem a qualidade da planta em termos de perdas.
- Dispor de medidas que indiquem a qualidade da planta em termos de sua eficiência.

No próximo capítulo é apresentado um mapeamento sistemático da literatura que visou entender quão frequentemente as métricas são utilizadas em publicações da literatura

e é estabelecido um conjunto de métricas como proposta para avaliar a eficiência de uma planta fotovoltaica.

3 DEFINIÇÃO DE MÉTRICAS DE EFICIÊNCIA E EFICÁCIA

Este capítulo descreve o estudo e a proposição de um conjunto de métricas para a análise da eficiência de plantas fotovoltaicas. Inicialmente, realizou-se o mapeamento sistemático da literatura visando determinar quais métricas são aplicadas com mais frequência nos trabalhos relatados nas publicações em conferências e revistas internacionais. A partir deste mapeamento, da norma IEC 61724 (IEC, 1998) e de dois artigos que apresentam visões gerais das métricas de análise de desempenho, determinou-se um conjunto de métricas a serem utilizadas na seção 4, de experimentação.

3.1 MAPEAMENTO SISTEMÁTICO DA LITERATURA

Um mapeamento sistemático da literatura foi realizado com o objetivo de analisar a aplicação das métricas de eficiência em artigos da literatura. Foram utilizados os buscadores Scopus da editora Elsevier e IEEEXplore do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE). A pesquisa consistiu na aplicação das duas seguintes *queries* principais abaixo.

A primeira *query* permitiu selecionar as publicações envolvendo sistemas fotovoltaicos e análise de eficiência ou desempenho de forma geral e foi definida pela chave de busca a seguir.

- TITLE-ABS-KEY (((photovoltaic OR "photovoltaic system" OR pv OR "PV System") AND (performance OR efficiency OR efficacy)) AND (efficiency OR efficacy OR performance OR assessment OR evaluation OR analysis OR indicator OR indicators OR metric OR metrics))

A segunda *query* foi mais específica incluindo as métricas de eficiência, conforme apresentado a seguir.

- TITLE-ABS-KEY ((photovoltaic OR "photovoltaic system" OR pv OR "PV System") AND (efficiency OR efficacy OR "performance ratio" OR "capacity factor" OR "capacity utility factor" OR "output energy" OR "losses" OR "BOS loss" OR "BOS losses" OR "balance of system loss" OR "balance of system

losses" OR "capture losses" OR "capture loss" OR "system efficiency" OR "array efficiency" OR "module efficiency" OR "inverter efficiency" OR "performance index" OR assessment OR evaluation OR analysis OR indicator OR indicators OR metric OR metrics)

Após a pesquisa inicial com as duas queries indicadas, foram utilizados os filtros dos buscadores para refiná-las, excluindo da pesquisa as palavras-chaves não relacionadas, como ‘*cells*’, ‘*fuzzy*’ e ‘*fabrication*’. Além disso, na ferramenta Scopus, utilizou-se o filtro de áreas de pesquisa, pelo qual foram retirados artigos de áreas não correlatas como ‘*medicina*’, ‘*psicologia*’ e ‘*artes*’. Para facilitar o descarregamento da lista de artigos da ferramenta Scopus, que permite o *download* de uma lista de informações (.bibtex) de até 2000 artigos, foram utilizados filtros de anos de publicação e tipo de publicação (artigo de revista ou artigo de conferência) para limitar o tamanho de cada arquivo .bibtex. Por exemplo, o primeiro arquivo consistiu de artigos publicados até o ano de 2005, e o segundo de 2006 a 2010, ambos arquivos compostos por publicações de conferências.

Para analisar os artigos, os dados baixados dos buscadores foram carregados na ferramenta computacional de auxílio à revisão sistemática, chamada StArt, desenvolvida pela Universidade Federal de São Carlos (UFSCar) (LAPES, 2013). Um total de 9.865 artigos foram carregados, sobre os quais o *software* atribuiu pontuações baseadas nas palavras-chave adicionadas ao protocolo da pesquisa, de modo que a distribuição de pontos foi de: 5 pontos por palavra-chave no título, 3 pontos por palavra-chave encontrada no resumo, e 2 pontos por palavra-chave do artigo (valores padrão do *software*). O protocolo de pontuação foi alimentado com as seguintes palavras-chave:

- BOS *loss(es)*;
- *Balance of system loss(es)*;
- *Capacity Factor*;
- *Capacity utilization factor*;
- *Efficacy*;
- *Efficacy Analysis, Assessment, Evaluation, Metric*;
- *Efficiency*;
- *Efficiency Analysis, Assessment, Evaluation, Metric, Metrics*;
- *Final Yield*;

- PV;
- PV System, plant;
- Performance;
- Performance Analysis, Assessment, Evaluation, Indicator, Metric, Metrics;
- Performance Ratio;
- Photovoltaic;
- Photovoltaic Plant, System;
- Reference Yield;
- Array Efficiency;
- Capture loss(es);
- Inverter efficiency;
- Module efficiency;
- Output energy e
- System efficiency.

O primeiro passo do mapeamento sistemático consistiu na análise dos títulos e das palavras-chave dos artigos de pontuação acima de 19, pois observou-se, empiricamente, que artigos abaixo deste patamar são claramente descartados, porque têm pouco relacionamento com a busca deste mapeamento. Desta análise, foram selecionados 414 artigos para o segundo passo do mapeamento. Neste, a análise dos resumos dos artigos foi realizada e resultou em um total de 353 artigos. Em seguida, realizou-se o carregamento dos artigos e análise da presença das métricas de eficiência nestes. Assim, foram descartados artigos nos quais as métricas de eficiência não estão presentes. Nota-se que as métricas de performance econômica, como *Levelized Cost of Electricity (LCOE)* e *payback period*, também foram desconsideradas, uma vez que não são objetos deste estudo, assim como trabalhos que medem performance por meio de análise de curva V-I ou P-V. Adicionalmente, 42 destes artigos foram desconsiderados, pois estavam fora da subscrição da Universidade (UTFPR), impossibilitando seu acesso. Finalmente, as métricas de eficiência de cada um dos 252 artigos selecionados foram anotadas no quadro do APÊNDICE B. Adicionalmente, 43 artigos, que também foram utilizados na pesquisa, mas que ficaram fora do escopo do mapeamento sistemático, foram adicionados à contagem da presença das métricas na literatura.

A partir das informações levantadas no APÊNDICE B, obteve-se a frequência da presença das métricas nos artigos, como apresentado na Tabela 1. Neste levantamento, a frequência de L_{BOS} e L_{Sys} é somada, pois são duas métricas equivalentes.

Tabela 1 – Frequência das métricas de eficiência nos artigos do mapeamento sistemático.

Métrica	Frequência no mapeamento sistemático
E_{CA}	210
E_{CC}	61
PR_{CA}	193
PR_{CC}	17
P_i	7
CUF	84
η_A	54
η_{inv}	78
η_{Sys}	90
η_{Mod}	103
L_C	58
L_{BOS}	66
Y_A	61
Y_r	99
Y_f	164

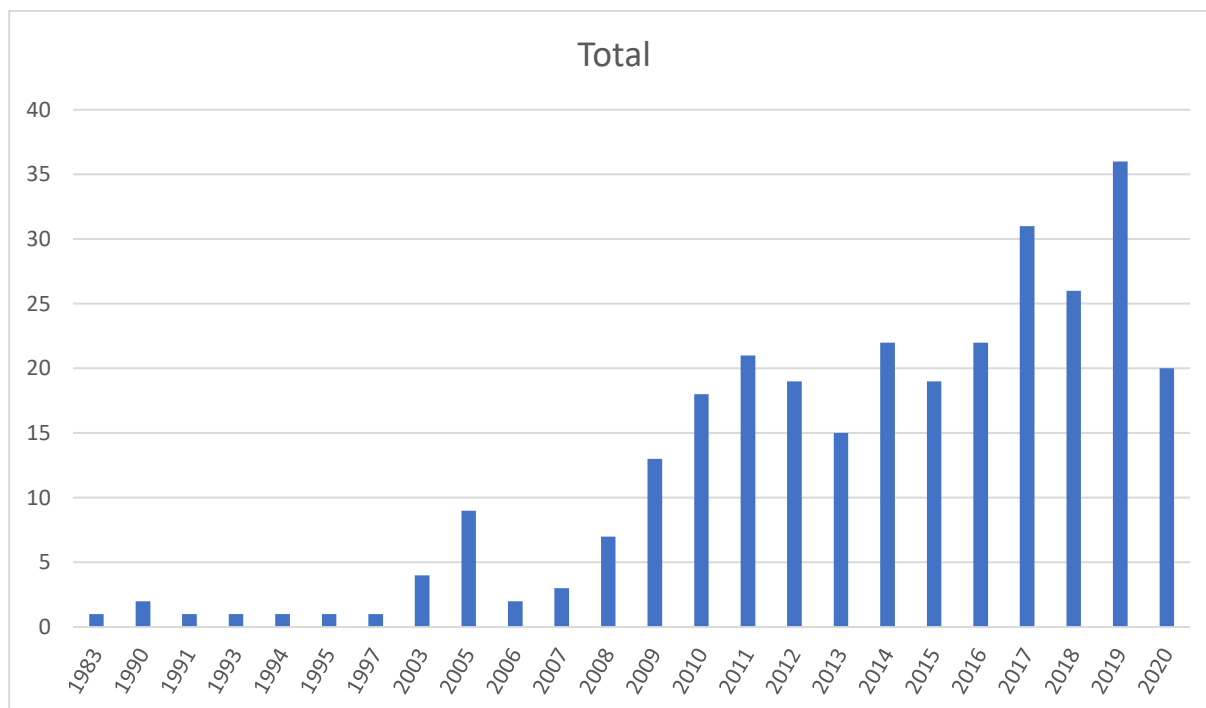
Fonte: Autoria própria.

Nota-se que a métrica de E_{CA} é a mais frequente, seguida das métricas de PR_{CA} e Y_f . A primeira é esperada, pois trata-se da energia entregue, que é produto final de uma planta FV. A segunda e terceira indicam a qualidade de produção de uma planta fotovoltaica e permitem comparar os desempenhos de diferentes plantas. O estudo ainda apontou que as métricas de *performance index* (P_i) e *performance ratio CC* (PR_{CC}) ainda são pouco utilizadas.

Além disso, foram levantadas a quantidade dos artigos selecionados no mapeamento sistemático separados por ano de publicação, como mostra o Gráfico 1.

O artigo mais antigo do mapeamento sistemático foi publicado no ano de 1983 e citou as métricas de energia de saída da planta (E_{CA}), fator de capacidade (CUF), eficiência do sistema (η_{Sys}), eficiência do módulo fotovoltaico (η_{Mod}) e produtividade final do sistema (Y_f).

Gráfico 1 – Quantidade de artigos do mapeamento sistemático por ano de publicação.



Fonte: Autoria própria.

No ano de 2019 houve o maior número de artigos publicados utilizando métricas de eficiência de sistemas fotovoltaicos, totalizando 36 artigos. Nota-se uma oscilação no número de publicações relacionados ao tema, mas que tem crescido na última década.

3.2 MÉTRICAS SELECIONADAS DE EFICIÊNCIA

De acordo com as métricas apresentadas na norma IEC 61724, junto a análise realizada pelos artigos de Kumar e Kumar (2017) e Khalid *et al.* (2016), que foram de muita importância para esta dissertação, e com os dados de frequências de métricas de eficiência obtidos por meio do mapeamento sistemático, selecionou-se um grupo de oito métricas para avaliar a “qualidade de operação” da planta fotovoltaica. Dentre as métricas do levantamento, η_{Mod} e E_{CC} , cuja frequência é igual ou superior a de outras métricas, não foram selecionadas pois, se comparadas a η_{Array} e E_{CA} , entregam menos informações ao usuário da planta.

Dentre as métricas citadas na seção 2.4 foram selecionadas 8 métricas para formar um conjunto que permite avaliar a eficiência de uma planta fotovoltaica. O conjunto é composto por:

1. Energia de saída (E_{CA});
2. *Performance Ratio* (PR);
3. Fator de capacidade (CUF);
4. Eficiência do arranjo FV (η_A);
5. Eficiência do inversor solar (η_{inv});
6. Eficiência do sistema FV (η_{Sys});
7. Perdas de captura (L_C) e
8. Perdas do balanço do sistema (L_{BOS}).

As oito métricas selecionadas são as mais comumente consideradas no acompanhamento da eficiência de plantas FV. Nenhuma delas, entretanto, fornece um índice de eficiência global. A PR, que mede a taxa de desempenho, é a métrica mais comumente utilizada para avaliar a qualidade de operação de uma planta FV. Já L_C e L_{BOS} podem ser consideradas medidas complementares de eficiência.

O E_{CA} não é uma medida conclusiva do ponto de vista de eficiência da planta, a não ser que fosse relacionada com alguma expectativa (*i.e.*, estimativa) da energia gerada no período. Entretanto, apesar de não conclusiva, é uma métrica muito significativa da planta FV por ser seu produto final, que fornece a informação de produção da planta. Para um proprietário cujo conhecimento da área de energia solar fotovoltaica seja menos aprofundado, a energia de saída é uma métrica de mais fácil compreensão.

A produtividade final do sistema FV (Y_f) é mais comumente utilizada para caracterizar a geração de energia FV da planta e, como referencia a quantidade de energia de saída (E_{CA}) em relação à potência nominal do sistema, permite comparar sistemas de potências nominais diferentes. Optou-se por reservar as métricas de produtividade para o cálculo da *Performance Ratio*, uma vez que o resultado de produtividade apresenta significado muito próximo ao da própria PR, sendo mais utilizado na comparação de plantas fotovoltaicas diferentes em condições semelhantes de sazonalidade, que não é o foco deste trabalho.

As métricas de eficiência do arranjo FV (η_A) e do inversor FV (η_{inv}), apesar de serem indicativos de eficiência, aplicam-se a partes específicas do sistema e não à planta como um todo, logo, podem ser consideradas medidas complementares de eficiência.

A métrica de eficiência do sistema (η_{Sys}) mede a qualidade de conversão da energia solar em energia elétrica. Diferentemente de PR, é calculada pela relação direta entre a

energia gerada pela planta FV e a irradiação total incidente, conforme apresentado em (32). A PR, em comparação, é a relação entre a energia gerada pela irradiação total (E_{CA}/H) dividida pela relação da potência nominal do gerador FV pela irradiância de STC (P_n/G_0), como apresentado na Equação 10, ou seja, é a divisão entre a relação das energias medidas pela relação das potências STC do sistema, de modo que PR indica o quanto o sistema real está próximo do sistema ideal. A produção ideal do sistema FV possuiria PR igual a 100%.

$$\eta_{sys} = \frac{E_{CA}}{A_a H} \quad (32)$$

3.3 MÉTRICA DE EFICÁCIA

Nas seções anteriores, a eficiência de plantas fotovoltaicas foi descrita por meio de um conjunto de métricas que caracterizam a qualidade de operação do sistema. O acompanhamento da eficiência da planta deve ser feito ao longo de todo o seu período de utilização porque poderá indicar perdas de rendimento devido a falhas e degradações que exigirão manutenções, visando recuperar sua qualidade de operação (LAZZARETTI *et al.*, 2020).

Para o consumidor ou proprietário da planta fotovoltaica, a medição de eficiência permite que ele saiba se a planta está produzindo energia dentro de um padrão de rendimento esperado. Entretanto, embora importante, esta é uma medição “meio” e não “fim”. Do ponto de vista do consumidor, o propósito final de uma planta fotovoltaica é gerar determinada quantidade de energia por um período. Assim, a energia média esperada de geração pela planta fotovoltaica representa o objetivo primordial do consumidor e seu principal interesse ao longo da vida útil da planta fotovoltaica.

Durante o projeto de uma planta fotovoltaica, o engenheiro irá levantar o histórico de consumo de energia feito pelo consumidor, as limitações (e.g., sombreamento) e área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos, as referências de irradiação solar na região, as tecnologias disponíveis no mercado para a composição da planta (e.g., módulos FV, inversor solar) e os objetivos de geração de energia do consumidor. A partir destes dados, serão analisadas alternativas que possam atender aos objetivos de geração estipulados, levando a uma configuração escolhida para a montagem da planta. Esta configuração terá uma capacidade estimada de geração de energia com variações previstas ao longo do ano em

razão das variações sazonais e das incertezas climáticas. A capacidade estimada da planta deve atender aos objetivos de geração de energia expressos pelo consumidor.

O dimensionamento de uma planta fotovoltaica depende de vários fatores. Entre eles estão fatores mecânicos (e.g., a orientação e a inclinação do local de instalação; área disponível de exposição ao sol; necessidade ou não de estruturas auxiliares para uma melhor instalação) e fatores meteorológicos (e.g., sazonalidade e temperatura ambiente características de cada estação para o local de instalação).

Durante o estudo das métricas de eficiência descrito nesta dissertação, não foi encontrado um meio de apresentar uma relação entre a energia de geração fotovoltaica esperada pelo consumidor e a energia produzida pela planta FV. Desta forma, incluiu-se nesta pesquisa de mestrado a proposição de uma “Métrica de Eficácia” (EF) com o objetivo de avaliar esta relação. Esta é uma medição “fim”, que informa sobre o alcance dos objetivos de geração de energia da planta FV ao consumidor.

Uma vez definida a configuração da planta fotovoltaica pelo engenheiro, este poderá determinar a capacidade estimada (i.e., um valor médio esperado) de geração de energia pela planta. Propõe-se calcular o valor da Eficácia de uma planta como sendo a relação entre a energia produzida pela planta FV (E_{CA}) e energia estimada (E_e), como apresentado na Equação 33. Este cálculo deve ser feito para um dado período de observação, como um dia, mês ou ano.

$$EF = \frac{E_{CA}}{E_e} \quad (33)$$

Do ponto de vista do consumidor, o cálculo da Eficácia exigirá os dados de energia estimada, definida pelo engenheiro projetista durante o dimensionamento do sistema FV como requisito de consumo do proprietário, e de energia produzida pela planta, que pode ser consultada no inversor solar, ou por meio de um sistema de monitoramento.

Por exemplo, considere um caso em que o cliente gostaria de obter a produção de 200 kWh/mês de energia por meio de seu sistema fotovoltaico. Com o dimensionamento da planta o engenheiro estimou uma capacidade média de geração de energia de 180 kWh/mês, e média de geração mensal de energia (E_e) de 190, 180 e 170 kWh/mês para os meses de janeiro, fevereiro e março, respectivamente. Ao final de cada um destes três meses, o consumidor contabilizou as energias produzidas (E_{CA}) que foram iguais a 202, 175 e 160

kWh/mês. Neste caso, as métricas de eficácia mensais equivaleram a 106,32%, 97,22% e 88,89%, respectivamente, com a eficácia média para o período de 99,44%.

A eficácia será um valor percentual, podendo, inclusive, ser superior a 100% (quando a planta produzir mais do que o estimado nos cálculos de dimensionamento). O valor de eficácia menor que 100% indica que o objetivo de geração da planta FV não foi alcançado para o período considerado, ou seja, a energia pretendida pelo consumidor não pôde ser gerada integralmente pela planta. Um valor de eficácia igual ou maior a 100% indica que o objetivo da planta FV foi alcançado ou superado, significando um superávit de geração.

Seguramente, existe uma correlação entre as métricas de eficácia e eficiência. Quando a eficácia da planta atinge um baixo valor, isso significa que houve alguma perturbação que impediu que ela gerasse a energia esperada. Essa perturbação poderia ter sido climática, como a ocorrência de dias nublados ou dias quentes em um dado período. As sombras e sujidades nos módulos FV são também exemplos de perturbações, pois reduzem a geração de energia e, portanto, a eficácia da planta. Ainda, falhas podem também comprometer a geração de energia. Como visto nas seções anteriores, a eficiência é calculada baseada nestes fatores e, portanto, há uma correlação com a eficácia. No geral, pode-se afirmar que a queda da eficiência reduz a eficácia da planta, pois compromete sua capacidade em entregar a energia esperada pelo consumidor. A métrica de eficácia, entretanto, provê uma informação mais direta ao *stakeholder* do atingimento ou não de seus objetivos de geração de energia e pode ser uma variável útil no monitoramento das plantas fotovoltaicas ao longo de seu período de utilização.

Por outro lado, existe a possibilidade ainda de uma planta com baixa eficiência apresentar valores de eficácia próximos a 100%, bastando apenas que sua geração de energia atenda aos objetivos do *stakeholder*. Esse fato não descarta a correlação existente entre as duas métricas, uma vez que a eficácia é uma medida relacionada aos objetivos do consumidor. O contrário, quando a eficiência está alta e a eficácia baixa, também é factível. A métrica de PR, por exemplo, pode indicar que a planta está operando eficientemente para as condições disponíveis, entretanto, por não alcançar os objetivos do consumidor, sua eficácia se mantém baixa.

4 EXPERIMENTAÇÃO

As métricas apresentadas neste trabalho foram utilizadas para a avaliação de eficiência com dados coletados sobre uma planta fotovoltaica de 5 kWp em um período de 5 meses, de março/2020 a julho/2020, gerenciada e monitorada pelo Laboratório de Inovação e Tecnologia em Sistemas Embarcados (LIT). A planta está instalada na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), na cidade de Curitiba/PR, sob as coordenadas - 25.438686 ° (Latitude) e - 49.268487 ° (Longitude), como apresentada na Figura 6, e foi implementada dentro do escopo do projeto PD2866-0464/2017 do Programa de P&D – Copel Distribuição S.A. A planta é composta por 16 módulos *Canadian Solar* de 330 Wp (*Canadian Solar*, 2016) separados em duas strings (módulos conectados em série) iguais, de 8 módulos cada, e um inversor solar NHS 5K-GDM1 de 5 kW (*NHS*, 2018), conectado à rede elétrica. Os módulos fotovoltaicos são orientados para o norte, com inclinação igual à latitude da cidade.

Apesar da disponibilidade de bases de dados públicas de sistemas fotovoltaicos, o conjunto de dados registrados da planta LIT/UTFPR conteve mais dados no período de 5 meses. Somado a isso, foram coletados dados de tensão e corrente CC que não são comumente encontrados em bases públicas. Além disso, o uso de uma base de dados própria do laboratório de pesquisa facilitou os experimentos, pois teve-se acesso direto à planta FV LIT/UTFPR. Por esses motivos foi dada preferência à utilização destes dados para esta pesquisa de mestrado em vez do uso de outras bases.

4.1 SISTEMA DE MONITORAMENTO

O monitoramento da eficiência de uma planta fotovoltaica é importante pois permite a compreensão da qualidade de operação da planta e afeta diretamente no retorno sobre investimento.

O sistema de monitoramento, como apresentado no trabalho de Costa *et al.* (2019), foi desenvolvido no controlador programável NI-cRIO-9039, utilizando a ferramenta LabVIEW, e realiza a coleta de variáveis ambientais e elétricas da planta. A cRIO-9039 possui cartões de entrada de sinais elétricos para a aquisição dos dados aliada a uma FPGA e um sistema embarcado NI Linux-RT, permitindo que o controlador realize o monitoramento e gerenciamento da planta fotovoltaica.

Figura 6 – Sistema solar fotovoltaico instalada na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), na cidade de Curitiba/PR.



Fonte: LAZZARETTI *et al.*, 2020.

O sistema de monitoramento desenvolvido compreende dois subsistemas de coleta de dados, um para coleta de dados ambientais, instalado junto à planta FV, e outro para coleta de dados elétricos, instalado próximo ao inversor solar, apresentado na Figura 7. Finalmente, os dados são tratados e as métricas de eficiência são calculadas pelo sistema de gerenciamento.

4.1.1 Subsistema de Variáveis Ambientais

As variáveis ambientais são coletadas por uma estação meteorológica e um conjunto de sensores instalados ao lado dos módulos FV, de modo a não causarem sombra sobre os mesmos. Os sensores são responsáveis pela coleta de dados de irradiância (EKO, 2018; APOGEE, 2021), temperaturas dos módulos PT100 (KIMO INSTRUMENTS, 2017), temperatura ambiente e umidade (BARANIDESIGN, 2018) e velocidade e direção do vento (NANHUA, 2018a; NANHUA, 2018b). Os dados coletados são armazenados em um datalogger (NOVUS, 2018) para posterior consulta pelo sistema de gerenciamento. Os piranômetros são instalados na mesma inclinação e direção dos módulos fotovoltaicos e os

sensores de temperatura PT100 são instalados na superfície traseira de 4 módulos de diferentes painéis.

Figura 7 – Sistema de monitoramento e gerenciamento do sistema fotovoltaico.



Fonte: LAZZARETTI *et al.*, 2020.

4.1.2 Subsistema de Variáveis Elétricas

As variáveis elétricas são medidas utilizando o equipamento NI cRIO-9039 e seus cartões NI-9215 e NI-9242 de medição de tensão. São adquiridos sinais de corrente e tensão CC das duas strings da planta fotovoltaica e sinais de tensão e corrente CA de duas fases na saída do inversor solar. As medidas de tensão e corrente, registradas em intervalos de 1 segundo, são multiplicadas para a aquisição das potências eficazes CC e CA dos instantes de medição correspondentes. As medidas de tensão CC são reduzidas através de um divisor de tensão de fator de divisão de 500, a fim de atender as limitações de entrada do cartão de medição. As medidas de correntes CA e CC são traduzidas para sinais de baixa tensão por sensores LEM HASS-50S de efeito Hall e lidos por cartões NI-9215. A medida de tensão CA é coletada diretamente pelo cartão NI-9242.

4.1.3 Coleta de Dados

A cRIO-9039 realiza a leitura das variáveis elétricas do sistema nos cartões NI-9215 e NI-9242 à frequência de 25 kHz. Esses dados são integralizados em intervalos de 1s, e são registrados em um banco de dados de um servidor local. O valor integralizado utilizado é calculado pelos valor eficaz das 25 mil amostras coletadas a cada segundo.

As variáveis ambientais, primeiramente armazenadas em *datalogger*, são coletadas do mesmo *datalogger* via comunicação Modbus em intervalos de 1 s e armazenadas no mesmo banco de dados. Finalmente, dados elétricos fornecidos pelo inversor solar também são transmitidos à cRIO, em intervalos de 1 segundo, via comunicação Modbus e registrados no banco de dados. Uma *procedure* do banco de dados realiza o cálculo de médias horárias dos dados coletados e armazena em uma tabela separada do banco.

4.1.4 Período de Monitoramento

O monitoramento deste trabalho se deu em um período de 5 meses com dados de correntes e tensões CC e CA e irradiância, registrados em intervalos de 1 segundo e com médias calculadas em intervalos de 1 hora. Monitoramentos sobre longos períodos, de 1 ano ou mais, que são mais comuns na literatura, informam o desempenho geral da planta sobre as diferentes condições climáticas que afetam o local de instalação da planta fotovoltaica. Monitoramentos sobre períodos curtos, menos de 1 ano, entretanto, apresentam resultados específicos de uma época e podem trazer informações sobre o desempenho da planta de forma mais rápida.

Outro fator importante do monitoramento se dá pelo intervalo de registro dos dados da planta fotovoltaica. Os dados de sistemas FV monitorados comumente encontrados na literatura possuem intervalos de amostragem muito superiores a um segundo (*i.e.*, uma hora). Ainda assim, períodos curtos, de 10 minutos ou menos, auxiliam na melhora do desempenho da planta, uma vez que permitem a rápida atuação sob falhas do sistema e diminuição dos custos resultantes das falhas (KHALID *et al.*, 2016). De acordo com Haerberlin e Beutler (1995), amostragens de períodos menores também são úteis, pois permitem uma análise mais detalhada da variação do desempenho da planta FV. O relatório da tarefa 13 do projeto IEA PVPS recomenda ainda que a amostragem de dados de variáveis elétricas seja realizada a

cada segundo, ou em frequência maior, e que sejam calculadas médias de períodos de 5 a 15 minutos para registro (WOYTE *et al.*, 2014).

As limitações computacionais de armazenamento e processamento de dados, tendo em vista que a planta pode ser monitorada por vários anos, muitas vezes restringem os dados a serem registrados em intervalos na grandeza de horas. Quando avalia-se um período longo de monitoramento, os dados horários registrados podem ser uma boa representação do período, já que as condições de produção de energia do local não mudam drasticamente neste intervalo. No artigo de Nascimento *et al.* (2020), por exemplo, as variáveis elétricas e ambientais são monitoradas em intervalos de 1 segundo e os valores médios de períodos de um minuto são registrados. Vale ressaltar que diferentemente do trabalho proposto por Nascimento *et al.* (2020) este trabalho realiza a análise de um único sistema FV, ao invés de compará-lo com sistemas diferentes.

4.1.5 Observações sobre a Análise dos Dados

Neste trabalho, é possível verificar grande variação nas medições de potência e irradiância causada pelo passar de nuvens sobre os módulos FV. Por conta disso, para avaliar a eficiência do sistema utilizando tempos de amostragem curtos, utilizou-se medições de irradiância que variaram de forma similar às variações de potência produzida pelo sistema FV.

O piranômetro utilizado no sistema de monitoramento proposto no artigo de Costa *et al.* (2019) não atendeu à necessidade desta análise, uma vez que possui um tempo de resposta longo (até 18 segundos) para uma análise de intervalo de registro curto, de modo que não possui a mesma sensibilidade para detectar a mudança de irradiância na mesma velocidade que o módulo FV. Um piranômetro de tecnologia de termopilha, apesar de menos preciso e de ser de qualidade inferior ao primeiro, permite realizar medições mais precisas em relação ao tempo. Ao utilizar as medidas do piranômetro a termopilha (APOGEE, 2021) é possível verificar uma mudança significativa na relação entre a potência CA e a irradiância medidas a cada segundo, como visto nas Figuras 8 e 9. Aliado a isso, um pré-processamento sobre os dados de potência CA foi realizado a fim de eliminar a influência da rede quando o inversor solar está desligado, ou seja, quando o sistema FV está fora de funcionamento. O pré-processamento consistiu na anulação dos dados de potências CC e CA medidas em períodos nos quais o inversor solar encontra-se desligado e o sistema de geração fotovoltaica

não está disponível. O efeito deste filtro pode ser visto nas figuras 10, utilizando medições do piranômetro de segunda classe, e 11, utilizando medições do piranômetro a termopilha. Essa mudança também é refletida sobre os valores de *pr* (*Performance Ratio* instantâneo). As figuras 12 e 13 mostram os quatro gráficos com os efeitos também em *pr*.

4.2 METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DAS MÉTRICAS

O cálculo das métricas ocorreu em duas etapas: a validação das equações apresentadas na seção 2.4 utilizando dados reais e comparando com o resultado já calculado em artigo (Nascimento *et al.*, 2020), e a extração dos dados e cálculo das métricas selecionadas.

4.2.1 Validação da Equação de *Performance Ratio*

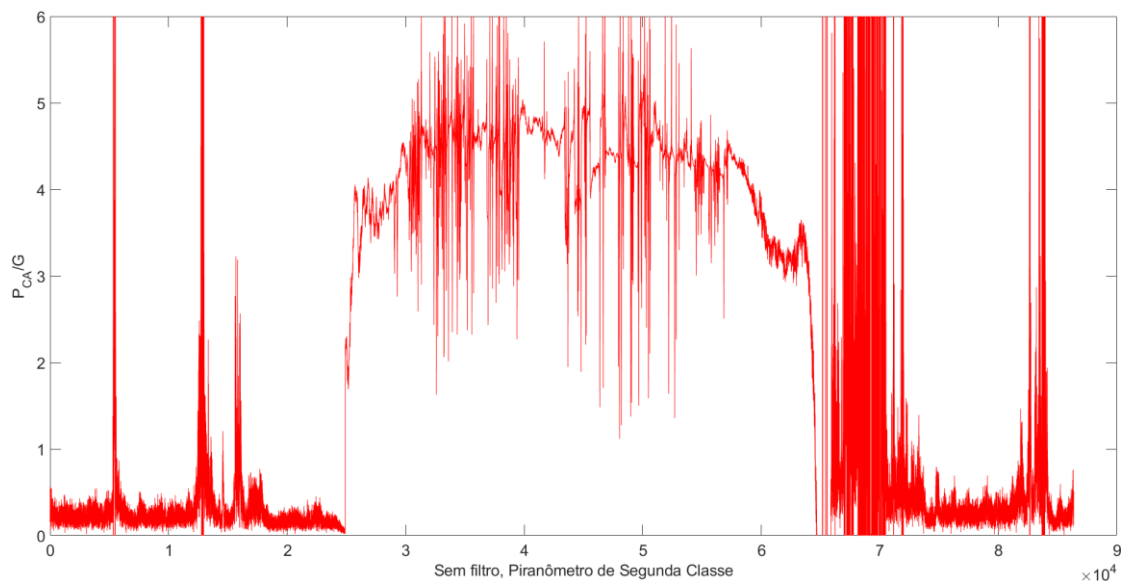
Para validar a equação, foram utilizados dados compartilhados pelo grupo “Fotovoltaica UFSC” colhidos de uma planta fotovoltaica, composta por módulos de CdTe, instalada em Aratiba/RS pelo período de 1 ano e salvos em intervalos de 1 minuto. Os mesmos dados foram utilizados no artigo de Nascimento *et al.* (2020), um estudo sobre 8 plantas fotovoltaicas instaladas em diferentes localidades do Brasil para verificar os efeitos das diferentes condições climáticas sob 6 tecnologias de plantas fotovoltaicas e estudar em qual condição a planta apresenta melhor desempenho. Para tal, foi utilizado a medida de análise de eficiência, *Performance Ratio* (PR). A validação da equação de PR se deu através da comparação entre os resultados apresentados no artigo e os obtidos por meio da utilização da equação de *Performance Ratio* sob os mesmos dados, compartilhados pela equipe da UFSC. Foram levados em consideração apenas os dados de horários de claridade, quando a planta FV gera potência suficiente para o funcionamento do inversor solar.

O resultado obtido de PR foi de 0,72, o mesmo valor apresentado no artigo de Nascimento *et al.* (2020). Como as equações das outras métricas partem da mesma fonte da equação de PR, a validação dos cálculos foi considerada para todas as equações.

A Figura 14 apresenta um gráfico de PR calculada por hora com os dados compartilhados do grupo “Fotovoltaica UFSC”, representados pelos pontos em azul (PRhora). Nesse experimento também foi testado a equação de PR corrigida pela temperatura, indicado pelos pontos em laranja (PRcorrHora), com valores de temperatura do local das medições,

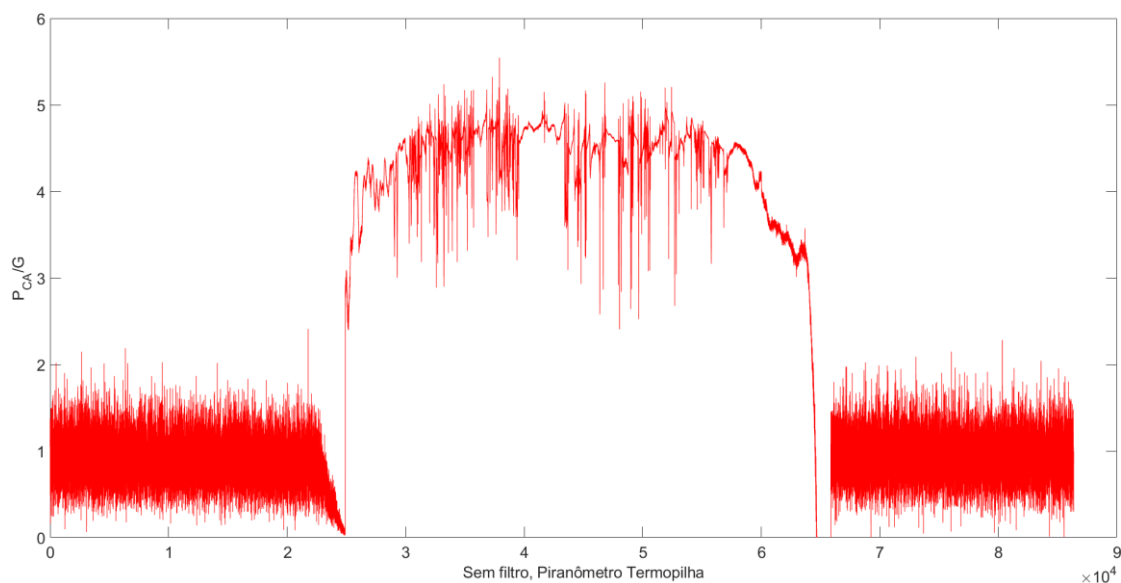
apresentada pela curva em amarelo (MeanTemp). Pode-se ver que esses valores se concentram mais próximos à linha PR médio anual, indicando uma redução da influência da sazonalidade sobre as medidas, enquanto mantém o resultado médio anual igual a 0,72, indicado pela linha em roxo (PRmedioAnual).

Figura 8 – Relação entre potência CA e irradiância, medidas em intervalos de 1 segundo, utilizando piranômetro de segunda classe.



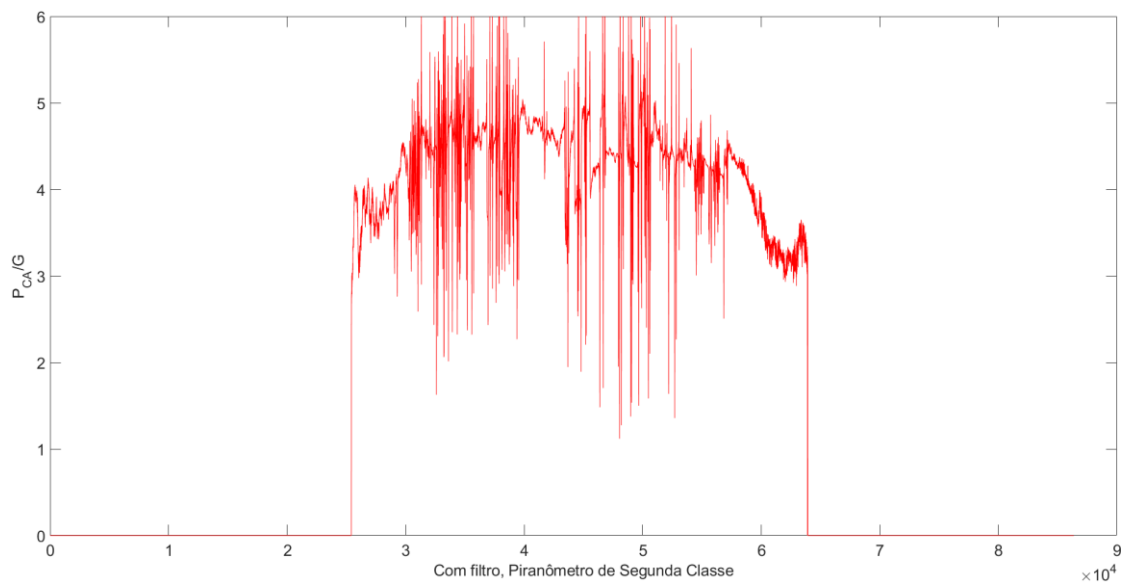
Fonte: Autoria própria.

Figura 9 – Relação entre potência CA e irradiância, medidas em intervalos de 1 segundo, utilizando piranômetro à termopilha.



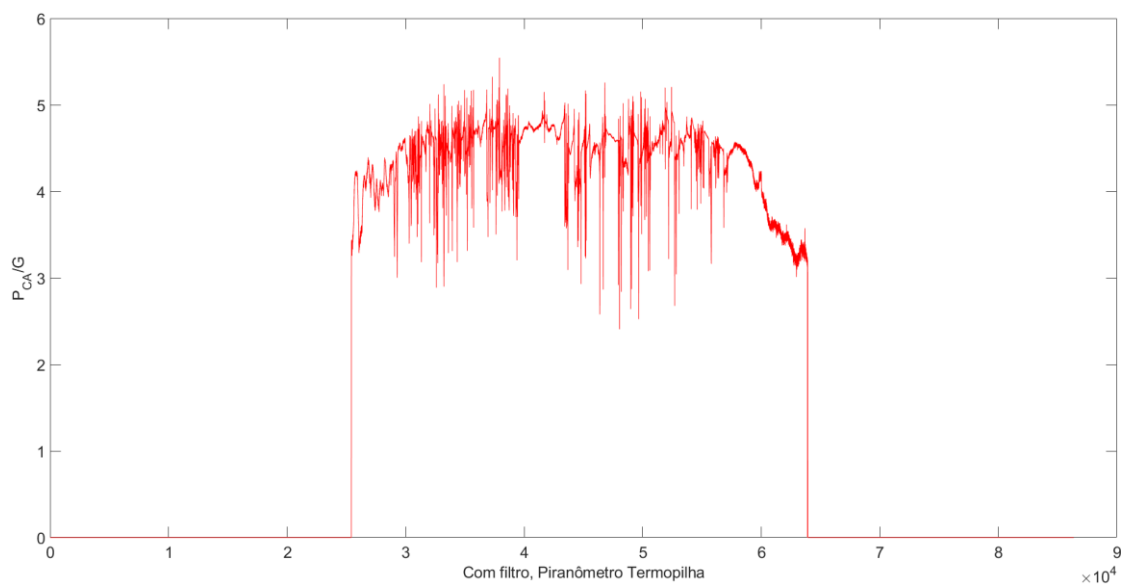
Fonte: Autoria própria.

Figura 10 – Relação entre potência CA e irradiância, medidas em intervalos de 1 segundo, utilizando piranômetro de segunda classe, após adição do filtro de período de disponibilidade da planta FV.



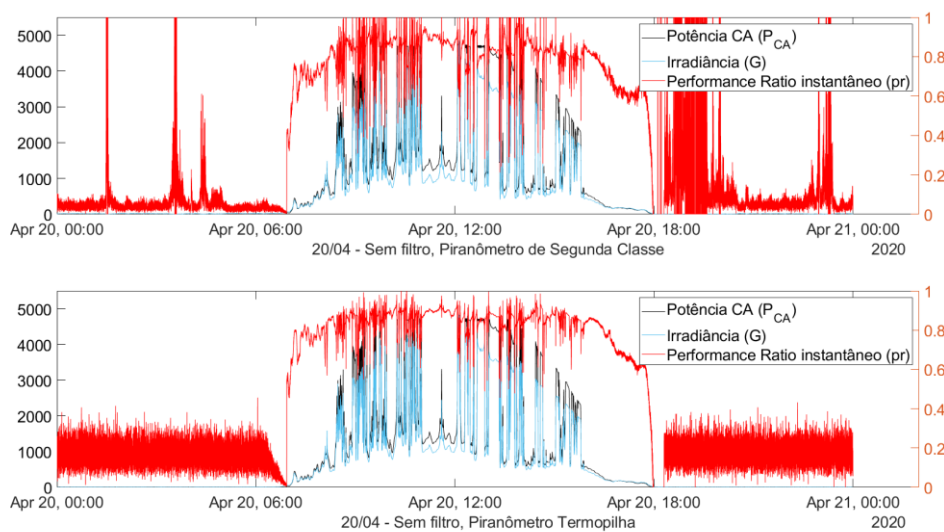
Fonte: Autoria própria.

Figura 11 – Relação entre potência CA e irradiância, medidas em intervalos de 1 segundo, utilizando piranômetro a termopilha, após adição do filtro de período de disponibilidade da planta FV.



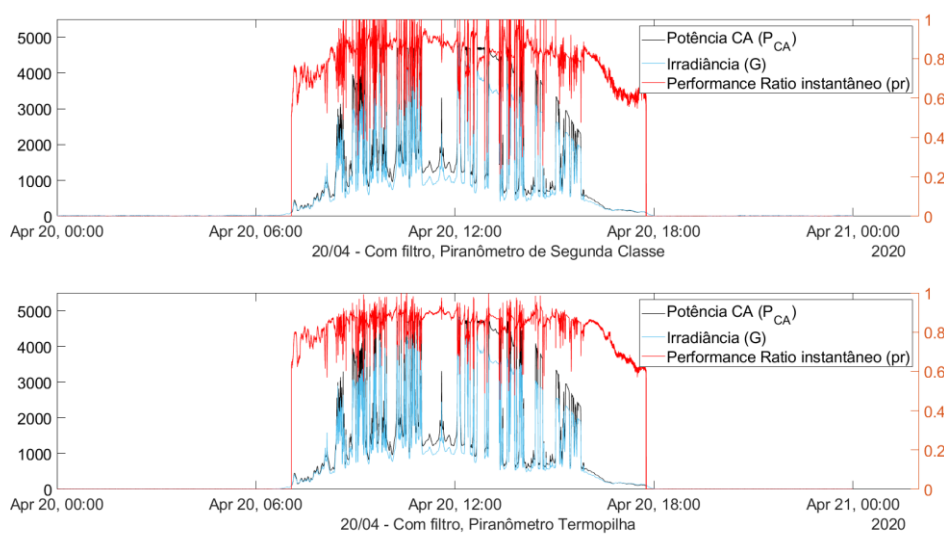
Fonte: Autoria própria.

Figura 12 – Gráficos de potência CA, irradiância e *performance ratio* instantâneo medidos pelos piranômetros de segunda classe e a termopilha, sem filtro do período de disponibilidade.



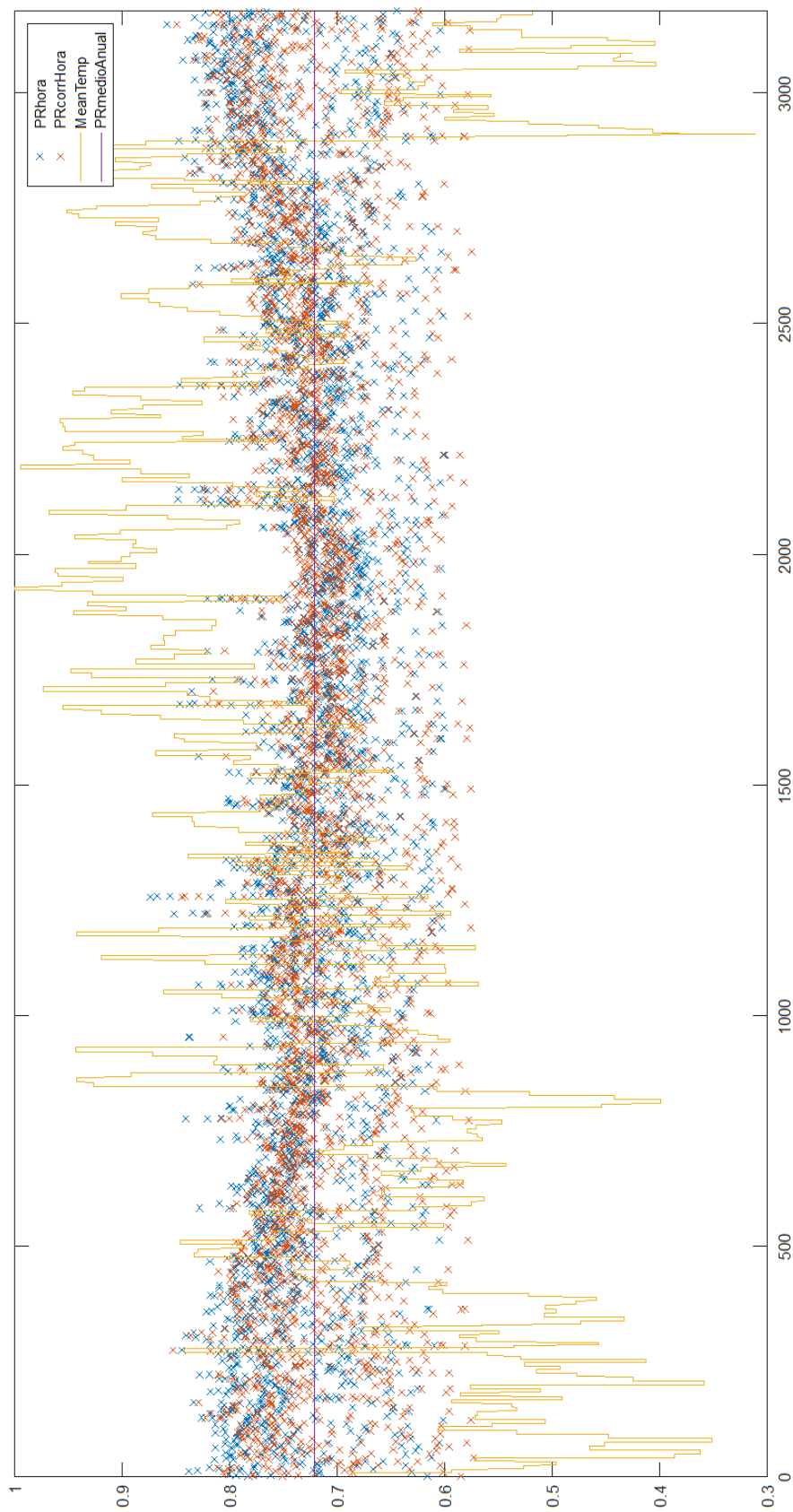
Fonte: Autoria própria.

Figura 13 – Gráficos de potência CA, irradiância e *performance ratio* instantâneo medidos pelos piranômetros de segunda classe e a termopilha, com filtro do período de disponibilidade.



Fonte: Autoria própria.

Figura 14 – Gráfico de validação da equação de PR



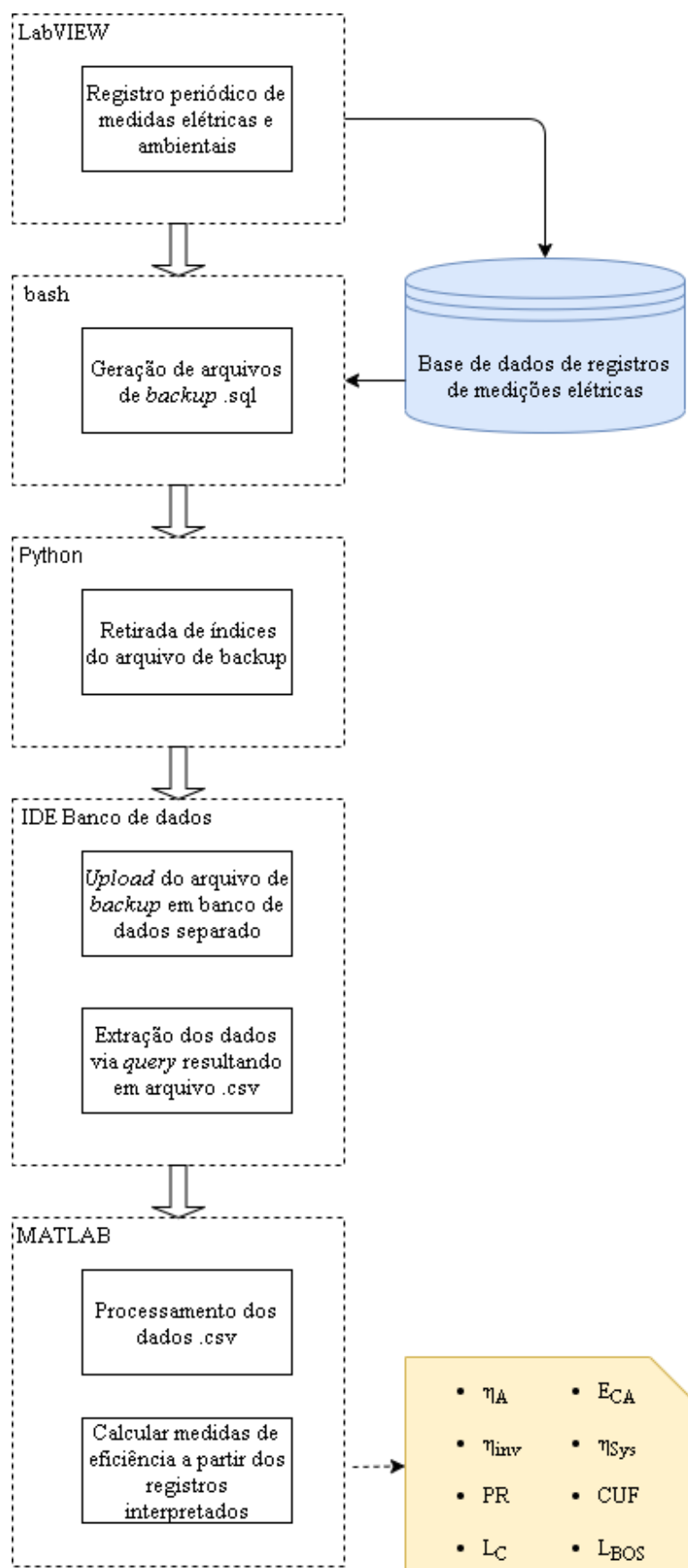
Fonte: Autoria própria.

4.2.2 Extração e cálculo

O diagrama da Figura 15 ilustra o método desenvolvido para o cálculo das métricas de eficiência. Existem cinco etapas envolvidas no método. A primeira consiste no registro periódico das medidas elétricas e ambientais no banco de dados. Essas medidas são coletadas em intervalos de 1 segundo pelo sistema de monitoramento e enviadas diretamente ao banco de dados. A segunda etapa acontece uma vez por dia e consiste no armazenamento dos dados do banco de dados em arquivos de *backup* no formato .sql, utilizado para consultas futuras aos dados e para manutenção do banco a fim que sua memória não seja totalmente utilizada uma vez que uma grande quantidade de dados é registrada diariamente. A fim de evitar conflitos por conta dos índices do arquivo de *backup* e do novo banco, um processo de retirada de índices foi executado na terceira etapa. A quarta etapa consiste no *upload* dos arquivos de *backup* em banco de dados separado e na extração dos dados elétricos e ambientais necessários para os cálculos das métricas de eficiência. Esta etapa gera arquivos no formato .csv para serem consultados. Finalmente, na quinta etapa, os arquivos .csv são carregados e processados na ferramenta MATLAB. O script MATLAB adiciona o filtro discutido na seção 4.1.5 e calcula as medidas “instantâneas” das métricas de eficiência, que, em seguida, foram devidamente agregadas em seus valores por hora, diários, mensais e médios.

Com o objetivo de incentivar e desenvolver pesquisas na área de energia solar fotovoltaica, a planta FV do LIT/UTFPR foi preparada para receber simulações de falhas que permitiram outros estudos utilizando o mesmo objeto de pesquisa. Para este estudo, as falhas simuladas foram tratadas como falhas normais e esperadas de um sistema FV, e estão presentes no período utilizado na seção de experimentação. Elas tiveram efeitos nas métricas de eficiência, diminuindo a PR e aumentando as perdas, por exemplo. Entretanto, como são falhas passíveis de acontecerem em uma planta em funcionamento, seus dados foram utilizados para o cálculo das métricas.

Figura 15 – Diagrama da metodologia dos cálculos de métricas de eficiência.



Fonte: Autoria própria.

4.3 RESULTADOS

As métricas calculadas para o período de 1 de março a 31 de julho de 2020 são apresentadas nas tabelas 2, 3 e 4.

Tabela 2 – Métricas calculadas para os meses de Março a Julho de 2020.

	PR (%)	CUF (%)	E _{CA} (kWh)	η_A (%)	η_{Sys} (%)	η_{inv} (%)	LBOS (h)	L _c (h)
Março	78,36	18,02	684,85	13,99	13,30	95,03	6,78	29,03
Abril	83,44	15,71	597,14	14,77	14,16	95,90	4,84	17,61
Mai	80,82	15,22	578,47	14,20	13,72	96,56	3,89	22,10
Junho	76,11	7,35	279,36	13,14	12,92	98,31	0,91	15,69
Julho	79,09	12,04	457,74	13,80	13,42	97,30	2,41	20,51
TOTAL	79,90	13,67	2597,56	14,08	13,56	96,31	18,83	104,96

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3 – Medidas mensais de Irradiação e Temperatura média dos módulos FV.

	Irradiação média (kWh/m ²)	Temperatura média dos módulos FV (C)
Março	165,52	26,38
Abril	135,54	23,82
Mai	135,56	19,64
Junho	69,51	18,23
Julho	109,61	18,57
TOTAL	615,75	21,33

Fonte: Autoria própria.

Tabela 4 – Desvios padrões das métricas de eficiência no período de 5 meses.

	PR	CUF	E _{CA}	η_A	η_{Sys}	η_{inv}	LBOS	L _c
Desvio padrão	0,03	0,04	156,79	0,01	0,01	1,26	2,25	5,14
Média	0,79	0,14	519,51	0,14	0,14	96,62	3,77	20,99
Desvio padrão em relação a média (%)	3,45	30,18	30,18	4,25	3,45	1,31	59,79	24,47

Fonte: Autoria própria.

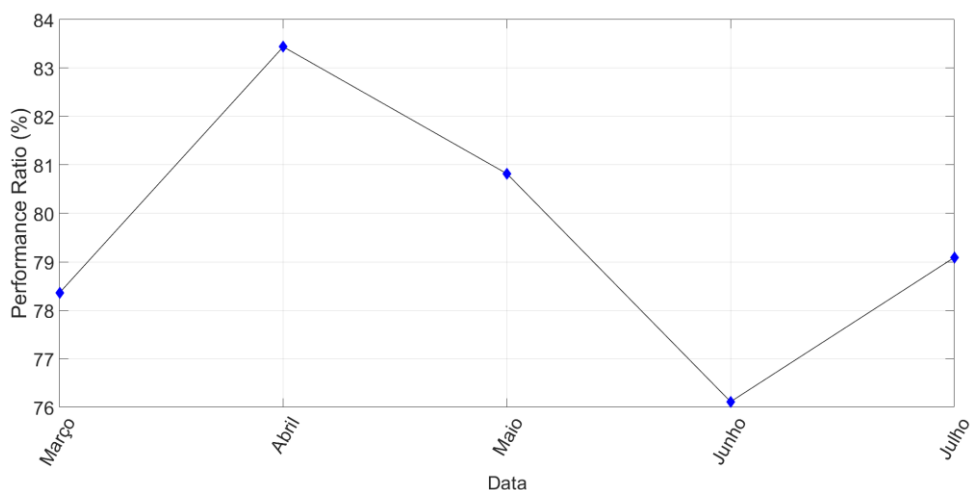
4.4 DISCUSSÃO

4.4.1 Resultados das Métricas

A energia total produzida nos cinco meses foi de 2597,56 kWh, com um PR de 79,90% e CUF de 13,67%. A PR ficou próxima da referência de 80%, caracterizando uma boa performance da planta FV. De acordo com Benedito (2009), o CUF no Brasil varia entre 13% e 18%, logo a planta teve um resultado, apesar de baixo, ainda dentro da faixa da métrica. A η_A obteve resultado de 14,08%, próximo à eficiência padronizada do módulo FV, que é de 16,97%, de acordo com o *datasheet* do mesmo, e a η_{inv} obteve resultado de 96,31%, próximo ao valor máximo de 97,8% da eficiência média do inversor em um período, indicado no manual. L_C apresentou perdas de 104,96 h, que é mais de cinco vezes maior que as perdas L_{BOS} de 18,83 h, relacionadas aos componentes do sistema FV com exceção dos módulos FV (*i.e.*, BOS). Isto indica que as perdas na captura da energia solar foram as mais significativas.

A maior PR mensal, de 83,44%, ocorreu no mês de abril, mesmo não sendo o mês de maior produção de energia dentro do período monitorado, como apresentado no Gráfico 2.

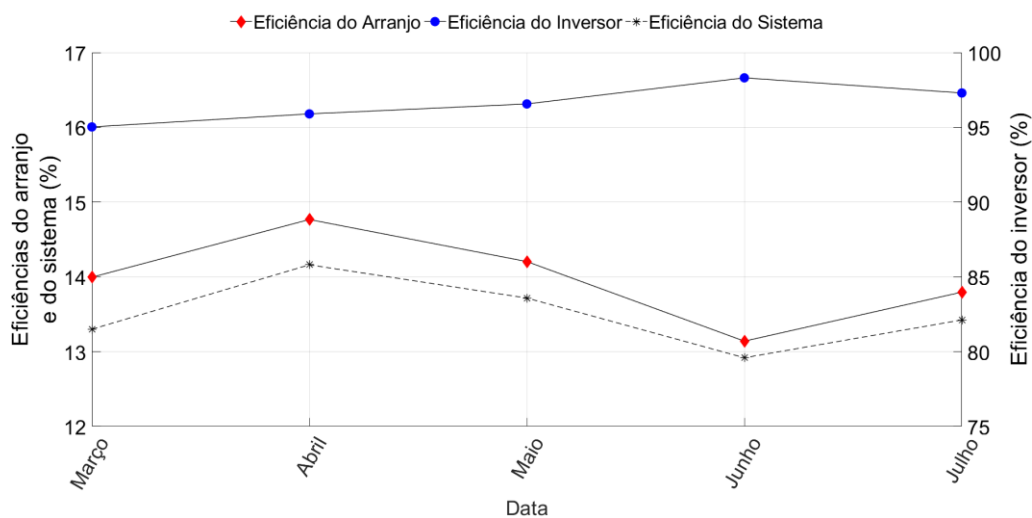
Gráfico 2 – Performance Ratio mensal.



Fonte: Autoria própria.

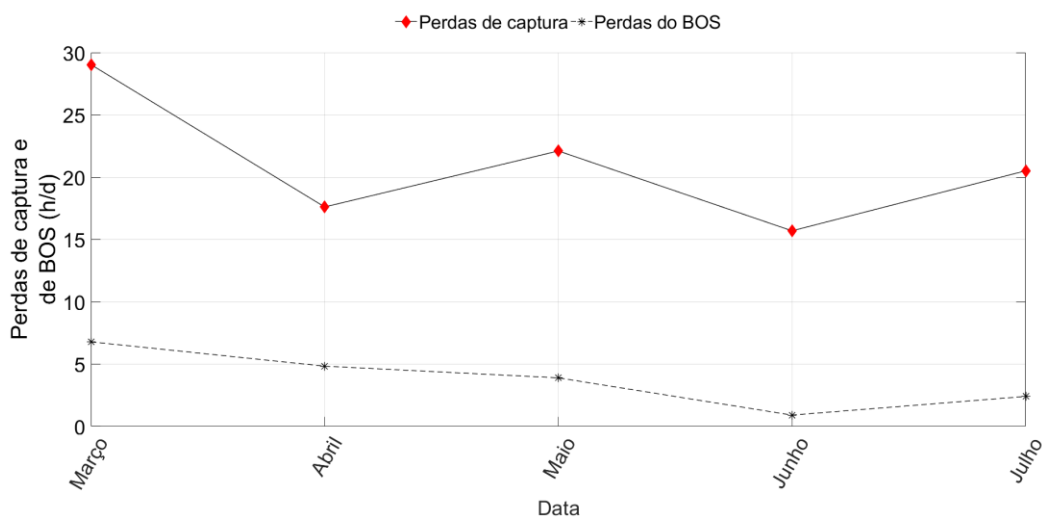
Neste mês, as métricas de η_A e η_{sys} também são as maiores do período, com valores de 14,77% e 14,16%, respectivamente, como apresentado no Gráfico 3, além de ser o mês de segunda menor L_C , como apresentado no Gráfico 4, e segunda maior média de temperatura dos módulos FV, igual a 23,83 °C.

Gráfico 3 – Eficiências do arranjo FV, do inversor solar e do sistema FV mensais.



Fonte: Autoria própria.

Gráfico 4 – Perdas de captura e de BOS mensais.



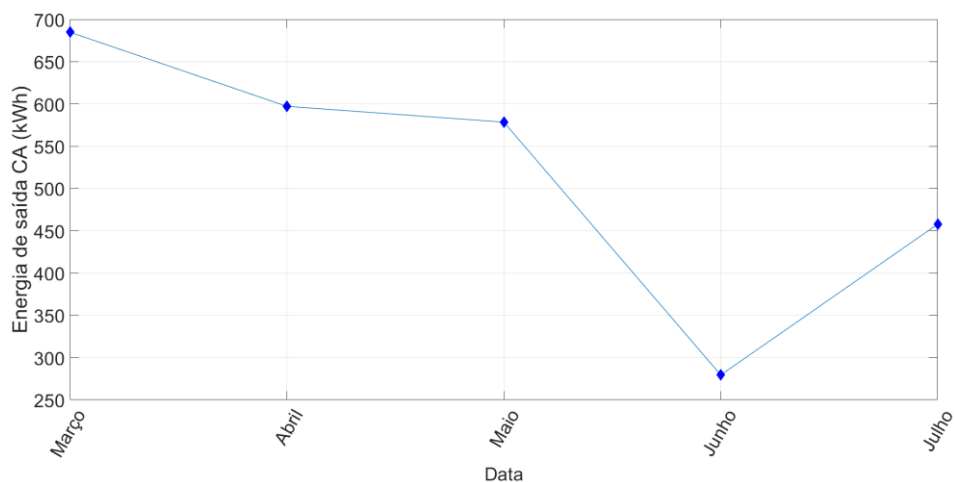
Fonte: Autoria própria.

Outro mês que obteve PR acima dos 80% foi maio, cuja PR calculado foi de 80,82%, o segundo maior valor da métrica no período. Maio foi o mês de segunda menor irradiação, com 135,56 kWh/m², e teve a temperatura média dos módulos FV, de 19,64 °C, abaixo da média calculada do período total de 21,33 °C.

O mês de março foi o de maior irradiação, de 165,52 kWh/m², com PR de 78,36%, o segundo mais baixo do período. Foi também o mês de maiores valores de CUF e E_{CA},

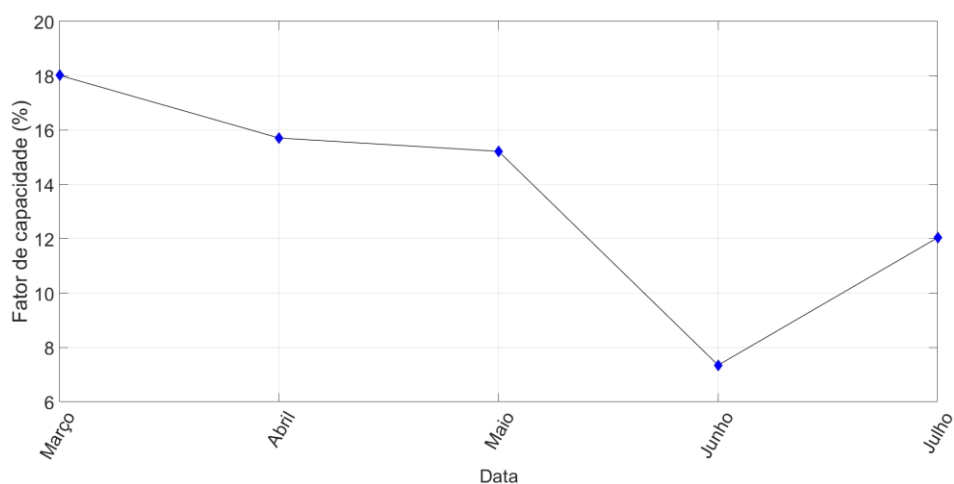
18,02% e 684,85 kWh, como apresentado nos gráficos 5 e 6, mas de maiores perdas, com L_C de 29,03 h e L_{BOS} de 6,78 h, que afetaram a PR medido no mês.

Gráfico 5 – Energia de saída CA mensal.



Fonte: Autoria própria.

Gráfico 6 – Fator de capacidade mensal.



Fonte: Autoria própria.

O mês de menor PR foi junho, com a métrica no valor de 76,11%. Esse mês apresentou também os menores valores para as métricas de η_A e η_{Sys} , 13,14% e 12,92%, respectivamente, e os menores valores de perdas, com L_C de 15,7 h e L_{BOS} de 0,91 h. Os menores valores de irradiação e temperatura média de 69,51 kWh/m² e 18,23 °C também ocorreram neste mês. Além disso, junho foi o mês que apresentou maior η_{inv} de 98,3%.

A Tabela 4 apresenta os valores de desvio padrão (e percentual do desvio padrão) das métricas da análise de eficiência. Os valores nesta tabela permitem avaliar o quão instáveis ou variáveis foram as medidas das métricas ao longo do período da monitoração.

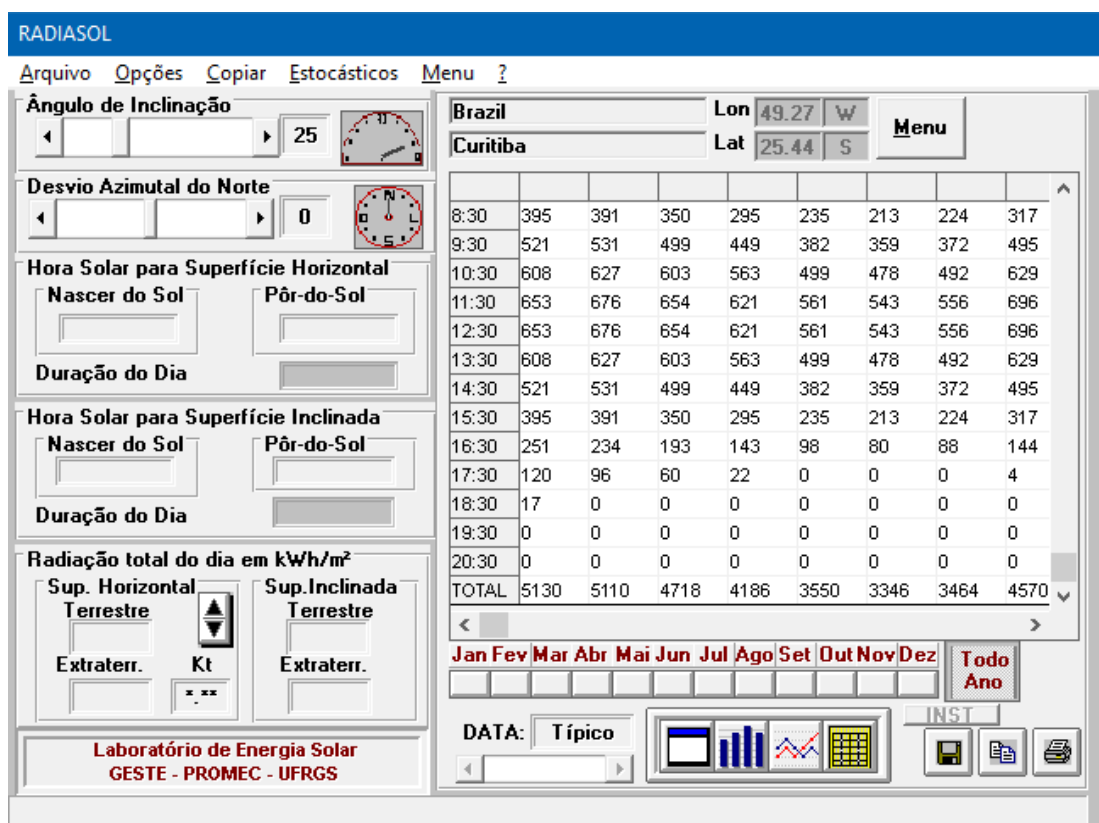
Nota-se no Gráfico 3 que as variações de η_{inv} , η_A , η_{Sys} durante o período de um mês são baixas, pois representam o funcionamento dos componentes internos do sistema FV que variam muito pouco em um período menor que um ano (conforme as equações 25, 26 e 28). A PR também possui baixa variação no período de cinco meses se comparada à variação anual da métrica que é influenciada pela sazonalidade do local (conforme a Equação 9 e Gráfico 2). Por outro lado, as métricas de E_{CA} , CUF, L_C e L_{BOS} têm variação mais significativa, como apresentado nos gráficos 4, 5 e 6. E_{CA} e CUF podem ter grande variação pois são diretamente dependentes da irradiação incidente. As perdas L_C e L_{BOS} têm igualmente grande influência da irradiação.

As oito métricas selecionadas neste estudo são as mais comumente consideradas no acompanhamento da eficiência de plantas FV. Nenhuma delas, entretanto, fornece um índice de eficiência global. A PR, que mede a taxa de desempenho, é a métrica mais comumente utilizada para avaliar a qualidade de operação de uma planta FV. No caso de estudo considerado, a PR do período indica que a planta opera em condições próximas às consideradas adequadas pela referência de 80%. O mesmo vale para o CUF que ficou na dentro da faixa de referência. As duas métricas de perdas, que possuem baixos valores, comprovam esta boa condição da planta e, portanto, L_C e L_{BOS} podem ser consideradas medidas complementares de eficiência. O E_{CA} , apesar de representar o produto final da geração fotovoltaica, não é uma medida conclusiva do ponto de vista de eficiência da planta, a não ser que fosse relacionada com alguma expectativa (*i.e.*, estimativa) da energia gerada no período. As métricas de eficiência do arranjo FV (η_A) e do inversor FV (η_{inv}) são indicativos de eficiência, mas aplicam-se a partes do sistema e não à planta como um todo. A métrica de eficiência do sistema (η_{Sys}) mede a qualidade de conversão da energia solar em energia elétrica. Diferentemente de PR, é calculada pela relação direta entre a energia gerada pela planta FV e a irradiação total incidente, conforme a Equação 32.

4.4.1.1 Resultados do Cálculo de Eficácia

Com vista ao cálculo da Eficácia (EF), foi utilizado o *software* RADIASOL, publicado pelo Laboratório de Energia Solar da UFRGS (UFRGS, 2012). Este *software* permitiu analisar a energia fotovoltaica esperada (E_e) da planta FV no período analisado.

Figura 16 – Software RADIASOL.



Fonte: UFRGS, 2012.

Conforme ilustrado na Figura 16, o RADIASOL forneceu as informações históricas da irradiação solar esperada para uma planta FV instalada na longitude de $-49,27^\circ$ e latitude de $-25,44^\circ$, com inclinação de 25° , similar a planta do LIT/UTFPR, descrita no começo da seção. Estes dados foram utilizados para calcular a estimativa de energia de geração da planta dos meses de Março a Julho e calcular os valores de Eficácia da planta FV, considerando os dados de E_{CA} da planta do LIT/UTFPR, como mostrado na Tabela 5. Estes valores estimados não representam necessariamente os objetivos de geração de energia do consumidor (E_e), mas, particularmente para este caso, foram usados para exemplificação do cálculo de Eficácia. Para o cálculo de E_e foi utilizada a Equação 34, adaptada de Nakabayashi (2014), que calcula uma estimativa de energia produzida (E) baseada nos valores de potência nominal

da planta FV (P_0), irradiação total prevista para o período de interesse (H_{tot}), um valor de *Performance Ratio* (PR) médio e a irradiância de STC (G) de 1kW/m^2 .

$$E = \frac{P_0 H_{tot} PR}{G} \quad (34)$$

A potência nominal da planta fotovoltaica do LIT/UTFPR é de 5,28 kWp, os valores de H_{tot} foram fornecidos pelo RADIASOL e a PR utilizada para o cálculo foi de 80%.

Tabela 5 – Dados de eficácia da planta FV.

	E_{CA} (kWh)	E_e (kWh)	EF (%)
Março	684,85	617,79	110,85
Abril	597,14	530,45	112,57
Mai	578,47	464,85	124,44
Junho	279,36	424,00	65,89
Julho	457,74	453,59	100,91
TOTAL	2.597,56	2.490,68	104,29

Fonte: Autoria própria.

A planta FV do LIT/UTFPR apresentou uma eficácia média do período de 104,29 %, o que indica que o objetivo de geração do sistema foi alcançado, ultrapassando o valor esperado de 2.490,68 kWh. Apesar do mês de março ter tido a maior geração FV, nota-se que ele não obteve o maior valor de eficácia, uma vez que a geração de energia estimada era mais alta para este mês. A maior eficácia foi observada no mês de maio, com valor de 124,44 %, e a menor eficácia foi observada no mês de junho, com valor de apenas 65,89 %, indicando que a geração FV foi bem menor que aquela esperada para o mês.

4.4.2 Coeficientes de Correlação entre as Métricas de Eficiência

Com o objetivo de melhorar a compreensão das relações entre as métricas de eficiência, um cálculo de correlação entre elas foi realizado. Um estudo similar, publicado por Kim *et al.* (2019), envolveu variáveis ambientais de um sistema fotovoltaico, no qual um modelo de previsão de performance de produção FV foi desenvolvido.

Os valores das métricas calculadas com as medições apresentadas na seção de experimentação foram utilizados para este estudo. Como os valores nulos das métricas e

valores fora do esperado não caracterizam o comportamento das métricas de eficiência corretamente, N_{inv} maior que 100%, por exemplo, eles foram descartados desta análise, assim como as medidas das outras métricas para os mesmos instantes de tempo. Os dados nulos foram desconsiderados, como aqueles medidos quando a planta fotovoltaica está fora de operação, ou seja, quando a potência CA medida era menor que 100 W. Os valores muito distantes dos esperados para cada métrica, como valores de PR e N_{inv} maiores que 1, ou seja, valores de *outliers*, também foram retirados, assim como os valores das outras métricas para os mesmos instantes de coleta. Acredita-se que esses valores ocorreram por erros de medição ou por interferência da rede elétrica sobre as medições.

Caso esses valores não fossem descartados da análise, resultariam valores de correlações entre as métricas indesejados para este estudo, que busca analisar as correlações das métricas em momentos de atividade da planta FV. Os valores nulos das métricas, medidos nos intervalos em que a planta está fora de operação, são comuns a todas as métricas de eficiência. Assim, considerando que a planta se encontra diariamente fora de operação por quase um terço do dia, estes valores gerariam um falso aumento da correlação entre as métricas caso fossem incluídos nos cálculos. De forma similar, os valores de *outliers* das métricas representam um comportamento fora do padrão, que alteraria os valores de correlação.

Após estas considerações, os coeficientes de correlação de Pearson e de Spearman foram utilizados para analisar o quanto as métricas do grupo selecionado estão correlacionadas entre si.

4.4.2.1 Coeficiente de correlação de Pearson

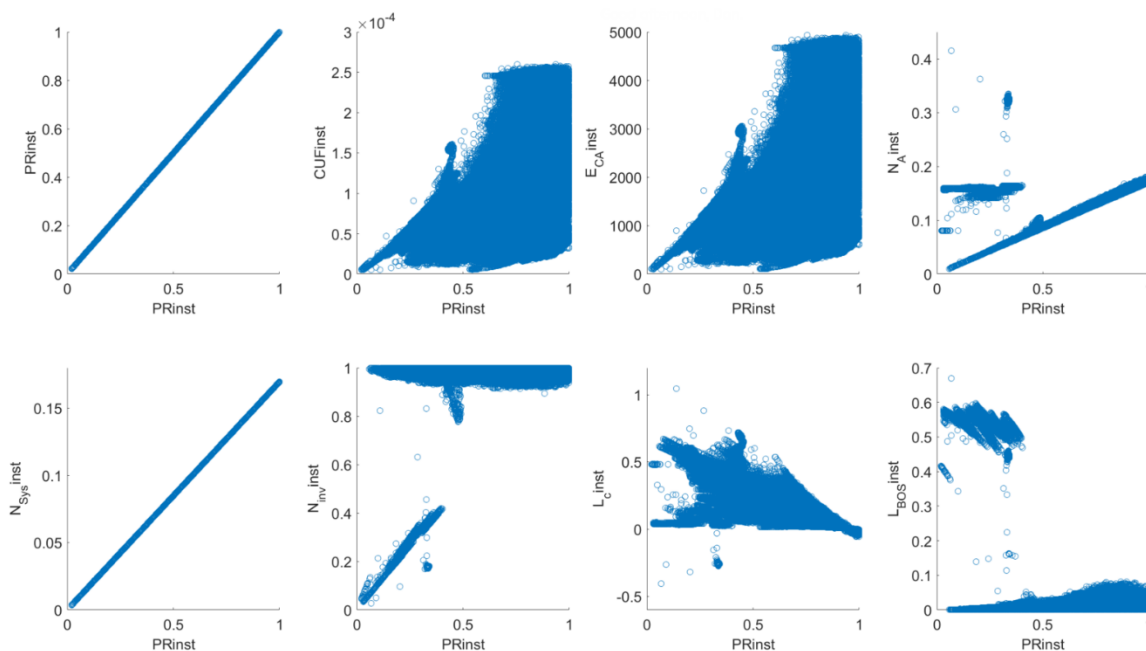
O coeficiente de Pearson indica a correlação linear entre duas variáveis e seu cálculo é representado pela Equação 35,

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i - \frac{\sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{n}}{\sqrt{\left(\sum_{i=1}^n x_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^n x_i)^2}{n}\right) \left(\sum_{i=1}^n y_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^n y_i)^2}{n}\right)}} \quad (35)$$

X e y são as variáveis cuja correlação deseja-se calcular, e n equivale ao total de instâncias das variáveis.

Outro meio de visualizar a linearidade entre as métricas são os gráficos de dispersão entre pares de métricas, como exemplificado na Figura 17. Os gráficos de dispersão apresentados utilizam os dados coletados na seção de experimentação. Nota-se, por exemplo, que PR possui forte linearidade com a métrica de N_{Sys} (primeiro gráfico da segunda linha).

Figura 17 – Gráficos de dispersão entre PR e as outras variáveis de análise de eficiência



Fonte: Autoria própria.

4.4.2.2 Coeficiente de correlação de Spearman

Para analisar a correlação não-linear entre as métricas, outro coeficiente que pode ser usado é o coeficiente de correlação de Spearman, o qual calcula a relação entre métricas que pode ser representada por uma função monotônica, ou seja, uma relação na qual a variação da variável independente é refletida na variação da variável dependente. Diferentemente do coeficiente de Pearson, o cálculo do coeficiente de Spearman (ρ) utiliza os valores dos postos, ou *ranks*, das variáveis para analisar sua correlação, e pode ser calculado pela Equação 36,

$$\rho = 1 - \frac{6 \sum_{i=1}^n d^2}{(n^3 - n)} \quad (36)$$

A variável d equivale à diferença entre os pares de valores dos postos das variáveis cuja correlação deseja-se calcular e n é a quantidade de pares de postos presentes nos dados analisados.

4.4.2.3 Resultados de correlação

Os valores dos coeficientes de correlação de Pearson e Spearman são apresentados nas Tabelas 6 e 7, e podem ser observados nas imagens do APÊNDICE A, compostos pelo conjunto de diagramas de dispersão entre os pares de métricas, seus coeficientes de correlação de Pearson e Spearman e histogramas de cada métrica.

Tabela 6 – Coeficientes de correlação linear de Pearson.

	PR	CUF	ECA	η_A	η_{Sys}	η_{inv}	L_c	LBOS
PR	1.00	0.34	0.34	0.92	1.00	-0.13	-0.67	0.09
CUF	0.34	1.00	1.00	0.53	0.34	-0.26	0.15	0.59
ECA	0.34	1.00	1.00	0.53	0.34	-0.26	0.15	0.59
η_A	0.92	0.53	0.53	1.00	0.92	-0.28	-0.51	0.35
η_{Sys}	1.00	0.34	0.34	0.92	1.00	-0.13	-0.67	0.09
η_{inv}	-0.13	-0.26	-0.26	-0.28	-0.13	1.00	-0.06	-0.28
L_c	-0.67	0.15	0.15	-0.51	-0.67	-0.06	1.00	0.08
LBOS	0.09	0.59	0.59	0.35	0.09	-0.28	0.08	1.00

Fonte: Autoria própria.

Tabela 7 – Coeficientes de correlação de postos de Spearman.

	PR	CUF	ECA	η_A	η_{Sys}	η_{inv}	L_c	LBOS
PR	1.00	0.45	0.45	0.93	1.00	-0.35	-0.43	0.41
CUF	0.45	1.00	1.00	0.67	0.45	-0.92	0.54	0.97
ECA	0.45	1.00	1.00	0.67	0.45	-0.92	0.54	0.97
η_A	0.93	0.67	0.67	1.00	0.93	-0.61	-0.18	0.66
η_{Sys}	1.00	0.45	0.45	0.93	1.00	-0.35	-0.43	0.41
η_{inv}	-0.35	-0.92	-0.92	-0.61	-0.35	1.00	-0.52	-0.96
L_c	-0.43	0.54	0.54	-0.18	-0.43	-0.52	1.00	0.51
LBOS	0.41	0.97	0.97	0.66	0.41	-0.96	0.51	1.00

Fonte Autoria própria.

Considerando o valor limite de uma correlação fraca 0,7, seja positivo ou negativo, nota-se, sobre os coeficientes de Pearson, que PR possui forte correlação linear positiva com η_A e η_{Sys} . A forte correlação do par PR e η_A indica a dependência entre as duas métricas, apesar de PR estar relacionado ao sistema como um todo e η_A apenas ao arranjo fotovoltaico. CUF e E_{CA} são fortemente correlacionados pois o fator de capacidade é diretamente proporcional à energia CA. Apesar da alta correlação entre essas métricas, sua seleção para a análise de eficiência é proveniente dos conceitos diferentes de cada métrica, ou seja, da parte do sistema à qual se referem (*e.g.*, planta como um todo ou arranjo FV) ou a sua possível utilização para comparações com outras fontes de energia (*e.g.*, fator de capacidade de energia eólica). Já η_{inv} possui apenas correlações lineares fracas com todas as outras métricas, ou seja, não é influenciada pelas outras variáveis.

De modo geral, na Tabela 7 observa-se maiores valores de correlação do que na Tabela 6, uma vez que a não-linearidade deixa de ser um fator limitante do cálculo de correlação. Sobre os coeficientes de Spearman, nota-se que as correlações lineares fortes indicadas pelo coeficiente de Pearson se mantêm fortes de acordo com o novo cálculo. Entretanto, um aumento substancial da magnitude de certas correlações mostram que as variáveis são, de fato, relacionadas entre si, mas não de forma linear. As correlações de η_{inv} com as métricas de CUF, E_{CA} e L_{BOS} são claramente fortes e não-lineares, como apresentado na Tabela 7. Por outro lado, nota-se que as correlações entre as variáveis η_A , η_{Sys} e PR com a variável L_C são ainda mais fracas quando calculadas com o coeficiente de Spearman.

As correlações entre as métricas permitem avaliar o quanto seus comportamentos são relacionados. Correlações fortes entre as métricas do conjunto podem, inclusive, indicar uma certa redundância na avaliação de eficiência. Redundância explicada pelo contexto de cada métrica, como a relação entre PR e η_{Sys} , explicada na seção 3.2 e pelas equações 10 e 32. Além disso, correlações fortes podem confirmar relações de causalidade entre métricas, como entre o par E_{CA} e CUF, como podem indicar relações que podem não ser igualmente claras, como a correlação de Spearman entre L_{BOS} e E_{CA} .

As correlações fracas no conjunto de métricas de eficiência, por sua vez, podem indicar que as métricas representam comportamentos distintos no sistema FV. As correlações com a métrica de η_{inv} , por exemplo, podem indicar que o comportamento do inversor possui relação fraca com as medidas utilizadas para os cálculos das outras métricas de eficiência, e, portanto, a métrica representa outro aspecto de qualidade de operação da planta fotovoltaica.

5 CONCLUSÕES

5.1 CONCLUSÕES SOBRE A PESQUISA

A pesquisa apresentada nesta dissertação de mestrado situou-se dentro da temática de energias renováveis, mas, particularmente, teve foco na análise de eficiência e eficácia de plantas fotovoltaicas. A pesquisa foi, em grande parte, conduzida concomitantemente com o desenvolvimento de um projeto de pesquisa tecnológica no laboratório LIT/CITEC da UTFPR, com financiamento da COPEL Distribuição e ANEEL (projeto PD2866-0464/2017), e com a participação do mestrando.

O objetivo da pesquisa foi analisar e propor um conjunto de métricas para avaliação da eficiência e eficácia de operação de uma planta fotovoltaica. Assim, como primeira etapa, realizou-se um mapeamento sistemático da literatura pelo qual um total de 9.865 publicações foram filtradas em 252 artigos de interesse. O resultado do mapeamento sistemático aliado à norma IEC 61724 e aos artigos de Kumar e Kumar (2017) e Khalid *et al.* (2016), que apresentam visões gerais das métricas de análise de desempenho, embasaram a seleção de um conjunto de oito métricas, dentre as mais comumente utilizadas para avaliar o desempenho de plantas FV, visando realizar a análise de “eficiência da planta fotovoltaica”. As métricas selecionadas foram: energia de saída (E_{CA}), *Performance Ratio* (PR), fator de capacidade (CUF), eficiência do arranjo FV (η_A), eficiência do inversor solar (η_{inv}), eficiência do sistema FV (η_{Sys}), perdas de captura (L_C), perdas do balanço do sistema (L_{BOS}). As métricas de η_{Mod} e de produtividades (Y_f , Y_T , Y_A) levantadas no estudo, apesar de serem bastante presentes de acordo com o mapeamento, não fizeram parte das métricas selecionadas por causa da similaridade com outras métricas, como η_A e PR. As métricas de energia e PR relacionados ao lado CC da planta (E_{CC} , PR_{CC}) também foram levantadas no estudo, mas foi dada preferência às métricas equivalentes do lado CA, uma vez que são mais presentes na literatura. Finalmente, a métrica de *performance index* P_i , não foi selecionada para o conjunto de métricas de eficiência, pois esteve pouco presente nos resultados do mapeamento sistemático, sendo encontrada em apenas 6 artigos.

Para realizar experimentações com as métricas selecionadas foi desenvolvido um sistema eletrônico embarcado integrado a uma planta fotovoltaica de 5kW no laboratório LIT/CITEC. As funcionalidades de monitoramento foram desenvolvidas empregando a

ferramenta LabVIEW, operando em um equipamento NI-cRIO-9039 e visando a coleta das medidas elétricas e ambientais da planta FV.

Os experimentos com a planta FV foram bem sucedidos, uma vez que se pôde coletar os dados de medição elétrica e ambiental ao longo de cinco meses de operação daquela planta. Com estes dados de medição, foi possível calcular todas as métricas de eficiência no período. As principais dificuldades na coleta de dados foram as interrupções por queda de energia elétrica dentro da universidade. Estas interrupções geraram desligamentos dos equipamentos de coleta de dados e do computador responsável pelo armazenamento do *backup* de medidas. Isto impossibilitou a completa análise das métricas de eficiência da planta FV dentro do período de mais de um ano de monitoramento, limitando a análise para o período de cinco meses com melhor qualidade e continuidade dos dados coletados.

Este trabalho de pesquisa permitiu observar a inter-relação entre as oito métricas selecionadas, além de demonstrar que uma única métrica não é o bastante para adquirir a total compreensão sobre a qualidade de geração da planta FV. O conjunto de métricas apresenta informações complementares entre si, permitindo observar a eficiência segundo vários parâmetros. Um estudo de correlação entre os dados das métricas indicou as intensidades das diferentes inter-relações existentes, com correlações fortes entre métricas complementares entre si (PR , η_A e η_{Sys} , CUF e E_{CA} , e correlação não-linear entre CUF , E_{CA} e L_{BOS}) e correlações fracas entre métricas que informam aspectos diferentes da planta fotovoltaica (η_{inv} em relação a todas as outras métricas, L_{BOS} em relação a PR , η_A e η_{Sys} , e perdas L_{BOS} e L_c em relação a CUF e E_{CA}).

Genericamente, a eficiência é uma medida da relação entre os custos incorridos e os benefícios advindos no alcance de objetivos, indicando a qualidade de operação ou o quão econômico é um determinado sistema. Por outro lado, a eficácia é uma medida de atingimento dos objetivos. No escopo de um sistema fotovoltaico, a eficácia poderá ter versões diferentes dependendo a qual *stakeholder* se referem. Ao usuário da planta, por exemplo, a eficácia indica quanto da energia esperada foi efetivamente produzida em um período. A métrica de eficácia proposta provê, portanto, um meio para que o consumidor tenha ciência de em que medida a planta atinge seus objetivos de geração de energia.

Em termos de atingimento dos objetivos estabelecidos para esta pesquisa de mestrado, todos os objetivos específicos foram alcançados:

- Analisar as métricas encontradas na literatura científica e normas, já utilizadas em projetos e análise de plantas fotovoltaicas.

A seção 2.4 deste documento apresenta as métricas de análise de eficiência encontradas na literatura e a seção 3.1 apresenta o mapeamento sistemático realizado visando analisar as métricas de eficiência existentes na literatura.

- Calcular as métricas com dados reais de uma planta fotovoltaica de 5 kWp visando ampliar o conhecimento sobre as diferentes formas de avaliação de eficiência de uma planta fotovoltaica.

O capítulo 4 deste documento apresenta a experimentação realizada com dados coletados da planta fotovoltaica de 5kWp do LIT/UTFPR e seus resultados.

- Definir um conjunto de métricas suficientes para a análise de eficiência de uma planta fotovoltaica.

A seção 3.2 deste documento apresenta a seleção de um conjunto de métricas para realizar a análise de eficiência de plantas fotovoltaicas.

- Propor uma nova métrica de eficácia, como forma de medir o quanto uma planta fotovoltaica atinge seus objetivos.

A seção 3.3 deste documento apresenta uma proposta de uma métrica de análise de eficácia de plantas fotovoltaicas. Além disso, na seção 4.4.1.1 são apresentados resultados da utilização da métrica proposta para os dados coletados da planta FV do LIT/UTFPR, apresentados na seção de experimentação.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Embora um período de monitoramento de cinco meses permita observar variações de eficiência da planta, um período maior alcançando doze meses já permitiria identificar a influência da sazonalidade sobre a qualidade de operação da planta. Sugere-se, portanto,

como trabalho futuro: a utilização das métricas de eficiência selecionadas e da métrica de eficácia para avaliação de um conjunto maior de dados, possibilitando alcançar conclusões ainda mais precisas sobre a “eficiência da planta fotovoltaica”.

Nessa pesquisa, selecionou-se oito métricas para a análise de eficiência de plantas fotovoltaicas e avaliou-se a correlação entre essas métricas. Um trabalho futuro inédito seria propor uma métrica única que fornecesse uma medida padronizada de eficiência de uma planta FV, por meio de uma análise matemática mais profunda.

Propõe-se também, como trabalho futuro, um estudo comparativo das métricas propostas entre diferentes plantas FV visando um entendimento maior sobre os parâmetros de influência nas métricas.

5.3 PUBLICAÇÕES ASSOCIADAS

Os resultados da pesquisa foram publicados em um artigo cujo título foi “Métricas de Cálculo de Eficiência na Produção de Energia em Plantas Fotovoltaicas” apresentado no CBA 2020 – Congresso Brasileiro de Automática (YAMADA *et al.*, 2020).

O autor desta dissertação também foi um dos participantes do artigo intitulado “*A monitoring system for online fault detection and classification in photovoltaic plants*” publicado no jornal internacional *Sensors* em 2020 (LAZZARETTI *et al.*; 2020).

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 10899. Energia solar fotovoltaica—Terminologia, v. 2.** 2013.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados á rede.** 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

AMR, A. A. R.; HASSAN, A. A. M.; ABDEL-SALAM, M.; EL-SAYED, A. M. 2019. **Enhancement of photovoltaic system performance via passive cooling: Theory versus experiment.** *Renewable energy*, 140, 88-103.

ANEEL/ABSOLAR. **Infográfico ABSOLAR.** 2020. Disponível em <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>.

APOGEE. **APOGEE PYRANOMETERS Silicon-cell & Thermopile Series.** 2021. Disponível em: <https://www.apogeeinstruments.com/content/SP-100-200-spec-sheet.pdf>

BARANIDESIGN. **MeteoTemp RH+T Data Sheet.** 2018. Disponível em: <https://www.baranidesign.com/meteotemp-rht>

BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório.** 2009. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

BHANDARI K. P.; COLLIER J. M.; ELLINGSON R. J.; APUL D. S. **Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015.

BYE, G.; CECCAROLI, B. **Solar grade silicon: Technology status and industrial trends.** *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 130, p. 634-646, 2014.

CANADIAN SOLAR. **MAXPOWER CS6U-315|320|325|330P**. 2016. Disponível em: <<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto34223IdArquivo4478.pdf>>. Acesso em: 30 mar. 2020.

CAUS, T. R. **Energia hidrelétrica: eficiência na geração**. Pós-Graduação em Eficiência Energética Aplicada aos Processos Produtivos, Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, 2014.

CHODOS, A. **April 25, 1954: Bell labs demonstrates the first practical silicon solar cell**. APS News-This month in Physics history, 2009. Disponível em: <<https://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm>>. Acesso em: 01 mai. 2019.

COSTA, C. H. D.; Rodrigues, M. P.; Yamada, G. D.; Rodrigues, G. V.; Jiayu, X.; Moritz, G. L.; Oroski, E.; de Góes, R. E.; Lazzaretti, A. E.; Stadzisz., P. C. **A monitoring and management system for medium-scale photovoltaic plants**. In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid

DIERAUF, T.; GROWITZ, A.; KURTZ, S.; CRUZ, J. L. B.; RILEY, E.; HANSEN, C. **Weather-corrected performance ratio**. National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (United States), 2013.

DHIMISH, M.; HOLMES, V.; MEHRDADI, B.; DALES, M. **The impact of cracks on photovoltaic power performance**. Journal of Science: Advanced Materials and Devices, v. 2, n. 2, p. 199-209, 2017.

EKO. **MS-40 Pyranometer Technical Specifications**. 2018. Disponível em: <https://eko-eu.com/products/solar-energy/pyranometers/ms-40-pyranometer/pdf>

ENERGYSAGE. **THE CALIFORNIA SOLAR MANDATE**. 4 mar. 2020. Disponível em: <<https://news.energysage.com/california-solar-mandate-guide/>>. Acesso em: 07 abr. 2020.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário estatístico de energia elétrica 2017—ano base 2016**. Ministério de Minas e Energia., v. 232, 2017.

FARIA, R. A. **Projeto de Eficiência Energética**, UTFPR, 2020.

GREENPRO, Altener Programa Comunitário. **Energia Fotovoltaica-Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Europa: Comissão Europeia, v. 43, 2004.

IEA, International Energy Agency, **Photovoltaic power systems collaboration programme, Report IE PVPS T1-35: 2019**. Disponível em: <http://www.ieapvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_T1_35_Snapshot2019-Report.pdf>. Acesso em: 01 mai. 2019.

IEC. **International Standard IEC 61724: Photovoltaic System Performance Monitoring—Guidelines for Measurements, Data Exchange and Analysis**. IEC, 1998.

IRENA, IREA. **Renewable power generation costs in 2017**. Report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.

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

KIM, G. G., CHOI, J. H., PARK, S. Y., BHANG, B. G., NAM, W. J., CHA, H. L., PARK, N. **Prediction model for PV performance with correlation analysis of environmental variables**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 9, n. 3, p. 832-841, 2019.

KIMO INSTRUMENTS. **PT 100 Technical Data Sheet**. 2017. Disponível em: <http://www.keb.com.tw/Files/Other/PDF/Data%20Sheet-PT1000-RW.pdf>

KING, D. L.; KRATOCHVIL, J.A.; BOYSON, W.E. **Photovoltaic array performance model**. United States. Department of Energy, 2004.

KLISE, K. A.; STEIN, J. S.; CUNNINGHAM, J. **Application of IEC 61724 Standards to Analyze PV System Performance in Different Climates.** In: 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). IEEE, p. 3161-3166, 2017.

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

LAPES. **StArt.** 2013. Portal do Laboratório de Pesquisa em Engenharia de Software da Universidade Federal de São Carlos. Disponível em: http://lapes.dc.ufscar.br/tools/start_tool.

LAZZARETTI, A. E.; COSTA, C. H. D.; RODRIGUES, M. P.; YAMADA, G. D.; LEXINOSKI, G.; MORITZ, G. L.; OROSKI, E.; GOES, R. E. D.; LINHARES, R. R.; STADZISZ, P. C.; OMORI, J. S.; SANTOS, R. B. D. **A monitoring system for online fault detection and classification in photovoltaic plants.** Sensors, 20(17), 4688, 2020.

LELOUX, J.; NARVARTE, L.; TREBOSC, D. **Review of the performance of residential PV systems in France.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 16, n. 2, p. 1369-1376, 2012.

LEM. **Current Transducer LEM HASS-50S,** 2019. Disponível em : <https://www.lem.com/en/hass-50s>

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: Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005. IEEE, 2005. p. 1601-1606.

MESSENGER, R. A.; ABTAHI, A. **Photovoltaic Systems Engineering.** CRC Press, 2010.

MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N.; BOETTNER, D. D.; BAILEY, M. B. **Fundamentals of engineering thermodynamics.** John Wiley & Sons, 2010.

MUHAMMAD-SUKKI, F.; ABU-BAKAR, S. H.; MUNIR, A. B.; YASIN, S. H. M.; RAMIREZ-INIGUEZ, R.; MCMEEKIN, S. G.; STEWART, B. G.; SARMAH, N.; MALLICK, T. K.; RAHIM, R. A.; KARIM, M. E.; AHMAD, S.; TAHAR, R. M. **Feed-in tariff for solar photovoltaic: The rise of Japan.** *Renewable Energy*, n. 68, p. 636-643, 2014.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futura.** 2014. Dissertação de Mestrado. Instituto de Energia e Ambiente, USP.

NANHUA. **Wind Speed Sensor FA01 Technical Data Sheet.** 2018a. Disponível em: <http://en.nanhua.com/Signals/fa01.html>

NANHUA. **Wind Direction Sensor FA02 Technical Data Sheet.** 2018b. Disponível em: <http://en.nanhua.com/AppPublicData/Attachments/-2018/04/201804181829572008.pdf>

NASCIMENTO, L. R. D.; BRAGA, M.; CAMPOS, R. A.; NASPOLINI, H. F.; RÜTHER, R. **Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil.** *Renewable Energy*, v. 146, p. 1070-1082, 2020.

NHS. **Inversores On Grid NHS SOLAR 1K5-GSM1 3K-GSM1 5K-GDM1.** 2018. Disponível em: <https://nhssolar.com.br>.

NORDMANN, T.; VAN SARK, W. G. J. H. M.; GREEN, M. **Analysis of long-term performance of PV systems.** 2014. Report IEA PVPS T13-05. International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme.

NOVUS. **Fieldlogger Technical Data Sheet, NOVUS Produtos Eletrônicos LTDA.** 2018. Disponível em: <https://www.novus.com.br/downloads/Arquivos/manualfieldloggerv16x-hportugu%C3%AAs.pdf>

NREL. **Best research-cell efficiency chart.** Disponível em: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>. Acesso em: 02 abr. 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.

PORTAL SOLAR. **Quanto Custa para Instalar Energia Solar**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-para-instalar-energia-solar.html>>. Acesso em: 30 mar. 2020.

RAMANAN, P.; MURUGAVEL, K. K.; KARTHICK, A. **Performance analysis and energy metrics of grid-connected photovoltaic systems**. Energy for Sustainable Development, v. 52, p. 104-115, 2019.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

REICH, N. H.; MÜELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; WILFRIED, G. J. H. M. V. S.; 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.

SCHWARZENEGGER, A. **COMMERCE ENERGY BIOGAS/PV MINI-GRID RENEWABLE RESOURCES PROGRAM PROJECT 1.1 PROGRAM PLANNING AND ANALYSIS**. 2007.

SMA Solar Technology AG, **Performance Ratio – Quality Factor for the PV plants**. Web. 22 Jan 2015. Disponível em: <<http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-en-11.pdf>>. Acesso em: 01 jun. 2019.

STEDILE, R.; TONIN, F. S.; URBANETZ JUNIOR, J. **Comparison of the Performance of the Grid-Connected Photovoltaic System Installed In the Brazilian Cities: Blumenau-SC and Curitiba-PR**. Brazilian Archives of Biology and Technology, v. 61, n. SPE, 2018.

TAKIGAWA, F. Y. K.; ARANHA NETO, E. A. C.; FERNANDES, R. C.; Campos, D. D.; CARDOSO, M.. **Analysis of the Financial Viability of a Photovoltaic System to a**

Consumer Unit in South Brazil. *Ingeniare: Revista Chilena de Ingeniería*, v. 27, n. 1, p. 131-141, 2019.

THE NEW YORK TIMES. **California Will Require Solar Power for New Homes.** 9 mai. 2018. Disponível em: <<https://www.nytimes.com/2018/05/09/business/energy-environment/california-solar-power.html>>. Acesso em: 9 abr. 2020.

UEDA, Y.; KUROKAWA, K.; KITAMURA, K.; YOKOTA, M.; AKANUMA, K.; SUGIHARA, H. **Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems.** *Solar energy materials and solar cells*, v. 93, n. 6-7, p. 945-949, 2009.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; RUPPERT FILHO, E. **Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays.** *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 24, No. 5, Maio 2009.

TOWNSEND, T.; WHITAKER, C.; FARMER, B.; WENGER, H. **A new performance index for PV system analysis.** In: *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion-WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)*. IEEE, 1994. p. 1036-1039.

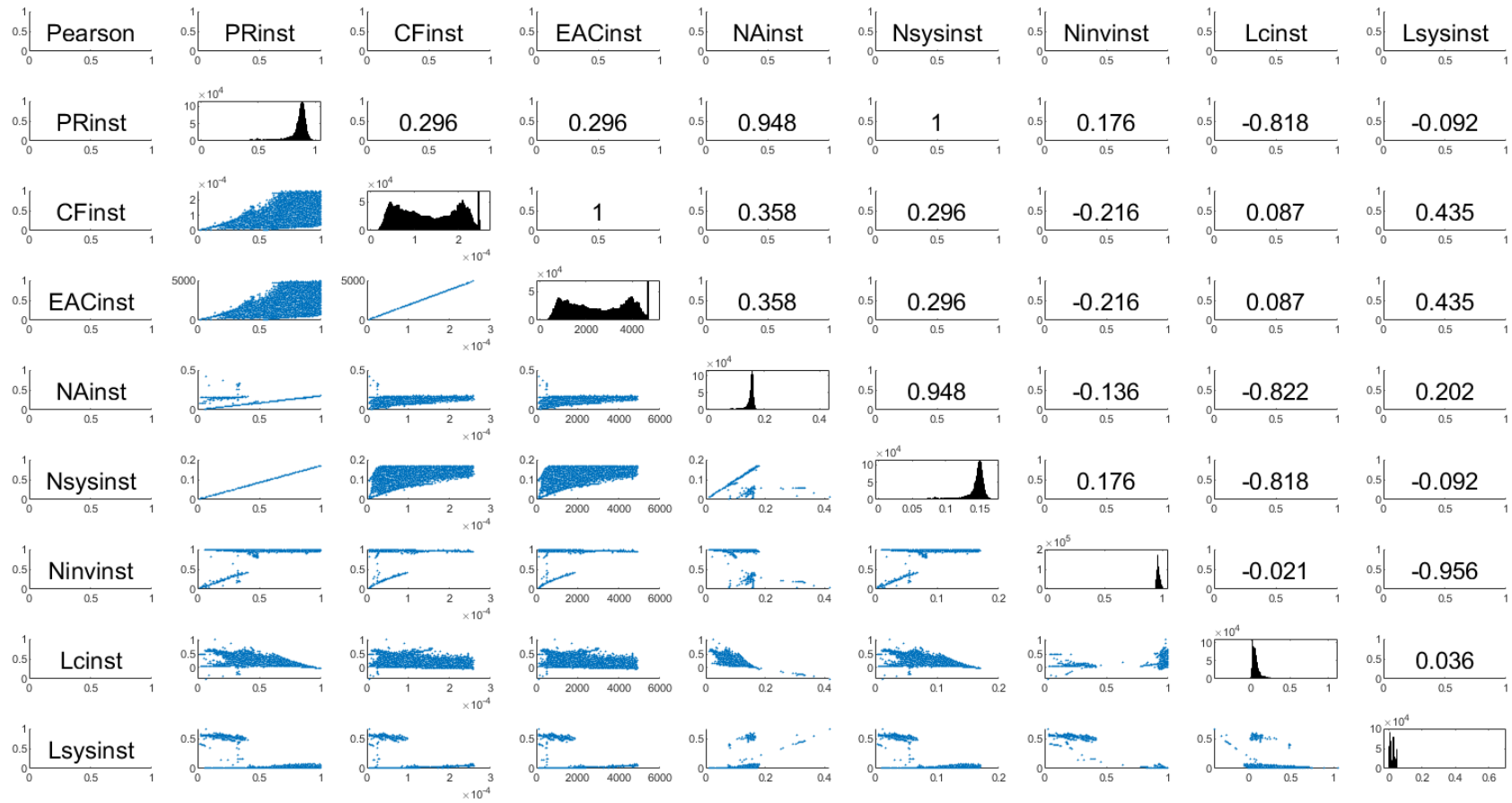
UFRGS. **Programa RADIASOL.** Laboratório de Energia Solar, 2012.

WOYTE, A.; RICHTER, M.; MOSER, D.; FRAUNHOFER, N. R.; GREEN, M.; MAU, S.; BEYER, H. G. **Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems—Good Practices for Monitoring and Performance Analysis.** 2014. Report IEA PVPS T13-03. International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme.

YAMADA, G. D.; STADZISZ, P. C.; RIBEIRO, R. L.; LAZZARETTI, A. E.; OROSKI, E.; MORITZ, G. L.; FARIA, R. A. D.; COSTA, C. H. D.; RODRIGUES, M. P.; LEXINOSKI, G. **Métricas de Cálculo de Eficiência na Produção de Energia em Plantas Fotovoltaicas.** *Anais da Sociedade Brasileira de Automática*, 2(1). 2020.

ZILLES, R.; OLIVEIRA, S. H. F. **O Preço do Wp e o Custo do KWh Fornecido por Sistemas Interligados à Rede Elétrica.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8., 1999, Rio de Janeiro. **Anais.** São Paulo : CBE, 1999. p 743-748

APÊNDICE A – MATRIZES DE CORRELAÇÃO



APÊNDICE B – LISTAGEM DO MAPEAMENTO SISTEMÁTICO

Título	Autores	Ano	E _{CA}	E _{CC}	PR _{CA}	PR _{CC}	P _i	CUF	η_{Array}	η_{inv}	η_{Sys}	η_{Mod}	L _C	L _{BOS}	L _{sys}	Y _A	Y _r	Y _f
Conceptual Design Of A 50 Mw Central Station Photovoltaic Power Plant	STRANIX, A. J.; FIRESTER, A. H.	1983	X					X			X	X						X
Performance And Reliability Of Solar Progress Photovoltaic System	ATMARAM, G. H.; HERIG, C.; MARION, B.	1990						X	X									
Utility use of PV system ratings	FIROR, K.; WHITAKER, C. M.; JENNINGS, C.	1990	X					X										
PVUSA-performance, experience, and cost (PV power systems)	CANDELARIO, T. R.; HESTER, S. L.; TOWNSEND, T. U.; SHIPMAN, D. J.	1991	X					X	X		X							
Photovoltaics and Demand Side Management Performance Analysis at a University Building	RAHMAN, S.; KROPOSKI, B. D.	1993	X	X				X	X	X								
A new performance index for PV system analysis	TOWNSEND, T.; WHITAKER, C.; FARMER, B.; WENGER, H.	1994	X				X	X			X		X	X				
Normalized Representation of Energy and Power for Analysis of Performance and	HAEBERLIN, H.; BEUTLER, C.	1995			X					X			X		X	X	X	X

On-line Error Detection in PV-Systems																	
Extended performance analysis of 70 PV systems in Japanese field test program	KUROKAWA, K.; SUGIYAMA, H.; UCHIDA, D.; SAKUTA, K.; SAKAMOTO, K.; OHSHIRO, T.; MATSUO, T.; KATAGIRI, T.	1997	X		X						X						X
Long-term performance of Casaccia plant	LILLO, A. D.; CAUSI, S. L.; CASTELLO, S.	2003	X		X			X			X		X				X
Performance analysis and reliability of grid-connected PV systems in IEA countries	JAHN, U.; NASSE, W.	2003			X				X							X	X
Performance analysis of stand alone PV systems from a rational use of energy point of view	MAYER, D.; HEINDENREICH, M.	2003	X	X	X					X		X		X	X	X	X
Performance of a grid connected small PV system in Poland	PIETRUSZKO, S. M.; GRADZKI, M.	2003	X		X				X	X		X		X		X	
A "real world" examination of PV system design and performance	GREGG, A.; PARKER, T.; SWENSON, R.	2005	X						X	X							X

Advanced analysis of PV system performance using normalised measurement data	RANSOME, S. J.; WOHLGEMUTH, J. H.; POROPAT, S.; AGUILAR, E.	2005			X										X		X	
Analysis of PV system performance versus modeled expectations across a set of identical PV systems	PERLMAN, J.; MCNAMARA, A.; STROBINO, D.	2005						X	X									
Performance evaluation standards for photovoltaic modules and systems	DETRICK, A.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.	2005							X					X				
Performance parameters for grid-connected PV systems	MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T.	2005	X		X					X		X			X		X	X
Performance results of 15KW BIPV sunshade system	YU, G. J.; SO, J. H.; JUNG, Y. S.; KANG, G. H.; CHOI, J. Y.	2005	X	X	X			X	X	X	X	X	X		X			

Study on the performance of different types of PV modules in Singapore	FAN, J.; ANDY, W.	2005	X						X	X	X	X						
1-kW Grid connected PV System after 3 years of Monitoring	PIETRUSZKO, S. M.; GRADZKI, M.	2005	X		X				X	X	X		X		X		X	X
Advanced Analysis of PV System Performance using Normalised Measurement Data	RANSOME, S. J.; WOHLGEMUTH, J. H.; PROROPAT, S.; AGUILAR, E.	2005			X	X										X	X	X
Development of Equipment for Monitoring PV Power Plants, using Virtual Instrumentation	ARISTIZABAL, A. J.; ARREDONDO, C. A.; HERNANDEZ, J.; GORDILLO, G.	2006							X	X								
Performance Results and Analysis of Large Scale PV System	SO, J. H.; JUNG, Y. S.; YU, B. G.; HWANG, H. M.; YU, G. J.; CHOI, J. Y.	2006	X	X	X			X	X	X	X	X	X		X			
PV hybrid systems for rural electrification in Thailand	PHUANGPORNPIKAK, N.; KUMAR, S.	2007	X						X		X							
Effect of urban climate on building integrated photovoltaics performance	TIAN, W.; WANG, Y.; REN, J.; ZHU, L.	2007	X		X				X					X				
Performance monitoring and analysis of middle scale grid-connected PV system	SO, J. H.; YU, B. G.; HWANG, H. M.; YU, G. J.; CHOI, J. Y.; CHOY, I.	2007	X	X	X				X	X		X	X		X	X	X	X

Designing PV incentive programs to promote performance: A review of current practice in the US	BARBOSE, G.; WISER, R.; BOLINGER, M.	2008	X						X									
Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region	SADOK, M.; MEHDAOUI, A.	2008			X						X	X				X	X	X
Performance estimation and evaluation of residential grid-connected PV system	SO, J. H.; YU, B. G.; HWANG, H. M.; YU, G. J.; AHN, S. J.	2008		X	X				X	X			X		X	X	X	X
Performance of the first grid-connected, BIPVS installation in Colombia over three years of continuous operation	ARISTIZABAL, J.; GORDILLO, G.	2008	X	X	X				X	X	X						X	X
Reliability and long term performance of the first grid-connected, building-integrated amorphous silicon PV installation in Brazil	RUTHER, R.; VIANA, T. S.; SALAMONI, I. T.	2008	X		X													X
Supervisory data acquisition and performance analysis of a PV Array installation with data logger	CHOWDHURY, S.; DAY, P.; TAYLOR, G. A.; CHOWDHURY, S. P.; MARKVART, T.; SONG, Y. H.	2008	X									X						X

the use of high capacity factor configurations	SMELOFF, E.; ASCHENBRENNER, P.																	
Performance analysis of ground-mounted PV plants	ASTE, N.; PERO, C. D.; ADHIKARI, R. S.	2009			X					X		X				X		
Performance analysis of photovoltaic installations in a Solar America City	GOSTEIN, M.; HERSHEY, R.; DUNN, L.; STUEVE, B.	2009	X		X													
Performance assessment of 3kW grid-connected PV systems in Korea	PIAO, Z. G.; JUNG, B. I.; CHOI, Y. O.; CHO, G. B.	2009	X	X	X				X	X	X		X		X	X	X	X
Performance evaluation of large tilt angle photovoltaic systems in Taiwan	YEN, K. L.; TSAI, C. T.; BAI, M. S. R.	2009	X	X	X													X
Two year performance evaluation of different grid connected photovoltaic systems	MAKRIDES, G.; ZINSSER, B.; GEORGHIU, G. E.; SCHUBERT, M.; WERNER, J. H.	2009			X							X						X
On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations	SKOPLAKI, E.; PALUVOS, J. A.	2009							X			X						
Performance analysis of various system configurations	UEDA, Y.; KUROKAWA, K.;	2009	X	X	X								X	X				X

on grid-connected residential PV systems	KITAMURA, K.; YOKOTA, M.; AKANUMA, K.; SUGIHARA, H.																	
Analysis of the Performance of Grid connected Photovoltaic System	PIETRUSZKO, S. M.; FETLINSKI, B.; BIALECKI, M.	2009	X		X					X	X		X		X		X	X
A qualitative examination of performance and energy yield of photovoltaic modules in southern Norway	MIDTGARD, O. M.; SÆTRE, T. O.; YORDANOV, G.; IMENES, A. G.; NGE, C. L.	2010	X									X						
30 kW Concentrator photovoltaic system using dome-shaped fresnel lenses	ARAKI, K.; YANO, T.; KURODA, Y.	2010			X			X	X			X						X
Labview-matlab integration for analyzing energy data of PV plants	VERGURA, S.; NATANGELO, E.	2010	X															
Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation	MAKRIDES, G.; ZINSSER, B.; NORTON, M.; GEORGHIU, G. E.; SCHUBERT, M.; WERNER, J.H.	2010	X		X							X				X		X
Projected costs of a grid-connected domestic PV	AYOMPE, L. M.; DUFFY, A.;	2010	X	X	X						X							X

Performance assessment of a microcrystalline Si PV installation in a warm climate	RÜTHER, R.; NASCIMENTO, L.; URBANETZ, J.; PFITSCHER, P.; VIANA, T.	2010			X							X					X
Rating of annual energy yield more sensitive to reference power than module technology	ZINBER, B.; MAKRIDES, G.; SCHUBERT, M. B.; GEORGHIU, G. E.; WERNER, J. H.	2010	X		X					X		X					X
Annual performance of solar modules with tilting angle facing south and sun tracking in Tanta, Egypt	IBRAHIM, A.; EL-SEBAIL, A. A.; RAMADAN, M. R. I.; EL-BROULLESY, S. M.	2011										X					
Performance and availability analyses of PV generation systems in Taiwan	HUANG, H. S.; JAO, J. C.; YEN, K. L.; TSAI, C.T.	2011	X		X												X X
Systematic experimental study of the pollution deposition impact on the energy yield of photovoltaic installations	KALDELLIS, J. K.; FRAGOS, P.; KAPSALI, M.	2011	X	X					X								
Compromises between form and function in grid-connected, building-	URBANETZ, J.; ZOMER, C. D.; RÜTHER, R.	2011	X								X						X

	YAMANE, H.; NAGURA, M.; KUBO, M.																	
Effect of dust accumulation on the performance of the grid connected 60 kWp photovoltaic system at the University Autonomous Metropolitan in Mexico City	RUIZ, M.; AGREDANO, J.; JIMÉNEZ, H.	2011	X	X	X				X								X	X
Long-term performance study of united solar PV modules in hot and humid climate of Florida	DHERE, N. G.; KAUL, A.; PETHE, S. A.	2011																X
Performance assessment without pyranometers: Predicting energy output based on historical correlation	GOLNAS, A.; BRYAN, J.; WIMBROW, R.; HANSEN, C.; VOSS, S.	2011	X		X													
Performance reviews from the Tucson Electric Power solar test yard	CRONIN, A. D.; BROOKS, A.; CORMODE, D.; HARDESTY, G.; LONIJ, V. P. A.	2011	X		X					X								X
Photovoltaic model uncertainties based on field measurements	MAKRIDES, G.; ZINSSER, B.; PHINIKARIDES, A.; NORTON, M.;	2011		X							X					X		

	GEORGHIOU, G. E.; SCHUBERT, M.; WERNER, J. H.																	
Quality assurance of large scale PV power plants	KIEFER, K.; REICH, N. H.; DIRNBERGER, D.; REISE, C.	2011			X	X			X	X								
Results of three years CPV demonstration plants in ISFOC	RUBIO, F.; MARTÍNEZ, M.; SÁNCHEZ, D.; ARANDA, R.	2011									X						X	
Solar photovoltaic power in the state of Kuwait	AL OTAIBI, A.; AL JANDAL, S.	2011	X		X			X				X					X	
Value of module efficiency in real operating conditions for low energy cost PV systems	WANG, X.; BARNETT, A.	2011										X						
Performance ratio revisited: is PR>90% realistic?	REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; VAN SARK, W. G. J. H. M.; KIEFER, K.; REISE, C.	2011			X	X										X	X	X
Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland	AYOMPE, L. M.; DUFFY, A.; MCCORMACK, S. J.; CONLON, M.	2011	X	X	X			X		X	X	X	X		X	X	X	X

Performance Evaluation of 10 kWp Photovoltaic Power Generator Under Hot Climatic Condition	KETJOY, N.; SIRISAMPHANWONG, C.; KHAOSAAD, N.	2012	X	X	X	X			X		X		X		X	X	X	X
Review of the performance of residential PV systems in Belgium	LELOUX, J.; NARVARTE, L.; TREBOSC, D.	2012	X		X		X							X				
Review of the performance of residential PV systems in France	LELOUX, J.; NARVARTE, L.; TREBOSC, D.	2012	X		X		X							X				
Analysis and energetic characterization of low-power grid-connected photovoltaic systems	MARTINS, A. P.; CARVALHO, D. M.	2012					X			X								
Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Thin-film Photovoltaic Electricity Generation: Systematic Review and Harmonization	KIM, H. C.; FTTHENAKIS, V.; CHOI, J. K.; TURNEY, D. E.	2012			X								X					
Outdoor performance characterization of multi-crystalline silicon solar module	PARTHASARATHY, S.; NEELAMEGAM, P.; THILAKAN, P.	2012	X										X					
Deviation in the performance of solar module under climatic	SIDDIQUI, R.; BAJPAI, U.	2012											X					

parameter as ambient temperature and wind velocity in composite climate																		
First-Year Performance of a 20-MW\$_{\text{ac}}\$ PV Power Plant	PANCHULA, A. F.; HAYES, W.; KIMBER, A.	2012	X	X	X	X				X								
A multifunctional data acquisition system for photovoltaic plants	BIAN, L.; ZOU, X.; ZHAI, Y.; LIU, H.	2012	X	X	X				X		X		X	X		X	X	X
Analysis of 80 rooftop PV systems in the Tucson, AZ area	LONIJ, V. P.; BROOKS, A. E.; KOCH, K.; CRONIN, A. D.	2012																X
Comparative study of the performance of field-aged photovoltaic modules located in a hot and humid environment	SORLOAICA-HICKMAN, N.; DAVIS, K.; LEYTE-VIDAL, A.; KURTZ, S.; JORDAN, D.	2012			X	X												
Development and use of a simple numerical model to quantify the impact of key photovoltaics system parameters on the levelized cost of electricity	KANG, M. H.; ROHATGI, A.	2012	X						X			X						

Field performance measurements of new and traditional PV technologies	LONIJ, V.P.A.; BROOKS, A. E.; GREENBERG, J.; ORSBURN, S.; CRONIN, A.D.; TORRES, G.	2012	X		X	X					X						X		X
New approaches for characterizing photovoltaic system performance	WESTBROOK, O. W.; COPANAS, B. H.; COLLINS, F. D.	2012	X		X														
Outdoor performance of north-facing multicrystalline modules in Southern Norway	VERMA, D.; TAYYIB, M.; SAETRE, T. O.; MIDTGARD, O. M.	2012										X							
Photovoltaic module performance and degradation as compared in distinct climatic regions	CAMPBELL, J.; ZEMEN, Y.; RICHARDSON, B.; STRINER, B.	2012		X		X												X	X
Review of PV performance ratio development	VAN SARK, W. G. J. H. M.; REICH, N. H.; MÜLLER, B.; ARMBRUSTER, A.; KIEFER, K.; REISE, Ch.	2012	X		X					X								X	X
Seasonal variation of PV module performance in tropical regions	YE, J.; REINDL, T.; LUTHER, J.	2012										X							
WREF 2012: Case studies comparing system advisor	BLAIR, N.; DOBOS, A.; SATHER, N.	2012	X		X			X			X								

model (SAM) results to real performance data																	
Performance evaluation of 10 kWp photovoltaic power generator under hot climatic condition	KETJOY, N.; SIRISAMPHANWONG, C.; KHAOSAAD, N.	2013		X		X			X		X		X		X	X	X
Evaluation of a grid-connected photovoltaic system and in-situ characterization of photovoltaic modules under the environmental conditions of Mexico city	SANTANA-ROGRÍGUEZ, G.; VIGIL-GALAN, O.; JIMENEZ-OLARTE, D.; CONTRERAS-PUENTE, G.; MONROY, B. M.; ESCAMILLA-ESQUIVEL, A.	2013									X						
Monitoring the performance of single and triple junction amorphous silicon modules in two building integrated photovoltaic (BIPV) installations	EKE, R.; SENTURK, A.	2013	X		X				X		X	X					X
A simplified model for the estimation of energy production of PV systems	ASTE, N.; DEL PERO, C.; LEONFORTE, F.; MANFREN, M.	2013	X		X					X							
An analysis of a medium size grid-connected building	LI, D. H. W.; CHOW, S. K. H.; LEE, E. W. M.	2013	X								X						

integrated photovoltaic (BIPV) system using measured data																		
Performance study of solar power source for wireless systems	MAZUREK, G.	2013	X							X								X
PV Measures up for fleet duty: Data from a tennessee plant are used to illustrate metrics that characterize plant performance	TRUEBLOOD, C.; COLEY, S.; KEY, T.; ROGERS, L.; ELLIS, A.; HANSEN, C.; PHILPOT, E.	2013	X		X			X										
Review of photovoltaic module energy yield (kWh/kW): Comparison of crystalline Si and thin film technologies	HEGEDUS, S.	2013	X		X						X				X	X	X	
Improving solar PV system efficiency using one-axis 3-position sun tracking	HUANG, B. J.; HUANG, Y. C.; CHEN, G. Y.; HSU, P. C.; LI, K.	2013	X								X							
Measurement issues for performance assessment in large photovoltaic plants	PAU, M.; MUSCAS, C.; PONCI, F. ; MONTI, A.	2013			X													
Performance analysis of rooftop PV systems in Abu Dhabi	AL ALI, M.; EMZIANE, M.	2013	X		X			X		X	X	X						X

case study in North Queensland																		
Measurement of grid solar PV system in Oman	AL-BADI, A.; YASSINE, A.; GASTLI, A.; AL-SHAILI, Y.	2014	X								X							
Performance evaluation of photovoltaic module at different tilt angle in kuwait	BUNYAN. H.; ALI, W.	2014			X													X
Performance of a 34 kWp grid-connected PV system in Indonesia - A comparison of tropical and European PV systems	VELDHUIS, A. J.; REINDERS, A. H. M. E.	2014	X		X						X							
Performance test conditions for direct temperature elements of multiple PV array configurations in Malaysia	YA'ACOB, M. E.; HIZAM, H.; BAKRI, M. A.; RADZI, M. A. M.; KHATIB, T.; RAHIM, A. H. M. A.	2014						X										
Techno-economic analysis of rooftop PV system in UTeM Malaysia	TAN, P. H.; GAN, C. K.; BAHARIN, K. A.	2014	X		X			X		X				X				X
Techno-economical assessment of grid-connected photovoltaic power systems	SCHELLANDER, M.; KHATIB, T.; ELMENREICH, W.; EGARTER, D.	2014	X					X			X	X						X

productivity in summer season in Klagenfurt, Austria																	
The Impact of Haze on Performance Ratio and Short-Circuit Current of PV Systems in Singapore	LIU, H.; NOBRE, A. M.; YANG, D.; YE, J. Y.; MARTINS, F. R.; RÜTHER, R.; REINDL, T.; ABERLE, A. G.; PETERS, I. M.	2014	X		X											X	X
Fault detection method for grid-connected photovoltaic plants	CHINE, W.; MELLIT, A.; PAVAN, A. M.; KALOGIROU, S. A.	2014	X	X	X					X			X		X	X	X
Investigation on Performance Decay on Photovoltaic Modules: Snail Trails and Cell Microcracks	DOLARA, A.; LEVA, S.; MANZOLINI, G.; OGLIARI, E.	2014	X													X	
Development of a software application to evaluate the performance and energy losses of grid-connected photovoltaic systems	D. TRILLO-MONTERO, D.; SSANTIAGO, I.; LUNA-RODRIGUEZ, J. J.; REAL-CALVO, R.	2014	X	X	X					X	X	X	X		X	X	X
PV System Performance Assessment	MOKRI, J.; CUNNINGHAM, J.	2014	X		X		X				X					X	
Performance Study on a grid connected 20 kWp solar photovoltaic installation in an	KUMAR, K. A.; SUNDARESWARAN, K.;	2014	X		X			X		X		X	X		X	X	X

industry in Tiruchirappalli (India)	VENKATESWARAN, P. R.																
Análise do Desempenho de Dois Anos de Operação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR	URBANETZ JR., J.; CASAGRANDE JR., E. F.; TIEPOLO, G. M.	2014	X		X			X								X	
Performance and Aging of a 20-Year-Old Silicon PV System	JORDAN, D. C.; SEKULIC, B.; MARION, B.; KURTZ, S. R.	2015	X		X			X		X						X	X
Short-term performance variations of different photovoltaic system technologies under the humid subtropical climate of Kanpur in India	GEORGITSIOTI, T.; PILLAI, G.; PEARSALL, N.; PUTRUS, G.; FORBES, I.; ANAND, R.	2015			X					X						X	
Performance Evaluation of SOKWp Rooftop Solar PV Plant	OMKAR, K.; SRIKANTH, M. V.; SWAROOP, K. P.; RAO, P. V. V. R.	2015	X	X	X			X				X		X	X	X	X
Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India	KUMAR, B. S.; SUDHAKAR, K.	2015	X	X	X			X		X	X	X	X		X	X	X

Technical mapping of solar PV for ISM-an approach toward green campus	CHAKRABORTY, S.; SADHU, K. P.; PAL, N.	2015	X		X			X									X	
A practical field study of performances of solar modules at various positions in Serbia	PANTIĆ, L. S.; PAVLOVIĆ, T. M.; MILOSAVLJEVIĆ, D. D.	2015	X		X					X	X							
An experimental investigation of performance of photovoltaic modules in Pakistan	BASHIR, M. A.; ALI, H. M.; ALI, M.; SIDDIQUI, A. M.	2015	X		X						X							
Effect of humidity on photovoltaic performance based on experimental study	KAZEM, H. A.; CHAICHAN, M. T.	2015						X				X						
Performance evaluation of roof-top PV systems in the area of Kavala North Greece	FANTIDIS, J.; CONSTANTINOS, P.; BANDEKAS, D.; KOGIAS, P.; STATHAKIS, E.; KARAKOULIDIS, K.; MERESANTOGLU, K.	2015	X															X
Solar energy potential assessment: An overview and a fast modeling approach with application to Italy	BOCCA, A.; CHIAVAZZO, E.; MACLI, A.; ASINARI, P.	2015								X	X							

Solar PV Performance Parameter and Recommendation for Optimization of Performance in Large Scale Grid Connected Solar PV Plant—Case Study	VERMA, S.; SINGHAL, S.	2015	X		X			X		X		X						
Characterization and modeling of the efficiency of photovoltaic systems	SALAZAR DIAS, G.; CARRION, D.	2015							X	X	X							
Addressing PV plant performance test uncertainties: Case studies with data analysis	MORANKAR, J.; KOSHKIN, I.	2015	X		X													
Comparative analysis of four different solar photovoltaic technologies	KUMAR, N.; YADAV, P.; CHANDEL, S. S.	2015	X		X			X		X		X						
Investigation on Photovoltaic Application in Buildings in China	WENJIE, Z.; BIN, H.; NIANPING, L.; SHAN, L.; CHUNNI, Y.	2015									X							
Performance evaluation of 50KWp rooftop solar PV plant	OMKAR, K.; SRIKANTH, M. V.; SWAROOP, K. P.; RAMA RAO, P. V. V.	2015	X	X	X			X	X			X	X		X	X	X	X

	KUMAR, A.; BORA, B.; SINGH, Y. K.																
Risk mitigation of performance ratio guarantees in commercial photovoltaic systems	BASSON, H. A.; PRETORIUS, J. C.	2016	X		X						X					X	X
A verification analysis of power quality and energy yield of a large scale PV rooftop	PLANGKLANG, B.; THANOMSAT, N.; PHUKSAMAK, T.	2016	X		X						X						
Assessment of PV modules degradation based on performances and visual inspection in Algerian Sahara	MOHAMMED, S.; BOUMEDIENE, B.; MILOUD, B.	2016									X						
Experiment-based study on the impact of soiling on PV system's performance	JAMIL, W. J.; RAHMAN, H. A.; BAHARIN, K. A.	2016								X							
Performability assessment of standalone photovoltaic residential systems	KOSTAS, V. N.; PLATIS, A. N.; SAPIDIS, N. S.	2016	X					X									
Comparison analysis and assessment of a three phase and a single phase PV rooftop	KONGNOK, R.; SRIBOONRUANG, S.; PLANGKLANG, B.	2016	X		X											X	X
Effectiveness of investigated photovoltaic system	HERLENDER, J.	2016	X								X						

Environmental effects on performance of solar photovoltaic module	SINGLA, A.; SINGH, K.; YADAV, V. K.	2016			X					X	X	X			X			
Performance analysis of a rooftop PV plant and a desert PV plant	ZOU, X.; JIANG, F.; LIU, H.	2016	X	X	X					X		X	X	X		X	X	X
Performance assessment and orientation optimization of 100 kWp grid connected solar PV system in Indian scenario	ASHWINI, K.; RAJ, A.; GUPTA, M.	2016	X	X	X						X	X					X	X
Performance evaluation of 3.5 kWp rooftop solar PV plant in Thailand	CHAITA, A.; KLUABWANG, J.	2016	X		X					X							X	X
Performance evaluation of grid connected solar PV power plant	MATIYALI, K.; ASHOK, A.	2016	X	X	X				X	X	X		X		X	X	X	X
Performance index of photovoltaic fields for diagnostic purposes	CRISTALDI, L.; LEONE, G.; VERGURA, S.	2016						X			X	X						
Performance of BIPV and BAPV installations in Norway	IMENES, A. G.	2016	X		X						X	X						X
Performance of zero energy homes in smart village skarpnes	IMENES, A. G.	2016	X		X						X							X

PV-systems for demonstration and training purposes in South America	BLIESKE, U.; REINERS, N.; GECKE, R.; MAIXNER, A.; SCHORPP, P.; SCHWARZE, N.; WOLF, N.; KORBER, D.; MUENZBERG, J.	2016	X		X													
Performance Analysis of 40 kWp Solar Photovoltaic Plant	SATSANGI, K. P.; DAS, D. B.; SAXENA, A. K.	2016	X		X			X									X	X
Performance of solar photovoltaic installations: Effect of seasonal variations	VASISHT, M. S.; SRINIVASAN, J.; RAMASESHA, S. K.	2016	X		X			X		X		X					X	X
Performance of photovoltaic systems: Green office's case study approach	MARIANO, J. D.; CAMPOS, H. M.; TONIN, F. S.; URBANETZ JR., J.; CASAGRANDE JR., E. F.	2016	X		X			X									X	X
Holistic performance appraisal of a photovoltaic system	RAMGOLAM, Y. K.; SOYJAUDAH, K. M. S.	2017	X		X			X					X			X	X	
Analysis of the Spatiotemporal Characteristics of High Concentrator Photovoltaics Energy Yield and Performance Ratio	RUIZ-ARIAS, J. A.; FERNÁNDEZ, E. F.; LINARES-RODRÍGUEZ, A.; ALMONACID, F.	2017	X		X									X			X	X

Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review	KUMAR, M.; KUMAR, A.	2017	X	X	X			X	X	X	X	X	X		X	X	X	X
Dust accumulation on the surface of photovoltaic panels: Introducing the Photovoltaic Soiling Index (PVSI)	MENOUI, K.	2017																
Effect of dust deposition on the performance of photovoltaic modules in city of taxila, Pakistan	ALI, H. M.; ZAFAR, M. A.; BASHIR, M. A.; NASIR, M. A.; ALI, M.; SIDDIQUI, A. M.	2017									X							
One-year monitoring PV power plant installed on rooftop of Mineirão Fifa World Cup/Olympics Football Stadium	MONTEIRO, L.G.; MACEDO, W. N.; TORRES, P.F.; SILVA, M. M.; AMARAL, G.; PITERMAN, A. S.; LOPES, B. M.; FRAGA, J. M.; BOAVENTURA, W. C.	2017	X		X			X										X
Performance evaluation of a mono-crystalline photovoltaic module under different weather and sky conditions	AOUN, N.; BOUCHOUICHA, K.; CHENNI, R.	2017	X		X						X	X						

Energy Yield and Efficiency Assessment of Photovoltaic Grid-Tied System: Outdoor Approach	BOULAID, M.; OADDI, R.; TIHANE, A.; ELFANAUI, A.; IHLAL, A.	2018	X								X							X
Evaluation for distributed photovoltaic generation system efficiency	HU, B.; GU, Y.; LIU, S.; WANG, T.; QU, F.; LI, P.	2018	X	X					X									
Evaluation of Performance Parameters and Economic Analysis of 1MW Grid Connected Solar PV Plant	YALAWAR, A.; NAYAK, S.	2018	X	X	X				X				X		X	X	X	X
Feasibility study and performance evaluation of a grid-connected rooftop solar PV system	VASITA, J.; SHAKHIYA, Q.; MODI, J.	2018	X	X	X				X	X		X	X	X		X	X	X
Implementation of Grid-connected PV Plant in Remote Location in Sumbawa Island of Indonesia: Lesson Learned	KUMARA, I.; URMEE, T.; DIVAYANA, Y.; SETIAWAN, I.; PAWITRA, A.; JAYA, A.	2018	X		X					X								
Introducing "PEARL-PV": Performance and Reliability of Photovoltaic Systems: Evaluations of Large-Scale Monitoring Data	REINDERS, A.; MOSER, D.; SARK, W. V.; ORESKI, G.; PEARSALL, N.; COGNAMIGLIO, A.; LELOUX, J.	2018			X					X	X	X						X

SFVCR em Curitiba frente ao Panorama Nacional																		
Estimativa da Produção Energética e de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico Integrado ao Anteprojeto do Aeroporto Internacional de Florianópolis	DOLLA, R.; CHAVES, A. C.; PINTO, G. X. A.; NASPOLINI, H. F.; RÜTHER, R.	2018	X		X			X									X	
Comparison of the Performance of the Grid-Connected Photovoltaic System Installed In the Brazilian Cities: Blumenau – SC and Curitiba- PR	STEDILE, R.; TONIN, F. S.; URBANETZ JR., J.	2018	X		X			X									X	X
Performance Evaluation of Different PV Technologies and Its Effect on Associated Inverter under Different Climatic Conditions	MOSA, M. A.; YOUSEF, M. Y.; EL SAMAHY, A. A.; LOUDIYI, K.	2018	X	X	X	X			X	X	X		X	X		X	X	X
Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria	NECAIBIA, A.; BOURAIOU, A.; ZIANE, A.; SAHOUANE, N.; HASSANI, S.; MOSTEFAOUI, M.;	2018	X	X	X			X	X	X	X	X	X		X	X	X	X

	DABOU, R.; MOUHADJER, S.																
Performance Evaluation of Grid Interactive Performance Evaluation of Grid Interactive	SATSANGI, K. P.; DAS, D. B.; BABU, G. S. S.; SAXENA, A. K.	2018			X			X		X			X		X	X	X
A simple big data methodology and analysis of the specific yield of all PV power plants in a power system over a long time period	GUERRERO-LEMUS, R.; CAÑADILLAS-RAMALLO, D.; REINDL, T.; VALLE-FEIJÓO, J. M.	2019									X						
Impact of environmental factors on photovoltaic performance and their mitigation strategies—A holistic review	GHOSH, S.; YADAV, V. K.; MUKHERJEE, V.	2019			X					X							
Analysis of the financial viability of a photovoltaic system to a consumer unit in South Brazil [Análisis de la viabilidad financiera de un sistema fotovoltaico a una unidad de consumo en el Sur de Brasil]	TAKIGAWA, F. Y. K.; ARANHA NETO, E. A. C.; FERNANDES, R. C.; DE CAMPOS, D.; CARDOSO, M.	2019	X		X					X							
Performance evaluation of 12 kWp rooftop grid-connected	MUDGIL, K.; YADAV, R. K.; TIWARI, G. N.	2019	X		X								X		X	X	X

	MALHOTRA, R.; KHOR, A.																
Performance Evaluation of an On-Grid PV Installation in the Rural Foothill of Central Chile - Case Study	TORRES, C. J.; CABRERA, M. H.; MORALES, A. S.; RAMIREZ, A. G.	2019	X					X				X					
Performance Loss Rates of PV systems of Task 13 database	LINDIG, S.; MOSER, D.; CURRAN, A. J.; FRENCH, R. H.	2019			X											X	X
Performance of photovoltaic systems integrated in buildings (BIPV): a case study on campus Itaperuna of the Fluminense Federal Institute Brazil	ALVES, A. E.; SANTOS, D. F. D.; SILVA, J. V. D.	2019	X		X						X						
PV system performance evaluation by clustering production data to normal and non-normal operation.	TSAFARAKIS, O.; SINAPIS, K.; VAN SARK, W. G. J. H. M.	2019	X		X	X										X	X
SPV Plant Performance Analysis for Optimized Inter-Row Spacing and Module Mounting Structure	JOSHI, K.; BORA, B.; MISHRA, S.; LALWANI, M.; KUMAR, S.	2019	X		X										X	X	X
Suggestion of PV System Performance Assessment	KWON, O.; LEE, K.	2019	X		X							X		X			X

module under distinguish environmental conditions																		
Performance analysis of 954,809â€%kWp PV array of Sheikh Zayed solar power plant (Nouakchott, Mauritania)	JED, M. E. H.; IHADDADENE, R.; IHADDADENE, N.; SIDI, C.E. E.; EL BAH, M.	2020	X	X	X	X		X		X	X	X	X		X	X	X	X
Performance assessment with the prediction of final yield and performance ratio employing artificial neural network for a realistic 1 MWp PV plant in India	SUNDARAM, S.	2020	X	X	X			X		X	X	X				X		X
Performance evaluation of parking integrated grid-connected photovoltaic system located in Northern India	SRIVASTAVA, R.; TIWARI, A. N.; GIRI, V. K.	2020	X		X			X			X	X	X			X	X	X
System-level performance and degradation of 21 GWDCof utility-scale PV plants in the United States	BOLINGER, M.; GORMAN, W.; MILLSTEIN, D.; JORDAN, D.	2020						X										
Techno-economic evaluation of two 42 kWp polycrystalline-Si and CIS	ALI, H.; KHAN, H. A.	2020	X		X							X						

thin-film based PV rooftop systems in Pakistan																		
Techno-economic feasibility assessment of grid-connected PV systems for residential buildings in Saudi Arabia-A case study	IMAM, A. A.; AL-TURKI, Y. A.; KUMAR, R. S.	2020	X		X			X										X
A side-absorption concentrated module with a diffractive optical element as a spectral-beam-splitter for a hybrid-collecting solar system	WEI, A. C.; CHANG, W. J.; SZE, J. R.	2020								X	X							
An overview on performance of PV plants commissioned at different places in the world	SRIVASTAVA, R.; TIWARI, A. N.; GIRI, V. K.	2020	X	X	X			X		X		X			X	X	X	
Performance analysis based on probabilistic modelling of Quaid-e-Azam Solar Park (QASP) Pakistan	KHOSA, A. A.; RASHID, T. U.; SHAH, N. U. H.; USMAN, M.; KHALIL, M. S.	2020	X						X		X			X				
Energy Performance and Economic Analysis of Different PV Technologies for Grid Connected Rooftop PV System	FUKE. P.; YADAV, A. K.; ANIL, I.	2020	X		X						X							X

Techno-Economic Evaluation of Very Large-Scale Photovoltaic Power Plant, Case Study: Eastern Morocco	OUALI, H. A. L.; RAILLANI, B.; HASSANI, S. E.; MOUSSAOUI, M. A.; MEZRHAB, A.; AMRAQUI, S.	2020	X		X			X		X		X						X
Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil	NASCIMENTO, L. R.; BRAGA, M.; CAMPOS, R. A.; NASPOLINI, H. F.; RÜTHER, R.	2020	X		X					X		X						
Performance analysis and investigations of grid-connected Solar Power Park in Kurnool, South India	BODDAPATI, V.; DANIEL, S. A.	2020	X	X	X			X	X	X	X		X		X	X	X	X