

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Mylena Cruzinha da Silva

**AVALIAÇÃO DA PERDA DE DESEMPENHO
POR SUJEIRA DA USINA EXPERIMENTAL
FOTOVOLTAICA TESLA**

Belo Horizonte
2024

Mylena Cruzinha da Silva

**AVALIAÇÃO DA PERDA DE DESEMPENHO POR
SUJEIRA DA USINA EXPERIMENTAL
FOTOVOLTAICA TESLA**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência.

Linha de pesquisa: Eletrônica de potência

Orientador: Prof. Dr. Igor Amariz Pires

Belo Horizonte

2024

S586a

Silva, Mylena Cruzinha da.

Avaliação da perda de desempenho por sujeira da usina experimental fotovoltaica Tesla [recurso eletrônico] / Mylena Cruzinha da Silva. - 2024.
1 recurso online (88 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Igor Amariz Pires.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices: f. 81-88.

Bibliografia: f. 74-80.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Eletrônica de potência - Teses.
3. Análise térmica - Teses. 4. Desempenho - Avaliação - Teses.
5. Geração de energia fotovoltaica - Teses. I. Pires, Igor Amariz.
II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia.
III. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
COLEGIADO DO CURSO DE GRADUAÇÃO / PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

FOLHA DE APROVAÇÃO

**"Avaliação da Perda de Desempenho por Sujeira da Usina Experimental
Fotovoltaica Tesla"**

MYLENA CRUZINHA DA SILVA

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 08 de novembro de 2024.

Por:

**Prof. Dr. Igor Amariz Pires
DELT (UFMG) - Orientador**

**Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva
DEE (UFMG)**

**Prof. Dr. Thales Alexandre Carvalho Maia
DEE (UFMG)**

**Prof. Dr. Matheus Porto Pereira
DEMEC (UFMG)**

Belo Horizonte, 08 de novembro de 2024.



Magistério Superior, em 08/11/2024, às 18:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Thales Alexandre Carvalho Maia, Professor do Magistério Superior**, em 09/11/2024, às 14:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Amariz Pires, Professor do Magistério Superior**, em 12/11/2024, às 09:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Matheus Pereira Porto, Servidor(a)**, em 12/11/2024, às 15:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site

[https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **3687923** e o código CRC **5CA9650F**.

Dedico este trabalho a todos aqueles que não me permitiram desistir, em especial aos meus pais, que sempre estiveram ao meu lado.

Agradecimentos

Agradeço a Deus e aos meus queridos pais, Maria José e Walmir, por me fornecer condições de correr atrás e permitir a realização de mais um sonho, agradeço igualmente a participação da minha tia Marlene na contribuição efetiva dessa realização.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Igor Amariz Pires, por perseverar ao meu lado, me proporcionando aprendizagem e oportunidade de crescimento. Por me passar conhecimento ao longo de todo o curso e principalmente no desenvolvimento dessa pesquisa.

Retribuo igualmente todo o apoio recebido ao LabTerm (Laboratório de Termometria) e ao CEMTEC (Centro Multiusuário de Termografia Científica) pelo suporte à pesquisa, ao PPGEE da UFMG e ao Laboratório TESLA, por proporcionar a formação profissional e equipamentos de qualidade, em que destaco os Professores Drs. Sidelmo Silva e Igor Amariz. As disciplinas por esses profissionais ministradas me possibilitaram crescimento que me habilitam não só como professora acadêmica mas instrução que levo com apreço para vida pessoal.

Aos meus amigos Eduarda Christine e Humberto Jácome que, mesmo à distância, estiveram ao meu lado. Rafael Brito, por me fornecer morada e apoio durante tantos momentos. E um agradecimento especial a Isadora Hanke, uma amiga leal e acadêmica de letras, a qual revisou com carinho cada palavra dessa pesquisa.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

A todos, o meu mais sincero agradecimento.

*Monsters are real, and ghosts are real too.
They live inside us, and sometimes, they win.
Stephen King*

RESUMO

Nas últimas duas décadas houve uma crescente demanda por energia elétrica, aliada ao incentivo governamental pela busca da diversificação da matriz energética nacional, levando muitos consumidores à utilização de módulos fotovoltaicos (FV) como fonte alternativa, estando presente tanto em pequena quanto em grande escala. Contudo, somente a implementação do sistema não é suficiente para garantir o máximo aproveitamento energético local ao longo de toda sua vida útil. Dentro dessa premissa, essa dissertação tem como objeto de estudo um sistema fotovoltaico instalado na Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), localizado em Belo Horizonte - Minas Gerais, Brasil, propondo-se a demonstração dos impactos das condições ambientais como, umidade, temperatura e principalmente a sujeira sobre a unidade geradora. A utilização da universidade como ponto de partida desse estudo teve como base a busca dessa por interdependência da concessionária local em determinados horários do dia, aliado à análise sobre o desempenho das atuais condições de produção energética de uma usina após a sua instalação em 2016, tendo em vista o tempo de operação associado à baixa periodicidade de manutenção empregada. Dessa forma, são propostas uma avaliação qualitativa, por meio de inspeções visuais *in loco*, e uma análise quantitativa em que a principal métrica aplicada consiste na taxa de sujidade (SR), a qual apresentou valores 0,91, 0,92, e 0,93, para o estado mais crítico, considerando valores de corrente.

Palavras-chave: análise térmica; curva IxV; curva PxV; módulo fotovoltaico; sujidade.

ABSTRACT

In the last two decades, there has been a growing electricity demand, combined with government incentives to diversify the national energy matrix, leading many consumers to use photovoltaic (PV) modules as an alternative source, both on a small and large scale. However, simply implementing the system is insufficient to ensure maximum local energy use throughout its useful life. Within this premise, this dissertation has as its object of study a photovoltaic system installed at the School of Engineering of the Federal University of Minas Gerais (UFMG), located in Belo Horizonte - Minas Gerais, Brazil, proposing to demonstrate the impacts of environmental conditions such as humidity, temperature and especially dirt on the generating unit. The use of the university as a starting point for this study was based on the search for the interdependence of the local concessionaire at certain times of the day, combined with the analysis of the performance of the current energy production conditions of a plant after its installation in 2016, considering the operating time associated with the low frequency of maintenance employed. Thus, a qualitative assessment is proposed, through on-site visual inspections, and a quantitative analysis where the main metric applied consists of the soiling rate (SR), which presented values of 0.91, 0.92, and 0.93, for the most critical state, considering current values.

Keywords: IxV curve; PxV curve; photovoltaic module; soiling; thermal analysis.

Lista de Figuras

Figura 1 – Esquemático de Módulo Solar Fotovoltaico. Fonte: Energes - Adaptado.	19
Figura 2 – Curva de Demanda da UFMG Distribuída por Prédio. (Fonte: Filho 2021/22 - Adaptado)	24
Figura 3 – Painel Fotovoltaico com Pontos Quentes. (Fonte: Tonolo 2020 - Adaptado)	29
Figura 4 – Presença de <i>Browning</i> e <i>Snail Trail</i> em Células FV. (Fonte: Tonolo 2020 - Adaptado)	30
Figura 5 – Influencia do Depósito de Sujeira em Relação a Inclinação do Módulo FV. (Fonte: Conceição 2022)	33
Figura 6 – Acumulo Irregular de Sujeira Sobre o Módulo FV. (Fonte: Kagan 2022 - Adaptado)	33
Figura 7 – Comparativo Entre um Módulo FV Limpo (G_{CC}) e Sujo (G_{DC}). (Fonte: Hickel 2016 - Adaptado)	34
Figura 8 – Comparativo por Meio da Curva $I \times V$ e $P \times v$. (Fonte: Hickel 2016 - Adaptado)	35
Figura 9 – Comparativo Ganho de Potência dos Módulos Silício Amorfo, Monocristalino e Policristalino. (Fonte: Cabanillas 2011 - Adaptado)	36
Figura 10 – Esquemático de Funcionamento do Diodo de <i>Bypass</i> . (Fonte: SunErgia 2024 - Adaptado)	37
Figura 11 – Comparativo Entre o Efeito da Sujeira Sobre a Potência e a Energia. (Fonte: Fraga 2018 - Adaptado)	38
Figura 12 – Relação de Perdas por Sujeira e Precipitação Pluviométrica. (Fonte: Hickel 2016 - Adaptado)	39
Figura 13 – Precipitações Pluviométricas Significativas de Dezembro de 2023 a Fevereiro de 2024 em Belo Horizonte (MG).(Fonte: INMET 2024 - Adaptado)	40
Figura 14 – Precipitações Pluviométricas de Junho de 2023 a Setembro de 2023 em Belo Horizonte (MG).(Fonte: INMET 2024 - Adaptado)	40
Figura 15 – Esquemático Sistema EDS (<i>Electrodynamic Screens</i>). (Fonte: Bock 2008 - Adaptado)	43
Figura 16 – Local de Instalação Usina FV - TESLA. (Fonte: Ferreira 2017 - Adaptado)	48

Figura 17 – Esquema de Ligação de Inversores da Usina FV - TESLA.(Fonte: Foureaux 2016 - Adaptado)	50
Figura 18 – Expectativa de Perdas da Usina FV - TESLA. (Fonte: Foureaux 2016 - Adaptado)	51
Figura 19 – Energia Gerada ao Mês Usina FV - TESLA. (Fonte: Antunes 2018 - Adaptado)	52
Figura 20 – Sujeira em Condição Inicial na Usina FV - TESLA.	52
Figura 21 – Defeitos Presentes na Usina FV - TESLA (Condição Inicial).	53
Figura 22 – Impacto da Precipitação sobre a Produção Energética na Usina FV - TESLA.	54
Figura 23 – Energia Gerada na Usina FV - TESLA.	54
Figura 24 – Equipamentos de Medição - Câmera Térmica e Traçador de Curvas. (Fonte: Respectivos <i>Datasheets</i> - Adaptado)	56
Figura 25 – Esquema de Ligação Elétrica Parcial da Usina FV - TESLA (Fonte: Foureaux 2016 - Adaptado)	58
Figura 26 – Traçador PVA 600 PV Analyser em Uso na Usina FV - TESLA.	59
Figura 27 – Característica de Deposição da Sujeira na Usina FV - TESLA.	60
Figura 28 – Comparativo Térmico do Impacto da Sujeira na Usina FV - TESLA.	61
Figura 29 – Comparativo entre Sistema Limpo e Sujo.	61
Figura 30 – Comparativo Térmico x Real de Células Esbranquiçadas.	62
Figura 31 – Primeira Coleta de Curvas IxV e PxV (Arranjo SMA).	63
Figura 32 – Evolução do Ganho de Potência Ativa do Sistema (Arranjo SMA). (Fonte: Estação Solarimétrica da Usina FV - TESLA).	65
Figura 33 – Primeira Coleta de Curvas IxV e PxV (Arranjo Fronius).	66
Figura 34 – Primeira Coleta de Curvas IxV e PxV (Arranjo PHB).	67
Figura 35 – Diferença de Temperatura Devido a Formação de Pontos Quentes.	70
Figura 36 – Diferença de Temperatura Devido a Formação de Pontos Quentes.	70
Figura 37 – Diagrama de Perdas do Sistema SMA (2016 e maio de 2024). (Fonte: SAM (System Advisor Model) - Adaptado).	71
Figura 38 – Comparativo entre Módulo Sujo e Após a 1° Limpeza - Arranjo S1.	83
Figura 39 – Módulo Exposto a Seis Dias de Sujeira - Arranjo S1.	83
Figura 40 – Antes e Depois da 3° Limpeza - Arranjo S1.	84
Figura 41 – Distribuição da Sujeira sobre os Módulos. - Arranjo F1 e F2.	85
Figura 42 – Antes e Depois da 3° Limpeza - Arranjo F1 e F2.	85
Figura 43 – Comparativo da Remoção da Sujeira para o Módulo Central - Arranjo P1.	86
Figura 44 – Distribuição da Sujeira em Módulos com Diferentes Posições - Arranjo P1.	87
Figura 45 – Comparativos de Diferentes Módulos Limpos - Arranjo P1.	87

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Subgrupos Definidos na RN N°1000/2021. Fonte: ANEEL 2021 - Adaptado.	26
Tabela 2 – Parâmetros do Módulo Yingli 245P-29b. [Solar 2024]	49
Tabela 3 – Parâmetros dos Inversores da Usina FV - TESLA. (Fonte: Respective <i>Datasheets</i> - Adaptado).	50
Tabela 4 – Produção Energética Esperada ao Mês Usina FV - TESLA.(Fonte: Foureaux 2016 - Adaptado).	51
Tabela 5 – Parâmetros da Câmera Térmica Flir I60. [FLIR 2024].	57
Tabela 6 – Parâmetros Elétricos do Traçador de Curvas PVA 600 PV Analyser. [SOLMETRIC 2024].	57
Tabela 7 – Cronograma Primeira Coleta de Dados Usina FV - TESLA.	59
Tabela 8 – Medições Parciais Usina FV - TESLA (Arranjo S1).	63
Tabela 9 – Comparativo de Dados para Diferentes Potências Ativas.	64
Tabela 10 – Medições Parciais Usina FV - TESLA (Arranjo F1 e F2).	66
Tabela 11 – Medições Parciais Usina FV - TESLA (Arranjo P1).	67
Tabela 12 – Medições do Sistema SMA - Completo	69

Lista de Abreviações e Acrônimos

A Amperes

ABSOLAR Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

AM Massa de Ar (Air Mass)

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

CA Corrente Alternada

CAD Centro de Atividades Didáticas

CC Corrente Contínua

CdTe Telureto de Cádmio

CEMIG Companhia Energética de Minas Gerais

COELBA Companhia de Eletricidade da Bahia

CTE-UFMG Centro de Treinamento Esportivo

DR Recurso Distribuído (Distributed Resources)

EL Eletroluminescência

ESS Sistema de Armazenamento de Energia (Energy Storage Systems)

EVA Etileno-Vinil-Acetato

FV Fotovoltaico

GD Geração Distribuída

I Corrente

IEA Agência Internacional de Energia

IEC Comissão Eletrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission)

IEM Instituto de Engenharia Mecânica

IFMG Instituto Federal de Minas Gerais

INMET Instituto Nacional de Meteorologia

IR Infravermelho

kWp Kilowatt-pico

LID Degradação Induzida por Luz

mc-Si Silício Multicristalino

mm Milímetro

MMGD Microgeração e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica

NBR Normas Técnicas Brasileiras

NREL National Renewable Energy Laboratory

P Potência

P&D Pesquisas e Desenvolvimento

POA Plane of Array

PR Taxa de Desempenho (Performance Ratio)

PRODIST Procedimentos de Distribuição

PROINFA Programa Brasileiro de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

p-Si Silício Policristalino

RN Resolução Normativa

SAM System Advisor Model

SCEE Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SR Taxa de Sujidade (Soiling Ratio)

T Temperatura

TWh Terawatt-hora

UFMG Universidade Federal de Minas Gerais

UNIFEI Universidade Federal de Itajubá

UTFPR Universidade Tecnológica Federal do Paraná

v Tensão

V Volts

W Watts

W/m² Watt por metro quadrado

Wh/m² Watt-hora por metro quadrado

Wp Watt-pico

Sumário

1	Introdução	18
1.1	Justificativa e Motivação	20
1.2	Objetivos	20
1.2.1	Objetivo Geral	20
1.2.2	Objetivos Específicos	20
1.3	Organização do Texto	21
2	Revisão Bibliográfica	22
2.1	Vantagens do Sistema FV	22
2.1.1	Diminuição de Perdas Elétricas	22
2.1.2	Redução de Custos de Investimento em Transmissão	23
2.1.3	Redução do Pico de Demanda	23
2.1.4	Minimização de Impactos Ambientais	24
2.2	Avanço Regulamentário	25
2.3	Sistema de Compensação de Energia Elétrica	26
2.4	Caracterização das Perdas	28
2.4.1	Caracterização de Perdas por Sujeira	30
2.4.2	Impacto de Precipitações Pluviométricas	38
2.4.3	Mensurando Perdas por Sujeira	39
2.5	Métodos de Mitigação de Perdas	42
2.6	Conclusão	45
3	Usina FV Experimental TESLA	47
3.1	Descrição do Sistema	48
3.1.1	Local de Instalação	48
3.1.2	Características Elétricas	49
3.1.3	Resultado de Simulações	50
3.1.3.1	Condição Inicial de Operação	50
3.1.3.2	Condição Atual de Operação	52
3.2	Conclusão	55
4	Análise Sobre o Sistema FV	56
4.1	Equipamentos	56
4.2	Sistema de Aquisição de Dados	58
4.2.1	Primeira Coleta de Dados	59
4.2.2	Segunda Coleta de Dados	60
4.3	Resultados	60
4.3.1	Resultados - Primeira Coleta de Dados	62
4.3.2	Resultados - Segunda Coleta de Dados	68

4.3.3	Análise de Perdas	70
5	Conclusão	73
	Referências	75
	Apêndice A Avaliação Qualitativa	82
A.1	Análise por Arranjo	82
A.1.1	Arranjo S1	82
A.1.2	Arranjos F1 e F2	84
A.1.3	Arranjo P1	86
A.2	Conclusão	88

Capítulo 1

Introdução

A energia solar fotovoltaica é um método de geração em ascensão não só no Brasil como no mundo. Segundo dados da Agência Internacional de Energia (IEA) [IEA 2024], em 2023 houve o incremento de aproximadamente 507 GW de potência instalada em energia renovável no mundo, equivalente a 50% a mais em relação ao ano anterior, muito desse aumento devido à difusão da tecnologia e do fomento governamental.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) promove o incentivo desde 2012 por meio da resolução normativa (RN) N° 482 [ANEEL 2012] e suas atualizações seguintes, até a atual RN N°1.059 de 7 de fevereiro de 2023 [ANEEL 2023]. Por meio dessa RN, ficou estabelecido o conceito de micro e mini geração distribuída (GD) e o sistema de compensação por meio de créditos.

Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) [ABSOLAR 2022], em 2022 Minas Gerais era o estado brasileiro com maior capacidade de energia renovável não convencional (solar e/ou eólica) com construção autorizada pela ANEEL, o que demonstra o grande potencial em produção energética renovável do estado onde encontra-se o sistema utilizado como base para este estudo.

Quando trata-se de um sistema solar fotovoltaico (FV), um dos principais componentes do sistema é o módulo FV, esse equipamento consiste no conjunto de células fotoelétricas, associadas em série e paralelo. Essas células são composta de material semicondutor, normalmente silício, que converte energia solar em elétrica por meio do efeito fotoelétrico.

Além das células FV, os demais componentes do módulo são: a proteção traseira, duas folhas de Etileno-Vinil-Acetato (EVA), o vidro de proteção e a moldura. A disposição desses componentes pode ser melhor visualizada na Figura 1.

Os estudos sobre a degradação de módulos FV são realizados por meio de testes qualitativos e quantitativos. Quando considera-se o processo experimental, o Brasil não possui normas técnicas que abordem condições de testes específicos para módulos FV,

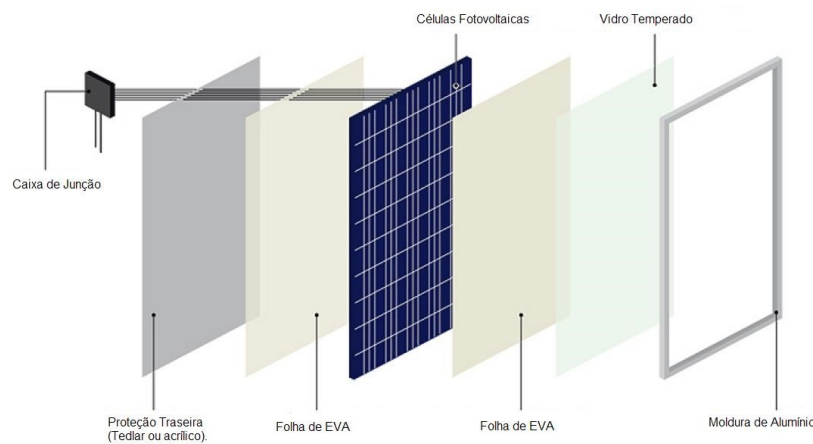


Figura 1 – Esquemático de Módulo Solar Fotovoltaico. Fonte: Energes - Adaptado.

porém, por ser um país membro da Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), adota-se a IEC 61730-2 de 2016 [IEC 2016] que estabelece os requisitos de testes de qualidade aos quais os módulos são submetidos, visando simular condições reais que o módulo está sujeito na instalação ao ar livre.

A estimativa de vida útil de módulo FV é de aproximadamente 25 anos. Após esse período, a sua eficiência deve reduzir em aproximadamente 15%, a depender do fabricante e da tecnologia [Klugmann-Radziemska e Ostrowski 2010] [Cruz et al. 2020]. Contudo, essa capacidade de conversão atestada se dá em condições favoráveis a sua produção. Para avaliar a eficiência de um módulo FV, seguem-se normativas cujos testes envolvem avaliação de eletroluminescência (EL), que simula situações de umidade e infravermelho (IR) para condições de diferentes temperaturas, incluindo ocorrência de pontos quentes e degradação induzida por luz (LID) [IEC 2016] [Da Fonseca et al. 2020]. Quando considera-se o sistema completo já instalado, a IEC 61724-3 [IEC 2018] define melhor as condições do sistema para produção de energia, considerando os recursos solares disponíveis, a potência nominal e o efeito geral das perdas do sistema.

A degradação do módulo FV ao longo do tempo contribui para redução da confiabilidade e do retorno no investimento. As principais circunstâncias ambientais que afetam negativamente a produção de energia elétrica são: baixa irradiação solar incidente sobre o módulo, alta temperatura de operação, umidade e o acúmulo de poeira [Araújo, De Carvalho e Dupont 2019] [Hickel et al. 2016], sendo esta a disposição de resíduos sobre o módulo FV, dificultando a absorção da luz solar e reduzindo drasticamente seu desempenho. Estudos descrevem que perdas por sujeira, tida como (*soiling*), podem variar de 3 a 6% ao ano [Hickel et al. 2016] e [Kimber et al. 2006], contudo, esse valor pode variar a depender da instalação e principalmente do ambiente.

1.1 Justificativa e Motivação

Destaca-se a presença crescente de módulos fotovoltaicos para geração de energia elétrica. Muito se deve às vantagens agregadas ao sistema, em que salienta-se a relativa simplicidade dos equipamentos, baixos custo de manutenção, em comparação com outras fontes de geração elétrica, ausência de ruídos, instalação em espaços ociosos, comumente utilizam-se os telhados, proximidade com o local de consumo e a flexibilização de normas para instalação [Gazoli e VILLALVA 2012].

Entretanto, ocorre a tendência em acreditar que não há necessidade constante de verificar as condições de operação do sistema, assim como realizar limpezas periódicas, o que pode ser facilmente constatado ao observar os painéis em operação nos centros urbanos.

Com o passar do tempo, as degradações tornam-se cada vez mais significativas, levando a perdas econômicas, como a diminuição do valor compensado e até a queima de painéis e sobrecarga nos inversores.

O estudo e a caracterização qualitativa e quantitativa dos diversos motivos de perdas torna-se primordial para alertar quanto à necessidade de manutenções periódicas, assim como a exposição dos resultados para comunidade.

A escolha do ambiente de estudo se deu devido ao tempo de operação, aliado a condições de acesso que possibilitam a coleta de dados e avaliação da periodicidade de limpeza.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Considerando o contexto exposto, o qual apresenta as condições em que um módulo FV é testado e exposto ao longo da sua vida útil, este trabalho tem como objetivo realizar uma análise do desempenho elétrico, levando em conta os principais impactos sofridos pelo sistema FV da Usina FV - TESLA, em operação desde 2016.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar um estudo detalhado sobre o desempenho elétrico atual dos módulos fotovoltaicos da Usina FV - TESLA, destacando os impactos que o ambiente e o tempo proporcionam para o aproveitamento energético.
- Utilizar a literatura disponível para validar o impacto da deposição de sólidos particulados, comumente caracterizado como poeira, sobre os módulos fotovoltaicos.

- Utilizar softwares de simulação para demonstrar as perdas esperadas devido ao tempo de operação da usina FV em comparação a dados reais coletados no ambiente de estudo.
- Avaliar os resultados obtidos e apresentar de forma clara as conclusões alcançadas ao longo do estudo.

1.3 Organização do Texto

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos, referências bibliográficas e apêndice, conforme a disposição apresentada a seguir.

O Capítulo 2 propõe-se a expor, por meio da literatura, alguns aspectos importantes relativos às perdas apresentadas por sistemas fotovoltaicos, objetivando a conscientização inicial de informações e a apresentação de conceitos que constituem a base geral para o entendimento dos assuntos tratados nos capítulos seguintes. Além disso, aborda-se a legislação atualmente em vigor relacionada à produção de energia elétrica por meio de centrais FV.

O Capítulo ?? expõe uma breve apresentação dos sistemas fotovoltaicos presentes na instituição, incluindo o objeto de estudo, destacando-se a infraestrutura e os equipamentos presentes, além de dados quanto à produção de energia elétrica ao longo dos anos de operação.

No Capítulo 4, expõe-se de forma detalhada os dados coletados, sendo apresentados de forma didática para o entendimento. Nesse capítulo, destaca-se a implementação dos dados coletados no *software* para projeção de perdas. São estabelecidos paralelos quanto à estimativa de perdas ano após ano, assim como a avaliação de reais perdas do sistema.

Por último, no Capítulo 5, apresenta-se as conclusões obtidas com o estudo e algumas propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Esse capítulo propõe-se explorar alguns projetos de usinas fotovoltaicas (FV) desenvolvidos que possuam características semelhantes à Usina TESLA, tida como objeto de estudo, principalmente quanto à caracterização de perdas associadas ao período de operação, apresentando uma visão generalizada sobre as perdas e as condições as quais uma usina FV está sujeita.

Tendo em vista o propósito de instalação de uma usina FV para geração de energia elétrica, será apresentada, a seguir, a legislação associada a projetos fotovoltaicos, contemplando seu avanço histórico.

2.1 Vantagens do Sistema FV

A energia solar fotovoltaica consiste, atualmente, em uma das fontes de energia mais promissoras a serem utilizadas, muito se deve às vantagens agregadas a sua instalação. A seguir, são descritas alguns dos principais benefícios quanto a sua utilização.

2.1.1 Diminuição de Perdas Elétricas

O sistema elétrico brasileiro conta com uma rede de infraestrutura em que é possível uma unidade geradora atender diversas localidades em áreas territoriais completamente diferentes.

Desse modo, as redes de transmissão, responsáveis pela interligação da geração a carga, são consideradas longas, superior a 20 km. Quanto maior a distância entre uma unidade geradora de energia e a carga, maior o gasto com transporte e equipamentos da própria rede de transmissão [Gazoli e VILLALVA 2012]. A alocação de um equipamento gerador próximo ao consumo agrega a economia no transporte por evitar a utilização de equipamento da empresa de transmissão.

Nesse cenário, a proximidade da unidade de geração com a carga configura um

ponto relevante, já tendo sido amplamente explorado e debatido [Gazoli e VILLALVA 2012] [Silva et al. 2020] [Pereira 2019].

2.1.2 Redução de Custos de Investimento em Transmissão

O investimento em linhas de transmissão ocorre quando há necessidade de expansão ou manutenção não programada do sistema, normalmente por inserção de novas cargas. Como descrito previamente por alguns autores [Silva et al. 2020] e [Ferreira et al. 2017], o consumo de energia elétrica aumenta com o passar dos anos, logo, o período entre investimentos em linhas de transmissão tem sido cada vez menor.

Quando se realiza uma abordagem do ponto de vista da unidade geradora de energia elétrica, essa preocupação pode ser atenuada pela proximidade do ponto de geração e o ponto de consumo, sendo, para este caso, uma vantagem para o operador nacional.

2.1.3 Redução do Pico de Demanda

Considerando um cenário de uma instituição pública de ensino que visa ao atendimento coletivo, com prédios destinados principalmente a salas de aulas e laboratórios de pesquisas, referencia-se um estudo desenvolvido na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), a qual apresenta condições análogas à Usina TESLA. Durante o estudo desenvolvido pela UNIFEI, ocorreu a implementação de um sistema solar FV no Instituto de Engenharia Mecânica (IEM) localizado no campi Itajubá em Minas Gerais, Brasil.

Este estudo reflete situações muito semelhantes, como por exemplo o local de instalação, clima e condições de implementação. O atendimento anterior à instalação do sistema ocorre igualmente por meio da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) concessionária de energia local, na modalidade de tarifa horária [Silva et al. 2020].

Dentre os diversos pontos abordados no projeto, destaca-se a redução do pico de demanda. Este fator consiste em uma faixa horária em que o consumo de energia elétrica é maior e mais oneroso, para CEMIG, este pico ocorre entre as 17h e 20h, quando a máxima utilização de energia acontece em horário diferente, passa então a ser uma vantagem, tanto para a concessionária, que tem a carga melhor distribuída, quanto para o consumidor que tem o valor reduzido em sua tarifa.

Assim como na UFMG, a característica de utilização da energia elétrica ocorre ao longo do dia, quando há o maior movimento de pessoas e acionamento de cargas, como por exemplo ares-condicionados, logo o pico de demanda ocorre em horário diferente do apresentado pela CEMIG, como destacado na figura 2, a qual apresenta a curva de demanda característica da UFMG em dias úteis, em comparação à dias não-úteis.

Considerando esse sistema FV durante o dia, além de ocorrer o pico de demanda local, também ocorre o pico de produção de energia elétrica, entre 10h e 14h. No decorrer

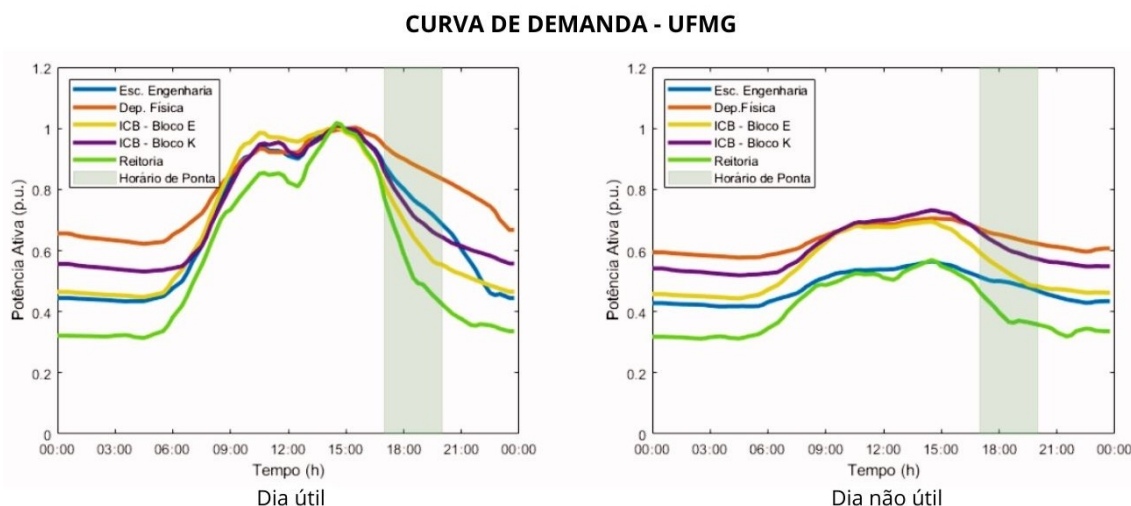


Figura 2 – Curva de Demanda da UFMG Distribuída por Prédio. (Fonte: Filho 2021/22 - Adaptado)

do dia, a carga deve ser atendida pela concessionária, com custo menor, enquanto a energia elétrica gerada fica armazenada em um sistema de armazenamento de energia (ESS - Energy Storage Systems). No horário de pico de demanda da concessionária, ocorre a injeção da energia armazenada e a compensação tarifária de acordo com a legislação vigente.

Esta atuação do sistema promove benefícios ao consumidor, que utiliza o serviço em horário mais barato e injeta energia em horário mais caro [Ferreira et al. 2017], concomitantemente, a concessionária se beneficia com uma redução da demanda que deve ser atendida em horário de ponta, além de garantir a integridade física de equipamentos.

2.1.4 Minimização de Impactos Ambientais

O local escolhido para instalação de uma unidade geradora é de extrema importância, quando a abordagem ocorre em grandes unidades consumidoras, que situam-se em áreas urbanas ou que possuam área prévia delimitada. A escolha do local é ligeiramente mais fácil devido à presença de áreas subutilizadas e espaços ociosos, como os telhados.

Porém o investimento sobre o local de instalação pode ser apontado como um ponto de relevância para o sistema. A literatura indica que pode haver um investimento maior dessas áreas, a fim de colher maiores benefícios.

Em um estudo feito sobre a associação de telhados verdes e sistemas FV [Shafique, Luo e Zuo 2020], são apresentados resultados provenientes de 145 documentos estudados sobre o tema, em que destacam-se benefícios como: administração de águas pluviais, redução da temperatura ambiente, melhora da biodiversidade local e ganho de valor estratégico.

A combinação de telhados verdes a um sistema FV agrega vantagem ao sistema e

ajuda a maximizar a saída de energia dos sistemas fotovoltaicos que sofre resfriamento evaporativo.

2.2 Avanço Regulamentário

Como definido anteriormente, o aumento da utilização de usinas FV é uma ação crescente no país, a expansão de novas tecnologias e a disfunção de informações tem ajudado a alavancar o setor. Nesse contexto, as normas e as regulamentações que guiam essa prática sofrem igual avanço.

Como uma das primeiras manifestações nacionais que levaram ao desenvolvimento de centrais FV, foi criado em 2002 da Lei nº 10.438/2002, o Programa Brasileiro de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). A iniciativa surgiu como uma forma de diversificar a matriz energética brasileira, majoritariamente hídrica.

Apesar da necessidade de diversificação, somente em abril de 2012 houve o real incentivo a utilização de painéis FV para geração de energia elétrica, sendo por meio da Resolução Normativa nº 482/2012.

Essa regulamentação foi fundamental para o desenvolvimento do setor, por permitir que o consumidor possa gerar a própria energia a partir de fontes renováveis, além de trazer, pela primeira vez, conceitos como Microgeração e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica – (MMGD) e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) [ANEEL 2012].

No decorrer de estudos, a normativa sofreu alterações nas Resoluções Normativas nº 687/2015, nº 786/2017, nº 920/2021 e nº 1009/2022. A versão mais recente é descrita como Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023.

Um dos conceitos mais importantes apresentados na normativa de 2023 [ANEEL 2023] é a possibilidade de utilização de qualquer fonte de energia renovável e cogeração. Entende-se energia renovável como aquela em que os recursos estão disponíveis na natureza e que se renovam de forma constante, sem a necessidade de interferência humana. As principais fontes renováveis são, biomassa, o sol, o vento e a água [Gazoli e VILLALVA 2012].

Um termo muito presente na normativa é microgeração e mineração, que são entendidas como uma central geradora de até 75 kW e entre 75 kW e 3 MW, respectivamente. Há exceção de até 5 MW para situações específicas como termoeletricas e hidroelétricas.

Quanto a utilização de ESS, é adotado o uso do termo Recurso Distribuído (DR - Distributed Resources) para caracterizar as fontes de energia elétricas que não estão diretamente conectadas ao sistema de transmissão local.

A seção 3.1 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) define

conceitos de microgeração e minigeração, a depender da potência instalada, como sendo sistemas compostos de DR, ESS e cargas. Tais sistemas devem ser capazes de operar de forma conectada à rede de distribuição da concessionária e/ou de forma isolada, além de exercer controle sobre os parâmetros de eletricidade prestabelecidos da rede e promover condições seguras para o religamento em caso de ilhamento de perda de conexão com a rede principal geradora [ANEEL 2020].

2.3 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Normativa nº1000/2021 [ANEEL 2021], atualizou determinações da antiga Resolução Normativa nº414/2021 que prevê regras para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Por meio dessa normativa, são estabelecidos dois grandes grupos de unidades consumidoras. O grupo A diz respeito a unidades consumidoras com tensão maior ou igual a 2,3 kV e o grupo B, compreende as unidades consumidoras com tensão inferior a 2,3 kV. Os subgrupos são apresentados na tabela 1:

Tabela 1 – Subgrupos Definidos na RN N°1000/2021. Fonte: ANEEL 2021 - Adaptado.

Subgrupo	Tensão de Fornecimento
A1	Tensão \geq 230 kV
A2	Tensão 88 kV a 138 kV
A3	Tensão Equivalente a 69 kV
A3a	Tensão 30 kV a 44 kV
A4	Tensão 2,3kV a 25 kV
AS	Tensão $<$ 2,3 kV, atendido por sistema subterrâneo de distribuição
Subgrupo	Tipo de Consumidor
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

As unidades consumidoras ao grupo A possuem estrutura de tarifação determinada pela hora-sazonal, ou seja, são consideradas tarifas diferentes para horas de ponta e fora ponta. As modalidades são definidas como:

- **Tarifa horária branca:** uma tarifa para o consumo em horário de ponta; uma tarifa para o consumo em horário intermediário e uma tarifa para o consumo em horário de fora ponta.
- **Tarifa horária verde:** uma tarifa fixa contratada por demanda; uma tarifa para o consumo em horário de ponta e uma tarifa para o consumo em horário de fora ponta.

- **Tarifa horária azul:** uma tarifa contratada por demanda em horário de ponta; uma tarifa contratada por demanda em horário de fora ponta; uma tarifa para o consumo em horário de ponta e uma tarifa para o consumo em horário de fora ponta.

Na seção 10 da RN nº1000/2021, são definidas as condições de cobrança de acordo com a bandeiras tarifárias a qual o consumidor está submetido, esse sistema consiste em uma tarifação extra a depender das condições de geração energética no país.

De acordo com o site da ANEEL, consultado em agosto de 2023, as bandeiras são definidas como:

- **Bandeira verde:** não há acréscimo de valores sobre a tarifa de energia elétrica por considerar condições favoráveis de geração de energia elétrica.
- **Bandeira amarela:** é aplicada sobre a tarifa padrão o valor de R\$ 0,01874 para cada kWh consumidos.
- **Bandeira vermelha - Patamar 1:** é aplicada sobre a tarifa padrão o valor de R\$ 0,03971 para cada kWh consumido.
- **Bandeira vermelha - Patamar 2:** é aplicada sobre a tarifa padrão o valor de R\$ 0,09492 para cada kWh consumido.

Para que seja feita a compensação de energia elétrica, é necessário que a GD esteja conectada ao sistema elétrico da distribuidora de energia local. Para conceitos aqui aplicados, considera-se o descrito pela CEMIG.

Com relação aos procedimentos de conexão da MMGD à rede da distribuidora, a ANEEL estabeleceu um formulário padrão a fim de simplificar e generalizar o processo de solicitação de conexão de uma GD à rede. A Resolução Homologatória nº 3.171/2023 define o fornecimento das principais documentação técnica: fornecimento do diagrama unifilar, indicação do local de instalação, relatório de ensaio e comprovação de eficácia do sistema de armazenamento de energia.

Para situações em que a energia gerada pela GD, em determinado mês, é superior à quantidade utilizada pela unidade consumidora, o consumidor fica com um “crédito” junto à concessionária, em que é possível abater o valor outras unidades consumidoras participantes do SCEE, desde que esteja cadastrada sob o mesmo CPF ou CNPJ e que seja atendida pela mesma concessionária de distribuição. Para essa situação, é dado o conceito de autoconsumo remoto [ANEEL 2023].

Para o faturamento da energia elétrica, adota-se um medidor binômio, com o qual é possível aferir a quantidade de energia ativa injetada na rede e o quanto foi consumida da

rede. O valor a ser cobrado pela concessionária de energia elétrica é dado pela diferença desse valor, considerando-se as tarifas do próprio sistema.

Entende-se energia compensada como a energia elétrica ativa que foi injetada pela GD a ser descontada. São previstos ainda, o modo de compensação compartilhada, normalmente quando há múltiplas unidades consumidoras atreladas a um ponto comum da concessionária.

É indicado que diversos consumidores podem se unir por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário, edifício ou qualquer outra forma de associação civil, definida para finalidade de instalação de uma ou mais centrais de MMDG, a energia gerada é então, destinada para a compensação do consumo de todos os participantes [ANEEL 2023].

2.4 Caracterização das Perdas

A produção de energia elétrica a partir de módulos FV é variável e depende de condições como temperatura, irradiação solar, além de fatores como sombreamento e o acúmulo de sujeira sobre os módulos, todas são variáveis que causam a diminuição gradativa de eficiência em geração de energia elétrica do sistema.

As condições ideais de operação envolvem a temperatura de 25°C das células fotovoltaicas, massa de ar de 1,5AM e a irradiação solar de 1000W/m² [Silvestre 2018], porém tais condições são consideravelmente difíceis de serem mantidas em sistemas sujeitos a condições ambientais.

Desse modo, a IEC 61724 define condições para quantificar as perdas com base nos seguintes parâmetros de desempenho: rendimento de referência (Y_r), rendimento do arranjo (Y_a) e rendimento final (Y_f), os quais são quantificados por meio das seguintes equações (2.1), (2.2) e (2.3):

$$Y_r = \frac{\int_0^{\Delta t} G(t)dt}{G_{ref}} \quad (2.1)$$

$$Y_a = \frac{\int_0^{\Delta t} E_{dc}(t)dt}{P_o} \quad (2.2)$$

$$Y_f = \frac{\int_0^{\Delta t} E_{ac}(t)dt}{P_o} \quad (2.3)$$

Onde $G(t)$ representa a irradiância solar sobre o painel, (G_{ref}) as condições ideais a 1000W/m². A potência nominal do painel é dada por P_o , E_{dc} e E_{ac} a energia gerada do lado C.C. e C.A. respectivamente.

Considera-se também a taxa de desempenho (PR - *Performance Ratio*) como sendo a relação entre a energia gerada sobre condições ideais e a energia real gerada, a equação (2.4) é apresentada a seguir:

$$PR = \frac{Y_r}{Y_f} \quad (2.4)$$

As perdas totais (L), equação (2.5), podem ser mensuradas considerando-se $Y_r(G, T_c)$ e $Y_a(G, T_c)$ os rendimentos de referência e do arranjo, T_c a temperatura e H_i a relação Wh/m² real de operação:

$$L = Y_r(G, T_c) - Y_a(G, T_c) = \frac{H_i}{G_{ref}}(G, T_c) - \frac{E_{dc}}{P_0}(G, T_c) \quad (2.5)$$

Assim como o ambiente pode provocar perdas, as condições físicas dos painéis deve ser levada em consideração ao realizar a análise de um sistema em operação.

O sombreamento é um fenômeno naturalmente esperado, porém o acúmulo de sujeira de forma desigual pode contribuir com danos irreversíveis, como acelerar a presença de pontos quentes (*hot spot*), que levam à queima de componentes internos dos módulos [Da Fonseca et al. 2020]. Esse fenômeno é apresentado na figura 3 onde é possível verificar a diferença de temperatura, sendo representado pelo diagrama de cores.

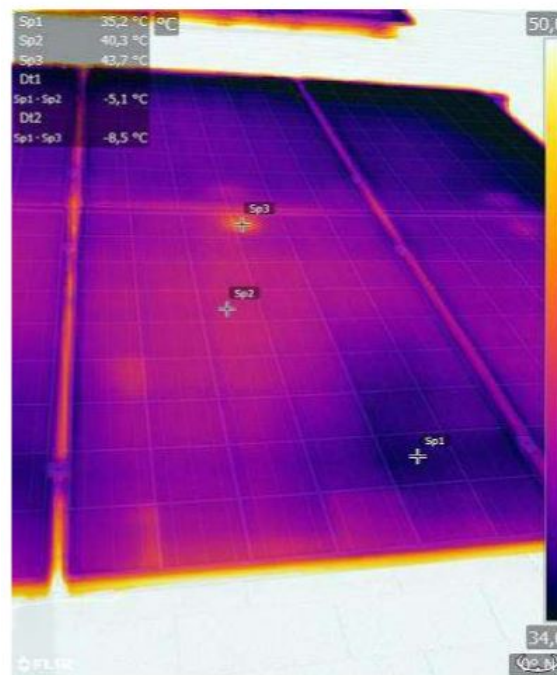


Figura 3 – Painel Fotovoltaico com Pontos Quentes. (Fonte: Tonolo 2020 - Adaptado)

As condições de testes apresentadas consideram a ação de um único painel. Quando se considera uma *string* ou arranjo, as perdas podem ser maiores devido à associação em série dos módulos.

A falta de manutenção periódica de um sistema FV e a ação natural do tempo após anos de atividade agregam fatores de perdas que podem ser visualmente identificados, como, por exemplo, o escurecimento da resina de EVA (*browning*) e a descoloração nas bordas e/ou presença de linha escurecidas (*snail trail*) [Da Fonseca et al. 2020] e ainda perdas por descasamento elétrico, conhecido como *mismatch* que está intimamente ligado a temperaturas elevadas e sujeira acumulada sobre os módulos [Dantas, Guerra e Nascimento 2021].

A figura 4 exemplifica a presença de alguns dos fenômenos citados acima, destaca-se em linha contínua amarela as células degradadas por *browning*, enquanto a linha tracejada amarela mostra a coloração original da célula. Em vermelho exemplifica-se a presença de *snail trail*.

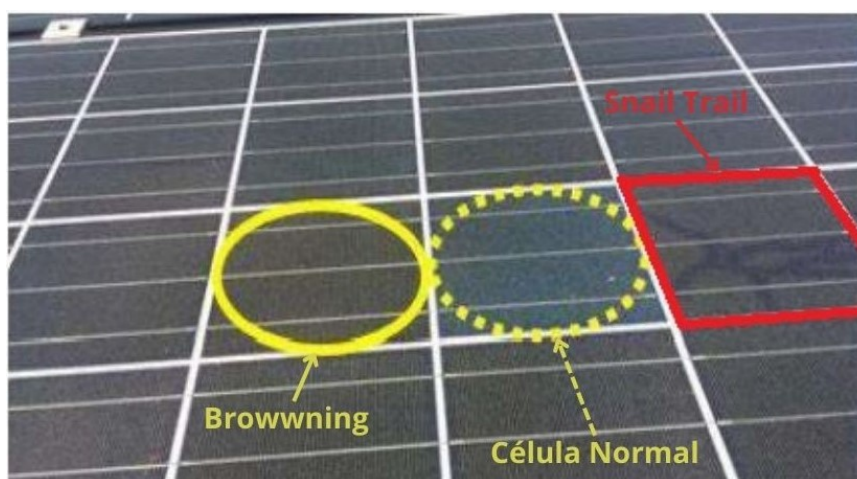


Figura 4 – Presença de *Browning* e *Snail Trail* em Células FV. (Fonte: Tonolo 2020 - Adaptado)

A inspeção e a avaliação periódica das condições físicas da instalação faz-se necessária para obtenção de um rendimento e estimativas de perdas.

2.4.1 Caracterização de Perdas por Sujeira

Os estudos acerca das perdas de eficiência energéticas associadas ao acúmulo de sujeira observadas em coletores solares iniciaram-se em 1942 nos Estados Unidos, quando Hottel e Woertz conseguiram estimar uma queda de desempenho de 4,7% após 3 meses de estudos, considerando um ângulo de inclinação do módulo de 30° [Hottel e Woertz 2022].

A definição de *soiling*, muitas vezes apresentado como sujeira, sujidade ou ainda sujicidade, é descrito na literatura como a deposição de materiais particulados que devido principalmente à absorção, dispersão e/ou reflexão da irradiação solar, acabam por reduzir a energia solar efetivamente absorvida pelo módulo fotovoltaico [Hickel 2017] [Bessa et al. 2021].

Com o passar do tempo o acúmulo de tais materiais formam uma camada de sedimentos que adere à superfície do módulo fotovoltaico, ocasionando pequenas sombras que impedem a livre passagem dos raios solares até as células, podendo reduzir significativamente o rendimento do sistema FV de forma geral.

A composição dos materiais que se acumulam sobre o módulo variam de acordo com o ambiente ao qual estão sujeitos, tais como proximidade a rodovias, áreas industriais, centros urbanos, agrícolas, zonas desérticas, etc. [Costa, Kazmerski e Diniz 2021]. Comumente são encontrados elementos como oxigênio, nitrogênio e carbono, mas para o caso de centros urbanos, podem ser descritos elementos muitas vezes proveniente de escapamento de veículos, obras e construções civis, como, por exemplo, cobre, zinco, enxofre e alumínio [Elminir et al. 2006].

Diante da necessidade de conhecimento e caracterização da sujeira presente sobre os módulos, um estudo realizado sob o mesmo objeto de estudo, promoveu ensaios semiquantitativos a fim de investigar os principais componentes químicos presentes na instalação [Oliveira 2024]. Os elementos químicos que mais se destacaram na amostra colhida foram, respectivamente, magnetita, hematita, clinocloro, alabandita e quartzo.

Os compostos são característicos da região urbana local, sendo proveniente, sobretudo, de atividades como, mineração próxima à região, construção civil e desgaste natural do solo [Oliveira 2024]. Contudo, a magnetita e a hematita são originalmente materiais que apresentam maior emissividade (ε), ou seja, grande capacidade de emissão de energia por irradiação térmica [Pabisiak e Kiejna 2014] [Oskay et al. 2019], indicando a retenção de calor sobre os módulos fotovoltaicos.

Apesar de não ser amplamente empregado, o termo "cimentação" é referido como o processo de formação de uma camada de sujeira sobre a superfície do módulo FV, resultante da interação entre a poeira e a água, proveniente de orvalho e chuvas [Alnasser et al. 2020] [Sarver, Al-Qaraghuli e Kazmerski 2013]. Quanto maior o tempo de exposição a sujeira, acompanhada de repetidos períodos de condensação e secagem, maiores os impactos sobre a eficiência do módulo [Costa, Kazmerski e Diniz 2021].

Um estudo realizado na Universidade de Tecnologia de Queensland, Austrália, obteve bons resultados no desenvolvimento de um modelo físico a fim de prever a deposição da poeira transportada pelo ar e assim estimar a taxa de sujidade sobre coletores solares e, conseqüentemente, a perda de desempenho dos módulos FV. As entradas do modelo são a concentração de poeira medida no ar, o tamanho estimado de tais partículas, a posição dos módulos, a velocidade do vento e a temperatura do ar registrada. Os resultados são considerados promissores ao considerar previamente lugares para instalação de usinas FV assim como a periodicidade de limpeza, admite-se no estudo um erro relativo entre a taxa de sujidade simulada e a real observada inferior a 14% [Picotti et al. 2018].

Após os fatores irradiância e temperatura, *soiling* pode ser apontado como o terceiro fator ambiental que mais influencia no valor da potência produzida por um sistema FV [Hickel 2017]. A ação sobre a potência ocorre devido a alterações na curva IxV, sendo a diminuição da eficiência energética devido à redução da corrente gerada pelo módulo, que varia linearmente com a irradiância, enquanto a tensão varia logaritmicamente [Barbosa, Faria e Gotijo 2018].

Destaca-se ainda como a influência de uma célula afeta o módulo, pois a célula que absorve uma menor quantidade de irradiação é a que determina a corrente de geração do módulo, influenciando diretamente na potência gerada por todo o conjunto.

As perdas apresentadas por esse fenômeno variam principalmente em relação ao local de estudo e podem ser descritas desde 0,3% [Klimm, Lorenz e Weiss 2013] a 1% por dia [Khan et al. 2022]. Entretanto, outros estudos apresentaram valores de perdas por *soiling* em 14% anualmente [Hickel 2017], enquanto há reduções de 50% [Tanesab et al. 2015] até 80% [Klimm, Lorenz e Weiss 2013], ambos em um período de 6 meses. Um estudo realizado na Arabia [Khan et al. 2022] indica que devido à diminuição gradual da qualidade do ar, estima-se que em 2023 a perda anual global de energia decorrente da sujidade deve ser em torno de 4-7%.

Além dos fatores previamente citados, a forma, o tamanho, a rugosidade e o peso dos elementos de poeira influenciam diretamente o fator de sujidade e, conseqüentemente, a produção energética do sistema FV [Chanchangi et al. 2020]. Um estudo realizado em ambiente interno, utilizando 13 amostras de diferentes materiais concluiu que as menores partículas (diâmetro $<0,05$ mm) têm efeitos mais significativos em relação às maiores (diâmetro varia entre 2 e 57 mm). Foi possível perceber que as menores partículas possuem uma maior aderência a superfície do módulo e a maior porosidade também permite maior transmitância de luz em relação a uma camada lisa [Chanchangi et al. 2020] [Fraga et al. 2018].

A fim de avaliar a influência da deposição de sujeira sobre uma superfície, conduziu-se um estudo em Portugal, onde um aparelho fixo de medição denominado “árvore de vidro” contendo diversos espelhos ou vidros com distintas inclinações foi instalado de acordo com a figura 5. Constatou-se que o acúmulo de sujeira varia em função do ângulo de inclinação, diminuindo à medida que o ângulo aumenta, demonstrado que para uma inclinação de 15°, 30°, 45°, 60°, 75° e 90°, a redução da transmitância direta ficou em torno de 20,18%, 18,47%, 15,96%, 13,62%, 10,82% e 6,32%, respectivamente [Conceição et al. 2022].

A inclinação do módulo e o acúmulo de sujeira em áreas específicas, normalmente em sua base, são fatores determinantes, logo as células presentes nessa área são mais impactadas como pode ser constatado pela figura 6, onde na esquerda tem-se a presença da sujeira de forma irregular devido à ação do vento e precipitações de chuvas leves, enquanto na direita, o seu equivalente visto por um termovisor, onde os pontos mais escuros retratam



Figura 5 – Influencia do Depósito de Sujeira em Relação a Inclinação do Módulo FV. (Fonte: Conceição 2022)

a maior quantidade de materiais sobre o módulo FV.

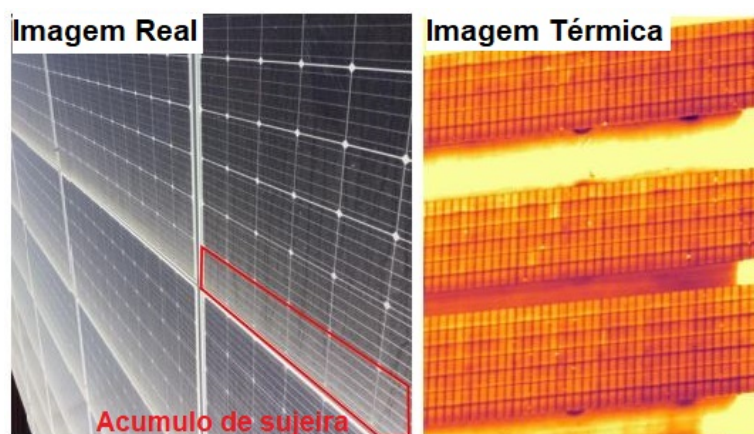


Figura 6 – Acumulo Irregular de Sujeira Sobre o Módulo FV. (Fonte: Kagan 2022 - Adaptado)

O uso de termovisores como forma auxiliar de identificar problemas que podem afetar o desempenho de módulos FV é uma técnica amplamente utilizada. Um estudo realizado por pesquisadores no Instituto Federal de Minas Gerais (IFMG), nos campi de Betim e de Congonhas, realizou uma avaliação qualitativa, na qual identificou-se que 12,7% dos módulos da usina de Betim apresentaram pontos de sobreaquecimento, em que as perdas por sujeira foram estimadas em 22,25% e 56,86% em Congonhas [Costa, Hirashima e Ferreira 2021].

A caracterização de sistemas FV por meio do uso de câmeras infravermelhas é definida como qualitativa, devido ao objetivo de avaliar a presença de pontos quentes e a influência da sujeira, sem considerar a gravidade desses efeitos sobre os valores da geração. Outra métrica utilizada diz respeito à avaliação quantitativa, quando associadas a modelos

matemáticos que estabelecem com precisão a temperatura e determinam uma relação de causa e efeito sobre uma falha [Ferreira 2018].

No Brasil, as principais Normas Técnicas Brasileiras que regem as avaliações termográficas são a NBR 15424 [ABNT 2022] que estabelece os principais termos utilizados e serve de embasamento para NBR 16292 [ABNT 2021] a qual descreve os procedimentos para medições seguras utilizando câmeras termovisoras.

A utilização desse método de avaliação pode indicar não só os pontos quentes como também a distribuição do acúmulo de sujeira sobre os módulos FV podendo ocorrer de forma uniforme ou não uniforme. Previamente, foram vistos casos de influência não uniforme, em que a sujeira predominava na base do módulo. Entretanto, um estudo de campo realizado no interior da Bahia pela Universidade Federal de Santa Catarina abordou, entre outros pontos, a caracterização uniforme desse componente [Hickel et al. 2016].

O estudo indica que a distribuição de forma uniforme da sujeira sobre as células FV afeta de forma igualmente uniforme a perda de captação de irradiância por parte dos módulos. Esse fator pode ser verificado por meio da figura 7, em que admite-se a presença de duas curvas, a irradiância em condições ideais de 1000 W/m^2 quando o painel está limpo (G_{CC}) em comparação ao painel nas mesmas condições porém sujo (G_{DC}), em que a irradiância máxima atinge 800 W/m^2 .

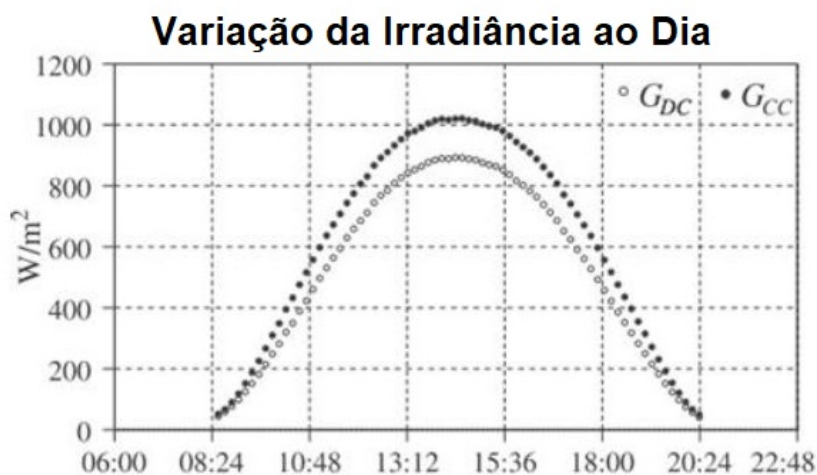


Figura 7 – Comparativo Entre um Módulo FV Limpo (G_{CC}) e Sujo (G_{DC}). (Fonte: Hickel 2016 - Adaptado)

O mesmo estudo exemplifica como a sujeira influencia na curva IxV e PxV do módulo. Essas curvas utilizam parâmetros do módulo FV, como: potência máxima de saída (P_{max}), corrente máxima de saída (I_{max}), tensão máxima de saída (V_{max}), tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto-circuito (I_{sc}). Na figura 8 as curvas em azul e cinza demonstram a ação ideal do sistema em comparação com a situação adversa nas curvas em laranja e amarelo.

Um outro ponto relevante abordado pelo estudo é o impacto da sujeira sobre diferentes

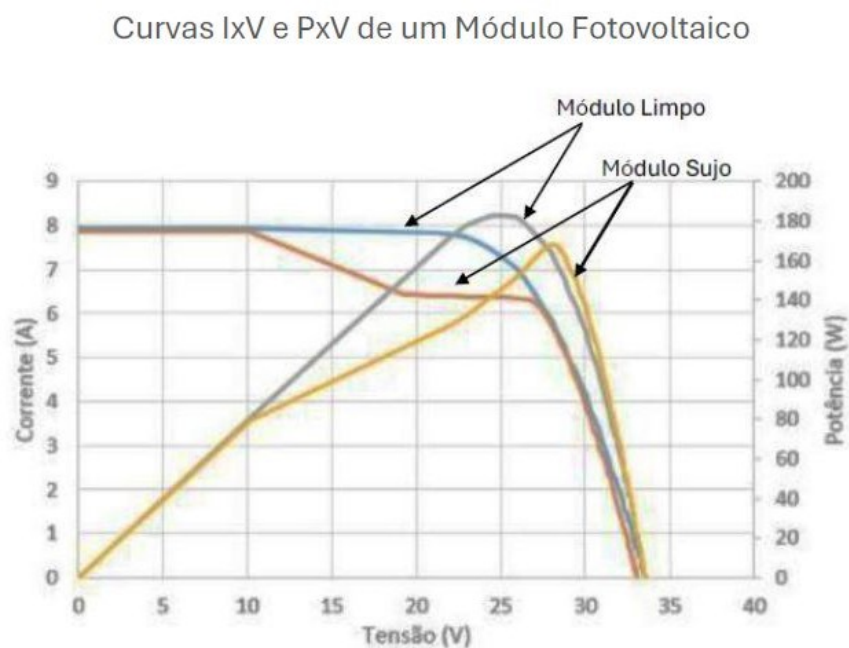


Figura 8 – Comparativo por Meio da Curva IxV e Pxv. (Fonte: Hickel 2016 - Adaptado)

tecnologia de módulos fotovoltaicos. Foram investigados módulos de silício cristalino (m-Si e p-Si) e filme fino. Os ganhos de potência relacionados a cada tecnologia após a limpeza são: a-Si 8,2%; CIGS 3,5%; μ c-Si 5,6%; m-Si 4,5% e p-Si 11,3%. Segundo o autor, o maior ganho de potência relacionado a célula de silício policristalino está relacionado à transmitância espectral de um vidro [Hickel et al. 2016].

O mesmo autor, em um estudo paralelo, investigou o acúmulo de sujeira em diferentes locais, Brotas de Macaúba (Bahia) e Buritis (Rondônia). As tecnologias de células envolvidas são: silício monocristalino (m-Si), multicristalino (p-Si), filme fino (CIGS), silício amorfo (a-Si) com e sem moldura e silício microamorfo (μ c-Si). A avaliação foi feita com base na resposta espectral da sujeira sobre os módulos, o qual obteve como resultado a tecnologia de filme fino como a que menos sofreu impacto da sujeira em comparação às demais, em contrapartida, silício amorfo (a-Si) e telureto de cádmio (CdTe) foram as tecnologias mais prejudicadas devido à influência de baixos comprimentos de ondas [Hickel 2017].

Um estudo químico realizado em Sonora, México, expôs ao ambiente um arranjo contendo três tipos de módulos comerciais, composto pelas seguintes tecnologias: silício amorfo, monocristalino e policristalino. O objetivo do trabalho é investigar a ação natural da sujeira sobre diferentes tecnologias, tendo como base a potência elétrica máxima gerada. Optou-se por realizar a limpeza dos módulos ao meio-dia, em que os valores de irradiância tendem a variar menos, resultando em um ganho de potência de 14% para o módulo de silício amorfo, 8,5% para o monocristalino e 5,2% para o policristalino. O ganho de potência acentuada, segundo os autores, pode ser relacionado à cobertura plástica ondulada presente no módulo de silício amorfo [Cabanillas e Munguía 2011] A figura9 demonstra o

comparativo do ganho das potências máximas obtidas depois da limpeza nos módulos de silício amorfo, monocristalino e policristalino respectivamente.

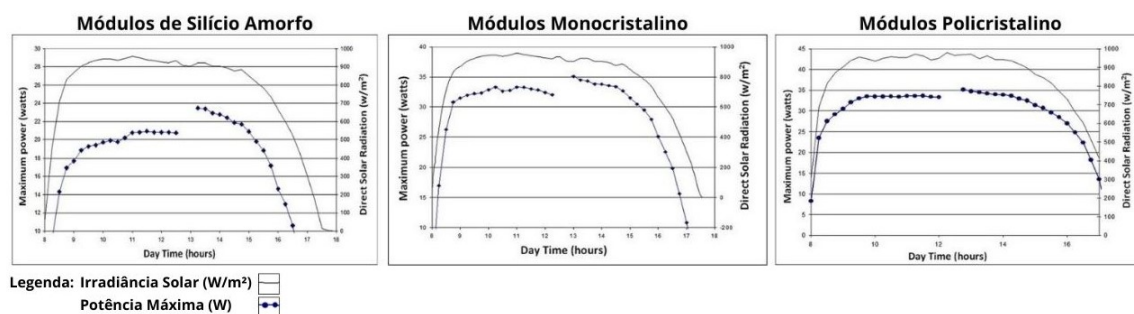


Figura 9 – Comparativo Ganho de Potência dos Módulos Silício Amorfo, Monocristalino e Policristalino. (Fonte: Cabanillas 2011 - Adaptado)

Ainda sobre a ótica das tecnologia dos painéis FV, um artigo desenvolvido em solo nacional visa avaliar as tecnologias de silício policristalino ou multicristalino (mc-Si) e telureto de cádmio de filme fino (CdTe) através do monitoramento de sujidade. Para avaliação das células de CdTe, utiliza-se dois módulos FV iguais de 110 Wp com a mesma inclinação da latitude do local, um módulo é limpo diariamente entre o período de 11h00 às 13h00 e o outro é deixado a ação natural da deposição de sujeira. Na segunda estação, de mc-Si, encontra-se um módulo de 265 Wp e uma célula de referência de 0,0584 Wp, a qual é limpa diariamente por uma unidade automatizada contendo água desmineralizada [Costa, Kazmerski e Diniz 2021].

O resultado do estudo segue o exposto em outros estudos apresentados, indicando que a tecnologia de filme fino absorve maior porção do espectro solar em relação a de silício cristalino, devido à capacidade de absorção do espectro de luz. Entretanto, notou-se uma ligeira diferença entre a temperatura de operação entre os módulos, mesmo estando lado a lado, essa diferença varia entre 0,5 e 1°C na tecnologia de mc-Si.

Os estudos referidos indicam ainda uma característica que pode impactar significativamente o desempenho elétrico de sistemas tipicamente sujos, a presença de diodos de *bypass* ou diodos de desvio, presente principalmente em módulo FV de silício cristalino.

Os diodos de *bypass* visam proteger o módulo em caso de eventual sombreamento, tendo em vista que, se uma célula estiver bloqueada, pode funcionar como carga para as demais, ocasionando aquecimento e dissipação de potência. A corrente, mais elevada devido ao sombreamento, tende a fluir sobre o diodo de proteção a fim de evitar eventuais danos aos demais componentes do módulo. O dispositivo é fixado na caixa de junção sob o módulo e instalado em antiparalelo com um grupo de células, normalmente de 10 a 12 células [Rampinelli e Krenzinger 2006].

Quando em situação normal de operação, ou seja, sem sombreamento, os diodos encontram-se reversamente polarizados, não permitindo a passagem de corrente. Quando ocorre o sombreamento, o diodo responsável por esse grupo de células entra em condução,

logo, esse grupo de células não produz energia, mas não se comporta como carga e não causa perdas às demais células [Rampinelli e Krenzinger 2006]. Na figura 10 é apresentado à esquerda a caixa de junção presente na Usina FV - TESLA onde os diodos estão em destaque, à direita o esquema de funcionamento e instalação típico desse dispositivo.

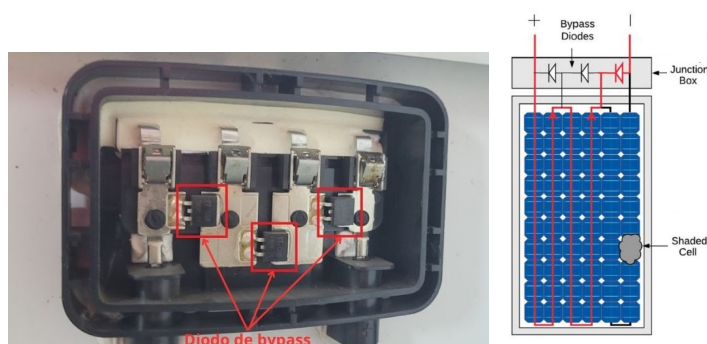


Figura 10 – Esquemático de Funcionamento do Diodo de *Bypass*. (Fonte: SunErgia 2024 - Adaptado)

Quando ocorre o acúmulo de sujeira não uniforme, as perdas deixam de ser relacionadas apenas à captação de irradiância e passam a apresentar descasamento elétrico devido a diferenças de corrente entre células limpas e sujas, assim como os módulos limpos e sujos em uma mesma *string* [Hickel et al. 2016], passa, então, a ser um desafio para o inversor a busca pelo ponto ideal de tensão no qual a máxima potência é fornecida [Maghami et al. 2016].

Ao longo dos anos, muitos estudos foram conduzidos relacionados à influência de perdas por sujidade em módulos FV, nos quais pode-se constatar valores percentuais diversos de perdas na geração de energia elétricas, sendo a região em que estão instalados o principal fator que determina e quantifica tais perdas. Grande parte desses estudos ocorreram em regiões desérticas ou de clima árido, porém poucos ocorreram no Brasil.

Por isso, o estudo apresentado em uma Usina FV composta por 5910 módulos FV de silício multicristalino com inclinação de 8° , instalada em um estádio de futebol na cidade de Belo Horizonte, Brasil [Fraga et al. 2018] é o principal para norteamento dessa pesquisa. Um dos fatores de contribuíram para o uso dessa referência é a localização do objeto de pesquisa, situado a 1 km de distância da instalação foco dessa dissertação.

O artigo salienta a importância do conhecimento do tipo de material particulado como forma de contribuição para determinar a periodicidade de limpeza dos módulos, foi indicada a presença de materiais particulados com diâmetro aproximado entre 35,3 e 28,7 μm , notando a presença principalmente de quartzo, hematita e calcita, sendo esses dois últimos também presentes no estudo apresentando pela PUC-Minas [Costa, Kazmerski e Diniz 2021].

O impacto observado nesse estudo sobre a potência e a energia é apresentado respectivamente na figura 11, em que os valores foram normalizados, a fim de padronização

da escala, são comparados com grupos de painéis que estão permanentemente sujos desde a sua instalação em 2013 e os que foram limpos a 30 dias, além de relacionar o evento de precipitação pluviométrica de 7 mm. Ocorre a redução da potência de pico em aproximadamente 13,7% no período seco em comparação a 6,5% após ocorrência da chuva. A redução de energia gerada ao longo do dia de fica em torno de 16,5% no período seco e 8% no período pós-chuva.

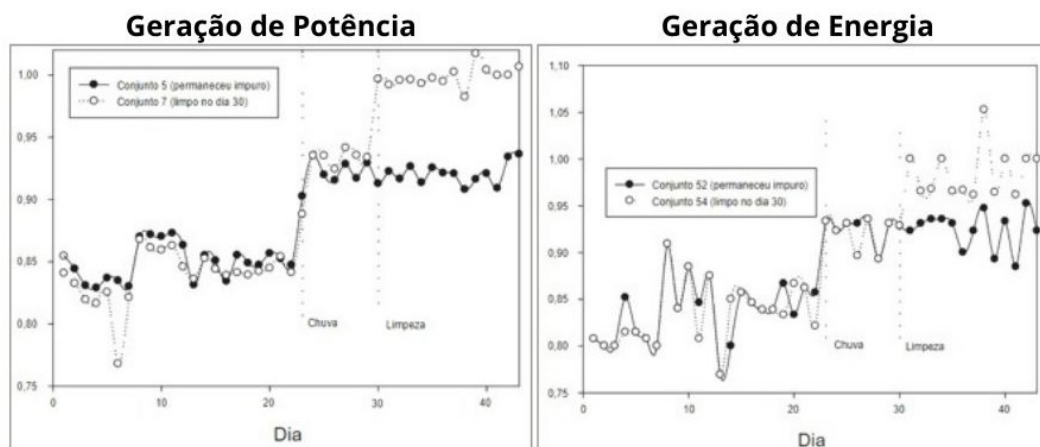


Figura 11 – Comparativo Entre o Efeito da Sujeira Sobre a Potência e a Energia. (Fonte: Fraga 2018 - Adaptado)

2.4.2 Impacto de Precipitações Pluviométricas

Além do grau de inclinação do módulo previamente citado, a influência de chuvas afeta diretamente a quantidade de materiais particulados sobre o módulo, assim como a sua aderência, o que foi explanado em artigos previamente citados [Conceição et al. 2022] [Fraga et al. 2018] [Klimm, Lorenz e Weiss 2013]. A precipitação local pode ser vista tanto como algo negativo, no caso de rápida duração e baixa incidência, o que ajuda na fixação da sujeira, como algo positivo, ajudando a restaurar a capacidade dos módulos a condições próximas às originais [Sarver, Al-Qaraghuli e Kazmerski 2013].

Para ser considerada um evento benéfico, é necessária uma precipitação igual ou superior a 5 mm/evento [Klimm, Lorenz e Weiss 2013]. A relação perda por sujeira em relação à precipitação pluviométrica pode ser vista na figura 12, onde as maiores perdas são inversamente proporcionais à quantidade de chuvas incidentes na região.

Um estudo realizado na Bélgica teve por objetivo investigar o efeito da poeira sobre o vidro em módulos FV considerando uma inclinação de 35° com período de chuvas regulares. Utilizou-se um microscópio eletrônico de varredura para compreender as propriedades físicas dos sedimentos, com amostras coletadas a cada 2 ou 3 semanas, a depender da quantidade de chuvas locais. As perdas de potência variam entre 3% e 4%, entretanto, um dado relevante levantado indica que as chuvas apresentam pouca eficiência de limpeza em pequenas partícula de poeira (2–10 lúmen), enquanto a limpeza é notável em partículas

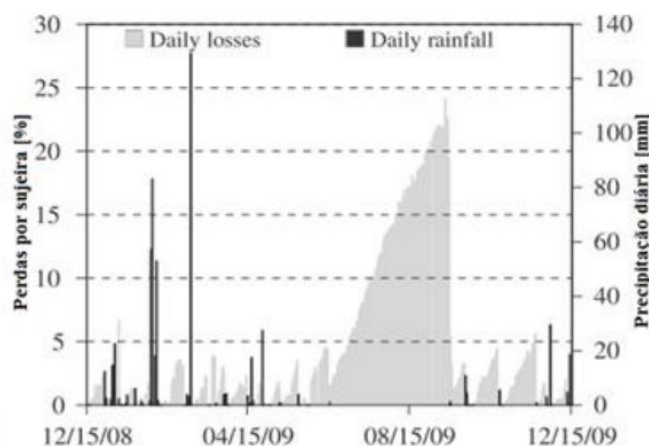


Figura 12 – Relação de Perdas por Sujeira e Precipitação Pluviométrica. (Fonte: Hickel 2016 - Adaptado)

maiores (aproximadamente 60 lúmen). Os autores recomendam ainda a secagem constante do vidro, pois a umidade tende a piorar a transmitância do vidro [Appels et al. 2013].

Nos Estados Unidos, conduziu-se um estudo avaliando a recorrência e a quantidade de chuvas relacionando as perdas por sujidade em dispositivos fotovoltaicos. Foram utilizadas seis estações em diferentes zonas climáticas do país, todas compostas por duas células de silício monocristalino com ângulo de inclinação de 20° voltadas para o sul. Os resultados apontam que as primeiras chuvas, ocorridas após o período seco, possuem maior efeito positivo. Nos locais mais úmidos em que as chuvas são mais frequentes, o desempenho elétrico do sistema é melhor em relação às perdas por sujeira, devido à limpeza mais frequente da chuva [Micheli, Muller e Kurtz 2016].

Tendo como base o local em que o objeto de pesquisa está instalado, a cidade de Belo Horizonte (MG) apresenta um clima tropical de altitude, onde há períodos secos (outono-inverno) e períodos chuvosos (primavera-verão) [Assis e Abreu 2010]. O verão no hemisfério sul ocorre entre dezembro e março, assim como o inverno concentra-se entre junho e setembro. A figura 13 exemplifica as precipitações pluviométricas significativas, ≥ 5 mm, na região da Pampulha, Belo Horizonte (MG), com base em dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [Meteorologia 2023], um comparativo pode ser feito com a figura 14, referente ao período seco de 2023, em que todas as precipitações são demonstradas e apenas uma é relevante, com 7,4 mm, ocorrida ao final do inverno.

2.4.3 Mensurando Perdas por Sujeira

Visto que a sujeira influencia diretamente a transmissão da irradiação solar e, conseqüentemente, a geração do módulo fotovoltaico, após a caracterização da sujidade, é importante realizar a quantização. Para isso, utiliza-se o método comparativo entre dois [Kagan et al. 2018], três [Brooks et al. 2013] ou mais [Gostein, Caron e Littmann 2014] painéis FV iguais, instalados o mais próximo possível para evitar diferenças de

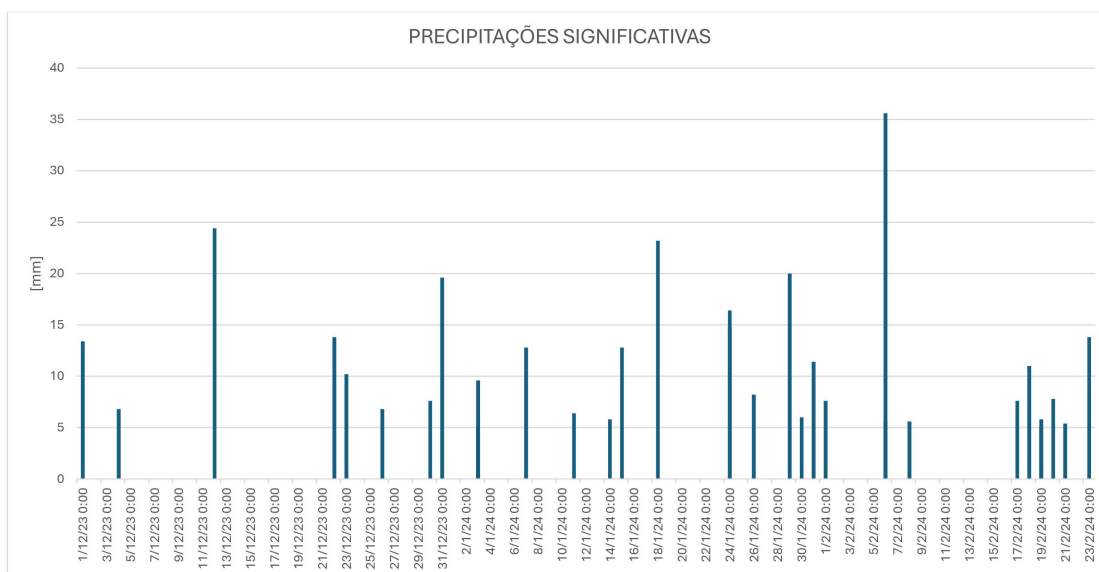


Figura 13 – Precipitações Pluviométricas Significativas de Dezembro de 2023 a Fevereiro de 2024 em Belo Horizonte (MG).(Fonte: INMET 2024 - Adaptado)

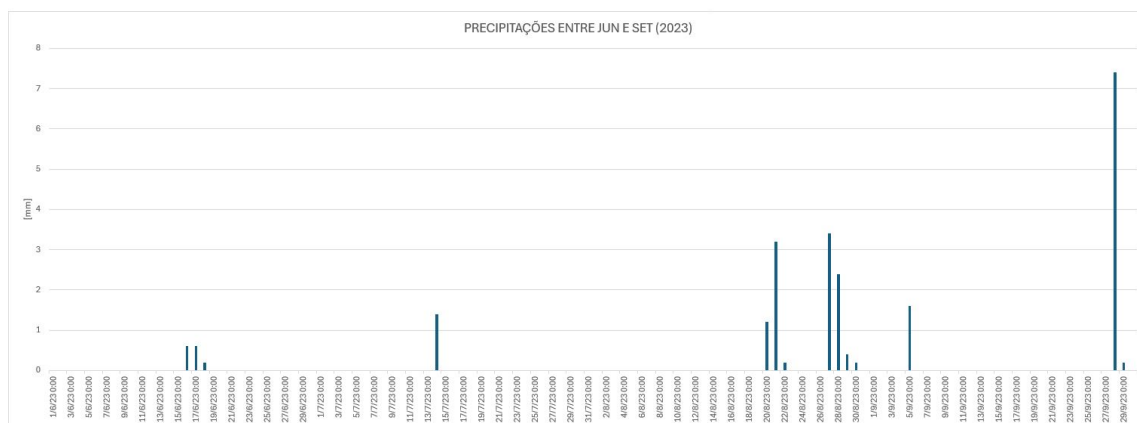


Figura 14 – Precipitações Pluviométricas de Junho de 2023 a Setembro de 2023 em Belo Horizonte (MG).(Fonte: INMET 2024 - Adaptado)

sombreamento provocadas por nuvens ou estruturas físicas presentes no local [Dunn et al. 2013].

Como forma de exemplificação, as perdas por sujeira podem ser medidas comparando a saída de dois módulos de referência, um sujo e outro limpo [Gostein, Caron e Littmann 2014] [Kagan et al. 2018]. Ou ainda, comparando três condições, módulo permanentemente sujo, limpo e parcialmente limpo [Fraga et al. 2018] [Brooks et al. 2013], aplicam-se, nesse último caso, condições de precipitação pluviométrica.

O impacto direto da perda de eficiência energética do sistema é mensurado por meio dos valores medidos da correntes de curto-circuito (I_{sc}), aplicados à curva IxV, ou ainda por meio das potências máximas medidas, que representam a produção real de energia. Esse método é indicado como um dos mais adequados por não necessitar de remoção de placas FV, não interferindo diretamente na instalação [Hickel 2017].

A relação entre as saídas dos painéis de referências é tida como taxa de sujidade (*Soiling Ratio* - SR), em que define-se a proporção com base na irradiância efetivamente recebida pelo painel sujo (G_{dirt}) e limpo (G_{clean}), o método de avaliação é apresentado na equação 2.6 [Gostein, Caron e Littmann 2014] [Dunn et al. 2013].

$$SR_G = \frac{G_{dirt}}{G_{clean}} \quad (2.6)$$

Tendo como base a IEC 60891:2021 [IEC 2021], onde são definidos os procedimentos a serem seguidos para correções de temperatura e irradiância nas curvas IxV medidas dos dispositivos FV, define-se, por meio da equação 2.7, o valor de irradiância G_x tanto para o painel sujo quando para o limpo.

$$G_x = [I_{sc,M} \cdot (1 - \alpha(T_M - T_{ref}))]. \left[\frac{G_{ref}}{I_{sc,cal}} \right] \quad (2.7)$$

Onde $I_{sc,M}$ e $I_{sc,cal}$ é a irradiância medida e calculada, respectivamente. O coeficiente de temperatura de I_{sc} é α , T_M e T_{ref} correspondem à temperatura medida e de referência (25°C) nessa ordem. G_{ref} é a irradiância ideal de $1000W/m^2$.

Uma forma padronizada de estimar e mensurar a taxa de sujidade em um sistema fotovoltaico é definido pela norma IEC 61724-1:2021 [IEC 2021], essa diretriz estabelece a perda por sujidade como sendo SR variante de 0 a 1, sendo $SR = 1$ para um sistema considerado limpo [Kalimeris et al. 2023].

Essa métrica foi utilizada para quantificar as perdas em Belo Horizonte em tecnologias diferentes, incluindo silício policristalino (p-Si). Os resultados apresentados indicam que a taxa de sujidade reduziu ao longo do período seco, ficando em torno 0,8 em comparação à taxa próxima a 1 após a ocorrência de uma chuva de aproximadamente 20 mm [Costa et al. 2018].

Um artigo desenvolvido na Índia demonstra, por meio de uma investigação semanal realizada durante seis meses, contendo dois módulos idênticos de silício monocristalino, que a taxa de sujidade tem maiores impactos sobre a corrente de curto circuito do que sobre a tensão de circuito aberto. Os resultados obtidos indicaram, por meio do cálculo do rendimento, que a eficiência passou de 99,67% para 99,70% V_{oc} , em contrapartida os valores de corrente passaram de 83,33% para 90,12% I_{sc} [Bhattacharya, Chakraborty e Pal 2015].

Seguindo essa premissa, as equações 2.8 e 2.9 permitem o cálculo da taxa de sujidade para módulos de silício, onde, $I_{SC_{dirty}}$ e $P_{max_{dirty}}$ são respectivamente a corrente de curto-circuito e a potência no ponto de máxima potência na condição do módulo sujo. As condições de referência de teste obtidas em norma correspondem às constantes I_{sc0} e P_{max0} , α e γ são os coeficientes de temperatura para corrente de curto-circuito e potência,

assim como $T_{m_{dirty}}$ corresponde à temperatura do módulo sujo. As condições padrões de temperatura e irradiância solar (25°C e $1000\text{W}/\text{m}^2$) correspondem a T_o e G_o , e POA é a radiação solar incidente sobre a célula de referência [Costa et al. 2018].

$$SR_{I_{sc}} = \frac{I_{sc_{dirty}}}{I_{sc_o} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{m_{dirty}} - T_o)) \cdot (\frac{POA}{G_o})} \quad (2.8)$$

$$SR_{P_{max}} = \frac{P_{max_{dirty}}}{P_{max_o} \cdot (1 + \gamma \cdot (T_{m_{dirty}} - T_o)) \cdot (\frac{POA}{G_o})} \quad (2.9)$$

Ressalta-se que as perdas por sujeira, ao contrário das demais citadas, podem ser amenizadas de forma natural ou artificial. Algumas estratégias incluem a periodicidade de limpeza, principalmente em períodos mais secos do ano, ou ainda a utilização de revestimentos anti-sujeira [Bessa et al. 2021].

2.5 Métodos de Mitigação de Perdas

Quando se fala em limpeza de módulos fotovoltaicos muitas estratégias podem ser empregadas, a mais difundida remete à remoção da sujeira por meio da lavagem direta da superfície que pode incluir soluções à base de detergente de baixa energia superficial. Entretanto, essa técnica pode ser trabalhosa e levar considerado tempo para conclusão, dependendo da dimensão do sistema, além de acender alerta quanto a possíveis danos sobre a superfície dos módulos [Sarver, Al-Qaraghuli e Kazmerski 2013], uma vez que o uso de detergentes deve ser feito com cautela devido à possibilidade de "manchar" a superfície dos módulos, recomenda-se a utilização seguida da remoção imediata [Silva e Junior 2023].

O tipo mais comum de limpeza de módulos FV empregado, inclusive mais comercializado por empresas que vendem o serviço de instalação e manutenção do serviço, é conhecido como limpeza úmida. Consiste no uso de panos ou escovas de cerdas macias que podem estar diretamente acopladas a um sistema fornecedor de água para realizar a remoção e o enxágue dos painéis FV [Costa, Hirashima e Ferreira 2021] [Maghami et al. 2016].

Como foi visto anteriormente, o meio pode ser considerado uma ação estratégica para conservar a limpeza dos módulos por intermédio da chuva, entretanto, em locais com baixa incidência pluviométrica, essa estratégia pode ser comprometida. A utilização de *sprinklers* tem efeitos semelhantes e podem conter ou não *dispensares* para sabão, todavia deve-se atentar para o tratamento da água, quantidade empregada, assim como a periodicidade, a depender das condições de sujidade dos módulos FV [Grando et al. 2019].

A preocupação com a instalação dos módulos FV em locais onde os índices de poluição do ar são elevados e a quantidade de água são escassas norteia diversas pesquisas. Desse modo, um estudo realizado em dois anos no Deserto de Tabernas (Sul da Espanha) teve por objetivo reduzir custos com limpezas em coletores solares. Quatro bancadas foram montadas com 37° de inclinação, onde puderam ser testados vários métodos de limpeza. Os resultados sugerem que a melhor medida obtida inclui água desmineralizada e escova, sendo a eficiência de 98,8% em períodos chuvosos e 97,2% em períodos secos, o uso de detergentes não aumentou significativamente a eficiência da limpeza, ficando em 98,6% [Fernández-García et al. 2014].

Métodos de limpeza indiretos, que não envolvem a ação humana direta, estão sendo amplamente discutidos, a fim de evitar a paralisação de grandes sistemas e reduzir custos com mão de obra. É o caso do estudo direcionado ao desenvolvimento de um revestimento químico ultrafino (TiO₂) aplicável sobre o vidro de módulos FV. Este produto possui dupla camada com propriedades antirreflexivas, autolimpantes e repelentes à água. Os resultados se mostraram promissores para aplicação em células FV após 9 meses de testes e, segundo os autores, com custos relativamente baixos [Faustini et al. 2010].

Uma técnica desenvolvida, utilizando telas eletrodinâmicas (*Electrodynamic Screens* - EDS), estuda o emprego da eletrônica para autolimpeza aplicada a painéis FV. A vantagem da técnica é a utilização do próprio módulo para gerar energia, a desvantagem consiste em aplicar um sistema auxiliar, exemplificado na figura 15, como fonte de alimentação externa de alta tensão [Bock et al. 2008].

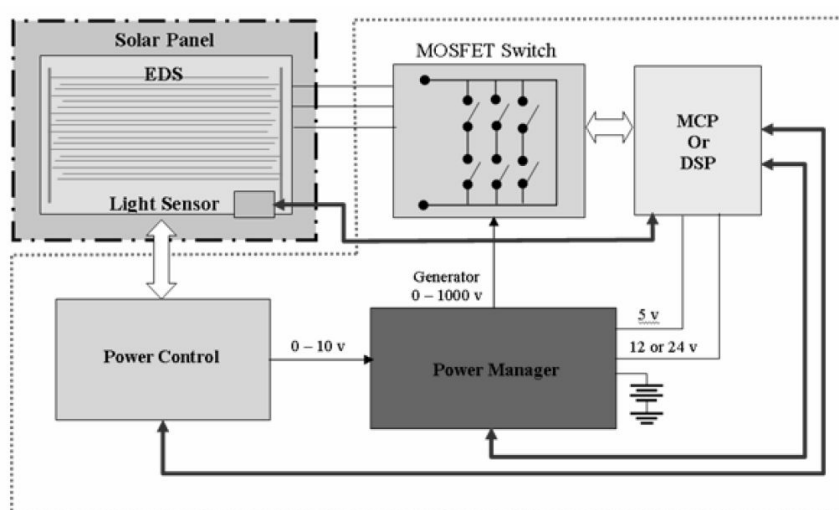


Figura 15 – Esquemático Sistema EDS (*Electrodynamic Screens*). (Fonte: Bock 2008 - Adaptado)

A tela fixada sobre o módulo FV é composta por um material transparente contendo diversos eletrodos que recebem o sinal CA trifásico do MOSFET (*Metal-Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*). O objetivo é fornecer uma onda com energia suficiente para mover as partículas de poeira, de acordo com a polarização e a indução de tais partículas.

A eficácia do sistema é assegurada pelos autores, sendo removida a poeira incidente sobre qualquer quantidade de luz.

O emprego de EDS em sistemas em operação de grande porte, principalmente em locais desérticos e áridos, com grande escassez de recursos hídricos de mostra promissor. O artigo desenvolvido pela Universidade de Boston, em parceria com a *Sandia National Laboratories* comprovou que o processo de limpeza por esse método leva aproximadamente 2 minutos, com eficiência restaurada a $\geq 95\%$ [Mazumder et al. 2014].

Um estudo precursor também utiliza um painel transparente com eletrodos sobre o painel FV, porém conectado a uma fonte monofásica CA para produzir ondas eletromagnéticas. O campo é induzido através de eletrodos que repelem a partículas de poeira já depositadas e impedem a deposição de novas. A comprovação do movimento da poeira ocorre por meio de fórmulas de campo que demonstram a ação de forças gravitacionais e de arrasto nos sentidos horizontal e vertical, além da ação da tensão, da frequência e do formato de onda. A maior vantagem está na utilização de um substrato transparente e na não utilização de substâncias abrasivas que podem riscar ou corroer a superfície dos módulos FV [Sims et al. 2003].

Métodos adjacentes podem incluir a rotação dos módulos durante as chuvas para ajudar na limpeza ou cobri-los durante a noite ou períodos de baixa incidência solar, início e final do dia. Entretanto, cobrir um grande conjunto de módulos FV pode ser uma tarefa extremamente difícil, assim como implementar sistemas rotores aumenta a necessidade de manutenção local [Alnasser et al. 2020] [He, Zhou e Li 2011].

Um número considerável de outras técnicas pode ser empregado, por exemplo, o uso de sopradores de jatos de água pressurizada a 2,5 MPa aumenta a eficiência de um conjunto de módulos em 9% após 20 minutos de limpeza [Meng et al. 2014]. Carrinhos robóticos ou *drones* podem ser acoplados ou sobrevoarem os módulos contendo vassouras/escovas rotativas, atuando de forma similar a limpeza manual [Grando et al. 2019]. Lenços umedecidos são referidos, porém não recomendados por provocarem arranhões na superfície do vidro, assim como o uso de jornais amassados [Sarver, Al-Qaraghuli e Kazmerski 2013].

Independente do método empregado para efetuar a limpeza, uma boa estratégia visa à economia de recursos, baseada na praticidade e na efetividade de paradas, levando em consideração dimensões do sistema fotovoltaico, além de ser fundamental conhecer as condições do ambiente, uma vez que as soluções não são universalmente aplicáveis [Mondal e Bansal 2015].

A limpeza semanal foi indicada considerando um caso crítico de avaliação no deserto, onde os módulos com inclinação de 15° estão sujeitos ao clima árido e à ocorrência de tempestades de areia [Elminir et al. 2006].

Em um ambiente com maior incidência de chuvas, é sugerido a utilização de água

desmineralizada com o auxílio de um rodo de borracha ou de silicone ou ainda um pano de algodão seco [Hickel 2017].

O período entre limpezas torna-se fator considerável, uma vez que camadas de sujeira ultrafinas tendem a se acumular diariamente e fixar-se, muitas vezes devido a ação do orvalho, isso torna a remoção mais complexa devido à interações químicas e físicas, necessitando de procedimentos de limpeza mais demorados [Sarver, Al-Qaraghuli e Kazmerski 2013].

Após o conhecimento prévio citado, Berg [Berg 1978] por meio da investigação da mecânica de decomposição da poeira sobre os módulos FV, organizou quatro estratégias de limpeza:

- Evite que a sujeira se acumule e/ou adira na superfície dos módulos FV;
- Modifique a superfície dos módulos para evitar que ligações fortes se desenvolvam;
- Lave a superfície dos módulos com soluções de baixa energia antes que ligações químicas ou mecânicas se desenvolvam;
- Use limpeza química ou mecanicamente ativa para quebrar ligações químicas e mecânicas existentes.

Um bom método utilizado para determinar o momento de efetuar a limpeza do sistema é por meio da *Performance Ratio* (PR) descrita na equação 2.4. Essa métrica é utilizada no estudo da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) onde 10 módulos de 210 W_p foram instalados em uma área urbana. Para que a PR fosse mantida em pelo menos 70% a limpeza deveria ser feita a cada 9 ou 10 meses, entretanto, caso a PR fique em 72% a limpeza deve ser executada a cada 5 ou 6 meses [Gaio, Campos e Tiepolo 2018].

É importante considerar que o intervalo entre as limpezas pode variar, tendo em vista as estações secas e úmidas do ano. Um outro alerta surge quanto a sistemas FV que estiveram sujos durante longos períodos. Pesquisadores indicam que a potência máxima de um módulo degradou 82,1% da potência original, enquanto módulo que foi previamente sujo e limpo teve a potência máxima reduzida para 46,7%. Este teste demonstra que sistemas previamente sujos podem ser mais propensos ao acúmulo de sujeira [Chanchangi et al. 2020] [Alnasser et al. 2020].

2.6 Conclusão

Invariavelmente, os sistemas fotovoltaicos apresentam-se como sendo uma boa fonte alternativa geradora de energia elétrica. Contudo, o acúmulo de sujeira sobre os módulos

contrapõe o ganho de eficiência do sistema.

A caracterização desse parâmetro depende principalmente do ambiente no qual o sistema está inserido. Diante dos diversos fatores apresentados, realizar o diagnóstico por métricas qualitativas e quantitativas faz-se necessário, a fim de estimar não só os reais impactos sofridos pelos módulos, como também programar corretamente o cronograma de limpezas.

Para que o estudo seja completo, além de conhecer o comportamento da sujeira e a forma que esse fator influencia os parâmetros elétricos do sistema FV, faz-se necessária a descrição do objeto de estudo abordado nessa pesquisa.

Capítulo 3

Usina FV Experimental TESLA

Neste capítulo, serão descritos os aspectos técnicos do sistema fotovoltaicos (FV) utilizado como objeto de estudo para essa pesquisa, o qual está situado na Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). São demonstrados os arranjos físicos e o desempenho elétrico estimado e planejado dos principais componentes, além de conter conceitos que constituem a base geral para o entendimento da análise e discussões sobre os resultados que serão apresentados mais a diante no Capítulo 4.

A UFMG, campi Pampulha, localiza-se na cidade de Belo Horizonte, Minas Gerais/Brasil (aproximadamente: 19°52'10.81"S 43°57'42.01"O) [Foureaux et al. 2016]. O campi configura o maior pertencente da instituição, atendendo aproximadamente 60 mil pessoas ao dia. As atividades as quais estão ligadas à universidade incluem projetos de ensino ligados à graduação, pós-graduação, pesquisa e extensão. Os prédios internos destinam-se principalmente às aulas e às pesquisas, destacando a presença de laboratórios que muitas vezes incluem cargas críticas que devem permanecer ligadas em tempo integral [Silva et al. 2022].

Visando à maximização de eficiência energética do campi, atualmente a universidade conta com métodos próprios de geração de energia. Desde 2022, foram instaladas três usinas geradora de energia fotovoltaica em distintos prédios administrativos, denominados Centro de Atividades Didáticas (CAD) 1, 2 e 3, os quais geram, 128 kWp , 230 kWp e 145 kWp , respectivamente [Filho et al. 2021/22] [Filho et al. 2021/22].

Além das usinas FV, ocorre ainda o processo de aquisição e implementação de micro-turbinas a gás no Centro de Treinamento Esportivo (CTE-UFMG), que devem gerar aproximadamente 120 kW de energia elétrica, tendo como principal foco a diversificação da matriz energética e o aproveitamento do calor para cogeração em diferentes propósitos [Filho et al. 2020/21].

3.1 Descrição do Sistema

A Usina Experimental Fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência, aqui descrita como Usina FV - TESLA, é um projeto que entrou em operação no dia 03 de junho de 2016 e possui capacidade de 37 kWp [Antunes 2018].

O sistema é parte integrante do projeto de pesquisas e desenvolvimento (P&D) elaborado pelo Laboratório Tesla Engenharia de Potência, intitulado “Desenvolvimento de transformadores eletrônicos para a interconexão de painéis com a rede elétrica em usinas fotovoltaicas”.

Este P&D foi desenvolvido em parceria entre a Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e a Companhia de Eletricidade da Bahia (COELBA), em atendimento à chamada estratégica ANEEL n° 13/2011, projeto estratégico: “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”.

Os objetivos e funcionalidades da Usina FV - TESLA são direcionados às aplicações do próprio laboratório [Foureaux et al. 2016], em que é possível destacar a sua utilização como fonte de potência em ensaios de conversores eletrônicos, ganho de *know-how* em projetos de pesquisa e a operação de uma microcentral de geração fotovoltaica que visa ao atendimento e à compensação do consumo do laboratório TESLA.

3.1.1 Local de Instalação

A Usina FV - TESLA está instalada na cobertura do Bloco I da Escola de Engenharia como descrito pela vista via satélite apresentada na figura 16.

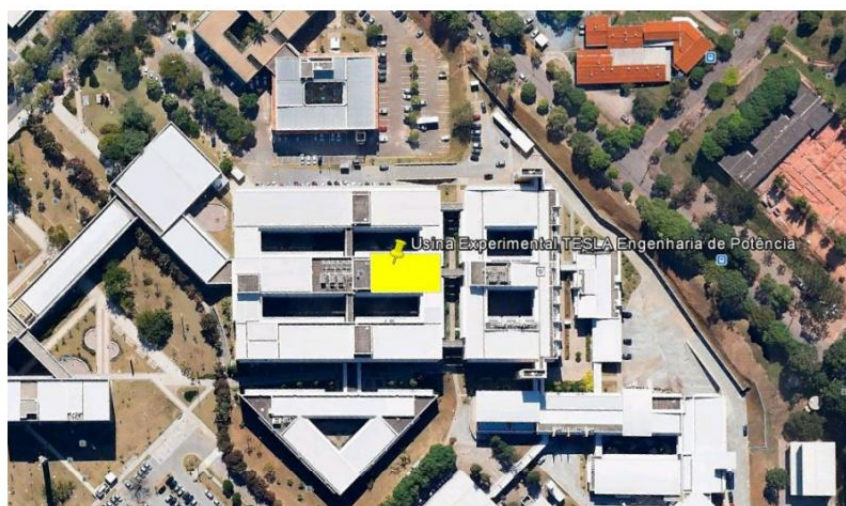


Figura 16 – Local de Instalação Usina FV - TESLA. (Fonte: Ferreira 2017 - Adaptado)

A Usina FV está instalada sobre uma lagem impermeabilizada e conta com estruturas de suportes para os painéis de modo a ocupar a maior área útil possível. Admite-se 0,65 m entre o módulo FV mais externo a borda do parapeito, assim como 1,5 m entre as fileiras

de painéis. A orientação da edificação com relação ao norte geográfico, assim como a dos painéis, é de -7° e inclinação fixa de 25° , tais condições permitem a livre circulação entre as *strings*, evitam o sombreamento e ainda mantêm a eficiência do sistema [Foureaux et al. 2016] [Ferreira et al. 2017].

3.1.2 Características Elétricas

Uma das principais características de uma instalação FV é os painéis. Para Usina FV - TESLA, os módulos empregados pertencem à fabricante Yingli Solar, modelo 245P-32b de 245 W [Solar 2024], cujas especificações são apresentadas na tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros do Módulo Yingli 245P-29b. [Solar 2024]

Parâmetro	Valor
Potência de Pico [Wp]	245
Corrente de Máx. potência [A]	7,6
Tensão de Máx. potência [V]	32
Corrente de Curto-circuito [A]	8,22
Tensão de Circuito aberto [V]	40,8
Eficiência [%]	15,23

O sistema completo conta com 154 painéis distribuídos entre três inversores trifásicos. A escolha de modelos distintos ocorreu devido à possibilidade de avaliação de diferentes desempenhos.

O projeto completo é composto por três instalações, sendo cada inversor responsável por uma delas, sendo apresentadas e exemplificadas a seguir pela figura 17, na qual as cores e as letras diferenciam as respectivas instalações.

- Instalação 1 (Inversor Fronius em amarelo): painéis fotovoltaicos serão conectados em 5 arranjos em paralelo de 10 painéis em série, totalizando 50 painéis.
- Instalação 2 (Inversor SMA em verde): painéis fotovoltaicos serão conectados em 3 arranjos em paralelo de 15 painéis em série, totalizando 45 painéis.
- Instalação 3 (Inversor PHB em azul): painéis fotovoltaicos serão conectados em 3 arranjos em paralelo de 19 painéis em série, totalizando 57 painéis.

Destaca-se na figura 17 a presença de dois módulos em magenta, que não estão diretamente ligados a nenhum dos inversores citados, esses módulos destinam-se apenas a testes e estudos acadêmicos, não sendo relacionados a este estudo.

O primeiro conjunto de instalação apresentada corresponde ao inversor Fronius, modelo IG Plus 150V-3 [Fronius 2024]. A segunda instalação pertence ao SMA modelo STP12000TL-20 [SMA 2024], assim como a terceira instalação é atribuída ao inversor

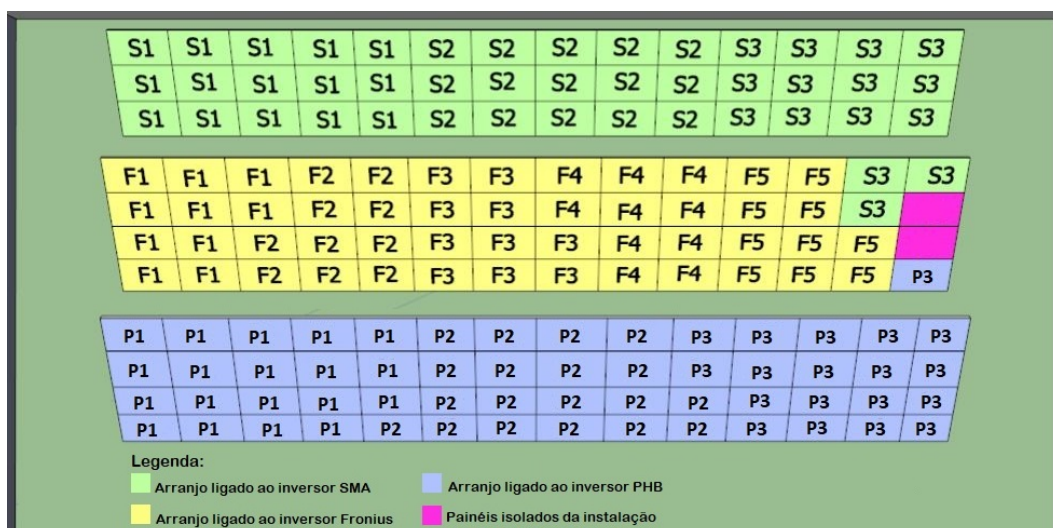


Figura 17 – Esquema de Ligação de Inversores da Usina FV - TESLA.(Fonte: Foureaux 2016 - Adaptado)

PHB modelo PHB20KN-DT [PHB 2024]. Os respectivos parâmetros elétricos são descritos na tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros dos Inversores da Usina FV - TESLA. (Fonte: Respective *Datasheets* - Adaptado).

Parâmetro	SMA	Fronius	PHB
Potência de Pico [kW]	12	10	20
Faixa de Tensão MPPT [V]	150 - 800	230 - 250	200 - 950
Tensão Máx. de Entrada [V]	1000	600	1000
Corrente Máx. de Entrada [A]	22	46,2	22
Número de Entradas (CC)	2	6	4
Tensão de Saída (CA) [V]	400	400	380

Além dos componentes elétricos de geração e proteção, a Usina FV - TESLA apresenta uma estação meteorológica e uma pequena célula de referência instalada no plano dos painéis para aferir irradiância e temperatura no ambiente ao qual o sistema está sujeito.

3.1.3 Resultado de Simulações

A fim de determinar e estimar o desempenho do sistema são empregadas simulações nos *softwares* PVSyst e System Advisor Model (SAM)-NREL, além de coleta de dados e medições em estações solarimétricas e sensores locais presentes na Usina FV - TESLA.

3.1.3.1 Condição Inicial de Operação

Admitindo-se condições de projeto, em que o sistema encontra-se livre de perdas por sujeira e operando em condições ótimas de desempenho de equipamentos, estima-se que a produção de energia do sistema seja de 49,85 MWh/ano [Foureaux et al. 2016]. A expectativa de produção energética do sistema ao longo do ano são descritas na tabela 4.

Tabela 4 – Produção Energética Esperada ao Mês Usina FV - TESLA.(Fonte: Foureaux 2016 - Adaptado).

Mês	E.Arr.[MWh]	E.Redes [MWh]
Janeiro	3,590	3,437
Fevereiro	4,378	4,204
Março	3,971	3,802
Abril	4,514	4,332
Mai	4,509	4,330
Junho	4,736	4,554
Julho	5,048	4,855
Agosto	5,058	4,856
Setembro	4,633	4,444
Outubro	4,074	3,903
Novembro	3,892	3,725
Dezembro	3,565	3,410
Anual	51,969	49,851

Considerando o desempenho geral do sistema e descontando as perdas inerentes ao projeto, a *Performance Ratio* (PR) estimada é de 79,7%. A figura 18 exemplifica as perdas, em que as mais significativas ocorrem devido ao inversor e principalmente à temperatura, que costumam elevar-se durante o verão, estação predominantemente mais quente e chuvosa com incidência de nebulosidades que diminuem o desempenho do módulo FV.

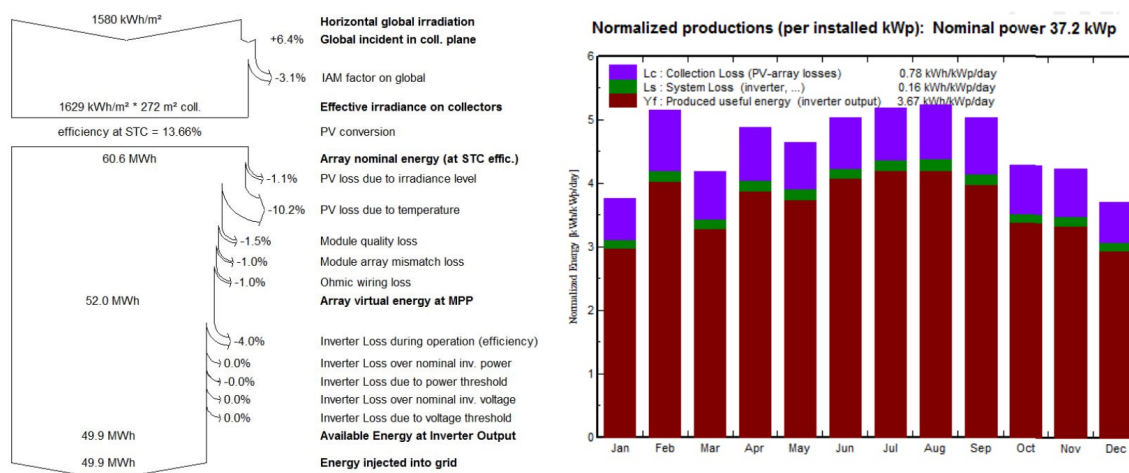


Figura 18 – Expectativa de Perdas da Usina FV - TESLA. (Fonte: Foureaux 2016 - Adaptado)

Após a etapa de projeto e a entrada em operação, foram coletadas medidas no intervalo de 15 meses, com a finalidade de avaliar os reais valores de geração da Usina FV - TESLA [Antunes 2018]. A figura 19 exemplifica tais coletas de dados, destaca-se que durante janeiro, março e outubro de 2017 os valores medidos na instalação excedem consideravelmente os valores esperados em projeto.

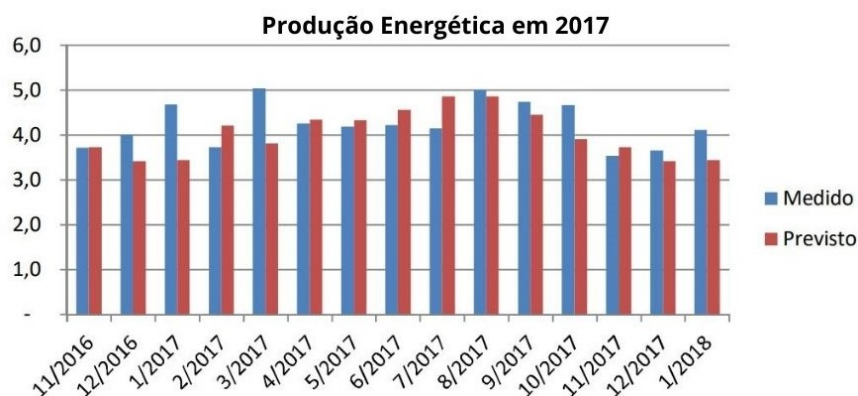


Figura 19 – Energia Gerada ao Mês Usina FV - TESLA. (Fonte: Antunes 2018 - Adaptado)

3.1.3.2 Condição Atual de Operação

A Usina FV - TESLA, em operação desde 2016, encontra-se sem registro de limpeza há pelo menos 6 anos, portanto, a primeira avaliação do sistema consistiu em uma inspeção visual realizada em março de 2024. Constatou-se uma sujeira uniformemente aderida sobre os módulos, com característica porosa e levemente oleosa, como apresentada na figura 20.



Figura 20 – Sujeira em Condição Inicial na Usina FV - TESLA.

Além da sujeira, foram identificados outros fatores que contribuem para as perdas elétricas e diminuição dos ganhos de geração do sistema. A figura 21 exemplifica tais defeitos, sendo a presença de um módulo trincado por impacto, pertencente ao arranjo F3, ligado ao inversor Fronius. Ademais, células que apresentam *snail trail*, *browning*, descoloração e pontos quentes estão presentes em diversos módulos FV da instalação.

O mês de março foi escolhido como ponto inicial para análise de dados por marcar o final do período chuvoso local. Diante disso, foi possível verificar o impacto da precipitação pluviométrica sobre a sujeira e como esse fator afeta o desempenho energético de uma instalação fotovoltaica.

Tendo como base os dados fornecidos pelo LabTerm (Laboratório de Termometria) da UFMG em concordância com o INMET para incidência pluviométrica na região

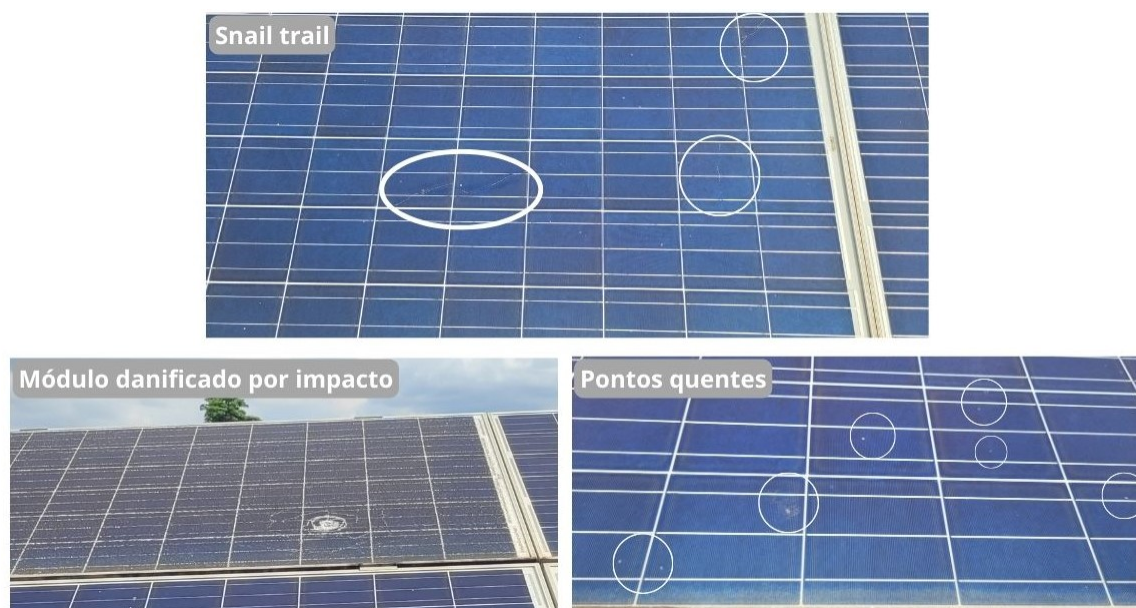


Figura 21 – Defeitos Presentes na Usina FV - TESLA (Condição Inicial).

da Pampulha nos três meses anteriores, foi possível desenvolver a tabela exemplificada pela figura 22. Tomou-se como exemplo os arranjos pertencentes ao inversor SMA e as precipitações totais do dia acima de 5 mm , conforme literatura utilizada como base. Os dados de energia apresentados foram colhidos no próprio sistema da Usina FV - TESLA, e as datas de medição, escolhidas tendo com base a irradiação local $\geq 800\text{ W/m}^2$ de acordo com a estação solarimétrica da respectiva usina.

Notou-se um aumento relativo de ganho de energia gerada em KWh variando entre 13% e 120%, sendo, dos casos abordados, 57% positivos, ou seja, houve ganho da produção energética após eventos chuvosos significativos, indicando que a chuva levou a remoção considerável de elementos particulados presentes sobre os módulos e, conseqüentemente, ao aumento da energia gerada.

Com base em estudos anteriores [Antunes 2018] e nos dados coletados por meio do *software* de captação de dados da própria usina, realizou-se uma estimativa de produção energética da Usina FV - Tesla, os dados obtidos são apresentados na figura 23. Levando-se em consideração o início de operação da usina em junho de 2016, são exibidos dados de energia produzida, em *MWh*, nos meses de fevereiro a junho de 2017, 2018 e 2024.

No ano inicial de operação, a energia produzida pela usina apresenta os maiores valores, com destaque para o mês de março. Após um ano de operação, o mesmo mês apresentou uma queda de 728 kWh de energia produzida, sugerindo o acúmulo inicial de materiais particulados sobre os módulos.

Quanto ao ano de 2024, dos meses de fevereiro a abril, notou-se um aumento de energia gerada. Vale ressaltar que, durante esses meses, ocorrem grandes precipitações pluviométricas. Entretanto, a energia obtida pelo sistema, em abril, estava 48,51% abaixo

RELAÇÃO PRECIPITAÇÃO X PRODUÇÃO								
SMA								
Data da Precipitação	Precipitação Total [mm]	Data da Medição	Energia Gerada [kWh] (Pré Precipitação)	Data da Medição	Temperatura Média (Data da Medição) [°C]	Irradiância Máx. (Data da Medição) [W/m ²]	Energia Gerada [kWh] (Pós Precipitação)	Aumento Relativo [%]
1-dez-23	13,4	30-nov-23	23,55	2-dez-23	24,1	1127	26,62	13,04
4-dez-23	6,8	3-dez-23	26,62	5-dez-23	25,7	1055	33,02	24,04
12-dez-23	24,4	11-dez-23	20,74	13-dez-23	24,6	1156	29,18	40,69
22-dez-23	13,8	21-dez-23	23,3	25-dez-23	24,7	1119	28,16	20,86
23-dez-23	10,2	21-dez-23	23,3	25-dez-23	24,7	1119	28,19	20,99
26-dez-23	6,8	25-dez-23	28,16	29-dez-23	27,1	1118	33,02	17,26
30-dez-23	7,6	29-dez-23	33,02	2-jan-24	22,2	1148	19,71	-40,31
31-dez-23	19,6	29-dez-23	33,02	2-jan-24	22,2	1148	19,71	-40,31
3-jan-24	14,8	2-jan-24	19,71	5-jan-24	25,0	1096	25,09	27,30
7-jan-24	12,8	6-jan-24	30,21	8-jan-24	24,5	916	22,53	-25,42
11-jan-24	6,4	10-jan-24	24,06	12-jan-24	24,9	1079	26,88	11,72
14-jan-24	5,8	13-jan-24	23,81	16-jan-24	26,1	1082	32,77	37,63
15-jan-24	12,8	13-jan-24	23,81	16-jan-24	26,1	1082	32,77	37,63
18-jan-24	23,2	17-jan-24	27,39	19-jan-24	23,2	1005	26,11	-4,67
24-jan-24	31,2	23-jan-24	23,04	25-jan-24	24,1	1232	25,34	9,98
26-jan-24	8,2	25-jan-24	25,034	28-jan-24	24,7	1062	22,53	-10,00
29-jan-24	20	28-jan-24	22,53	2-fev-24	25,3	1129	30,72	36,35
30-jan-24	6	28-jan-24	22,53	2-fev-24	25,3	1129	30,72	36,35
31-jan-24	11,4	28-jan-24	22,53	2-fev-24	25,3	1129	30,72	36,35
1-fev-24	7,6	28-jan-24	22,53	2-fev-24	25,3	1129	30,72	36,35
6-fev-24	41,2	5-fev-24	23,04	7-fev-24	23,5	1123	26,11	13,32
8-fev-24	11,2	7-fev-24	26,11	9-fev-24	23,7	1076	29,95	14,71
17-fev-24	7,6	16-fev-24	22,53	22-fev-23	21,9	552	12,29	-45,45
18-fev-24	11	16-fev-24	22,53	22-fev-23	21,9	552	12,29	-45,45
19-fev-24	11	16-fev-24	22,53	22-fev-23	21,9	552	12,29	-45,45
20-fev-24	7,8	16-fev-24	22,53	22-fev-23	21,9	552	12,29	-45,45
21-fev-24	5,4	16-fev-24	22,53	22-fev-23	21,9	552	12,29	-45,45
23-fev-24	22	22-fev-24	12,29	25-fev-23	25,8	959	27,14	120,83

Figura 22 – Impacto da Precipitação sobre a Produção Energética na Usina FV - TESLA.

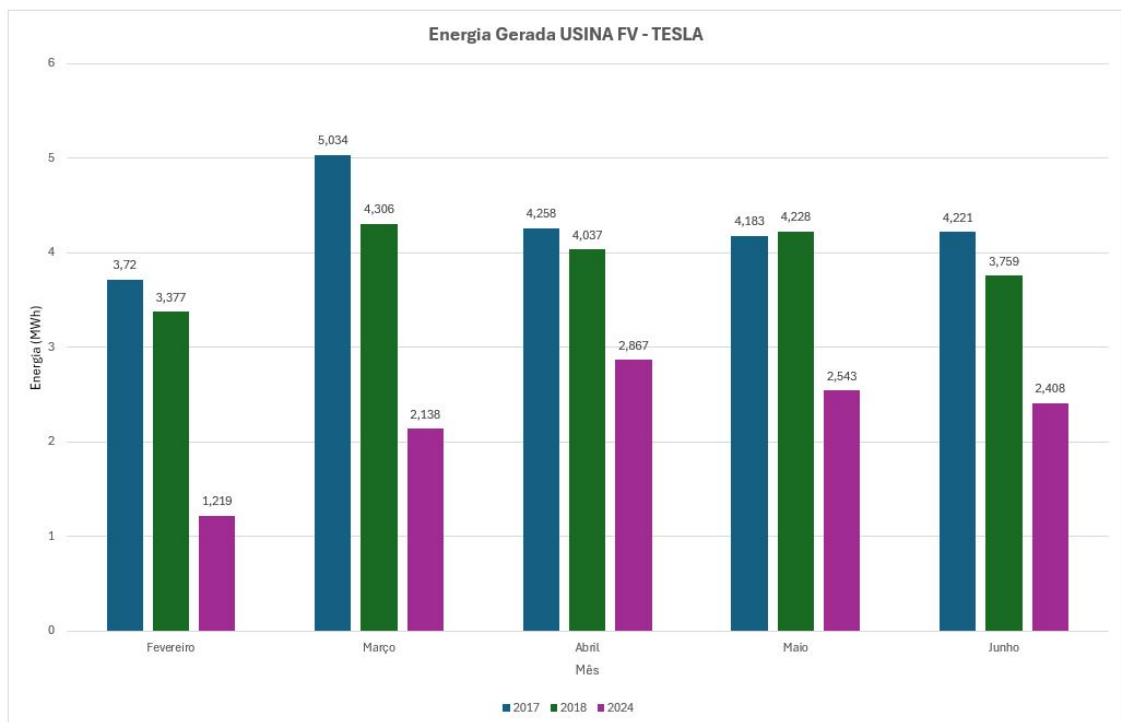


Figura 23 – Energia Gerada na Usina FV - TESLA.

do valor registrado para o mesmo mês em 2017, indicando a degradação do sistema.

3.2 Conclusão

O descritivo do sistema apresentado consistiu como uma consolidada base de informações para as subsequentes análises obtidas com os resultados dessa pesquisa.

O ponta-pé inicial, dado em 2016, com a implantação da Usina FV - TESLA demonstrou a viabilidade do projeto com expectativa de produção energética em torno de 49,8 MWh, entretanto, demonstrou-se que, devido a baixa manutenção, essa produção foi gradualmente sendo reduzida.

Os fatores de perdas, citados em capítulos anteriores, contribuíram de forma negativa para a atuação dos módulos. A avaliação sobre como tais fatores foram analisados é descrita no capítulo posterior, assim como os resultados obtidos.

Capítulo 4

Análise Sobre o Sistema FV

Neste capítulo, a usina FV - TESLA será avaliada *in loco* e através de simulações computacionais para um caso ideal e real. O objetivo será expor a análise executada e o desempenho da produção energética após a implementação, levando-se em consideração os anos de operação. Neste sentido, serão demonstrados aspectos técnicos e caracterizados os principais elementos elétricos que influenciam a eficiência energética do conjunto fotovoltaico.

4.1 Equipamentos

Para realizar o monitoramento e os testes *in loco* foram empregados dois equipamentos, uma câmera infravermelha da fabricante Flir modelo I60 [FLIR 2024] e um traçador de curvas IxV, fabricante Solmetric modelo PVA 600 PV Analyser [SOLMETRIC 2024]. Os modelos dos equipamentos citados são apresentados na figura 24, sendo a câmera apresentada à esquerda e o traçador à direita, as imagens foram retiradas dos respectivos *datasheets* dos fabricantes.



Figura 24 – Equipamentos de Medição - Câmera Térmica e Traçador de Curvas. (Fonte: Respective *Datasheets* - Adaptado)

A câmera infravermelha apresentada serve como método qualitativo auxiliar para detectar principalmente os pontos quentes no sistema FV e determina a presença de áreas com maior acúmulo de sujeira. O equipamento conta com mira laser embutida e câmera visual de 2,3 megapixels e iluminador de alvo, além da função marcador de laser na imagem e o marcador automático de ponto quente/frio em uma determinada área, as demais especificações técnicas são apresentadas na tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros da Câmera Térmica Flir I60. [FLIR 2024].

Parâmetro	Valor
Detector Infravermelho	Pitch de 25 microns
Sensibilidade Térmica	0,1°C a 25°C
Faixa de Medição	de -20°C a 350°C
Resolução Térmica	32.400 pixels (180 x180)
Faixa espectral	7,5 a 13 μ m
Resolução de Imagem Visual	2,3 Megapixels
Modos de Imagem	Térmica, Visual, Fusão

O traçador de curvas IxV foi utilizado para determinar o estado de funcionamento dos painéis FV em condições de sujeira, sendo empregado antes e após a limpeza. O modelo da Solmetric leva em consideração as especificações dos módulos, podendo ser inseridas manualmente ou a partir de modelos predefinidos em seu banco de dados, além de considerar as *strings* por meio de arranjos em série e paralelo inserindo a localização ambiental do sistema FV.

Outros dados que podem ser considerados pelo aparelho são a temperatura e a irradiância das células, obtidas através de sensores próprios. O método de interação entre o equipamento e o usuário ocorre por meio de um software próprio, Solmetric PV Analyzer, aqui utilizada a versão 4.0, na qual é possível extrair dados para manipulação no Excel. Os parâmetros elétricos do traçador de curvas IxV utilizado são apresentados na tabela 6. Tabela 6 – Parâmetros Elétricos do Traçador de Curvas PVA 600 PV Analyser. [SOLMETRIC 2024].

Parâmetro	Valor
Faixa de Medição de Corrente	de 0 a 20A dc
Faixa de Medição de Tensão	de 0 a 600V dc
Isc Mínimo	1A dc
Voc Mínimo	20V dc
Pontos de Medição por Traço	100
Módulos FV	até 420 módulos
Temperatura de Operação	de 0°C a 50°C

4.2 Sistema de Aquisição de Dados

Dado o objeto de estudo e os materiais, o processo de aquisição de dados consistiu em análises realizadas presencialmente, divididas em duas etapas. A primeira etapa concentrou esforços sobre parte do sistema, abordando os arranjos S1, F1, F2 e P1 cujo esquema de ligação elétrica é apresentado na figura 25.

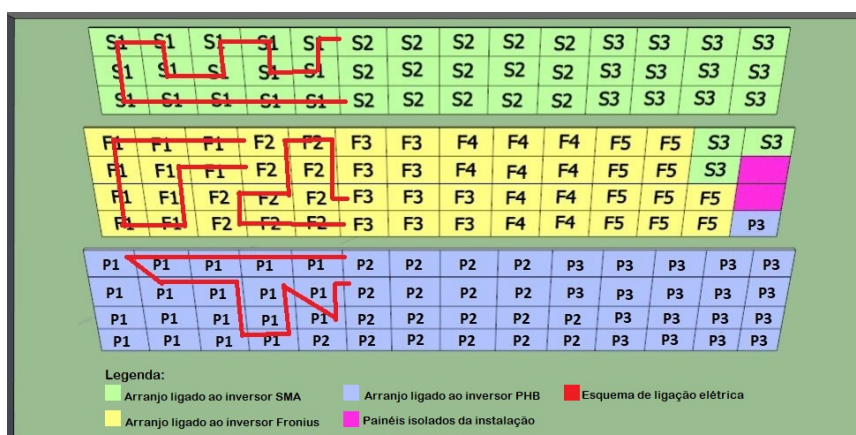


Figura 25 – Esquema de Ligação Elétrica Parcial da Usina FV - TESLA (Fonte: Foureaux 2016 - Adaptado)

Destaca-se que alguns dos módulos pertencentes ao arranjo P1, ligados ao inversor PHB, não estão conectados eletricamente, isso ocorre devido ao atendimento a um projeto do próprio Laboratório Tesla Engenharia de Potência, haja visto que um dos propósitos da usina é atender pesquisas científicas internas.

Em contrapartida, a segunda parte de coleta de dados, a qual teve como objetivo realizar a limpeza completa do sistema, foi inviabilizada devido a dificuldades operacionais de projeto. Como forma de sanar tais empecilhos, o estudo foi realizado sobre o arranjo pertencente ao inversor SMA, uma vez que essa *strings* apresenta os dados mais completos e consolidados, podendo então ser expandida a análise aos demais arranjos.

A aferição e as medições seguiram a seguinte metodologia: inspeção qualitativa visual com auxílio da câmera térmica com o sistema sujo, seguida da medição quantitativa com o uso do traçador de curvas. A medição das curvas aconteceu sempre entre 11h e 13h, horário em que ocorrem menores variações de irradiância e temperatura.

Para utilização do traçador, é necessário o desligamento prévio da usina, a fim de manter a integridade física pessoal e dos materiais. A figura 26 exemplifica a utilização do equipamento acoplado ao arranjo S1. Destaca-se a ligação realizada em (b), a conexão via *wireless* estabelecida com o *software* em (c), o sensor de temperatura conectado em baixo do módulo (d) e o sensor de irradiância (e) afixado ao lado do arranjo que está em teste.

Optou-se pela limpeza úmida dos módulos envolvendo panos e esponjas de cerdas macias, água e detergente neutro devido à grossa camada de sujeira presente sobre os

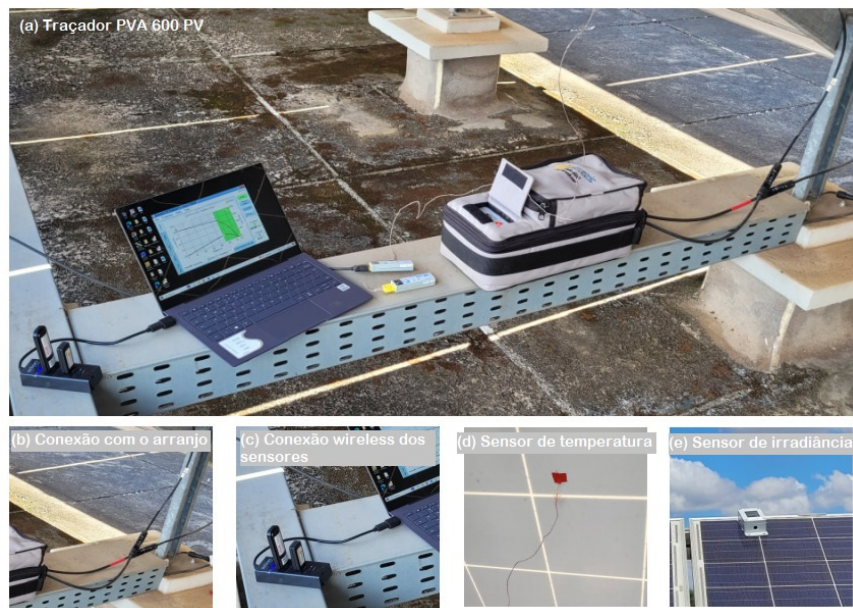


Figura 26 – Traçador PVA 600 PV Analyser em Uso na Usina FV - TESLA.

módulos. Decorrendo, em seguida, as avaliações qualitativa e quantitativas novamente, a fim de comparação com os primeiros valores obtidos.

4.2.1 Primeira Coleta de Dados

Devido à necessidade de limpeza e à forte característica de adesão da sujeira presente nos módulos, foram realizadas três rodadas de limpeza, além de indicar a influência desse fator sobre a total recuperação das características originais das curvas I_xV e P_xV . A primeira aquisição de dados teve início no mês de maio de 2024 de acordo com o cronograma apresentado na tabela 7.

Tabela 7 – Cronograma Primeira Coleta de Dados Usina FV - TESLA.

Data	Arranjo	Procedimento
13 de maio	S1	1° limpeza
14 de maio	F1 e F2	1° limpeza
15 de maio	P1	1° limpeza
20 de maio	S1	2° limpeza
21 de maio	F1 e F2	2° limpeza
22 de maio	P1	2° limpeza
03 de junho	S1	3° limpeza
04 de junho	F1, F2 e P1	3° limpeza

Tendo em vista o período seco local, foi possível observar a deposição gradual de materiais particulados sobre os módulos fotovoltaicos. O registro foi realizado tendo como base um módulo de referência pertencente ao arranjo F1. A figura 27 exemplifica os estágios registrados antes de cada limpeza.



Figura 27 – Característica de Deposição da Sujeira na Usina FV - TESLA.

A característica da sujeira observada ao longo do tempo de análise mostrou-se relativamente diferente, principalmente antes da primeira limpeza. Essa concentrava-se de maneira mais igual sobre todo o módulo e de aparência mais opaca. Após 7 dias, quando foi feito o segundo registro, e, conseqüentemente, a segunda limpeza, a aparência desse fator era similar a uma fina poeira sobre todo o módulo, enquanto no terceiro registro, 14 dias após, a sujeira estava mais concentrada na base, destacando-se os contornos provenientes do orvalho, e a poeira pode ser caracterizada com maior aderência em relação a anterior.

4.2.2 Segunda Coleta de Dados

Como indicado, a segunda coleta de dados ocorreu sobre o sistema ligado ao inversor SMA, cujos arranjos são S1, S2 e S3, totalizando 45 painéis de 245 W_p cada.

Para avaliação da sujeira nessa etapa de projeto, seguiu-se o mesmo método de inspeção, a avaliação qualitativa seguida da avaliação quantitativa com os módulos sujos e posteriormente com os módulos limpos, entretanto realizando apenas uma limpeza geral do sistema, ocorrendo no dia 29 de julho de 2024. O método de limpeza empregada consistiu igualmente na limpeza úmida, contudo sem a utilização de detergente neutro.

4.3 Resultados

Tendo em vista a proposta de uma pesquisa científica, de avaliar diferentes aspectos de um mesmo cenário, os resultados serão igualmente avaliados pontualmente, a fim de analisar disparidades que possam contribuir de alguma forma na degradação do sistema por sujeira.

Quanto ao impacto da sujeira observado por meio da câmera térmica, a primeira análise realizada, resultante da primeira coleta de dados, exprime a diminuição dos danos causados por esse fator, o que pode ser observado por meio da figura 28 na qual são exibidos módulos pertencentes ao arranjo F1. Destaca-se a deposição de sujeira (à esquerda) e a presença de pontos quentes (à direita), considerando o antes, quando o sistema estava livre de qualquer limpeza e o depois da última manutenção.

A diferença que a sujeira pode provocar sobre a temperatura de operação do módulo FV é um fator considerável para a operação do sistema, por isso a figura 29, a qual

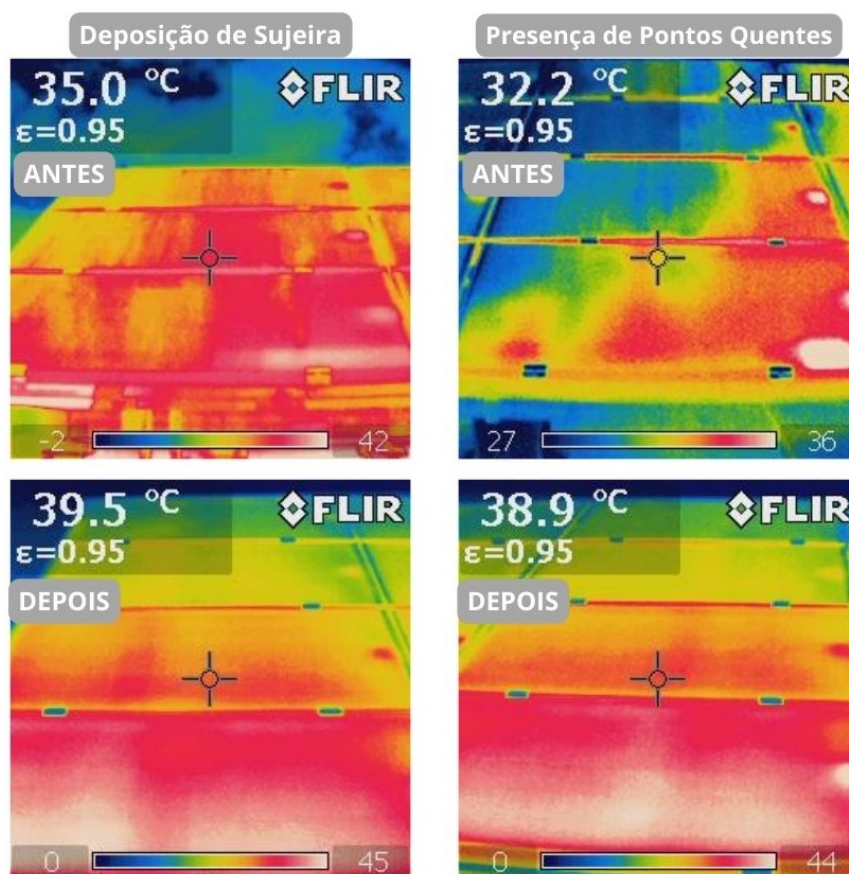


Figura 28 – Comparativo Térmico do Impacto da Sujeira na Usina FV - TESLA.

apresenta o arranjo S1, exprime a diferença de temperatura encontrada quando colocado módulos limpos e sujos lado a lado, estando sobre as mesmas condições ambientais, podendo apresentar até 12°C de diferença entre eles. Destaca-se, como visto na literatura, a temperatura como um grande fator de perdas para o sistema elétrico.



Figura 29 – Comparativo entre Sistema Limpo e Sujo.

4.3.1 Resultados - Primeira Coleta de Dados

Além da queda de temperatura, alguns defeitos puderam ser melhores visualizados após a limpeza dos módulos. Notou-se que todos os arranjos apresentam condições que podem ser provocadas e/ou intensificadas pela falta de manutenção recorrente, como, por exemplo, a presença de linha escurecidas sobre os módulos, células esbranquiçadas e formação de pontos quentes.

Realizando uma inspeção qualitativa, dos 15 módulos do arranjo pertencente ao inversor SMA, 26,7% apresentam algum tipo de não conformidade previamente citada. Quanto ao arranjo ligado ao inversor Fronius, o valor é mais expressivo, 45% apresentam algum defeito. Para o arranjo ligado ao PHB, 42,1% exibem alguma irregularidade. A figura 30 exemplifica um comparativo entre uma imagem real do defeito de esbranquiçamento, encontrado nesse arranjo, e como ele pode ser caracterizado por meio de uma imagem térmica.



Figura 30 – Comparativo Térmico x Real de Células Esbranquiçadas.

Quanto à avaliação quantitativa, a qual resulta dos dados obtidos por meio do traçador de curvas e o emprego de equações matemáticas disponibilizadas na literatura de apoio, julga-se que os resultados estão de acordo com o esperado.

Os dados extraídos foram compilados e são apresentados sequencialmente de acordo com os arranjos estudados.

- Arranjo S1:

Na tabela 8 são exibidos os dados referente à coleta feita para o arranjo S1.

Tabela 8 – Medições Parciais Usina FV - TESLA (Arranjo S1).

Parâmetros	Sujo	1° Limpeza	AL ¹ 2	2° Limpeza	AL 3	3° Limpeza
P_{max} [W]	2550	2605	2561	2736	2545	2708
V_{mp} [V]	360,5	361	355,6	356,6	360,7	365,7
I_{mp} [A]	7,07	7,21	7,20	7,67	7,05	7,4
V_{op} [V]	475,9	478,7	475,3	483	482,3	488
I_{sc} [A]	8,25	8,24	8,16	8,57	7,9	8,36
$T_{backside}$ [°C]	58,3	54,4	61,7	57,2	55	52,8
Irradiância [W/m^2]	1057	966,7	964,6	1009	937,6	979,7
SR_{ISC}	0,93	1,01	1	1,01	1	1,02
SR_{Pmax}	0,77	0,84	0,85	0,86	0,85	0,86
ICPM. ² [W/m^2]	983,5	984,75	970,84	1022,4	943,77	1000,1

¹ Antes da Limpeza.

² Irradiância Captada pelo Módulo.

A organização dos dados foi feita em ordem cronológica, partindo do sistema sujo, passando pela primeira limpeza, pela segunda limpeza e finalizando na terceira limpeza, em que admite-se que o sistema esteja com suas características de curvas IxV e PxV completamente restauradas conforme demonstrado na figura 31. Na imagem, retirada do *software* do próprio traçador, é exibido o comparativo do sistema sujo e completamente limpo, apesar de não haver grandes distorções, a curva IxV (em vermelho) apresenta-se abaixo do esperado do lado sujo, indicando que a presença de sujeira sobre as células dificulta a captação efetiva de irradiância pelos módulos. Após a limpeza, há a elevação desse parâmetro, até o ponto assinalado no gráfico como ideal, sugerindo a melhora significativa quando observa-se a curva do lado limpo.

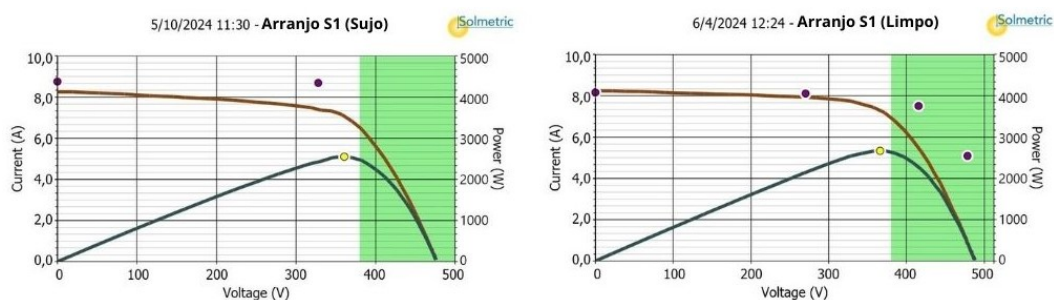


Figura 31 – Primeira Coleta de Curvas IxV e PxV (Arranjo SMA).

Devido ao horário escolhido para realizar os testes, a irradiância captada durante todas as medições concentraram-se entre 937 e 1057 W/m^2 . Diante desse fator, logo na primeira limpeza foi possível verificar a melhora dos parâmetros do sistema, sendo a taxa de sujeira em corrente (SR_{ISC}) restabelecida ao valor ideal de um e mantendo-se até o final das rodadas de limpezas.

Outros parâmetros foram melhorados após a constância na manutenção do sistema. É o caso da potência máxima de operação (P_{max}), cujos valores passaram de 2550 W para 2708 W , e também a irradiância efetivamente captada pelo módulo, que possui relação

direta com a presença de materiais particulados sobre as células. Nesse ponto, observa-se que, mesmo no instante final tendo uma irradiância disponível menor que a ideal (1000 W/m^2), o sistema, estando limpo, consegue operar em sua condição padrão.

A fim de exemplificar o ganho gradual de potência ao longo do período de manutenção, a figura 32 demonstra as curvas de potência ativa durante os dias 07 de maio, 12 de julho e 15 de agosto de 2024. Demonstra-se a incrementação dos valores desse fator, sendo o seu pico melhorado com o aumento da manutenção.

Destaca-se ainda, os fatores ambientais nos quais o sistema estava sujeito no momentos em que os dados de potência ativa foram coletados, tais dados, extraídos da estação solarimétrica da própria Usina FV - TESLA, são exibidos na tabela 9. O ponto de máxima potência coletado figura-se em horários aproximados, entre 11h30 e 12h, com irradiância constante sobre as células de 672 W/m^2 a 808 W/m^2 . Não foram registradas variações significativas de umidade e/ou temperatura, logo, pode-se atribuir o aumento relativo de 45,5% à remoção de sujeira.

Tabela 9 – Comparativo de Dados para Diferentes Potências Ativas.

Parâmetros	Pot. 1,67 kW (11h51)	Pot. 2,22 kW (11h27)	Pot. 2,43 kW (11h50)
Temperatura	25 - 26,1 °C	23,6 - 25,2 °C	22,9 - 24,9 °C
Irradiância	776 - 808 W/m^2	672 - 714 W/m^2	730 - 780 W/m^2
Umidade Relativa	47,5 - 52 %H	49,2 - 57,2 %H	47,3 - 53,7 %H

Apesar do ganho de 760 W, expresso pelos dados anteriores, ao analisar a taxa de sujeidade em potência ($SR_{P_{max}}$), entre o sistema limpo sujo, o desempenho do sistema ainda ficou abaixo do valor exibido na literatura, indicando que alguns módulos podem ter sofrido dano permanente em sua integridade física devido ao longo período de exposição ao ambiente sem manutenção periódica.

- Arranjos F1 e F2:

A análise parcial sobre o sistema conectado ao inversor Fronius ocorreu sobre os arranjos F1 e F2 de forma similar à análise anterior. Os dados quantitativos proveniente de análises matemáticas e obtidas com o auxílio do traçador de curvas da Solmetric são apresentados na tabela 10.

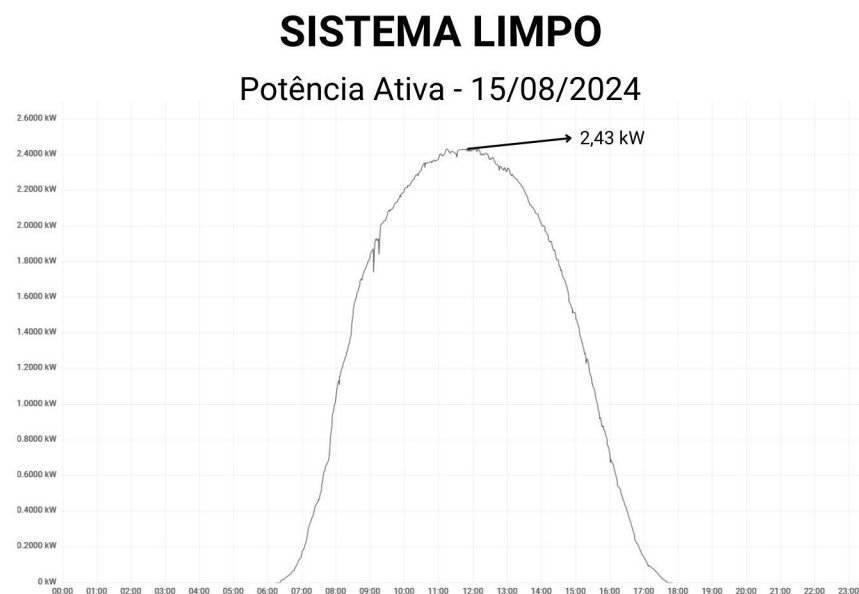
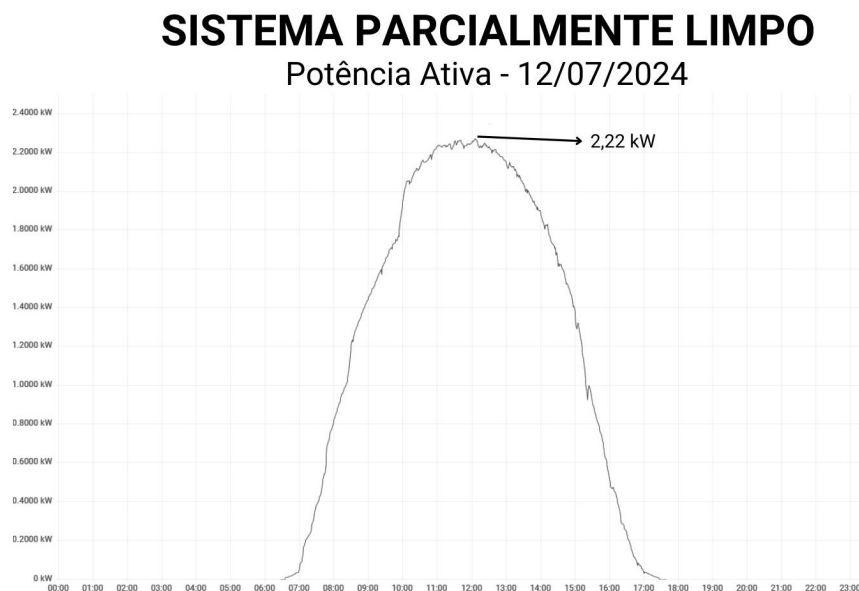
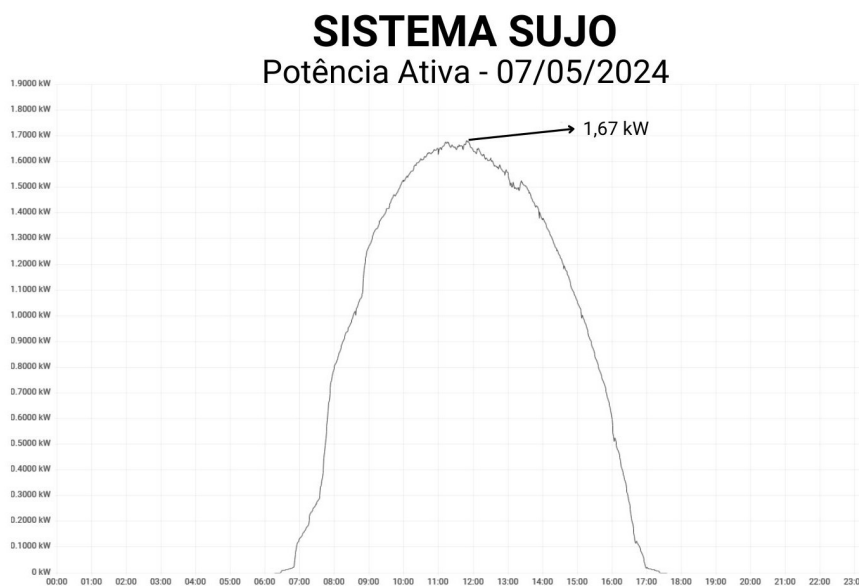


Figura 32 – Evolução do Ganho de Potência Ativa do Sistema (Arranjo SMA). (Fonte: Estação Solarimétrica da Usina FV - TESLA).

Tabela 10 – Medições Parciais Usina FV - TESLA (Arranjo F1 e F2).

Parâmetros	Sujo	1° Limpeza	AL ¹ 2	2° Limpeza	AL 3	3° Limpeza
P_{max} [W]	1628	1691	1695	1750	1547	1729
V_{mp} [V]	235,7	234,1	246,4	249,2	246,1	239
I_{mp} [A]	6,91	7,22	6,88	7,02	6,36	7,24
V_{op} [V]	314,5	311,9	320,6	323,3	314,4	321,2
I_{sc} [A]	7,94	8,44	8,12	8,36	7,65	8,07
$T_{backside}$ [°C]	55,6	57,2	56,5	53,9	60,6	55
Irradiância [W/m ²]	1028	1012	975,5	988,3	924,7	944
SR_{ISC}	0,92	0,99	0,99	1	0,98	1,02
$SR_{P_{max}}$	0,39	0,41	0,43	0,44	0,42	0,46
ICPM. ² [W/m ²]	948,2	1006,9	969,16	999,39	910,77	964,08

¹ Antes da Limpeza.

² Irradiância Captada pelo Módulo.

A efetividade da periodicidade de limpeza demonstrou o reestabelecimento gradativo nos parâmetros coletados, sendo a potência o fator com maior expressão, manifestando um aumento de 1628 W para 1729 W, fator que, aliado ao ganho obtido em tensão, provocou a melhora da curva PxV (em azul) observada na figura 33 em que se estabelece o comparativo entre o sistema sujo e após a última manutenção.

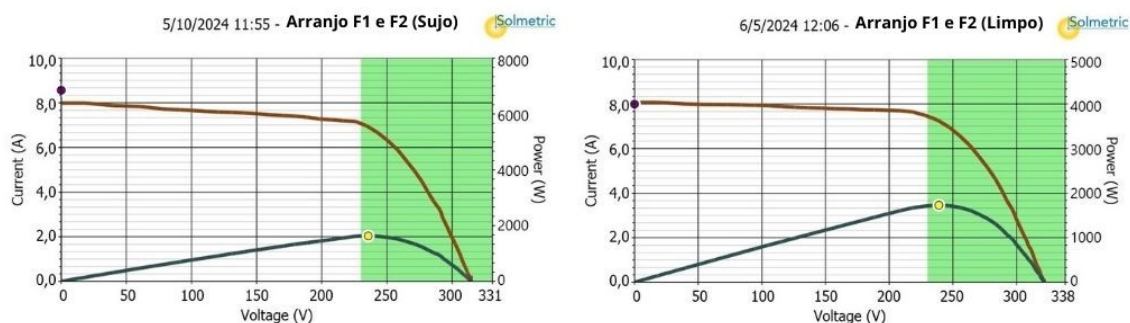


Figura 33 – Primeira Coleta de Curvas IxV e PxV (Arranjo Fronius).

Tendo em vista a taxa de sujeira, a SR_{ISC} e $SR_{P_{max}}$ expressaram aumento relativo de 10,72% e 18,75% respectivamente entre o sistema sujo e completamente limpo. Para o caso avaliado em corrente, os valores finais se mantiveram dentro do esperado, atingindo 1,02, contudo, quando se julga os valores em potência, a taxa final ficou muito abaixo do valor estimado, 0,46. Ressalta-se que esse conjunto de módulos, na avaliação qualitativa, apresentou o maior percentual de irregularidades que pode ser provocado ou agravado pelo acúmulo de sujeira.

Os maiores danos observados nesse arranjo podem ser relacionados a maior presença de materiais particulados sobre os módulos, uma vez que este apresentou a menor $SR_{P_{max}}$ inicial. A posição do arranjo, entre as *strings* pertencentes ao inversor SMA e o inversor PHB, dificulta a maior circulação de ar e a troca de calor com o meio ambiente, restringindo a limpeza natural do sistema.

- Arranjo P1:

Para o arranjo P1, pertencente ao acoplamento realizado ao inversor PHB, considera-se inicialmente o atendimento a um dos projetos aliados ao laboratório TESLA Engenharia de Potência, o que resulta em um padrão de ligação elétrica diferente dos demais arranjos previamente vistos. Diante disso, a tabela 11 expõe valores de corrente mais elevados, os quais apresentam poucas alterações ao longo das limpezas realizadas.

Tabela 11 – Medições Parciais Usina FV - TESLA (Arranjo P1).

Parâmetros	Sujo	1° Limpeza	AL ¹ 2	2° Limpeza	AL 3	3° Limpeza
P_{max} [W]	1854	1974	1967	1989	1806	2036
V_{mp} [V]	141,8	142,5	144,2	138,7	143,3	144,5
I_{mp} [A]	13,1	13,9	13,6	14,3	12,6	14,1
V_{op} [V]	191,3	192,7	193,8	189,3	190,6	195,5
I_{sc} [A]	15	16,2	16	17	15	16
$T_{backside}$ [°C]	56,1	55,2	48,3	41,1	58,9	52,8
Irradiância [W/m ²]	974,2	980,3	973,1	1028	914,2	937,9
SR_{ISC}	0,91	0,98	0,98	0,99	0,97	1,02
SR_{Pmax}	0,64	0,67	0,65	0,66	0,67	0,72
ICPM. ² [W/m ²]	895,4	967,54	959,63	1024,1	893,85	957

¹ Antes da Limpeza.

² Irradiância Captada pelo Módulo.

Outro fator que difere dos demais sistemas apresentados foi a impossibilidade de estabelecer um padrão dentro do *software* do traçador de curvas, por isso, todos os dados desse sistema foram inseridos manualmente, resultando nas curvas apresentadas na figura 34, porém, devido há esses fatores, diferente dos demais casos, não é apresentada uma zona de operação ótima destacada em verde.

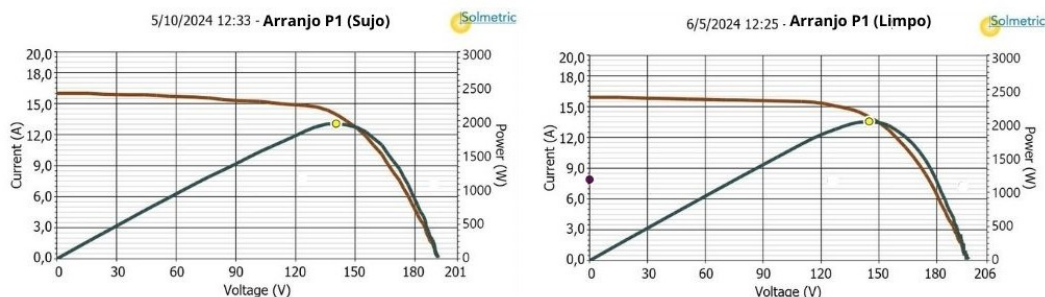


Figura 34 – Primeira Coleta de Curvas IxV e PxV (Arranjo PHB).

Quanto à análise dos parâmetros, a taxa de sujidade, principal fator que norteia essa pesquisa, indicou padrões semelhantes ao demais sistemas, sendo a SR_{ISC} inicial de 0,91, evoluindo gradualmente até a final de 1,02. Contudo, assim como nos demais casos, a SR_{Pmax} ficou abaixo de 1, chegando a 0,72.

Ao verificar a irradiância efetivamente captada pelo módulo, apesar do valor final de 957 W/m^2 , a segunda limpeza indicou que o conjunto e os módulos voltaram a operar

em sua condição padrão, sendo o valor indicado na última limpeza atribuído à irradiância incidente no momento da medição, aproximadamente 937 W/m^2 .

A temperatura de operação do módulo ($T_{backside}$) para esse arranjo mostrou a maior redução em comparação aos demais. Tomando como base o sistema sujo, em que a irradiação incidente no momento da medição era de $974,2 \text{ W/m}^2$, a temperatura registrada foi de $56,1^\circ\text{C}$. Antes da segunda limpeza, a irradiância sobre o módulo no momento da aferição era de $973,1 \text{ W/m}^2$ para a temperatura de operação de $48,3^\circ\text{C}$, uma redução de $7,8^\circ\text{C}$, considerando 7 dias de acúmulo de poeira entre as limpezas.

Para a avaliação da queda de temperatura de operação, utilizou-se como base os dados fornecidos pelo traçador de curvas, o qual, realiza a medição por meio do sensor de temperatura instalado sobre o módulo. No momento do registro de dados, aproximadamente ao meio-dia, a temperatura no ambiente, de acordo com a estação solarimétrica da usina era de $28,3^\circ\text{C}$ e $26,6^\circ\text{C}$, respectivamente.

4.3.2 Resultados - Segunda Coleta de Dados

A segunda etapa de estudo do sistema físico contemplou o sistema completo atrelado ao inversor SMA, sendo analisados os arranjos S1, S2 e S3. Utilizou-se igualmente o método de limpeza úmida, com o auxílio de panos e esponjas de características macias e não abrasivas. Entretanto, sem a utilização de detergentes neutros, o resultado adquirido foi semelhante ao primeiro, indicando a não efetividade desse produto na real limpeza dos módulos.

Outro ponto que difere da primeira análise é a periodicidade de limpeza, diferente do primeiro caso, no segundo, foi investida apenas uma rodada de manutenção, aqui descrita como limpeza geral. Apesar da melhora significativa do desempenho geral do sistema, acredita-se fielmente que, para sistemas que permaneceram expostos por muito tempo, sem a prévia manutenção, há a necessidade de limpezas sequenciais ou do emprego de outro método de remoção de sujeira, como, por exemplo, o jateamento.

Os dados coletados por meio do traçador de curvas e aprimorados por meio das equações matemáticas são descritos pela tabela [12](#).

Tabela 12 – Medições do Sistema SMA - Completo

Parâmetros	Sujo	Limpeza Geral
P_{max} [W]	2034	2209
V_{mp} [V]	379,5	374
I_{mp} [A]	5,36	5,9
V_{op} [V]	478,2	486,7
I_{sc} [A]	6,8	7,87
$T_{backside}$ [°C]	53,9	50
Irradiância [W/m ²]	919,4	928,7
SR_{ISC}	0,88	1,01
SR_{Pmax}	0,69	0,73
ICPM. ¹ [W/m ²]	812,91	943,06

¹ Irradiância Captada pelo Módulo.

Diante dos dados expostos, é possível identificar que a taxa de sujeidade em corrente foi reestabelecida ao valor ideal, passando de 0,88 para $SR_{ISC} = 1,01$. A potência máxima e a temperatura de operação do módulo tido como referencia também apresentaram valores positivos após a limpeza que, para o último caso, mesmo com maior irradiância incidente, apresentou redução de 3,9°C.

A irradiância efetivamente captada pelo módulo mostrou-se igualmente reestabelecida, tendo em vista que, para uma irradiância incidente no momento da medição de 928,7 W/m², o módulo opera em condições similares a 943,06 W/m². Normalizando os valores, caso houvesse uma irradiância incidente de 1000 W/m², o módulo, em situação limpa, operaria em sua condição ótima, com 1015,46 W/m².

Contudo, outros parâmetros comprovam a necessidade do sequenciamento da manutenção ou do emprego de uma metodologia diferente, como o caso das curvas IxV e PxV apresentadas na figura 35. As curvas apresentadas quando o sistemas encontra-se sujo contém distorções em sua forma, tanto em corrente (em vermelho) quanto em potência (em azul). Após a limpeza geral do conjunto de módulos, as distorções são amenizadas, porém não eliminadas em sua totalidade, principalmente em corrente.

Ressalta-se ainda que as características ideais não são estabelecidas, uma vez que, ao inserir as configurações do módulo dos arranjos no *software* do fabricante, são traçados pontos considerados ótimos para o sistema completo, os quais servem de referência e são destacados em roxo.

Quanto à análise qualitativa, o sistema completo apresenta as mesmas características do sistema parcialmente analisado, destacando-se a figura 36 em que um dos módulos pertencente ao arranjo S3 indicou a presença de excrementos de aves. O comparativo realizado com a câmera térmica apontou uma diferença de aproximadamente 4,6°C entre a localização exata e um ponto adjacente pertencente ao mesmo módulo.

A exposição prolongada de fatores externos que causam pontos quentes podem levar

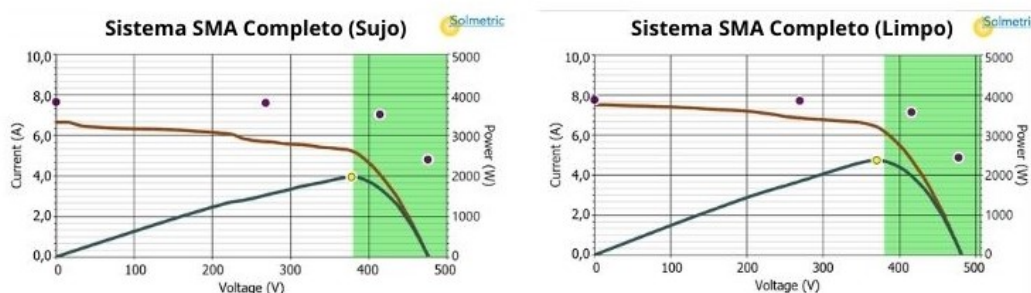


Figura 35 – Diferença de Temperatura Devido a Formação de Pontos Quentes.

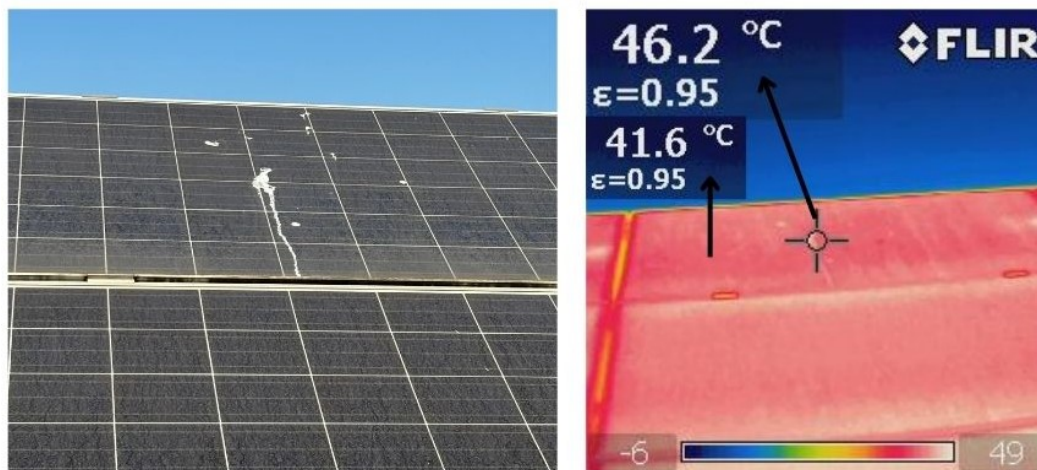


Figura 36 – Diferença de Temperatura Devido a Formação de Pontos Quentes.

a queima de componentes internos do módulo, reduzindo gradativamente a potência de operação do sistema, reforçando o que foi exemplificado pela análise da taxa de sujidade em potência no sistema parcial.

4.3.3 Análise de Perdas

Não há dúvidas quanto à principal finalidade de um sistema fotovoltaico, gerar energia elétrica de forma confiável e segura. Para isso, é necessário que a produção energética supere os custos de manutenção com o próprio sistema. Logo, uma avaliação das perdas se faz necessária como base para previsão de quando deve ser programada a higienização dos módulos, sem o devido desperdício de recursos.

A figura 37 estabelece um paralelo entre o diagrama de perdas do arranjo completo pertencente ao inversor SMA quando entrou em operação em junho de 2016 e quando os testes foram iniciados, e o sistema encontrava-se livre de manutenção há pelo menos 6 anos, em maio de 2024.

Utilizou-se o software SAM (System Advisor Model) pertencente a NREL (National Renewable Energy Laboratory) para devida implementação dos dados do sistema e projeção das perdas. Inicialmente, adotou-se 5% ao ano, dado padrão do sistema dado a localidade inserida. Após o período especificado, as perdas teóricas estiveram em aproximadamente 30%.

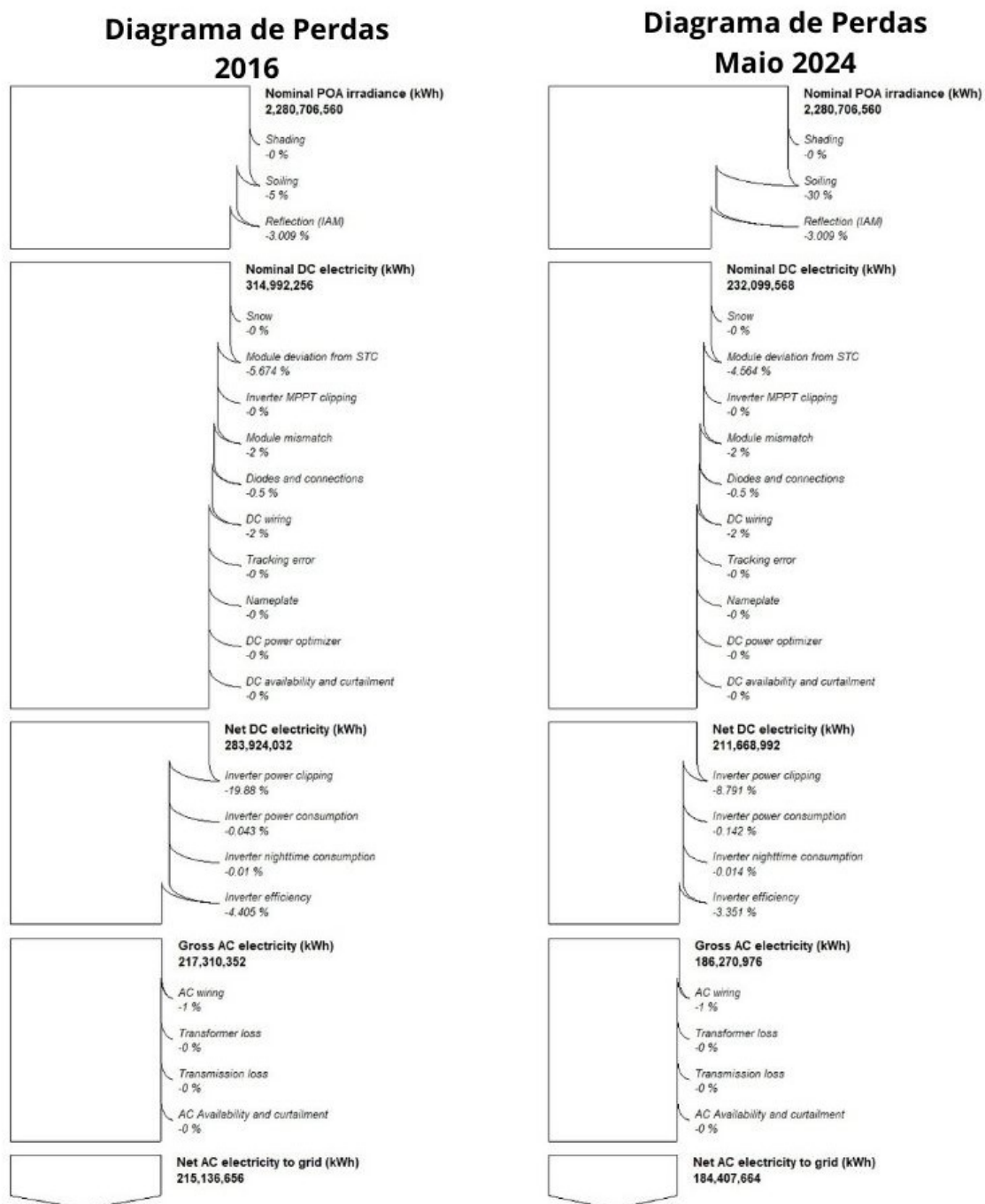


Figura 37 – Diagrama de Perdas do Sistema SMA (2016 e maio de 2024). (Fonte: SAM (System Advisor Model) - Adaptado).

A partir das simulações, a taxa de desempenho do sistema, descrita como *performance ratio* (PR) em 2016 para os arranjos S1, S2 e S3 juntos, era de 79,32%, após a adição das perdas por sujeira, a PR do mesmo conjunto ficou em 65,89%.

Tomando como base a equação 2.4, a PR real do sistema após a limpeza geral do conjunto atrelado ao inversor SMA ficou em 75,92%. Considera-se essa uma boa taxa de desempenho, uma vez que, como exposto na literatura [Gaio, Campos e Tiepolo 2018], é ideal que a taxa mantenha-se acima de 72%, sendo esse um bom índice para indicar o

momento de realizar a remoção da camada de sujeira presente sobre os módulos.

O mês de agosto caracteriza-se como sendo de longa exposição ao período seco local, o qual merece atenção por favorecer ao acúmulo de materiais particulados sobre os módulos e por indicar uma taxa de desempenho de aproximadamente 72,8%.

Devido às características do clima local, recomenda-se a limpeza anual ocorrendo no início do mês de agosto. O período seco tende a ser encerrado com chuvas esporádicas ocorrendo em novembro, as quais, sendo $\geq 5mm$ deve prolongar os efeitos da limpeza. O período úmido possui término em fevereiro/março, em que a PR tende a baixar gradativamente até a próxima manutenção programada para agosto seguinte.

Capítulo 5

Conclusão

Este trabalho apresentou-se como sendo uma ferramenta teórica de suporte para pesquisas sobre sujidade de módulos e de arranjos fotovoltaicos. Verifica-se que foram expostos métodos de análise qualitativos e quantitativos que servirão de embasamento para diversas pesquisas e análises que contemplem o tema.

Inicialmente, foi exposto um avanço regulamentário sobre o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos, tendo o Brasil como foco. A análise da revisão bibliográfica expôs os métodos utilizados para avaliação da sujidade dos módulos partindo da caracterização das não conformidades que as células apresentam e que podem estar diretamente relacionadas ao acúmulo de sujeira.

Sendo os sistemas FV sujeitos ao meio ambiente, a caracterização desse mostrou-se de extrema relevância para esse projeto, logo a influência de chuvas condicionou fator de impacto positivo na remoção da sujeira quando $\geq 5mm$ e, mostrou-se negativa quando $< 5mm$.

Utilizou-se como objeto de estudo a Usina Fotovoltaica Tesla, situada na Universidade Federal de Minas Gerais, onde taxa de sujidade (SR) em corrente e em potência, principal métrica atrelada ao fator sujeira, foi calculada conforme previsto em literatura para dois casos, o sistema parcial e o sistema completo.

Tomando como base o sistema original, parcialmente foram analisados os arranjos S1, F1, F2 e P1, conectados a diferentes inversores, SMA, Fronius e PHB, em aproveitamento ao propósito da própria usina de fornecer bases diferentes para estudos. As taxas de sujidades finais em correntes figuraram valores ideais, sendo $SR_{ISC} = 1,02$ para todos os arranjos acima citados.

Para o sistema completo, o resultado obtido foi de $SR_{ISC} = 1,01$, igualmente situado dentro do valor de correspondência apresentado na literatura de apoio. Para esse caso, ressalta-se a influência de seguidas rodadas de limpezas para o reestabelecimento das características originais das curvas IxV e PxV, dado principalmente ao longo período de

ausência de manutenção do sistema.

Quanto à taxa de sujeidade em potência, os valores mantiveram-se, em todos os casos analisados, abaixo do esperado. Estima-se que esse fator pode ser atrelado à presença de defeitos ou de danos irreversíveis provocados pela sujeira ao longo do tempo, tais como presença de linhas escurecidas sobre os módulos, escurecimentos ou embranquecimento da resina de Etileno-Vinil-Acetato (EVA) ou ainda a queima de células individuais provocadas por pontos quentes.

Diante disso, expõe-se como proposta futura, a caracterização das curvas IxV e PxV dos módulos de forma individual após a limpeza geral do sistema. Este estudo ajudará a identificar as placas que podem ter sofrido dano de forma permanente e que estão sujeitas à ação do diodo de *bypass*. Tais placas interferem no ganho global do sistema devido ao descasamento elétrico (*mismatch*), uma vez que o inversor tende a ajustar o ponto de máxima potência.

A fim de perpetuar os estudos acerca da sujeidade em módulos FV, propõe-se ajustes a serem feitos no sistema de monitoramento da Usina Fotovoltaica Tesla. O sistema atualmente conta com o monitoramento de parâmetros básicos, como tensão, corrente, potência, irradiância, temperatura e umidade. Recomenda-se o aprimoramento para medir a energia e análise da taxa de desempenho, a fim de indicar o momento ideal para efetuar a manutenção, tendo em vista disparidades que podem vir a ocorrer durante o ano.

Referências

- ABNT 2021 ABNT. *Ensaaios Não Ddestrutivos - Termografia - Medição e Compensação da Temperatura Aparente Refletida Utilizando Câmeras Termográficas*. [S.l.], 2021.
- ABNT 2022 ABNT. *Ensaaios Não Ddestrutivos - Termografia Infravermelha - Terminologia*. [S.l.], 2022.
- ABSOLAR 2022 ABSOLAR. *ABSOLAR, 2022*. [S.l.], 2022.
- Alnasser et al. 2020 ALNASSER, T. M. et al. Impact of dust ingredient on photovoltaic performance: An experimental study. *Solar Energy*, v. 195, p. 651–659, 2020. ISSN 0038-092X.
- ANEEL 2012 ANEEL. *Resolução Normativa N° 482, DE 17 de abril de 2012*. [S.l.], 2012.
- ANEEL 2020 ANEEL. *Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional– PRODIST - módulo 3*. [S.l.], 2020.
- ANEEL 2021 ANEEL. *Resolução Normativa N° 1.000, de 07 de dezembro de 2021*. [S.l.], 2021.
- ANEEL 2023 ANEEL. *Resolução Normativa N° 1.059, DE 07 de fevereiro de 2023*. [S.l.], 2023.
- Antunes 2018 ANTUNES, H. M. A. *Conversor Multifuncional Reconfigurável e Tolerante a Falhas para Microrredes de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2018.
- Appels et al. 2013 APPELS, R. et al. Effect of soiling on photovoltaic modules. *Solar Energy*, v. 96, p. 283–291, 2013. ISSN 0038-092X.
- Araújo, De Carvalho e Dupont 2019 Araújo, D. A.; De Carvalho, P. C. M.; Dupont, I. M. Efeitos da acumulação de sujeira sobre o desempenho de módulos fotovoltaicos. *Revista Tecnologia*, v. 40, p. 1–23, 2019. ISSN 2318-0730.
- Assis e Abreu 2010 ASSIS, W. L.; ABREU, M. L. D. O clima urbano de belo horizonte: análise têmporo-espacial do campo térmico e higrício. *Revista de C. Humanas*, v. 10, p. 47–63, 2010.
- Barbosa, Faria e Gotijo 2018 Barbosa, E. R.; Faria, M. S. F.; Gotijo, F. B. Influência da sujeira na geração fotovoltaica. In: *CBENS - Congresso Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.: s.n.], 2018.
- Berg 1978 BERG, R. S. Heliostat dust buildup and cleaning studies. 3 1978.

- Bessa et al. 2021 BESSA, J. et al. Monitoring photovoltaic soiling: Assessment, challenges and perspectives of current and potential strategies. *iScience*, v. 24, p. 102165, 02 2021.
- Bhattacharya, Chakraborty e Pal 2015 BHATTACHARYA, T.; CHAKRABORTY, A.; PAL, K. Influence of environmental dust on the operating characteristics of the solar pv module in tripura, india. *International Journal of Engineering Research*, v. 4, p. 141–144, 03 2015.
- Bock et al. 2008 BOCK, J. P. et al. An efficient power management approach for self-cleaning solar panels with integrated electrodynamic screens. In: *Proc. ESA Annual Meeting on Electrostatics*. [S.l.: s.n.], 2008. p. O2.
- Brooks et al. 2013 BROOKS, A. E. et al. The consequence of soiling on pv system performance in arizona; comparing three study methods. In: *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 0754–0758.
- Cabanillas e Munguía 2011 CABANILLAS, R. E.; MUNGUÍA, H. Dust accumulation effect on efficiency of si photovoltaic modules. *Journal of renewable and sustainable energy*, American Institute of Physics, MELVILLE, v. 3, n. 4, p. 043114–043114–8, 2011. ISSN 1941-7012.
- Chanchangi et al. 2020 CHANCHANGI, Y. N. et al. An analytical indoor experimental study on the effect of soiling on pv, focusing on dust properties and pv surface material. *Solar Energy*, v. 203, p. 46–68, 2020. ISSN 0038-092X.
- Conceição et al. 2022 CONCEIÇÃO, R. et al. Soiling effect in solar energy conversion systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 162, p. 112434, 2022. ISSN 1364-0321.
- Costa, Hirashima e Ferreira 2021 COSTA, A. L. C.; HIRASHIMA, S. Q. d. S.; FERREIRA, R. V. Operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: inspeção termográfica e limpeza de módulos fv. *Ambiente Construído*, Associação Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído - ANTAC, v. 21, n. 4, p. 201–220, Oct 2021. ISSN 1678-8621.
- Costa, Kazmerski e Diniz 2021 COSTA, S. C. S.; KAZMERSKI, L. L.; DINIZ, A. S. A. Impact of soiling on si and cdte pv modules: Case study in different brazil climate zones. *Energy Conversion and Management: X*, v. 10, p. 100084, 2021. ISSN 2590-1745.
- Costa et al. 2018 COSTA, S. C. S. et al. Avaliação da sujidade em módulos fotovoltaicos (evaluation of soiling of photovoltaic modules). In: *VII Congr. Bras. de Energia Solar, Gramado 2018*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–8.
- Cruz et al. 2020 CRUZ, F. T. et al. Descarte, reciclagem e logística reversa: análise do fim de vida útil dos painéis fotovoltaicos. *Brazilian Journal of Development*, v. 6, n. 9, p. 73294–73309, 2020.
- Da Fonseca et al. 2020 Da Fonseca, J. E. F. et al. Degradation analysis of a photovoltaic generator after operating for 15 years in southern brazil. *Solar Energy*, v. 196, p. 196–206, 2020. ISSN 0038-092X.

- Dantas, Guerra e Nascimento 2021 DANTAS, J. C.; GUERRA, F. K. de O. M. V.; NASCIMENTO, V. C. C. do. Sistemas fotovoltaicos: Análise de perdas por mismatch. *Revista Eletrônica de Engenharia Elétrica e Engenharia Mecânica*, v. 3, p. 70–80, 2021. ISSN 2763-5325.
- Dunn et al. 2013 DUNN, L. et al. Pv module soiling measurement uncertainty analysis. In: IEEE. *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.], 2013. p. 0658–0663.
- Elminir et al. 2006 ELMINIR, H. K. et al. Effect of dust on the transparent cover of solar collectors. *Energy Conversion and Management*, v. 47, p. 3192–3203, 2006. ISSN 0196-8904.
- Faustini et al. 2010 FAUSTINI, M. et al. Hydrophobic, antireflective, self-cleaning, and antifogging solgel coatings: An example of multifunctional nanostructured materials for photovoltaic cells. *Chemistry of materials*, American Chemical Society, WASHINGTON, v. 22, n. 15, p. 4406–4413, 2010. ISSN 0897-4756.
- Fernández-García et al. 2014 FERNÁNDEZ-GARCÍA, A. et al. Study of different cleaning methods for solar reflectors used in csp plants. *Energy Procedia*, v. 49, p. 80–89, 12 2014.
- Ferreira 2018 FERREIRA, R. A. M. *Metodologia para Avaliação do Desempenho de Painéis Fotovoltaicos Utilizando um Modelo Elétrico-Térmico e Termografia Quantitativa*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2018.
- Ferreira et al. 2017 FERREIRA, R. V. et al. Assessment of energy storage viability for a pv power plant injecting during peak load time. In: *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- Filho et al. 2020/21 FILHO, B. J. C. et al. Minirrede de energia Óasis-ufmg-ano 1. Relatório Interno. 2020/21.
- Filho et al. 2021/22 FILHO, B. J. C. et al. Minirrede de energia Óasis-ufmg-ano 2. Relatório Interno. 2021/22.
- Filho et al. 2021/22 FILHO, B. J. C. et al. Minirrede de energia Óasis-ufmg-ano 2 e 3. Relatório Interno. 2021/22.
- FLIR 2024 FLIR. *FlirI60*. 2024. Disponível em: . Acesso em: 30 de abril 2024.
- Foureaux et al. 2016 Foureaux, N. C. et al. Decisões de projeto da usina experimental fotovoltaica tesla engenharia de potência. In: *CBENS - Congresso Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.: s.n.], 2016.
- Fraga et al. 2018 FRAGA, M. M. et al. Analysis of the soiling effect on the performance of photovoltaic modules on a soccer stadium in minas gerais, brazil. *Solar Energy*, v. 163, p. 387–397, 2018. ISSN 0038-092X.
- Fronius 2024 Fronius. *IG Plus 150V-3*. 2024. Disponível em: . Acesso em: 14 de março 2024.

- Gaio, Campos e Tiepolo 2018 GAIO, J. N.; CAMPOS, K. M. A. d.; TIEPOLO, G. M. Determination of the ideal time for cleaning of photovoltaic panels aiming at better productivity - case study of the implanted grid-connected photovoltaic system at the federal university of technology of paran . *Brazilian archives of biology and technology*, Instituto de Tecnologia do Paraná (Tecpar), v. 61, n. spe, 2018. ISSN 1516-8913.
- Gazoli e VILLALVA 2012 GAZOLI, J. R.; VILLALVA, M. G. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplica es. *São Paulo:  rica*, 2012.
- Gostein, Caron e Littmann 2014 GOSTEIN, M.; CARON, J. R.; LITTMANN, B. Measuring soiling losses at utility-scale pv power plants. In: IEEE. *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. [S.l.], 2014. p. 0885–0890.
- Grando et al. 2019 GRANDO, M. T. et al. Robots for cleaning photovoltaic panels: State of the art and future prospects. *Revista Tecnología y Ciencia*, n. 35, p. 137–150, 2019.
- He, Zhou e Li 2011 HE, G.; ZHOU, C.; LI, Z. Review of self-cleaning method for solar cell array. *Procedia Engineering*, v. 16, p. 640–645, 12 2011.
- Hickel 2017 HICKEL, B. M. *O Impacto do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Causado pelo Acumulo de Sujeira Sobre os Módulos FV - Metodologia e Avalia o Através de Curvas IxV em Campo*. Disserta o (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.
- Hickel et al. 2016 Hickel, B. M. et al. Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos fv. In: *CBENS - Congresso Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.: s.n.], 2016.
- Hottel e Woertz 2022 HOTTEL, H. C.; WOERTZ, B. B. The Performance of Flat-Plate Solar-Heat Collectors. *Transactions of the American Society of Mechanical Engineers*, v. 64, n. 2, p. 91–103, 12 2022. ISSN 0097-6822.
- IEA 2024 IEA. *Renewables 2023*. [S.l.], 2024.
- IEC 2016 IEC. *Photovoltaic (PV) Module Safety Qualification - Part 2: Requirements for testing*. [S.l.], 2016.
- IEC 2018 IEC. *Photovoltaic System Performance - Part 3: Energy Evaluation Method*. [S.l.], 2018.
- IEC 2021 IEC. *Photovoltaic Devices - Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I-V Characteristics*. [S.l.], 2021.
- IEC 2021 IEC. *Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring*. [S.l.], 2021.
- Kagan et al. 2018 KAGAN, S. et al. Impact of non-uniform soiling on pv system performance and soiling measurement. In: IEEE. *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)(A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*. [S.l.], 2018. p. 3432–3435.
- Kalimeris et al. 2023 KALIMERIS, A. et al. Data-driven soiling detection in pv modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 13, n. 3, p. 461–466, 2023.

- Khan et al. 2022 KHAN, M. et al. Outdoor performance of anti-soiling coatings in various climates of saudi arabia. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 235, p. 111470, 01 2022.
- Kimber et al. 2006 KIMBER, A. et al. The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in california and the southwest region of the united states. In: *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*. [S.l.: s.n.], 2006. v. 2, p. 2391–2395.
- Klimm, Lorenz e Weiss 2013 KLIMM, E.; LORENZ, T.; WEISS, K.-A. Can anti-soiling coating on solar glass influence the degree of performance loss over time of pv modules drastically. In: . [S.l.: s.n.], 2013.
- Klugmann-Radziemska e Ostrowski 2010 KLUGMANN-RADZIEMSKA, E.; OSTROWSKI, P. Chemical treatment of crystalline silicon solar cells as a method of recovering pure silicon from photovoltaic modules. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 35, n. 8, p. 1751–1759, 2010.
- Maghami et al. 2016 MAGHAMI, M. R. et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p. 1307–1316, 2016. ISSN 1364-0321.
- Mazumder et al. 2014 MAZUMDER, M. et al. Optical and adhesive properties of dust deposits on solar mirrors and their effects on specular reflectivity and electrodynamic cleaning for mitigating energy-yield loss. *Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering*, v. 9175, 10 2014.
- Meng et al. 2014 MENG, G. et al. Mechanics modeling of dust particle on solar panel surface in desert environment. *Transactions of the Chinese Society of Agricultural Engineering*, Editorial Office of Transactions of the Chinese Society of Agricultural . . . , v. 30, n. 16, p. 221–229, 2014.
- Meteorologia 2023 METEOROLOGIA, I. N. de. *Dados Pluviométricos (2023)*. 2023. Disponível em: . Acesso em: 18 de fevereiro 2024.
- Micheli, Muller e Kurtz 2016 MICHELI, L.; MULLER, M.; KURTZ, S. Determining the effects of environment and atmospheric parameters on pv field performance. In: *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1724–1729.
- Mondal e Bansal 2015 MONDAL, A. K.; BANSAL, K. A brief history and future aspects in automatic cleaning systems for solar photovoltaic panels. *Advanced Robotics*, v. 29, p. 515– 524, 04 2015.
- Oliveira 2024 OLIVEIRA, F. A. F. D. *Avaliação da Influência da Variação das Propriedades Ópticas Sobre as Inspeções Termográficas na Superfície Frontal de Módulos Fotovoltaicos de Silício*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2024.
- Oskay et al. 2019 OSKAY, C. et al. Scale formation and degradation of diffusion coatings deposited on 9% cr steel in molten solar salt. *Coatings*, MDPI, v. 9, n. 10, p. 687, 2019.
- Pabisiak e Kiejna 2014 PABISIAK, T.; KIEJNA, A. Fe adsorption on hematite (α - Fe_2O_3)(0001) and magnetite (Fe_3O_4)(111) surfaces. *The Journal of chemical physics*, AIP Publishing, v. 141, n. 13, 2014.

- Pereira 2019 PEREIRA, N. X. *Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil: geração distribuída vs geração centralizada*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2019.
- PHB 2024 PHB. *PHB20KN-DT*. 2024. Disponível em: . Acesso em: 14 de março 2024.
- Picotti et al. 2018 PICOTTI, G. et al. Development and experimental validation of a physical model for the soiling of mirrors for csp industry applications. *Solar Energy*, v. 173, p. 1287–1305, 2018. ISSN 0038-092X.
- Rampinelli e Krenzinger 2006 RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A. Efeito do sombreamento em células de uma associação de módulos fotovoltaicos conectados à rede. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 10, 2006.
- Sarver, Al-Qaraghuli e Kazmerski 2013 SARVER, T.; AL-QARAGHULI, A.; KAZMERSKI, L. L. A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 22, p. 698–733, 2013. ISSN 1364-0321.
- Shafique, Luo e Zuo 2020 SHAFIQUE, M.; LUO, X.; ZUO, J. Photovoltaic-green roofs: A review of benefits, limitations, and trends. *Solar Energy*, v. 202, p. 485–497, 2020. ISSN 0038-092X.
- Silva et al. 2022 SILVA, M. C. D. et al. Oasis-ufmg: Proposta de minirrede para diminuição de custos de energia elétrica no campi universitário. In: *XXIV Congresso Brasileiro de Automática*. [S.l.: s.n.], 2022. v. 3, n. 1, p. 2386–2393.
- Silva e Junior 2023 SILVA, M. P. da C.; JUNIOR, O. P. Os efeitos da limpeza na produtividade de um gerador fotovoltaico na cidade de guaxupé-mg. *EnPE*, v. 10, n. 1, 2023.
- Silva et al. 2020 SILVA, M. S. da et al. Energia solar fotovoltaica: Revisão bibliográfica. *Revista Mythos*, v. 14, n. 2, p. 51–61, 2020.
- Silva et al. 2020 SILVA, T. C. et al. Technical and economical evaluation of the photovoltaic system in brazilian public buildings: A case study for peak and off-peak hours. *Energy*, v. 190, p. 116282, 2020. ISSN 0360-5442.
- Silvestre 2018 SILVESTRE, S. Chapter 7 - strategies for fault detection and diagnosis of pv systems. In: YAHYAOU, I. (Ed.). *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*. [S.l.]: Elsevier, 2018. p. 231–255. ISBN 978-0-12-812959-3.
- Sims et al. 2003 SIMS, R. et al. Development of a transparent self-cleaning dust shield for solar panels. *Proc. ESA-IEEE Joint Meeting Electrostatics*, 01 2003.
- SMA 2024 SMA. *STP12000TL-20*. 2024. Disponível em: . Acesso em: 14 de março 2024.
- Solar 2024 SOLAR, Y. *Datasheet Painel Yingli*. 2024. Disponível em: . Acesso em: 23 de fevereiro 2024.
- SOLMETRIC 2024 SOLMETRIC. *PVA600*. 2024. Disponível em: . Acesso em: 08 de abril 2024.

Tanesab et al. 2015 TANESAB, J. et al. The contribution of dust to performance degradation of pv modules in a temperate climate zone. *Solar Energy*, v. 120, p. 147–157, 2015.

Apêndice A

Avaliação Qualitativa

A análise qualitativa teve como propósito investigar a distribuição da sujeira sobre os módulos e determinar, principalmente, a presença pontos quentes, por isso, foram realizados registros antes de depois das limpezas.

De acordo com as imagens térmicas coletadas, identificou-se diferentes padrões de distribuição da sujeira sobre os módulos, uma vez que, devido ao padrão de instalação, alguns módulos podem estar mais ou menos sujeitos a ação dos ventos.

A.1 Análise por Arranjo

Os dados foram coletados sobre os arranjos de forma individual, seguindo as *strings* analisadas em S1, F1 F2 e P1. As imagens registradas por meio da câmera infravermelha Flir modelo I60 são descritas sequencialmente abaixo.

A.1.1 Arranjo S1

Inicialmente, a figura 38 exibe o comparativo entre os mesmos módulos pertencentes ao arranjo S1. Tomando como condição inicial o estado sujo de operação, apresentado à esquerda em (a), onde foram realizadas medições no dia 13 de maio de 2024 e logo após a primeira limpeza, à direita em (b), tendo o registro no dia seguinte.

Destaca-se a presença de três pontos quentes significativos sobre o módulo, além da presença de sujeira verticalmente aderida, simbolizada pelos tons em vermelho. Após uma etapa de manutenção, houve a melhora dos parâmetros listados. O modulo passou a não exibir rastros predominantes de sujeira e a presença de pontos quentes também foi consideravelmente reestabelecida.

Entretanto, após um hiato de 6 dias da primeira limpeza, foi possível verificar, por meio da figura 39, o reaparecimento de pontos quente em locais onde previamente já haviam sido identificados, indicando a presença de danos permanentes, como a queima

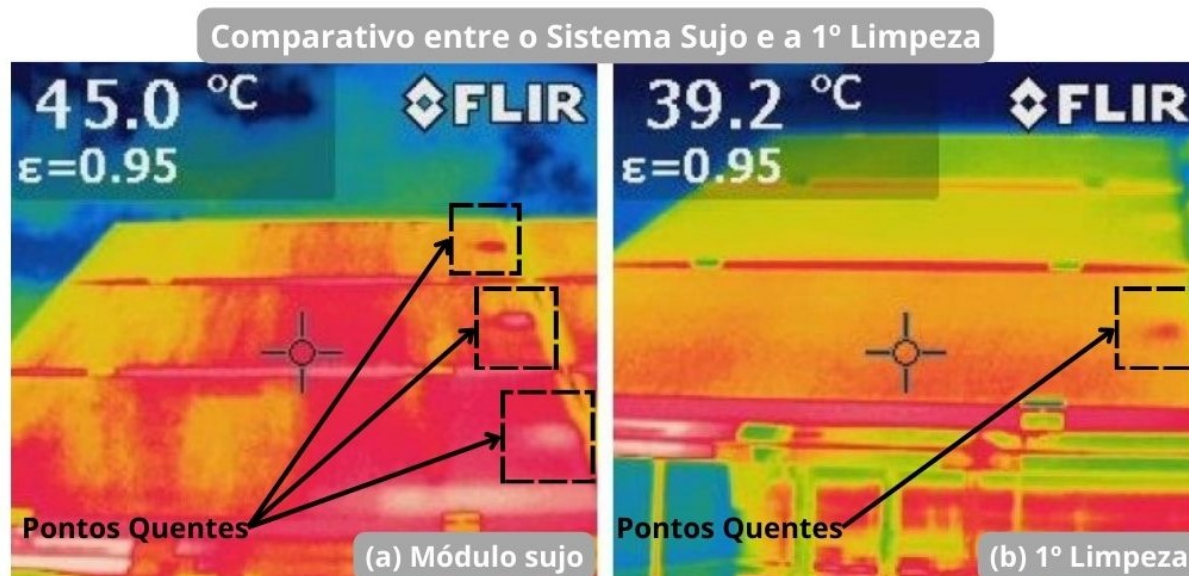


Figura 38 – Comparativo entre Módulo Sujo e Após a 1ª Limpeza - Arranjo S1.

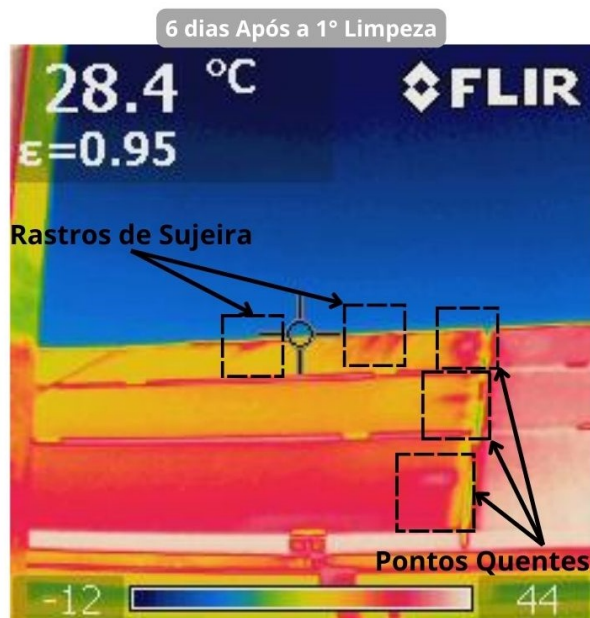


Figura 39 – Módulo Exposto a Seis Dias de Sujeira - Arranjo S1.

de componentes internos das células. Outro ponto de destaque é quanto ao início do surgimento de rastros de sujeira, mais predominantemente nas bordas do módulo.

Na avaliação registrada entre a segunda e a terceira limpeza, a figura 40 exibe o comparativo entre o efeito imediato da limpeza. A primeira medição, à esquerda, em (a), o registro antes da limpeza e em (b), o registro no dia seguinte, após a limpeza. Destaca-se a diminuição da circunferência relativa ao ponto quente de maior destaque nos módulos analisados.

Tendo em vista o apresentado por meio de imagens térmicas em concordância com a literatura, comprovou-se que, os módulos que são expostos a fatores externos por longos períodos sem a manutenção preventiva regular, tendem a sofrer assiduamente os danos

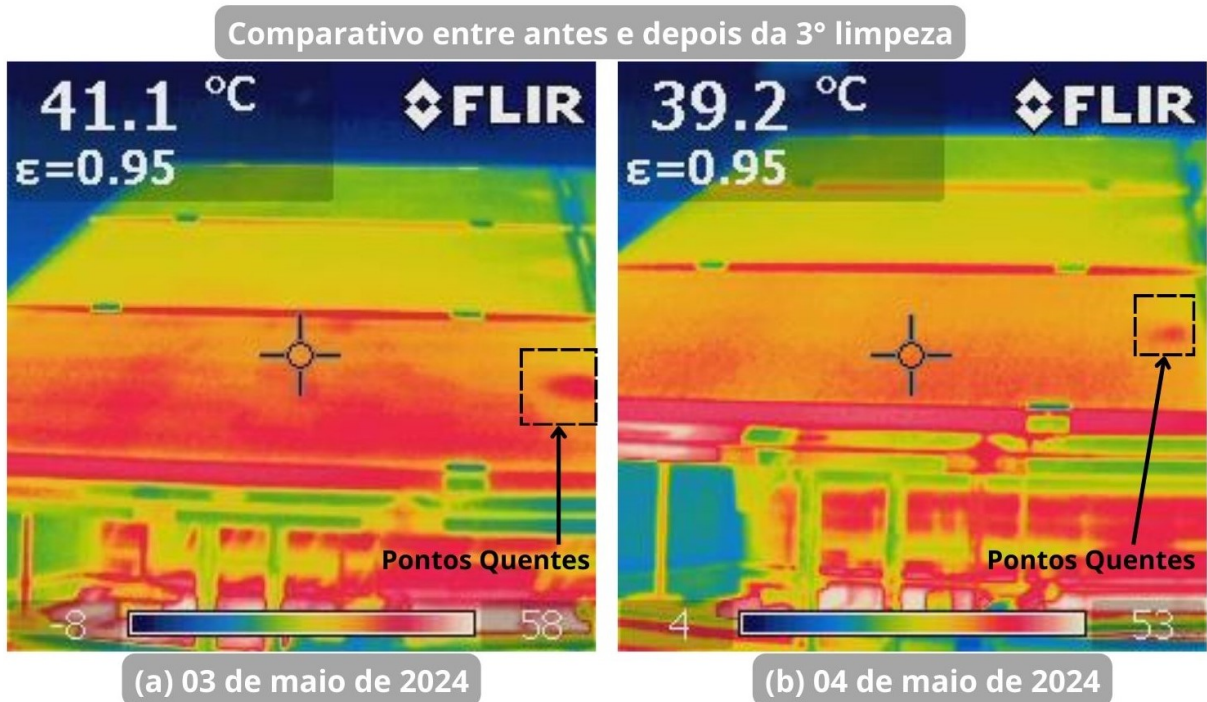


Figura 40 – Antes e Depois da 3ª Limpeza - Arranjo S1.

provocados pelo tempo, sendo a presença de pontos quente em locais preestabelecidos ou ainda, reincidentes, um fator determinante.

A.1.2 Arranjos F1 e F2

Os arranjos pertencentes ao inversor Fronius, destacados na figura 41, tem seu estado inicial de operação apresentado à esquerda, em (a), destaca-se como a sujeira está uniformemente aderida sobre todos os módulos, enquanto em (b), 7 dias após o primeiro registro e limpeza, a sujeira passou a concentrar-se predominantemente na base esquerda do módulo.

Ao realizar a análise sobre o padrão de distribuição da sujeira sobre os módulos, a figura 42 destaca a o registro com apenas um dia de diferença. Antes da terceira limpeza, em (a), e um dia após a terceira limpeza, em (b).

A manutenção com utilização de água e esponjas macias mostrou-se eficaz para a remoção da sujeira aderida sobre os módulos. Entretanto, ao verificar o padrão de formação desse fenômeno, vemos que os arranjos possuem padrões diferentes de aderência dos particulados.

O primeiro arranjo analisado, S1, apresentou um padrão vertical, onde os materiais sólidos presentes no ar tendem a apresentar-se inicialmente no topo dos módulos. O segundo arranjo analisado, F1 e F2, possui padrão horizontal de formação da sujeira, onde, nos instantes iniciais o acúmulo ocorre da esquerda para a direita, de forma mais intensa do que o caso anterior.

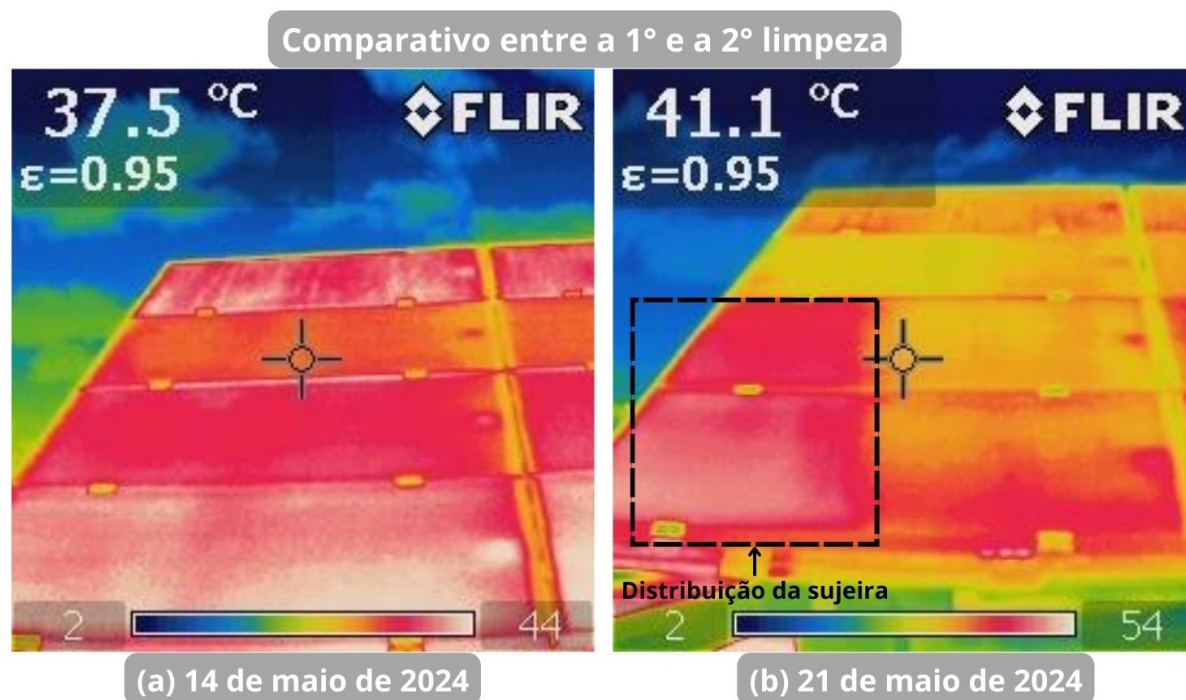


Figura 41 – Distribuição da Sujeira sobre os Módulos. - Arranjo F1 e F2.



Figura 42 – Antes e Depois da 3° Limpeza - Arranjo F1 e F2.

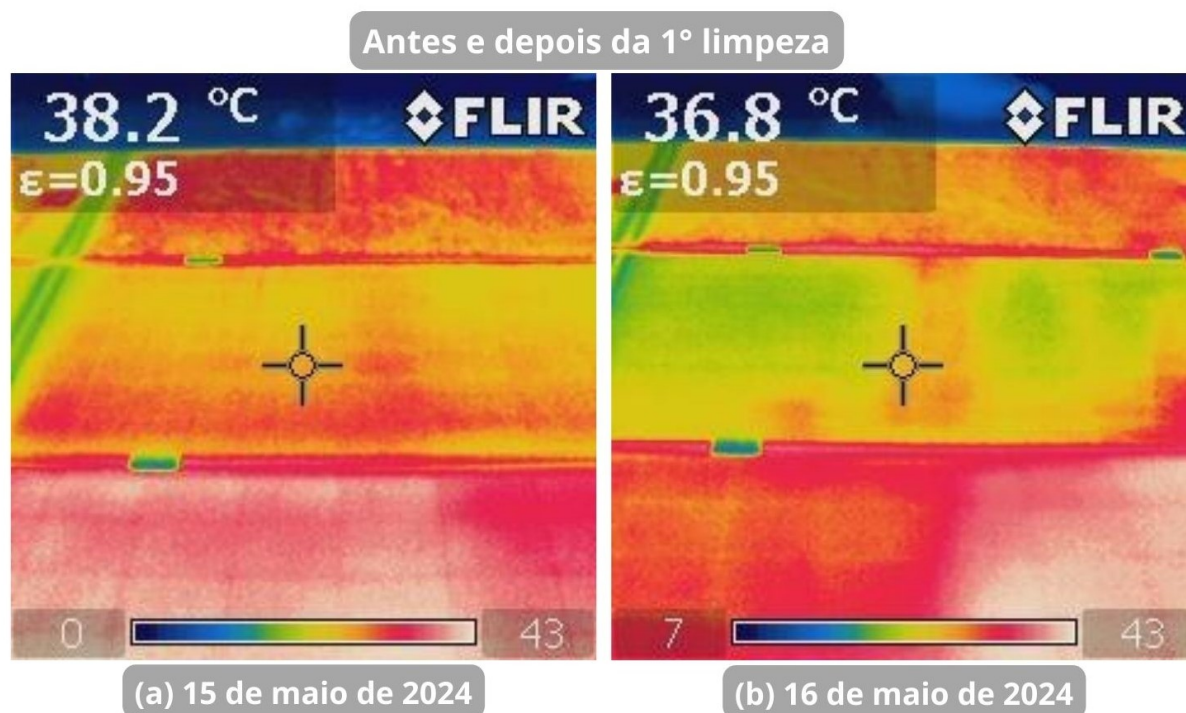


Figura 43 – Comparativo da Remoção da Sujeira para o Módulo Central - Arranjo P1.

A.1.3 Arranjo P1

Este arranjo apresenta particularidades em relação aos demais arranjos analisados, uma vez que, nesse caso, ocorre o atendimento a um projeto interno do Laboratório TESLA e nem todos os módulos estão conectados, por isso, apenas os módulos que impactam diretamente na geração foram limpos, logo, pode ocorrer a influência de módulos que permaneceram sujos, devido principalmente a ação dos ventos e do orvalho que dispersam a sujeira dos módulos sujos para os limpos, decaindo a sua taxa de sujeira mais rapidamente.

Por isso, a figura 43 exemplifica a remoção de sólidos com um dia de diferença, sendo a limpeza realizada no dia 15 de maio. Tomando como base o módulo central, apresentado em (a), antes da limpeza são identificados padrões de cores mais intensas sobre o módulo, indicativo de sujeira, enquanto em (b), os tons mais claros indicam a correta remoção da sujeira.

Realizando o comparativo entre módulos centrais e os localizados na extremidade, nota-se padrões diferentes de acúmulo de sujeira. A figura 44 demonstra a situação de dispersantes antes da terceira limpeza, onde é apresentado em (a) o módulo situado na extremidade do arranjo e em (b) o módulo central.

Do mesmo modo, a figura 45 destaca módulos pertencentes à extremidade, em (a), e módulos centralizados, em (b). O registro entre as duas previamente citadas diferencia-se entre o antes e o depois da terceira e última limpeza realizada sobre os arranjos.

Entre as primeiras limpezas e a última apresentada, notou-se a influência que a periodicidade da manutenção tem sobre módulos que permaneceram expostos a longos

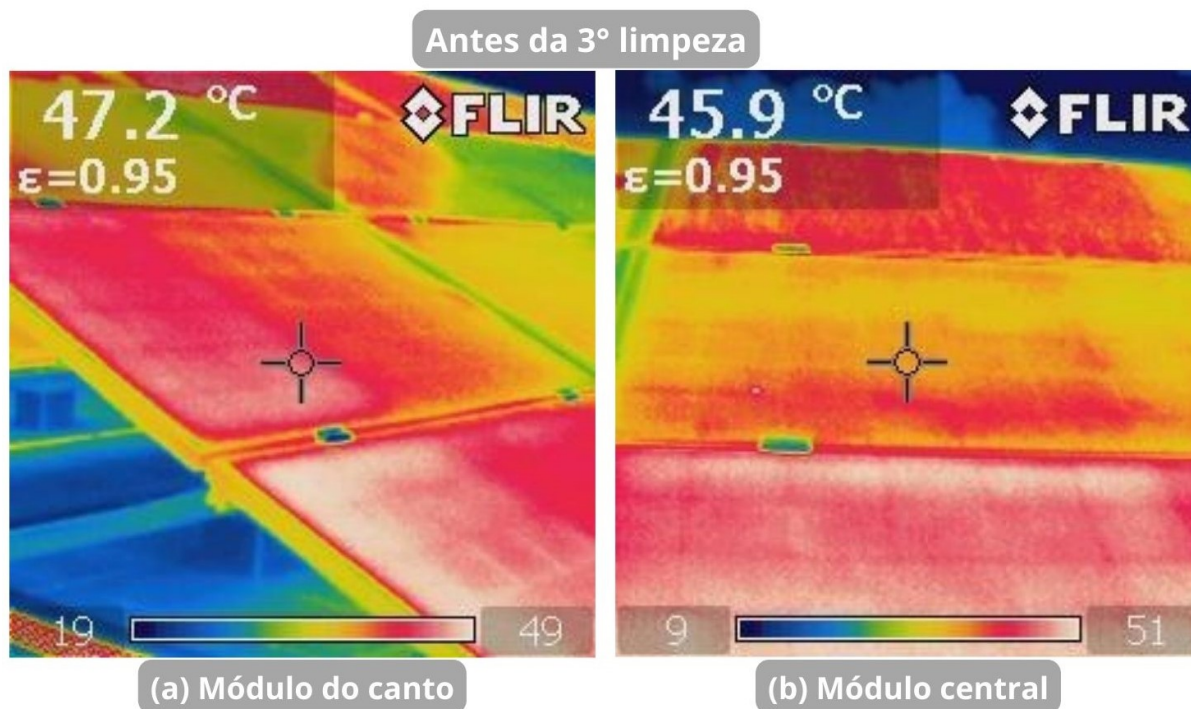


Figura 44 – Distribuição da Sujeira em Módulos com Diferentes Posições - Arranjo P1.

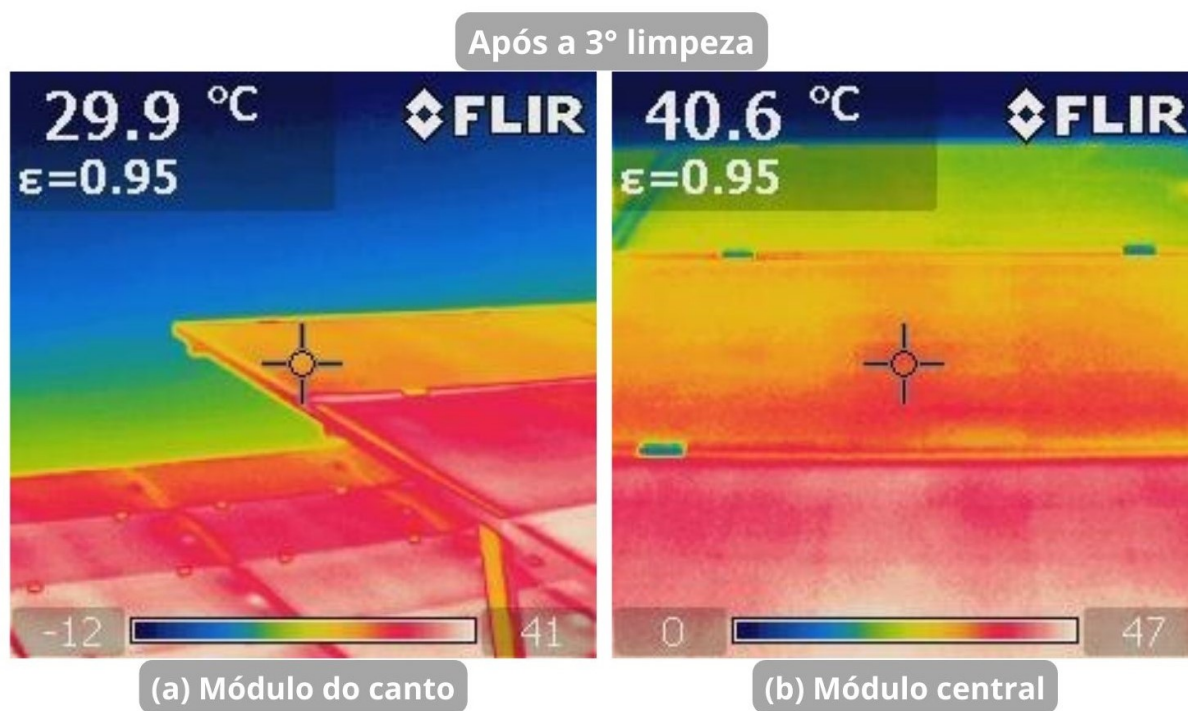


Figura 45 – Comparativos de Diferentes Módulos Limpos - Arranjo P1.

períodos sobre a ação do tempo, uma vez que, em concordância com a tabela 11, apresentada nos resultados, a taxa de sujidade em corrente para esse arranjo só atingiu o valor esperado de 1 após a terceira limpeza.

A.2 Conclusão

A análise qualitativa, teve por fim, demonstrar a efetividade da manutenção periódica e avaliar a gradativa melhora de operação dos módulos fotovoltaicos. Nesse contexto, comprovou-se por meio da inspeção individual por arranjo, diferentes fatores que influenciam na sujidade presente nos módulos.

A posição dos módulos, além da inclinação, é um fator dominante quanto a influência dos ventos, o que leva ao maior ou menos acúmulo de sujeira, devido aos dispersantes no ar. Nesse contexto, sistemas fotovoltaicos que estão situados em locais com maior exposição tendem a ser mais impactado do que aqueles instalados próximos a barreiras naturais, desde que, tais barreiras não venham a causar sombreamento casual ao sistema.

Quando ocorre de haver pontos de sujeira nas proximidades de sistemas limpos, como no caso do arranjo P1, admite-se que a ação dos ventos e do orvalho influencia diretamente, necessitando de uma atenção maior quanto a esses casos.

A metodologia empregada mostrou-se eficiente e atingiu o seu propósito de avaliação e inspeção visual, servindo de apoio e parâmetro para validação do método quantitativo.

