



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE DO CAMPUS ARARANGUÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

Letícia Recco Tramontin

**Estudo e Modelagem do Impacto da Sujidade no Desempenho Energético de
Sistemas Fotovoltaicos**

Araranguá - SC
2024

Letícia Recco Tramontin

**Estudo e Modelagem do Impacto da Sujidade no Desempenho Energético de
Sistemas Fotovoltaicos**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Mestra em Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.

Araranguá - SC

2024

Tramontin, Leticia Recco

Estudo e Modelagem do Impacto da Sujidade no Desempenho Energético de Sistemas Fotovoltaicos / Leticia Recco Tramontin ; orientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2024.
117 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2024.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Energia Solar; Módulo Fotovoltaico; Sujidade.. I. Rampinelli, Giuliano Arns. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade. III. Título.

Letícia Recco Tramontin

Estudo e Modelagem do Impacto da Sujidade no Desempenho Energético de Sistemas Fotovoltaicos

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado, em 26 de abril de 2024, pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Instituição Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Instituição Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Fabiano Perin Gasparin, Dr.
Instituição Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestra em Sistemas de Energia.

Insira neste espaço a
assinatura digital

Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Insira neste espaço a
assinatura digital

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Orientador

Araranguá, 2024.

Aos amigos, colegas, familiares e ao orientador que me auxiliaram nesta
jornada.

RESUMO

A geração de energia elétrica a partir de usinas fotovoltaicas no Brasil tem crescido e novos desafios surgem nesse contexto. A deposição de sujeira na superfície de módulos fotovoltaicos é uma causa relevante para perdas na geração de energia elétrica. O principal objetivo deste trabalho foi estudar, modelar e analisar o impacto da sujeira no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos (SFV), através da mensuração do ganho obtido após a limpeza de oito sistemas fotovoltaicos localizados no Rio Grande do Sul (RS) e em São Paulo (SP). Os dados da saída do inversor de cada sistema no intervalo de até 30 dias antes e depois do procedimento foram coletados, organizados e tratados. Isso também foi feito para os dados de irradiação solar obtidos através das estações meteorológicas do INMET mais próximas, limitado a um raio de 50 km. Foi possível modelar a relação entre a irradiação solar e a energia elétrica produzida utilizando técnicas de regressão linear, com um coeficiente de determinação próximo a um, o que indica um bom ajuste do modelo. Exceto o SFV 1, que tem condições atípicas no entorno, o aumento médio da energia produzida no período de 10 dias entre os sistemas foi de 10,58%, ou 0,0148 kWh/m². O modelo foi aplicado em diferentes tamanhos de amostra, abrangendo períodos que variaram de dez a trinta dias antes e depois da limpeza. Observou-se uma melhoria da ordem de 25% na curva de potência dos inversores após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, principalmente no caso do SFV 1. A melhoria em patamares mais modestos foi consistente em todos os sistemas analisados para o período de dez dias após a limpeza. As análises também evidenciaram a influência de fatores como o ângulo de inclinação do telhado, sombreamento e condições ambientais na produção de energia. No entanto, é importante reconhecer as limitações deste estudo, como a falta de dados detalhados sobre as condições climáticas e a precisão das medições. A análise se baseia em dados disponíveis nas plataformas de monitoramento, os quais podem estar sujeitos a imprecisões ou limitações técnicas. Essas limitações destacam a necessidade de pesquisas futuras para explorar ainda mais os efeitos da limpeza dos módulos fotovoltaicos em diferentes contextos e condições climáticas. Ainda assim, o estudo permitiu quantificar o impacto da limpeza no desempenho energético de diferentes sistemas fotovoltaicos através de uma metodologia simples de regressão linear e contribuiu para estimar o cronograma de limpeza dos sistemas fotovoltaicos, ao analisar o impacto da sujeira na produção de energia e possibilitar converter o ganho bruto em termos monetários.

Palavras-chave: Energia Solar; Módulo Fotovoltaico; Sujidade.

ABSTRACT

The generation of electricity from photovoltaic plants in Brazil has been growing, and new challenges arise in this context. The deposition of dirt on the surface of photovoltaic modules is a significant cause of losses in electricity generation. The main objective of this study was to investigate, model, and analyze the impact of dirt on the energy performance of photovoltaic systems, by measuring the gain obtained after cleaning eight photovoltaic systems located in Rio Grande do Sul (RS) and São Paulo (SP). Data from the inverter output of each system within a range of up to 30 days before and after the procedure were collected, arranged, and processed. This was also done for the solar irradiation data obtained through the nearest INMET meteorological stations, limited to a radius of 50 km. It was possible to model the correlation between solar irradiation and energy produced using linear regression techniques, with a determination coefficient close to one, indicating a good fit of the model. Except for SFV 1, which has atypical surrounding conditions, the average increase in energy produced over the 10-day period between the systems was 10.58%, or 0.0148 kWh/m². The model was applied to different sample sizes, covering periods ranging from ten to thirty days before and after cleaning. An improvement of around 25% was observed in the power curve of the inverters after cleaning the photovoltaic modules, especially in the case of SFV 1. The improvement at more modest levels was consistent in all the systems analyzed for the ten-day period after cleaning. The analyses also showed the influence of factors such as the angle of inclination of the roof, shading and environmental conditions on energy production. However, it is important to recognize the limitations of this study, such as the lack of detailed data on climatic conditions and the accuracy of the measurements. The analysis is based on data available from monitoring platforms, which may be subject to inaccuracies or technical limitations. These limitations highlight the need for future research to further explore the effects of cleaning photovoltaic modules in different contexts and climatic conditions. Nonetheless, the study made it possible to quantify the impact of cleaning on the energy performance of different photovoltaic systems using a simple linear regression methodology and helped to estimate the cleaning schedule for photovoltaic systems by analyzing the impact of soiling on energy production and making it possible to convert the gross gain into monetary terms.

Keywords: Solar energy; Photovoltaic Module; Soiling.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Processos de interação da radiação solar com os principais constituintes	21
Figura 2 - Espectro da radiação solar incluindo um detalhamento da faixa visível humana	22
Figura 3 - Ângulos notáveis em solarimetria.	23
Figura 4 - Componentes da radiação solar.	24
Figura 5 - Módulo Fotovoltaico	25
Figura 6 - Estrutura de célula PERC	26
Figura 7 - Inversor sem transformador	27
Figura 8 - Localização dos sistemas	44
Figura 9 - Caracterização climática para o Brasil segundo Köppen	45
Figura 10 - Sistema FV 1 - Localização da usina e da estação do INMET	48
Figura 11 - Detalhes do entorno e da configuração do Sistema FV 1	49
Figura 12 - Imagens dos módulos antes e depois da limpeza em agosto de 2022 ...	49
Figura 13 - Sistema FV 2 - Localização do sistema e da estação INMET	50
Figura 14 - Limpeza dos módulos do Sistema FV 2	51
Figura 15 - Conjunto de módulos antes e depois da limpeza	51
Figura 16 - Detalhes do entorno dos Sistemas FV 2, 3, 4, 5 e 6	52
Figura 17 - Sistema FV 3 - Localização do sistema e da estação INMET	53
Figura 18 - Conjunto de módulos do Sistema FV 3	53
Figura 19 - Sistema FV 4 - Localização do sistema e da estação INMET	54
Figura 20 - Conjunto de módulos do Sistema FV 4	55
Figura 21 - Sistema FV 5 - Localização do sistema e da estação INMET	56
Figura 22 - Conjunto de módulos do Sistema FV 5	56
Figura 23 - Sistema FV 6 - Localização do sistema e da estação INMET	57
Figura 24 - Conjunto de módulos do Sistema FV 6	57
Figura 25 - Sistema FV 7 - Localização do sistema e da estação INMET	59
Figura 26 - Detalhes do entorno do Sistema FV 7	59
Figura 27 - Conjunto de módulos do Sistema FV 7	59
Figura 28 - Foto do serviço de vedação do telhado com detalhe para o módulo sujo e o selante asfáltico aplicado para vedação	60
Figura 29 - Sistema FV 8 - Localização do sistema e da estação INMET	61

Figura 30 - Conjunto de módulos do Sistema FV 8.....	61
Figura 31 - Material para limpeza dos módulos fotovoltaicos. Imagem do Sistema FV 1	62
Figura 32 - Exemplos de diagramas de dispersão e dependência entre as variáveis	65
Figura 33 - Exemplo de curva de geração diária.....	67
Figura 34 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 10 dias (continua).....	69
Figura 35 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 15 dias (continua).....	71
Figura 36 - Variação no aproveitamento da energia incidente sobre o Sistema FV 1 no intervalo de 10 dias após a limpeza em 2022	75
Figura 37 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 01 do Sistema FV 1 em 2022.....	77
Figura 38 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 02 do Sistema FV 1 em 2022.....	77
Figura 39 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 03 do Sistema FV 1 em 2022.....	77
Figura 40 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 04 do Sistema FV 1 em 2022.....	78
Figura 41 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 05 do Sistema FV 1 em 2022.....	78
Figura 42 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 06 do Sistema FV 1 em 2022.....	78
Figura 43 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 07 do Sistema FV 1 em 2022.....	79
Figura 44 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 08 do Sistema FV 1 em 2022.....	79
Figura 45 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 17 do Sistema FV 1 em 2022.....	79
Figura 46 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 dias (continua).....	80
Figura 47 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 20 dias (continua).....	83

Figura 48 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 30 dias (continua).	85
Figura 49 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 8 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 e 20 dias	89
Figura 50 - Curva de potência no dia 08 de novembro de 2023, anterior à limpeza do sistema FV 8	91
Figura 51 - Curva de potência no dia 10 de novembro de 2023, seguinte à limpeza do Sistema FV 8.....	92
Figura 52 - Curva de potência no dia 11 de novembro de 2023, após à limpeza do Sistema FV 8 e com dia ensolarado.....	92
Figura 53 - Curva de potência no dia 19 de novembro de 2023, dez dias após à limpeza do Sistema FV 8	93
Figura 54 - Curva de potência no dia 29 de novembro de 2023, vinte dias após à limpeza do Sistema FV 8	93
Figura 55 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 2 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 10, 20 e 30 dias (continua).	95
Figura 56 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 3 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10, 20 e 30 dias	97
Figura 57 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 4 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 e 17 dias.	99
Figura 58 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 5 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 10 e 18 dias	101
Figura 59 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 6 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 10 e 18 dias (continua)	103
Figura 60 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 7 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 e 20 dias (continua)	104

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Metodologia utilizada para desenvolvimento dos modelos estatísticos, com ênfase no software, variáveis de entrada e as perdas encontradas.....	31
Quadro 2 - Metodologia utilizada para desenvolvimento das redes neurais, com ênfase no software, variáveis de entrada e as perdas encontradas. (CONTINUA)...	35
Quadro 3 - Metodologia utilizada para desenvolvimento de simulações numéricas, com ênfase no software e nas variáveis de entrada	37
Quadro 4 - Metodologia utilizada para desenvolvimento dos modelos estocásticos, com ênfase nas variáveis de entrada e as perdas encontradas.....	41
Quadro 5 - Métodos estudados para limpeza de módulos fotovoltaicos	42
Quadro 6 - Características dos sistemas fotovoltaicos analisados.....	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 1 em 2022.....	74
Tabela 2 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 1 em 2023 e uma comparação com o Sistema FV em 2022	87
Tabela 3 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 8.....	90
Tabela 4 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 2.....	96
Tabela 5 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 3.....	98
Tabela 6 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 4.....	100
Tabela 7 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 5.....	102
Tabela 8 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 6.....	103
Tabela 9 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 7.....	105

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

δ	Declinação solar
Δ	Ganho energético em kWh/m ² /dia
$\Delta\%$	Ganho percentual na inclinação da reta
φ	Latitude do local
θ_z	Ângulo zenital solar
ω	Ângulo horário solar
a_L	Coeficiente angular da reta para o sistema após a limpeza
a_S	Coeficiente angular da reta para o sistema antes da limpeza
a-Si	Silício amorfo
Al ₂ O ₃	Óxido de alumínio
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANN	Rede neural artificial
BA	Bahia
BEAST	Estimativa bayesiana de mudança abrupta, sazonalidade e tendência
BNN	Rede neural bayesiana
BWR	Razão preto/branco
c.a.	Corrente alternada
c.c.	Corrente contínua
CdTe	Telureto de Cádmiio
CFD	Dinâmica dos Fluidos Computacional
CIGS	Disseleneto de cobre, índio e gálio
CO ₂	Dióxido de carbono
DDE	Estimativa de distância declusterizada
EC	Massa de material particulado de carbono elementar
ECMWF-CAMS	Centro Europeu de Previsões de Tempo Médio do <i>Copernicus Atmosphere Monitoring Service</i>
EDS	Tela eletrodinâmica (Electrodynamic Screen)
EUA	Estados Unidos da América
FBP	Algoritmo profeta Facebook (<i>facebook prophet algorithm</i>)
<i>fdirt</i>	Fator de redução de sujeira

FV	Fotovoltaico
G	Irradiância global horizontal
G_{dif}	Irradiância difusa horizontal
G_{dir}	Irradiância direta horizontal
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
ID	Ponderação de distância inversa
ID2	Ponderação da distância quadrada inversa
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
Ions	Conteúdo iônico
MG	Minas Gerais
NN	Vizinho mais próximo
NNF	Rede neural fuzzy
NNR	Rede neural randômica
NNK	Rede neural <i>k-means</i>
NNH	Rede neural híbrida
O ₃	Ozônio
OC	Massa de material particulado de carbono orgânico
ONU	Organização das Nações Unidas
p-Si	Silício policristalino
P_{limpo}	Potência gerada pelo módulo limpo
P_{sujo}	Potência gerada pelo módulo sujo
PELT	Algoritmo de tempo linear exato podado
PERC	Célula com Emissor Passivado e Parte Traseira (<i>Passivated Emitter and Rear Cell</i>)
PERL	Célula com emissor passivado localmente difuso
PERS	Programa de Energia Renovável Social
PERT	Célula com emissor passivado totalmente difuso
PM2.5	Material particulado de diâmetro inferior a 2,5 micrômetros
PM10	Material particulado de diâmetro inferior a 10 micrômetros
PSmeans	Tamanho médio das partículas
R ²	Coeficiente de determinação
RANS	Equação de Navier-Stokes com média de Reynolds
RO	Rondônia

RS	Rio Grande do Sul
SA	Média Espacial
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SiO ₂	Dióxido de silício
SP	São Paulo
SR	Proporção de sujidade (<i>soiling ratio</i>)
SRR	Método de taxa estocástica e recuperação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	OBJETIVOS	20
1.1.1	Objetivo Geral	20
1.1.2	Objetivos Específicos	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1	FUNDAMENTOS DA RADIAÇÃO SOLAR.....	21
2.2	PRINCÍPIOS BÁSICOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	24
2.3	O IMPACTO DA SUJIDADE NA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM USINAS FOTOVOLTAICAS	27
2.4	MODELOS APLICADOS NA MODELAGEM DA SUJIDADE	29
2.4.1	Modelo Estatístico	30
2.4.2	Modelo de Redes Neurais Artificiais	32
2.4.3	Modelo de Simulação Numérica	36
2.4.4	Modelo Linear	37
2.4.5	Outros Modelos	38
2.5	MÉTODOS PARA LIMPEZA DOS MÓDULOS	41
2.6	CONSIDERAÇÕES.....	42
3	METODOLOGIA	44
3.1	SISTEMAS DE REFERÊNCIA	44
3.1.1	Sistema Fotovoltaico 1 – Caxias do Sul/RS	48
3.1.2	Sistema Fotovoltaico 2 – Porto Alegre/RS	50
3.1.3	Sistema Fotovoltaico 3 – Porto Alegre/RS	52
3.1.4	Sistema Fotovoltaico 4 – Porto Alegre/RS	54
3.1.5	Sistema Fotovoltaico 5 – Porto Alegre/RS	55
3.1.6	Sistema Fotovoltaico 6 – Porto Alegre/RS	56
3.1.7	Sistema Fotovoltaico 7 – São Bernardo do Campo/SP	58
3.1.8	Sistema Fotovoltaico 8 – Alpestre/RS	60
3.2	MÉTODO DE LIMPEZA	61
3.3	COLETA E TRATAMENTO DE DADOS	62
3.4	ANÁLISE DE DADOS	64
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	68
4.1	ANÁLISE DOS SISTEMAS COM DADOS HORÁRIOS	68

4.2	ANÁLISE DOS SISTEMAS COM DADOS DIÁRIOS	94
5	CONCLUSÕES	108
	PUBLICAÇÕES	111
	REFERÊNCIAS	112

1 INTRODUÇÃO

Otimizar a produção de energia limpa contribui para a construção de um futuro sustentável. A energia solar fotovoltaica tem ganhado importância na diversificação da matriz energética do Brasil, alinhando-se ao sétimo objetivo de desenvolvimento sustentável da ONU para 2030. Esse objetivo visa assegurar o acesso à energia para todos de modo confiável, sustentável, moderno, com preço acessível e com aumento da participação de energias renováveis na matriz energética global (NAÇÕES UNIDAS BRASIL, 2021).

A utilização da fonte solar para geração de energia elétrica tem crescido no Brasil nos últimos anos, conforme os dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Em 2023, a energia solar contribuiu com uma capacidade de 35.739 MW para a matriz elétrica do país, correspondendo a 16,1% do total. Desse montante, 24.946,7 MW é a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, abrangendo 48,59% em residências, 28,52% em estabelecimentos comerciais, 14,61% em áreas rurais e 7,09% em instalações industriais. São Paulo (SP) é o estado que concentra a maior potência instalada de usinas enquadradas como geração distribuída, Minas Gerais (MG) também se destaca nessa categoria e existe grande expectativa para construção de usinas centralizadas, assim como na Bahia (BA) e o Piauí (PI) (ABSOLAR, 2023).

A geração distribuída foi inicialmente regulamentada pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 da ANEEL. A microgeração distribuída é caracterizada como uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW. A minigeração distribuída enquadra centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW. Em ambos os casos, a central geradora deve utilizar cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2012). A Lei 14.300/2022 instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). A Lei 14.300/2022 reduziu para 3 MW a potência instalada da minigeração no caso de fontes não despacháveis, como a solar (DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, 2022).

Nesse contexto, a sujidade surge como um fator ambiental de grande impacto na eficiência dos sistemas fotovoltaicos, posicionando-se como o terceiro

mais relevante após a irradiância e a temperatura (HICKEL, 2017). Os tipos de sujeira mais comuns são partículas de solo, cimento, cinzas, carbono, limonita, sílica, carbonato de cálcio, areia, argila, fungos, dejetos de pássaros, folhas e galhos (REZENDE, 2018).

Os principais fatores que influenciam a deposição de poeira nos módulos fotovoltaicos são: ângulos de inclinação e de orientação dos módulos, propriedades da poeira, velocidade do vento, características do vidro, características do local, temperatura ambiente e umidade (JAMIL et al., 2017).

O ângulo de inclinação dos módulos influencia pouco a deposição de partículas, exceto quando o módulo é posicionado horizontalmente. Nos demais casos, a gravidade atua removendo parte das partículas. O ângulo de azimute (orientação) pode ser importante caso o módulo seja atingido diretamente pelo vento, de modo a facilitar a deposição de poeira (JAMIL et al., 2017).

A temperatura ambiente e a umidade relativa do ar dependem da irradiação solar e do ambiente geográfico, em locais áridos (alta temperatura e baixa umidade relativa) o transporte de poeira é facilitado. Por outro lado, ao anoitecer, a temperatura diminui e gotas de água podem se formar na superfície dos módulos, facilitando a adesão de partículas trazidas pelo vento. Outras características do local, como indústrias próximas, qualidade do ar, fenômenos naturais (tempestade de areia, queimadas, erupções vulcânicas, entre outros) podem influenciar a taxa de deposição de partículas, mas o vento ainda é o agente mais importante para esse fenômeno (JAMIL et al., 2017).

A limpeza natural é feita pela chuva, funciona dependendo do ângulo de inclinação dos módulos. É um método de baixo custo, mas também de baixa efetividade, já que remove apenas as partículas de maior diâmetro. Além disso, verificou-se que a água pode favorecer a adesão de partículas (JAMIL et al., 2017).

Partindo dos pontos apresentados, esta dissertação visa responder às seguintes perguntas:

- Quais são os principais efeitos da sujeira sobre a produtividade de usinas solares fotovoltaicas, conforme identificados na literatura existente?
- Como os dados de geração de energia elétrica de usinas solares operacionais variam antes e depois da limpeza, e quais são os ganhos energéticos observados?

A dissertação é delimitada e motivada pela busca de soluções viáveis para essas perguntas e o desenvolvimento de um modelo é justificado pela importância que a energia solar fotovoltaica tem apresentado para a diversificação das fontes de energia elétrica. Busca-se que a proposta apresentada seja benéfica para auxiliar os problemas enfrentados atualmente em relação aos efeitos da sujidade.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Estudar, modelar e analisar o impacto da sujidade no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos, a partir do ganho energético e aumento da eficiência obtidos após a limpeza dos sistemas. A pesquisa visa contribuir para o conhecimento sobre a operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos, fornecendo informações relevantes para otimizar o desempenho e a eficiência desses sistemas em condições operacionais reais.

1.1.2 Objetivos Específicos

- a) Realizar uma revisão abrangente da literatura existente relacionada aos efeitos da sujidade sobre a produtividade de usinas solares fotovoltaicas;
- b) Coletar, organizar e analisar dados de geração de energia de usinas solares operacionais antes e depois da limpeza dos módulos fotovoltaicos;
- c) Coletar, organizar e analisar dados de radiação solar de estações meteorológicas próximas das usinas em operação;
- d) Modelar estatisticamente e analisar o ganho energético obtido após a limpeza de sistemas fotovoltaicos afetados pela sujidade;
- e) Comparar e analisar os resultados obtidos com base em análises estatísticas ou métodos qualitativos, destacando tendências, padrões ou diferenças significativas;
- f) Fornecer informações e contribuir para o conhecimento e as práticas relacionadas à operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos, visando a maximização da eficiência energética.

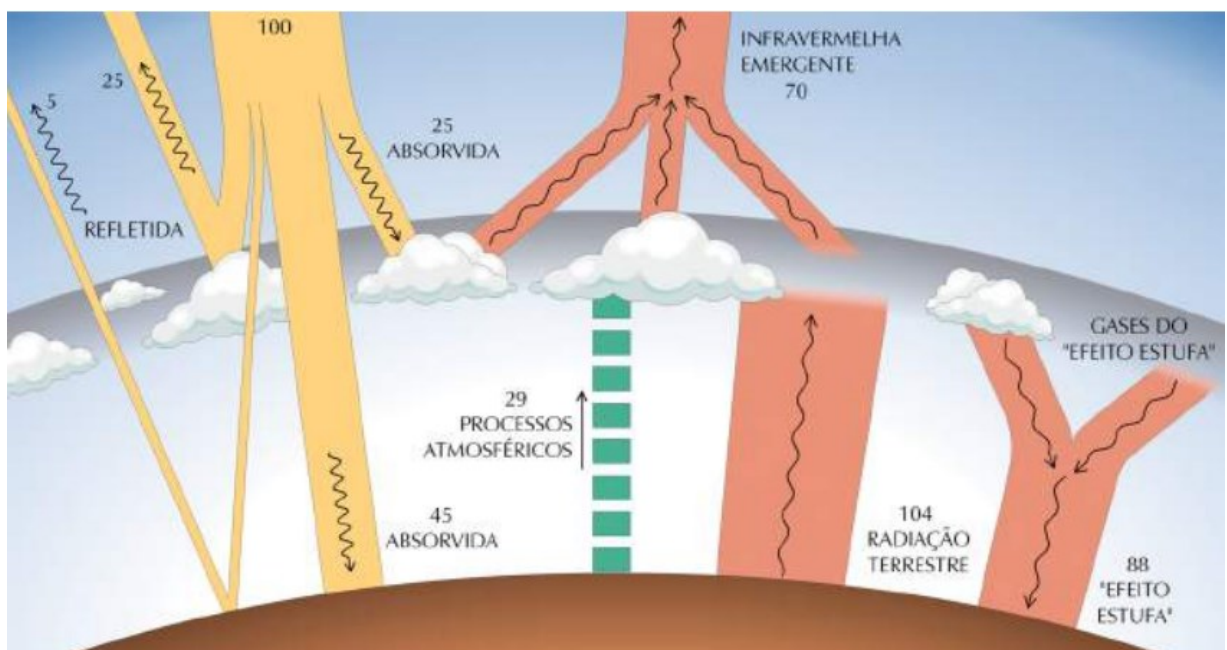
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção, são mostrados os resultados da revisão bibliográfica realizada, bem como a base teórica fundamentadora do estudo exploratório. Serão apresentados os fundamentos da radiação solar, o princípio de geração de energia solar fotovoltaica, o impacto da sujidade na produção de energia, modelos aplicados na modelagem da sujidade e métodos para limpeza dos módulos.

2.1 FUNDAMENTOS DA RADIAÇÃO SOLAR

Ao instalar sistemas de conversão de energia solar, é essencial entender a disponibilidade de recursos solares no local específico. A radiação emitida pelo Sol possui uma intensidade quase fixa fora da atmosfera da Terra, com um valor de 1.367 W/m^2 . A radiação solar incidente na superfície do planeta surge da complexa interação, incluindo absorção e espalhamento, entre várias camadas da atmosfera que emitem e absorvem radiação em distintos comprimentos de onda, conforme representado na Figura 1. Gases atmosféricos como dióxido de carbono (CO_2), vapor d'água e ozônio (O_3) e partículas de aerossóis desempenham papéis importantes nesses processos.

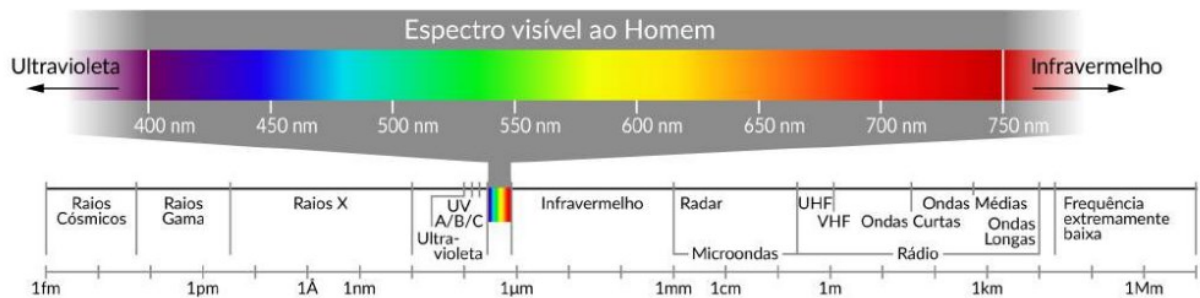
Figura 1 - Processos de interação da radiação solar com os principais constituintes



Fonte: Pereira et al., 2017.

A energia irradiada pelo Sol chega ao Sistema Terra/Atmosfera é dividida em três regiões principais: cerca de 5% estão na região ultravioleta, 50% na região visível e 45% na região infravermelha (MALSHE e BENDIGANAVALLE, 2008). A Figura 2 apresenta o espectro da radiação solar, destacando a faixa visível ao olho humano.

Figura 2 - Espectro da radiação solar incluindo um detalhamento da faixa visível humana

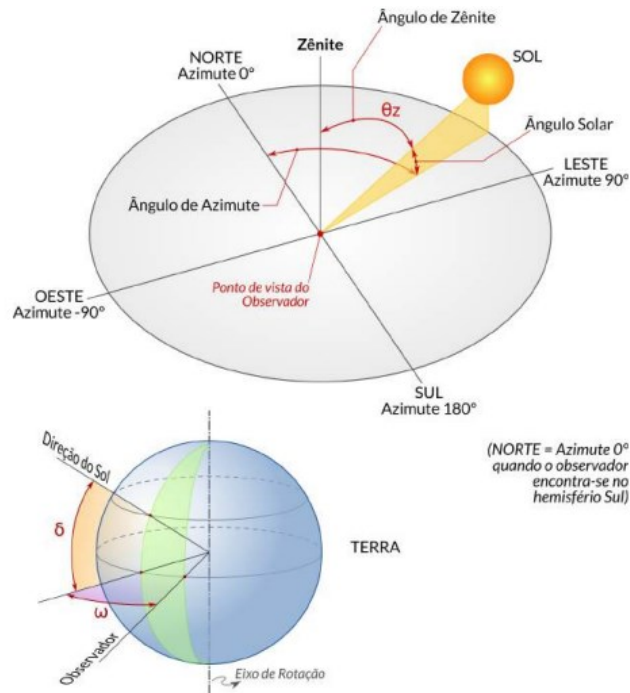


Fonte: Pereira et al., 2017.

Além da interação com a atmosfera, o movimento de translação da Terra em torno do Sol também influencia na disponibilidade do recurso solar, a oscilação do fluxo de radiação solar pode variar entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O ciclo anual é consequência da inclinação em $23,45^\circ$ do eixo axial da Terra com relação ao plano orbital do planeta em torno do Sol e afeta a duração do dia e a quantidade de energia incidente. A declinação solar (δ) é o ângulo formado pela inclinação do plano equatorial da Terra e a linha de direção Sol-Terra e pode variar entre $-23^\circ 27'$ e $+23^\circ 27'$ (PEREIRA et al, 2017; RAMPINELLI et al., 2021).

O ciclo diário de rotação também é relevante para descrever a variabilidade da energia proveniente do sol. O ângulo horário solar (ω) representa o deslocamento angular do movimento aparente do Sol devido à rotação da Terra e varia entre -180° e $+180^\circ$. O ângulo zenital solar (θ_z) representa o ângulo formado entre a vertical no ponto de observação e a direção da linha que liga o mesmo ponto da superfície da Terra ao Sol. Pode ser calculado conhecendo-se os valores da latitude do local (φ), a declinação solar (δ) e o ângulo horário solar (ω). O ângulo azimutal é o ângulo formado entre a linha de projeção da direção do Sol no plano horizontal com o meridiano do observador, seu valor pode variar entre -180° e $+180^\circ$. Os ângulos foram ilustrados na Figura 3 (PEREIRA et al, 2017; RAMPINELLI et al., 2021).

Figura 3 - Ângulos notáveis em solarimetria.

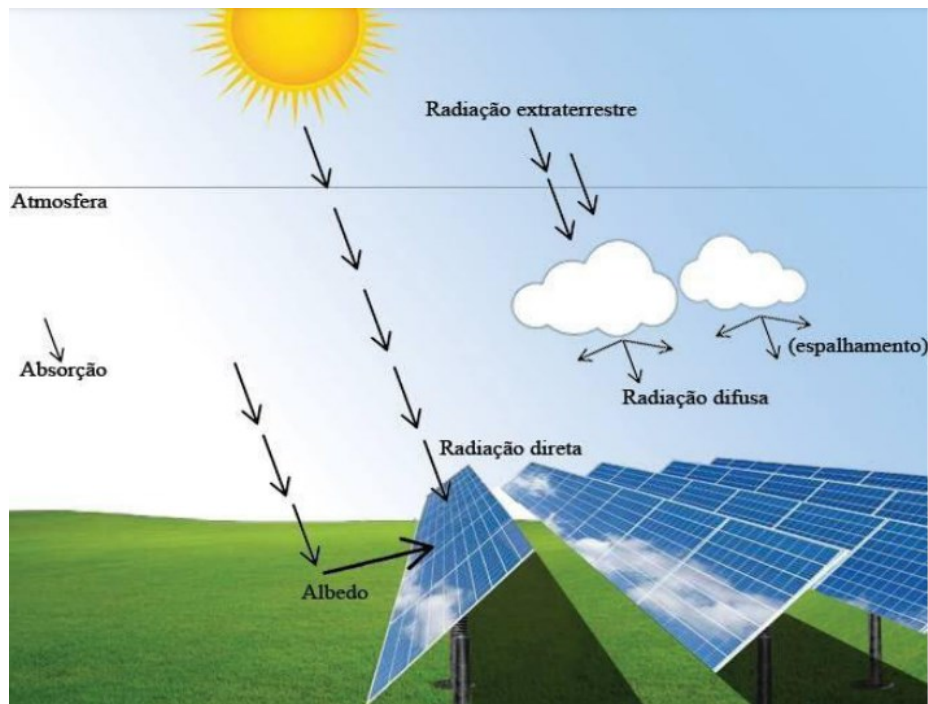


Fonte: Pereira et al., 2017.

A irradiância solar (W/m^2) incidente em uma superfície é composta pelas componentes direta (G_{dir}) e difusa (G_{dif}), conforme ilustrado na Figura 4. A componente direta apresenta direção de incidência na linha imaginária entre a superfície e o Sol. A componente difusa engloba a radiação proveniente de todas as demais direções em virtude dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera. A irradiância global horizontal (G) é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal, dada pela soma de ambas as componentes. A integral da irradiância no tempo é definida como irradiação solar (Wh/m^2) ou energia radiante incidente acumulada em um intervalo de tempo (PEREIRA et al., 2017).

Durante um dia de céu completamente claro, cerca de 20% da radiação solar incidente na superfície terrestre é composta pela componente difusa. Já em dias totalmente nublados, toda a radiação solar incidente é difusa. Quando a superfície está inclinada em relação ao solo, o albedo se torna relevante, é capacidade de reflexão da radiação refletida pelo entorno da superfície, como vegetação, solo e obstáculos (RAMPINELLI et al., 2021).

Figura 4 - Componentes da radiação solar.



Fonte: Rampinelli et al, 2021.

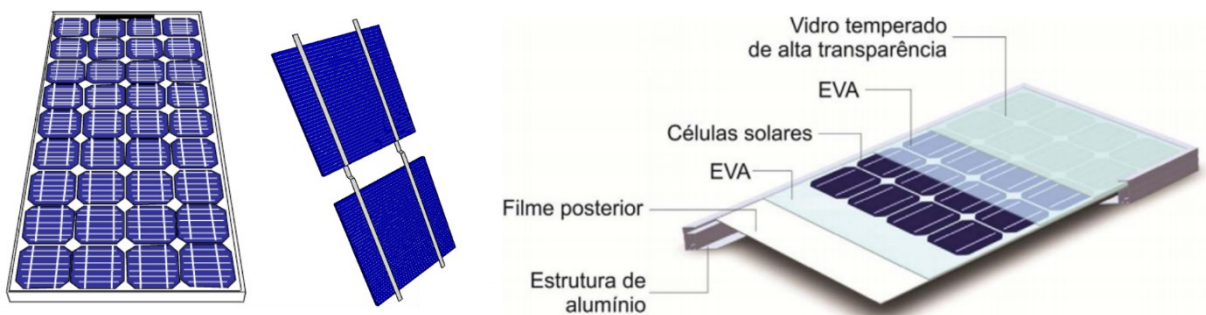
2.2 PRINCÍPIOS BÁSICOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos tem se desenvolvido intensamente, resultando em um aumento significativo da participação da energia solar na matriz energética mundial (PEREIRA et al., 2017).

Em um sistema fotovoltaico, a produção de energia elétrica acontece através dos módulos, por meio do efeito fotovoltaico que ocorre nas células solares, ilustrado na Figura 5. O módulo fotovoltaico consiste em um arranjo de células conectadas e encapsuladas para protegê-las do ambiente hostil de instalação, onde há exposição à radiação, chuva e vapor d'água. As células de silício cristalino são frequentemente rígidas com superfícies frontais de vidro e diversas tecnologias podem ser utilizadas na sua produção, embora as de silício sejam responsáveis por 90% da produção atual (RAMPINELLI e MACHADO, 2021).

As tecnologias fotovoltaicas são categorizadas em primeira, segunda e terceira geração. A primeira geração abrange células de silício mono e multicristalino. A segunda geração, conhecida como filme fino, é menos eficiente, mas mais econômica. Por fim, a terceira geração inclui células multijunção, orgânicas, sensibilizadas por corante, e é caracterizada por uma abordagem inovadora sem a utilização da junção PN (RAMPINELLI e MACHADO, 2021).

Figura 5 - Módulo Fotovoltaico



Fonte: Adaptado de RAMPINELLI e MACHADO, 2021.

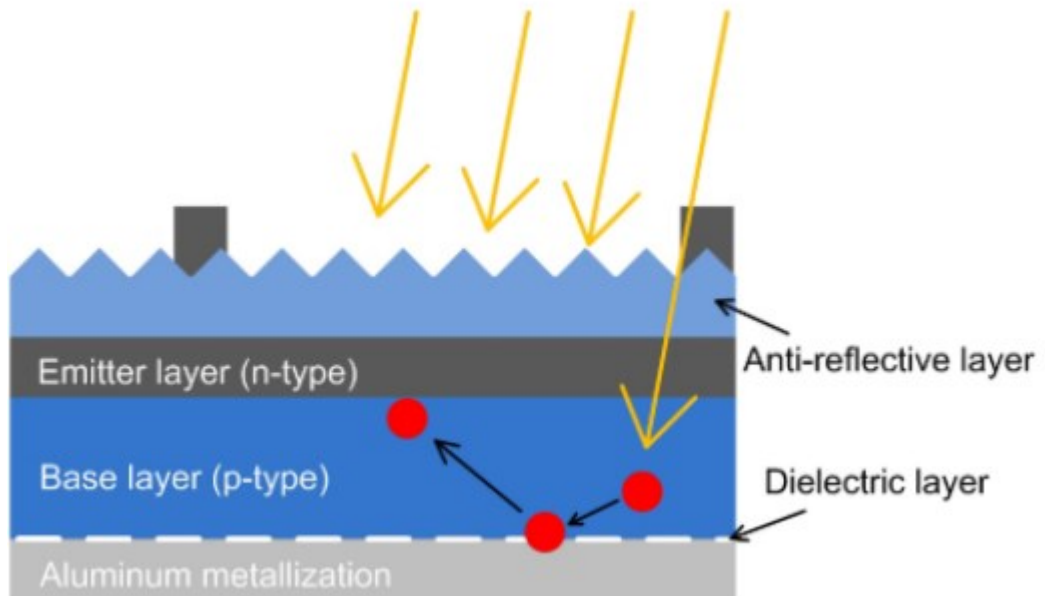
O silício é o material predominante na produção de células solares, sendo um elemento tetravalente com quatro elétrons na camada de valência. Para formar uma rede cristalina estável, ele é dopado com substâncias que criam regiões "tipo N" e "tipo P". Quando essa estrutura é exposta à radiação solar, pares elétron-lacuna são formados. Se isso ocorrer em uma área com um campo elétrico, os elétrons são acelerados, gerando uma corrente elétrica e uma diferença de potencial. Esse fenômeno, conhecido como efeito fotovoltaico, é a base do funcionamento das células solares (RAMPINELLI e MACHADO, 2021).

Os módulos solares com tecnologia PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*) representam 70% do mercado atual de módulos de silício (FISCHER, 2024). Essa tecnologia melhora a absorção da irradiância solar e, conseqüentemente, aumenta a eficiência energética. Esses módulos são caracterizados pela aplicação de uma camada dielétrica na parte traseira das células solares, evitando o desperdício de energia ao refletir a irradiância solar. Essa camada dielétrica, geralmente composta de SiO_2 ou Al_2O_3 , é depositada na superfície posterior do tipo P, seguida pela aplicação de um revestimento antirreflexo (SiN_x) na superfície traseira, como demonstrado na Figura 6. Posteriormente, um laser é utilizado para criar aberturas locais nas camadas dielétricas traseiras, permitindo a conexão dos contatos elétricos (ZIMMER, 2020).

Atualmente, as células padrão são bifaciais e representaram uma fatia de mercado superior a 80% em 2023. Esses módulos possuem células solares capazes de gerar eletricidade de ambos os lados, eles capturam a luz solar diretamente na face frontal e aproveitam a luz difusa refletida na superfície posterior, aumentando assim sua eficiência total. Embora semelhantes às células solares monofaciais

PERC em muitos aspectos, as células bifaciais diferem na abordagem da parte traseira da célula, utilizando *fingers* em vez de cobrir toda a superfície. Com a crescente demanda por células fotovoltaicas altamente eficientes, diversos módulos bifaciais baseados nessa tecnologia estão disponíveis no mercado, com diferentes processos de fabricação, como contato traseiro do emissor passivado (PERC), parte traseira do emissor passivado localmente difuso (PERL) e parte traseira do emissor passivado totalmente difusa (PERT). Essas variações estruturais resultam em diferentes faixas de coeficientes de bifacialidade para as células fotovoltaicas, podendo variar de 70 a 85% (FISCHER, 2024; ZIMMER, 2020).

Figura 6 - Estrutura de célula PERC

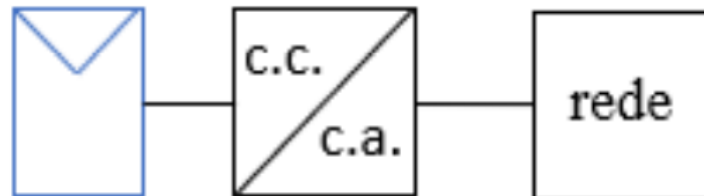


Fonte: Zimmer, 2020.

Embora os módulos bifaciais possam converter a irradiância tanto pela parte frontal quanto pela parte posterior em energia elétrica, sua disposição otimizada visa maximizar a eficiência frontal, considerando fatores como as propriedades do semicondutor e a metalização do contato reverso. Apesar disso, a classificação de potência dos módulos fotovoltaicos bifaciais ainda carece de padrões claros e uniformizados, com alguns fabricantes baseando a potência de saída nominal na face frontal e adicionando uma contribuição presumida da parte traseira. Isso gera uma falta de uniformidade na identificação e na apresentação dos dados dos módulos bifaciais, com implicações na interpretação e na comparação de seus desempenhos (ZIMMER, 2020).

A energia elétrica proveniente dos módulos fotovoltaicos (arranjo ou gerador fotovoltaico) de corrente contínua (c.c.) é convertida para energia elétrica em corrente alternada (c.a.) através do dispositivo inversor de corrente contínua/alternada (c.c./c.a.), atendendo aos requisitos de qualidade necessários para a injeção na rede.

Figura 7 - Inversor sem transformador



Fonte: Adaptado de RAMPINELLI e MACHADO, 2021.

A eficiência desses dispositivos aumentou progressivamente, desde 2007 inversores de eficiência superior a 98% estão disponíveis no mercado, resultando na redução de perdas e nas temperaturas operacionais (RAMPINELLI e MACHADO, 2021).

2.3 O IMPACTO DA SUJIDADE NA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM USINAS FOTOVOLTAICAS

Em estudos sobre o impacto da sujidade na produção de energia de usinas fotovoltaicas, é comum empregar índices de desempenho, sendo a proporção de sujidade (SR) o mais frequente. Este parâmetro quantifica perdas causadas pela sujidade com base em variáveis de entrada, aplicando-se em usinas localizadas em climas tropicais. Estudos empíricos no Brasil, como os de Braga et al. (2020), Duarte et al. (2020) e Costa et al. (2019), indicam particularidades regionais.

A proporção de sujidade (SR) é a razão entre a potência gerada pelo módulo sujo (P_{sujo}) e a potência gerada pelo módulo limpo (P_{limpo}). O valor "1" representa o estado limpo do módulo fotovoltaico, quanto menor a proporção de sujidade, maiores são as perdas associadas ao sistema. Em testes com dois módulos idênticos, no qual um é limpo diariamente e o outro recebe sujidade, a SR é a razão simples entre os dados de potência no ponto de máxima potência ou corrente de

curto-circuito (I_{sc}) de cada módulo. Entretanto, a I_{sc} não é ideal para avaliar a proporção de sujidade quando a sujeira é não-uniforme (HICKEL, 2017).

No Brasil, a SR pode mudar de acordo com as regiões, como observado nos trabalhos de Costa et al. (2018) e Hickel (2017). Em Belo Horizonte (MG), Costa et al. (2018) mediram uma queda de 0,98 para 0,86 na SR durante o período seco, mas o valor 1 é restabelecido após precipitação de 20 mm. As perdas em seis meses podem chegar a 11% para a tecnologia de silício policristalino (p-Si) e 13% para a tecnologia de telureto de cádmio (CdTe), por conta da largura da banda *gap* das duas tecnologias, isto é, módulos de CdTe possuem uma faixa de resposta espectral entre 300 e 800 nm, enquanto para o silício cristalino esta faixa varia entre 400 e 1100 nm. A sujidade afeta mais os comprimentos de onda menores, conforme observado por Hickel (2017), em que as maiores perdas espectrais aconteceram para comprimentos de onda entre 350 nm e 650 nm.

Hickel (2017) também identificou que quanto mais grossas as partículas, maior a influência nos comprimentos de onda menores. Em Brotas de Macaúba (BA), as perdas em um ano para as tecnologias de p-Si e CIGS são 11,33% e 3,48%, respectivamente, sendo o máximo e o mínimo entre as tecnologias analisadas. Uma limpeza foi realizada em todas as mesas e nova medição foi realizada no ano seguinte, no qual identificou-se perda mínima de 1,91% e máxima de 4,34%, referente às tecnologias de p-Si e silício amorfo (a-Si). Em Buritis (RO), a granulometria da poeira varia até 125 μm e as perdas em dois anos atingiram 11,32% para a tecnologia p-Si. As maiores perdas foram 16,69% e aconteceram para a tecnologia de a-Si sem moldura.

Em Belo Horizonte (MG), Braga et al. (2020) avaliou a influência de variáveis meteorológicas na proporção de sujidade. Identificou-se correlações entre material particulado e períodos secos, entretanto, um período seco prolongado não implicou em maior concentração de material particulado. O aumento do material particulado e a queda da taxa de sujidade possuem discreta correlação. A intensidade de ventos e umidade relativa mostraram baixa correlação com a sujidade. A precipitação teve relação evidente com a melhora da sujidade, com perdas identificadas variando de 5% a 20%. No geral, os resultados divergem dos obtidos em outros países devido a fracas correlações ambientais.

Lemos (2016) avalia o impacto do acúmulo de sujeira na geração de energia e caracteriza a composição química, biológica e mineralógica em Belo Horizonte

(MG). Identificou-se grande quantidade de matéria orgânica formando biofilme que não se desprende do módulo após precipitação, indicando dificuldade para a limpeza desse tipo de material. As perdas atingiram 11,7% para uma irradiância de 1000 W/m² e aumentou para 19,1% quando a irradiância diminuiu para 100 W/m², ou seja, o efeito da sujidade é amplificado em condição de baixa irradiância.

Em laboratório, Lemos (2016) mediu o efeito da sujidade causada pelo talco (composto por magnésio e sílica) e de pó de carvão vegetal (composto por carbono) conforme a irradiância variava, ambos na concentração de 0,0076 cm³/cm². No primeiro caso, a perda foi de 17,9% para irradiância de 800 W/m² e aumentou para 47,7% para irradiância de 300 W/m². No caso do carvão vegetal, a perda aumentou significativamente de 71,7% para 97,6% para irradiâncias de 800 W/m² e 300 W/m², respectivamente. Esses resultados evidenciam o impacto da composição da sujeira, em especial a presença de carbono.

Um resultado concordante foi encontrado por Varga e Wiesner (2021) ao investigar as interações entre a superfície do módulo e sujeiras diversas: pólen de alfafa, pólen de gramínea, borosilicato, gesso, cinza, grafite, sílica e microesferas cerâmicas. Em distâncias curtas, a força de Van der Waals é predominante. As forças capilares tendem a ser representativas de acordo com a umidade relativa e a hidrofobicidade. Identificou-se que o vento remove com eficácia partículas maiores que 50 µm. A força de adesão teórica (considerando apenas a força de Van der Waals) não reflete as medições experimentais, a margem de erro pode chegar a 100% em algumas amostras, de forma que não representa tão bem o fenômeno e a estimativa é pouco confiável. As amostras baseadas em carbono apresentam maior força de adesão e são mais difíceis de prever.

2.4 MODELOS APLICADOS NA MODELAGEM DA SUJIDADE

Outros autores propuseram modelos para estimar a SR a partir de diferentes dados. Os trabalhos foram divididos em grupos de acordo com o tipo de modelo, conforme a classificação sugerida por Younis e Alhorr (2021) em seu estudo de revisão sobre o tema: estatístico, redes neurais, exponencial, linear, fator de desgaste, simulações numéricas, ópticos, dependentes de proporção.

2.4.1 Modelo Estatístico

O Quadro 1 apresenta os artigos encontrados que elaboram modelos estatísticos, apresentando o método utilizado, o *software*, as variáveis de entrada e as perdas calculadas.

Javed et al. (2021) relacionaram a densidade de poeira acumulada (g/m^2) com perdas por sujidade e perda de transmitância. Dois modelos foram usados, ambos com correlação linear e regressão múltipla. Os dados, coletados no Catar, mostraram cálcio como o elemento mais abundante (70%) e o diâmetro das partículas variou majoritariamente entre 17–23 μm e 12–18 μm . Javed et al. (2021) introduziu o termo “*dust potency*” para medir a perda por sujidade por unidade de área e massa de poeira (m^2/g). O primeiro modelo linear é corrigido pela razão entre a potência de sujeira medida e corrigida, aumentando a correlação de 0,78 para 0,94. A potência de sujeira é corrigida pela massa de material particulado de carbono orgânico (OC) e elementar (EC), o tamanho médio das partículas (PS_{mean}) e conteúdo iônico (Ions). O segundo modelo, com variáveis ambientais, teve correlação de 0,57, sendo que PM10 não foi significativo.

Pavan, Mellit e Pieri (2011) determinaram as perdas causadas pela sujidade em duas usinas de 1 MWp na Itália através de um modelo de regressão polinomial genérico utilizando a temperatura do módulo e a irradiância, o R^2 é superior a 99%. A usina localizada em solo arenoso teve ganho de geração de 6,9% após limpeza com água destilada sob pressão e escovação, enquanto a usina localizada com solo compacto e vegetado teve ganho de 1,1% após limpeza com água pressurizada.

Souza (2020) desenvolveu uma plataforma eletrônica para coleta de dados ambientais, incluindo material particulado suspenso, e aplicou o modelo de Coello e Boyle (2019) para calcular a deposição da massa depositada, em seguida, os modelos logístico e de Gompertz foram comparados para estimativa de potência gerada pelo módulo. O modelo logístico é o que melhor explica os dados observados. O preditor estatístico de energia gerada apresentou um alto coeficiente de correlação (0,9778) e um erro quadrático médio muito pequeno (0,0067). Observou-se uma relação entre períodos de chuva com redução na concentração dos particulados atmosféricos.

Quadro 1 - Metodologia utilizada para desenvolvimento dos modelos estatísticos, com ênfase no software, variáveis de entrada e as perdas encontradas

Artigo	País	Método	Software	Variáveis de entrada	Perdas
Javed et al. (2021)	Catar	Correlação linear, Modelo de Regressão Múltipla	-	PM10, irradiância, temperatura do módulo e do ambiente, velocidade do vento e direção, umidade relativa (UR)	7%-22%
Pavan, Mellit, De Pieri (2011)	Itália	Modelo de regressão polinomial (SANDIA array performance model)	-	I, V, temperatura do módulo, irradiância	6,9% (solo arenoso) e 1,1% (vegetado)
Souza (2020)	Brasil	Modelos Log-Logístico e Log-Gompertz	RStudio	Temperatura, velocidade do vento, tamanho das partículas e quantidade, inclinação dos módulos, distância do solo, viscosidade cinemática do ar e coeficiente de arrasto da superfície.	-
Skomedal e Deceglie (2020)	EUA	Bootstrap	Pacote de análise PV para Python, RdTools	Índice de Performance (saída de energia medida do sistema dividida pela energia esperada)	Média: 2,2% [1,5%; 3,2%]. Diário: - 0,1%/dia.
Micheli et al. (2021)	Espanha	Regressão por partes e algoritmos de detecção de ponto de mudança	Python, MATLAB	Taxas de sujidade diárias e as chuvas diárias (medidas no local)	4%
Jamil et al. (2020)	Malásia	Regressão polinomial	Excel, IBM SPSS	Área do módulo, horas de sol, irradiância, temperatura do módulo, fator de mismatch, perdas de resistência do cabo, eficiência do inversor (fabricante), fator de envelhecimento do módulo, energia produzida	26,22% [4.86%, 58.67%]

Fonte: a autora, 2024.

Skomedal e Deceglie (2020) propuseram um algoritmo que decompõe iterativamente uma série temporal de índice de desempenho de um sistema, com sujidade não-linear ao longo do tempo. O algoritmo possui quatro etapas: detecção de eventos de limpeza; filtro de *Kalman* para estimativa de taxa de sujidade; estimar a incerteza com *bootstrapping*; e geração de dados sintéticos. O modelo estimou a taxa de performance com $R^2 = 0,71$ e a taxa de degradação foi determinada em - 0,5%/ano. A taxa de sujidade, estimada pelo filtro de *Kalman*, é difícil de ser estimada em períodos com eventos de limpeza rápida e sucessiva, uma vez que o sinal de sujeira permanece menor que o ruído nesses períodos, levando a taxas de

sujeira subestimadas. Esse é um problema geral para todos os modelos que tentam estimar as taxas de sujeira com base em uma taxa de performance diária.

Micheli et al. (2021) apresentam um modelo de regressão por partes com algoritmo de detecção de ponto de mudança para melhorar estimativa do perfil de sujeira de uma usina de 1 MW. Os perfis de sujeira medidos por nove estações de sujeira instaladas nos EUA foram usados. A sujeira é quantificada pela relação entre a produção de energia de um dispositivo fotovoltaico e a produção de energia que o mesmo dispositivo fotovoltaico produziria se não houvesse sujeira. Considerou-se ponto de mudança contínua, como um período prolongado de chuva seguido por um período de seca. Quatro abordagens diferentes foram aplicadas para detectá-los: segmentação (ou regressão por partes), algoritmo de tempo linear exato podado (PELT), algoritmo profeta *Facebook* (FBP - *facebook prophet algorithm*) e estimativa *bayesiana* de mudança abrupta, sazonalidade e tendência (BEAST). Dos métodos investigados, o método de segmentação e o FBP mostraram as maiores melhorias de modelagem para os locais considerados, sendo a segmentação o único método que não precisa de nenhum ajuste. A taxa média de sujeira não foi afetada significativamente por negligenciar os pontos de mudança, mas o algoritmo é útil para indicar as melhores datas para limpeza da usina. Visualmente, o dia de limpeza mais conveniente seria uma data do período de sujeira limitada, cerca de um mês anterior ao evento de vento carregado de areia, mas o efeito dessa limpeza seria limitado ou nulo.

Jamil et al. (2020) apresentaram um novo modelo de regressão para correlacionar o fator de redução de sujeira (*fdirt*) e a área do módulo fotovoltaico. Os dados foram coletados na Malásia, onde há clima tropical úmido, pouco investigado na literatura. Após 12 meses de medição, o *fdirt* calculado por regressão tem diferença média de 5%. As perdas variam de 4,46% a 58,67%, com média de 26,22%.

2.4.2 Modelo de Redes Neurais Artificiais

Redes neurais artificiais têm sido amplamente empregadas na modelagem de diversos fenômenos relacionados à energia solar fotovoltaica, abrangendo desde a antecipação da radiação solar até a estimativa dos componentes da radiação solar e previsão de produção de energia. Essas redes também demonstraram eficácia na

previsão de curto prazo da produção de grandes usinas elétricas, inclusive em ambientes áridos. A análise dos estudos mencionados destaca as redes neurais como uma das abordagens matemáticas mais eficientes para modelar e antever a produção de energia fotovoltaica em diferentes condições ambientais (Pulipaka e Kumar, 2016).

Uma rede neural artificial representa um sistema de neurônios interligados capazes de trocar informações. As conexões entre eles são definidas por pesos ajustáveis para obter a saída desejada (Pulipaka e Kumar, 2016). O Quadro 2 apresenta os artigos que desenvolvem redes neurais, apresentando o método utilizado, o software, as variáveis de entrada e as perdas calculadas.

Pavan et al. (2013) utilizaram uma rede neural *bayesiana* (BNN) para calcular a potência produzida em condições de teste padrão (25 °C e 1000 W/m²) pelo sistema em estudo antes e depois de uma limpeza de seus módulos fotovoltaicos. Para a primeira planta, construída em local arenoso, as perdas foram de 5,4%, enquanto para a segunda planta, em terreno vegetado, foram de 0,9%. O R² foi superior a 0,989, apresentando um resultado levemente melhor que o modelo de regressão polinomial.

Zhang et al. (2021) propõem um método de quantificação probabilística baseado em uma rede neural convolucional a partir de imagens capturadas por câmeras de vigilância para estimar a perda de potência do módulo fotovoltaico. Dentre os métodos estudados, o SolarQRNN tem o menor erro.

Pulipaka e Kumar (2016) fizeram um experimento de sujidade artificial com diferentes tipos de solo utilizando quatro algoritmos de redes neurais, que foram treinados com esses dados e aplicados para amostras desconhecidas. A rede neural randômica (NNR) precisa de muito tempo (65 ciclos de treinamento) para atingir um desempenho eficiente e requer a maioria dos dados (75%) para treinamento. Cerca de 29% das amostras possuem erro desprezível e o modelo resulta em alta margem de erro (20-56%) para uma amostra de solo desconhecida. A rede neural *fuzzy* (NNF) apresenta melhoria em comparação com a NNR em termos de capacidade de previsão de dados de teste (45% com erro desprezível) e com menos ciclos de treinamento (10). No entanto, para uma amostra de solo desconhecida, este modelo superestima a produção de energia em todos os níveis de irradiância. A rede neural *k-means* (NNK) tem 39 ciclos de treinamento e cerca de 32% da precisão dos dados de teste, é melhor do que a NNR, mas não é tão eficiente quanto o NNF. No caso de

amostra de solo desconhecida, a NNK superestima ou subestima a produção de energia em vários níveis de irradiância, tornando este modelo menos confiável. A rede neural híbrida (NNH) tem 15 ciclos de treinamento e 50% de precisão dos dados de teste, no caso de previsão de potência do painel sujo, o NNH tem vantagem sobre os outros modelos. A margem de erro em qualquer nível de irradiância é sempre menor que 10% para o modelo NNH, tornando-o o melhor entre as redes neurais estudadas.

Pulipaka, Mani e Kumar (2016) utilizaram uma BNN para estimar a potência de saída do módulo fotovoltaico para diferentes composições granulométricas do solo acumulado em um módulo fotovoltaico. O modelo de regressão prevê a perda de potência em vários níveis de irradiância, o modelo de redes neurais é desenvolvido a partir dos dados experimentais. A amostra 1 de solo tem a maior composição (83,8%) de tamanho de partícula de 150 μm , a amostra 2 tem composição igual de 150 μm (32%) e 75 μm (35%), as amostras 3 e 4 têm partículas de 300 μm em sua composição em abundância (58% e 47%, respectivamente), enquanto a amostra 5 tem predominância de partículas de 150 μm (65,2%). A equação de regressão múltipla é independente das variáveis, demonstrando que o tamanho das partículas não influencia a potência de saída dos módulos. A equação de regressão falha em estimar a potência de saída de solos com composição inferior de partículas de 75 μm e concentração mais alta de partículas de 150 μm . Pode ser afirmado que a influência de 75 μm e partículas de tamanho menor é predominante na saída de energia em níveis de irradiância mais baixos, enquanto é o tamanho de partícula de 150 μm que pode impactar a saída de energia em níveis mais altos níveis de irradiância. Os modelos baseados em regressão são úteis para determinar a relação entre as composições de tamanho de partícula, irradiância com potência, com $R^2 = 97,85\%$, mas as redes neurais são eficientes na previsão de potência dada a composição do tamanho de partícula.

Laarabi et al. (2017, a) modelaram através de uma rede neural artificial (ANN) o efeito de sujeira em vidro solar fotovoltaico e faz uma análise de sensibilidade para determinar o efeito dos parâmetros de entrada na saída do modelo. O modelo representa satisfatoriamente o fenômeno real, o $R^2 = 0,928$. A análise de sensibilidade indica que todos os parâmetros contribuem para o modelo, sendo os mais influentes a umidade relativa do ar (21,22%) seguida pela direção do

vento (21,03%), velocidade do vento (17,78%), irradiância solar (17,33%), temperatura ambiente (16,89%) e precipitação (14,58%).

Laarabi et al. (2017, b) modelaram o efeito de sujeira em vidro solar fotovoltaico e fazer análise de sensibilidade para determinar o efeito dos parâmetros de entrada na saída do modelo. Com base no Algoritmo de *Garson*, a análise de sensibilidade mostrou que os principais parâmetros meteorológicos são a precipitação (22,58%), a direção do vento (17,66%), irradiância (15,27%), velocidade do vento (14,84%), temperatura ambiente (15,47%) e umidade relativa (13,17%).

Chiteka, Arora e Sridhara (2020) compararam o resultado de uma ANN e um modelo de regressão linear múltipla, além de apresentar uma análise de sensibilidade em 14 variáveis. Os dados foram coletados em local com clima de savana tropical, onde os parâmetros mais relevantes são PM10, umidade relativa, velocidade do vento, precipitação e direção do vento, respectivamente. A precipitação não aparece como parâmetro relevante, já que ela é baixa. A rede neural apresentou $R^2 = 0,9817$, enquanto o modelo de regressão linear tem $R^2 = 0,8092$.

Shapsough, Dhaouadi e Zualkernan (2019) estimaram a potência de saída de sistemas fotovoltaicos em condições de sujidade com uma ANN e compara com os resultados de modelos similares da literatura. Regressão linear, regressão linear múltipla e rede neural simples de retropropagação. Usando a regressão linear, é possível prever a saída do painel limpo com alta precisão ($R^2 = 0,981$), porém, quando a sujeira é adicionada à equação, o modelo linear perde precisão ($R^2 = 0,883$). A temperatura ambiente apresentou pouca relevância para os resultados da ANN, cujo menor R^2 foi 0,949 para o mês de setembro.

Quadro 2 - Metodologia utilizada para desenvolvimento das redes neurais, com ênfase no software, variáveis de entrada e as perdas encontradas. (CONTINUA)

Artigo	País	Método	Software	Variáveis	Perdas
Pavan et al. (2013)	Itália	Rede neural <i>Bayesiana</i>	MatLab (Ver. 7.8, 2009)	Corrente das strings em paralelo, tensão do barramento CC, temperatura do módulo, irradiância global no plano	0,9% e 5,4%
Zhang et al. (2021)	China e Cingapura	SolarQRNN (quantile regression neural network), ImpactNet-8, ImageNet-99, Minimalistic + QRNN, ImpacNet + bootstrap, Minimalistic + bootstrap		Imagem de módulos fotovoltaicos	-
Pulipaka e Kumar	Índia	NNR (rede neural aleatória) com divisão de dados	Matlab	Propriedades de transmitância do solo,	-

(2016)		aleatórios, NNF (rede neural <i>fuzzy</i>) com agrupamento de meios C difusos antes do treinamento, NNK (rede neural <i>k-means</i>) com agrupamento de dados <i>k-means</i> e NNH (rede neural híbrido) com agrupamento de dados híbrido e técnicas de divisão.		irradiância, ângulo de inclinação, corrente e tensão dos módulos	
Pulipaka, Mani e Kumar (2016)	Índia	Redes neurais (algoritmo de Levenberg–Marquardt, 947 dados) e regressão linear	MATLAB, ANOVA	Corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, irradiância, ângulo de inclinação	-
Laarabi et al. (2017, a)	Marrocos	Redes neurais (algoritmo de Levenberg–Marquardt, função de Tansig e Purline)	MATLAB (ANN toolbox), SAFE 1.1	Irradiância [68 W/m ² , 1182 W/m ²], velocidade do vento [0,13 m/s, 2,74 m/s], direção do vento [0, 350], temperatura ambiente [11,4 °C, 31,2 °C], umidade relativa [28%, 89%], precipitação [0 mm, 32,7 mm].	[1.65%, 19.84%].
Laarabi et al. (2017, b)	Marrocos	Redes neurais (algoritmo de Levenberg–Marquardt, função de Tansig e Purline), algoritmo Garson (sensibilidade)		Irradiância, temperatura ambiente, velocidade do vento, direção do vento, umidade relativa e precipitação	[1.65%, 19.84%]
Chiteka, Arora e Sridhara (2020)	Zimbábue	Rede neural artificial (Algoritmo de treinamento de Levenberg-Marquardt) e regressão linear múltipla (Algoritmo de Boruta)	Python (algoritmo de Boruta), MATLAB R2018a (ANN), Minitab 16 e ANOVA (MLR e cálculo variância)	Precipitação, velocidade do vento, direção do vento, temperatura máxima, umidade relativa, pressão superficial, faixa de temperatura, temperatura média, velocidade máxima do vento, faixa de velocidade do vento, velocidade mínima do vento, temperatura mínima, índice de clareza e material particulado (PM10)	-
Shapsough, Dhaouadi e Zuakernan (2019)	Emirados Árabes Unidos	Regressão linear, regressão linear múltipla e rede neural simples de retropropagação	Biblioteca neuralnet em R	Irradiação solar, temperatura ambiente, corrente de curto-circuito (Isc), tensão de circuito aberto (Voc), ponto de potência máxima (Pmax) e registro de data/hora.	-

Fonte: a autora, 2024.

2.4.3 Modelo de Simulação Numérica

Outros modelos matemáticos podem ser usados para representar sistemas físicos e prever a sujidade acumulada, utilizando métodos computacionais em vez

de soluções analíticas. O Quadro 3 apresenta os artigos que desenvolvem esse tipo de modelo, apresentando o método utilizado, o software e as variáveis de entrada.

Chiteka et al. (2021) implementaram um modelo numérico de dinâmica de fluidos computacional (CFD) para determinar a sujeira acumulada a partir da equação de *Navier-Stokes* com média de *Reynolds* (RANS). A margem de erro foi inferior a 4%.

Coello e Boyle (2019) elaboraram um algoritmo para prever perdas por sujeira em arranjos fotovoltaicos, no qual a cada iteração a massa total de particulados acumulada é usada para estimar a perda de sujeira. A validação foi feita em sete locais do Arizona e da Califórnia. A comparação entre a velocidade de deposição variável, a velocidade de deposição estática e a velocidade de sedimentação estática para os sete locais mostra que a velocidade de estabilização estática resultou nas saídas mais precisas. O modelo é dependente da frequência e intensidade da precipitação e do PM10.

Quadro 3 - Metodologia utilizada para desenvolvimento de simulações numéricas, com ênfase no software e nas variáveis de entrada

Artigo	País	Método	Software	Variáveis
Chiteka, Arora e Sridhara (2021)	Zimbábue	CFD	ANSYS FLUENT v17.2	Densidade do fluido, variável de fluxo, termo da fonte, coeficiente de difusão efetivo. Inclinação, azimute. Velocidade do vento, irradiância, temperatura
Coello e Boyle (2019)	EUA	Múltiplas iterações/Modelo simples de velocidade de deposição estática		Concentração de material particulado (PM10 e PM2.5), inclinação dos módulos, precipitação

Fonte: a autora, 2024.

2.4.4 Modelo Linear

Em geral, os modelos lineares são simples, práticos e razoavelmente precisos, mas não é possível generalizar para outras regiões geográficas pela dependência das características climáticas locais (YOUNIS e ALHORR, 2021). Esse tipo de modelo tem como premissa que a sujeira aumenta linearmente até que caia chuva suficiente ou até que os arranjos fotovoltaicos sejam limpos, o que não foi observado por Duarte et al. (2020).

Pelland et al. (2018) aplicaram o modelo de Boyle, que estima a média de sujeira a longo prazo a partir da concentração de material particulado, em vinte

locais no hemisfério norte e comparar os resultados com o modelo *GISS Model E2*. Os dados utilizados para alimentar os modelos foram obtidos a partir de satélites, especificamente a concentração de massa de superfície de poeira (DUSMASS) do conjunto de dados de reanálise MERRA-2 e a concentração de material particulado (PM10) previstos do Centro Europeu de Previsões de Tempo Médio do *Copernicus Atmosphere Monitoring Service* (ECMWF-CAMS).

Pelland et al. (2018) concluíram que todos os modelos produzem corretamente maior nível de sujeira no Oriente Médio e parecem capturar grandes variações de sujeira em grandes áreas geográficas. A precisão é baixa quando a sujidade é da ordem de 5% e para variações em pequenas escalas espaciais, devido ao caráter local da sujidade. As resoluções espaciais dos modelos testados são de dezenas a centenas de quilômetros. Mesmo assim, os erros médios de polarização são de 1% ou menos, os desvios padrão dos erros variam de 2,3% a 5,4%. Entre os modelos individuais, o modelo ECMWF-CAMS de baixa resolução parece ter o melhor desempenho, tendo baixo viés (0,3%), menor desvio padrão (2,3%) e maior coeficiente de correlação (0,90).

2.4.5 Outros Modelos

Younis e Alhorr (2021) discutem outros tipos de modelo em sua revisão, como o modelo exponencial, modelo de fator de desgaste, modelo óptico e modelo dependente de proporção.

Os modelos ópticos utilizam indicadores de degradação da performance a partir da mudança do ângulo de incidência de luz e das características espectrais. Esse modelo é apropriado para modelar a física da acumulação de poeira e a física óptica associada, porém, os resultados são totalmente dependentes das características locais (YOUNIS e ALHORR, 2021).

Os modelos dependentes de proporção relacionam um indicador, como o índice de limpeza, à razão entre um parâmetro de performance de duas células, uma suja e outra limpa. Esse tipo de modelo apresenta resultados diretos, são flexíveis e dependem da disponibilidade de dados no local (YOUNIS e ALHORR, 2021).

Os modelos exponenciais relacionam de forma simples as perdas causadas por sujidade com diferentes fatores de desempenho, mas os resultados podem ser

pouco precisos e são muito dependentes de condições locais (YOUNIS e ALHORR, 2021).

Os modelos com fator de desgaste utilizam um fator de redução como indicador para as perdas de energia. Essa abordagem é relativamente simples, mas a robustez da previsão do modelo está sujeita ao método de análise matemática selecionado e os resultados são restritos à região de estudo (YOUNIS e ALHORR, 2021).

Yang, Ji e Guo (2018) apresentaram um método para o processamento de imagens preto e branco a fim de detectar a sujidade em módulos fotovoltaicos. O padrão preto e branco personalizado com vários níveis de carga de poeira é capturado por fotografia de luz visível obtidas de uma Nikon D40 em várias velocidades do obturador, abertura e condições de foco. O método de análise de imagem extrai regiões em preto e branco da foto, com base no qual uma métrica chamada razão preto/branco (BWR) é calculada. Verificou-se que o foco é um fator importante de distorção do resultado, mas o problema pode ser resolvido usando um tamanho de kernel morfológico maior. A abertura afeta pouco o resultado, enquanto a exposição curta resalta o preto da imagem e a exposição longa satura o sensor de brilho da câmera. Além disso, o pixel do arquivo .jpeg deve ser corrigido pelo fator gama para o arquivo BEF para obtenção do valor real de brilho.

Duarte et al. (2020) utilizaram a equação (1) para determinar a sujidade com base na densidade gravimétrica (g/m^2), em que a sujeira era coletada e pesada a cada 7 dias.

$$SR(\%) = 100\% - 34,37 \operatorname{erf}(0,17\omega^{0,8473}) \quad (1)$$

ω : Densidade gravimétrica (g/m^2)

Os resultados obtidos com os dados empíricos são muito próximos dos dados estimados a partir de estações de monitoramento. Em 75 dias, as perdas chegaram a 14% em Belo Horizonte (MG) e o acúmulo de sujeira foi de $2,5744 \text{ g/m}^2$. A deposição não seguiu um padrão linear como alguns modelos propõem como premissa.

Micheli, Deceglie e Muller (2019) desenvolveram um mapa de sujidade para os Estados Unidos a partir de dados de estações de sujidade coletados entre 2013 e 2016. Nesse estudo, diversos métodos de interpolação foram avaliados: Vizinho

mais próximo (NN), Média espacial (SA), Ponderação de distância inversa (ID), Ponderação da distância quadrada inversa (ID2), Estimativa de distância declusterizada (DDE). Apenas os dados coletados nas horas centrais do dia, com irradiância superior a 500 W/m^2 e corrente até 80% do esperado foram considerados. Verificou-se que os estados do oeste, que experimentam os mais longos períodos de seca, são os afetados pelas maiores perdas de sujeira, com os locais ao sul da Califórnia apresentando as perdas máximas. Os melhores resultados foram obtidos para locais dentro de 50 km dos locais investigados, o R^2 , uma medida estatística de quão próximos os dados estão da linha de regressão ajustada, aumenta de 42% para 63%. Existe correlação entre os dados interpolados e medidos, com R^2 atingindo valores superiores a 70% para uma interpolação espacial de amostragem aleatória.

Cheema, Shaaban e Ismail (2021) propõem um novo modelo para geração de energia fotovoltaica a partir de modelagem estocástica, com o modelo de cadeia de Markov, que incorpora sazonalidades, inclusive da taxa de acúmulo de sujeira e da limpeza. Esse tipo de modelo pode ser usado para identificar o investimento ideal e estratégia de limpeza. A potência de saída estimada para o módulo condiz com os valores reais, no entanto, a poeira acumulada varia até 10%.

Deceglie, Micheli e Muller (2018) apresentam o método de taxa estocástica e recuperação (SRR) que detecta automaticamente os intervalos de sujeira em um conjunto de dados e gera estocasticamente uma amostra de perfis de sujeira possíveis com base nas características observadas de cada intervalo. O algoritmo é composto por quatro etapas: detectar automaticamente eventos de limpeza, dividindo o conjunto de dados em intervalos de sujeira; estimar a inclinação de cada intervalo e a magnitude da limpeza entre os intervalos; gerar estocasticamente perfis de sujeira para todo o conjunto de dados; e calcular sujeira para cada perfil gerado aleatoriamente, assim como a mediana e o intervalo de confiança. O método SRR leva em consideração diferentes taxas de sujeira que podem mudar com o tempo ou sazonalmente, ele também detecta eventos de limpeza com um limite determinado automaticamente com base no ruído no conjunto de dados.

Do ponto de vista técnico, embora a deposição de sujeira nos módulos possa representar perdas representativas de produtividade em usinas solares fotovoltaicas, os estudos realizados no Brasil são feitos localmente (FREITAS, 2020; REZENDE, 2018; ROZZA e PEREIRA, 2019; SOUSA, LEMOS e VARELLA, 2019).

Quadro 4 - Metodologia utilizada para desenvolvimento dos modelos estocásticos, com ênfase nas variáveis de entrada e as perdas encontradas

Artigo	País	Método	Variáveis	Perdas
Cheema, Shaaban e Ismail (2021)	Diversos	Modelo de cadeia de Markov	Temperatura ambiente, irradiância, acúmulo e taxa de acúmulo de poeira, frequência de limpeza desejada	
Deceglie, Micheli e Muller (2018)	EUA	Método de taxa estocástica e recuperação (SRR)	Irradiação, corrente de curto-circuito	6,50%

Fonte: a autora, 2024.

2.5 MÉTODOS PARA LIMPEZA DOS MÓDULOS

A limpeza dos módulos pode acontecer de diversas formas, conforme apresentado no Quadro 5. A chuva pode ajudar a limpar os módulos a depender do seu ângulo de inclinação. Embora seja um método econômico, sua eficácia é limitada, pois remove apenas as partículas maiores. Além disso, a água da chuva pode, na verdade, aumentar a aderência de outras partículas (JAMIL et al., 2017).

A eficácia do EDS (tela eletrodinâmica) na solução do problema de sujeira é bastante promissora, pode chegar a 90% na condição seca com umidade relativa abaixo de 60% em menos de 2 minutos. A energia necessária para a remoção da camada de poeira é inferior a 1 Wh/m² por ciclo de limpeza, o que representa menos de 0,1% da energia produzida por um painel solar com área de 1 m². Porém, esse método só foi testado com poeira seca e foi efetivo em partículas maiores de 20 µm. Além disso, houve redução de 15% da irradiação solar que atingiu o módulo. A eficiência também diminui quando há tempo para deposição da poeira (até 1 hora) em comparação à limpeza imediata (até 1 minuto) (JAMIL et al, 2017).

A limpeza manual consiste na contratação de mão de obra para executar a limpeza, o custo com remuneração e material de limpeza pode ser alto, mas em geral é um método eficiente para remover até as sujeiras mais difíceis, embora uma escolha ruim de materiais possa danificar os módulos pela abrasão (JAMIL et al., 2017).

Os métodos de autolimpeza têm como objetivo evitar ou reduzir a contratação de mão de obra, mas garantir uma limpeza eficiente. São conhecidos os sistemas de limpeza mecânica (com ou sem água) executada por robôs, *sprinklers*, fluxo de ar e superfície vibratória. Nessa categoria também se encaixam a tela eletrodinâmica (EDS) e revestimento de superfície super hidrofóbica ou hidrofílica.

Rodrigues e Diniz (2020), realizou um estudo de revisão que compila as características qualitativas sobre as técnicas de limpeza de módulos fotovoltaicos, a fim de proporcionar melhor limpeza da sujeira, sem afetar a integridade dos módulos.

Quadro 5 - Métodos estudados para limpeza de módulos fotovoltaicos

Autor	Método de limpeza	Uso de água	Vantagens	Desvantagens
Zahedi et al. (2021)	Chuva	Sim	Custo zero/ Não precisa de melhorias/ Sem consumo elétrico/ Efeito resfriador	Baixa eficiência/ Imprevisível/ Irregular/ Baixo acesso em regiões áridas
	Limpeza manual	Sim	Baixo custo/ Simples/ Sem consumo elétrico/ Efeito resfriador	Eficiência dependente de fatores humanos/ Grande desperdício de água/ Peso em estruturas flutuantes
	<i>Sprinkler</i>	Sim	Totalmente automatizado/ Efeito resfriador	Baixa eficiência/ Grande desperdício de água/ Consumo de energia elétrica
	Autolimpeza	Não	Totalmente automatizado	Alto investimento inicial/ Consumo de energia elétrica
Moharram e outros (2013)	Robótica	Sim	Alta eficiência/baixo desperdício de água	Alto custo/ Possibilidade de queda/ Risco de dano ao módulo
Shehri e Outros (2016) Parrot et al. (2018) Chen et al. (2017)	Robótica	Não	Alta eficiência	Alto custo/ Possibilidade de queda/ Risco de dano ao módulo
Deb e Brahmhatt (2018)	Fluxo de ar	Não	Baixo custo/ Sem consumo elétrico	Baixa eficiência/ Risco de dano ao módulo
Syafiq et al. (2018) Arabatzis et al. (2017) Quan e Zhang (2016)	Revestimento	Não	Alta eficiência em regiões úmidas/ Sem consumo elétrico/ Multifuncional	Aplicar revestimento/ Risco de produtos químicos prejudiciais ao ambiente
Kawamoto e Guo (2015)	EDS	Não	Alta eficiência em regiões desérticas/ Rapidez	Baixa eficiência em umidade, partículas cimentadas e de pequeno diâmetro/ Alto custo total
Lu, Zhang e Hu (2013)	Superfície vibratória	Não	Alta eficiência/ Baixo consumo elétrico	Risco de dano ao módulo/ Alto custo de manutenção

Fonte: a autora, 2024.

2.6 CONSIDERAÇÕES

A maioria dos estudos se basearam fortemente em dados experimentais para derivar seus modelos, o que contribui para verificar sua validade, mas os resultados ficam restritos ao local e não podem ser generalizados. Esse tipo de restrição é recorrente entre os vários tipos de modelo.

Em relação aos parâmetros de entrada, observou-se que as características físicas da poeira descrevem melhor a sujidade do que parâmetros ambientais, no entanto, dentre as características ambientais a precipitação e o vento são mais representativos. Os modelos divergem em relação ao tamanho de partícula predominante para o efeito da sujidade, podendo ser desprezível em alguns casos.

A coleta de dados pode acontecer localmente ou a partir de dados de satélite, como concentração de material particulado e precipitação, em locais onde esse tipo de coleta não é possível.

Há indicativo de que partículas baseadas em carbono (como pólen) aderem mais e aumentam a sujidade. Esse resultado é sustentado por Lemos (2016), que identificou a presença de biofilme sobre os módulos em seu estudo, e Varga e Wiesner (2021).

Dentre os modelos analisados, verificou-se que em geral as redes neurais têm bom desempenho, mas precisam de muitos dados de entrada e são específicos para um local. Os modelos de regressão linear e similares explicam fenômenos localmente e são mais simples para implementação.

Verificou-se a viabilidade de elaborar um mapa de sujidade para grandes áreas através da interpolação de dados de estações respeitando-se um raio de 50 km. Isso também é possível a partir de dados de satélite combinados com um modelo linear ou similar.

De forma geral, os resultados apontam a ausência de estudos sobre sujidade em regiões de clima tropical úmido. Os dados de Hickel (2017) coletados em Burity/RO sugere que seja da ordem de 10%, mas seria relevante fazer um acompanhamento desse parâmetro no decorrer do tempo, o que não foi possível nesse caso. Entretanto, verificou-se que as tecnologias que utilizam menores comprimentos de onda (ex: TeCd) são mais afetadas pela sujidade. As perdas por sujidade também são amplificadas quando há baixa irradiância.

Os estudos apresentados são heterogêneos entre si, o que é natural devido à complexidade do fenômeno analisado e permite o desenvolvimento de abordagens diversas, mas dificulta a comparação entre elas e a criação de uma metodologia padronizada para as análises.

3 METODOLOGIA

Nesta seção serão descritos os procedimentos de seleção dos sistemas fotovoltaicos e das estações meteorológicas, a caracterização das usinas fotovoltaicas, o procedimento para a coleta e o tratamento dos dados e as técnicas de análise do ganho energético após a limpeza dos sistemas fotovoltaicos que compõem o estudo desta dissertação.

3.1 SISTEMAS DE REFERÊNCIA

Esta dissertação avalia o impacto da sujeira em oito sistemas fotovoltaicos localizados no Rio Grande do Sul (RS) e em São Paulo (SP), todos foram limpos entre os meses de agosto de 2022 e novembro de 2023 após um ano de operação ou após um ano desde a última limpeza. A Figura 8 apresenta a localização das usinas, cujas características técnicas são apresentadas no Quadro 6. Todas as usinas fotovoltaicas analisadas estão conectadas à rede elétrica.

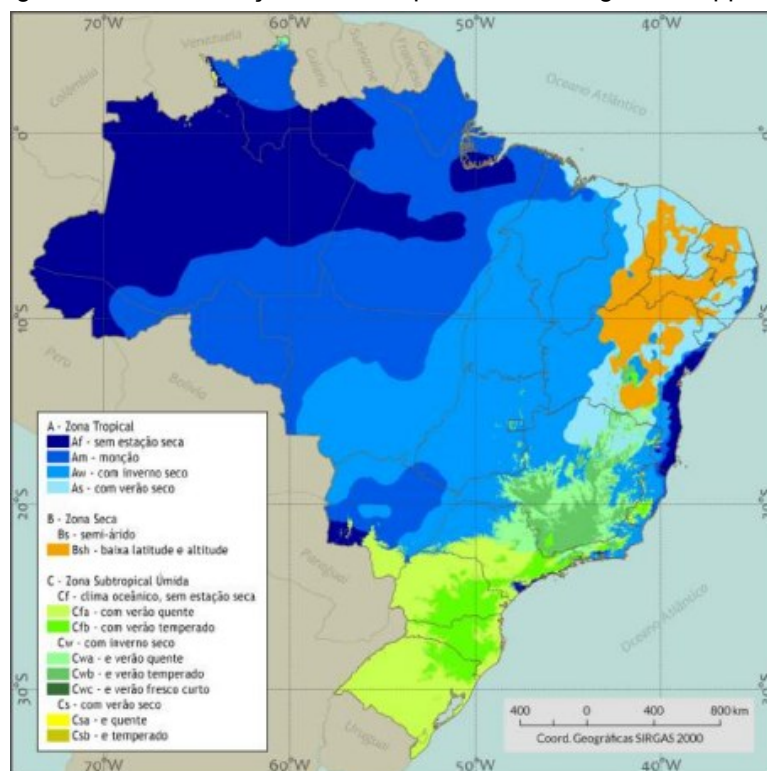
Figura 8 - Localização dos sistemas



Fonte: a autora, 2024.

A diversidade climática do Brasil é explicada por uma série de fatores, como sua vasta extensão territorial, o relevo variado e a dinâmica das massas de ar. As características climáticas podem influenciar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, parâmetros como precipitação, umidade relativa do ar, direção e intensidade do vento são frequentemente estudados na literatura científica. A classificação de Köppen é frequentemente utilizada para descrever a distribuição dos climas característicos no território brasileiro, como ilustrado na Figura 9.

Figura 9 - Caracterização climática para o Brasil segundo Köppen



Fonte: a autora, 2024.

Notavelmente, a maior parte do país possui climas tropicais e subtropicais, enquanto parte do nordeste apresenta um clima semiárido. Os sistemas analisados estão localizados em áreas subtropicais úmidas de clima oceânico, sem estação seca, com verão quente, no qual as temperaturas são superiores a 22 °C no verão e com mais de 30 mm de chuva no mês mais seco, ou temperado, no qual as chuvas são uniformemente distribuídas e variam entre 1100 mm e 2000 mm ao ano, a temperatura média do mês mais quente não chega a 22 °C e há previsão de geadas severas e frequentes (PEREIRA et al., 2017). Neste trabalho, dado que todos os sistemas em uma região de características climáticas semelhantes, o microclima

será desprezado considerando-se que as variações climáticas em pequena escala não exercerão um impacto significativo nos resultados ou nas análises realizadas.

Quadro 6 - Características dos sistemas fotovoltaicos analisados

	Sistema FV 1 – Caxias do Sul/RS	Sistema FV 1 – Caxias do Sul/RS	Sistema FV 2 – Porto Alegre/RS	Sistema FV 3 – Porto Alegre/RS	Sistema FV 4 – Porto Alegre/RS	Sistema FV 5 – Porto Alegre/RS	Sistema FV 6 – Porto Alegre/RS	Sistema FV 7 – São Bernardo do Campo/SP	Sistema FV 8 – Alpestre/RS
Potência pico total do arranjo fotovoltaico	1,4 MWp	1,4 MWp	12 kWp	6,63 kWp	4,00 kWp	5,34 kWp	4,45 kWp	400,86 kWp	12,46 kWp
Quantidade total de módulos	4200	4200	27	13	9	12	10	790	28
Potência total de inversores (kW)	1000	1000	10	5	3	4	3	300	5
Número de Inversores	17	17	1	1	1	1	1	3	2
Fabricante dos módulos/modelo	GCL/	GCL/	Risen/	Trinasolar/	Risen/	Risen/	Risen/	Trinasolar/	Canadian/
	P6/72H – 335W	P6/72H – 335W	RSM156-6-445M	TSM-DE18M(II)-510W	RSM144-7-445M	RSM144-7-445M	RSM156-6-445M	TSM-DE18M(II)-510W	HiKu CS3W-445 MS
Eficiência do módulo (STC)	17,3%	17,3%	20,50%	21,20%	20,60%	20,60%	20,50%	21,20%	20,1%
Fabricante do inversor/ modelo	Inversor WEG/ SIW500H – ST060 e SIW500H – ST040	Inversor WEG/ SIW500H – ST060 e SIW500H – ST040	Inversor WEG/ SIW200 M100	Inversor WEG/ SIW200G M050 W0	Inversor WEG/ SIW200G M030 W0	Inversor WEG/ SIW300H M040 L1	Inversor WEG/ SIW300H M030	Inversor WEG/ SIW500H – ST100	Inversor GROWATT/ MIN5000TL-X
Eficiência máxima do inversor	98,6% e 98,65%	98,6% e 98,65%	97,70%	97,40%	97,40%	98,40%	98,50%	98,80%	98,40%
Início da operação	mai/20	mai/20	ago/21	mar/22	mar/22	out/21	ago/21	set/22	ago/22
Data início dados	01/08/2022	18/07/2023	21/07/2022	17/04/2023	01/05/2023	20/10/2022	20/10/2022	18/10/2023	20/10/2023
Período da limpeza	15/08/2022 a 26/08/2022	18/08/2023 a 21/08/2023	20/08/2022	17/05/2023	18/05/2023	07/11/2022	07/11/2022	07/11/2023 a 10/11/2023	09/11/2023
Data fim dados	10/09/2022	20/09/2023	19/09/2022	16/06/2023	05/06/2023	25/11/2022	25/11/2022	29/11/2023	29/11/2023
Ângulo de inclinação do telhado	3°	3°	20°	0°	10°	10°	20°	3°	10°

Fonte: a autora, 2024.

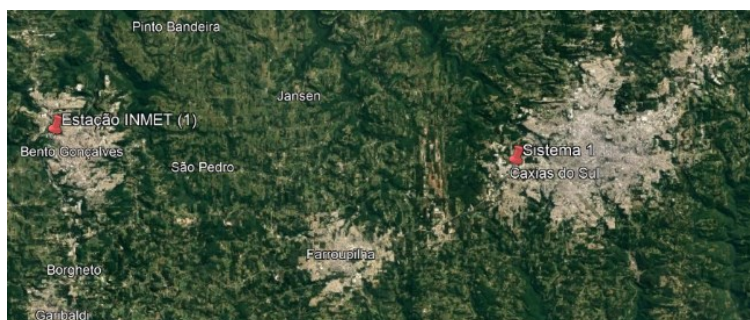
3.1.1 Sistema Fotovoltaico 1 – Caxias do Sul/RS

O sistema fotovoltaico (FV) 1 é um sistema de minigeração instalado no telhado metálico de um depósito localizado em Caxias do Sul, no estado do Rio Grande do Sul (RS), nas coordenadas -29.18 S, -51.24 O. Foram instalados 4.200 módulos de silício policristalino fabricados pela GCL com potência de 335 Wp, totalizando a potência de 1.407 kWp. Esse sistema é composto por 16 inversores com potência de 60 kW e um inversor de 40 kW, todos fornecidos pela WEG, totalizando a potência máxima de injeção de energia de 1.000 kW. Cada inversor foi designado como identificação do subsistema, composto pelo conjunto de módulos conectados a ele e pelo próprio inversor.

Desde maio de 2020, quando entrou em operação, o sistema passou por ciclos de limpeza. A primeira, realizada em agosto de 2021, não dispõe de informações detalhadas. Entretanto, a limpeza subsequente, realizada entre os dias 15 e 26 de agosto de 2022, proporcionou dados para a análise deste trabalho. Uma nova limpeza parcial, ocorrida entre 18 e 21 de agosto de 2023, foi interrompida pela equipe por conta das condições meteorológicas adversas, suspendendo temporariamente as atividades e permitindo a análise específica dos inversores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 17.

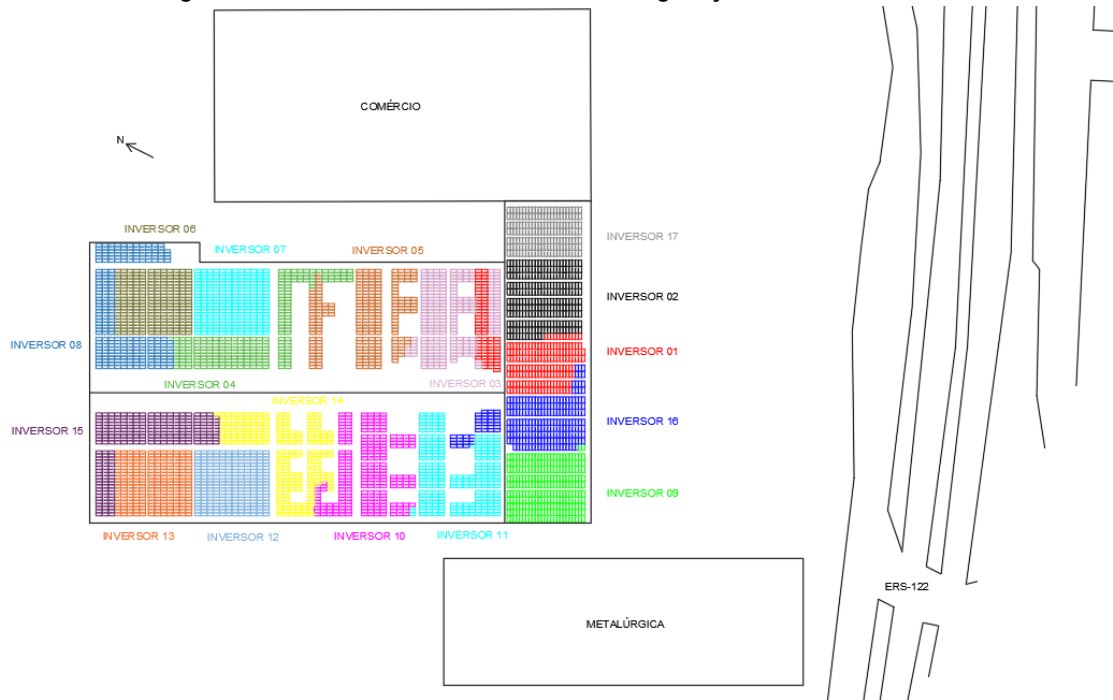
Os dados meteorológicos locais foram obtidos pela estação meteorológica do INMET em Bento Gonçalves/RS, situada a 29 km, conforme indicado na Figura 10. A Figura 11 fornece detalhes adicionais sobre o entorno e o sistema, incluindo a organização dos módulos em conformidade com os inversores, facilitando a compreensão do layout da usina FV.

Figura 10 - Sistema FV 1 - Localização da usina e da estação do INMET



Fonte: a autora, 2024.

Figura 11 - Detalhes do entorno e da configuração do Sistema FV 1



Fonte: a autora, 2024.

É relevante destacar que o entorno do sistema apresenta duas fontes significativas de sujeira, provenientes da rodovia e de uma metalúrgica nas proximidades. A equipe de manutenção relatou dificuldades em remover a sujeira incrustada nos vidros dos módulos, conforme evidenciado na Figura 12, ilustrando os desafios enfrentados no processo de limpeza.

Figura 12 - Imagens dos módulos antes e depois da limpeza em agosto de 2022
 Região dos inversores 6, 7 e 8 Região dos inversores 9 e 16 Região dos inversores 13 e 16



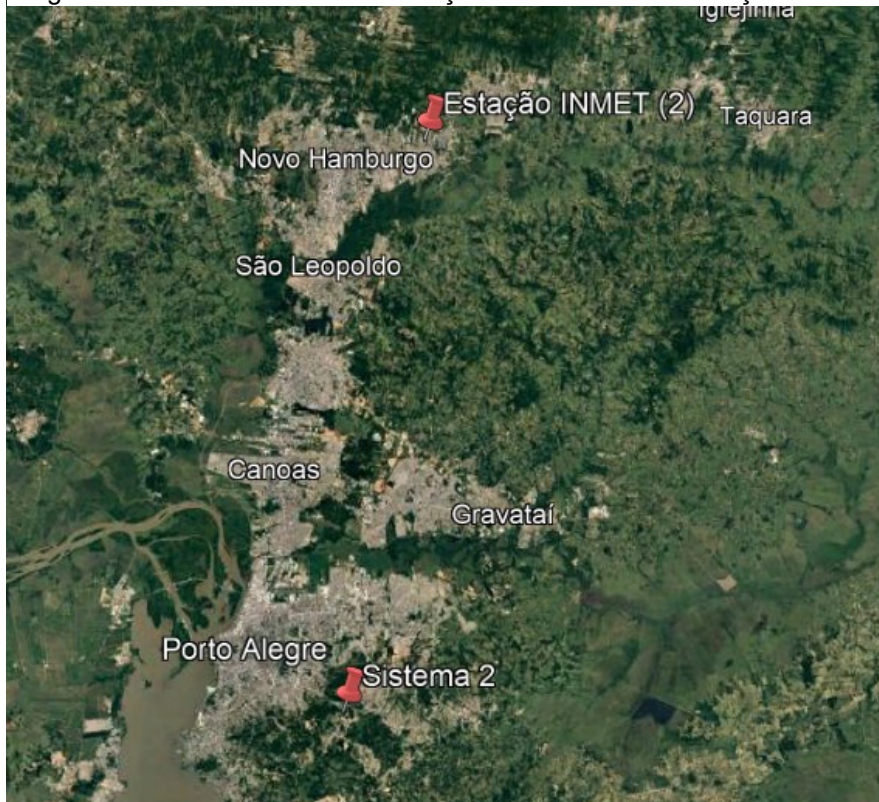
Fonte: a autora, 2024.

3.1.2 Sistema Fotovoltaico 2 – Porto Alegre/RS

O sistema fotovoltaico (FV) 2 é um sistema de microgeração residencial instalado em telhado cerâmico, localizado em Porto Alegre, no estado do Rio Grande do Sul, nas coordenadas -30.08 S, -51.13 O. Foram instalados 27 módulos de silício monocristalino fabricados pela Risen com potência de 445 Wp, totalizando a potência de 12,0 kWp. Esse sistema é composto por um inversor com potência de 10 kW fornecido pela WEG.

Desde sua operacionalização em agosto de 2021, o sistema operou sem interrupções significativas até a realização da primeira limpeza em 20 de agosto de 2022, cujos dados foram coletados, organizados e tratados para análise. As informações meteorológicas locais foram adquiridas através da estação meteorológica do INMET em Novo Hamburgo/RS, localizada a 47 km de distância, conforme ilustrado na Figura 13. Não foram relatadas dificuldades durante a execução da limpeza, como evidenciado na Figura 14 e na Figura 15.

Figura 13 - Sistema FV 2 - Localização do sistema e da estação INMET



Fonte: a autora, 2024.

Figura 14 - Limpeza dos módulos do Sistema FV 2



Fonte: a autora, 2024.

Figura 15 - Conjunto de módulos antes e depois da limpeza

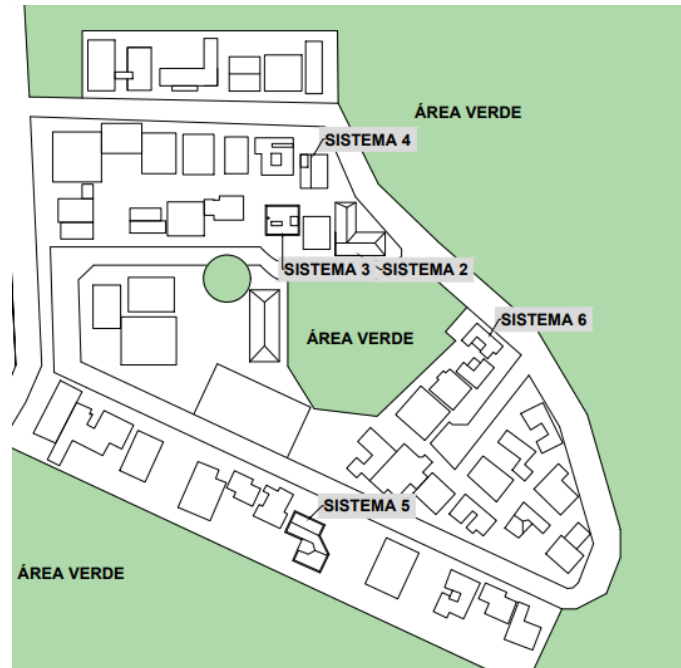


Fonte: a autora, 2024.

A Figura 16 fornece informações complementares sobre o entorno do sistema. Neste caso, o sistema está situado em um condomínio residencial com pouco tráfego de veículos, além de estar cercado por uma área verde. Essas características contribuem para reduzir a incidência de partículas altamente

aderentes e espera-se que haja um menor impacto da sujeira sobre o sistema. Os Sistemas FV 2, 3, 4, 5 e 6 são vizinhos entre si e estão localizados no mesmo condomínio, como evidenciado na Figura 16.

Figura 16 - Detalhes do entorno dos Sistemas FV 2, 3, 4, 5 e 6



Fonte: a autora, 2024.

3.1.3 Sistema Fotovoltaico 3 – Porto Alegre/RS

O sistema fotovoltaico (FV) 3 é uma instalação de microgeração residencial, situada em Porto Alegre, nas coordenadas -30.08 S, -51.12 O. Como indicado na Figura 16, esse sistema é vizinho ao Sistema FV 2. Este sistema foi montado sobre uma laje e é composto por 13 módulos de silício monocristalino fabricados pela Trina, cada um com potência de 510 Wp, a capacidade total deste sistema atinge 6,63 kWp. Para a conversão da energia gerada, foi instalado um inversor de 5 kW fornecido pela WEG.

O sistema entrou em operação em março de 2022 e desde então tem mantido seu funcionamento regular. A primeira limpeza foi realizada em 17 de maio de 2023, e os dados coletados durante esse processo foram organizados, tratados e analisados neste trabalho. As informações meteorológicas locais foram adquiridas através da estação meteorológica do INMET no Aeródromo de Belém Novo, em Porto Alegre/RS, localizada a 13 km de distância da usina, conforme ilustrado na

Figura 17. Essa estação é mais próxima dos sistemas analisados, no entanto, a estação só passou a disponibilizar dados climáticos a partir do dia 13 de dezembro de 2022.

Não houve relato de dificuldades durante a execução da limpeza, apesar do baixo ângulo de inclinação dos módulos dificultar a limpeza do material particulado pela chuva, conforme apresentado na Figura 18, embora o sistema esteja situado em um condomínio residencial com pouco tráfego de veículos e cercado por uma área verde.

Figura 17 - Sistema FV 3 - Localização do sistema e da estação INMET



Fonte: a autora, 2024.

Figura 18 - Conjunto de módulos do Sistema FV 3



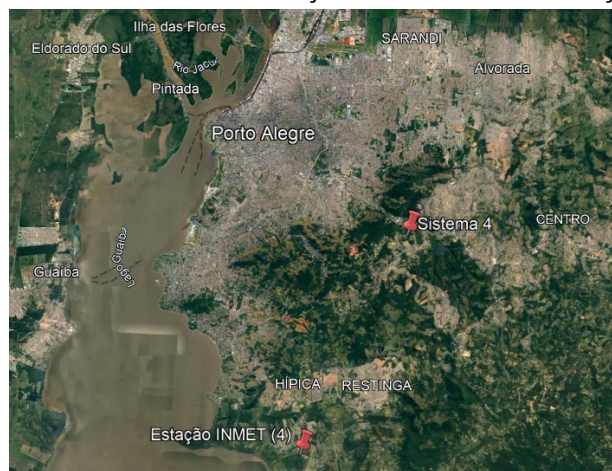
Fonte: a autora, 2024.

3.1.4 Sistema Fotovoltaico 4 – Porto Alegre/RS

O sistema fotovoltaico (FV) 4 é uma instalação de microgeração residencial, situada em Porto Alegre, nas coordenadas -30.08 S, -51.12 O. Vizinho aos Sistemas FV 2 e 3, conforme indicado na Figura 16, esse sistema foi montado sobre um telhado de fibrocimento. A capacidade instalada total é 4,00 kWp, composto por nove módulos de silício monocristalino fabricados pela Risen, cada um com potência de 445 W. Para a conversão da energia gerada, foi instalado um inversor de 3 kW fornecido pela WEG.

O sistema entrou em operação em março de 2022 e desde então tem mantido seu funcionamento regular. A primeira limpeza foi realizada em 18 de maio de 2023 e a equipe não relatou dificuldades durante o processo. As informações climáticas locais foram adquiridas através da estação meteorológica do INMET no Aeródromo de Belém Novo, em Porto Alegre, localizada a 13 km de distância da usina, conforme ilustrado na Figura 19. O telhado apresenta ângulo de inclinação de aproximadamente 10°, conforme apresentado na Figura 20.

Figura 19 - Sistema FV 4 - Localização do sistema e da estação INMET



Fonte: a autora, 2024.

Figura 20 - Conjunto de módulos do Sistema FV 4



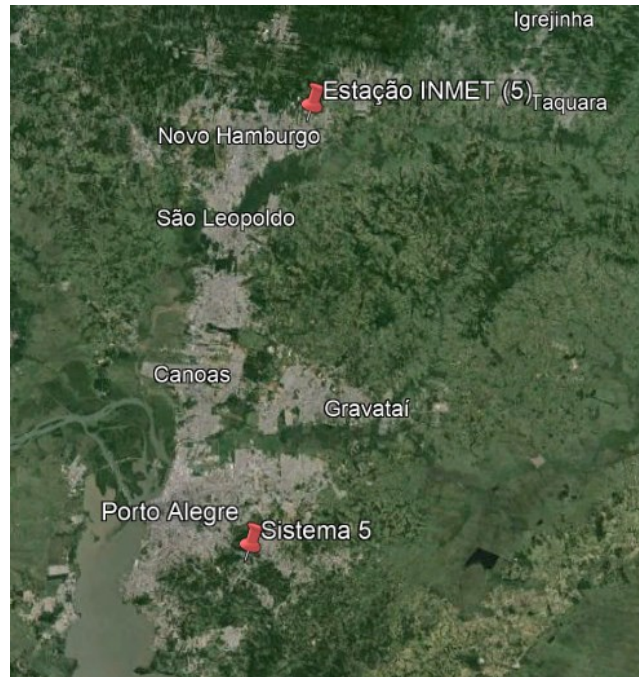
Fonte: a autora, 2024.

3.1.5 Sistema Fotovoltaico 5 – Porto Alegre/RS

O sistema fotovoltaico (FV) 5 é uma instalação de microgeração residencial, situada em Porto Alegre, nas coordenadas -30.08 S, -51.12 O. Vizinho aos Sistemas FV 2, 3 e 4 conforme indicado na Figura 16, esse sistema foi montado sobre um telhado de fibrocimento. Composto por 12 módulos de silício monocristalino fabricados pela Risen, cada um com potência de 445 Wp, a capacidade total deste sistema atinge 5,34 kWp. Para a conversão da energia gerada, foi instalado um inversor de 4 kW fornecido pela WEG.

O sistema entrou em operação em outubro de 2021 e desde então tem mantido seu funcionamento regular. A primeira limpeza foi realizada em 07 de novembro de 2022 e a equipe não relatou dificuldades durante o processo. As informações climáticas locais foram adquiridas através da estação meteorológica do INMET em Novo Hamburgo/RS, localizada a 47 km de distância, conforme ilustrado na Figura 21. O telhado apresenta ângulo de inclinação de aproximadamente 10°, conforme apresentado na Figura 22.

Figura 21 - Sistema FV 5 - Localização do sistema e da estação INMET



Fonte: a autora, 2024.

Figura 22 - Conjunto de módulos do Sistema FV 5



Fonte: a autora, 2024.

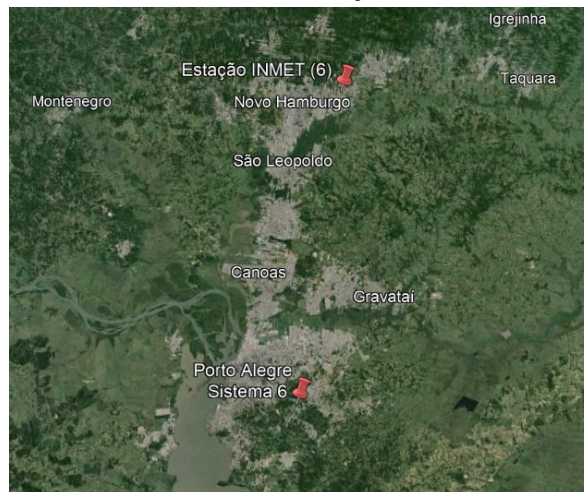
3.1.6 Sistema Fotovoltaico 6 – Porto Alegre/RS

O sistema fotovoltaico (FV) 6 é uma instalação de microgeração residencial, situada em Porto Alegre, nas coordenadas -30.08 S, -51.13 O. Vizinho aos Sistemas FV 2, 3, 4 e 5, conforme indicado na Figura 16, esse sistema foi montado sobre um telhado cerâmico. Composto por dez módulos de silício monocristalino fabricados pela Risen, cada um com potência de 445 Wp, a capacidade total deste sistema

atinge 4,45 kWp. Para a conversão da energia gerada, foi instalado um inversor de 3 kW fornecido pela WEG.

O sistema entrou em operação em agosto de 2021 e desde então tem mantido seu funcionamento regular. A primeira limpeza foi realizada em 07 de novembro de 2022 e a equipe não relatou dificuldades durante o processo. As informações climáticas locais foram adquiridas através da estação meteorológica do INMET em Novo Hamburgo/RS, localizada a 47 km de distância, conforme ilustrado na Figura 23. O telhado apresenta ângulo de inclinação de aproximadamente 20°, conforme apresentado na Figura 24.

Figura 23 - Sistema FV 6 - Localização do sistema e da estação INMET



Fonte: a autora, 2024.

Figura 24 - Conjunto de módulos do Sistema FV 6



Fonte: a autora, 2024.

3.1.7 Sistema Fotovoltaico 7 – São Bernardo do Campo/SP

O sistema fotovoltaico (FV) 7 é um sistema de minigeração instalado no telhado metálico de uma indústria localizada em São Bernardo do Campo, no estado de São Paulo, nas coordenadas -23.72 S, -46.59 O. Foram instalados 790 módulos de silício monocristalino fabricados pela Trina com potência de 510 Wp, totalizando a potência de 402,9 kWp. Esse sistema é composto por três inversores com potência de 100 kW, todos fornecidos pela WEG, totalizando a potência máxima de injeção de energia de 300 kW. Cada inversor foi designado como identificação do subsistema, composto pelo conjunto de módulos conectados a ele e pelo próprio inversor.

O sistema entrou em operação em setembro de 2022 e desde então houve o acionamento de duas equipes de manutenção para reparos na vedação do telhado. Para essa atividade, os módulos fotovoltaicos foram removidos e reinstalados. Nesse processo, três conjuntos de módulos do inversor 1 foram mal conectados, resultando na interrupção parcial da injeção de energia. Consequentemente, os dados desse inversor foram desconsiderados para a análise deste trabalho. A manutenção elétrica e a primeira limpeza do sistema foram executadas entre os dias 07 e 10 de novembro de 2023.

Os dados climáticos locais foram obtidos pela estação meteorológica do INMET em Interlagos, na cidade de São Paulo, localizada a 9 km, conforme indicado na Figura 25. A Figura 26 ilustra detalhes adicionais sobre o entorno e o sistema, incluindo a organização dos módulos de acordo com os inversores, facilitando a compreensão do layout da usina. É relevante destacar que o entorno do sistema é misto, com atividades industriais e residenciais.

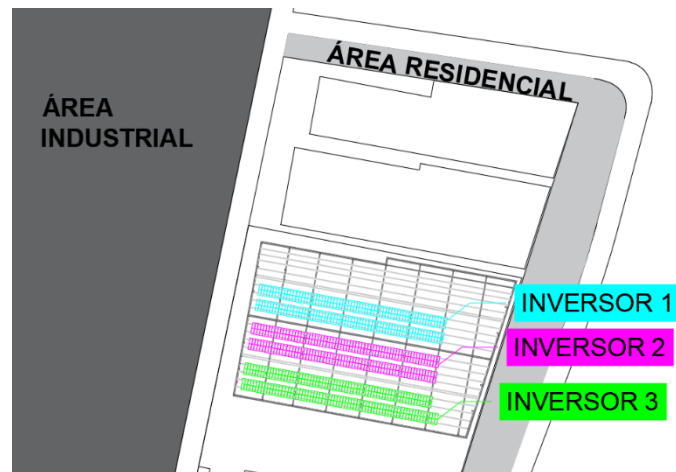
O telhado apresenta ângulo de inclinação de aproximadamente 3°, conforme apresentado na Figura 27, o que favorece a deposição de material particulado. De fato, a equipe de manutenção relatou dificuldades para remover a sujeira incrustada nos módulos, conforme mostrado na Figura 28, a camada grossa de poeira foi agravada pela presença de resíduos de selante asfáltico utilizados na manutenção da vedação do telhado.

Figura 25 - Sistema FV 7 - Localização do sistema e da estação INMET.



Fonte: a autora, 2024.

Figura 26 - Detalhes do entorno do Sistema FV 7



Fonte: a autora, 2024.

Figura 27 - Conjunto de módulos do Sistema FV 7



Fonte: a autora, 2024.

Figura 28 - Foto do serviço de vedação do telhado com detalhe para o módulo sujo e o selante asfáltico aplicado para vedação



Fonte: a autora, 2024.

3.1.8 Sistema Fotovoltaico 8 – Alpestre/RS

O sistema fotovoltaico (FV) 8 é uma instalação de microgeração rural, situada em Alpestre, no estado do Rio Grande do Sul, nas coordenadas -27.29, -53.03. Esse sistema foi montado sobre um telhado cerâmico, é composto por dois subsistemas idênticos com 14 módulos de silício com potência de 445 Wp em cada um, a capacidade total deste sistema é de 12,46 kWp. Para a conversão da energia gerada, foram instalados dois inversores de 5 kW. Cada inversor foi designado como identificação do subsistema, composto pelo conjunto de módulos conectados a ele e pelo próprio inversor.

O sistema entrou em operação em agosto de 2022 e desde então tem mantido seu funcionamento regular. A primeira limpeza foi realizada em um subsistema em 09 de novembro de 2023 e não houve relato de dificuldades durante o processo. Nesse caso, o desempenho dos dois sistemas idênticos será comparado para analisar o impacto da sujeira.

As informações climáticas locais foram adquiridas através da estação meteorológica do INMET em Frederico Westphalen/RS, localizada a 41 km de

distância, conforme ilustrado na Figura 29. O sistema instalado pode ser visto na Figura 30.

Figura 29 - Sistema FV 8 - Localização do sistema e da estação INMET



Fonte: a autora, 2024.

Figura 30 - Conjunto de módulos do Sistema FV 8



Fonte: a autora, 2024.

3.2 MÉTODO DE LIMPEZA

A limpeza dos módulos foi realizada de forma manual, utilizando água, detergente neutro e uma escova com cerdas macias de *nylon*, conforme observado na Figura 31. Esse método foi selecionado devido à sua eficácia em remover sujeira e resíduos sem danificar os componentes fotovoltaicos, além de possuir baixo custo e ser facilmente transportável.

Figura 31 - Material para limpeza dos módulos fotovoltaicos. Imagem do Sistema FV 1



Fonte: a autora, 2024.

3.3 COLETA E TRATAMENTO DE DADOS

A coleta de dados foi realizada através das plataformas *online* de monitoramento de cada sistema, nas quais foram coletados o histórico dos dados elétricos de saída de cada inversor. A métrica de desempenho utilizada para avaliar a produtividade do sistema foi a energia produzida por área de módulo instalado. O estudo assume que existe uma correlação entre a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos e a energia elétrica produzida, de modo que a variação da irradiação solar influencia diretamente na produção de energia.

As plataformas disponibilizam os dados a cada cinco minutos ou em valores diários, já consolidados para *download* ou apenas exibição. No primeiro cenário, os valores foram agregados para representar a produção horária e, em seguida, divididos pela área de módulos para obter a energia produzida por unidade de área (kWh/m^2). Nas situações em que as plataformas oferecem apenas os dados consolidados diários, a energia produzida também foi dividida pela área de módulos, resultando na energia produzida por unidade de área por dia ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$).

Para o recurso solar, foram utilizados os dados horários de irradiância solar global no plano horizontal (kJ/m^2), medidos pela estação meteorológica mais

próxima, limitada a um raio de 50 km. O fator de conversão apresentado pela equação (2) foi utilizado para transformar a energia em quilojoules (H_{kJ}) para quilowatt-hora (H_{kWh}).

$$H_{kWh} = \frac{H_{kJ}}{3600} \quad (2)$$

Os dados das estações são consolidados por hora, de modo que para alguns sistemas foi necessário somar a energia produzida durante o dia para obter a radiação total incidente durante o dia ($kWh/m^2/dia$).

Para análise, alguns dados foram descartados devido a inconsistências ou falhas na coleta. Esses dados incluíam leituras anômalas, interrupções na transmissão de dados ou falhas na rede elétrica. A exclusão desses dados irregulares foi necessária para garantir a integridade e a confiabilidade das análises subsequentes, permitindo uma avaliação mais precisa do desempenho do sistema fotovoltaico.

É importante ressaltar que a análise realizada está sujeita a limitações devido aos eventos climáticos, os quais estão além do controle do estudo. Os sistemas fotovoltaicos são diretamente influenciados por condições meteorológicas, como a incidência de radiação solar, variações na temperatura e ocorrência de chuvas. Esses eventos climáticos podem impactar significativamente a produção de energia dos sistemas, afetando os resultados da análise. Portanto, é fundamental reconhecer que, apesar dos esforços em controlar variáveis e manter a consistência dos dados, a presença de eventos climáticos imprevistos será uma fonte de variabilidade que pode limitar a precisão das conclusões obtidas.

Nos casos em que os dados a cada hora estão disponíveis, apenas os dados registrados entre 09:00 e 15:00 foram utilizados para análise, a fim de filtrar os momentos de maior incidência de radiação solar e, conseqüentemente, de maior produção de energia pelo sistema fotovoltaico.

Uma premissa importante do estudo é de que a sujidade presente nos painéis fotovoltaicos reduz sua eficiência de conversão da radiação solar em energia elétrica, resultando em uma menor produção de energia. Para mensurar o impacto imediato da limpeza nos módulos fotovoltaicos e identificar possíveis alterações na correlação entre os parâmetros, diferentes tamanhos de amostra foram utilizados,

abrangendo períodos que variaram de dez a trinta dias antes e depois da limpeza. É importante destacar que a quantidade de sujeira nos painéis fotovoltaicos varia ao longo do tempo, sendo influenciada por fatores como condições climáticas, sazonalidade e atividades humanas nas proximidades dos sistemas.

Para comparar a potência instantânea (kW) antes e depois da limpeza dos módulos fotovoltaicos, utilizou-se curvas de dias típicos sempre que os dados estiverem disponíveis. Essas curvas representam padrões de geração de energia elétrica ao longo do dia e fornecem uma linha de base para a potência esperada dos sistemas fotovoltaicos em condições normais de operação. Isso permite uma análise das variações na potência antes e depois da limpeza, auxiliando na identificação do impacto dessa ação no desempenho dos sistemas.

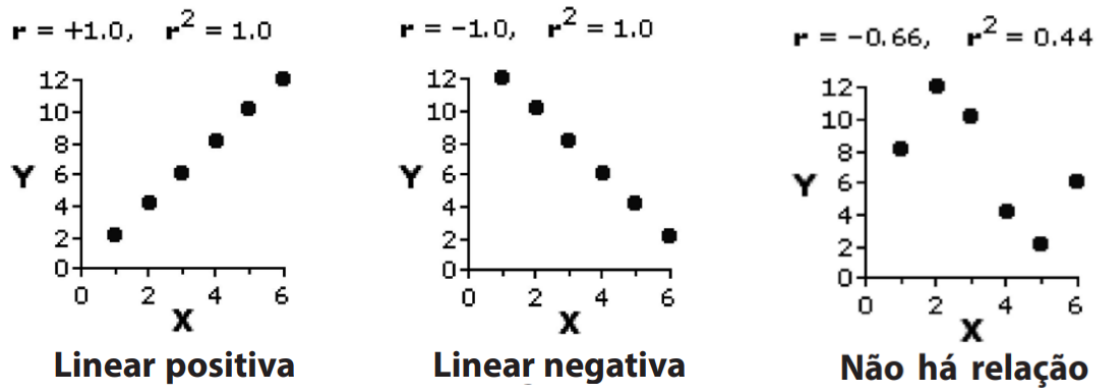
3.4 ANÁLISE DE DADOS

Nesta seção é descrito a aplicação do método de regressão linear para extrair informações dos dados coletados durante o estudo. O modelo utilizou como premissa a relação causal entre a disponibilidade do recurso solar e a quantidade de energia elétrica gerada. Essa técnica oferece informações sobre as tendências presentes nos dados, permitindo a interpretação e compreensão do fenômeno em estudo.

Diversos métodos estatísticos são empregados para analisar a associação entre duas variáveis quantitativas aleatórias, sendo a teoria de correlação e regressão uma das mais amplamente utilizadas. A correlação é aplicada para determinar o grau de relação entre duas ou mais variáveis, avaliando se a variação positiva ou negativa de uma está associada à variação positiva ou negativa da outra, ou seja, se há alguma forma de dependência entre elas (PORTELLA et al., 2015).

Inicialmente, é comum realizar uma análise exploratória por meio de um diagrama cartesiano bidimensional, conhecido como diagrama de dispersão. Esse diagrama possibilita visualizar o grau de associação entre as variáveis e a tendência de variação conjunta que apresentam (PORTELLA et al., 2015).

Figura 32 - Exemplos de diagramas de dispersão e dependência entre as variáveis



Fonte: adaptado de PORTELLA et al., 2015.

O coeficiente de correlação linear é uma medida que avalia o quanto a nuvem de pontos em um diagrama de dispersão se aproxima de uma reta. O coeficiente de correlação linear é representado pelo Coeficiente de Pearson, descrito pela equação (3), sendo n o número de observações (MOREIRA, SANTOS e MOREIRA, 2021; PORTELLA et al., 2015).

$$r = \frac{n \sum xy - \sum x \sum y}{\sqrt{n \sum x^2 - (\sum x)^2} \sqrt{n \sum y^2 - (\sum y)^2}} \quad (3)$$

O coeficiente de correlação linear r é adimensional e pode variar de -1 a 1, sendo $r = -1$ uma correlação linear negativa perfeita, enquanto $r = 1$ representa uma correlação linear positiva perfeita. Para $r = 0$ não há correlação linear entre as variáveis, podendo existir relação de outro tipo. O valor de r pode ser qualitativamente avaliado da seguinte forma (PORTELLA et al., 2015):

- Se $0 < |r| < 0,3$ existe fraca correlação linear;
- Se $0,30 < |r| < 0,60$ existe moderada correlação linear;
- Se $0,60 < |r| < 0,90$ existe forte correlação linear;
- Se $0,90 < |r| < 1,00$ existe correlação linear muito forte.

Enquanto a correlação mede a força ou grau de relacionamento entre duas variáveis, a regressão dá a equação que descreve o relacionamento em termos matemáticos. A análise de regressão é uma técnica de modelagem utilizada para analisar a relação entre uma variável dependente (Y) e uma ou mais variáveis independentes ($X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$), de modo a prever o valor que a variável dependente (Y) irá assumir para um determinado valor da variável independente (X).

A forma da função $f(X)$ varia, podendo ser representada por um modelo linear, polinomial ou até mesmo uma função não linear (PORTELLA et al., 2015).

A regressão linear simples é utilizada quando existe uma relação linear entre a variável independente e a variável dependente, descrita pela equação (4). A determinação dos coeficientes b_0 e b_1 pode ser feita a partir do método dos mínimos quadrados, enquanto o termo ε representa uma perturbação aleatória na função, ou o erro da aproximação (PORTELLA et al., 2015).

$$Y_i = b_0 + b_1 X_i + \varepsilon \quad (4)$$

Outro parâmetro utilizado frequentemente é o coeficiente de determinação, R^2 , que explica percentualmente quão próximos os dados estão da linha de regressão ajustada (PORTELLA et al., 2015).

No contexto deste estudo, para cada sistema fotovoltaico haverá a comparação antes e depois da limpeza em três critérios: aumento percentual da energia elétrica gerada de acordo com o recurso solar disponível, incremento na produção diária e comparativo da potência máxima em dias similares antes e depois da limpeza.

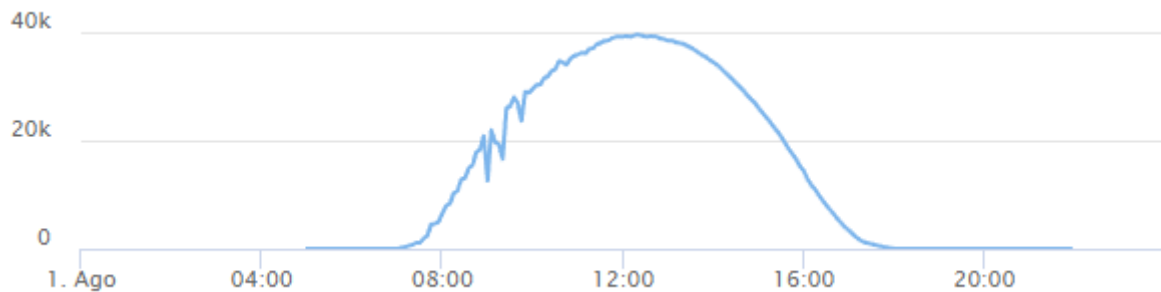
No primeiro caso, a relação entre a radiação solar incidente e a energia elétrica produzida por inversor serão relacionadas a partir de um gráfico de dispersão, no qual a equação obtida pela regressão linear simples será analisada para o conjunto de dados antes e depois da limpeza. Nesse processo, o termo ε será desprezado. A reta foi ajustada para iniciar na origem, dado que quando não há recurso solar disponível, não há geração de energia pela usina, eliminando o termo b_0 da equação.

Dessa forma, o termo b_1 representa também um índice de desempenho da usina, de modo que é possível comparar o aumento percentual da geração de energia e mensurar também, a partir da equação o ganho em energia. Para tal, as retas foram elaboradas considerando diferentes tamanhos de amostras, que variaram de dez a trinta dias antes e depois da limpeza.

O perfil diário de geração de energia refere-se ao padrão de produção de energia ao longo do dia. Ele é influenciado por vários fatores, como a intensidade e duração da luz solar, a posição geográfica da usina, o ângulo de inclinação e

orientação dos painéis solares, entre outros. Ainda assim, o perfil diário de geração de energia solar segue um padrão característico, com uma curva de produção que atinge seu pico durante as horas do dia em que a incidência de luz solar é mais intensa, tipicamente ao redor do meio-dia solar. No entanto, a forma exata dessa curva pode variar dependendo de diversos fatores, como as condições climáticas locais, a estação do ano e a presença de sombreamento nos painéis solares, conforme apresentado na Figura 33.

Figura 33 - Exemplo de curva de geração diária



Fonte: a autora, 2024.

Neste estudo, o perfil diário de geração de energia em um dia típico de sol será comparado através da sobreposição dos dados de potência de geração antes e depois da limpeza dos painéis solares. Essa comparação permitirá avaliar se a limpeza dos painéis resulta em um aumento significativo na potência de geração ao longo do dia, sendo outra forma de medir a eficácia dessa prática de manutenção e sua contribuição para a otimização do desempenho do sistema fotovoltaico.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, serão discutidos os resultados das análises realizadas, bem como suas implicações e contribuições para a compreensão do fenômeno estudado. Ao longo deste capítulo, serão apresentados gráficos, tabelas e outras formas de representação dos dados, seguidos de uma discussão sobre seus significados e possíveis interpretações. A partir da apresentação dos resultados, busca-se responder às questões de pesquisa levantadas no início do trabalho.

4.1 ANÁLISE DOS SISTEMAS COM DADOS HORÁRIOS

Dentre os sistemas analisados, apenas as plataformas de monitoramento dos Sistemas FV 1 e 8 fornecem os dados horários de geração de energia elétrica. Após o tratamento e compilação dos dados, um gráfico de dispersão foi plotado com os dados de saída de cada inversor do sistema FV, ilustrando a relação entre a variável independente (irradiação solar) e a variável dependente (energia elétrica produzida) para os sistemas antes e depois da limpeza. Cada inversor é um subsistema independente e os resultados serão avaliados individualmente.

Para o Sistema FV 1, foram utilizados os dados de energia elétrica produzida no intervalo de dez e quinze dias antes e após a limpeza, permitindo uma comparação do desempenho ao longo do tempo, conforme apresentado na Figura 34 e na Figura 35, respectivamente, assim como as linhas de regressão ajustadas e os coeficientes de determinação para cada caso.

A análise evidencia uma melhora na inclinação da reta de regressão após a limpeza, indicando um aumento na conversão de energia elétrica. Esse resultado sugere que a remoção da sujeira dos módulos fotovoltaicos teve um impacto positivo e imediato no desempenho do Sistema FV.

É importante destacar que, apesar da distância em relação à estação meteorológica do INMET, que fornece os dados de irradiação solar global, a correlação entre a irradiação solar global e a energia produzida é muito forte para o Sistema FV 1, como evidenciado pelo coeficiente R^2 próximo de 1. A forte associação entre os dados de irradiação solar e produção de energia valida a confiabilidade da análise, dado que o resultado está de acordo com o esperado da

influência da irradiação solar na geração de energia elétrica pelos sistemas fotovoltaicos.

Quando os pontos de energia gerada se deslocam significativamente da reta de regressão, isso pode indicar a presença de fatores externos ou variações não previstas que influenciam a produção de energia do sistema fotovoltaico, como condições meteorológicas adversas, sombreamento parcial dos painéis solares, variações na eficiência dos inversores ou até mesmo falhas técnicas nos componentes do sistema.

Figura 34 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 10 dias (continua)

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza

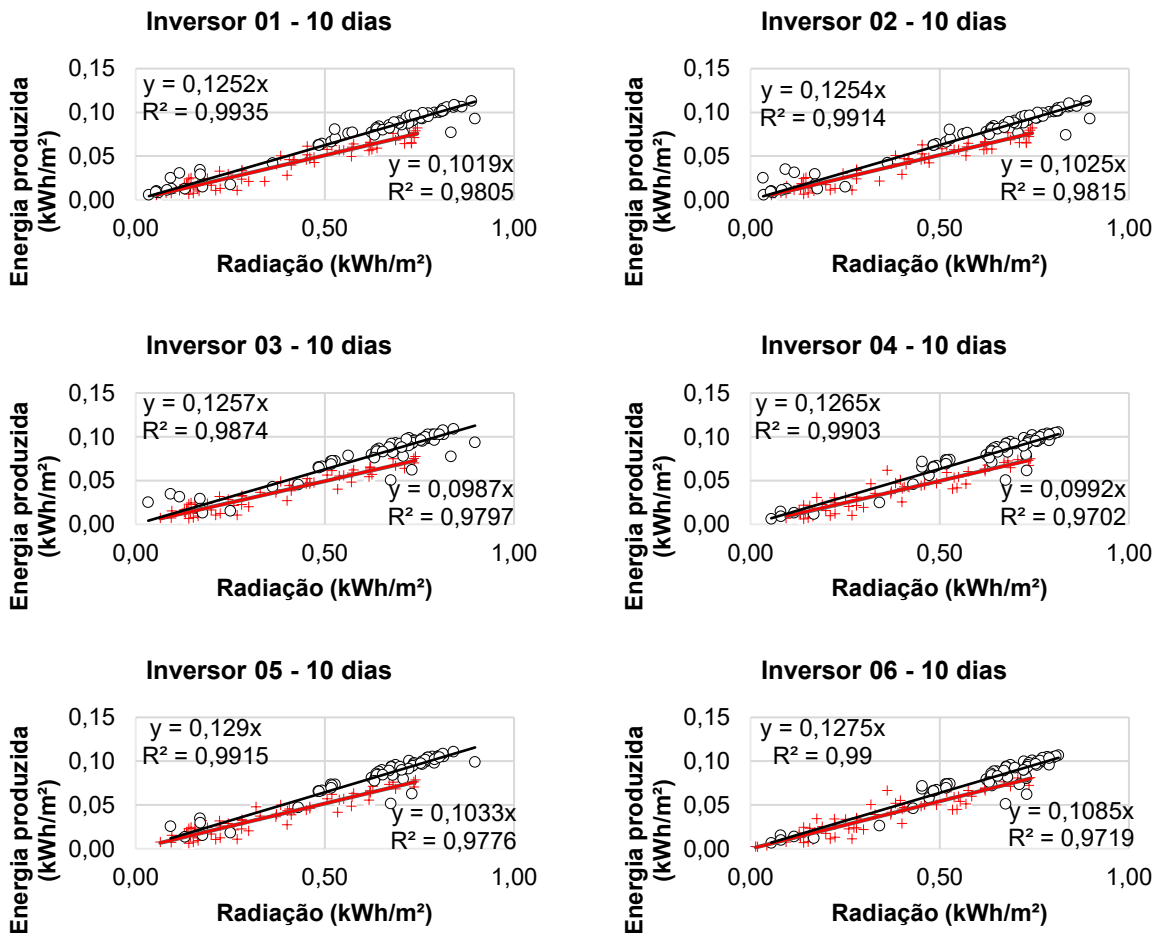


Figura 34 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 10 dias (continua)

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza

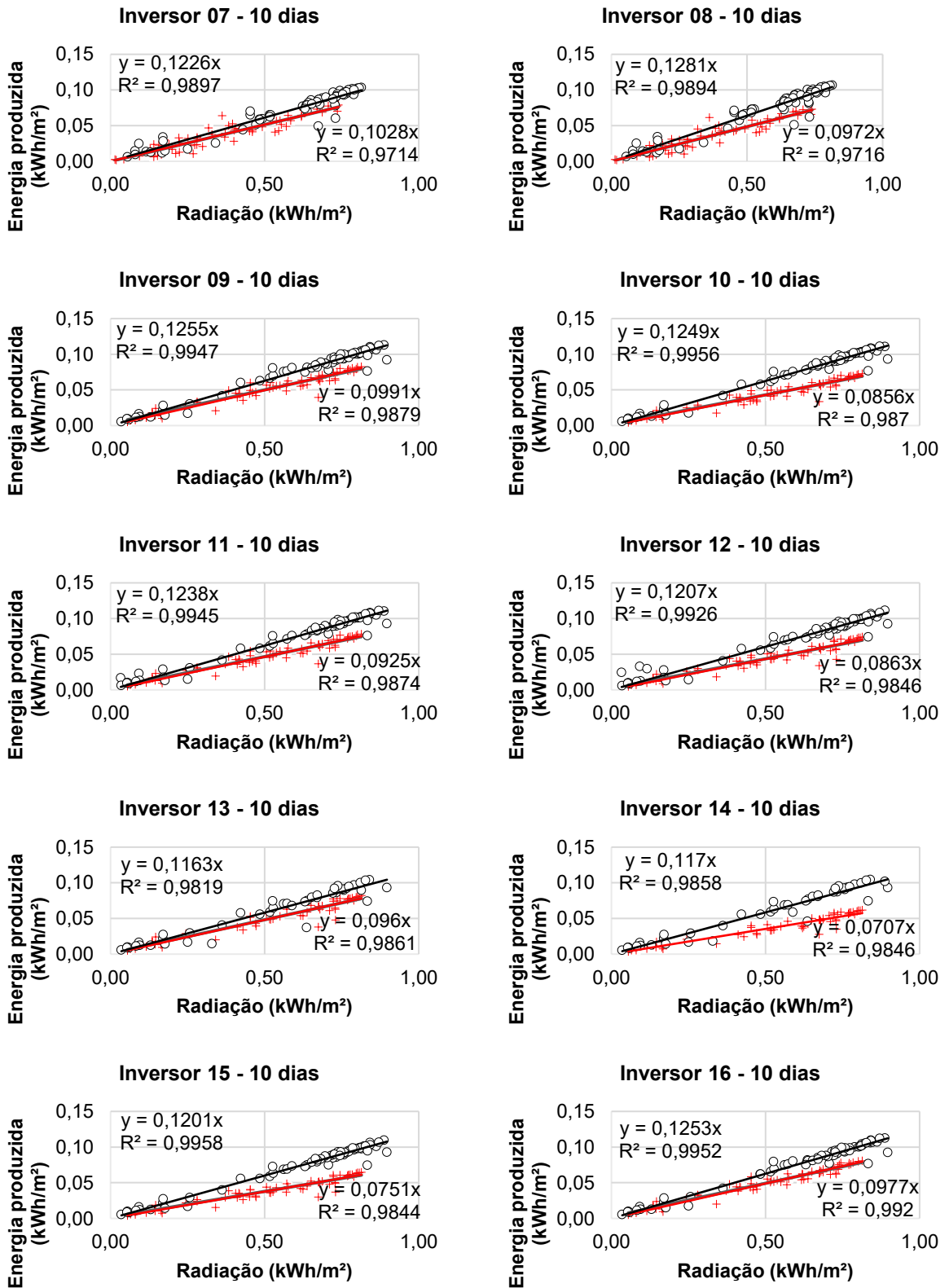
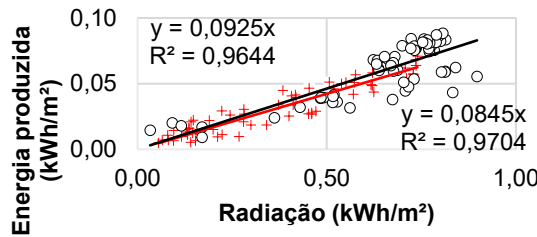


Figura 34 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1

após a limpeza em 2022 para o intervalo de 10 dias (conclusão)

- + Energia produzida antes da limpeza
- o Energia produzida depois da limpeza

Inversor 17 - 10 dias



Fonte: a autora, 2024.

A comparação dos dados de cada intervalo será apresentada na Tabela 1.

Figura 35 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 15 dias (continua)

- + Energia produzida antes da limpeza
- o Energia produzida depois da limpeza

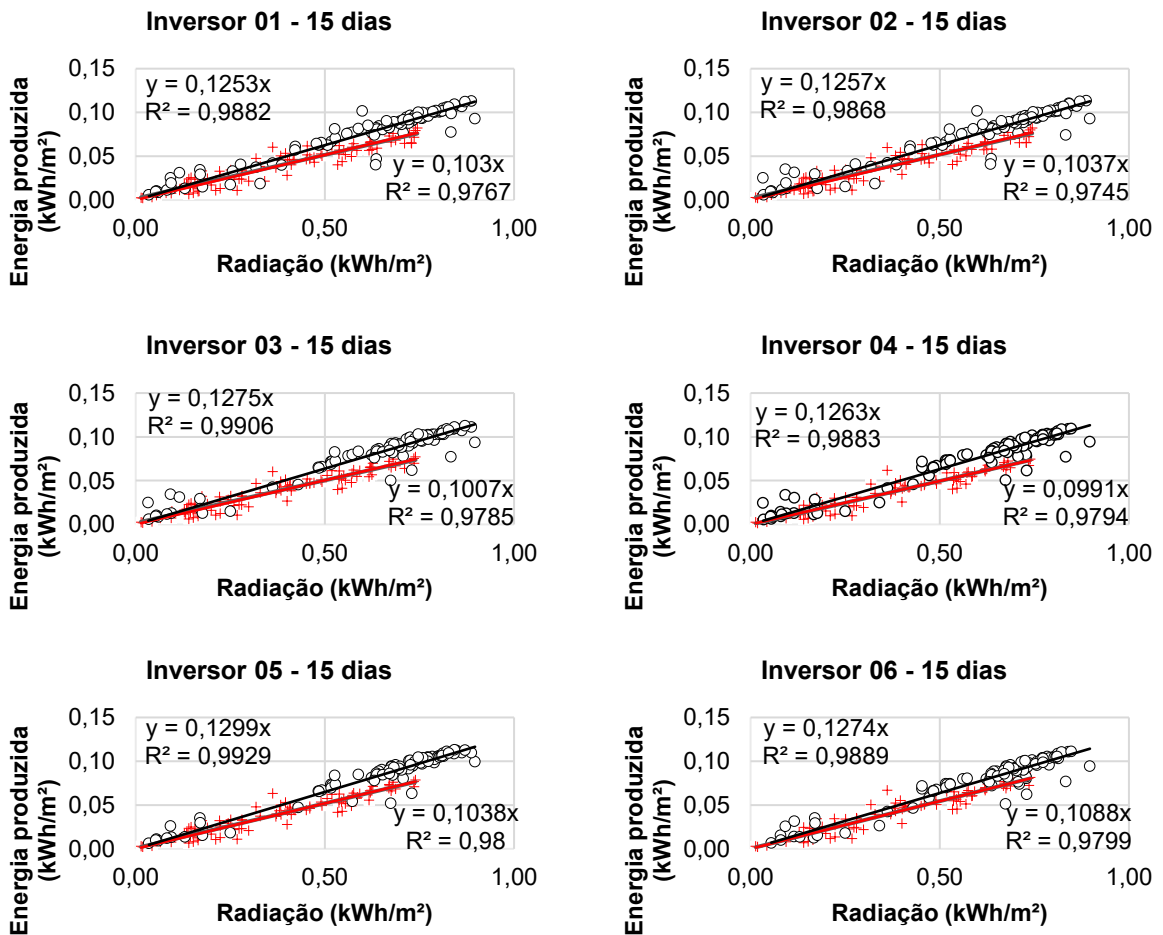


Figura 35 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 15 dias (continua)

+ Energia produzida antes da limpeza

o Energia produzida depois da limpeza

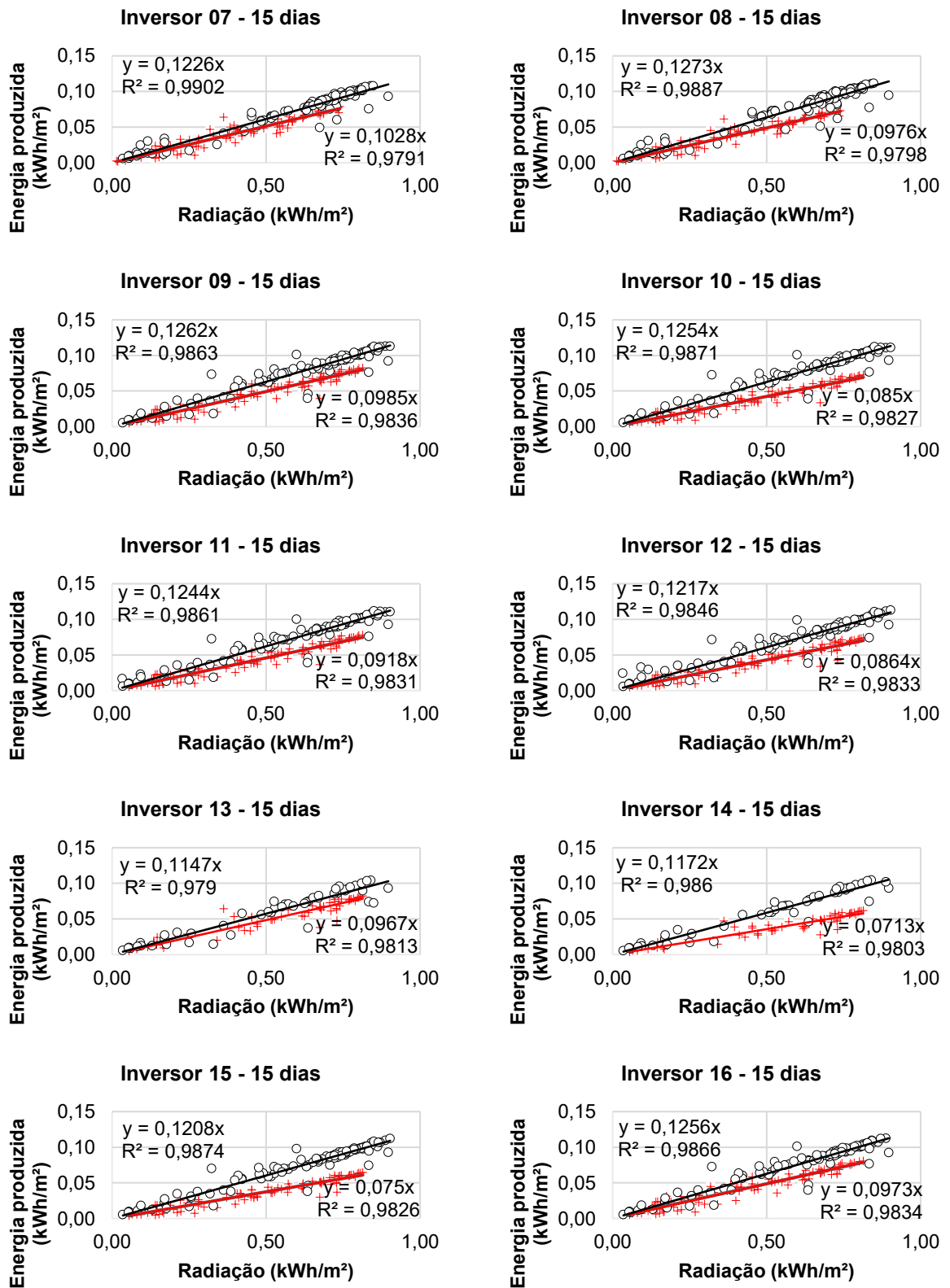
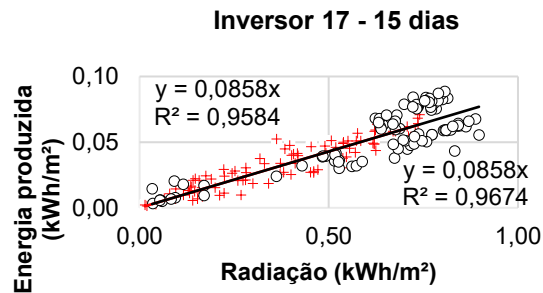


Figura 35 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 15 dias (conclusão)

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza



Fonte: a autora, 2024.

A Tabela 1 apresenta o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema limpo (a_L) e para o sistema sujo (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual na inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m² (Δ).

O ganho percentual no coeficiente angular da reta representa a melhoria na produção de energia após a limpeza, refletindo um aumento no desempenho do sistema FV. Quanto maior o ganho percentual, maior a diferença entre a inclinação da reta antes e depois da limpeza, indicando uma resposta maior do sistema à remoção da sujeira. O ganho bruto em kWh/m² representa a diferença na produção de energia por unidade de área, fornecendo uma medida quantitativa do impacto da limpeza na produtividade dos módulos e arranjos fotovoltaicos.

Os dados compilados na Tabela 1 revelam uma variedade de cenários em relação ao desempenho dos sistemas antes e depois da limpeza dos módulos fotovoltaicos. Inicialmente, observa-se que todos os subsistemas de inversores apresentaram um aumento no coeficiente de inclinação da reta após a limpeza, indicando uma melhora na conversão de energia. Uma vez que os módulos são limpos, a energia elétrica em corrente contínua na entrada do inversor é maior e, conseqüentemente, a energia elétrica convertida pelo inversor em corrente alternada também é maior. Esse aumento é evidenciado pelos valores positivos do ganho percentual de inclinação da reta ($\Delta\%$), que variam entre 9,5% e 65,5% para o intervalo de dez dias e de 0,0% a 64,4% para o intervalo de quinze dias. Inferiu-se que para cada 1 kWh/m² de irradiação solar incidente houve melhora do aproveitamento entre 0,008 kWh/m² e 0,046 kWh/m² para o intervalo de dez dias e 0,000 kWh/m² e 0,046 kWh/m² para o intervalo de quinze dias.

Tabela 1 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 1 em 2022

Inversor	Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	Δ (kWh/m ²)
1	10 dias	0,1252	0,99	0,1019	0,98	22,9%	0,023
1	15 dias	0,1253	0,99	0,103	0,98	21,7%	0,022
2	10 dias	0,1254	0,99	0,1025	0,98	22,3%	0,023
2	15 dias	0,1257	0,99	0,1037	0,97	21,2%	0,022
3	10 dias	0,1257	0,99	0,0987	0,98	27,4%	0,027
3	15 dias	0,1275	0,99	0,1007	0,98	26,6%	0,027
4	10 dias	0,1265	0,99	0,0992	0,97	27,5%	0,027
4	15 dias	0,1263	0,99	0,0991	0,98	27,4%	0,027
5	10 dias	0,129	0,99	0,1033	0,98	24,9%	0,026
5	15 dias	0,1299	0,99	0,1038	0,98	25,1%	0,026
6	10 dias	0,1275	0,99	0,1085	0,97	17,5%	0,019
6	15 dias	0,1274	0,99	0,1088	0,98	17,1%	0,019
7	10 dias	0,1226	0,99	0,1028	0,97	19,3%	0,020
7	15 dias	0,1226	0,99	0,1028	0,98	19,3%	0,020
8	10 dias	0,1281	0,99	0,0972	0,97	31,8%	0,031
8	15 dias	0,1273	0,99	0,0976	0,98	30,4%	0,030
9	10 dias	0,1255	0,99	0,0991	0,99	26,6%	0,026
9	15 dias	0,1262	0,99	0,0985	0,98	28,1%	0,028
10	10 dias	0,1249	1,00	0,0856	0,99	45,9%	0,039
10	15 dias	0,1254	0,99	0,085	0,98	47,5%	0,040
11	10 dias	0,1238	0,99	0,0925	0,99	33,8%	0,031
11	15 dias	0,1244	0,99	0,0918	0,98	35,5%	0,033
12	10 dias	0,1207	0,99	0,0863	0,98	39,9%	0,034
12	15 dias	0,1217	0,98	0,0864	0,98	40,9%	0,035
13	10 dias	0,1163	0,98	0,096	0,99	21,1%	0,020
13	15 dias	0,1147	0,98	0,0967	0,98	18,6%	0,018
14	10 dias	0,117	0,99	0,0707	0,98	65,5%	0,046
14	15 dias	0,1172	0,99	0,0713	0,98	64,4%	0,046
15	10 dias	0,1201	1,00	0,0751	0,98	59,9%	0,045
15	15 dias	0,1208	0,99	0,075	0,98	61,1%	0,046
16	10 dias	0,1253	1,00	0,0977	0,99	28,2%	0,028
16	15 dias	0,1256	0,99	0,0973	0,98	29,1%	0,028
17	10 dias	0,0925	0,96	0,0845	0,97	9,5%	0,008
17	15 dias	0,0858	0,96	0,0858	0,97	0,0%	0,000

Fonte: a autora, 2024.

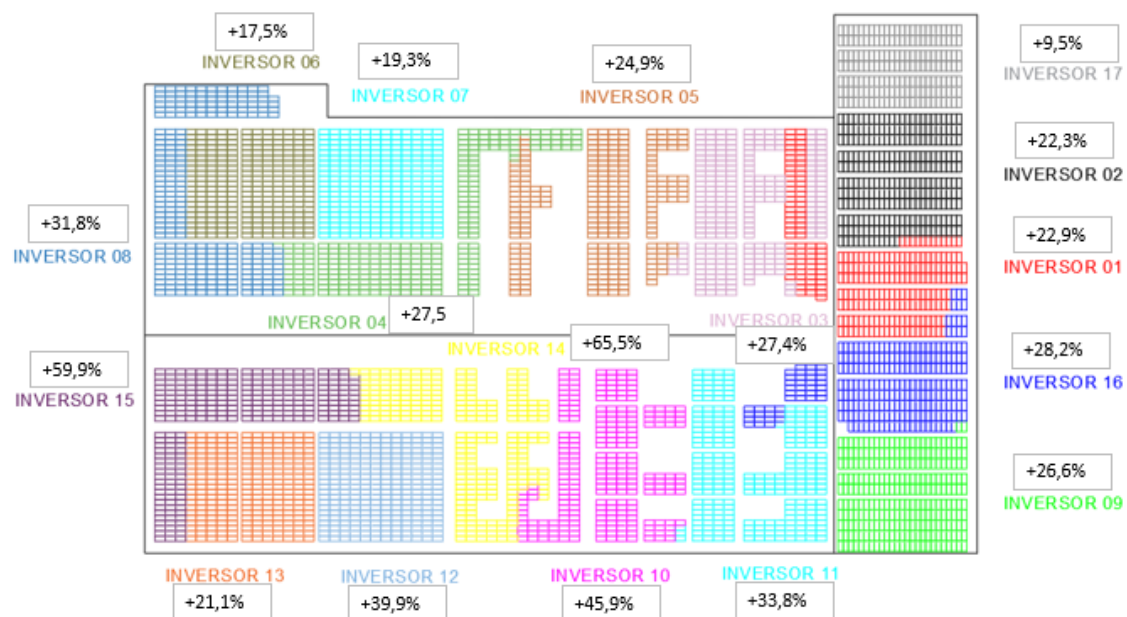
No caso do inversor 17, observou-se a redução no ganho obtido. Após quinze dias, o coeficiente angular da reta tornou-se semelhante ao medido antes da limpeza, sugerindo que o desempenho deste subsistema é muito similar antes e depois da limpeza. É possível que os módulos não estivessem tão sujos em

comparação aos demais, no entanto, é importante considerar que o período de 15 dias pode não ser conclusivo, pois podem existir outras variáveis impactando que não foram mensuradas ou diagnosticadas. Nos demais casos houve variações, mas o ganho se manteve quase constante, indicando uma resposta consistente dos subsistemas ao procedimento de limpeza.

Embora a maioria dos inversores tenha apresentado um R^2 elevado antes e depois da limpeza, indicando uma boa relação entre a irradiação solar e a geração de energia elétrica, houve diminuição no R^2 após a limpeza em alguns inversores. Isso sugere que, em alguns casos, a relação entre essas variáveis pode ter se tornado menos previsível após o procedimento.

Além disso, a grande variação do $\Delta\%$ pode ser atribuída à localização física dos inversores sobre o telhado. Observou-se que os inversores mais próximos da metalúrgica apresentaram um aumento mais significativo na geração de energia elétrica após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, conforme ilustrado na Figura 36. Esse resultado sugere que o entorno pode ter influenciado na quantidade de sujeira depositada nos painéis solares e, conseqüentemente, na eficácia da limpeza em cada inversor. Essa variabilidade destaca a importância de considerar o ambiente circundante ao avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos.

Figura 36 - Variação no aproveitamento da energia incidente sobre o Sistema FV 1 no intervalo de 10 dias após a limpeza em 2022



Fonte: a autora, 2024.

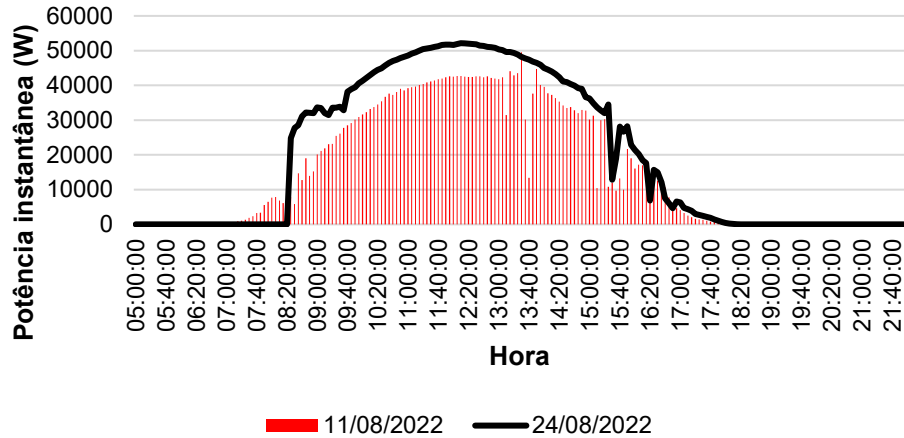
A redução do ganho obtido no desempenho do inversor 17 no intervalo de cinco dias pode ser atribuída a diversos fatores, como o acúmulo gradual de sujeira nos módulos fotovoltaicos após a limpeza e variações climáticas ao longo do período de análise. Além da proximidade com a indústria, esse inversor está localizado em uma região com tráfego intenso de veículos, é possível que a deposição de poeira nos painéis solares seja mais rápida e intensa, exigindo limpezas mais frequentes para manter o desempenho do sistema.

Outro aspecto a ser considerado é o baixo ângulo de inclinação do telhado, que é de cerca de 3°. Esse ângulo reduz a eficácia da autolimpeza dos módulos e arranjos fotovoltaicos pela água da chuva e pela gravidade, o que favorece o acúmulo de poeira e outros detritos.

Após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, a curva de potência instantânea na saída dos inversores do Sistema FV 1 foi comparada em períodos (dias) com perfil de irradiação solar global similar. No dia 11/08/2022, antes da limpeza, a irradiação total foi de 4,642 kWh/m²/dia e no dia 24/08/2022, após a limpeza, a irradiação total foi de 4,671 kWh/m²/dia, resultando em uma diferença percentual na irradiação de 0,63%.

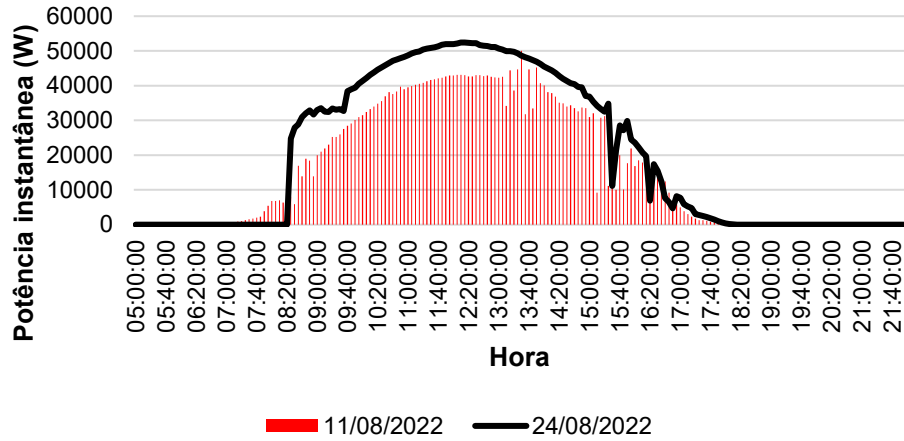
Observou-se uma melhoria significativa na curva de potência instantânea de cada inversor, como ilustrado nas curvas de potência apresentadas na Figura 37 para o inversor 01, na Figura 38 para o inversor 02, na Figura 39 para o inversor 03, Figura 40 para o inversor 04, na Figura 41 para o inversor 05, na Figura 42 para o inversor 06, na Figura 43 para o inversor 07, na Figura 44 para o inversor 08 e na Figura 45 para o inversor 17. Os demais inversores de 09 a 16 não foram considerados nesta análise, pois estavam sendo limpos no dia 24, e não havia outra dupla de dias similares dentro do intervalo analisado, o que poderia afetar a comparação dos dados.

Figura 37 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 01 do Sistema FV 1 em 2022



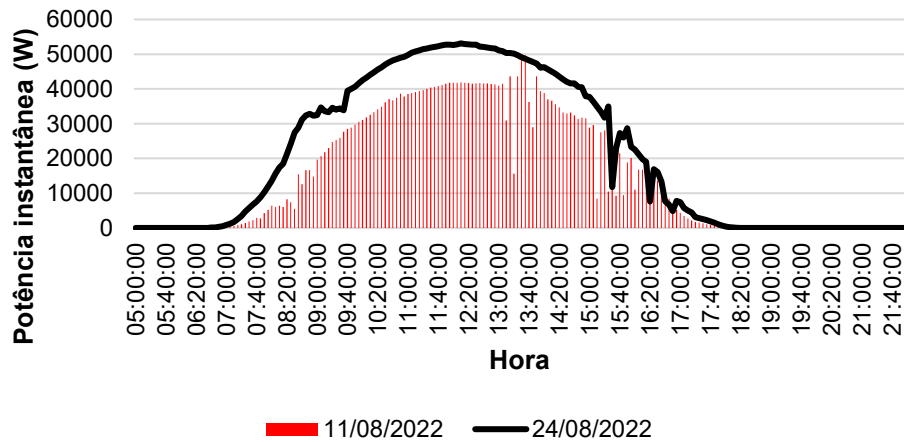
Fonte: a autora, 2024.

Figura 38 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 02 do Sistema FV 1 em 2022



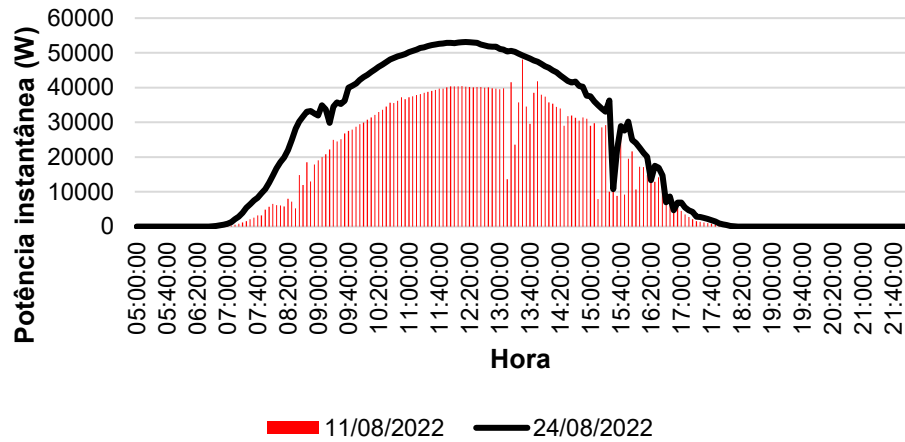
Fonte: a autora, 2024.

Figura 39 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 03 do Sistema FV 1 em 2022



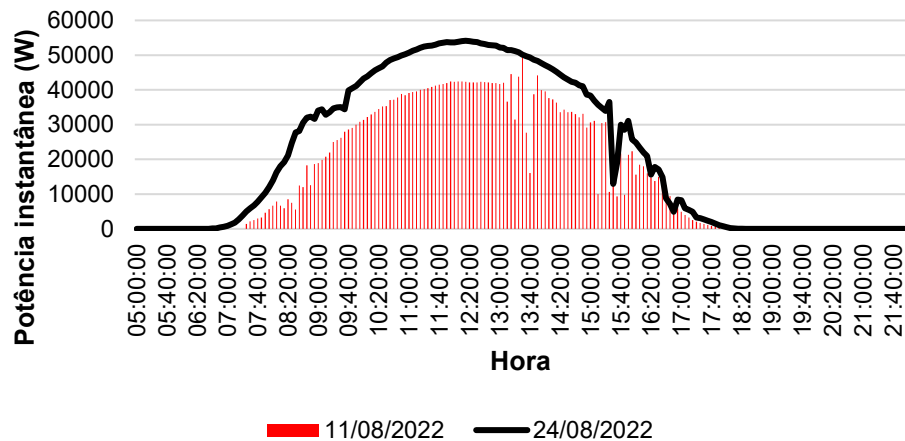
Fonte: a autora, 2024.

Figura 40 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 04 do Sistema FV 1 em 2022



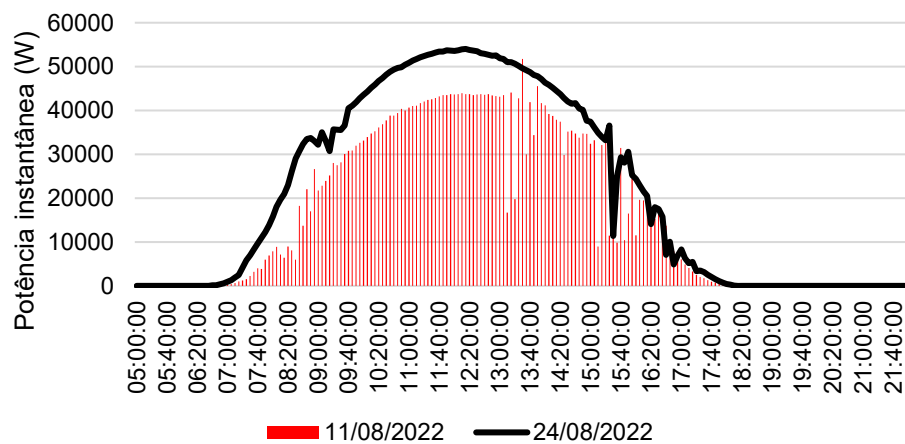
Fonte: a autora, 2024.

Figura 41 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 05 do Sistema FV 1 em 2022



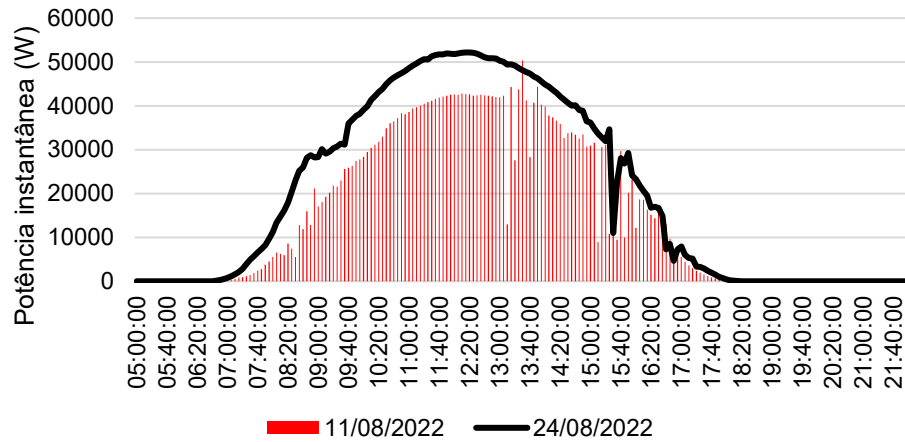
Fonte: a autora, 2024.

Figura 42 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 06 do Sistema FV 1 em 2022



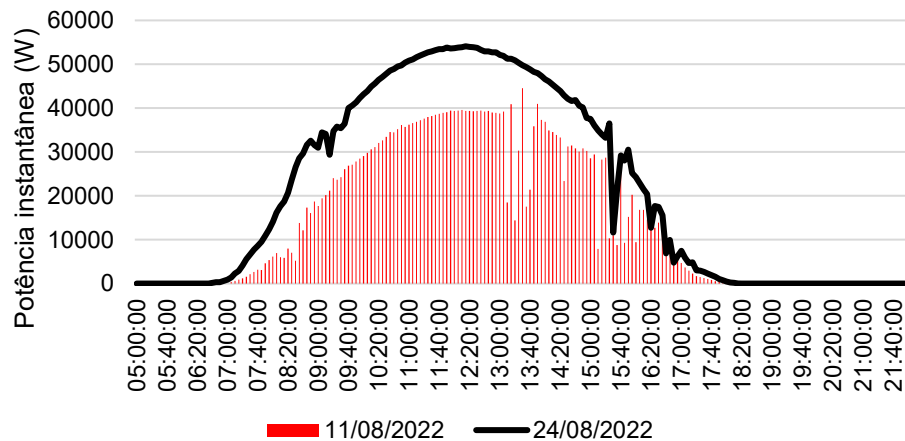
Fonte: a autora, 2024.

Figura 43 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 07 do Sistema FV 1 em 2022



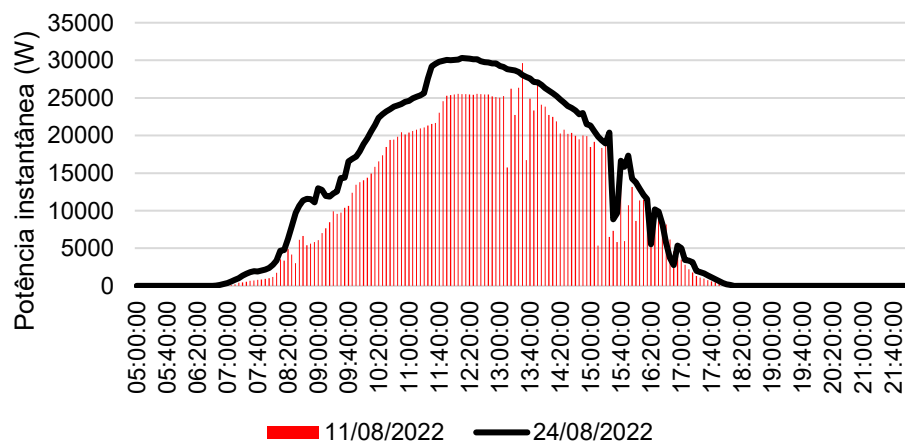
Fonte: a autora, 2024.

Figura 44 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 08 do Sistema FV 1 em 2022



Fonte: a autora, 2024.

Figura 45 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 17 do Sistema FV 1 em 2022



Fonte: a autora, 2024.

Observa-se que para os inversores 01 a 08, cuja potência máxima de saída atinge 60.000 W, o ponto de máxima potência era de aproximadamente 40.000 W antes da limpeza. Após o procedimento, esse valor aumentou para cerca de 50.000 W, representando um incremento da ordem de 25%. No caso do inversor 17, cuja potência máxima de saída atinge 40.000 W, a potência máxima aumentou de 25.000 W para 30.000 W, o que equivale a um aumento de cerca de 20%. Essa mudança representa um aumento substancial na capacidade de geração de energia elétrica do sistema, conforme observado nas análises anteriores.

Uma nova limpeza foi realizada em 2023, após um ano de operação do sistema FV. Nessa limpeza, houve a substituição do *datalogger* e alteração da plataforma de monitoramento, de modo que os dados após a limpeza são fornecidos apenas na base diária, conforme apresentado na Figura 46.

O procedimento de análise a partir do diagrama de dispersão foi repetido com a mesma estação meteorológica para os intervalos de dez, vinte e trinta dias. A análise foi realizada com os inversores 01, 02, 03, 04, 05, 06, 07, 08 e 17. Os demais não foram limpos nessa ocasião pela equipe de manutenção, de modo que não foi possível analisá-los. A Figura 46 apresenta os diagramas de dispersão e regressão dos inversores limpos o período de dez dias, assim como os coeficientes de determinação.

Figura 46 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 dias (continua)

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza

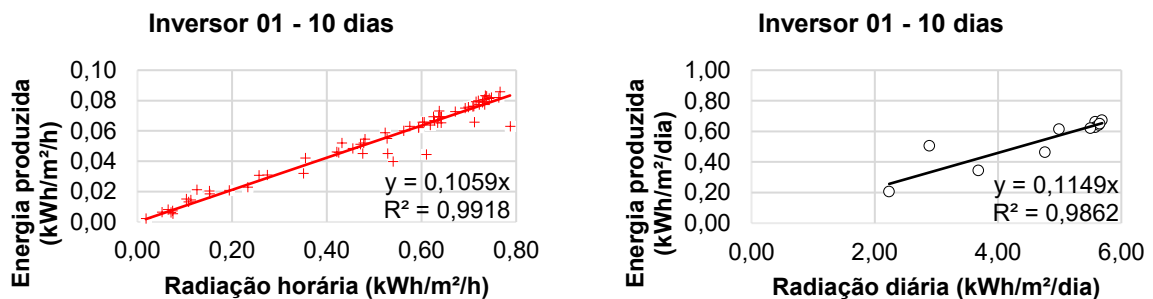


Figura 46 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 dias (continua)

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza

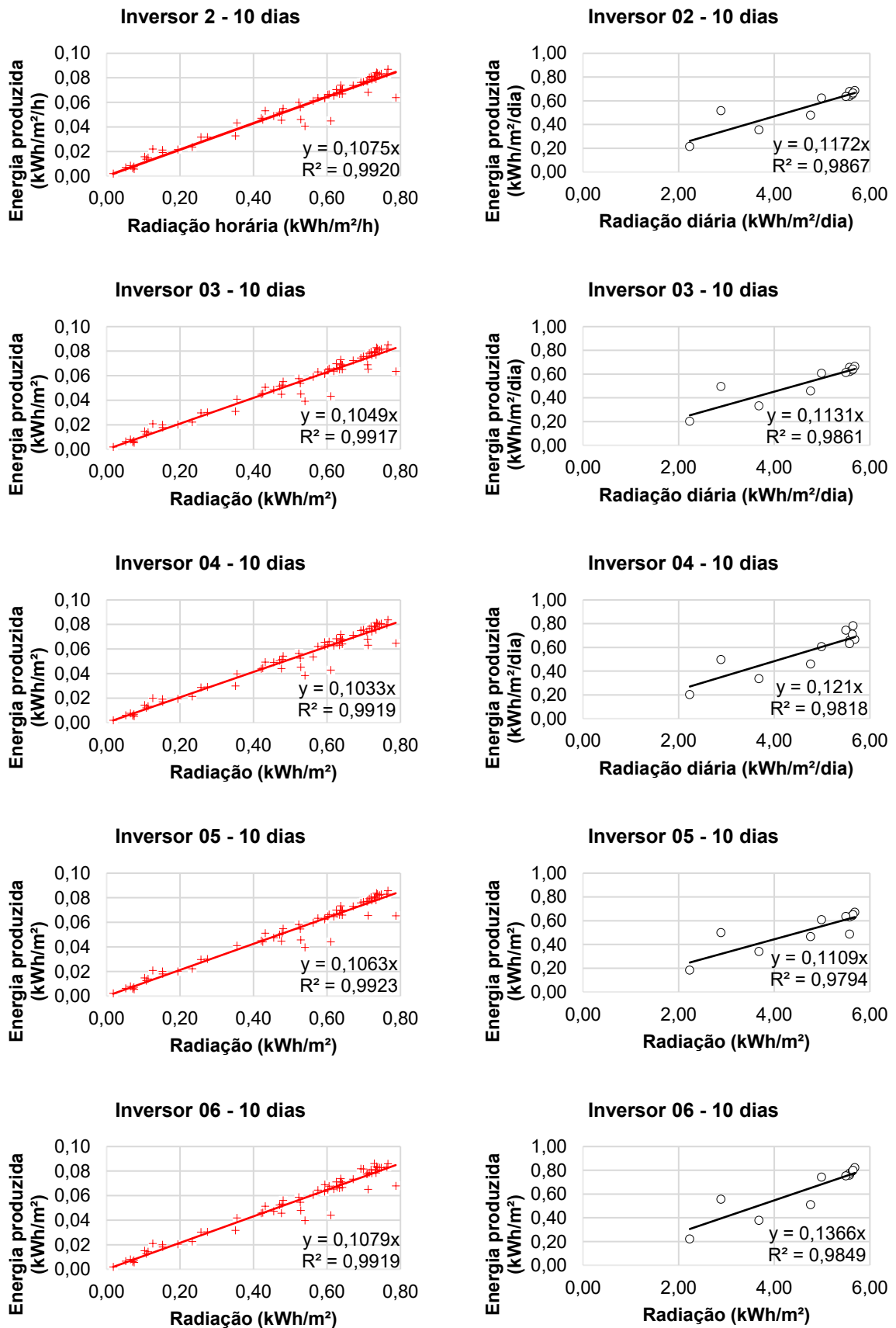
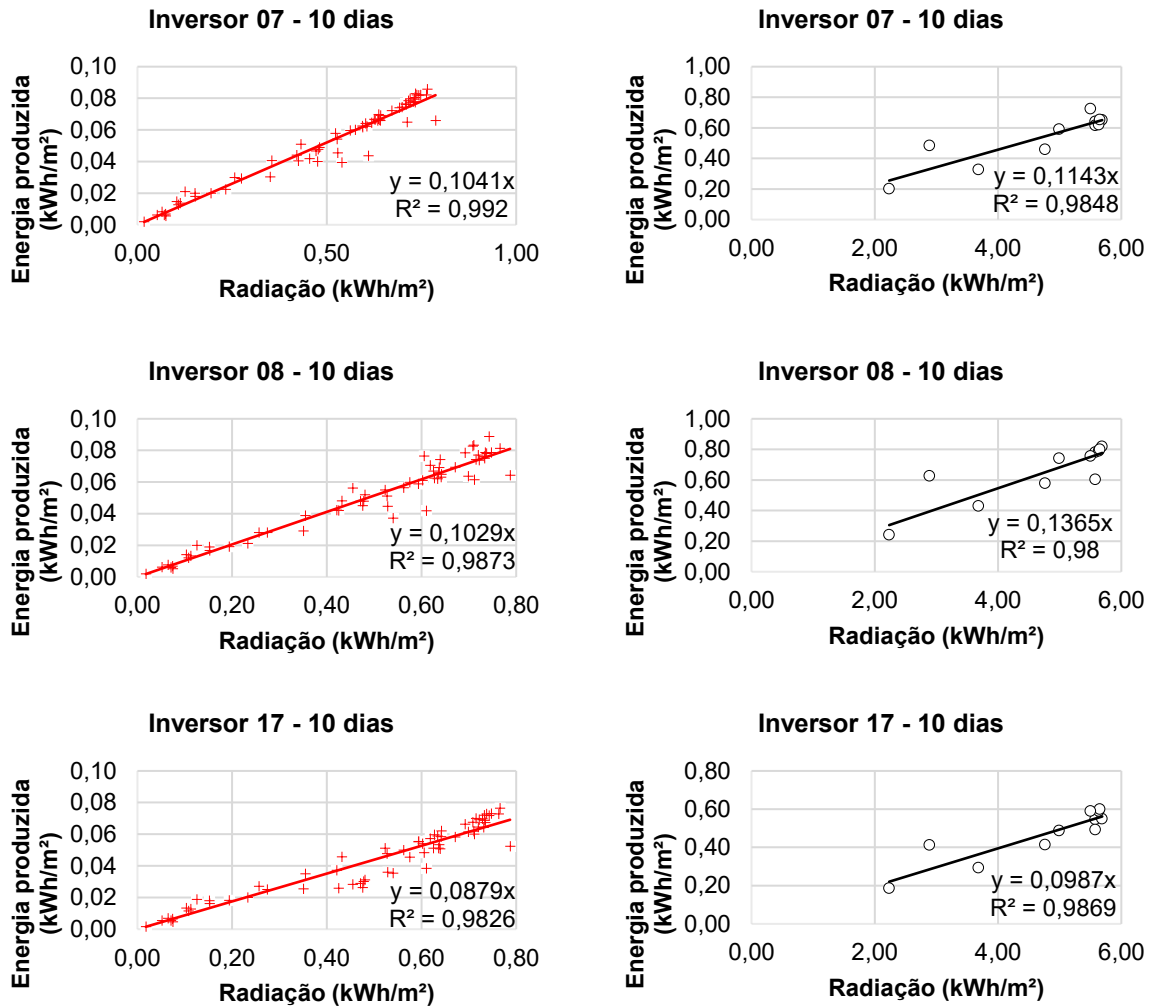


Figura 46 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 dias (conclusão)

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza



Fonte: a autora, 2024.

A Figura 47 apresenta os diagramas de dispersão e regressão de cada inversor do Sistema FV 1 para os períodos de vinte dias, assim como os coeficientes de determinação.

Figura 47 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 20 dias (continua).

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza

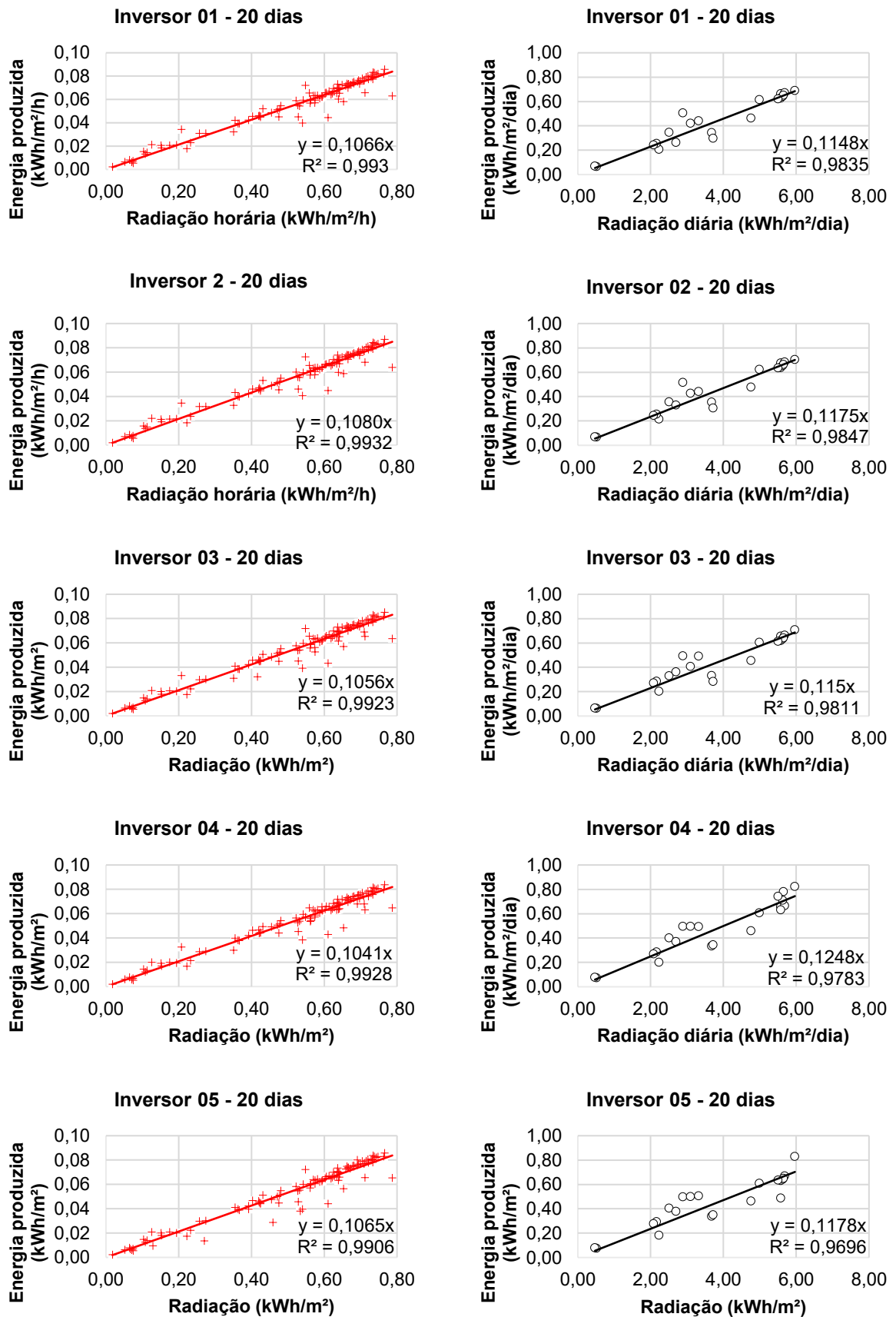
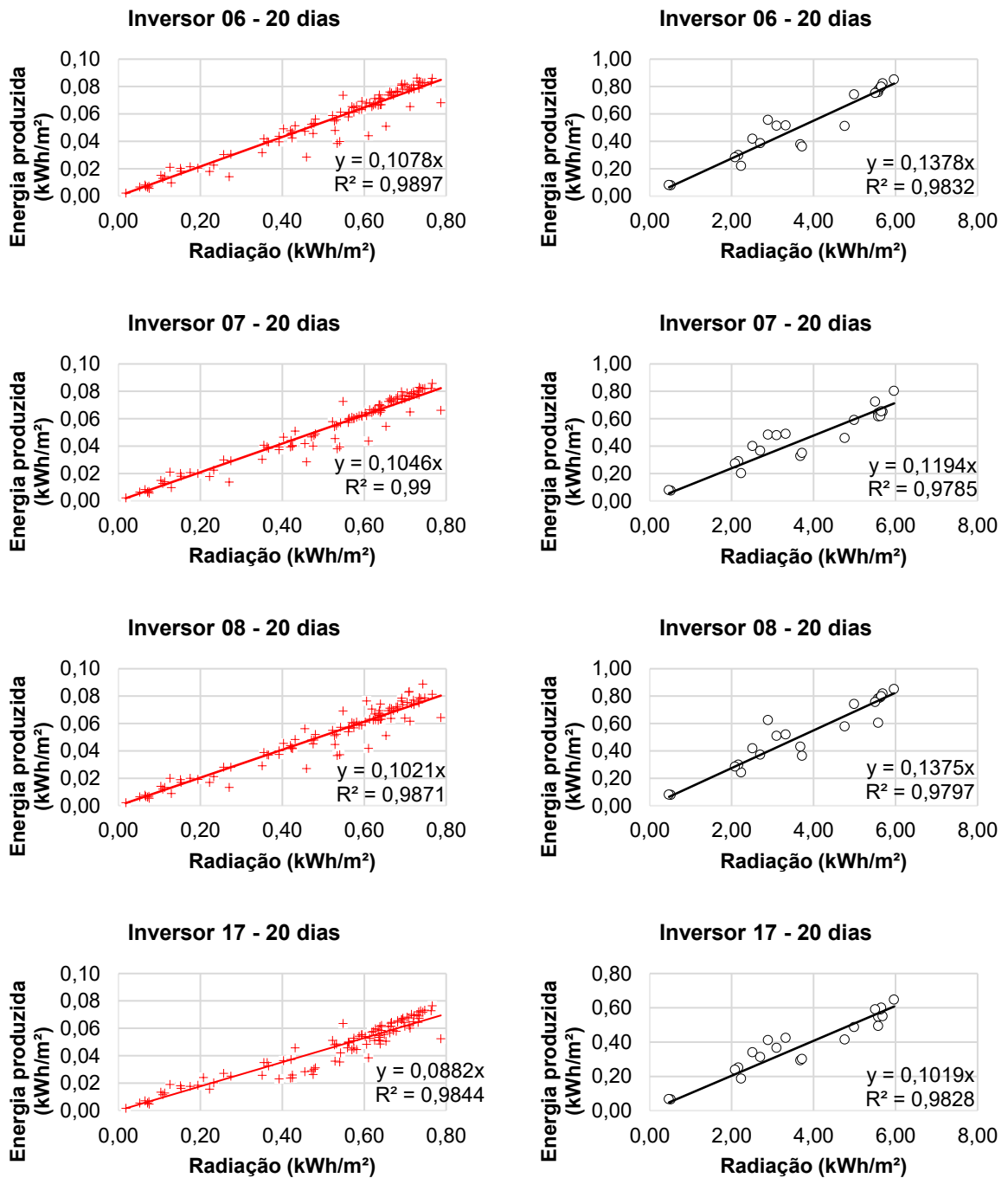


Figura 47 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 20 dias (conclusão).

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza



Fonte: a autora, 2024.

A Figura 48 apresenta os diagramas de dispersão e regressão de cada inversor do Sistema FV 1 para os períodos de trinta dias, assim como os coeficientes de determinação.

Figura 48 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 30 dias (continua).

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza

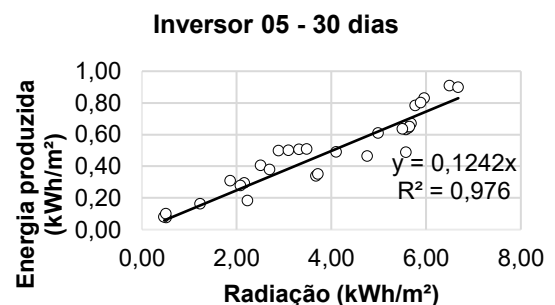
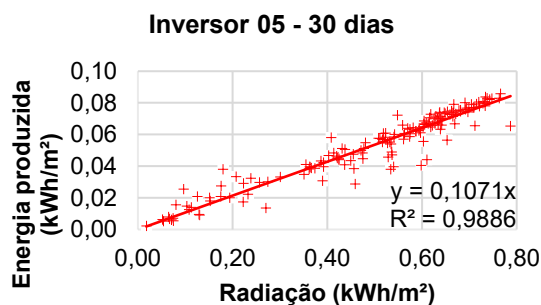
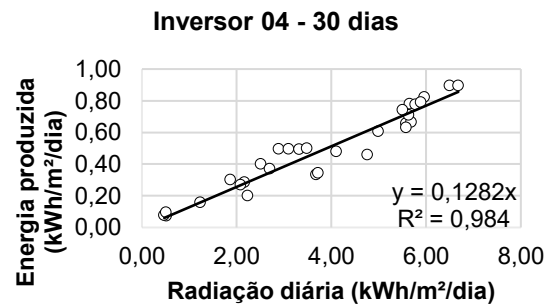
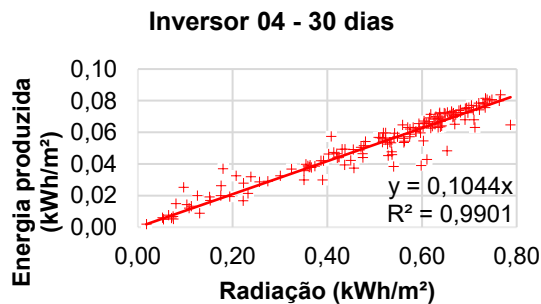
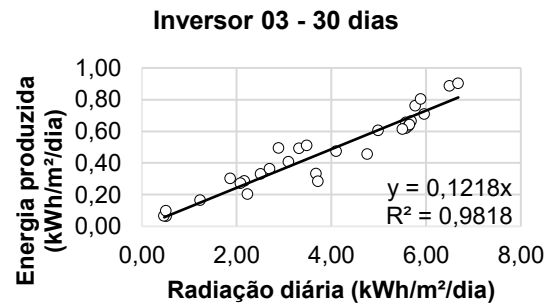
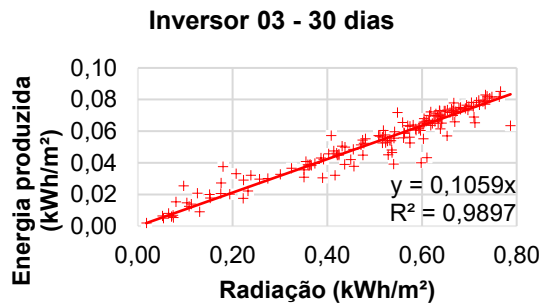
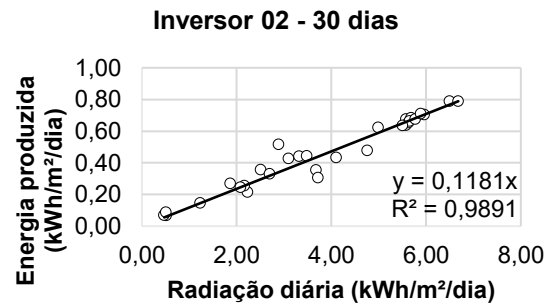
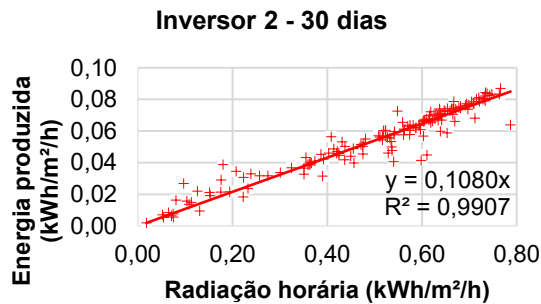
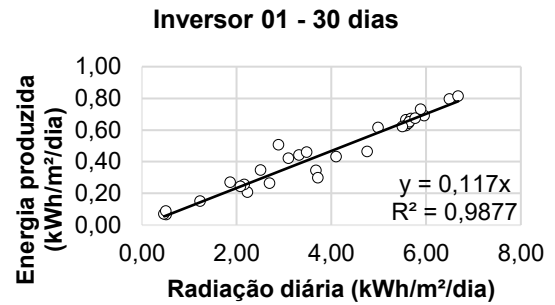
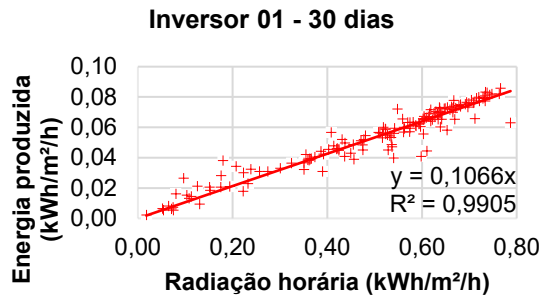
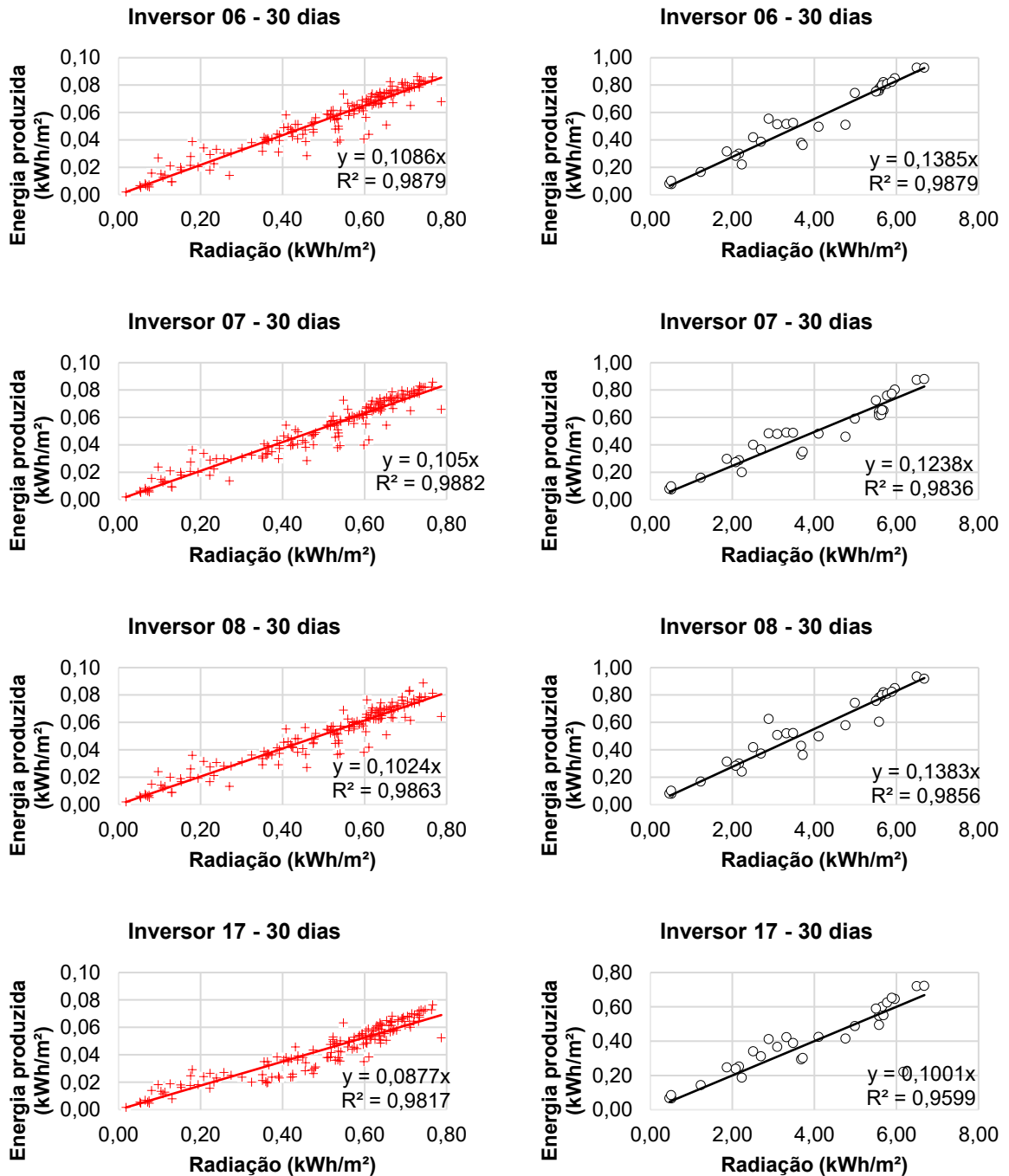


Figura 48 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 1 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 30 dias (continua).

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza



Fonte: a autora, 2024.

A Tabela 2 apresenta dados dos inversores ao longo dos anos 2022 e 2023, em diferentes períodos de análise, variando entre dez e trinta dias.

Tabela 2 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 1 em 2023 e uma comparação com o Sistema FV em 2022

Inversor	Ano	Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	Δ (kWh/m ²)
1	2022	10 dias	0,1252	0,99	0,1019	0,98	22,87%	0,023
1	2023	10 dias	0,1149	0,99	0,1059	0,99	8,50%	0,009
1	2023	20 dias	0,1148	0,98	0,1066	0,99	7,69%	0,008
1	2023	30 dias	0,1170	0,99	0,1066	0,99	9,76%	0,010
2	2022	10 dias	0,1254	0,99	0,1025	0,98	22,3%	0,023
2	2023	10 dias	0,1172	0,99	0,1075	0,99	9,02%	0,010
2	2023	20 dias	0,1175	0,98	0,1080	0,99	8,80%	0,009
2	2023	30 dias	0,1181	0,99	0,1080	0,99	9,35%	0,010
3	2022	10 dias	0,1257	0,99	0,0987	0,98	27,4%	0,027
3	2023	10 dias	0,1131	0,99	0,1049	0,99	7,82%	0,008
3	2023	20 dias	0,1150	0,98	0,1056	0,99	8,90%	0,009
3	2023	30 dias	0,1218	0,98	0,1059	0,99	15,01%	0,016
4	2022	10 dias	0,1265	0,99	0,0992	0,97	27,5%	0,027
4	2023	10 dias	0,1210	0,98	0,1033	0,99	17,13%	0,018
4	2023	20 dias	0,1248	0,98	0,1041	0,99	19,88%	0,021
4	2023	30 dias	0,1282	0,98	0,1044	0,99	22,80%	0,024
5	2022	10 dias	0,129	0,99	0,1033	0,98	24,9%	0,026
5	2023	10 dias	0,1109	0,98	0,1063	0,99	4,33%	0,005
5	2023	20 dias	0,1178	0,97	0,1065	0,99	10,61%	0,011
5	2023	30 dias	0,1242	0,98	0,1071	0,99	15,97%	0,017
6	2022	10 dias	0,1275	0,99	0,1085	0,97	17,5%	0,019
6	2023	10 dias	0,1366	0,98	0,1079	0,99	26,60%	0,029
6	2023	20 dias	0,1378	0,98	0,1078	0,99	27,83%	0,030
6	2023	30 dias	0,1385	0,99	0,1086	0,99	27,53%	0,030
7	2022	10 dias	0,1226	0,99	0,1028	0,97	19,3%	0,020
7	2023	10 dias	0,1143	0,98	0,1041	0,99	9,80%	0,010
7	2023	20 dias	0,1194	0,98	0,1046	0,99	14,15%	0,015
7	2023	30 dias	0,1238	0,98	0,1050	0,99	17,90%	0,019
8	2022	10 dias	0,1281	0,99	0,0972	0,97	31,8%	0,031
8	2023	10 dias	0,1365	0,98	0,1029	0,99	32,65%	0,034
8	2023	20 dias	0,1375	0,98	0,1021	0,99	34,67%	0,035
8	2023	30 dias	0,1383	0,99	0,1024	0,99	35,06%	0,036
17	2022	10 dias	0,0925	0,96	0,0845	0,97	9,5%	0,008
17	2023	10 dias	0,0987	0,99	0,0790	0,98	24,94%	0,020
17	2023	20 dias	0,1019	0,98	0,0882	0,98	15,53%	0,014
17	2023	30 dias	0,1001	0,96	0,0877	0,98	14,14%	0,012

Fonte: a autora, 2024.

Os dados da Tabela 2 incluem o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema limpo (a_L) e para o sistema sujo (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual na inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m² (Δ).

Para o intervalo de dez dias, observou-se que o a_S foi bastante similar de um ano para o outro, com variação entre -7,9% a 7,1%. Essa consistência sugere que a deposição de sujeira segue um padrão relacionado à localização do sistema, com pouca influência de variações ambientais ou fenômenos eventuais. Essa constância nos resultados reforça a confiabilidade dos dados obtidos, tornando-os adequados para estimativas e análises subsequentes.

No que diz respeito às retas para o sistema limpo, observa-se uma variação mais significativa, variando de -14,2% a 15,0% ao longo dos anos. Essa amplitude maior pode indicar que a mudança dos dados de base horária para diária reduziu a precisão do resultado obtido ou sugerir uma maior sensibilidade do sistema à limpeza e às condições ambientais.

Observa-se que a variação na eficiência após a limpeza varia significativamente entre os inversores. Por exemplo, para o inversor 05 em 2023, a melhoria na inclinação da reta após a limpeza foi de 4,83% em o período de dez dias, enquanto para o inversor 8 no mesmo ano e período, a melhoria foi de 32,65%.

Observa-se também que a alteração da análise horária para base diária mantém a constância dos dados e não limita a obtenção de resultados, ou seja, são intercambiáveis.

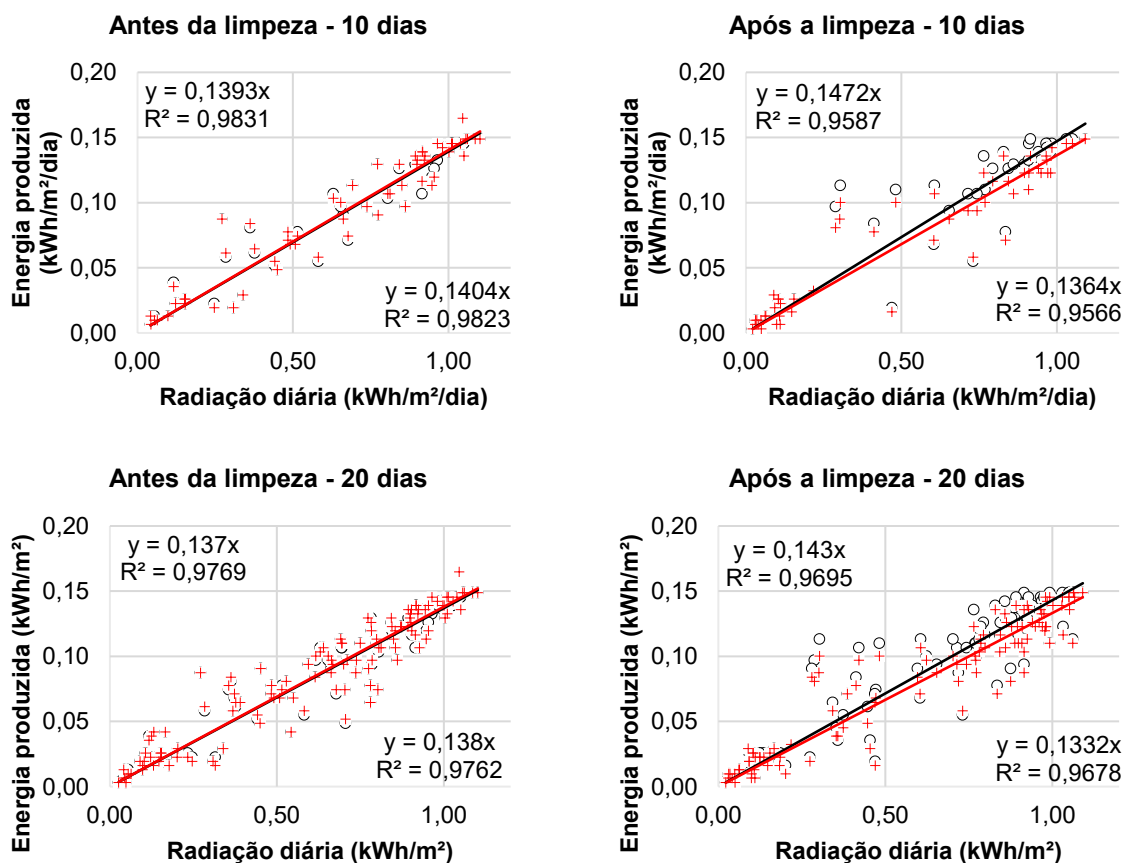
Inicialmente, esperava-se que o aumento no intervalo de tempo analisado resultasse em uma redução linear na eficiência da limpeza, à medida que os efeitos benéficos diminuíssem com o passar do tempo. No entanto, os sistemas apresentaram um comportamento inesperado e inconsistente, e não foi possível realizar essa inferência de forma direta, o que pode ser explicado pela existência de algumas limitações no método de análise aplicado. No caso do inversor 01, houve melhora de 8,50% após os primeiros dez dias e de 9,76% após trinta dias, ou seja, o desempenho do inversor seguiu melhorando nos dias seguintes. Já para o inversor 17, houve melhora de 24,94% após os primeiros dez dias e de 14,14% após trinta dias, ou seja, o desempenho do inversor reduziu significativamente nos dias seguintes.

A análise foi replicada para o Sistema FV 8, composto por dois inversores idênticos e equipados com a mesma quantidade de módulos. Em um desses inversores, procedeu-se à limpeza dos módulos, enquanto o outro permaneceu sujo, permitindo uma comparação direta do desempenho entre ambos. Os dados referentes a dois intervalos distintos, um de dez dias e outro de vinte dias, foram analisados conforme apresentado na Figura 49.

O coeficiente de determinação (R^2) para as equações ajustadas tanto para os dados do inversor com módulos limpos quanto para o inversor com os módulos sujos indica um bom ajuste dos modelos aos dados observados, sugerindo que as equações são representativas da relação entre a produção de energia e a irradiação solar, apesar da distância entre o sistema FV e a estação meteorológica.

Figura 49 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 8 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 e 20 dias

◆ Inversor 1 (limpo) □ Inversor 2 (sujo)



Fonte: a autora, 2024.

Houve melhora no coeficiente angular da reta do inversor 1, que foi limpo no dia nove de novembro de 2023, o que indica aumento na produção de energia, conforme apresentado na Tabela 3.

A Tabela 3 apresenta o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema após a limpeza (a_L) e antes da limpeza (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual na inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m² (Δ).

Tabela 3 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 8

Inversor	Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	Δ (kWh/m ²)
1	10 dias	0,1472	0,96	0,1393	0,98	5,7%	0,008
2	10 dias	0,1364	0,96	0,1404	0,98	-2,9%	-0,004
1	20 dias	0,1430	0,97	0,1370	0,98	4,4%	0,006
2	20 dias	0,1332	0,97	0,1380	0,98	-3,5%	-0,005

Fonte: a autora, 2024.

Ao comparar os resultados dos inversores 1 e 2 para um período de dez dias, observa-se um ganho de produtividade após a limpeza. Para o inversor 1, houve um aumento de 5,68% na produção de energia por unidade de área, enquanto para o inversor 2, houve redução de -2,85%.

Ao estender o período de análise para vinte dias, a diferença nos resultados entre os inversores persiste. O inversor 1 ainda apresenta um ganho positivo de 4,40%, enquanto o inversor 2 mantém uma redução de -3,50% na produtividade após a limpeza.

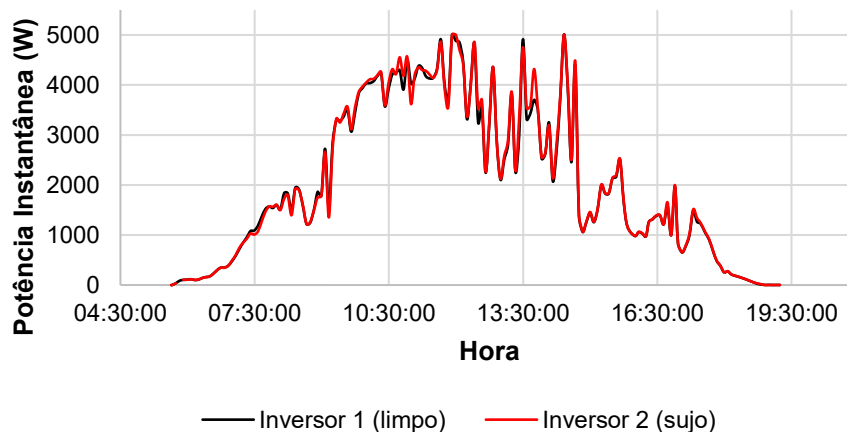
Em valores brutos, inferiu-se que para cada 1 kWh/m² de irradiação solar incidente houve melhora do aproveitamento de 0,008 kWh/m² para o intervalo de dez dias e 0,006 kWh/m² para o intervalo de vinte dias. Por outro lado, no caso do inversor 2, a redução foi da ordem de -0,004 kWh/m² para o intervalo de dez dias e -0,005 kWh/m² para o intervalo de vinte dias.

Ao comparar o percentual de aumento do ganho entre o Sistema FV 1 e o Sistema FV 8, observa-se uma diferença significativa nos resultados. Enquanto o Sistema FV 1 apresentou um aumento substancial no ganho, variando de 9,5% a 65,5%, após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, o Sistema FV 8 registrou um aumento mais modesto de 5,7%. Essa disparidade pode ser atribuída às condições do entorno onde os sistemas estão localizados. O Sistema FV 1 está em um

ambiente mais propenso ao acúmulo de sujeira, o que exigiu uma intervenção mais significativa para restaurar sua eficiência, resultando em um aumento mais expressivo na geração de energia elétrica após a limpeza. Por outro lado, o Sistema FV 8 pode ter sido menos afetado pelas condições ambientais adversas devido a um entorno menos propício à deposição de sujeira e ao ângulo de inclinação mais acentuado do telhado, que contribuem para a redução do volume de sujeira e para a autolimpeza por chuva e gravidade. Essa discrepância destaca a importância de considerar o contexto ambiental ao avaliar o impacto da limpeza nos sistemas fotovoltaicos.

A curva de potência instantânea dos inversores do Sistema FV 8 também apresentou melhorias. Na Figura 50, observa-se a curva de potência de ambos os inversores no dia anterior à limpeza, onde as curvas se sobrepõem quase perfeitamente.

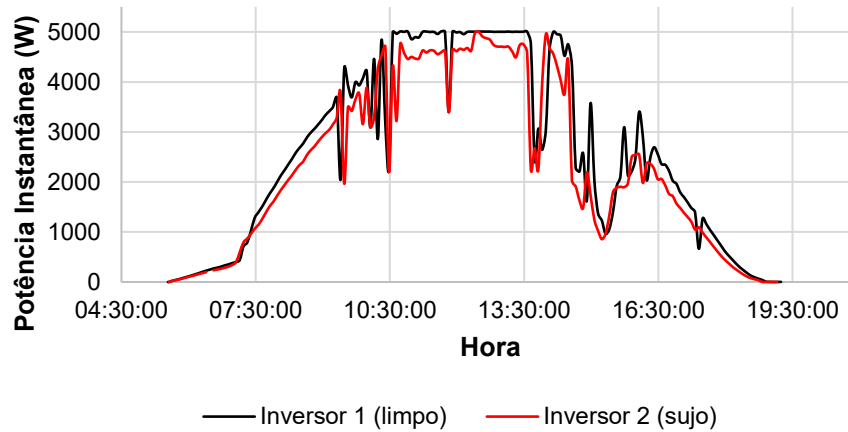
Figura 50 - Curva de potência no dia 08 de novembro de 2023, anterior à limpeza do sistema FV 8



Fonte: a autora, 2024.

Já na Figura 51, que mostra o dia seguinte à limpeza dos módulos do inversor 1, destaca-se que ele conseguiu manter uma potência máxima de saída consistente entre 10:30 e 13:30, enquanto o inversor com módulos sujos alcançou o máximo de forma inconsistente ao longo do dia.

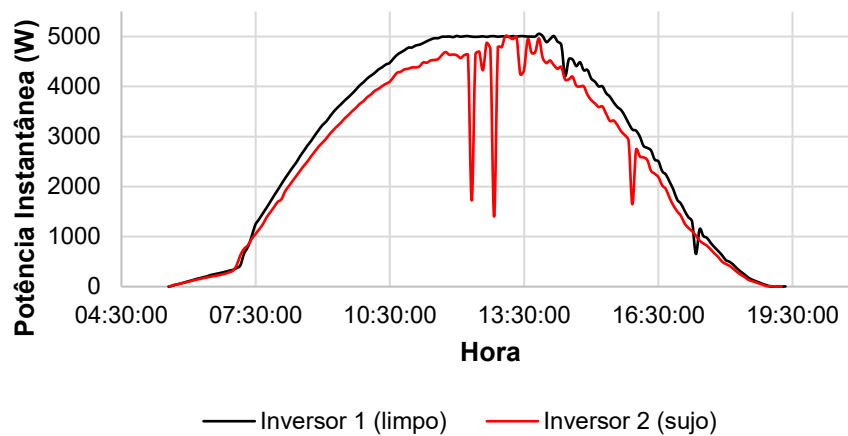
Figura 51 - Curva de potência no dia 10 de novembro de 2023, seguinte à limpeza do Sistema FV 8



Fonte: a autora, 2024.

Esse padrão é corroborado pela Figura 52, registrada em um dia ensolarado em 11 de novembro de 2023.

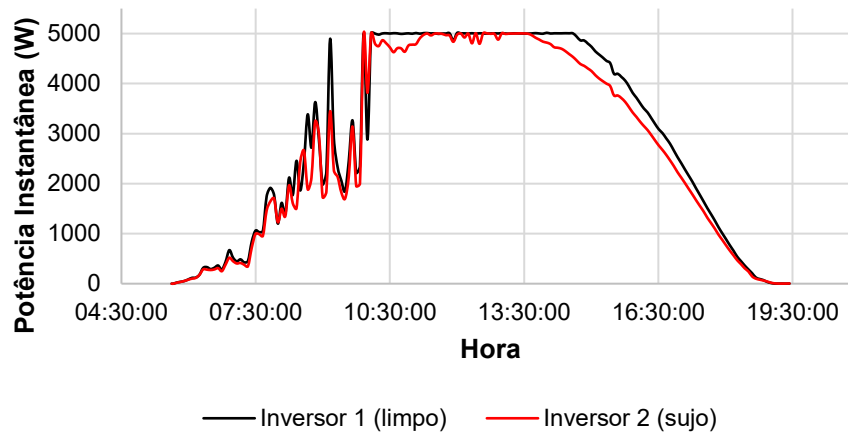
Figura 52 - Curva de potência no dia 11 de novembro de 2023, após à limpeza do Sistema FV 8 e com dia ensolarado



Fonte: a autora, 2024.

No décimo dia após a limpeza, ambas as curvas de potência demonstram bom desempenho, conforme exibido na Figura 53.

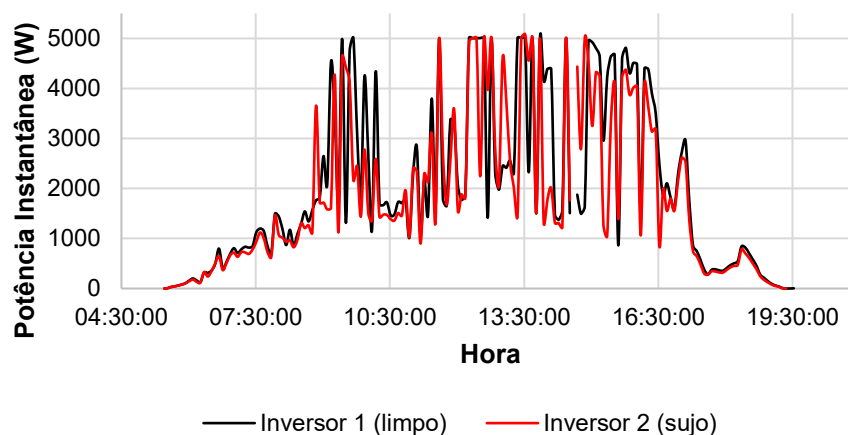
Figura 53 - Curva de potência no dia 19 de novembro de 2023, dez dias após à limpeza do Sistema FV 8



Fonte: a autora, 2024.

No entanto, na Figura 54, que retrata o vigésimo dia, observa-se certa instabilidade das condições climáticas, embora o desempenho de ambos os inversores seja bastante similar.

Figura 54 - Curva de potência no dia 29 de novembro de 2023, vinte dias após à limpeza do Sistema FV 8



Fonte: a autora, 2024.

A análise dos sistemas FV 1 e 8 com base nos dados horários proporcionou observações sobre o desempenho dos inversores após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, com padrões e comportamentos distintos. No Sistema FV 1, a comparação direta do desempenho antes e depois da limpeza revelou uma melhoria significativa na inclinação da reta de regressão, indicando um aumento na produção de energia após a limpeza dos módulos, o que se confirma ao olhar a curva de

potência dos inversores. Por outro lado, no Sistema FV 8, composto por dois inversores idênticos, mas com tratamentos diferentes (um limpo e o outro sujo), os resultados foram menos expressivos, mas houve melhora no desempenho do sistema que pôde ser observada na curva de potência também. Apesar da expectativa de uma redução na eficiência da limpeza com o passar do tempo, os sistemas apresentaram um comportamento variado ao longo do tempo, o que sugere que outros fatores estão influenciando o desempenho. A análise desses resultados ajuda na compreensão dos efeitos da limpeza nos sistemas fotovoltaicos e pode influenciar estratégias futuras de manutenção.

4.2 ANÁLISE DOS SISTEMAS COM DADOS DIÁRIOS

Nessa seção serão examinados os sistemas FV 2, 3, 4, 5, 6 e 7. Esta análise abordará o desempenho desses sistemas após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, com foco nos dados diários coletados ao longo de períodos específicos. É importante ressaltar que, ao contrário dos sistemas analisados anteriormente, as plataformas de monitoramento desses sistemas disponibilizam os dados apenas diariamente, o que influenciou o método de análise e os resultados encontrados. Conforme observado na seção anterior, a mudança para dados diários pode resultar em uma redução na precisão dos resultados, contudo espera-se que as tendências gerais de desempenho permaneçam evidentes.

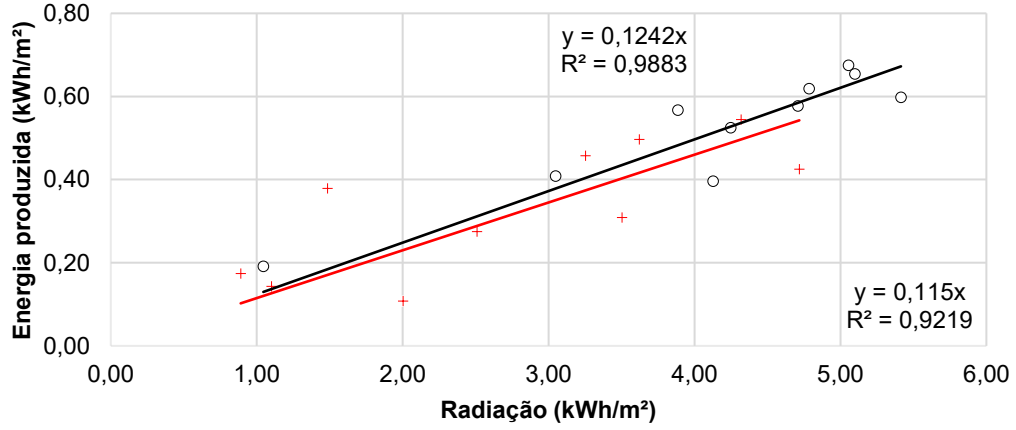
Após o tratamento dos dados, um gráfico de dispersão foi plotado com os dados de saída do inversor do sistema FV 2, ilustrando a relação entre a variável independente (irradiação) e a variável dependente (energia produzida) para os sistemas antes e depois da limpeza, considerando intervalos de dez, vinte e trinta dias. A Figura 55 apresenta os diagramas encontrados, assim como as linhas de regressão ajustadas e os coeficientes de determinação para cada caso.

O coeficiente de determinação (R^2) para as equações ajustadas tanto para os dados do inversor com módulos limpos quanto para o inversor com os módulos sujos indica um bom ajuste dos modelos aos dados observados. O R^2 aumentou após a limpeza, indicando a melhora no ajuste da reta e a redução da dispersão dos dados. Os pontos com desvio significativo da reta podem indicar a influência de fatores externos ou variações locais do recurso solar não previstas, como condições climáticas adversas e sombreamento parcial dos inversores.

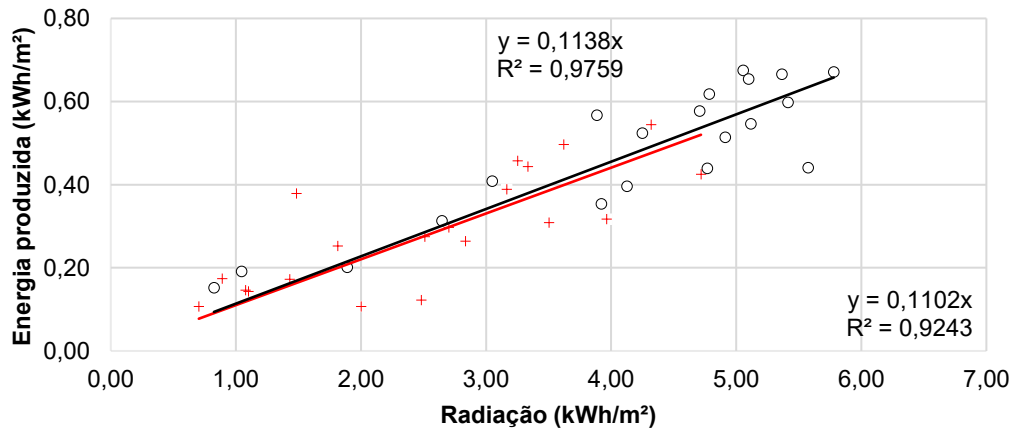
Figura 55 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 2 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 10, 20 e 30 dias (continua).

+ Energia produzida antes da limpeza o Energia produzida depois da limpeza

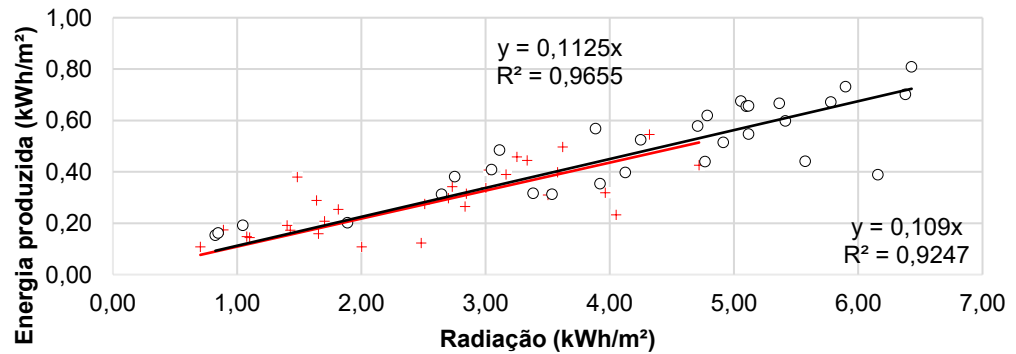
Sistema 2 - 10 dias



Sistema 2 - 20 dias



Sistema 2 - 30 dias



Fonte: a autora, 2024.

Houve melhora no coeficiente angular da reta após a limpeza no dia vinte de agosto de 2022, o que indica aumento na produção de energia, conforme apresentado na Tabela 4.

A Tabela 4 apresenta o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema após a limpeza (a_L) e antes da limpeza (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual na inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m²/dia (Δ).

Tabela 4 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 2

Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	Δ (kWh/m ² /dia)
10 dias	0,1242	0,99	0,1150	0,92	8,0%	0,0092
20 dias	0,1138	0,98	0,1102	0,92	3,3%	0,0036
30 dias	0,1125	0,97	0,1090	0,92	3,2%	0,0035

Fonte: a autora, 2024.

Ao observar os resultados para um período de dez dias, nota-se um ganho de produtividade após a limpeza na ordem de 8,0%. Ao estender o período de análise para vinte dias, o ganho reduz para 3,3% e para trinta dias reduz para 3,2%.

Em valores brutos, inferiu-se que para cada 1 kWh/m² de irradiação solar incidente houve melhora do aproveitamento de 0,0092 kWh/m² para o intervalo de dez dias. Para os intervalos de vinte e trinta dias, houve melhora de 0,0036 kWh/m² e 0,0035 kWh/m², respectivamente.

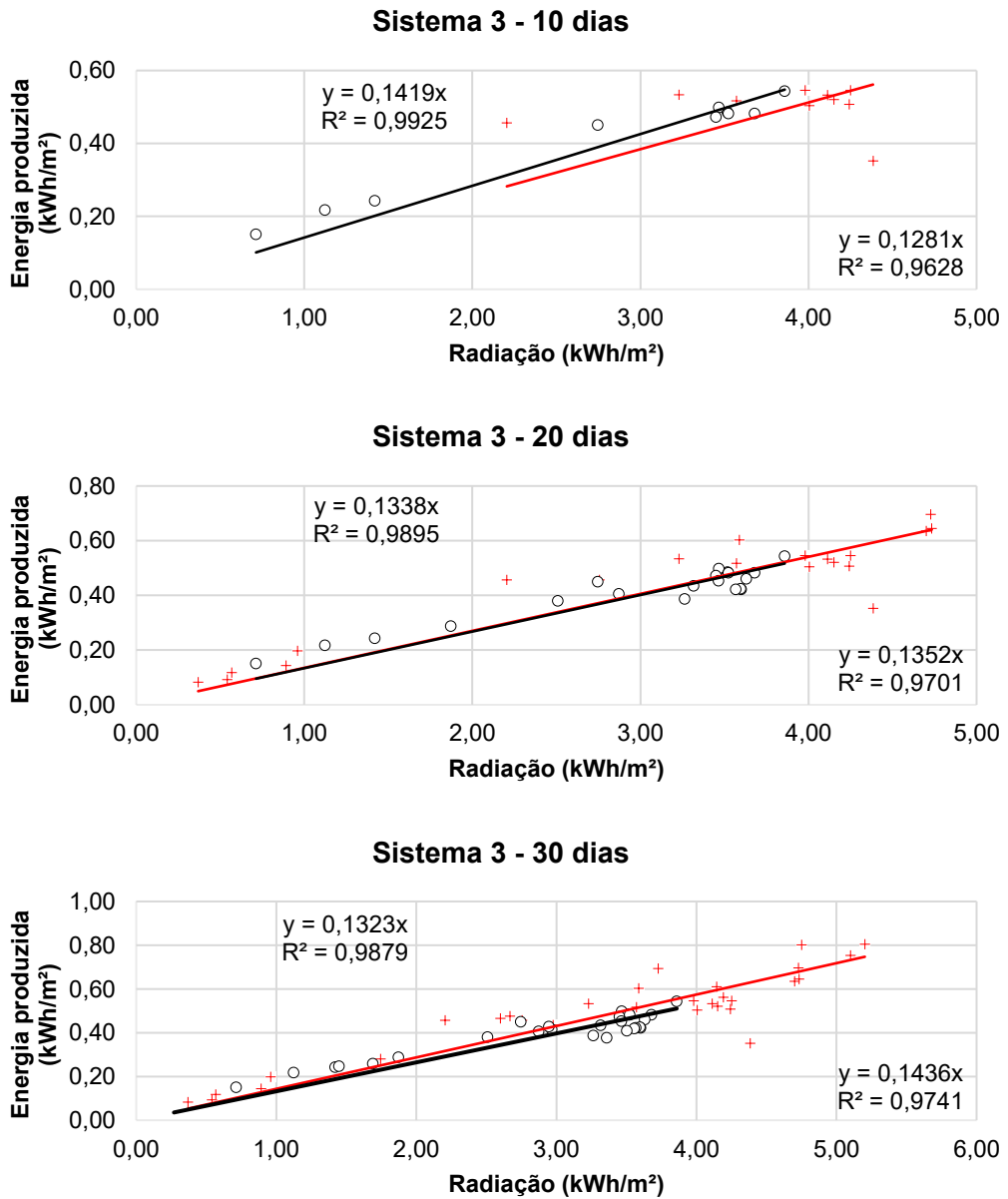
Ao comparar o percentual de aumento do ganho entre o Sistema FV 2 e os demais, nota-se a concordância com os resultados obtidos para o Sistema FV 8, que registrou ganhos da ordem de 5% após a limpeza. O resultado mais modesto em comparação ao sistema FV 1 pode ser explicado pelas condições do entorno. De fato, o Sistema FV 2 está instalado em um condomínio fechado afastado do centro urbano, o que proporciona um ambiente sem fontes notáveis de sujeira. O ângulo de inclinação do telhado também pode favorecer a rolagem da sujeira por efeito da gravidade.

O Sistema FV 3 está próximo ao Sistema FV 2, ambos situados na mesma área residencial. Enquanto o telhado do Sistema FV 2 possui um ângulo de inclinação de cerca de 20°, seguindo a inclinação do telhado, o Sistema FV 3 é praticamente plano, o que facilita a acumulação de sujeira.

Após o tratamento dos dados, um gráfico de dispersão foi plotado com os dados de saída do inversor do Sistema FV 3, conforme apresentado para os outros sistemas, considerando intervalos de dez, vinte e trinta dias. A Figura 56 apresenta os diagramas encontrados, assim como as linhas de regressão ajustadas e os coeficientes de determinação para cada caso.

Figura 56 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 3 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10, 20 e 30 dias

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza



Fonte: a autora, 2024.

Houve melhora no coeficiente angular da reta após a limpeza no dia dezessete de maio de 2023, o que indica aumento imediato na produção de energia,

conforme apresentado na Tabela 5. No entanto, ao longo do período de vinte dias o desempenho se igualou ao obtido antes da limpeza e seguiu piorando ao longo do intervalo de trinta dias. O coeficiente de determinação (R^2) para as equações ajustadas tanto para os dados do inversor com módulos limpos quanto para o inversor com os módulos sujos indica um bom ajuste dos modelos aos dados observados.

A Tabela 5 apresenta o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema após a limpeza (a_L) e antes da limpeza (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual na inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m²/dia (Δ).

Tabela 5 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 3

Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	Δ (kWh/m ² /dia)
10 dias	0,1419	0,9925	0,1281	0,9628	10,8%	0,0138
20 dias	0,1338	0,9931	0,1352	0,9602	-1,0%	-0,0014
30 dias	0,1323	0,9879	0,1436	0,9741	-7,9%	-0,0113

Fonte: a autora, 2024.

Ao analisar os resultados ao longo de dez dias, verifica-se um aumento na produtividade após a limpeza, aproximadamente 10,8%. Entretanto, ao expandir o período de análise para vinte dias, o ganho se torna insignificante, resultando em uma pequena perda de 1,0%. Essa tendência continua a se agravar ao longo do tempo, atingindo uma redução de 7,9% em trinta dias. À medida que o período a ser comparado se torna maior, a atuação de variáveis não consideradas na análise também aumenta, o que indica uma limitação do trabalho nesse aspecto.

Em valores brutos, inferiu-se que para cada 1 kWh/m² de irradiação solar incidente houve melhora do aproveitamento de 0,0138 kWh/m² para o intervalo de dez dias. Para os intervalos de vinte e trinta dias, houve redução de 0,0014 kWh/m² e 0,0113 kWh/m², respectivamente.

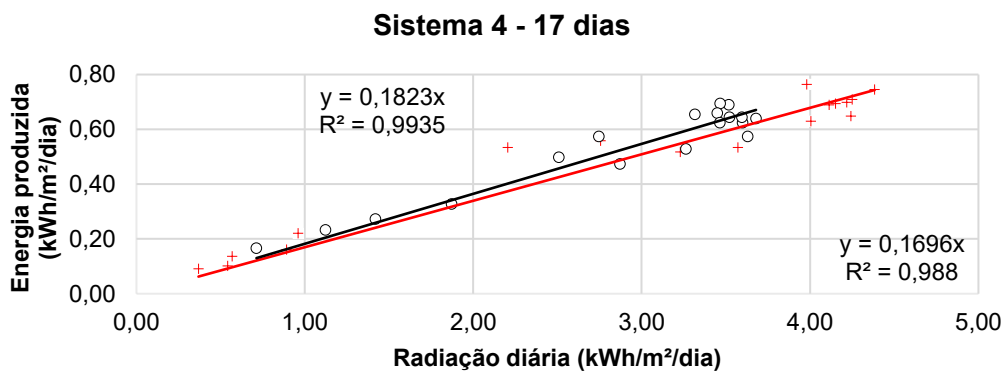
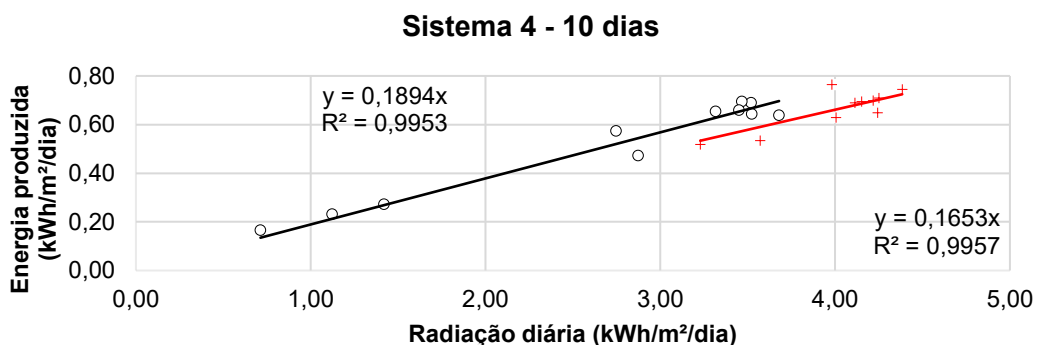
Embora compartilhe o mesmo entorno do Sistema FV 2, o Sistema FV 3 demonstrou desempenho distinto. Uma das razões pode ser atribuída ao seu ângulo de inclinação, notavelmente mais plano em comparação ao Sistema FV 2. Além disso, o sombreamento causado pela presença da caixa d'água da residência, da claraboia e dos condicionadores de ar, cujas condensadoras estão localizadas no telhado, pode ter exercido influência significativa. A limpeza ocorreu durante a

transição do outono para o inverno, período em que o efeito do sombreamento pode ter se acentuado devido às mudanças no ângulo solar ao longo do ano, atingindo um zênite mais baixo. Na análise dos dados de geração de energia ao longo do dia, é importante considerar que períodos como a manhã cedo e o fim de tarde, que são mais propensos ao efeito de sombreamento, não podem ser descartados.

Os Sistemas FV 4, 5 e 6, que compartilham proximidade geográfica, apresentam características semelhantes em termos de ângulo de inclinação e equipamentos. Após a coleta, organização e tratamento dos dados, foi gerado um gráfico de dispersão utilizando os dados de saída do inversor do Sistema FV 4, seguindo a mesma abordagem adotada para os demais sistemas. Consideraram-se intervalos de dez e dezessete dias, conforme a disponibilidade de dados. A Figura 57 apresenta os diagramas resultantes, incluindo as linhas de regressão ajustadas e os coeficientes de determinação correspondentes a cada caso.

Figura 57 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 4 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 e 17 dias.

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza



Fonte: a autora, 2024.

Houve melhora no coeficiente angular da reta após a limpeza no dia dezoito de maio de 2023, o que indica aumento imediato na produção de energia, conforme apresentado na Tabela 6. O coeficiente de determinação (R^2) para as equações ajustadas tanto dos dados do inversor com módulos limpos quanto do inversor com módulos sujos indica um ajuste satisfatório dos modelos aos dados observados.

A Tabela 6 apresenta o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema após a limpeza (a_L) e antes da limpeza (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual na inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m²/dia (Δ).

Tabela 6 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 4.

Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	Δ (kWh/m ² /dia)
10 dias	0,1894	1,00	0,1653	1,00	14,6%	0,0241
17 dias	0,1823	0,99	0,1696	0,99	7,5%	0,0127

Fonte: a autora, 2024.

Ao observar os resultados para um período de dez dias, nota-se um ganho de produtividade após a limpeza na ordem de 14,6%. Ao estender o período de análise para dezessete dias, o ganho reduz para 7,5%.

Em valores brutos, inferiu-se que para cada 1 kWh/m² de irradiação solar incidente houve melhora do aproveitamento de 0,0241 kWh/m² para o intervalo de dez dias. Para os intervalos de dezessete dias houve melhora de 0,0127 kWh/m².

Ao comparar o percentual de aumento do ganho entre o Sistema FV 4 e os demais, nota-se a concordância com os resultados obtidos anteriormente, com uma melhora imediata na produção de energia seguido pela redução do ganho ao longo do tempo. O telhado do Sistema FV 4 tem ângulo de inclinação da ordem de 10°, o que contribui para a autolimpeza em comparação ao Sistema FV 3, limpo no dia anterior.

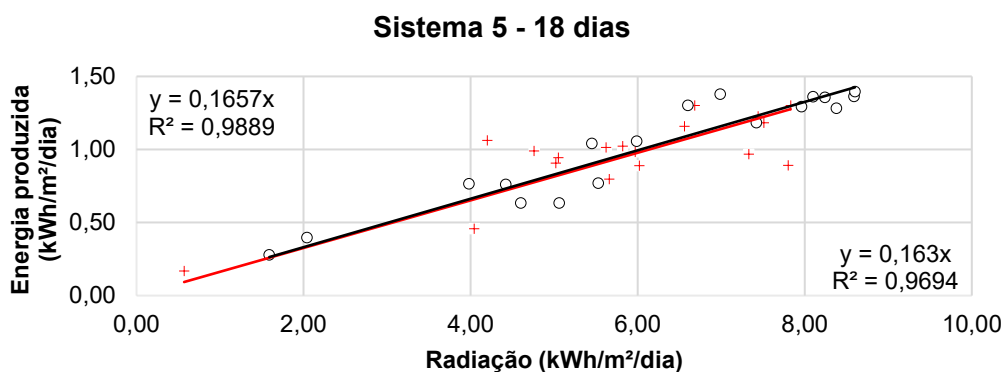
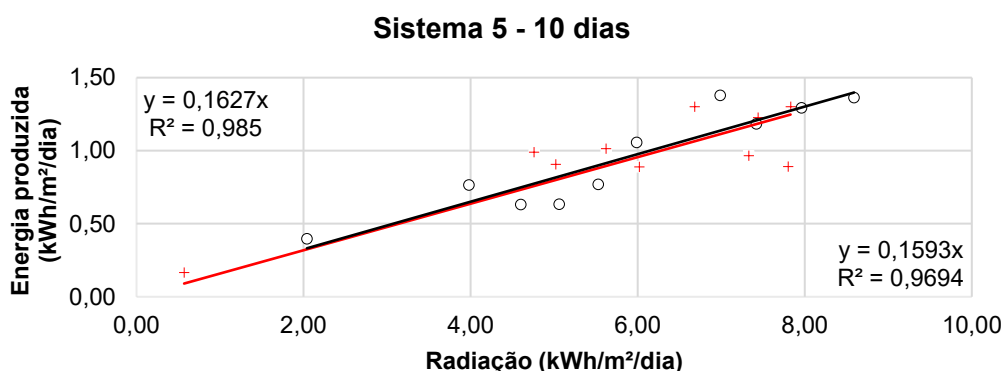
Para o Sistema FV 5, após a coleta, organização e tratamento dos dados, foi gerado o gráfico de dispersão utilizando os dados de saída do inversor seguindo a mesma abordagem adotada para os demais sistemas. Consideraram-se intervalos de dez e dezoito dias, conforme a disponibilidade de dados. A Figura 58 apresenta os diagramas resultantes, incluindo as linhas de regressão ajustadas e os coeficientes de determinação correspondentes a cada caso. O coeficiente de determinação (R^2) para as equações ajustadas tanto dos dados do inversor com

módulos limpos quanto do inversor com módulos sujos indica um ajuste satisfatório dos modelos aos dados observados.

Houve melhora no coeficiente angular da reta após a limpeza no dia sete de novembro de 2022, o que indica aumento imediato na produção de energia, conforme apresentado na Tabela 7.

Figura 58 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 5 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 10 e 18 dias

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza



Fonte: a autora, 2024.

A Tabela 7 apresenta o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema após a limpeza (a_L) e antes da limpeza (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual na inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m²/dia (Δ).

Ao observar os resultados para um período de dez dias, nota-se um ganho de produtividade após a limpeza na ordem de 2,1%. Ao estender o período de análise para dezoito dias, o ganho reduz para 1,7%.

Tabela 7 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 5

Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	Δ (kWh/m ² /dia)
10 dias	0,1627	0,99	0,1593	0,97	2,1%	0,0034
18 dias	0,1657	0,99	0,163	0,97	1,7%	0,0027

Fonte: a autora, 2024.

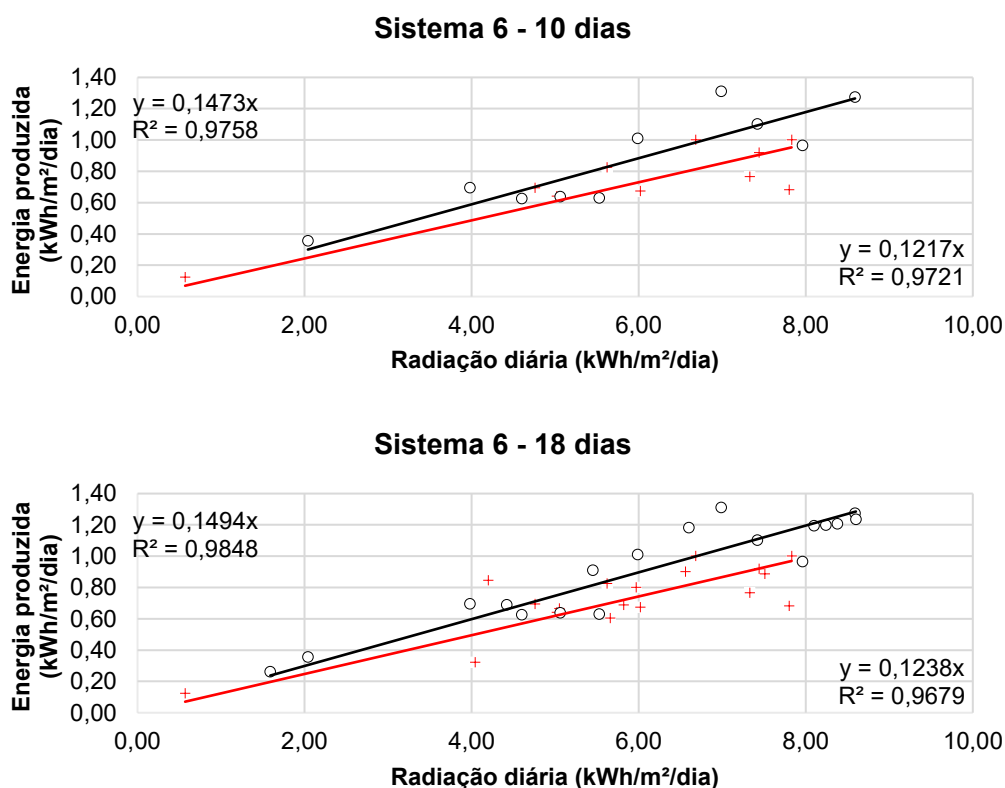
Em valores brutos, inferiu-se que para cada 1 kWh/m² de irradiação solar incidente houve melhora do aproveitamento de 0,0034 kWh/m² para o intervalo de dez dias. Para os intervalos de dezoito dias houve melhora de 0,0027 kWh/m².

Ao comparar o percentual de aumento do ganho entre o Sistema FV 5 e os demais, nota-se resultados mais modestos, embora tenha havido melhora imediata na produção de energia seguido pela redução do ganho ao longo do tempo. O Sistema FV 5 tem ângulo de inclinação da ordem de 10°, o que contribui para a autolimpeza.

Para o Sistema FV 6, após a coleta, organização e tratamento dos dados, foi gerado o gráfico de dispersão utilizando os dados de saída do inversor seguindo a mesma abordagem adotada para os demais sistemas. Consideraram-se intervalos de dez e dezoito dias, conforme a disponibilidade de dados. A Figura 59 apresenta os diagramas resultantes, incluindo as linhas de regressão ajustadas e os coeficientes de determinação correspondentes a cada caso. O coeficiente de determinação (R^2) para as equações ajustadas tanto dos dados do inversor com módulos limpos quanto do inversor com módulos sujos indica um ajuste satisfatório dos modelos aos dados observados.

Figura 59 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 6 após a limpeza em 2022 para o intervalo de 10 e 18 dias (continua)

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza



Fonte: a autora, 2024.

Houve melhora no coeficiente angular da reta após a limpeza no dia sete de novembro de 2022, o que indica aumento imediato na produção de energia, conforme apresentado na Tabela 8.

A Tabela 8 apresenta o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema após a limpeza (a_L) e antes da limpeza (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual na inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m²/dia (Δ).

Tabela 8 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 6

Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	Δ (kWh/m ² /dia)
10 dias	0,1473	0,98	0,1217	0,97	21,0%	0,0256
18 dias	0,1494	0,98	0,1238	0,97	20,7%	0,0256

Fonte: a autora, 2024.

Ao observar os resultados para um período de dez dias, nota-se um ganho de produtividade após a limpeza na ordem de 21,0%. Ao estender o período de análise para dezoito dias, o ganho reduz para 20,7%.

Em valores brutos, inferiu-se que para cada 1 kWh/m² de irradiação solar incidente houve melhora do aproveitamento de 0,0256 kWh/m² para o intervalo de dez dias. Para os intervalos de dezoito dias houve melhora de 0,0256 kWh/m².

Ao comparar o percentual de aumento do ganho entre o Sistema FV 6 e os demais, nota-se resultados mais expressivos e persistentes, apesar do ângulo de inclinação próximo de 20°, o que deveria contribuir para a autolimpeza. Esse resultado também diverge do Sistema FV 5, que foi limpo no mesmo dia e teve o mesmo período analisado.

Para o Sistema FV 7, após a coleta, organização e tratamento dos dados, foi gerado o gráfico de dispersão utilizando os dados de saída do inversor seguindo a mesma abordagem adotada para os demais sistemas. Consideraram-se intervalos de dez e vinte dias, conforme a disponibilidade de dados. A Figura 60 apresenta os diagramas resultantes, incluindo as linhas de regressão ajustadas e os coeficientes de determinação correspondentes a cada caso. O coeficiente de determinação (R^2) para as equações ajustadas tanto dos dados do inversor com módulos limpos quanto do inversor com módulos sujos indica um ajuste satisfatório dos modelos aos dados observados.

Houve aumento no coeficiente angular da reta após a limpeza entre os dias sete e dez de novembro de 2023, o que indica crescimento imediato da produção de energia, conforme apresentado na Tabela 9.

Figura 60 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 7 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 e 20 dias (continua)

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza

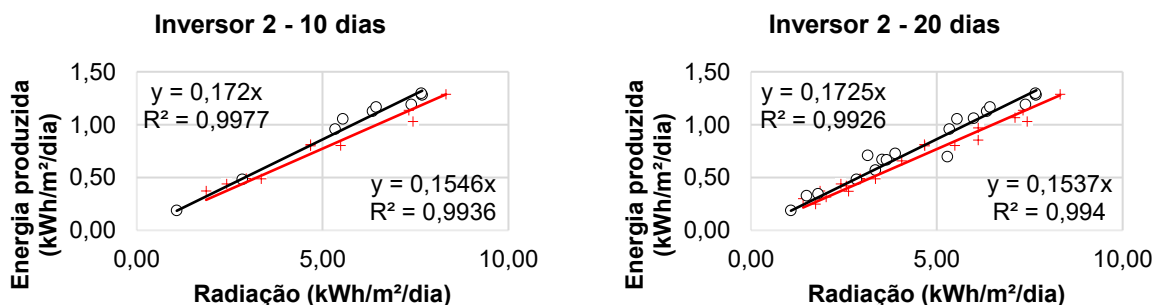
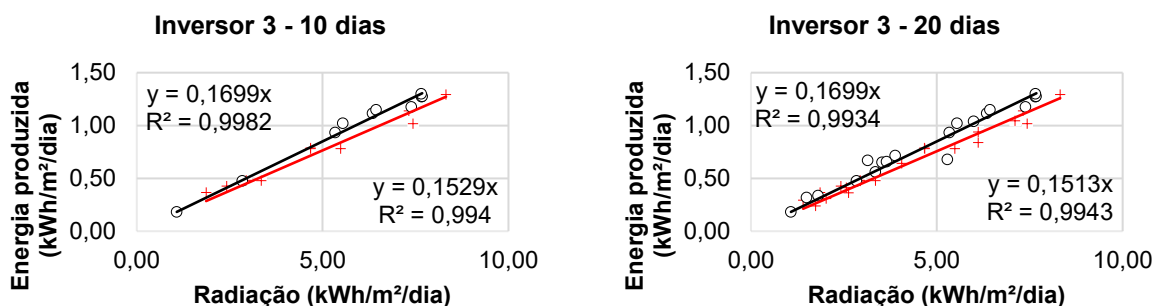


Figura 60 - Correlação entre energia elétrica e irradiação solar de cada inversor do Sistema FV 7 após a limpeza em 2023 para o intervalo de 10 e 20 dias (conclusão)

+ Energia produzida antes da limpeza ○ Energia produzida depois da limpeza



Fonte: a autora, 2024.

A Tabela 9 apresenta o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema após a limpeza (a_L) e antes da limpeza (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual na inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m²/dia (Δ).

Tabela 9 - Resumo dos resultados da regressão linear para as amostras do Sistema FV 7

Inversor	Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	Δ (kWh/m ² /dia)
2	10 dias	0,172	1,00	0,1546	0,99	11,3%	0,0174
2	20 dias	0,1725	0,99	0,1537	0,99	12,2%	0,0188
3	10 dias	0,1699	1,00	0,1529	0,99	11,1%	0,0170
3	20 dias	0,1699	0,99	0,1513	0,99	12,3%	0,0186

Fonte: a autora, 2024.

Ao comparar os resultados dos inversores 2 e 3 para um período de dez dias, observa-se um ganho de produtividade após a limpeza. Para o inversor 2, houve um aumento de 11,3% na produção de energia por unidade de área, enquanto para o inversor 3, houve aumento de 11,1%.

Ao estender o período de análise para vinte dias, o ganho permanece similar para ambos. O inversor 2 apresenta um ganho 12,2%, enquanto o inversor 3 mantém apresenta um ganho de 12,3% na produtividade após a limpeza.

Em valores brutos, inferiu-se que para cada 1 kWh/m² de irradiação solar incidente o inversor 2 apresentou melhora do aproveitamento de 0,0174 kWh/m² para o intervalo de dez dias e 0,0188 kWh/m² para o intervalo de vinte dias. No caso do inversor 2, a melhora do aproveitamento de 0,0170 kWh/m² para o intervalo de dez dias e 0,0186 kWh/m² para o intervalo de vinte dias.

O ganho obtido está de acordo com o observado nos demais sistemas, principalmente considerando o ângulo de inclinação de 3° que tende a favorecer o acúmulo de sujeira.

No geral, os resultados da análise dos sistemas fotovoltaicos utilizando técnicas de regressão linear permitiu modelar a relação entre a irradiação solar e a energia elétrica produzida, fornecendo evidências empíricas sobre os ganhos de eficiência energética após a limpeza dos módulos fotovoltaicos. Além disso, ao considerar diferentes períodos de análise, foi possível capturar variações de curto prazo no desempenho dos sistemas.

Dentre os intervalos analisados, é melhor avaliar os resultados obtidos pelo período de 10 dias porque esse intervalo de tempo permite observar o impacto imediato da limpeza dos módulos fotovoltaicos na produção de energia antes que outros fatores, como a deposição de nova sujeira, possam influenciar os resultados. Além disso, a análise de 10 dias evita a variabilidade climática mais prolongada, que pode mascarar os efeitos da limpeza.

No caso do Sistema FV 1, discutiu-se sobre a influência do entorno e da inclinação que favorecem a deposição. A energia produzida pelos sistemas dos inversores 10, 11, 12, 13, 14 e 15, mais próximos da metalúrgica, aumentaram em média 44%, ou 0,0358 kWh/m². Os sistemas em outros locais do telhado produziram 23%, ou 0,0235 kWh/m², mais energia após a sua limpeza.

Os resultados foram confrontados após a limpeza do sistema no ano seguinte, apontando a perda de precisão ao utilizar dados diários para conduzi-la. Na média, em 2022 os inversores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 17 aumentaram sua produção de energia em 22,6%, ou 0,0227 kWh/m², no período de 10 dias seguintes à limpeza. Em 2023, com os dados diários, a melhora foi de 15,6%, ou 0,0159 kWh/m² para o mesmo período.

No SFV 8, observou-se o efeito da limpeza em dois inversores idênticos em condições mais amenas de deposição, no qual verificou-se um aumento da energia produzida de 5,7%, ou 0,008 kWh/m².

No conjunto todo, os sistemas localizados em telhados menos inclinados apresentaram um aumento de geração de 24%, ou 0,0229 kWh/m², enquanto os sistemas com 10° ou mais de inclinação apresentaram melhora de 10%, ou 0,0141 kWh/m². Excetuando os inversores 10, 11, 12, 13, 14 e 15 do SFV 1 localizados ao

lado da metalúrgica, que apresentavam uma situação atípica de sujidade, o ganho ainda é próximo de 19%, ou 0,0195 kWh/m² para os sistemas com baixa inclinação.

No caso do Sistema FV 7, que também é um sistema grande em condições mais amenas de deposição, observou-se a uniformidade do ganho entre os inversores e a confiabilidade da análise.

Em média, exceto o SFV 1, que tem condições atípicas no entorno, o aumento da energia produzida no período de 10 dias foi de 10,6%, ou 0,0148 kWh/m².

A análise do ganho bruto de energia obtido após a limpeza dos módulos fotovoltaicos permite estimar o retorno do investimento realizado nas atividades de limpeza, o que auxilia na tomada de decisões na operação de usinas solares. Ao quantificar o aumento na geração de energia elétrica, é possível traduzir esses dados em termos monetários a partir da estimativa diária do recurso solar para o local e do valor da tarifa de energia vigente.

5 CONCLUSÕES

O principal objetivo deste trabalho foi estudar, modelar e analisar o impacto da sujidade no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos, através da mensuração do ganho obtido após a limpeza dos sistemas. Os dados da saída do inversor de cada sistema no intervalo de até trinta dias antes e depois do procedimento foram coletados, organizados e tratados. Isso também foi feito para os dados de irradiação solar obtidos através das estações meteorológicas da rede INMET mais próximas, limitado a um raio de 50 km.

Foi possível modelar a relação entre a irradiação solar e a energia produzida utilizando técnicas de regressão linear, com um coeficiente de determinação próximo a 1, o que indica um bom ajuste do modelo.

No Sistema FV 1, a influência do entorno e da inclinação favoreceu a deposição de sujeira, resultando em um aumento médio de 44% (0,0358 kWh/m²) na produção de energia dos inversores próximos à metalúrgica após a limpeza, enquanto outros locais no telhado aumentaram 23% (0,0235 kWh/m²). Os inversores mais próximos da metalúrgica melhoraram a geração em até 65%. O efeito também é destacado ao observar a curva de potência instantânea em dias diferentes com irradiação similares, com aumento de até 25% na potência de saída do inversor.

A análise anual subsequente mostrou que os dados diários podem reduzir a precisão da avaliação. Para os inversores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 17, limpos na ocasião, o aumento médio foi de 22,6% (0,0227 kWh/m²) em 2022 e 15,6% (0,0159 kWh/m²) em 2023. No SFV 8, houve um incremento de 5,7% (0,008 kWh/m²) em condições mais amenas de deposição. Sistemas em telhados menos inclinados aumentaram a geração em 24% (0,0229 kWh/m²), enquanto sistemas com 10° ou mais de inclinação melhoraram em 10% (0,0141 kWh/m²). Excluindo os inversores com deposição atípica do SFV 1, o ganho médio foi de 19% (0,0195 kWh/m²) para sistemas com baixa inclinação. No entanto, é importante reconhecer as limitações deste estudo, como a falta de dados detalhados sobre as condições climáticas e a precisão das medições, dado que as estações estavam distantes até 50 km dos sistemas analisados. Dessa forma, não é possível captar a influência de uma nuvem sobre os sistemas e vice-versa. Ainda assim, o índice de determinação é próximo de 1, o que indica o bom ajuste do modelo aos dados. Além disso, a análise se baseia

em dados disponíveis nas plataformas de monitoramento, os quais podem estar sujeitos a imprecisões ou limitações técnicas.

Sugere-se que estudos adicionais investiguem a eficácia de diferentes técnicas de limpeza em sistemas fotovoltaicos. Esses estudos podem abordar uma variedade de métodos de limpeza, incluindo técnicas manuais e automáticas, bem como o uso de diferentes produtos de limpeza.

Além disso, é recomendável investigar a influência de variáveis ambientais específicas, como precipitação, temperatura do ar, umidade relativa do ar, velocidade do vento e pressão atmosférica, sobre o acúmulo de sujeira nos sistemas fotovoltaicos. Compreender como esses fatores ambientais afetam a taxa de sujeira pode ajudar a desenvolver estratégias mais precisas de limpeza e manutenção.

A avaliação do aumento bruto de energia após a limpeza dos módulos fotovoltaicos possibilita a determinação de um cronograma de limpeza adequado para o sistema a partir da estimativa do retorno sobre o investimento nas atividades de limpeza, facilitando a tomada de decisões na gestão das usinas solares. Ao medir o incremento na geração de energia elétrica e convertê-lo em valores monetários, com base na estimativa diária do recurso solar local e na tarifa de energia vigente, gestores podem definir a frequência ideal das limpezas para maximizar a eficiência e a rentabilidade do sistema fotovoltaico.

Além disso, é sugerido avaliar a possibilidade de adaptar a metodologia para estimar a taxa de sujeira em uma base diária (%/dia). Isso permitiria uma monitorização mais precisa e em tempo real do acúmulo de sujeira nos sistemas fotovoltaicos, possibilitando uma resposta mais rápida e eficaz quando a limpeza for necessária.

Por fim, sugere-se a utilização do coeficiente angular da reta como índice de desempenho do sistema, especialmente se o azimute e o ângulo de inclinação do telhado forem ajustados. Essa abordagem permitiria uma comparação direta do desempenho entre diferentes sistemas fotovoltaicos, levando em consideração não apenas a produção de energia, mas também fatores como orientação e o ângulo de inclinação do painel solar.

Este estudo oferece uma análise abrangente dos efeitos da sujeira sobre a produtividade de usinas solares fotovoltaicas, bem como os ganhos energéticos

observados após a limpeza dos módulos. A revisão da literatura revelou que a sujeira pode causar uma redução significativa na eficiência dos sistemas fotovoltaicos, com perdas de até 30% em alguns casos. No entanto, os resultados desta pesquisa demonstram que a limpeza dos módulos fotovoltaicos pode resultar em ganhos energéticos consideráveis, com aumentos na produção de até 65%, dependendo do sistema e do período de análise. Isso sugere que a limpeza regular dos módulos pode ser uma prática benéfica para maximizar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos, especialmente em áreas propensas à acumulação de sujeira.

PUBLICAÇÕES

TRAMONTIN, Letícia Recco. RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Estudo de Revisão Sobre as Técnicas Aplicadas na Modelagem de Sujidades Depositadas Sobre a Superfície de Módulos Fotovoltaicos**. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2022, Florianópolis. Anais do IX CBENS, 2022. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1096/1098>. Acesso em: 03 de maio de 2024.

TRAMONTIN, L. R.; RAMPINELLI, G. A. **Evaluation of soiling on the performance of photovoltaic systems**. The Journal of Engineering and Exact Sciences, Viçosa/MG, BR, v. 10, n. 3, p. 18630, 2024. Disponível em: <https://periodicos.ufv.br/jcec/article/view/18630>. Acesso em: 3 de maio de 2024.

REFERÊNCIAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em: 14 de fevereiro de 2024.

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico ABSOLAR**. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>. Acesso em: 14 de fevereiro de 2024.

ARABATZIS, Ioannis. TODOROVA, Nadia. FASAKI, Ioanna. TSESMELI, Chrysovalanti. PEPPAS, Antonis. LI, Wen Xin. ZHAO Zhiwei. **Photocatalytic, self-cleaning, antireflective coating for photovoltaic panels: Characterization and monitoring in real conditions**. Solar Energy, v.159, 2018, p.251-259.

BRAGA, Daniel Sena; COSTA, Suellen Caroline Silva; DINIZ, Antonia Sonia Alves Cardoso; SANTANA, Vinicius Augusto Camatta; KAZMERSKI, Lawrence Lee. **Estudo da relação entre parâmetros ambientais e taxa de sujidade em módulos fotovoltaicos**. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2020. <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs/7>

CHEEMA, Armaghan; SHAABAN, M. F.; ISMAIL, Mahmoud H. **A Novel Stochastic Dynamic Modeling for Photovoltaic Systems Considering Dust and Cleaning**. Applied Energy, v. 300, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117399>. Acesso em: 29 mar. 2024.

CHEN, Eugene Yu-Ta; MA, Lian; YUE, Yuan; GUO, Bing; LIANG, Hong. **Measurement of dust sweeping force for cleaning solar panels**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v.179, 2018, p.247-253.

CHITEKA, Kudzanayi; ARORA, Rajesh; SRIDHARA, S. N. **A Method To Predict Solar Photovoltaic Soiling Using Artificial Neural Networks And Multiple Linear Regression Models**. Energy Systems, v. 11, p. 981 – 1002, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s12667-019-00348-w>. Acesso em: 29 mar. 2024.

CHITEKA, Kudzanayi; ARORA, Rajesh; SRIDHARA, S. N; ENWEREMADU, C. C. **Influence of Irradiance Incidence Angle and Installation Configuration on the Deposition of Dust and Dust-Shading of a Photovoltaic Array**. Energy, v. 216, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119289>. Acesso em: 29 mar. 2024.

COELLO, Merissa; BOYLE, Liza. **Simple Model for Predicting Time Series Soiling of Photovoltaic Panels**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 9, n. 5, p. 1382–1387, 2019.

COSTA, Suellen Caroline Silva; DINIZ, Antonia Sônia A. Cardoso; SANTANA, Vinicius Augusto Camatta; MULLER, Matthew; MICHELI, Leonardo; KAZMERSKI, Lawrence L. **Avaliação da Sujidade em Módulos Fotovoltaicos em Minas Gerais, Brasil**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.

COSTA, Suellen C. Silva; DINIZ, Antonia Sonia A.C.; KAZMERSKI, Lawrence L.; MAIA, Cristiana Brasil; CAMPOS, Cláudio Dias; BRAGA, Daniel Sena; BRITO, Pedro Paiva; SANTANA, Vinicius Camatta; BARBOSO, Elvis Mayk; HANRIOT, Sergio de Moraes. **Comparative Investigations of the Effects of Soiling of PV Modules and Systems in Tropical, Subtropical, and Semi-Arid Climate Zones in Brazil**. IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Chicago, IL, USA, 2019, pp. 2864-2868.

DEB, Dipankar; BRAHMBHATT, Nisarg L. **Review of yield increase of solar panels through soiling prevention, and a proposed water-free automated cleaning solution**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, V.82, Part 3, 2018, p.3306-3313.

DECEGLIE, Michael G.; MICHELI, Leonardo; MULLER, Matthew. **Quantifying Soiling Loss Directly From PV Yield**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 8, n. 2, mar. 2018.

DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 22 de março de 2024.

DUARTE, Túlio Pinheiro; COSTA, Suellen Caroline Silva; DINIZ, Antonia Sonia Alves Cardoso; KAZMERSKI, Lawrence Lee. **Estimativa da Taxa de Sujidade em Módulos Fotovoltaicos Utilizando Dados de Densidade Gravimétrica**. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2020.

FREITAS, Matheus Alves. **Relação Entre Limpeza Versus Eficiência de Módulos Fotovoltaicos de Diferentes Tecnologias**. Universidade do Sul de Santa Catarina, Tubarão, 2020.

HICKEL, Bernardo Meyer. **O impacto no desempenho de sistemas fotovoltaicos causado pelo acúmulo de sujeira sobre os módulos FV – Metodologia e avaliação através de curvas IxV em campo**. Dissertação - UFSC, 2017.

JAMIL, Wan Juzaili; RAHMAN, Hasimah Abdul; SHAARI, Sulaiman; SALAM, Zainal. **Performance degradation of photovoltaic power system: Review on mitigation methods**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, p. 876 – 891.

JAMIL, Wan Juzaili; RAHMAN, Hasimah Abdul; SHAARI, Sulaiman; DESA, Mohd Khairunaz Mat. **Modeling of Soiling Derating Factor in Determining Photovoltaic Outputs**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 10, n. 5, set. 2020.

JAVED, Wasim; GUO, Bing; FIGGIS, Benjamin; AISSA, Brahim. **Dust Potency in the Context of Solar Photovoltaic (PV) Soiling Loss**. Solar Energy, v. 2020, p. 1040 – 1052, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.04.015>. Acesso em: 29 mar. 2024.

KAWAMOTO, Hiroyuki; SHIBATA, Takuya. **Electrostatic cleaning system for removal of sand from solar panels**. Journal of Electrostatics, v. 73, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.elstat.2014.10.011>. Acesso em: 29 mar.

2024.

LAARABI, Bouchra; TZUC, Oscar May; DAHLIOUI, Dounia; BASSAM, Ali; FLOTA-BAÑUELOS, Manuel; BARHDADI, Abdelfettah. **Artificial Neural Network Modeling And Sensitivity Analysis For Soiling Effects on Photovoltaic Panels In Morocco**. Superlattices and Microstructures, v. 127, p. 139 – 150, 2017 a. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.spmi.2017.12.037>. Acesso em: 29 mar. 2024.

LAARABI, Bouchra; TZUC, Oscar May; DAHLIOUI, Dounia; BASSAM, Ali; FLOTA-BAÑUELOS, Manuel; DAOUDI, Fatima-ez-zahrae; SAFSAFI, Fadwa; BARHDADI, Abdelfettah. **New Correlation of PV Modules Soiling And Outdoor Conditions Using Artificial Neural Networks**. IEEE, 2017 b.

LEMOS, Lucélio de Oliveira. **Estudo do Efeito do Acúmulo de Sujidade na Eficiência de Módulos Fotovoltaicos**. Dissertação - CEFET/MG, 2016.

LU, Xiaolong; ZHANG, Qi; HU, Junhui. **A linear piezoelectric actuator based solar panel cleaning system**. Energy, v.60, 2013, p.401-406.

MALSHE, Vinod C.; BENDIGANAVALA, Ashwini K. Infrared reflective inorganic pigments. Recent Patents on Chemical Engineering v. 1, n.1, jan. 2008.

MICHELI, Leonardo; MULLER, Matthew. **An Investigation of the Key Parameters for Predicting PV Soiling Losses**. Prog. Photovolt: Res. Appl. (2017). Published online in Wiley Online Library.

MICHELI, Leonardo; DECEGLIE, Michael G.; MULLER, Matthew. **Mapping Photovoltaic Soiling Using Spatial Interpolation Techniques**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 9, n. 1, jan. 2019.

MICHELI, Leonardo; THERISTIS, Marios; LIVERA, Andreas; STEIN, Joshua S.; GEORGHIU, George E.; MULLER, Matthew; ALMONACID, Florencia; FERNÁNDEZ, Eduardo F. **Improved PV Soiling Extraction Through the Detection of Cleanings and Change Points**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 11, n. 2, mar. 2021.

MOHARRAM, K.A.; ABD-ELHADY, M.S.; KANDIL, H.A.; EL-SHERIF, H. **Influence of cleaning using water and surfactants on the performance of photovoltaic panels**. Energy Conversion and Management, v.68, 2013, p.266-272.

NAÇÕES UNIDAS BRASIL. **Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável**. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/91863-agenda-2030-para-o-desenvolvimento-sustentavel#:~:text=N%C3%B3s%20resolvemos%2C%20entre%20agora%20e,meninas%3B%20e%20assegurar%20a%20prote%C3%A7%C3%A3o>. Acesso em: 29 mar. 2024.

PARROTT, Brian; ZANINI, Pablo Carrasco; SHEHRI, Ali; KOTSOVOS, Konstantinos; GEREIGE, Issam. **Automated, robotic dry-cleaning of solar panels in Thuwal,**

Saudi Arabia using a silicone rubber brush. Solar Energy, v.171, 2018, p.526-533.

PAVAN, A. Massi; MELLIT, A.; DE PIERI, D. De. **The Effect Of Soiling On Energy Production For Large-Scale Photovoltaic Plants.** Solar Energy, v. 85, p. 1128 – 1136, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.03.006>. Acesso em: 29 mar. 2024.

PAVAN, A. Massi; MELLIT, A.; DE PIERI, D. De; KALOGIROU, S. A. **A Comparison Between BNN And Regression Polynomial Methods for the Evaluation of the Effect of Soiling in Large Scale Photovoltaic Plants.** Applied Energy, v. 108, p. 392 – 401, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.03.023>. Acesso em: 29 mar. 2024.

PELLAND, Sophie; PAWAR, Prathamesh; VEERAMANI, Aatmaram; GUSTAFSON, William; LEAHY, Louise; ETRINGER, Andrew. **Testing Global Models of Photovoltaic Soiling Ratios Against Field Test Data Worldwide.** IEEE, 2018.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em: 29 mar. 2024.

PORTELLA, Augustus Caesar Franke; NASCIMENTO, Ildon Rodrigues do; ALVES, Anatércia Ferreira; SCHEIDT, Gessiel Newton. **Estatística básica para os cursos de ciências exatas e tecnológicas.** Palmas: Universidade Federal do Tocantins, EDUFT, 2015.

PULIPAKA, Subrahmanyam; KUMAR, Rajneesh. **Power Prediction of Soiled PV Module With Neural Networks Using Hybrid Data Clustering and Division Techniques.** Solar Energy, v. 133, p. 485 – 500, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.04.004>. Acesso em: 29 mar. 2024.

PULIPAKA, Subrahmanyam; MANI, Fani; KUMAR, Rajneesh. **Modeling of Soiled PV Module With Neural Networks and Regression Using Particle Size Composition.** Solar Energy, v. 123, p. 116 – 126, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.11.012>. Acesso em: 29 mar. 2024.

QUAN, Yun-Yun; ZHANG, Li-Zhi; **Experimental investigation of the anti-dust effect of transparent hydrophobic coatings applied for solar cell covering glass.** Solar Energy Materials and Solar Cells, v.160, 2017, p.382-389.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. MACHADO, Solange. **Manual de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída: teoria e prática.** 1.ed. - Curitiba: Brazil Publishing, 2021.

REZENDE, Vinícius Gouveia Scartezini de. **Análise das Perdas de Produtividade em Geradores Fotovoltaicos por Efeito de Sujidade.** São Paulo, 2018.

RODRIGUES, Jorge Augusto Pereira; DINIZ, Antonia Sonia Alves Cardoso. **Estudo**

de revisão sobre as técnicas aplicadas na remoção de sujidades depositadas sobre a superfície de módulos fotovoltaicos, bem como os seus efeitos. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2020.

ROZZA, Bruno; PEREIRA, Luis Fernando Segala. **PROCESSO AUTOMÁTICO PARA LIMPEZA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO.** Universidade do Sul de Santa Catarina, Palhoça, 2019.

SHAPSOUGH, Salsabeel; DHAOUADI, Rached; ZUALKERNAN, Imran. **Using Linear Regression and Back Propagation Neural Networks to Predict Performance of Soiled PV Modules.** Procedia Computer Science, v. 155, 2019.

SHEHRI, Ali Al; PARROTT, Brian; CARRASCO, Pablo; SAIARI, Hamad; TAIE, Al Ihsan. **Impact of dust deposition and brush-based dry cleaning on glass transmittance for PV modules applications.** Solar Energy, v.135, 2016, p.317-324.

SKOMEDAL, Asmund; DECEGLIE, Michael G. **Combined Estimation of Degradation and Soiling Losses in Photovoltaic Systems.** IEEE Journal of Photovoltaics, v. 10, n. 6, nov. 2020.

SOUSA, Emanuella Maria Rodrigues de; LEMOS, Herick Talles Queiroz; VARELLA, Fabiana K. de O. Martins. **Análise da operação e manutenção da usina solar fotovoltaica Mossoró II da UFERSA.** Universidade Federal Rural do Semi-Árido, 2019.

SOUZA, Guilherme Gloriano de. **Infraestrutura Computacional Para Detecção e Análise de Particulados em Plantas Solares Fotovoltaicas.** Dissertação - UFMS, 2020.

SYAFIQ, A.; PANDEY, A.K.; ADZMAN, N.N.; RAHIM, Nasrudin Abd. **Advances in approaches and methods for self- cleaning of solar photovoltaic panels.** Solar Energy, v.162, 2018, p.597-619.

VARGA, Hanna F.; WIESNER, Mark R. **Effect of Dust Composition on the Reversibility of Photovoltaic Panel Soiling.** Environ. Sci. Technol, v. 55, p. 1984 – 1991, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c06196>. Acesso em: 29 mar. 2024.

YANG, Mingda; JI, Jim; GUO, Bing. **An Image-Based Method For Soiling Quantification.** IEEE, 2020.

YOUNIS, A.; ALHORR, Y. **Modeling of Dust Soiling Effects on Solar Photovoltaic Performance: A Review.** Solar Energy, v. 220, p. 1074 – 1088, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.04.011>. Acesso em: 29 mar. 2024.

ZAHEDI, Rafi; RANJBARAN, Parisa; GHAREHPETIAN, Gevork B.; MOHAMMADI, Fazel; AHMADIAHANGAR, Roya. **Cleaning of Floating Photovoltaic Systems: A Critical Review on Approaches from Technical and Economic Perspectives.** Energies, v. 14, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en14072018>. Acesso em: 29 mar. 2024.

ZHANG, Wenjie; LIU, Shunqi; GANDHI, Oktoviano; RODRÍGUEZ-GALLEGOS, Carlos D.; QUAN, Hao; SRINIVASAN, Dipti. **Deep-Learning-Based Probabilistic Estimation of Solar PV Soiling Loss**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021.

ZIMMER, Anderson. **Módulos fotovoltaicos: Fronteiras tecnológicas e um estudo comparativo**. Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação - UFSC, 2020.

FISCHER, Markus. **ITRPV 15th edition, March 2024: key findings & selected report presentation**. ITRPV steering committee, Frankfurt, 2024.