

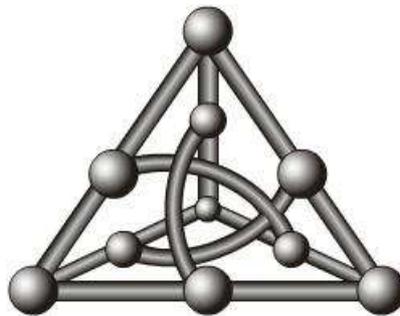
Dissertação de Mestrado

Infraestrutura Computacional para  
Detecção e Análise de Particulados em  
Plantas Solares Fotovoltaicas

Guilherme Gloriano de Souza

Orientação: Prof. Dr. Ricardo Ribeiro dos Santos

Área de Concentração: Sistemas de Computação



Faculdade de Computação  
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul  
04 de Setembro de 2020

## Dissertação de Mestrado

# Infraestrutura Computacional para Detecção e Análise de Particulados em Plantas Solares Fotovoltaicas

Guilherme Gloriano de Souza

Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Ciência da Computação da Faculdade de Computação da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciência da Computação.

Campo Grande, 04 de Setembro de 2020.

Banca Examinadora:

- Prof. Dr. Ricardo Ribeiro dos Santos (FACOM/UFMS) - Orientador
- Prof. Dr. Marco Hishi Naka (IFMS) - Membro Externo
- Prof. Dr. Édler Lins de Albuquerque (DEPEQ/IFBA) - Membro Externo
- Prof. Dr. Edson Antonio Batista (FAENG/UFMS) - Suplente

*Aos meus pais, Mauro e Sirlene.  
E minhas irmãs Joyce e Isabelly.*

# Agradecimentos

A Deus por ter me dado saúde, força e sabedoria para superar os problemas encontrados. A Deus também pela minha vida e por tudo que conquistei.

Ao meus pais, Mauro e Sirlene, pelo apoio e incentivo que me proporcionaram desde sempre e minhas irmãs Joyce e Isabelly, que apesar de toda distância, sempre estiveram presentes.

Ao meu orientador Prof. Dr. Ricardo Santos, sem o qual a realização deste trabalho não seria possível. Agradeço imensamente pelo tempo dedicado, paciência, disponibilidade fornecida e o emprego de toda sua experiência durante todo o trabalho.

Aos amigos do LSCAD, em especial a Kymberlim Giovanna, Vitória Fahed, Igor Ono, Thiago Finelon, Pedro Paes e Guilherme Defalque que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho, além de todo o grupo do SOLAR II, pelo esforço em conjunto e apoio técnico fornecido.

Aos amigos de longa data que em certos momentos foram essenciais, fornecendo alguma forma de amparo e forças para que pudesse continuar, entre eles Juliano Tunecca e Alex Leal.

A todos que de alguma forma fizeram parte desta jornada.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e as Companhias Energéticas de Candeias, Manauara e Potiguar, pelo apoio financeiro.

# Resumo

A energia proveniente de fontes limpas e renováveis tem obtido cada vez mais destaque na produção energética mundial, substituindo os métodos mais poluentes como a queima de carvão e petróleo. Entre as formas de geração de energia renovável, ganham destaque a eólica e a solar por serem menos invasivas ao meio-ambiente que a geração hidroelétrica. Em se tratando de energia solar, houve uma evolução exponencial tanto em seu aspecto tecnológico quanto no financeiro, isso significa que a eficiência de conversão solar-elétrica tem aumentado enquanto o preço de sua instalação tem diminuído. Entretanto, há elementos que impactam na geração de energia solar. Os três fatores que mais impactam nessa produção são: a radiação, temperatura e sujidade. A radiação e temperatura são variáveis que dependem exclusivamente do ambiente onde as usinas solares são instaladas. A sujidade, deposição e acúmulo de particulados sobre as superfícies dos módulos fotovoltaicos, também é influenciada e dependente do local de instalação da planta solar fotovoltaica, mas, diferentes das duas outras variáveis, pode ter o seu impacto minimizado através da limpeza periódica destes módulos. Contudo, exercer a atividade da limpeza gera custo e deve ser realizada no momento certo. Este trabalho desenvolveu uma plataforma eletrônica para aquisição de variáveis ambientais, entre elas, a informação dos particulados suspensos na atmosfera, que influenciam na deposição de sujeira sobre módulos solares fotovoltaicos. O intuito é possibilitar a utilização dos dados ambientais e dos particulados, coletados de forma frequente e sem intervenção humana, para avaliar o impacto dessas variáveis na produção fotovoltaica. Em adição a esse desenvolvimento, realizou-se um estudo estatístico envolvendo a análise e a estimativa de geração e perdas de energia em função dos particulados encontrados no ambiente de uma usina solar fotovoltaica. Para o experimento realizado, o preditor estatístico apresentou um alto coeficiente de correlação ( $\rho = 0,9778$ ), além de um erro quadrático médio muito pequeno (0,0067).

# Abstract

The energy generation from renewable and clean sources performs an increasing impact on the global energy production, replacing pollutant energy production methods like coal and oil. Among the renewable sources, wind and solar are the most adopted since they bring less environment damage when compared to the hydroelectric source. Solar energy has evolved exponentially in technology and costs meaning that the solar cell efficiency has increased while the installation and maintenance costs have reduced. The three major factors impacting on solar energy production are radiation, temperature, and soiling. Radiation and temperature are variables strongly depending on the local and environment where the photovoltaic plants are installed. Soiling, particles deposition on the surface of solar modules, is also dependent on the local of installation but it may have its impact mitigated by periodic cleaning procedures. Cleaning the modules is a costly activity so that should be minimized to periods where the cleaning is really necessary. This work developed and prototyped a computational and electronic platform to detect and identify soiling that can impact on the solar modules efficiency. The platform provides environmental and particules data available in order to evaluate the impact of such variables on the power plant energy production. In addition, a statistical analysis and energy generation estimate system were also developed to predict the energy generation according to the soiling on the environment of the solar plants. The statistical predictor had a high correlation coefficient ( $\rho = 0.9778$ ) and a low mean squared error of 0.0067.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>9</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>11</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>14</b>
<b>2 Sistemas Fotovoltaicos</b>	<b>17</b>
2.1 Considerações Iniciais . . . . .	17
2.2 Componentes de um Sistema de Geração FV . . . . .	19
2.2.1 Módulos Fotovoltaicos . . . . .	20
2.2.1.1 Módulos de Silício (Si) . . . . .	22
2.2.1.2 Filme Finos . . . . .	23
2.2.2 Controlador de Carga . . . . .	25
2.2.3 Inversores e Microinversores . . . . .	25
2.3 Estações Solarimétricas . . . . .	26
2.4 Considerações Finais . . . . .	28
<b>3 Sujidade</b>	<b>30</b>
3.1 Considerações Iniciais . . . . .	30
3.2 Sujidade: Impactos Econômicos, Composição e Detecção . . . . .	31
3.3 Perdas Devido à Sujidade . . . . .	33
3.4 Detecção e Identificação da Sujidade . . . . .	36
3.5 Considerações Finais . . . . .	42
<b>4 Estação de Sujidade</b>	<b>43</b>
4.1 Considerações Iniciais . . . . .	43
4.2 Definições e Projeto da Estação de Sujidade . . . . .	44
4.2.1 Componentes Eletrônicos da Estação de Sujidade . . . . .	46
4.2.2 Desenvolvimento do <i>Firmware</i> . . . . .	48

---

4.3	Instalação e Utilização da Estação de Sujidade . . . . .	51
4.4	Considerações Finais . . . . .	55
<b>5</b>	<b>Análise Sobre o Impacto da Sujidade na Produção Energética</b>	<b>56</b>
5.1	Considerações Iniciais . . . . .	56
5.2	Metodologia para Apresentação e Análise dos Dados . . . . .	57
5.3	Análise dos Particulados no Solo e Módulos . . . . .	57
5.4	Modelo para Estimativa de Particulados sobre Módulos . . . . .	60
5.5	Análise da Concentração dos Particulados no Ar e sua Massa Acumulada na UFV-UFMS . . . . .	66
5.6	Preditor para Estimativa de Potência Gerada . . . . .	70
5.6.1	Modelos Log-Logístico e Log-Gompertz . . . . .	72
5.6.2	Modelo Proposto . . . . .	74
5.6.3	Aplicação do Preditor Logístico . . . . .	75
5.7	Considerações Finais . . . . .	84
<b>6</b>	<b>Conclusão</b>	<b>85</b>
6.1	Contribuições do Trabalho . . . . .	86
6.2	Trabalhos Futuros . . . . .	86
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>88</b>

# Lista de Figuras

1.1	Redução do preço de custo das células fotovoltaicas (IRENA, 2019a). . . . .	15
2.1	Capacidade instalada de sistemas solares fotovoltaicos (IRENA, 2019b). . . . .	18
2.2	10 maiores mercados de energia fotovoltaica: total de capacidade instalada até o final de 2018 (SolarPower-Europe, 2019). . . . .	19
2.3	Ilustração de um sistema de geração FV de energia elétrica (ANEEL, 2004). . . . .	19
2.4	Representação do funcionamento de uma célula fotovoltaica (di Souza, 2017). . . . .	20
2.5	Efeitos na curva $I \times V$ característica (Chenni et al., 2007). . . . .	21
2.6	Estrutura da célula de filme fino em camadas (Bagher et al., 2015). . . . .	24
2.7	Gráfico comparativo com acréscimo de seguidor solar (Portal Energia, 2017). . . . .	29
3.1	Análise do melhor momento para limpeza dos módulos de uma planta fotovoltaica (Cristaldi et al., 2012). . . . .	32
3.2	Tempestades de Areia em: (a) Kuwait, 2011; (b) Abu Dhabi, 2008; (c) Riade, Arábia Saudita, 2009; (d) Iraque, 2005 (Sarver et al., 2013). . . . .	35
3.3	A configuração experimental usada nas medições (Zorrilla-Casanova et al., 2011). . . . .	37
3.4	Valores de HL para todos os dias de medições ao longo de um ano inteiro (eixo da esquerda). Os valores diários de precipitação são apresentados no eixo eixo direito (Zorrilla-Casanova et al., 2011). . . . .	38
3.5	Configuração dos dispositivos utilizados por Gostein et al. (2015). . . . .	38
3.6	Fotografias dos módulos: (a) Sujidade uniforme fina; (b) Sujidade uniforme densa; (c) Sujidade não-uniforme; (Gostein et al., 2015). . . . .	39
3.7	Curvas IV simuladas por Gostein et al. (2015). . . . .	40
3.8	Sensor óptico de particulados. . . . .	41
4.1	Projeto do circuito eletrônico de controle da estação de sujidade. . . . .	45
4.2	Placa para conexão dos dispositivos eletrônicos da estação de sujidade. . . . .	48
4.3	Diagrama BPMN do fluxo de trabalho da estação de sujidade. . . . .	48
4.4	Rotina de trabalho da estação de sujidade. . . . .	49
4.5	Diagrama de Sequência - Comunicação entre os componentes. . . . .	50

4.6	Protocolo de comunicação com a RTU. . . . .	51
4.7	Exemplo dos dados no formato .json recebidos pela RTU. . . . .	51
4.8	Localização da UFV-UFMS. . . . .	52
4.9	Dados ambientais referentes ao mês de Novembro/19. Dados de Irradiação, Temperatura e Particulados (PM <sub>1,0</sub> e PM <sub>2,5</sub> ). . . . .	53
4.10	Estação de Sujidade: versão atual. . . . .	54
4.11	Controladores de carga da SunYoba. MPPT T10 (à esquerda) e MPPT T30 (à direita). . . . .	55
5.1	Pontos de coleta de amostras do solo na UFV-UFMS. . . . .	58
5.2	Concentração do material particulado suspenso na atmosfera encontrado pelo sensor SPS30 (19 de Abril de 2020). . . . .	63
5.3	Esquema do modelo de deposição de partículas sobre os módulos fotovoltaicos. Adaptado de You et al. (2018). . . . .	64
5.4	Estimativa da massa acumulada sobre os módulos ao longo do tempo. . . . .	65
5.5	Concentração de Particulados atmosféricos suspensos x Precipitação Pluviométrica para todo o período. . . . .	66
5.6	Massa e Concentração de Particulados - Out/19 à Abr/20. . . . .	67
5.7	Média Semanal da Concentração de Particulados [ $\#g/cm^3$ ] . . . . .	68
5.8	Relação de Precipitação Pluviométrica, Temperatura e Massa Acumulada sobre a Produção DC da UFV-UFMS. . . . .	69
5.9	Irradiação Solar no Plano Inclinado - Campo Grande/MS (20,5°S; 54,649°O) (CRESESB, 2020). . . . .	70
5.10	Potências geradas nos dias 1 (04/10/19) e 2 (05/10/19). . . . .	71
5.11	Potências geradas acumuladas nos dias 1 (04/10/19) e 2 (05/10/19). . . . .	72
5.12	Potências geradas na escala logarítmica nos dias 1 (04/10/19) e 2 (05/10/19). . . . .	72
5.13	Gráficos dos Modelos Log-Logístico e Logístico. . . . .	73
5.14	Gráficos dos Modelos Log-Gompertz e Gompertz. . . . .	74
5.15	Energia - Predita e Observada. . . . .	80
5.16	Potências preditas (em azul) e observadas (em vermelho) referentes aos dias 01 ao 105. . . . .	81
5.17	EQM diário - dia 01 ao dia 105. . . . .	82
5.18	Diferença Percentual - dia 01 ao dia 105. . . . .	83
5.19	Diferença Percentual (valores absolutos) - dia 01 ao dia 105. . . . .	83

# Lista de Tabelas

2.1	Preço do silício com diferentes graus de pureza (Mei, 2008). . . . .	22
3.1	Perdas devido a sujidade (Mekhilef et al., 2012). . . . .	34
3.2	Redução na transmitância normal (mostrada em %) em função de várias direções e ângulos de inclinação (Elminir et al., 2006). . . . .	36
5.1	Resultados das amostras de Solo da UFV-UFMS, (Análise FRX). . . . .	59
5.2	Irradiação solar diária média mensal [kWh/( $m^2$ dia)] (CRESESB, 2020). . .	69
5.3	Valores de AIC e BIC para os modelos propostos. . . . .	75
5.4	Estimativa dos parâmetros para o preditor. . . . .	75

# Lista de Acrônimos

**AC** *Alternating Current*

**ANEEL** Agência Nacional de Energia Elétrica

**a-Si** Silício Amorfo

**AWS** *Amazon Web Services*

**BPMN** *Business Process Model and Notation*

**CA** Corrente Alternada

**CC** Corrente Contínua

**CdTe** Telureto de Cádmio

**CIS/CIGS** Seleneto de Cobre, Índio e Gálio

**CSP** *Concentrating Solar Power*

**DC** *Direct Current*

**EPE** Empresa de Pesquisa Energética

**FV** *Sistema Fotovoltaico*

**IRENA** *International Renewable Energy Agency*

**LCOE** *Levelized Cost of Energy*

**LSCAD** Laboratório de Sistemas Computacionais de Alto Desempenho

**m-Si** Silício Monocristalino

**MPPT** *Maximum Power Point Tracking*

**O&M** Operação e Manutenção

**OMM** Organização Meteorológica Mundial

**p-Si** Silício Policristalino

**PWM** *Pulse Width Modulation*

**RTC** *Real-Time Clock*

**RTU** *Remote Terminal Unit*

**Si** Silício

**STC** *Standard Test Condition*

**TFPV** *Thin Film Photovoltaic*

**TraCS** *Tracking Cleanliness Sensor*

**UFV** Unidade Fotovoltaica

# Capítulo 1

## Introdução

As fontes de energia renováveis são, atualmente, a saída encontrada pelas nações visando garantir a segurança energética, preservação do meio ambiente e adequação às mudanças climáticas globais. Entre as abordagens de energia renovável ou energia limpa, a geração de energia solar fotovoltaica tem se destacado em aplicações residenciais, comerciais, agrícolas e industriais.

Para a geração de eletricidade, os sistemas fotovoltaicos (FV) e de energia solar-térmica (CSP - *Concentrating Solar Power*) são as principais tecnologias utilizadas para converter a radiação abundante do sol (Hernandez et al., 2014). O projeto desses sistemas de energia solar abrange uma vasta ciência e engenharia de materiais, bem como abordagens inovadoras para maximizar o desempenho do sistema e reduzir o custo. Para sistemas FV e CSP, a radiação eletromagnética do sol deve interagir (via transmissão ou reflexão) com uma superfície intermediária antes que possa, de fato, ser transformada em energia útil. Tratando-se de sistemas fotovoltaicos, há uma superfície intermediária (módulo) que possui uma cobertura de vidro, enquanto para os sistemas de energia solar concentrada, são utilizados espelhos altamente reflexivos que redirecionam a luz para um ponto focal central (Pickerel, 2015). As pesquisas na área de captação da energia solar têm sido dirigidas principalmente para melhorar os componentes que compõe estes sistemas (NREL, 2018).

Uma quantidade substancial de tempo e recursos financeiros foram investidas para trazer o desempenho do sistema de energia solar para a sua atual posição admissível, garantindo uma confiabilidade razoável deste sistema e dos demais componentes que o integram. Por exemplo, o avanço da tecnologia de encapsulamentos<sup>1</sup> proporcionais ao tempo de vida de 30 anos, desenvolvimento de testes de qualificação e testes de procedimento de envelhecimento acelerado<sup>2</sup>. Em paralelo à evolução tecnológica, o custo desses sistemas fotovoltaicos têm sido reduzidos ao longo dos anos. A Figura 1.1 ilustra o declínio no custo da eletricidade proveniente de energia solar fotovoltaica, de U\$0,37/kWh em 2010 para U\$0,085/kWh em 2018, uma redução de 4,35 vezes, utilizando a metodologia de precificação conhecida como “custo nivelado de eletricidade” (LCOE - *Levelized Cost of Energy*), que é baseada em métricas tais como, a vida útil da planta fotovoltaica, custos de produção e manutenção,

---

<sup>1</sup>O termo encapsulamento se refere a técnica de proteção fornecida às células fotovoltaicas contra a ação do tempo e de possíveis impactos e esforços mecânicos leves na instalação do sistema fotovoltaico.

<sup>2</sup>Método utilizado para observar a possível degradação sofrida pelos módulos durante o seu tempo de operação.

variáveis de operação e manutenção (O&M) e do seu ciclo de funcionamento previsto (Clauser & Ewert, 2018).

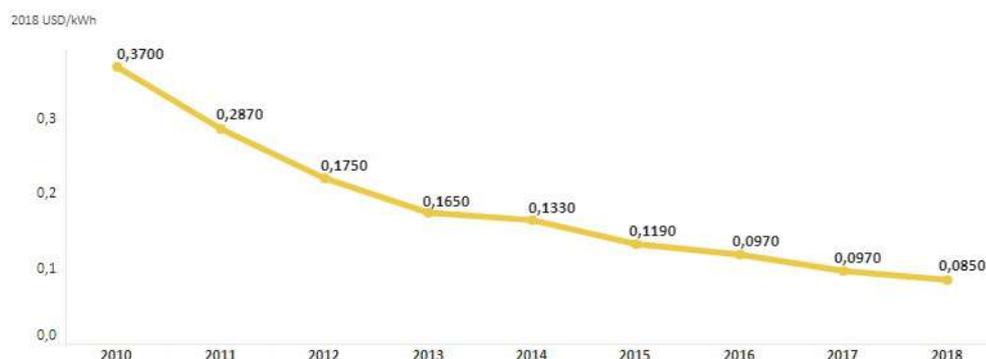


Figura 1.1: Redução do preço de custo das células fotovoltaicas (IRENA, 2019a).

Após a instalação de um sistema fotovoltaico, o mesmo fica sujeito às condições climáticas ambientais locais e, conseqüentemente, ocorre o acúmulo da deposição de poeira e outros particulados sobre os seus módulos (Gostein et al., 2014). Este acúmulo de particulado é chamado de sujidade, e só recentemente esta questão vem sendo abordada com mais ênfase (Kazmerski et al., 2014). A preocupação com o impacto da sujidade na produção energética se deve principalmente pelo crescente interesse e implantação, em larga escala, de sistemas fotovoltaicos ao redor do globo, que por muitas vezes são instalados em regiões isoladas, agravando ainda mais o problema relacionado à sujidade sobre os módulos fotovoltaicos.

A sujidade é responsável em grande parte pela perda de desempenho de sistemas FV, sendo ainda mais perceptível em locais com pouco índice de precipitação pluviométrica e com muito material particulado na atmosfera. O impacto diretamente relacionado à sujidade sobre os módulos é a atenuação da radiação, devido a dispersão uniforme da sujidade. Quando uniforme, a sujidade afeta a transmitância espectral, sendo esta uma característica da tecnologia fotovoltaica utilizada na construção dos módulos (Hickel et al., 2016). O problema da sujidade mostra-se, portanto, com características que podem variar de acordo com a localização da instalação do sistema fotovoltaico (Sinha et al., 2014).

Apesar da sujidade ser um assunto recorrente e com interesse crescente na literatura da área relacionada ao desempenho dos sistemas fotovoltaicos, sua análise não é trivial. Existe uma grande complexidade em criar um modelo único que calcule os impactos na produção energética causado pela sujidade. Tal dificuldade é proveniente da sujidade ser uma combinação de fatores ambientais locais. Entre os fatores que impactam na sujidade, pode-se destacar os particulados de poeira presentes na atmosfera local, assim como o clima típico da região (temperatura, umidade relativa do ar, velocidade do vento e ponto de orvalho) onde os módulos estão instalados. Características dos módulos fotovoltaicos também podem afetar o impacto da sujidade, como a rugosidade do vidro e o material utilizado na composição das células (Darwish, 2015).

Como a sujidade é um problema real que ocorre sobre qualquer instalação fotovoltaica, há soluções comerciais visando mitigar seu impacto. Entretanto, mesmo com tantos esforços para lidar com o problema da sujidade, não foram encontrados na literatura trabalhos que abordem desde a identificação, caracterização e quantificação da sujidade, impacto que a

mesma proporciona nos módulos fotovoltaicos, até a limpeza automatizada da sujidade, visando maximizar a produção energética.

Diante do exposto, este trabalho em nível de mestrado projetou e desenvolveu uma plataforma eletrônica e computacional para detectar e quantificar a presença de particulados em ambientes onde há plantas solares fotovoltaicas instaladas. Entende-se que tal plataforma possa minimizar o custo de manutenção da limpeza, uma vez que, ao identificar e quantificar os particulados do ambiente, pode-se utilizar esses dados para estimativas de sujidade e, conseqüentemente, de perdas sobre a geração do sistema fotovoltaico. A plataforma idealizada fornece os dados ambientais a um módulo de software de identificação de sujidade e de estimativas de impacto na produção do sistema de energia solar, o qual alia os parâmetros como presença de sujeira, dados ambientais e de performance energética para prever as perdas e indicar um momento para a limpeza.

Além do desenvolvimento da plataforma de sujidade e dos dados obtidos via plataforma, realizou-se um estudo sobre o comportamento dos particulados no ambiente da Usina Solar Fotovoltaica utilizada como ambiente de testes e experimentos. Nesse estudo, aplicou-se um modelo físico para estimativa de massa acumulada sobre os módulos nos dados obtidos onde foi possível observar, no período analisado, o comportamento incremental de acúmulo dos particulados sobre os módulos. Desenvolveu-se também um preditor estatístico baseado em um modelo logístico, que, a partir dos dados de massa acumulada e irradiação, possa fazer a estimativa de energia gerada. O objetivo foi comparar essa estimativa com a energia “real” produzida pela usina solar fotovoltaica e analisar possíveis diferenças em função da presença dos particulados. Esse preditor estatístico, com variável de massa acumulada, apresentou um alto coeficiente de correlação ( $\rho = 0,9778$ ) e obteve erro médio quadrático, no período de 6 meses, de apenas 0,0067.

O texto deste trabalho encontra-se estruturado da seguinte forma: no Capítulo 2 serão apresentados os conceitos que fundamentam este trabalho; os conceitos envolvidos com a sujidade estão apresentados e discutidos no Capítulo 3; o Capítulo 4 apresenta o projeto e desenvolvimento da estação de sujidade, assim como seu modo de funcionamento e integração com outros sistemas. O Capítulo 5 apresenta o estudo estatístico realizado sobre os dados referentes aos particulados coletados ao longo do período de 6 meses, por meio da estação de sujidade, em uma mini-usina solar fotovoltaica instalada na Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, em Campo Grande-MS. Por fim, as conclusões e propostas para desenvolvimentos futuros são apresentadas e discutidas no Capítulo 6.

# Capítulo 2

## Sistemas Fotovoltaicos

Este capítulo apresenta os principais componentes dos sistemas fotovoltaicos. A compreensão das tecnologias e recursos que compõem um sistema fotovoltaico é essencial para esse trabalho, uma vez que a demanda por detectar e identificar particulados e o entendimento da sujidade estão baseadas nas características e modos de funcionamento dos sistemas fotovoltaicos.

### 2.1 Considerações Iniciais

A energia solar é uma fonte importante de energia renovável. A geração de energia por meio de módulos solares fotovoltaicos ocorre através da radiação eletromagnética, sendo que 97% da radiação solar está contida entre comprimentos de onda de 0,3 a 3,0  $\mu\text{m}$ , o que caracteriza como uma radiação de ondas curtas (Fadigas, 2012). Esta radiação pode ser transformada em energia térmica ou elétrica e aplicada em diversos usos, sendo que as duas principais formas de aproveitamento da energia solar são a geração de energia elétrica e o aquecimento solar de água. Hernandez et al. (2014) ainda descreve que o sol pode fornecer mais de 2500 terawatts (TW) de energia tecnicamente acessível em grandes áreas da superfície do planeta.

O Brasil mantém sua matriz energética baseada principalmente nas fontes renováveis (correspondendo a 83% da produção de energia). Entretanto, a fonte de energia solar corresponde apenas 2,7% desta parcela da matriz energética, mesmo com o crescimento de 92,2% indicado pelo último *Balanço Energético Nacional*, para o período de 2018 à 2019 (de Planejamento Energético, 2018). Na matriz de oferta de energia elétrica, as fontes renováveis ficaram com 83%, mais de 3 vezes o indicador mundial, de 26%. Mas houve uma ligeira queda de 0,3 ponto percentual quando comparada à participação verificada em 2018. A Oferta Interna de Energia Elétrica em 2019 somou 651,3 TWh, montante 2,3% superior ao de 2018. A energia solar cresceu 92% e a eólica, 15,5%, fontes que, somadas, contribuíram com 50% do aumento da participação das renováveis na matriz. A fonte hídrica continua à frente com 61,1% do total ofertado no país. Gás natural está em segundo com 9,3%, seguido por eólica com 8,6%.

A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2016) ressalta que a utilização dessa matriz energética proporciona diversos benefícios, tanto do ponto de vista elétrico como ambiental e socioeconômico. Adicionalmente, é uma alternativa para o compromisso assumido pelo Brasil no acordo de Paris em 2015, na 21<sup>a</sup> Conferência das Mudanças Climáticas (COP21), de reduzir os gases do efeito estufa em 37% em 2025 e 43% em 2030, em relação aos níveis de 2005.

Segundo a ABSOLAR (2020), o Brasil ultrapassou a marca de 6 GW de capacidade instalada, fechando o primeiro semestre de 2020 com 1,6% da matriz energética oriunda das usinas solares fotovoltaicas centralizadas. Atualmente, o Brasil se encontra no seletor grupo dos 30 países que mais implantaram a energia solar no mundo, e a estimativa da ANEEL<sup>1</sup> é que até 2024, 15% da matriz energética brasileira faça uso desta fonte de energia renovável, sendo, inclusive, uma das principais fontes de energia para habitações em regiões isoladas da rede elétrica convencional.

Observa-se um crescimento exponencial da fabricação e instalação fotovoltaica nos últimos anos, devido principalmente a demanda da utilização de energias renováveis, estimando que a cada dois anos a potência total instalada ao redor do mundo dobrasse sua capacidade (Roper, 2011). A produção energética global, através da energia solar fotovoltaica evoluiu de um pouco mais de 39 GWp em 2010, para mais de 480 GWp em 2018 (Figura 2.1).

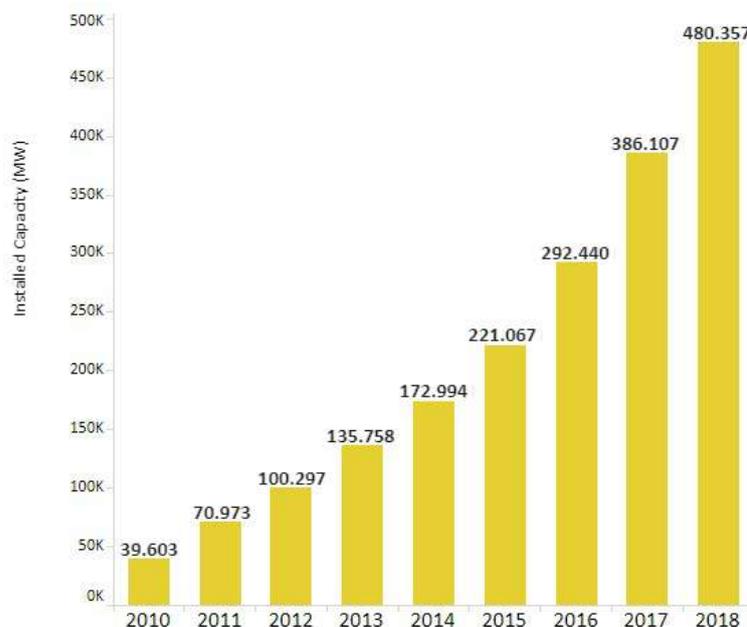


Figura 2.1: Capacidade instalada de sistemas solares fotovoltaicos (IRENA, 2019b).

Esse aumento considerável se deve principalmente ao aperfeiçoamento constante da tecnologia, baixando gradualmente o custo da energia solar fotovoltaica. Esse aperfeiçoamento tornou a energia fotovoltaica, a terceira fonte de energia renovável mais importante, ficando apenas atrás das usinas hidroelétricas e eólicas. A China é atualmente a principal responsável pela produção fotovoltaica do globo, correspondendo à 34% de toda energia produzida

<sup>1</sup>Agência Nacional de Energia Elétrica.

(Figura 2.2). Em seguida, os maiores produtores de energia solar fotovoltaica são: Estados Unidos (12%), Japão (11%) e Alemanha (9%) (SolarPower-Europe, 2019).

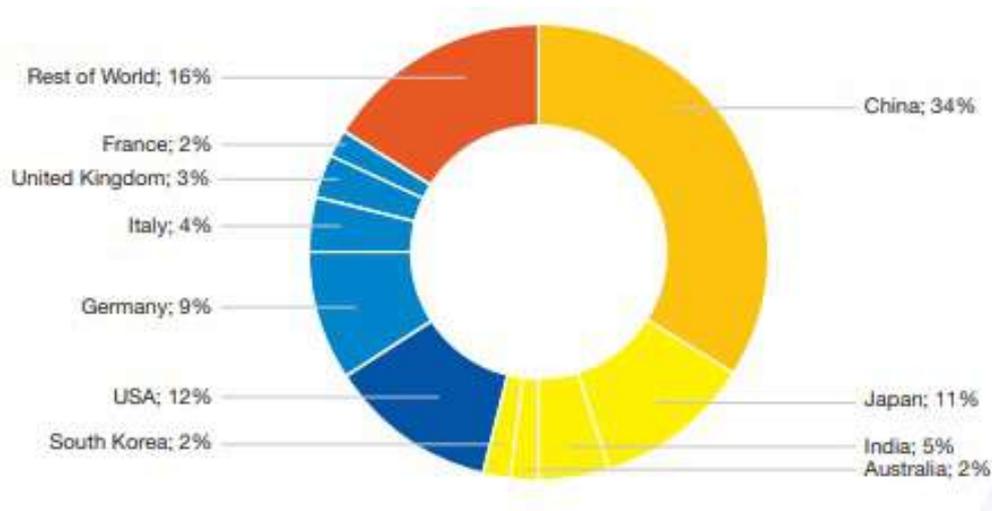


Figura 2.2: 10 maiores mercados de energia fotovoltaica: total de capacidade instalada até o final de 2018 (SolarPower-Europe, 2019).

## 2.2 Componentes de um Sistema de Geração FV

Para transformar a energia proveniente do Sol em energia elétrica para ser utilizada pela sociedade, é necessário a confecção de um sistema capaz de captar a luz solar através de módulos fotovoltaicos. Este sistema utiliza alguma tecnologia de conversão de fótons em energia que pode estar conectado a um controlador de carga para gerenciar a carga e descarga das baterias e o controlador deve estar conectado a um inversor, para converter a energia gerada pelo módulo de painéis de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e, em seguida, ser utilizada pela rede elétrica. Um diagrama esquemático de um sistema de geração fotovoltaico e os seus componentes é ilustrado na Figura 2.3. Tais componentes são descritos de forma mais abrangente nas subseções a seguir.

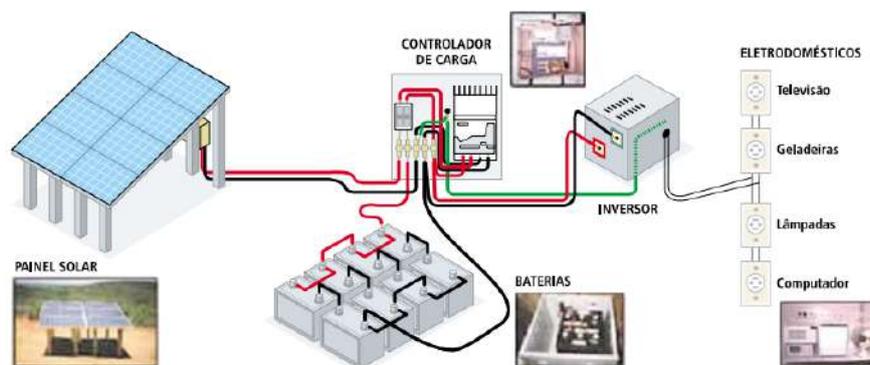


Figura 2.3: Ilustração de um sistema de geração FV de energia elétrica (ANEEL, 2004).

### 2.2.1 Módulos Fotovoltaicos

A luz é composta de fótons, que são pequenos feixes de radiação ou energia eletromagnética. Quando a luz de um comprimento de onda adequado incide nessas células fotovoltaicas, a energia do fóton é transferida para um átomo do material fazendo com que os elétrons saltem para um estado de maior energia conhecido como banda de condução. Isso deixa para trás uma “lacuna” na banda de valência de onde o elétron foi ejetado (Bostan et al., 2011).

Através da união, entre duas camadas dopadas  $p$  e  $n$ , cria-se a *junção pn* formando um campo elétrico permanente. Conforme descrito por Green (1998), a camada superior da célula é dopada para representar o polo negativo (catodo)<sup>2</sup>, e por isso é chamada de tipo- $n$ , e isto faz com que aumente a quantidade de elétrons livres nesta camada. Para a camada inferior, ocorre a dopagem do tipo- $p$  para representar o polo positivo (anodo), resultando assim, em uma quantidade média de elétrons livres menor. A condução elétrica é garantida, quando há o deslocamento destes portadores de carga pela junção.

A Figura 2.4 representa uma célula solar clássica, sendo composta por uma lâmina de silício purificado dopada, ao mesmo tempo, com boro e fósforo. A parte dopada com fósforo, do tipo- $n$ , fica exposta ao sol. A parte dopada com boro, do tipo- $p$ , é localizada na parte inferior da célula e maior que a parte do tipo- $n$ . São colocados contatos frontais e traseiros, sendo que os contatos frontais, sobre a parte tipo- $n$ , causam sombra e reflexão, diminuindo a eficiência da célula.

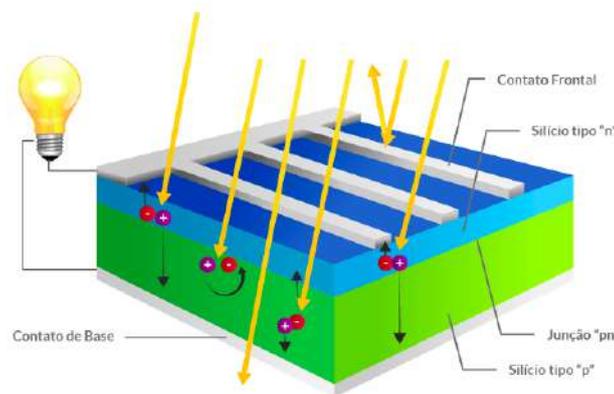


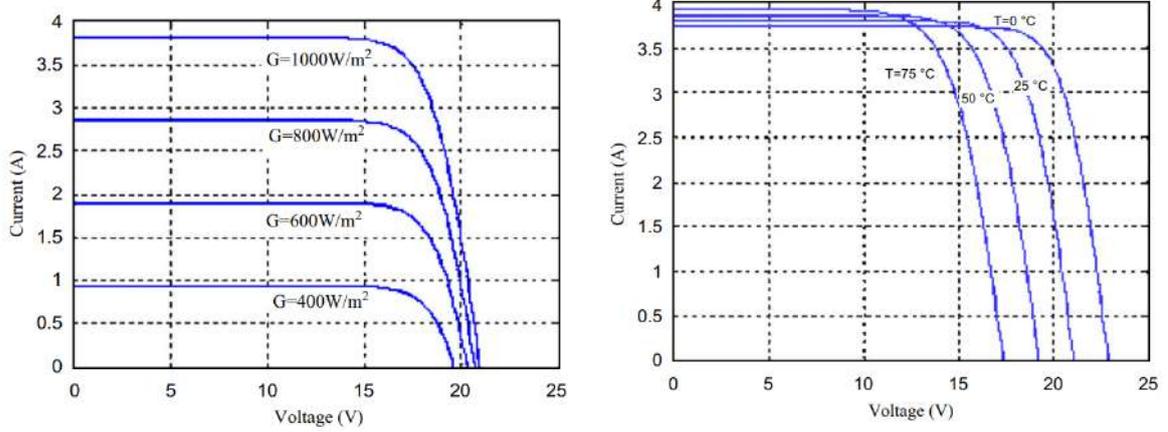
Figura 2.4: Representação do funcionamento de uma célula fotovoltaica (di Souza, 2017).

Para avaliar o desempenho de uma célula solar é utilizada a condição de teste padrão (STC - *Standard Test Condition*), utilizando um espectro solar médio (com massa de ar em 1,5 ou também chamado AM1,5<sup>3</sup>), irradiância normalizada para  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura definida como  $25^\circ\text{C}$  (Chenni et al., 2007). Na Figura 2.5a mostra-se a resposta de uma célula fotovoltaica a diferentes níveis de iluminação, tornando claro que quanto maior o nível de irradiação em uma célula, maior será a geração de energia da mesma. Pode-se perceber mediante a Figura 2.5a, que a irradiância tem um grande efeito na corrente de curto-circuito

<sup>2</sup>Para realizar tal dopagem uma pequena proporção de átomos é substituída por um elemento de valência superior na tabela periódica, ou seja, que possua mais elétrons na sua camada de valência.

<sup>3</sup>A massa de ar se define como a relação entre a radiação recebida sobre uma superfície em qualquer momento do ano e a radiação recebida caso o Sol estivesse no zênite (Cantor, 2017).

(parte horizontal da curva  $I \times V$ ), enquanto o efeito na tensão de circuito-aberto (parte vertical) é menos afetado. O efeito da temperatura, pode ser observado na Figura 2.5b.



(a) Efeito da irradiância.

(b) Efeito da temperatura.

Figura 2.5: Efeitos na curva  $I \times V$  característica (Chenni et al., 2007).

Este comportamento acarreta uma redução significativa de energia em altas temperaturas, o que é indesejado, pois se espera que a célula opere com frequência no ponto de máxima potência, mesmo em tais condições. A temperatura impacta pouco na corrente de curto-circuito, mas tal impacto é agravado com o aumento da irradiância.

Fadigas (2012) estabeleceu parâmetros que relacionam as equações que representam o comportamento das curvas, tanto para irradiância quanto para temperatura. Em seu trabalho foi considerado  $I_{cc0}$  a corrente de curto-circuito e  $V_{ca0}$  a tensão de circuito-aberto, obtendo então as Equações 2.1a e 2.1b:

$$I_{cc} = I_{cc0}(1 + \alpha\Delta T) \quad (2.1a)$$

$$V_{ca} = V_{ca0}(1 - \beta\Delta T) \quad (2.1b)$$

Sendo  $\alpha$  e  $\beta$  os coeficientes de temperatura, e  $\Delta T$ , a variação da temperatura da célula.

Observando que a variação da corrente e tensão de operação ocorrem na mesma proporção, pode-se combinar as equações anteriores encontrando a nova expressão que caracteriza a potência de saída da célula representada pela Equação 2.2:

$$P = VI = I_{cc0}(1 + \alpha\Delta T)V_{ca0}(1 - \beta\Delta T) \quad (2.2)$$

O que pode ser simplificado para a Equação 2.3:

$$P = P_0[1 + (\alpha - \beta)\Delta T] \quad (2.3)$$

Sendo  $P_0$  é a potência resultante dos termos  $I_{cc0}$  e  $V_{ca0}$  combinados.

### 2.2.1.1 Módulos de Silício (Si)

Segundo o Painel Intergovernamental sobre mudanças climáticas (Edenhofer et al., 2011), os módulos fotovoltaicos de silício são as tecnologias dominantes no mercado. Em 2018, correspondiam a 80% dos painéis fotovoltaicos no mundo (Chowdhury et al., 2020).

A grande parcela de utilização do silício se deve principalmente a sua abundância na natureza, sendo o segundo elemento químico mais encontrado na crosta terrestre, perfazendo mais de 28% da sua massa (Butz, 2002). A principal diferença no emprego do silício se refere a pureza do elemento. Quanto mais perfeitamente alinhadas estiverem as moléculas de silício, melhor a célula solar será na conversão de luz solar em energia elétrica.

Serodio (2009) afirma que eficiência de módulos solares é diretamente relacionada com a pureza do silício que compõe as células fotovoltaicas. Porém, o procedimento para melhorar a pureza do silício e realizar o seu tratamento são caros (vide Tabela 2.1) e influenciam diretamente no preço do módulo (Mei, 2008), sendo responsável por até 24% do seu custo final.

Tabela 2.1: Preço do silício com diferentes graus de pureza (Mei, 2008).

Tipo de Silício	Pureza (% em massa)	Preço aprox. (dólares/kg)
Metalúrgico	98,00 a 99,00	1
Metalúrgico melhorado	99,00 a 99,99	2
Eletrônico multicristal	Acima de 99,9999	100
Eletrônico monocristal	Acima de 99,9999	500
Lâmina	Acima de 99,9999	1.000 a 4.000

#### • Silício Monocristalino (m-Si)

É a tecnologia mais antiga e conseqüentemente a mais desenvolvida (Saga, 2010) e por serem produzidos através de um único cristal de silício ultrapuro, os módulos de silício monocristalino também são um dos mais caros (Fadigas, 2012). Estes módulos possuem características que os tornam fáceis de serem identificados, como uma cor uniforme, indicando o silício de alta pureza e cantos arredondados. Por serem desenvolvidos com silício ultrapuro, também possuem as maiores taxas de eficiência, tipicamente ficando entre 15 à 20%. Algumas empresas já ultrapassaram essa marca, alcançando até 26,7% de eficiência em laboratório (ISE, 2019).

Entre outras vantagens dessa tecnologia, pode-se mencionar o benefício do espaço necessário para sua instalação. Por possuírem maior eficiência, uma consequência direta é a necessidade de menos espaço físico utilizado, quando comparadas com outras tecnologias. A vida útil também é superior, sendo estimada em mais de 30 anos de uso (CanadianSolar, 2016). Quando em condições de pouca luminosidade, essa tecnologia também se sobressai sob os módulos solares policristalinos, em questão de desempenho. Como desvantagens dessa tecnologia, Sendy (2017) aponta o desperdício de silício para produção dos módulos, além de também ser mais suscetível a problemas de redução da intensidade solar, como sombras, sujeira ou neve, como descrito por Ibrahim (2011), sendo necessário o uso de microinversores para atenuar o efeito causado por estes problemas, o que encarece ainda mais o sistema.

- **Silício Policristalino (p-Si)**

Também feito de silício, mas sendo aplicado outro método para fundição dos cristais, este modelo os combina em um bloco, sendo preservado com isso a formação de múltiplos cristais (PortalSolar, 2015). Quando o bloco é cortado e fatiado, se torna possível a observação da formação múltipla de cristais, e devido as interfaces entre os vários cristais da célula policristalina, uma perda de eficiência é ocasionada (Fadigas, 2012). Porém, os produtos disponíveis alcançam desempenhos muito próximos dos modelos oferecidos com células monocristalinas. Outro fator semelhante aos modelos monocristalinos diz respeito a degradação das células e sua eficiência energética em relação ao tempo.

Os primeiros módulos à base de silício policristalino, que também são conhecidos como polissilício (p-Si) e silício multi-cristalino (mc-Si), foram introduzidos no mercado em 1981 e atualmente possuem eficiência média em torno de 14 à 16% (Sendy, 2017). Como vantagem, este modelo possui uma quantidade residual de silício gerada durante o processo de corte das células fotovoltaicas menor que o processo realizado pelas células monocristalinas, fazendo com que este modelo tenda a ser mais barato que os monocristalinos. A vida útil dos módulos policristalinos se assemelha a dos monocristalinos.

### 2.2.1.2 Filme Finos

Desde a década de 1970, o potencial da tecnologia de células solares de película fina (TFPV - *Thin Film Photovoltaic*) tem contribuído com o panorama fotovoltaico global ao redor do mundo e servido de motivação para a pesquisa de desenvolvimento de diferentes tecnologias relacionadas a este filamento (Hegedus, 2006). Embora as células a base de silício sejam responsável pela maioria do aumento do potencial energético solar, as TFPV corresponderam a 6% dos módulos totais no ano 2016 (Lima et al., 2017).

De acordo com o Instituto Portal Solar (PortalSolar, 2015), o fundamento básico para a fabricação de módulos fotovoltaicos de filme finos é a deposição de uma ou várias camadas finas de um material fotovoltaico sobre um substrato (Figura 2.6). O que difere os tipos de módulos de filme fino são os materiais fotovoltaicos que são depositados sobre o substrato, sendo os principais:

- Silício amorfo (a-Si)
- Telureto de cádmio (CdTe)
- Cobre, índio e gálio seleneto (CIS/CIGS)
- Células solares fotovoltaicas orgânicas (OPV)

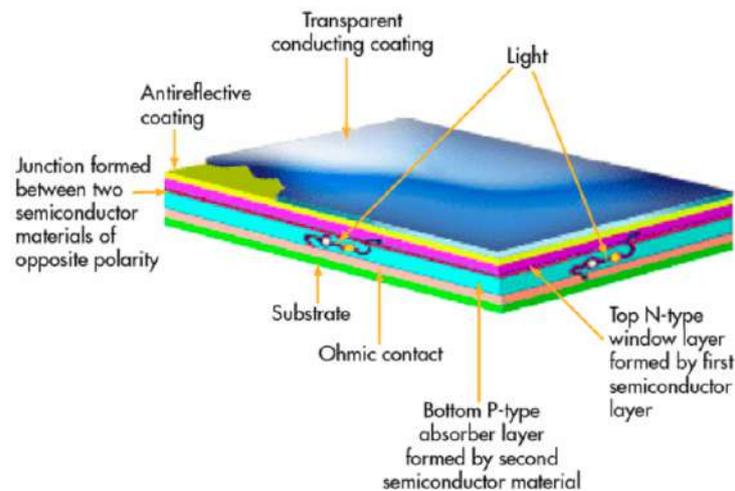


Figura 2.6: Estrutura da célula de filme fino em camadas (Bagher et al., 2015).

A eficiência média dos módulos de filme fino está entre 7 e 13%, variando conforme a tecnologia de célula fotovoltaica utilizada. Entretanto, algumas tecnologias de filme fino já ultrapassam essa média e têm alcançado eficiência de 21,7% quando testados em laboratório (ISE, 2018), se igualando aos materiais policristalinos.

- **Silício Amorfo (a-Si)**

O silício amorfo tem sido usado como um material de célula solar fotovoltaica para dispositivos que exigem pouco consumo de energia (e.g. calculadoras de bolso), pois apresenta desempenho inferior às células solares de silício cristalino convencional (Maehlum, 2015). A espessura desta célula é de 1 micrão, tornando-a cerca de 300 vezes menor que a célula solar de silício monocristalino.

Segundo Tan et al. (2016) as células solares de silício amorfo que possui junção única estão se aproximando do limite prático de eficiência de aproximadamente 11% à 12%, podendo ser aumentada mediante a combinação de materiais semicondutores para capturar mais eficientemente os fótons (junção-tripla) chegando à 13,2%.

- **Telureto de Cadmio (CdTe)**

Das tecnologias de módulos solares de filme fino (ou película fina), o telureto de cádmio são os únicos que superam a relação de custo/eficiência de silício cristalino (PortalSolar, 2015), em uma parcela significativa do mercado mundial de módulos. Seu uso só não é mais popular pois a vida útil desta tecnologia não ultrapassa os 20 anos, enquanto os módulos de silício podem alcançar a marca de 30 anos (Páscoa et al., 2019). A faixa de eficiência opera entre 9 à 16%. Há, entretanto, menções indicando a eficiência de 21,0% (ISE, 2019).

- **Seleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIS/CIGS)**

Entre as tecnologias de filme-fino mencionadas, as células solares de seleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), mostram o maior potencial em termos de eficiência. A produção comercial de módulos desta tecnologia teve seu início na Alemanha, em 2011 (PortalSolar, 2015), e possui como vantagem o fato de conter uma menor quantidade do cádmio (material tóxico encontrado em células solares de CdTe). A eficiência de conversão da energia solar, utilizando esta tecnologia, segundo Lima et al. (2017), varia de 8% à 14% em média, dependendo da técnica empregada no processo de fabricação das células.

### 2.2.2 Controlador de Carga

A função do controlador de carga é regular a energia que flui do arranjo fotovoltaico e é transferida diretamente para as baterias como um sistema CC acoplado (Undercuffler, 2015), controlando constantemente a carga e a descarga deste banco de baterias e protegendo-o de eventuais danos.

O controlador de carga deve manter as baterias em regime de flutuação após atingir a carga total e impedir sua descarga excessiva, mantendo-a assim, dentro das condições ideais de funcionamento.

Para sistemas fotovoltaicos existem dois tipos diferentes de controladores de carga:

- **Controlador de carga - PWM (*Pulse Width Modulation*):** Modulação por Largura de Pulso. São os mais antigos e menos eficientes (Gudgel & Silva, 2015). Esta tecnologia envia pulsos curtos de controle para as baterias e por isso não é particularmente ágil. O PWM não tem a capacidade de otimizar um *array*<sup>4</sup> inteiro com base nas diferenças entre os módulos, portanto é adequado para locais com radiação solar constante, estável e forte.
- **Controlador de carga - MPPT (*Maximum Power Point Tracking*):** Rastreamento de Ponto de Potência Máxima. Tipo de controlador mais comum e possui tecnologia de rastreamento de ponto de potência máxima, sendo frequentemente encontrado em sistemas maiores, por oferecerem mais desempenho. Possui a capacidade de extrair toda a energia disponível dos módulos (Undercuffler, 2015), aumentando a eficiência em até 30%, sendo por estes motivos a tecnologia recomendada em todos os sistemas, exceto os mais básicos por ser também mais cara.

### 2.2.3 Inversores e Microinversores

O inversor fotovoltaico é um equipamento desenvolvido para converter a energia gerada de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) (Breitfelder & Messina, 2000).

Para utilização do inversor, algumas exigências devem ser supridas, dentre elas, pode-se destacar a normativa das concessionárias de energia, que possuem padrões definidos e que devem ser respeitados ao ligar o inversor à rede elétrica. Outra exigência importante se refere aos módulos fotovoltaicos, pois os inversores devem garantir sua operação no seu

---

<sup>4</sup>Matriz de módulos que compõem o sistema instalado.

ponto de potência máxima, sendo esta a condição de operação onde a maior parte da energia é capturada.

Em outra categoria estão os microinversores, sendo eles os responsáveis pela conversão da corrente contínua gerada pela energia fotovoltaica de um único módulo solar em corrente alternada, enquanto os inversores convencionais são conectados a vários módulos solares. Por tratarem a conversão de energia em CC para AC apenas por um par de módulos, os inversores conseguem aproveitar melhor questões de perda de desempenho por parte ou por um módulo específico. Apesar das vantagens que os microinversores oferecem, eles possuem desafios extras de projeto, sendo os dois principais: alcançar a alta eficiência e manter o baixo custo por watt de geração.

## 2.3 Estações Solarimétricas

A estação solarimétrica é um sistema composto por um conjunto de instrumentos que mensuram diversos parâmetros ambientais, principalmente fatores como radiação solar global, difusa e direta. Em sua composição pode haver existência de outros sensores capazes de coletar outros parâmetros: direção do vento, umidade relativa do ar, etc. Enquanto as estações meteorológicas são aparelhadas com equipamentos que aferem as variáveis de tempo e clima, as estações solarimétricas devem definir e monitorar o potencial solar fotovoltaico, para o dimensionamento correto do recurso disponível, principalmente por se tratar de uma fonte energética com alta variabilidade, sendo importante ter um sistema de medição do recurso confiável.

O uso de estações solarimétricas em ambientes de plantas solares fotovoltaicas tem se tornado cada vez mais comum, pois a partir de 2016, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) exige que para um projeto ser qualificado a participar de algum leilão de energia, os solicitantes devem possuir no mínimo um ano de medições dos dados ambientais (Empresa de Pesquisa Energética, 2014). A EPE exige que uma estação solarimétrica deva ser equipada no mínimo com algum instrumento de medição de irradiância global horizontal (dois piranômetros, padrão “First Class” ou superior, conforme a norma ISO 9060:1900<sup>5</sup>, orientados no plano horizontal), e sensores de umidade relativa, temperatura e velocidade do vento.

A medição da radiação solar, tanto na componente direta como a componente difusa, viabiliza a instalação de sistemas fotovoltaicos em uma determinada região, através do máximo aproveitamento ao longo do ano, levando em consideração todas as significativas mudanças na intensidade da radiação solar.

A Organização Meteorológica Mundial (OMM) determina os limites de precisão e acurácia para quatro tipos de instrumentos: de referência (ou padrão), instrumentos de primeira, segunda e terceira classe. As medições consideradas padrões pela OMM são referentes a radiação global e difusa no plano horizontal e a radiação direta normal.

Alguns equipamentos e sensores utilizados em estações solarimétricas são:

---

<sup>5</sup>Norma que estabelece especificações e classificações de instrumentos para medição da radiação solar direta e difusa.

- **Heliógrafo:** Instrumento concebido para medições de insolação. O modelo mais difundido é conhecido como heliógrafo Campbell-Stokes, que dispõe de uma esfera de quartzo desempenhando o papel de lente convergente para o feixe solar direto. Os raios solares são focalizados por uma esfera de cristal para queimar um cartão que está posicionado abaixo dela, cada época do ano possui um tipo diferente de cartão. A instalação do heliógrafo deve ser feita de forma cuidadosa, evitando que o equipamento seja sombreado e sendo ajustada de acordo com a latitude do local.
- **Piranômetro:** Instrumento que mede a radiação global em uma superfície plana projetado para medir a densidade de fluxo da radiação solar do hemisfério acima ( $W/m^2$ ) na faixa de 200 a 3600 nanômetros (Lira et al., 2016). O funcionamento do piranômetro é baseado na utilização de uma termopilha capaz de medir a diferença de temperatura entre as superfícies do instrumento, provocando uma diferença de potencial pela expansão destas superfícies, que quando medidos, mostram o valor instantâneo de energia solar.
- **Pireliômetro:** Instrumento utilizado para medir a radiação direta ( $W/m^2$ ) através de uma pequena abertura para a entrada da luz solar. Sua faixa espectral é de 200 a 4000 nanômetros, possuindo uma abertura do feixe em torno de  $55^\circ$  (Lira et al., 2016) e sua estrutura minimiza a influência da temperatura do ambiente. Pireliômetros são utilizados junto com um rastreador solar para manter o alinhamento correto entre o instrumento e a luz solar e são frequentemente usados na mesma configuração com piranômetros.

Para medir as variáveis ambientais em estações solarimétricas, alguns instrumentos são comumente utilizados. Entre eles estão o anemômetro, anemoscópio, barômetro, espectrorradiômetro, pluviômetro e o rastreador solar.

#### **Anemômetro:**

É um dispositivo utilizado para medir a velocidade do vento, tendo o nome derivado da expressão grega *anemos*, que significa vento e é usada para descrever qualquer instrumento de velocidade do vento na meteorologia. A forma mais simples é feita através do uso de três ou quatro “copos” hemisféricos montados em braços horizontais, fixados a um eixo vertical capaz de rotacionar. Conforme o fluxo de ar movimentar os copos, eles giram em torno do eixo vertical indicando assim a velocidade do vento.

#### **Anemoscópio:**

Instrumento capaz de indicar a direção do vento, também conhecido como cata-vento ou biruta. O Anemoscópio é uma massa pivotada sobre um eixo vertical provido de um leme capaz de indicar a direção do vento. Para facilitar a leitura da direção do vento, uma rosa dos ventos é adicionada acima do anemoscópio. Geralmente é utilizado como apoio para o anemômetro mais simples, de deflexão.

#### **Barômetro:**

Um barômetro é um instrumento científico usado para medir a pressão do ar em um determinado ambiente. A tendência da pressão pode prever mudanças de curto prazo no clima. É bastante utilizado em estações meteorológicas, e existem basicamente dois tipos: o barômetro de mercúrio e o barômetro aneróide. O barômetro aneróide é utilizado a bordo

de navios, em casa e em todas as estações climáticas. Já o barômetro de mercúrio é usado em grandes estações de meteorologia e em laboratórios de pesquisa.

#### **Espectrorradiômetro:**

Um espectrorradiômetro é projetado para medir a radiância espectral ou a irradiância em várias faixas espectrais, possuindo um sistema de medição e direcionamento óptico integrado de luz de aproximadamente 380 a 780 nanômetros possuindo alta precisão (Konica Minolta, 2015). A distribuição de potência espectral (SPD) de uma fonte descreve a quantidade de fluxo que atinge o sensor em um determinado comprimento de onda e área, sendo também uma métrica pela qual podemos avaliar a capacidade da fonte de luz de renderizar cores, isto é, se um determinado estímulo de cor pode ser adequadamente renderizado sob um determinado iluminante.

#### **Pluviômetro:**

O pluviômetro é um instrumento meteorológico utilizado como um medidor de chuva, capaz de recolher e medir a quantidade de um líquido de precipitação ao longo de um período de tempo definido, sua utilização é geralmente feita em conjunto com um sensor de temperatura.

#### **Rastreador solar:**

Um rastreador ou seguidor solar (*Sun Tracker*) é um dispositivo que orienta um sistema fotovoltaico garantindo o alinhamento em relação ao sol para a obtenção da radiação direta por todo o trajeto solar durante o dia.

O ganho obtido por um sistema fotovoltaico com a adição de um rastreador solar pode alcançar valores de 25% a 45% (Portal Solar, 2016), decorrente da diminuição do ângulo de incidência entre os raios solares e o componente fotovoltaico. Para fazer tais ajustes, o rastreador solar modifica várias vezes a posição dos módulos solares no decorrer do dia.

A principal vantagem do acréscimo deste equipamento é o aumento da captação da luz solar. Na Figura 2.7 ilustra a comparação entre um mesmo sistema sem o seguidor solar e após a sua inclusão, evidenciando a melhora da energia recebida. Por absorver mais energia, sistemas com seguidor solar também necessitam de menos espaço em sua instalação. Outra vantagem que pode ser obtida com o seguidor solar é o fato do sistema entregar a potência de forma mais uniforme, pois sofre menos variação da potência de pico diariamente.

## **2.4 Considerações Finais**

Este capítulo apresentou os principais elementos que compõem sistemas fotovoltaicos bem como suas características. Destaca-se a descrição de estações solarimétricas pois, apesar de não serem utilizadas diretamente na geração, controle, armazenamento e utilização da energia fotovoltaica produzida, são importantes para aumentar o conhecimento sobre os parâmetros ambientais que afetam o sistema fotovoltaico. Nos capítulos seguintes, será descrito com maior ênfase o problema relacionado a sujidade, o impacto na produção de energia proporcionado por ela, assim como os principais trabalhos relacionados na área, que

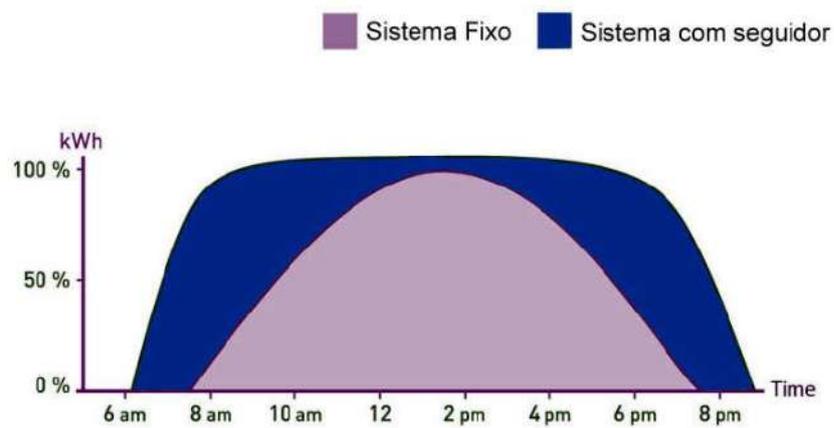


Figura 2.7: Gráfico comparativo com acréscimo de seguidor solar (Portal Energia, 2017).

buscam mitigar os efeitos provocados pela deposição de particulados sobre as superfícies dos módulos fotovoltaicos.

# Capítulo 3

## Sujidade

Este capítulo apresenta a sujidade como elemento de impacto na produção de energia solar fotovoltaica. Apresenta-se os vários elementos que podem contribuir com a sujidade e seus impactos nas perdas de geração energética e as tecnologias para detecção, identificação e caracterização. Ao final, alguns trabalhos da literatura da área relacionados ao tema são revisitados e discutidos.

### 3.1 Considerações Iniciais

A produção energética em usinas solares fotovoltaicas deve lidar com alguns problemas que quando encarados em pequena escala não são críticos, mas quando abordados em uma macroescala podem afetar consideravelmente o desempenho energético final. O principal fator de redução da geração de energia, logo após irradiância e temperatura, é o acúmulo de sujidade sobre os módulos (Gostein et al., 2014), sendo esta provocada por detritos como poeira, sujeiras em geral, polén, e outros contaminantes.

O estudo realizado por Gostein et al. (2014) nos desertos ao sul dos Estados Unidos, na península Arábica e na Austrália ocidental mostrou que para estes locais, a perda anual de energia causada pela sujidade, ficava em torno de 1% à 6%, dependendo fortemente das condições locais e com grande variações a curto prazo. Portanto, o monitoramento eficaz das perdas ocasionadas pela sujidade tornou-se cada vez mais importante para garantir o máximo desempenho das usinas fotovoltaicas.

Diversos estudos têm abordado a questão da sujidade em plantas fotovoltaicas (Pavan et al., 2011; Gostein et al., 2013; Hickel et al., 2016; Ilse et al., 2018; Xu et al., 2020) e, atualmente, novas soluções têm sido desenvolvidas para contornar este problema (Wolfertstetter et al., 2014; Gostein et al., 2015; Kumari & Geethanjali, 2018; Gomes et al., 2020).

## 3.2 Sujidade: Impactos Econômicos, Composição e Detecção

Apesar do custo de instalação de um sistema fotovoltaico ter diminuído conforme houve o avanço em suas tecnologias, este sistema ainda é considerado caro de forma que, sua operação deve ser máxima a fim de garantir um rápido retorno do investimento (Sulaiman et al., 2015).

A redução da radiação solar eficaz devido à absorção, reflexão e dispersão dada através de contaminantes na superfície do módulo fotovoltaico foi definido por Sinha et al. (2014) como *sujidade* (ou “*soiling*”). Estes contaminantes são depositados na superfície dos módulos solares mediante a poeira contida na atmosfera terrestre e carregados pela ação do vento. Segundo Darwish (2015), poeira é qualquer material particulado com menos de  $500\mu\text{m}$  de diâmetro, contendo pequenas quantidades de pólen, fungos, bactérias, vegetação, microfibras e, mais comumente, minerais orgânicos, como areia, argila, calcário. Também podem ser encontrados resíduos resultantes das emissões de poluentes oriundos da queima de combustíveis fósseis e outras ações do homem.

Pela fato da sujidade ser uma característica intrinsecamente dependente do ambiente onde os módulos fotovoltaicos são instalados, ela se relaciona fortemente com a poluição atmosférica local, tornando a aplicação de um modelo geral de estimativa de sujidade ou de perdas de geração de energia não viável para todos os casos (Kaldellis & Kapsali, 2011).

A sujidade é composta principalmente pela poeira, podendo incluir pequenas quantidades de pólen (vegetação, fungos, bactérias), células humanas/animais e, mais comumente, minerais orgânicos de precipitação geomórfica, como areia, argila ou calcário (Bagnold, 2012). Os poluentes também impactam de forma diferente conforme seu tipo. Os poluentes transportados pelo ar, como vapores, fumaça e fuligem, são capazes de formar uma camada superficial mais difícil de limpar do que areia e poeira, sendo especialmente encontrados em quantidades relevantes em áreas urbanas e industriais (Zonen, 2015).

O estudo realizado por Zorrilla-Casanova et al. (2011) determinou por meio de um experimento realizado na cidade de Málaga, na Espanha, que as perdas diárias de energia devido à sujidade ao longo de um ano inteiro foram em torno de 4,4% em média. Este valor foi impactado pelos períodos de chuva, pois a água da chuva pode recuperar o desempenho do painel fotovoltaico, diminuindo a perda diária causada pelo acúmulo de poeira. (Zorrilla-Casanova et al., 2011) também verificaram que em longos períodos sem chuva, como acontece no verão, o acúmulo de poeira pode causar perdas diárias superiores a 20%.

Cristaldi et al. (2012) definiram o momento ótimo para realizar as atividades de manutenção ( $T_M$ ) nas plantas fotovoltaicas, como o ponto em que os custos devido as perdas de produção ( $C_{PL}$ ) ultrapassam os custos referentes a atividade de manutenção ( $C_{MA}$ ) relacionados a uma única operação de limpeza (Figura 3.1).

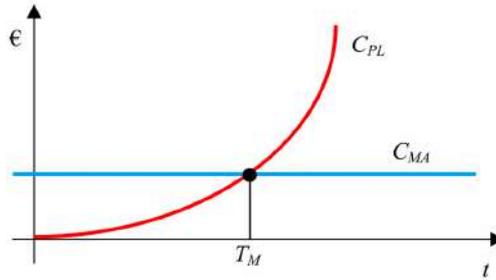


Figura 3.1: Análise do melhor momento para limpeza dos módulos de uma planta fotovoltaica (Cristaldi et al., 2012).

A atividade de manutenção é definida pela inequação 3.1.

$$T_M \leq \frac{C_{MA}}{C_{PL}} \leq \frac{C_m + C_{wf}}{\frac{P_{gen}}{\eta_{corr\_irr}} \cdot \eta_{ineff} \cdot (R_S + R_{inc})} \quad (3.1)$$

Em que:

- $T_M$ : Momento para realizar as atividades de manutenção;
- $C_{MA}$ : Custos referentes a atividade de manutenção;
- $C_{PL}$ : Custos devido a perda de produção;
- $C_m$ : Custo dos materiais para a atividade de manutenção;
- $C_{wf}$ : Custo da força de trabalho para a atividade de manutenção;
- $P_{gen}$ : Potência gerada por um painel limpo (em kWh);
- $\eta_{corr\_irr}$ : Fator de correção relacionando o valor médio da radiação no período analisado. Quando  $\frac{P_{gen}}{\eta_{corr\_irr}}$  é possível definir a potência gerada nas condições de referência daquele período;
- $\eta_{ineff}$ : Percentual de redução devido a sujidade; é suposto constante durante o intervalo de monitoramento;
- $R_S$ : Valor econômico (em euros) por cada kWh produzido;
- $R_{inc}$ : Valor expresso em euros dos incentivos econômicos para cada kWh produzido.

Além disso, o comportamento de deposição e as taxas de acumulação variam drasticamente conforme a localidade, e afetados pela geografia, clima e urbanização da região (Sarver et al., 2013). As condições ambientais importantes relacionadas a estas características são umidade, velocidade do vento (variação na direção e velocidade) e as demais variações no clima.

Conforme Yilbas et al. (2015), a deposição de areia e poeira em áreas áridas pode ser agravada pela umidade do ar, como orvalho noturno e chuvas irregulares, dissolvendo os

particulados e modificando as forças interfaciais encontradas entre o pó e as superfície, formando uma espessa camada de poeira que pode bloquear a luz solar.

Outra característica que pode ser mencionada a respeito da sujidade é que seu acúmulo normalmente ocorre na parte inferior dos módulos, uma vez que são montados de forma que sua inclinação permita que os raios solares incidam o mais perpendicularmente possível a sua superfície (Elminir et al., 2006). Isto se deve também pela barreira fornecida pelas molduras metálicas em algumas configurações de módulos fotovoltaicos, que são projetadas para adicionar robustez ao painel solar e garantir a sua integridade nas mais adversas situações. Desta forma, é possível estabelecer uma relação entre o ângulo de instalação e a perda devido ao acúmulo de partículas de sujeira.

Também pode ocorrer a proliferação de micro-organismos, devido ao calor fornecido durante o dia e a umidade durante a noite, formando uma camada opaca na superfície dos módulos fotovoltaicos. Situações espúrias como excrementos de pássaros também podem ser suficientes para fornecer um bloqueio parcial às células fotovoltaicas.

Os trabalhos realizados por Mani & Pillai (2010) e Mekhilef et al. (2012), avaliaram o status da pesquisa que lida com o impacto da poeira no desempenho do sistema fotovoltaico e apresentaram uma estrutura para entender os fatores subjacentes para o assentamento e mitigação da poeira.

A temperatura é uma variável ambiental imprescindível para maximizar o desempenho da produção energética das plantas fotovoltaicas. Uma análise termográfica pode detectar se os módulos estão operando normalmente, considerando as condições meteorológicas existentes, ou se há alguma anomalia física significativa nos módulos (Lebassi et al., 2013). Para executar tal análise termográfica é utilizada uma câmera no espectro de luz próximo ao infravermelho, com o intuito de detectar e mapear a intensidade da radiação eletromagnética emitida pelos módulos (Dorobantu et al., 2011). Com esta mesma análise termográfica, pode-se também obter dados de sujidade a partir das informações de calor emitido pelos módulos fotovoltaicos (Lebassi et al., 2013; Dorobantu et al., 2011). A sujidade é obtida de forma indireta analisando pontos de calor sobre os módulos, que sejam discrepantes a temperatura padrão encontrada.

Pode-se concluir portanto que a significância relativa dos vários contribuintes para a sujidade em qualquer local determinado, irá variar ao longo do ano devido aos processos climáticos e meteorológicos locais. A solução encontrada em muitas instalações é a utilização de sensores mais simples e de menor custo, permitindo a cobertura de uma área maior e uma maior resolução espacial e temporal.

### 3.3 Perdas Devido à Sujidade

As propriedades da partículas (propriedades químicas, tamanho, forma, peso, entre outras) e as condições ambientais (fatores específicos do local, características ambientais e condições climáticas) são fatores que impactam diretamente na deposição dos particulados. Características dos módulos também podem mudar a deposição da poeira sobre a superfície, por exemplo, o acabamento superficial e o ângulo de inclinação (Mani & Pillai, 2010).

Mekhilef et al. (2012) relatou em sua pesquisa alguns resultados obtidos sobre a redução de desempenho nas células solares realizados pelo mundo (Tabela 3.1). Nota-se, contudo, que devido a sujidade ser uma característica local, há uma dificuldade natural ao estabelecer um paralelo entre os estudos realizados. Outro fator que dificulta a comparação entre os estudos é a não uniformidade dos experimentos (tempo de execução, métricas e ferramentas utilizadas, tecnologias empregadas, etc.). Deste trabalho, pode-se observar alguns fatos sobre a sujidade:

- Módulos instalados em ambientes desérticos são mais afetados pela deposição de poeira em sua superfície;
- Ambientes tropicais possuem menor redução de desempenho devido a limpeza natural proporcionados pela alta incidência de chuvas;
- Observando as perdas de desempenho na Arábia Saudita, nota-se que a deposição da sujidade não é constante no tempo, e o próprio ambiente pode realizar uma limpeza parcial dos particulados depositados na superfícies do painel.

Tabela 3.1: Perdas devido a sujidade (Mekhilef et al., 2012).

Local	Perda de Desempenho	Duração do Estudo
Estados Unidos	1 - 4,7%	2 meses
Tailândia	11%	1 mês
Arábia Saudita	32%	8 meses
Arábia Saudita	40%	6 meses
Kuwait	17 - 65%	38 dias
Egito	33,5 - 65,8%	6 meses

A questão da sujidade acaba se tornando um grave problema nas regiões desérticas, que apesar de possuírem algumas das melhores condições de incidência solar, também possuem os maiores índices de poeira atmosférica (Sarver et al., 2013). Situação que é agravada pela falta de limpeza natural (chuva), juntamente com uma profunda escassez de recursos hídricos nativos que poderiam fornecer uma base econômica de limpeza. Nessas regiões também são comuns as “tempestades de areia” (Figura 3.2), aumentando ainda mais a quantidade de particulados depositado sob as células solares.

Os três principais fatores que contribuem para a redução de desempenho das células fotovoltaicas em função da sujidade foram identificados por El-Shobokshy & Hussein (1993):

1. O principal componente da poeira (composição química);
2. Distribuição de tamanho das partículas de poeira que podem ser representadas pelo diâmetro médio e o desvio padrão;
3. Densidade da camada depositada na superfície do painel (que depende dos parâmetros nos fatores 1 e 2).

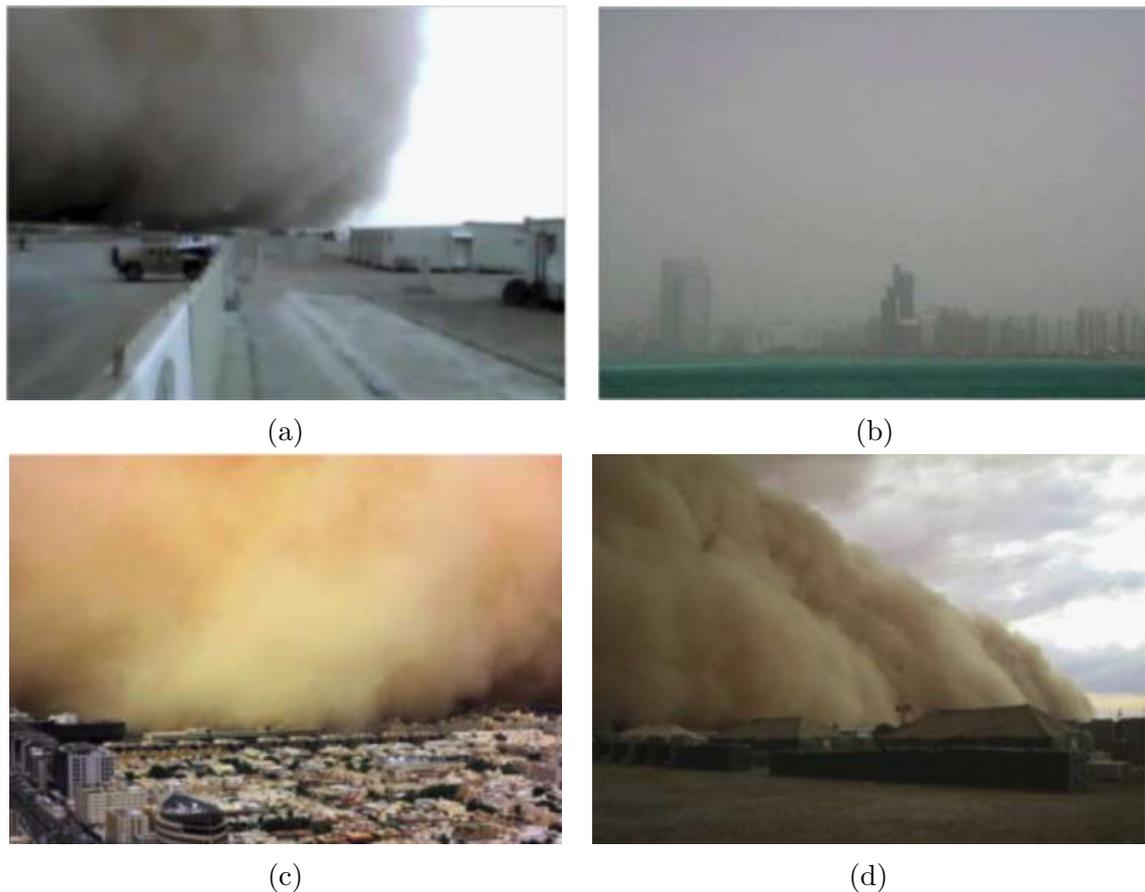


Figura 3.2: Tempestades de Areia em: (a) Kuwait, 2011; (b) Abu Dhabi, 2008; (c) Riade, Arábia Saudita, 2009; (d) Iraque, 2005 (Sarver et al., 2013).

Outros fatores também podem influenciar a perda de desempenho, como o ângulo de inclinação dos painéis, rugosidade da superfície dos módulos ou direção predominante do vento. Elminir et al. (2006) instalou amostras de vidro de  $3mm$  de espessura (comumente usada em sistemas fotovoltaicos) em uma moldura de madeira com oito diferentes orientações e sete ângulos de inclinação. O aparelho de medição foi exposto ao meio ambiente no terraço do Instituto Nacional de Pesquisa de Astronomia e Geofísica da cidade de Cairo no Egito, e os resultados obtidos pelo experimentos são apresentados na Tabela 3.2. O experimento foi realizado em um ambiente com condições adversas, sendo localizado próximo a um platô de calcário arenoso, uma região industrial que inclui quatro fábricas de cimento e uma linha férrea, com predominância de 50% da direção do vento no sentido norte e nordeste.

O resultado encontrado por Elminir et al. (2006) é condizente com o esperado. Quanto menor for a inclinação do painel, maior a chance da deposição natural de particulados sobre a sua superfície. O posicionamento do painel na mesma direção de predominância do vento, também aumenta a concentração de particulados, pois não há passagem da corrente de ar sobre a superfície removendo os particulados mais externos do painel.

Tabela 3.2: Redução na transmitância normal (mostrada em %) em função de várias direções e ângulos de inclinação (Elminir et al., 2006).

Ângulo de Inclinação	Orientação de amostras de vidro							
	N	NE	E	SE	S	SW	O	NW
15°	19,71	20,89	20,52	20,17	20,28	20,17	20,02	19,69
30°	18,72	18,86	18,50	19,61	18,87	17,66	17,72	17,85
45°	16,34	18,31	15,32	15,82	15,72	15,86	14,27	16,02
60°	15,13	14,71	13,42	12,71	12,81	13,94	12,85	13,41
75°	9,67	13,97	10,24	9,73	9,25	8,82	12,37	12,51
90°	8,07	6,84	5,85	4,94	6,11	6,23	5,81	6,73

Outro trabalho envolvendo o estudo do impacto da sujidade nas diversas tecnologias de módulos solares foi desenvolvido por uma equipe de pesquisadores da Universidade Federal de Santa Catarina (Hickel et al., 2016) e teve como foco o estudo em um sistema fotovoltaico localizado no interior do Estado da Bahia (Latitude:-12.36, Longitude:-42.28), possuindo 10,712kWp de potência instalada total, distribuída em cinco tecnologias de módulos (a-Si/ $\mu$ c-Si, a-Si, CIGS, m-Si, p-Si). Uma informação pertinente que pode ser retirada desse estudo é a evidência de que a variação da perda de potência é fortemente influenciada pelo tipo de tecnologia do módulo fotovoltaico. Pelo experimento realizado, foram observadas perdas desde 3,5% para a tecnologia CIGS até 11,3% para tecnologia m-Si. Entre as hipóteses para explicar a perda desse fator energético, pode-se evidenciar a predominância da orientação das correntes de ventos da região e a possível diferença na rugosidade do vidro do módulo.

O artefato mais importante extraído desse estudo é que além da tecnologia empregada nos módulos, outras características devem ser consideradas quando for avaliar o impacto da sujidade, como as diferentes topologias elétricas (disposição e conexão elétrica das células, diodos de *bypass*), principalmente se esta for não homogênea.

### 3.4 Detecção e Identificação da Sujidade

O método mais utilizado para detecção da sujidade é a utilização de parâmetros elétricos, comparando o desempenho dos módulos fotovoltaicos em condições padrões com os resultados obtidos durante sua operação. A maioria dos trabalhos encontrados na literatura que relacionam a perda de desempenho devido a sujidade, faz o uso de sensores solarimétricos (piranômetros, pireliômetros e outros sensores) e painéis de referência para coletar tais dados.

Com uma configuração experimental utilizando módulos, sujos e limpos, e piranômetros (Figura 3.3), Zorrilla-Casanova et al. (2011) foi capaz de medir a evolução das perdas diárias de irradiação no decorrer do tempo, quantificando a fração de energia perdida diariamente sofrida pelo módulo fotovoltaico como consequência da sujidade presente na superfície dos mesmos.



Figura 3.3: A configuração experimental usada nas medições (Zorrilla-Casanova et al., 2011).

O cálculo da perda de geração é dado como:

$$HL(\%) = 100 \times \frac{H_{CC} - H_{DC}}{H_{CC}} \quad (3.2)$$

Sendo:

- $HL(\%)$ : representa a fração da energia diária perdida que um módulo fotovoltaico não recebe como consequência da sujidade;
- $H_{CC}$ : irradiação diária medida pela célula solar de referência limpa ( $Wh/m^2$ );
- $H_{DC}$ : irradiação diária medida pela célula suja ( $Wh/m^2$ ).

Ao analisar a Figura 3.4, nota-se claramente a forte relação entre a perda de desempenho (parâmetro  $HL$ ) devido a presença de poeira na superfície dos módulos e a ocorrência de chuva. Nos períodos de maior precipitação pluviométrica, a própria chuva é capaz de realizar uma boa limpeza sobre os módulos recuperando seu desempenho inicial, enquanto nos períodos de estiagem, o acúmulo de poeira pode causar uma perda diária superior a 20%.

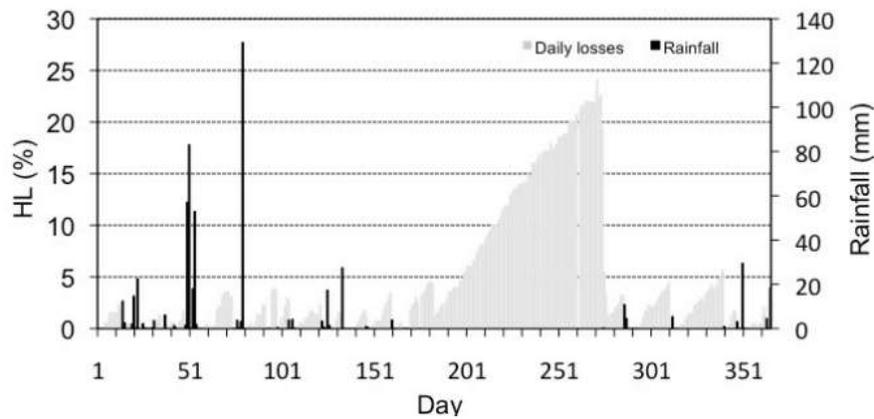


Figura 3.4: Valores de HL para todos os dias de medições ao longo de um ano inteiro (eixo da esquerda). Os valores diários de precipitação são apresentados no eixo eixo direito (Zorrilla-Casanova et al., 2011).

Outro importante trabalho realizado utilizando células de silício cristalino foi produzido por Gostein et al. (2015) no sudoeste dos Estados Unidos durante 9 meses. Os autores projetaram um sistema de medição de sujidade utilizando dois módulos fotovoltaicos coplanares, um dos quais foi designado como referência limpa e outro designado como referência suja (Figura 3.5). Os módulos de referência limpa eram submetidos a um processo de limpeza manual 2 a 3 vezes por semana, enquanto a referência suja ficou apenas exposta as condições ambientais. As curvas IV (corrente e tensão) de ambos os módulos foram medidas uma vez por minuto por uma unidade de controle (*Atonometrics RDE300 series*) enviando os resultados registrados periodicamente para análise por meio de um modem celular.



Figura 3.5: Configuração dos dispositivos utilizados por Gostein et al. (2015).

Podem ser observadas três formas de acúmulo de poeira sobre o painel de referência suja, sendo representados na Figura 3.6. Inicialmente observa-se uma camada fina de poeira sobre o módulo (Figura 3.6a), que com o passar do tempo pode gerar uma grossa camada de particulados (Figura 3.6b). Também pode ser observada a situação em que o acúmulo da sujidade não foi uniforme (devido à presença de chuva e outros fatores ambientais), sendo depositado principalmente no canto inferior direito dos módulos (Figura 3.6c), situação essa que se mostrou tão prejudicial quanto se a deposição de poeira tivesse sido de forma uniforme sobre o módulo.

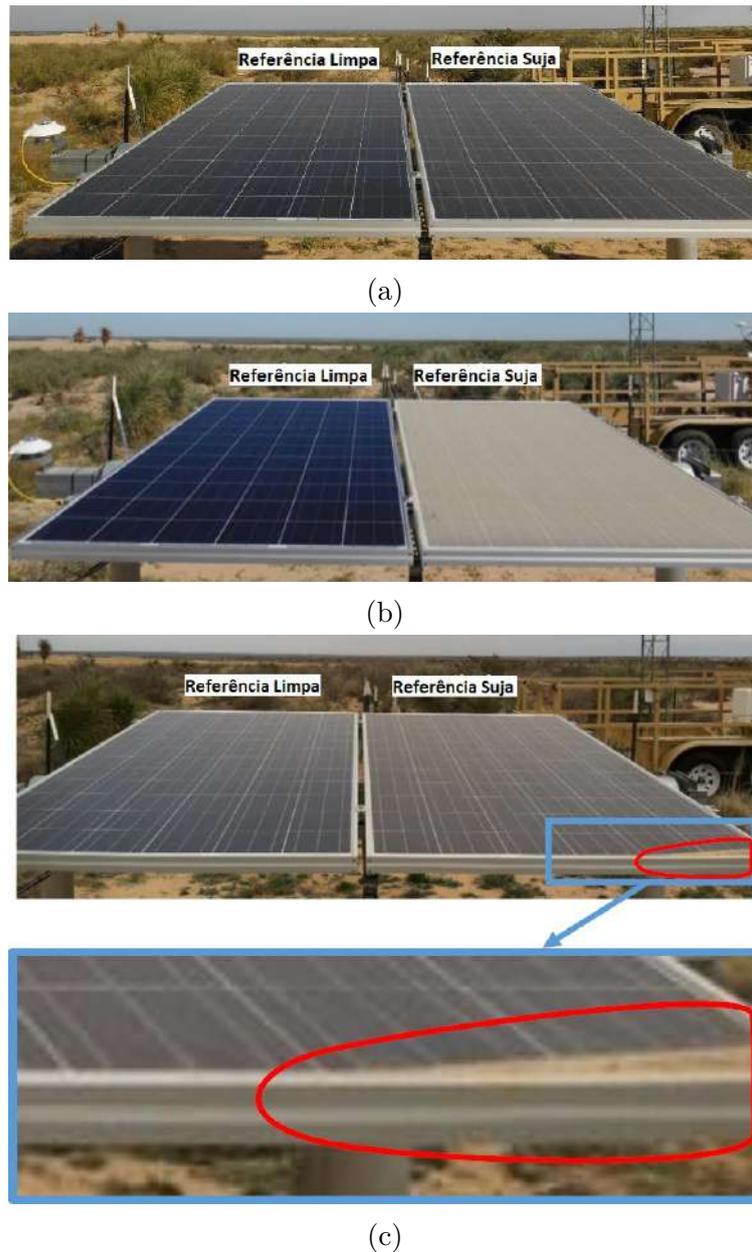


Figura 3.6: Fotografias dos módulos: (a) Sujidade uniforme fina; (b) Sujidade uniforme densa; (c) Sujidade não-uniforme; (Gostein et al., 2015).

A partir da análise dos resultados obtidos, *Gostein* pôde calcular duas métricas em relação à sujidade (SR), cada uma comparando a saída real medida do módulo sujo com a saída esperada quando limpa. Na Equação 3.3 é medida a taxa de sujidade do índice  $I_{sc}$  e seu denominador representa a corrente de curto-circuito “esperada” na ausência de sujeira e o numerador é a corrente real de curto-circuito medida. Na Equação 3.4 é medida a taxa de sujidade do índice  $P_{max}$ , e seu denominador é a potência máxima “esperada” na ausência de sujeira e o numerador é a potência máxima medida real.

$$SR^{I_{sc}} = \frac{I_{sc}^{soiled}}{I_{sc,0}^{soiled} \cdot (1 + \alpha \cdot (T^{soiled} - T_0)) \cdot (G/G_0)} \quad (3.3)$$

$$SR^{P_{\max}} = \frac{P_{\max}^{soiled}}{P_{\max,0}^{soiled} \cdot (1 + \gamma \cdot (T^{soiled} - T_0)) \cdot (G/G_0)} \quad (3.4)$$

Em que:

- $I_{sc}^{soiled}$ : corrente de curto-circuito medida do módulo de referência sujo;
- $I_{sc,0}^{soiled}$ : corrente de curto-circuito do módulo na condição de referência (STC);
- $\alpha$ : coeficiente de temperatura do módulo de corrente de curto-circuito;
- $T^{soiled}$ : temperatura medida do módulo;
- $T_0$ : temperatura do módulo na condição de referência;
- $G$ : irradiância medida no plano do módulo determinada a partir da corrente de curto-circuito do dispositivo limpo;
- $G_0$ : irradiância em condição de referência;
- $P_{\max}^{soiled}$ : potência máxima medida do módulo sujo;
- $P_{\max,0}^{soiled}$ : potência máxima do módulo na condição de referência;
- $\gamma$ : coeficiente de temperatura da potência máxima;

O resultado obtido por esse experimento mostrou que quando ocorre a deposição não uniforme de particulados como na Figura 3.6c, situação em que o depósito de poeira ocorre em uma área de aproximadamente 0,5% da área total do módulo, a perda de desempenho é de aproximadamente 9%, situação condizente com os resultados simulados e experimentais (Gostein et al., 2013). Gostein et al. (2013) ainda simulou as curvas IV para o módulo em um estado limpo e com a sujidade não uniforme correspondente, obtendo resultados semelhantes ao medidos experimentalmente. Para cada curva IV, a curva de potência também é mostrada na Figura 3.7 através das linhas tracejadas, com potência máxima reduzida em 9,6%.

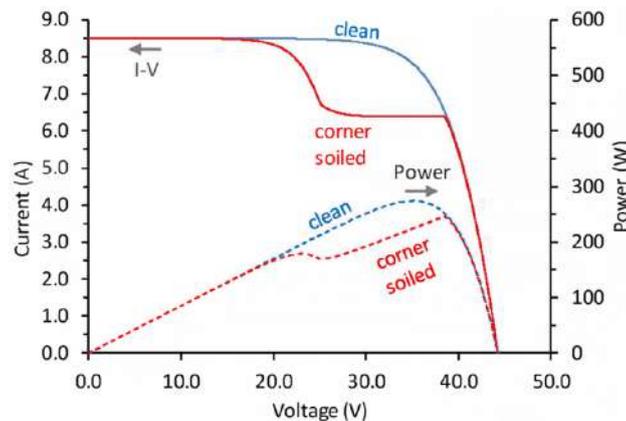


Figura 3.7: Curvas IV simuladas por Gostein et al. (2015).

Outro importante trabalho na área foi realizado na região Leste/Norte da África, conhecida como MENA (*Middle-East and North Africa*) (Wolfertstetter et al., 2014). Para realizar esse estudo foram instaladas 12 estações meteorológicas visando o monitoramento da sujidade sobre os módulos solares. A maioria dessas estações consistia em um rastreador solar com dois piranômetros e um pireliômetro medindo o recurso solar dos locais. Estes equipamentos são especialmente suscetíveis à sujeira, especialmente o pireliômetro, tornando os desvios causados pela sujeira, facilmente superados pela precisão destes sensores especificada pelos fabricantes. O acessório chamado de *TraCS* foi instalado de forma que um segundo pireliômetro fique apontado para o espelho de amostra para o sol (Wolfertstetter et al., 2012). O sinal deste segundo pireliômetro é dividido pelo sinal de medição da irradiância normal direta, resultando em um valor de refletividade para o ponto no espelho onde o sol é refletido.

Os principais problemas encontrados nesse projeto foram sua execução em lugares remotos, dificultando a manutenção e tornando-a insuficiente em termos de frequência e eficácia de limpeza, além de possíveis alinhamentos defeituosos nos sensores. Concluindo que ambientes muito empoeirados podem afetar a precisão das medições de irradiância, gerando uma imprecisão de medição superior a especificada pelo fabricante. A alta incidência de poeira tornou indispensável uma limpeza regular dos sensores. Também foi observado por este estudo que a perda na medição da irradiância normal direta, por ação da sujidade, variou de 0,1% à 1,0% por dia para um local semi-deserto espanhol e no deserto de pedra da Jordânia. Para os desertos de areia, a poeira prejudicou bem mais as medições, chegando a ocorrer uma variação de até 9% por dia, e mantendo uma média de 1,6% para os pireliômetros destas estações.

Um dos modelos de sensores mais utilizados para detectar a concentração de particulados tem seu funcionamento baseado na utilização de um feixe de luz que sofre dispersão ao encontrar uma partícula de poeira (Figura 3.8). O particulado é atraído através da coleta de uma amostra de ar, para posteriormente ser exposto ao feixe de luz, e conforme ocorre a obstrução da luz, há a conversão para um sinal elétrico que é computado e armazenado (Honeywell, 2018). Este tipo de sensor permite a detecção, a contagem e a determinação da concentração de partículas no ar. Entretanto não é capaz de informar sua composição.

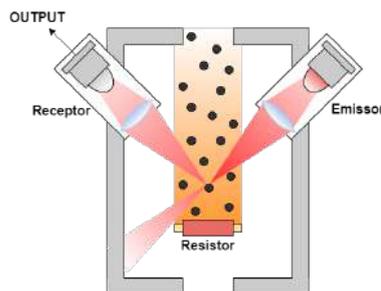


Figura 3.8: Sensor óptico de particulados.

Com um microscópio óptico pode-se determinar as propriedades físicas dos particulados usando a distribuição granulométrica (El-Shobokshy & Hussein, 1993), tendo o tamanho médio das partículas e seu desvio padrão como os parâmetros necessários. Para determinar as propriedades químicas dos particulados é necessário utilizar técnicas como a Difração de Raio-X (XRD) e Fluorescência de Raio-X (XRF). Segundo a literatura da área (Darwish, 2015) há 15 principais contaminantes que podem reduzir o desempenho dos módulos fotovoltaicos.

Dentre os quais o calcário, cinzas, solo vermelho, carbonato de cálcio, sílica e areia são os mais encontrados. Em ambientes urbanos, partículas como cimento e carbono são muito presentes, sendo responsável pelas maiores reduções de desempenho (El-Shobokshy & Hussein, 1993).

Outra abordagem utilizada para estimar a sujidade e seus respectivos impactos nas perdas consiste na utilização de modelo de séries temporais, em que a modelagem física da sujidade é realizada por parâmetros ambientais. O trabalho realizado por Coello & Boyle (2019) calculou a deposição da massa particulada sobre os módulos em função da velocidade de deposição, concentração do particulado encontrado, tempo de exposição do módulo e a sua inclinação. Após obter a quantidade de massa depositada, os autores realizaram o cálculo da perda de transmissão resultante, pelas partículas  $PM_{2,5}$  e  $PM_{10,0}$  durante o período de 1 ano.

You et al. (2018) também obtiveram um modelo estatístico de série temporal do material particulado depositado sobre os módulos fotovoltaicos em sete cidades ao redor do globo. Nesse estudo, os autores observaram que a perda de eficiência do módulo ficava em torno de 4% (para a cidade de Tóquio) à 80% (para a cidade de Doha, no Qatar). Também foram calculados os intervalos ideais para limpeza manual e automatizada, de forma que o sistema maximizasse o retorno financeiro.

## 3.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou o problema da sujidade como fator de impacto na geração de energia solar fotovoltaica. Nota-se a existência de trabalhos na literatura sobre a sujidade tendo como principal objetivo a sua detecção ou o cálculo do impacto. Os conceitos abordados neste capítulo são essenciais para embasar o projeto e desenvolvimento de estações solarimétricas ou dispositivos voltados para a coleta de dados ambientais no ambiente de Usinas Solares Fotovoltaicas. Este trabalho desenvolveu uma plataforma eletrônica para aquisição de dados ambientais e de particulados do ambiente. A descrição dessa plataforma é apresentada no Capítulo 4.

# Capítulo 4

## Estação de Sujidade

Este capítulo apresenta o projeto e desenvolvimento da estação de sujidade. Especificações, decisões de projeto, implementação e o detalhamento da comunicação com demais componentes de monitoramento do sistema fotovoltaico serão apresentadas. Também descreve-se sobre o funcionamento da estação e a forma com que a mesma coleta os dados ambientais.

### 4.1 Considerações Iniciais

Para participação dos leilões de compra de energia elétrica, as empresas interessadas na prestação deste serviço devem possuir no mínimo, 12 meses de informações ambientais disponíveis para verificação da incidência solar no local e, conseqüentemente, realizar a análise da viabilidade econômica da unidade geradora fotovoltaica. As informações ambientais são coletadas por meio de estações solarimétricas, que além de coletar os dados ambientais como as estações meteorológicas convencionais, também devem registrar informações referentes a irradiação.

Tais estações devem respeitar a norma já pré-estabelecida (ISO 9060:1990) e a configuração da estação deve ser apresentada mediante ficha técnica. Nessa ficha deve conter informações tais como as coordenadas da localização da estação solarimétrica, detalhes de instalação, o terreno onde foi instalada (por meio de fotos), data de instalação e relação de todos os equipamentos e sensores instalados, bem como suas respectivas características técnicas.

Neste trabalho de mestrado, teve-se a motivação de produzir uma estação solarimétrica que contemplasse a coleta contínua dos particulados suspensos no ambiente. Esta nova estação é denominada estação de sujidade. O sensor de particulados foi incluído com o objetivo de fornecer informações pertinentes ao acúmulo de sujidade sobre os módulos de forma automatizada, dispensando a necessidade da análise manual no local.

Entre as características da estação de sujidade, há a comunicação com um sistema supervisorio em nuvem. Tal sistema, além de monitorar os dados ambientais e de produção da usina solar fotovoltaica, utiliza os mesmos para realizar predições sobre perdas de produção diante das condições do ambiente.

## 4.2 Definições e Projeto da Estação de Sujidade

O desenvolvimento da estação de sujidade foi subdividido em duas etapas. Na primeira etapa foi realizado o projeto da estação, seguido da prototipação do sistema eletrônico, desde a estrutura de suporte até o condicionamento dos sinais obtidos pelos sensores. Na segunda etapa, foi realizado o desenvolvimento do *firmware* da estação que determina desde a sua rotina de funcionamento até a comunicação com o sistema supervisor. O projeto da estação de sujidade sempre teve como base conciliar sensores e equipamentos que atendessem às necessidades de projeto e que fossem economicamente viáveis de serem reproduzidos em larga escala.

A última versão da estação de sujidade, que está operante na UFV-UFMS<sup>1</sup>, utiliza um microcontrolador **ESP32** (da empresa **Espressif Systems**), para executar sua rotina de aquisição e posteriormente transmissão de dados para um dispositivo *gateway* de comunicação chamado de Unidade Terminal Remoto (RTU - *Remote Terminal Unit*).

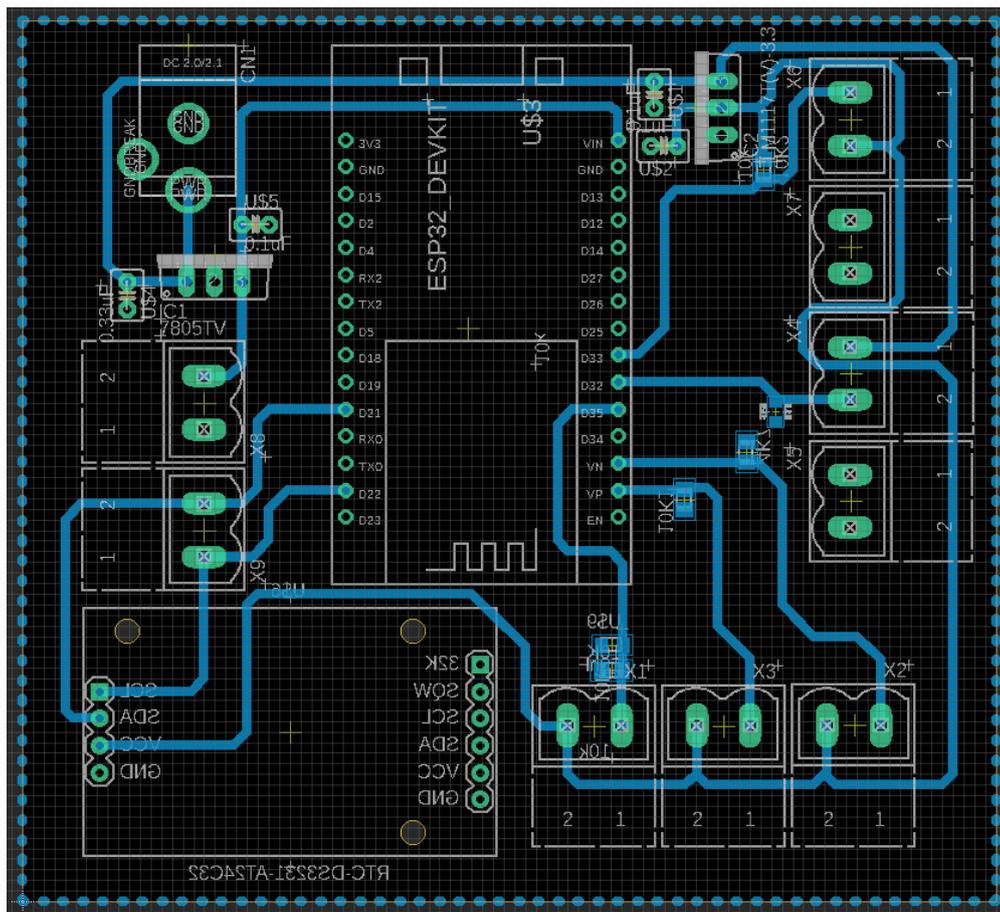
A Figura 4.1 representa o projeto da plataforma eletrônica responsável pelo controle e operação da estação. A Figura 4.1a representa o circuito eletrônico (em uma placa de circuito impresso) que condiciona os componentes da estação de sujidade. A Figura 4.1b, representa os componentes eletrônicos responsáveis para o condicionamento dos sensores, para realizar a leitura correta dos dispositivos conectados na plataforma eletrônica.

Na Figura 4.1b também é possível observar o conjunto de elementos agrupados em blocos. A organização de cada bloco, bem como os componentes eletrônicos utilizados foi realizada da seguinte maneira:

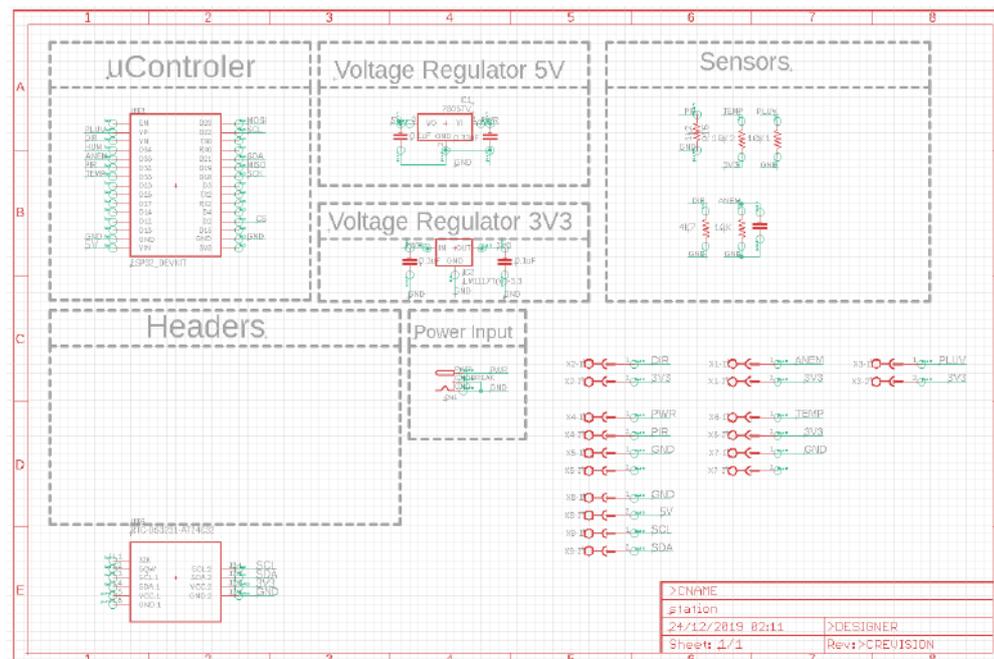
- **uControler:** Neste bloco está alocado o microcontrolador **ESP32**. Nele é possível verificar quais pinos estão sendo utilizados para conectar os sensores e demais componentes. Este microcontrolador foi alimentado com 5V de tensão (pino VIN).
- **Voltage Regulator 5V:** Como a alimentação da placa eletrônica é realizada por uma fonte de 12V, o componente deste bloco faz a regulação e controle da tensão que será fornecida ao microcontrolador **ESP32**. Este bloco utiliza como componentes: um regulador de tensão LM7805, para fixar a tensão de saída em 5V e dois capacitores (0,1 $\mu$ F e 0,33 $\mu$ F) para seu funcionamento.
- **Voltage Regulator 3V3:** Este bloco faz a regulação da tensão para 3,3V, que foi utilizada como tensão de entrada da maioria dos sensores e do relógio de tempo real. Para atender os requisitos desejado, neste bloco foram utilizados um regulador de tensão LM1117 e dois capacitores (ambos de 0,1 $\mu$ F), garantindo uma saída fixa de 3,3V.
- **Sensors:** Bloco utilizado para agrupar os circuitos condicionadores de sinais provenientes dos sensores, nele está presente os pinos dos sensores:
  - **PIR:** O único sensor que necessita de tensão superior a 6V para o funcionamento é o piranômetro, sendo portanto, conectado diretamente na tensão fornecida pela

---

<sup>1</sup>Vide Seção 4.3



(a) Projeto da placa de circuito impresso para condicionamento dos componentes eletrônicos.



(b) Esquemático dos componentes eletrônicos da placa confeccionada.

Figura 4.1: Projeto do circuito eletrônico de controle da estação de sujidade.

fonte de alimentação (12V). Para condicionar este sensor foi utilizado apenas um resistor de *pull-down*<sup>2</sup> de 1,2kΩ.

- **TEMP:** Para condicionar o sensor de temperatura foi utilizado um resistor de *pull-up*<sup>3</sup> de 10,2kΩ. A tensão de alimentação deste sensor é de 3,3V, sendo fornecida pelo regulador de tensão.
- **PLUV:** No pluviômetro foi utilizado a alimentação de 3,3V e um resistor de *pull-down* de 10,1kΩ.
- **DIR:** No sensor de direção do vento, houve a necessidade apenas de um resistor de *pull-down* de 4,7kΩ. Este sensor também é alimentado pela tensão de 3,3V.
- **ANEM:** O anemômetro (sensor de velocidade do vento) é o único que além de utilizar um resistor, também faz uso de um capacitor para condicionar corretamente a sua saída. Neste sensor é utilizado um resistor de *pull-down* 10kΩ e um capacitor de 10nF. Este circuito também é alimentado pelo regulador de tensão que fornece 3,3V.

### 4.2.1 Componentes Eletrônicos da Estação de Sujidade

Dentre os componentes da estação de sujidade, podemos separá-los em dois grupos distintos: os elementos eletrônicos que auxiliam o funcionamento da plataforma e os sensores de aquisição de dados ambientais.

#### 1. Componentes eletrônicos:

- **Baterias 12V:** Bateria de chumbo ácido, com capacidade nominal de 1,3A. Tensão nominal de 12V, para correto funcionamento da estação de sujidade. A bateria se faz necessária para o funcionamento independente da estação, tornando-a não intrusiva no sistema que será analisado.
- **Controlador de Carga:** Modelo adquirido: SunYoba. O controlador de carga tem por objetivo realizar o controle de carga e descarga da bateria da estação de sujidade. Ele é responsável por regular o fornecimento de carga proveniente do painel solar da própria estação para abastecer a bateria. Esta carga adquirida, será utilizada como fonte de alimentação dos componentes da estação.
- **Painel Solar Fotovoltaico:** Painel Fotovoltaico Offgrid Policristalino 10Wp. Tensão máxima 17,56V. Utilizado para funcionamento autônomo da estação de sujidade. O painel solar converte a energia proveniente do sol em energia útil que será armazenada na bateria da própria estação e garantirá o seu funcionamento.
- **RTC-DS3231:** Circuito integrado que funciona como relógio da estação de sujidade, mantendo o controle do tempo presente. Este componente é responsável pela aquisição do *timestamp*<sup>4</sup> da leitura dos dados. Este componente é

<sup>2</sup>Resistores *pull-down* são usados para manter a entrada em nível lógico baixo quando nenhum outro componente estiver conduzindo.

<sup>3</sup>A ideia de um resistor *pull-up* é que ele fracamente “puxe” a tensão do condutor que ele está conectado para nível lógico alto. Contudo, o valor do resistor é intencionalmente alto o suficiente para que, se qualquer outra coisa que puxe fortemente a tensão do condutor para 0V, a tensão irá para 0V.

<sup>4</sup>Timestamp, ou estampa de tempo é a cadeia de caracteres representando data e/ou hora que um determinado evento ocorreu.

o responsável por determinar quando as amostras ambientais foram coletadas e possibilitar o registro ordenado das mesmas.

- **NodeMCU ESP32:** Módulo microcontrolador *dual-core*, com dois microprocessadores Xtensa<sup>®</sup> de 32-bits. A decisão de usar este microcontrolador justifica-se pelos seus dois microprocessadores, sendo possível executar até duas tarefas em paralelo. Este paralelismo dispensa a necessidade de inclusão de interrupções no *firmware*. Outra vantagem do uso desse microcontrolador é que o mesmo possui um conversor analógico digital com resolução de 12 bits, fornecendo uma maior resolução nas conversões dos sinais ambientais analógicos mensurados. Neste módulo também já há suporte embutido à rede *WiFi* e *Bluetooth* 4.2 dispensando a necessidade de componentes adicionais para transmissão dos dados adquiridos para a RTU.

## 2. Sensores:

- **Anemômetro - SV10:** Sensor responsável pela aquisição da velocidade do vento. Consegue realizar a leitura da velocidade do vento de 0 a 33,33m/s (até 120km/h). Este sensor funciona em temperaturas que podem variar de -40°C a +80°C.
- **Indicador de Direção do Vento - DV10:** Seu funcionamento se baseia na variação de 8 valores distintos de resistência interna, na qual cada direção está diretamente associada. Este sensor obtém uma coordenada em graus da direção do vento (0° à 360°) e o *firmware* faz a conversão do número obtido para a coordenada geográfica equivalente.
- **Temperatura - DS18B20:** Este sensor de temperatura é do tipo sonda, sendo revestido por um material à prova d'água e sua ponta é encapsulada em aço inoxidável. Sua faixa de medição é de -55°C a +125°C, embora não seja recomendado temperaturas superiores a 100°C.
- **Piranômetro - Hukseflux SR05-DA2:** Piranômetro digital de segunda classe que segue a ISO:9060. Este sensor mede a irradiação solar em W/m<sup>2</sup>, recebida por uma superfície plana de campo de visão de 180°. Sua faixa de temperatura operacional é de -40°C a +80°C, e o seu valor medido possui alcance de 0 a 1600 W/m<sup>2</sup>.
- **Particulados - Sensirion SPS30:** O sensor de material particulado SPS30, mede a sujidade suspensa na atmosfera através da análise de dispersão a laser. Este sensor identifica a concentração de massa das partículas de 0,3µm até 10µm e suas respectivas concentrações numéricas no ambiente. Possui 8 anos de vida útil, de funcionamento contínuo (24 horas por dia) e suporta temperaturas entre -10°C à +60°C.
- **Umidade - DHT22/AM2303:** Sensor de temperatura e umidade relativa do ar. Permite leituras de temperatura entre -40°C a +80 °C e leituras de umidade entre 0 a 100%.
- **Pluviômetro - PB10:** Pluviômetro de Bâscula, para aferição da precipitação da chuva. A cada 0,25mm, a balsa emite um pulso que é lido e computado pelo microcontrolador.

Após o projeto e confecção da placa de circuito impresso para conexão dos sensores com os dispositivos eletrônicos (Figura 4.2), todos os componentes supramencionados foram conectados na mesma, resultando na estação de sujidade atual.



Figura 4.2: Placa para conexão dos dispositivos eletrônicos da estação de sujidade.

#### 4.2.2 Desenvolvimento do *Firmware*

O Diagrama BPMN<sup>5</sup>, representado pela Figura 4.3 ilustra a rotina de funcionamento e, como consequência, as atividades que foram implementadas no código (*firmware*) da estação de sujidade. Inicialmente, os dados ambientais são coletados via sensores, recebidos pela plataforma eletrônica que processa essas informações, organiza os dados em um formato *.json*<sup>6</sup> e encaminha para o dispositivo RTU.

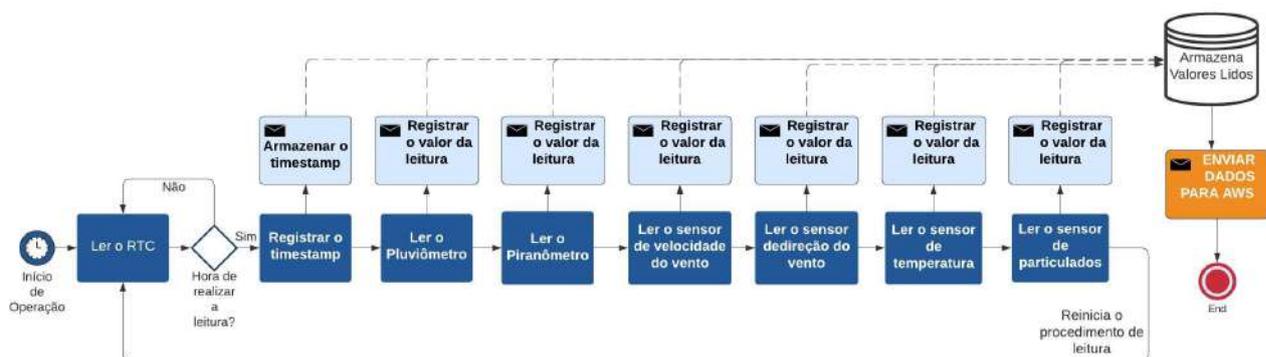


Figura 4.3: Diagrama BPMN do fluxo de trabalho da estação de sujidade.

A Figura 4.4 ilustra em mais alto nível o funcionamento da estação de sujidade. A rotina de trabalho da estação começa inicialmente com a parte de aquisição de dados ambientais

<sup>5</sup>**BPMN** ou *Business Process Modeling Notation*, é uma notação da metodologia de gerenciamento de processos de negócio e trata-se de uma série de ícones padrões para o desenho de processos, o que facilita o entendimento do usuário.

<sup>6</sup>JSON (JavaScript Object Notation) é uma formatação leve de troca de dados.

mediante a leitura de dados dos sensores, para posteriormente ter o envio destes dados do microcontrolador para a RTU que, por fim, disponibiliza as informações no servidor web.

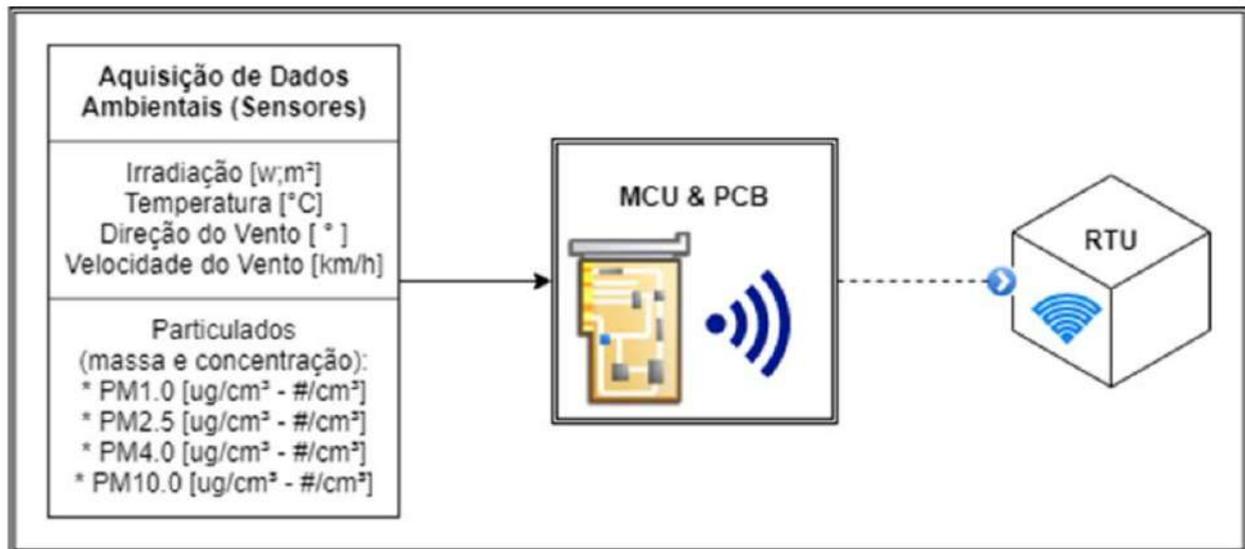


Figura 4.4: Rotina de trabalho da estação de sujidade.

Para realizar um ciclo completo de funcionamento, os dados obtidos pela estação de sujidade precisam ser armazenadas em um banco de dados, garantindo que os mesmos estarão disponíveis para consultas. O processo como um todo envolve a comunicação de três componentes (atores) e a troca de mensagens (comunicação) entre eles. A estação de sujidade então, é só o primeiro ator envolvido no processo ilustrado na Figura 4.5.

O diagrama de sequência (Figura 4.5) apresenta a ordem temporal em que as trocas de informações ocorrem. Nele é possível observar, por exemplo, que a estação de sujidade só tenta estabelecer conexão com a RTU após ter obtido sucesso ao executar sua rotina interna. Também é ilustrado o momento em que ocorre a comunicação da RTU para o servidor onde estão armazenados os dados, assim como os instantes de tempo em que os canais de comunicação são liberados, ficando disponíveis para novas conexões.

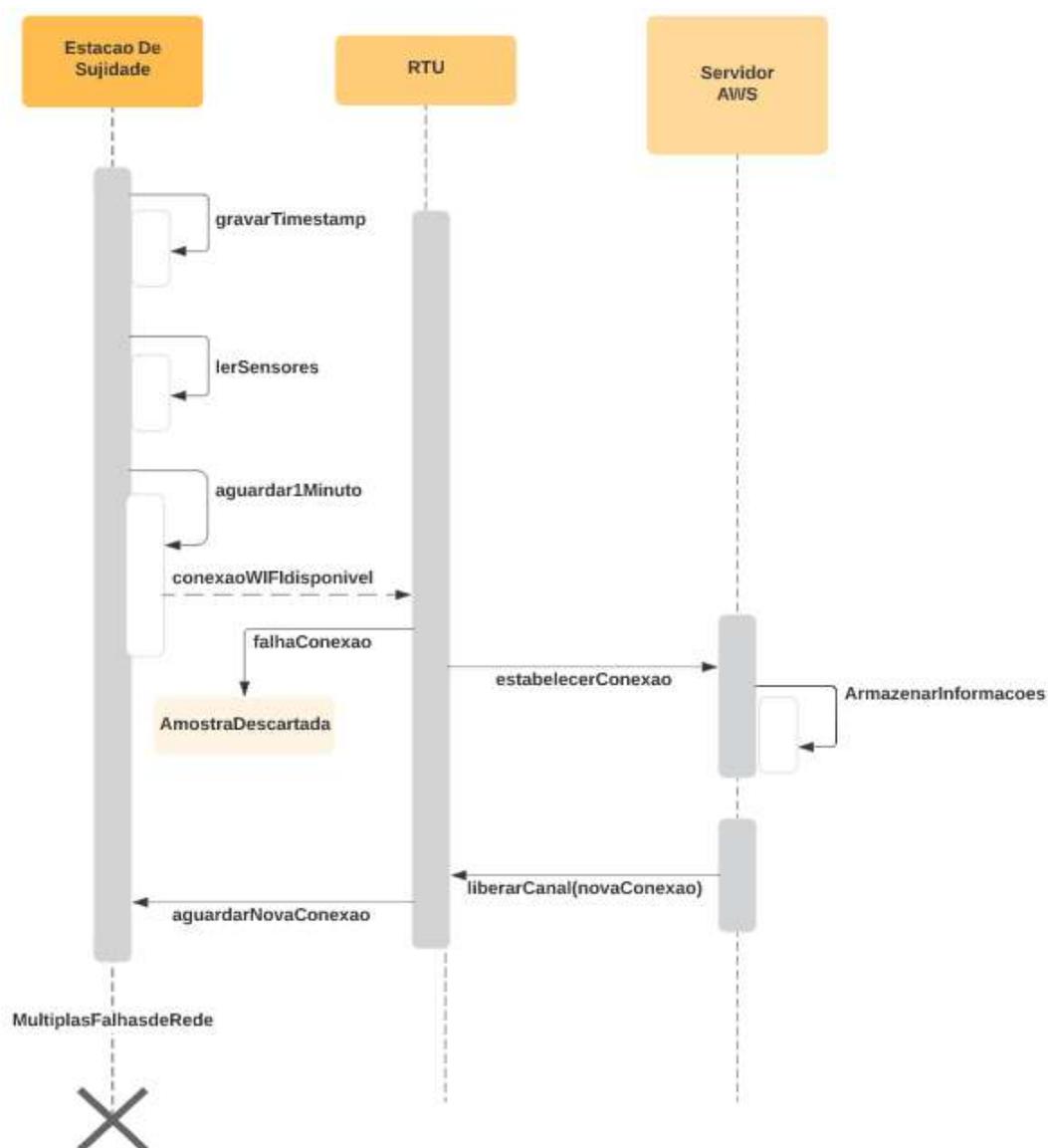


Figura 4.5: Diagrama de Sequência - Comunicação entre os componentes.

Na Figura 4.6 é apresentado o protocolo utilizado para a comunicação e envio dos dados para a RTU. O protocolo envia um cabeçalho que identifica o dispositivo conectado à RTU, além de informar a data e hora de obtenção dos dados. As informações a seguir são os dados ambientais coletados que também serão encaminhados.

```

sprintf(payload, "{
    \"tipo\": \"station\", \"dia_mes_ano\": \"%04u%02u%02u\", \"hora_minuto\": \"%02u%02u%02u\",
    \"rainfall\": %.21f, \"irr\": %.21f, \"vento_vel\": %.21f, \"vento_dir\": %d, \"temp\": %.21f,
    \"massaPM1\": %.21f, \"massaPM2\": %.21f, \"massaPM4\": %.21f, \"massaPM10\": %.21f,
    \"numPM1\": %.21f, \"numPM2\": %.21f, \"numPM4\": %.21f, \"numPM10\": %.21f,
    \"tamanho_medio\": %.21f}",
    now.Year(), now.Month(), now.Day(), now.Hour(), now.Minute(), now.Second(),
    rainfall_m, get_irr(), wind_v, get_wind_d(), get_temperature(),
    *(particulate_array), *(particulate_array + 1), *(particulate_array + 2),
    *(particulate_array + 3), *(particulate_array + 4), *(particulate_array + 5),
    *(particulate_array + 6), *(particulate_array + 7), *(particulate_array + 8));
Serial.println(payload);
post_event();

```

Figura 4.6: Protocolo de comunicação com a RTU.

Um exemplo dos dados que são recebidos pela RTU no formato *.json* está apresentado na Figura 4.7. Os dados formatados recebidos pela RTU são repassados para um sistema supervisorio da usina fotovoltaica armazenado em um sistema de nuvem computacional. Os dados da estação são armazenados em tabelas de um banco de dados não-relacional (*DynamoDB*) para consultas futuras das informações obtidas.

```

{
  "tipo": "station", "dia_mes_ano": 20191027, "hora_minuto": "101400",
  "rainfall": 0, "irr": 950.29, "vento_vel": 25.27, "vento_dir": 0,
  "temp": 32.31, "massaPM1": 3.33, "massaPM2": 0.11, "massaPM4": 0,
  "massaPM10": 0, "numPM1": 27.44, "numPM2": 0.08, "numPM4": 0, "numPM10": 0,
  "tamanho_medio": 0.44
}

```

Figura 4.7: Exemplo dos dados no formato *.json* recebidos pela RTU.

Na Figura 4.7, pode-se observar que a mensagem enviada à RTU identifica que o remetente é a estação de sujidade, as informações de data e hora, seguidas por dados de precipitação de chuva, irradiação, velocidade e direção do vento, temperatura ambiental, massas e quantidade de particulados de diferentes granularidades.

Pela Figura 4.7 é possível notar alguns campos com valores iguais a 0. No caso do sensor de direção do vento, a direção é medida pela angulação do sensor (de 0° à 360°, com 0° representando o norte e 180° o sul). Quanto ao sensor de particulados, para as variáveis de massa de PM4 e PM10, não foram encontradas quantidades suficientes no ambiente da UFV-UFMS para serem indicadas pelo sensor.

## 4.3 Instalação e Utilização da Estação de Sujidade

A estação de sujidade foi instalada próxima a unidade fotovoltaica situada na Faculdade de Medicina Veterinária e Zootecnia (FAMEZ), da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS) em Campo Grande-MS (Latitude:  $-20^{\circ}30'39.09''$ , Longitude:  $-54^{\circ}37'11.394''$ ),

doravante nomeada UFV-UFMS (Figura 4.8). A UFV-UFMS, possui uma *string* composta por 38 módulos solares da tecnologia silício policristalino (p-Si), com potência nominal de 10,45 kWp. O inversor instalado é o modelo **PRIMO 8.2-1** da **Fronius International**®.

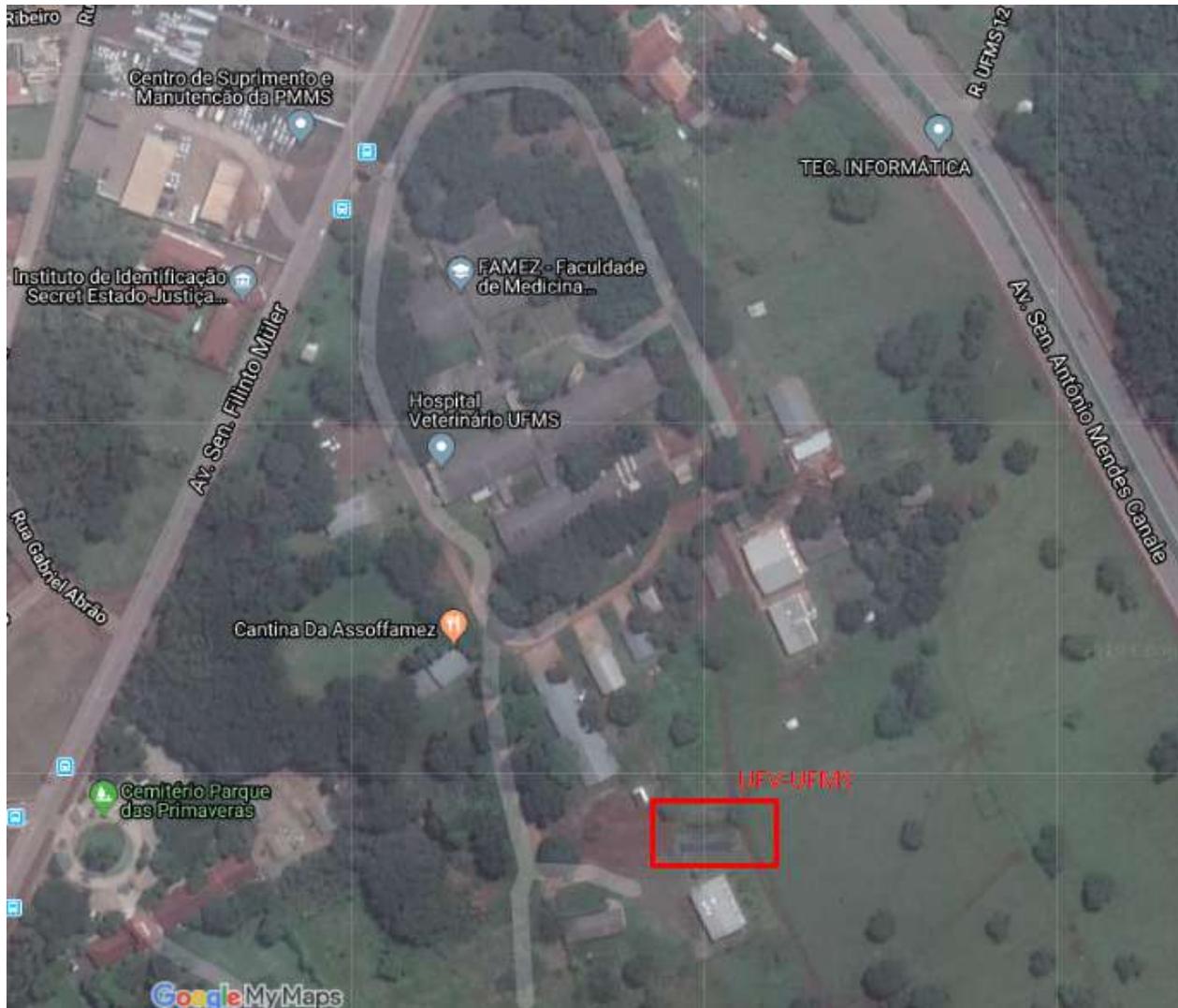


Figura 4.8: Localização da UFV-UFMS.

O funcionamento da estação de sujidade começou de forma contínua no dia 03 de outubro de 2019, e tem coletado os dados ambientais do local, desde então. Durante os meses de outubro e novembro de 2019, foram coletados dados referentes a 54 dias de funcionamento em período integral (das 00h00m até 23h59m). Os dias faltantes são devido ao período anterior à instalação da estação de sujidade ou algum período em que estação precisou de alguma intervenção de manutenção.

Os dados coletados pela estação de sujidade podem ser encontrados e visualizados no sistema supervisor online disponível em <http://solar2.facom.ufms.br/>. A Figura 4.9 apresenta dados referentes ao mês de novembro de 2019.



Figura 4.9: Dados ambientais referentes ao mês de Novembro/19. Dados de Irradiação, Temperatura e Particulados ( $PM_{1,0}$  e  $PM_{2,5}$ ).

Durante o período de funcionamento e testes, alguns sensores apresentaram problemas e tiveram que ser substituídos ou desativados. Entre eles, o sensor de índice de precipitação da chuva (pluviômetro) e o sensor de umidade do ar.

O pluviômetro funcionou corretamente por um período de 20 dias, porém, após uma forte chuva na qual a própria estação precisou de reparos, o seu funcionamento foi comprometido. Seus dados se tornaram instáveis, funcionando de forma imprecisa ou não identificando os dias em que houve chuva. A solução encontrada foi descartar seu uso, e adquirir os dados de precipitação para análise a partir de outra fonte.

O sensor de umidade do ar que foi utilizado não era indicado para uso externo e devido a isso apresentou falha logo que foi exposto ao ambiente. Não houve como substituir este sensor, pois não havia mais unidades do mesmo disponíveis em laboratório.

Os demais sensores da estação de sujidade (Figura 4.10) não apresentaram problemas e atualmente está sendo avaliada a autonomia da estação, utilizando bateria, controlador de carga e um painel solar para mantê-la em funcionamento. Durante o período em que estava sendo realizado estes testes, foi identificado que o maior impedimento para deixar a estação autônoma está na qualidade dos controladores de carga.

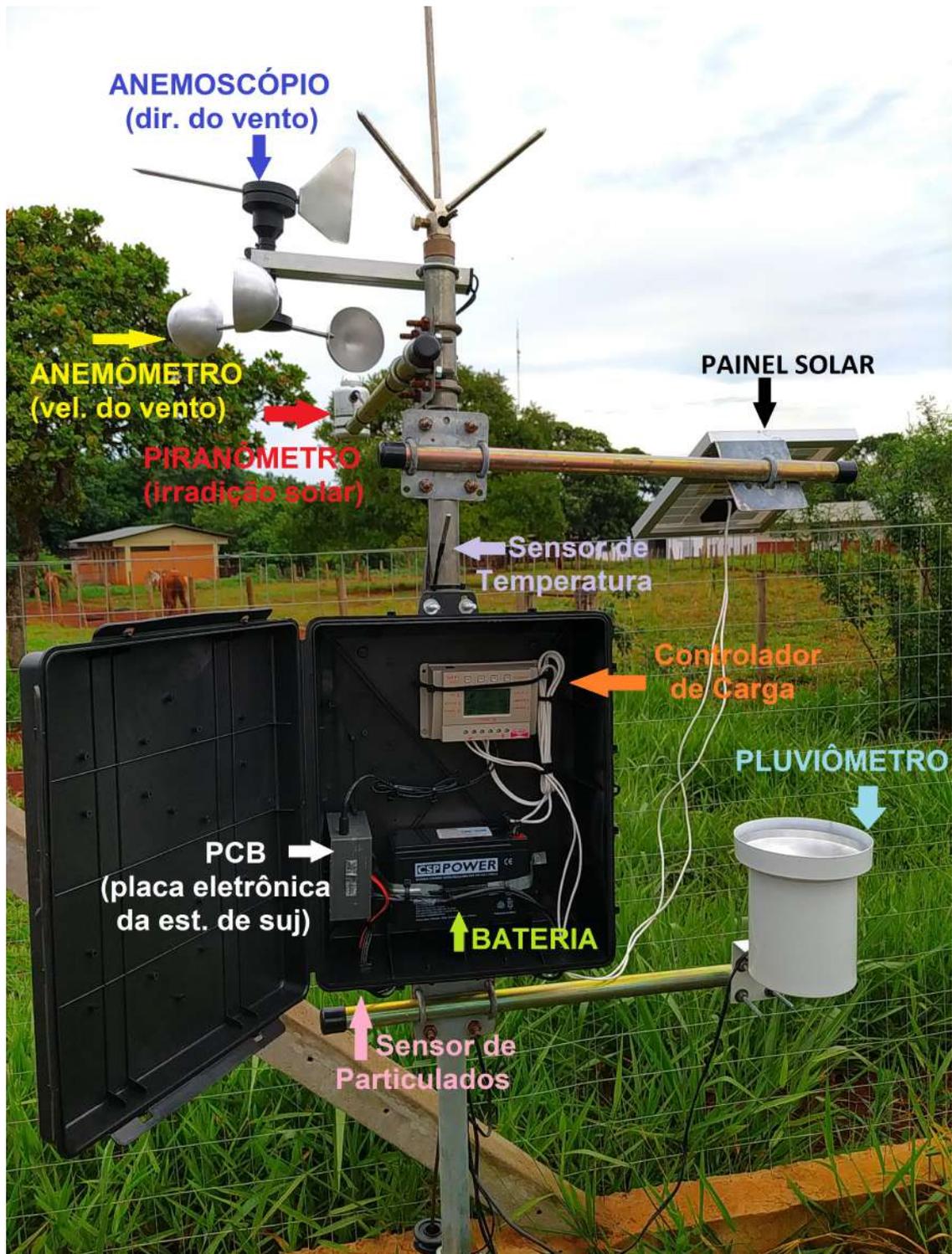


Figura 4.10: Estação de Sujidade: versão atual.

Os controladores de carga que estão sendo testados são modelos da SunYoba, com MPPT T10 e MPPT T30 (Figura 4.11). Durante os testes, ambos os modelos apresentaram mal funcionamento, seja danificando a bateria, ou não conseguindo fornecer energia suficiente para que a estação de sujidade continue a operar normalmente.



Figura 4.11: Controladores de carga da SunYoba. MPPT T10 (à esquerda) e MPPT T30 (à direita).

## 4.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou as etapas de projeto e desenvolvimento da estação de sujidade instalada na Usina Solar Fotovoltaica da UFMS. Durante o seu funcionamento, desde sua instalação, a estação de sujidade trabalhou de forma ininterrupta, tendo alguns problemas pontuais, como a umidade nos componentes eletrônicos, na qual a solução foi a substituição da caixa protetora do circuito eletrônico por uma caixa hermética. O próximo Capítulo apresenta a análise dos dados coletados do ambiente por essa estação de sujidade assim como o desenvolvimento de um preditor para estimativa de geração energética em função dos particulados.

# Capítulo 5

## Análise Sobre o Impacto da Sujidade na Produção Energética

Este capítulo apresenta os resultados obtidos pela análise dos dados coletados pela estação de sujidade na UFV-UFMS, detalhando as etapas realizadas para obtenção dos mesmos, bem como a metodologia experimental empregada na análise. Além da análise sobre os dados, apresenta-se o desenvolvimento de um preditor estatístico para estimativa de energia gerada de UFVs, a partir de parâmetros ambientais e da massa acumulada dos particulados. Experimentos e resultados são também apresentados.

### 5.1 Considerações Iniciais

A estação de sujidade apresentada no Capítulo 4 consiste em uma plataforma eletrônica, que tem por objetivo a coleta de dados ambientais e de particulados locais, pertinentes ao ambiente em que a UFV está inserida. Tais dados são importantes para realização da análise detalhada do impacto gerado pelo material particulado naquele sistema.

Estações ambientais e solarimétricas já são uma realidade em UFVs, visando a análise climática e previsões da produção fotovoltaica por intermédio dos parâmetros ambientais. Porém, tais estações não abordam diretamente o problema da sujidade que é um fator endêmico e, portanto, não pode ser obtida por um modelo genérico. A análise direta do impacto da sujidade sobre os módulos, através de um sensor de particulados no local da UFV, possibilita compreender o comportamento desses particulados e estabelecer relações entre a sujidade sobre os módulos e o desempenho de geração de energia, de maneira contínua e com pouca intervenção humana.

Na literatura da área pode-se encontrar alguns trabalhos que estimam o impacto de material particulado sobre os módulos na produção fotovoltaica. O trabalho realizado por Coello & Boyle (2019), estimou as perdas da sujidade, via análise de séries temporais, levando em consideração além dos particulados, os dados ambientais de chuva e vento. Coello & Boyle (2019) modelaram os dados de sujidade de 19 regiões dos Estados Unidos durante o período de 1 ano, estimando o impacto causado pelos particulados  $PM_{2,5}$  e  $PM_{10}$  considerando as velocidades de deposição estática e de fixação dos particulados sobre os módulos. You et al.

(2018), de outra forma, estimou o impacto econômico gerado pelos particulados em 7 cidades ao redor do mundo durante o período de 1 ano. Apesar de executar o modelo estimador em locais com climas distintos, os autores obtiveram bons resultados quanto à predição da perda de eficiência dos módulos. You et al. (2018), também descreve o melhor momento para limpeza da planta fotovoltaica, considerando o custo para limpeza manual e automatizada relacionando o gasto financeiro para executá-las. As pesquisas supramencionadas serviram como base para o estudo do impacto dos particulados neste trabalho que foi realizado na UFV-UFMS, no campus da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul em Campo Grande-MS.

## 5.2 Metodologia para Apresentação e Análise dos Dados

Os dados obtidos pela estação de sujidade são transferidos para o dispositivo RTU via WiFi, e armazenados no banco de dados não-relacional da AWS. Os dados coletados ficam disponíveis para consultas *online* e podem ser copiados localmente para estudo e análises.

Tais informações são armazenadas em forma de tabelas diárias (no formato *.csv*), no intervalo padrão de 1 minuto por amostragem (para ambas as tabelas: estação de sujidade e inversor do sistema fotovoltaico). O intervalo de amostragem pequeno é utilizado para corrigir possíveis variações na coleta de dados, como perda de alguma informação ou deslocamento da mesma em relação ao tempo. Devido a essa sobre-amostragem, fez-se necessário um ajuste para se trabalhar com as informações obtidas, aglutinando-as em intervalos de 10 minutos para facilitar a visualização das informações (tanto via planilha ou representação gráfica).

A etapa seguinte para realizar a análise dos dados é a unificação das tabelas da estação de sujidade e do inversor, resultando em um único arquivo com os dados ambientais e a produção energética da UFV-UFMS. A partir deste ponto, os ajustes foram realizados almejando propósitos específicos, tais como representar um intervalo de tempo graficamente, buscar correlação entre as variáveis ou por exemplo, obter a própria estimativa do impacto dos particulados.

Toda manipulação e análise dos dados obtidos foram realizados via linguagem estatística **R** (Ihaka & Gentleman, 1996). A linguagem R é amplamente utilizada para inferências estatísticas, manipulação, análise e visualização gráfica de dados. Possuindo ferramentas apropriadas, como o software livre **RStudio** e bibliotecas específicas para extração das informações.

## 5.3 Análise dos Particulados no Solo e Módulos

Um dos principais fatores referente a deposição dos particulados e o impacto dos mesmos na produção energética fotovoltaica diz respeito a localidade de instalação do sistema e origem dos particulados. Devido a relação entre as partículas encontradas no ambiente próximo ao local de instalação da unidade fotovoltaica e a maneira com que tais partículas acabam sendo

carregadas pela ação do vento e se depositando sobre os módulos, faz-se necessário conhecer a composição do solo pela circunvizinhança.

Para compreender melhor o ambiente no qual a UFV-UFMS está inserida, foram coletados dois conjuntos de amostras do solo (coletados em abril de 2018 e abril de 2019 respectivamente), cobrindo um raio de 50 metros nas 4 principais direções à partir de um ponto de origem (Figura 5.1). A realização de duas coletas de material do solo objetivou garantir a validação das amostras, eliminando ou identificando possíveis sinais de contaminação ou interferência durante o procedimento de coleta e análise do material.

O ponto de origem referente as direções em que foram realizadas as coletas das amostras do solo (identificado na Figura 5.1, pelo nome “UFV/UFMS”), pertence a localização da caixa d’água destinada para coleta de água da chuva (utilizando uma calha instalada na base inferior dos módulos). Como a água armazenada é proveniente da chuva sobre os módulos e foi transportada pela calha, outros materiais acabam sendo carregados pelo fluxo e depositados no reservatório. A coleta do material depositado no fundo da caixa d’água serviu como medida paliativa para aumentar a quantidade de material coletado, pois não foi possível adquirir uma quantidade suficiente de material particulado diretamente sobre a superfície dos módulos (pelo método de raspagem).



Figura 5.1: Pontos de coleta de amostras do solo na UFV-UFMS.

As amostras coletadas foram enviadas para o Laboratório de Caracterização de Materiais do Instituto Federal da Bahia (Campus de Salvador), onde foram submetidos à análise de Espectrometria de Fluorescência de Raios-X (FRX). A FRX é uma técnica utilizada para a identificação dos materiais que compõem determinado objeto e, conforme Ferretti & Tirello (2009), o princípio de funcionamento baseia-se em induzir transições eletrônicas entre os orbitais mais internos dos átomos com o auxílio de radiações eletromagnéticas de energia adequada composta por raios-x e gama.

Os principais componentes químicos identificados nos particulados coletados no ambiente da UFV-UFMS, de acordo com a técnica FRX estão apresentados na Tabela 5.1<sup>1</sup>. Pode-se verificar que ambas as coletas das amostras realizadas nos diferentes anos apresentaram proporções semelhantes dos componentes encontrados. As coletas correspondentes a UFV-UFMS, Caixa d'água e Calha, só foram realizadas no ano de 2019, pois no ano anterior tais componentes ainda não haviam sido instalados no local.

Tabela 5.1: Resultados das amostras de Solo da UFV-UFMS, (Análise FRX).

Ident.	UFV/ UFMS	Ciência Aviária (2018)	Ciência Aviária (2019)	Galpão (2018)	Galpão (2019)	Pasto (2018)	Pasto (2019)	Qualicarne (2018)	Qualicarne (2019)	Caixa d'água	Calha
MgO (%)	0,8	1,4	0,80	0,4	0,70	0,8	0,90	0,9	0,80	2,20	2,80
<b>Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (%)</b>	<b>28,39</b>	<b>24,7</b>	<b>29,13</b>	<b>9,2</b>	<b>22,97</b>	<b>28,92</b>	<b>28,06</b>	<b>26,5</b>	<b>28,59</b>	<b>23,80</b>	<b>21,07</b>
<b>SiO<sub>2</sub> (%)</b>	<b>33,02</b>	<b>38,38</b>	<b>34,71</b>	<b>65,41</b>	<b>32,26</b>	<b>30,79</b>	<b>32,43</b>	<b>34,98</b>	<b>33,29</b>	<b>41,46</b>	<b>42,21</b>
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (%)	0,16	0,55	0,15	ND	0,17	0,16	0,23	0,23	0,18	0,62	0,57
SO <sub>3</sub> (%)	0,14	0,24	0,08	0,09	0,10	0,21	0,16	0,2	0,12	0,74	0,40
K <sub>2</sub> O (%)	0,23	0,42	0,21	ND	0,19	0,18	0,24	0,23	0,21	0,87	0,91
CaO (%)	0,51	1,9	0,22	0,19	0,26	0,26	0,39	0,48	0,32	<b>3,66</b>	<b>5,72</b>
<b>TiO<sub>2</sub> (%)</b>	<b>4,44</b>	<b>4,86</b>	<b>4,72</b>	<b>5,7</b>	<b>5,37</b>	<b>4,56</b>	<b>5,32</b>	<b>4,7</b>	<b>4,87</b>	<b>2,75</b>	<b>3,28</b>
MnO (%)	0,31	0,27	0,27	0,2	0,29	0,28	0,29	0,3	0,28	0,21	0,23
<b>Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (%)</b>	<b>31,4</b>	<b>26,78</b>	<b>29,29</b>	<b>18,49</b>	<b>32,16</b>	<b>33,4</b>	<b>31,49</b>	<b>30,94</b>	<b>30,82</b>	<b>21,04</b>	<b>20,86</b>
ZrO <sub>2</sub> (%)	0,08	0,07	0,06	0,05	0,07	0,1	0,07	0,08	0,07	0,07	ND
ZnO (%)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	<b>0,06</b>	<b>0,07</b>
Na <sub>2</sub> O (%)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	<b>1,00</b>	<b>1,20</b>
Cl (%)	ND	ND	ND	0,08	ND	ND	ND	ND	ND	<b>1,17</b>	<b>0,30</b>
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (%)	0,08	0,07	0,10	0,06	0,11	ND	0,08	0,09	0,10	ND	ND
CoO (%)	0,09	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CuO (%)	0,06	ND	0,05	ND	0,05	0,07	0,05	0,05	0,05	ND	ND
Pr <sub>6</sub> O <sub>11</sub> (%)	0,08	0,06	0,06	0,05	0,08	0,1	0,07	0,07	0,08	ND	0,07
Ce <sub>2</sub> O (%)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0,06	ND	0,05
Nd <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (%)	0,06	0,06	ND	ND	0,05	0,07	ND	0,06	0,05	0,06	ND
Total de ND (%)	0,15	0,24	0,15	0,08	5,17	0,1	0,22	0,19	0,11	0,29	0,26

Entre os principais componentes encontrados nas amostras de solo da UFV-UFMS, pode-se destacar os 4 mais presentes em sua composição, sendo eles: Dióxido de Silício ( $SiO_2$ ), Óxido de Ferro ( $Fe_2O_3$ ), Óxido de Alumínio ( $Al_2O_3$ ) e o Dióxido de Titânio ( $TiO_2$ ). O Dióxido de Silício, elemento encontrado com maior proporção nas amostras, também é conhecido como sílica, e é o principal elemento na composição da areia. A maior quantidade de  $SiO_2$  encontrado nas amostras era esperado, pois a UFV-UFMS encontra-se em um local consideravelmente afastado e com pouca interferência humana. A parcela dos componentes de Óxido de Ferro ( $Fe_2O_3$ ) e Óxido de Alumínio ( $Al_2O_3$ ) também pode ser explicada pela grande fração destes elementos na maioria dos solos tropicais (Figueiredo Neto et al., 2005). O titânio, por sua vez, pode ser encontrado em praticamente todas as rochas na natureza, sendo o Dióxido de Titânio ( $TiO_2$ ), também chamado de rutilo, o mineral mais comum (de Moraes & Seer, 2018). Outra informação importante que pode ser retirada da análise da composição química dos particulados é referente quanto a dureza dos elementos encontrados, pois os componentes de  $Al_2O_3$ ,  $SiO_2$  e  $TiO_2$  podem acabar riscando e danificando os módulos caso a limpeza seja realizada de forma indevida. As proporções dos elementos químicos encontrados sobre a UFV-UFMS, Caixa d'água e Calha, respeitam a disposição de tais elementos encontrados no solo, indicando forte ressuspensão da poeira local e deposição dos particulados sobre os módulos.

Os resultados obtidos pela análise FRX reforçam a premissa de que a sujidade encontrada sobre a superfície dos módulos na UFV-UFMS deve-se principalmente a compostos minerais encontrados no ambiente. Tais compostos acabam se depositando sobre os módulos de forma natural, pelas ações do vento e chuvas e, com o passar do tempo, geram a sedimentação dos

<sup>1</sup>Análise realizada sob a supervisão do Prof. Dr. Édler Lins de Albuquerque e seu grupo de trabalho do IFBA, no Laboratório de Caracterização de Materiais.

particulados sobre tais superfícies mitigando o efeito da radiação solar na geração da energia fotovoltaica.

## 5.4 Modelo para Estimativa de Particulados sobre Módulos

Para estimar a massa das partículas acumulada sobre os módulos fotovoltaicos, alguns parâmetros devem ser considerados, como a composição química das partículas (El-Shobokshy & Hussein, 1993), propriedades da superfícies dos módulos fotovoltaicos (Hupa et al., 2005) até fatores ambientais, tais como velocidade do vento e ressuspensão do solo (Javed et al., 2017). Diversos estudos realizados já propuseram modelos com o intuito de obter uma predição referente ao impacto que o material particulado provoca na produção energética ao longo do tempo. Como base para este trabalho, duas outras pesquisas foram utilizadas (You et al., 2018; Coello & Boyle, 2019) e embora existam algumas diferenças na modelagem realizada entre eles, ambos serviram como premissa para a construção do modelo desenvolvido para medir a deposição sobre os módulos ao longo do tempo.

As pesquisas utilizadas como referência realizaram a modelagem da deposição do material particulado sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos utilizando séries temporais. Isto significa que a partir de variáveis ambientais mensuráveis, foi possível estimar o quanto de sujeidade há sobre os módulos fotovoltaicos em um intervalo de tempo. Tal modelagem leva em consideração variáveis como temperatura e velocidade do vento, características do material particulado como tamanho da partícula e quantidade de partículas amostradas, informações provenientes do próprio sistema fotovoltaico como inclinação dos módulos e distância do solo e fatores ambientais específicos como viscosidade cinemática do ar e coeficiente de arrasto da superfície.

A modelagem definida por Coello & Boyle (2019) para estimar a deposição da massa do material particulado sobre os módulos é dada pela equação (5.1):

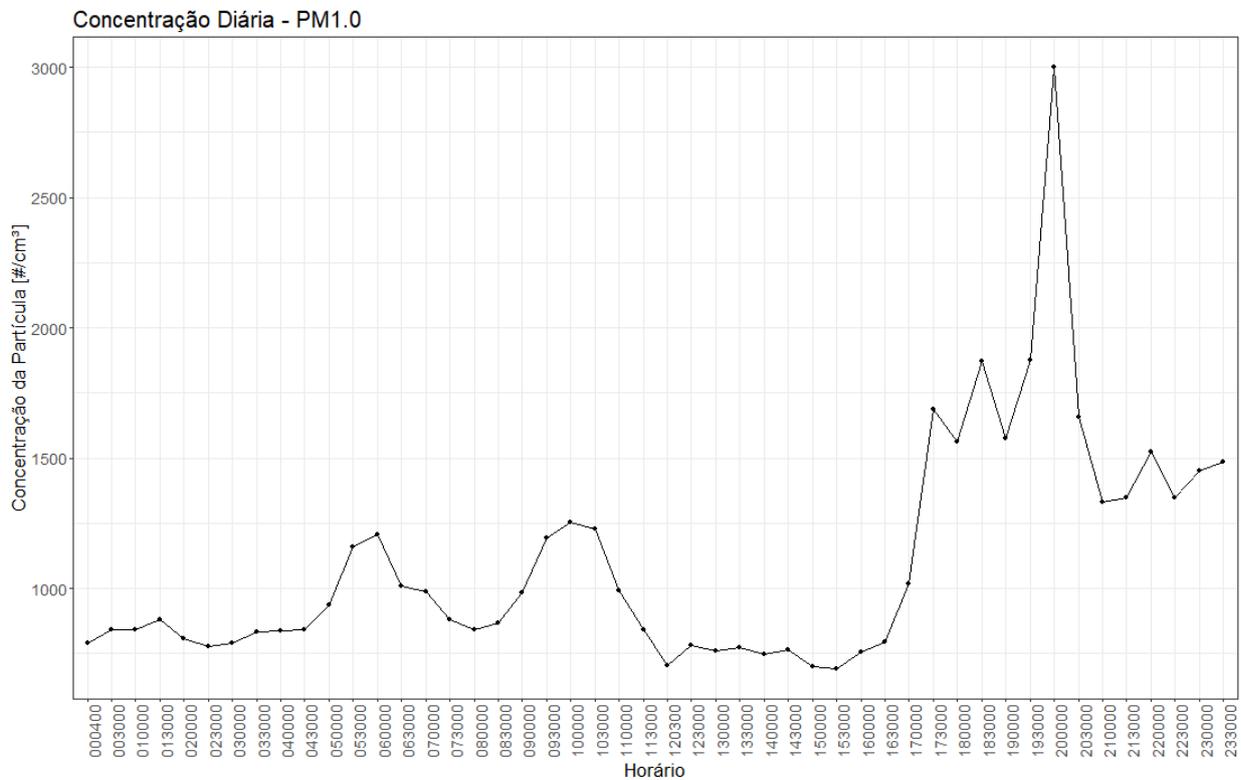
$$m = (v_{10-2,5}C_{10-2,5} + v_{2,5}C_{2,5})t \cos(\theta) \quad (5.1)$$

Onde:

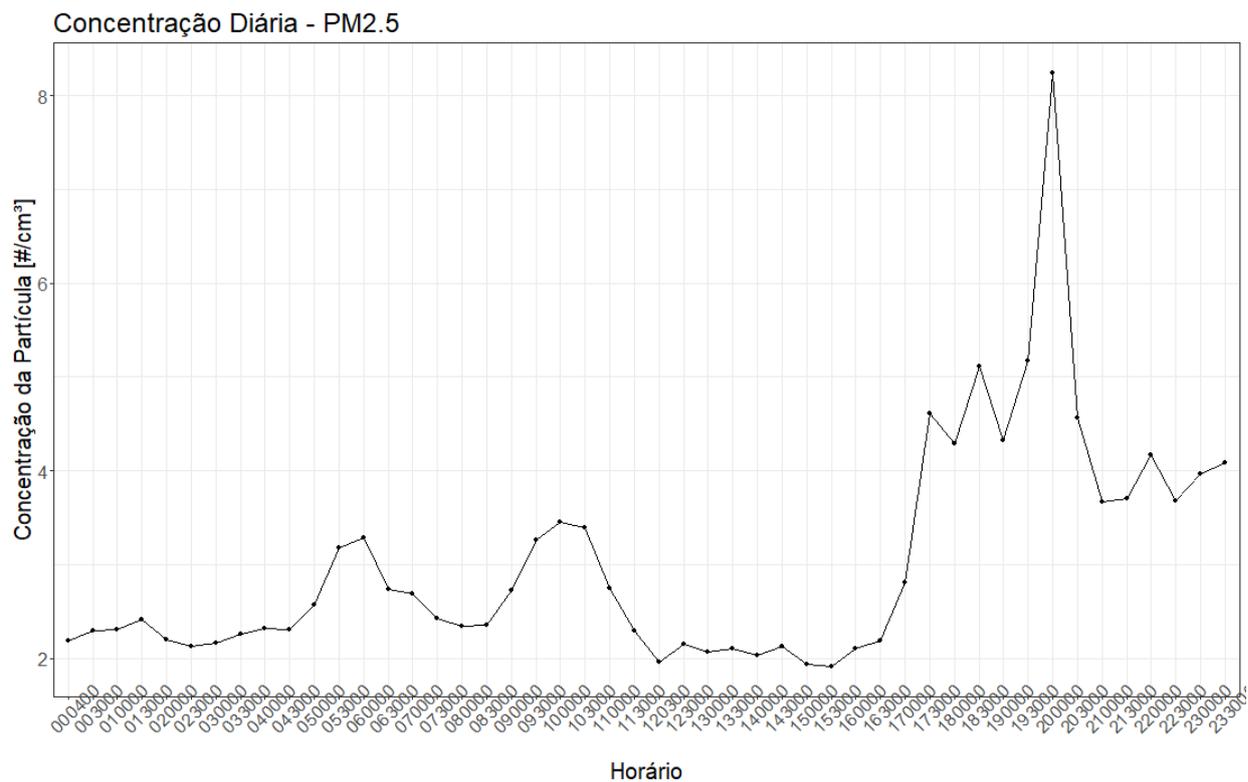
- $m$  = massa acumulada por intervalo de tempo [ $g/m^2$ ];
- $t$  = intervalo de tempo em segundos;
- $v$  = velocidade de deposição ou sedimentação [ $g/m$ ];
- $C$  = concentração do material particulado presente no ambiente [ $g/m^3$ ];
- $\theta$  = ângulo de implantação do sistema fotovoltaico;
- $_{10-2,5}$  = índice para as partículas de 10 à 2,5 $\mu$ m de diâmetro aerodinâmico;
- $_{2,5}$  = índice para partículas menores que 2,5 $\mu$ m de diâmetro aerodinâmico.

Essa modelagem foi adaptada para o ambiente da UFV-UFMS. A modificação mais significativa realizada foi a eliminação do termo correspondente a partículas de tamanho superior de  $2,5\mu\text{m}$  à  $10\mu\text{m}$ . Esta mudança se deve ao fato de que o sensor utilizado na UFV-UFMS não foi capaz de registrar a presença relevante do material particulado nesta faixa de tamanho. Outros ajustes também foram realizados, inserindo no modelo os parâmetros do local de teste, tais como altura do sensor, inclinação do módulo e ajuste de algumas constantes do modelo original.

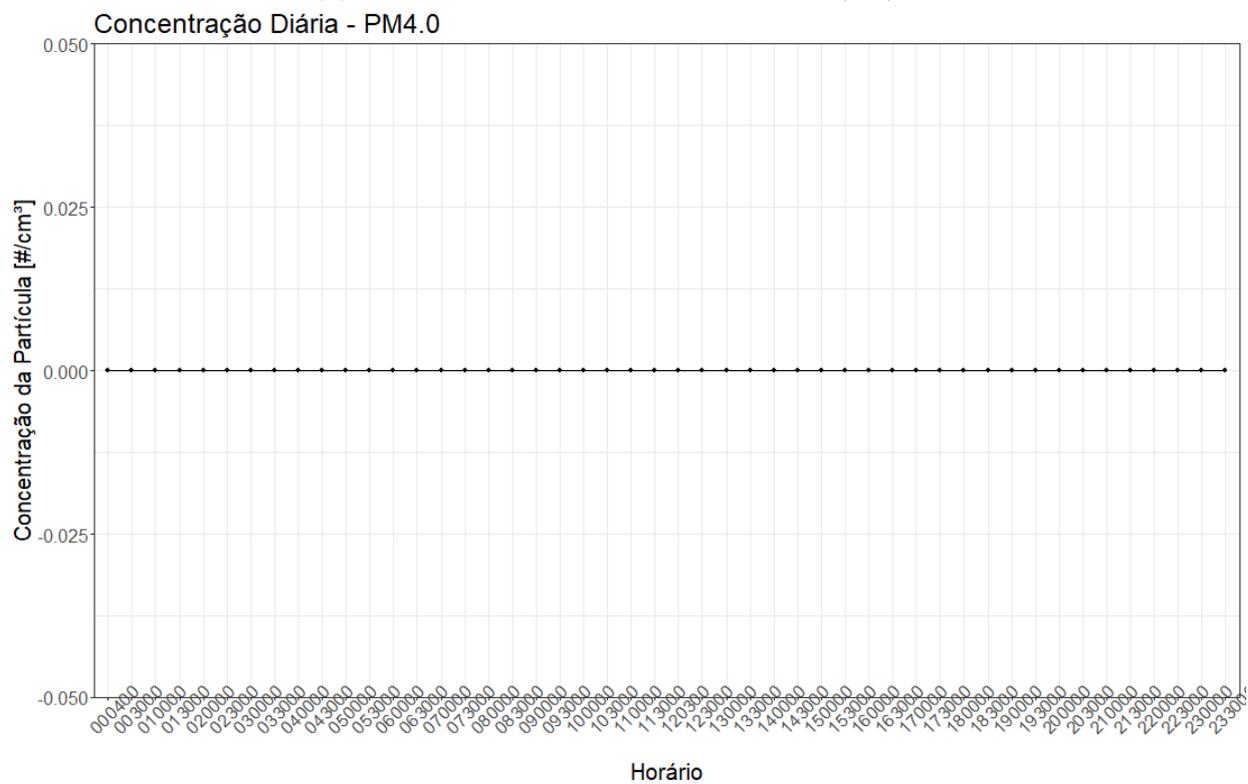
A Figura 5.2 ilustra o comportamento típico de um dia de amostragem realizada pelo sensor de detecção de particulados (Sensirion SPS30) na UFV-UFMS. Pela figura, pode-se notar que a maior contribuição das partículas para o aumento da sujeidade sobre os módulos, deve-se majoritariamente por partículas com tamanho inferior a  $2,5\mu\text{m}$  (gráficos da primeira linha). Devido a baixa influência medida por particulados superiores a  $2,5\mu\text{m}$ , os mesmos foram removidos do equacionamento.



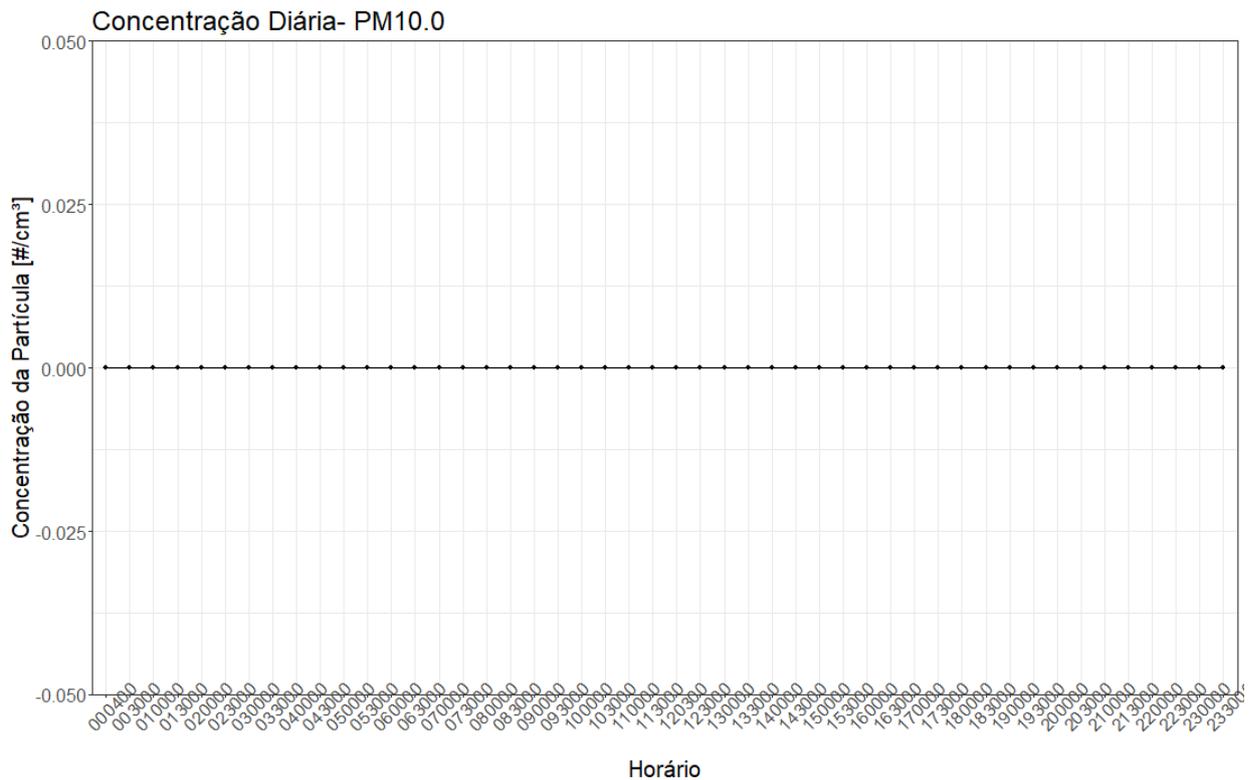
(a) Concentração Particulado PM1.0 - 19/04/20.



(b) Concentração Particulado PM2.5 - 19/04/20.



(c) Concentração Particulado PM4.0 - 19/04/20..



(d) Concentração Particulado PM10.0 - 19/04/20.

Figura 5.2: Concentração do material particulado suspenso na atmosfera encontrado pelo sensor SPS30 (19 de Abril de 2020).

Para concluir a modelagem proposta pela equação (5.1), deve-se encontrar primeiramente o parâmetro correspondente à “velocidade de deposição ( $V_d$ )” utilizando o equacionamento, representado pela equação (5.2):

$$V_d = \frac{1}{r_a + r_b} + V_s \quad (5.2)$$

Em que:

- $V_d$  = velocidade de deposição;
- $r_a$  = resistência à turbulência atmosférica na camada superior;
- $r_b$  = resistência da camada quasi-laminar;
- $V_s$  = velocidade de sedimentação.

Os termos descritos pela equação (5.2) para o cálculo da velocidade de deposição, podem ser representados pela Figura 5.3, onde é ilustrada a participação de cada fator da equação no cálculo da deposição sobre os módulos.

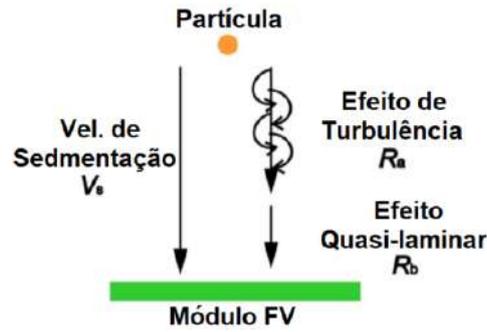


Figura 5.3: Esquema do modelo de deposição de partículas sobre os módulos fotovoltaicos. Adaptado de You et al. (2018).

Os termos  $r_a$  e  $r_b$  da equação (5.2), podem ser obtidos a partir das equações (5.3) e (5.4), respectivamente.

$$r_a = \frac{1}{C_{DS}U} \quad (5.3)$$

$$r_b = \frac{1}{U_* \left[ Sc^{-0,5} + \frac{Stk^2}{1+Stk^2} \right]} \quad (5.4)$$

Em que:

- $C_{DS}$  = Coeficiente de arrasto na superfície;
- $U$  = velocidade média do vento [m/s];
- $U_*$  = velocidade de atrito e indicador de turbulência atmosférica;
- $Sc$  = número de Schmidt, definido como a razão entre a viscosidade cinemática e a difusividade da massa;
- $Stk$  = número de Stokes, definido como a razão entre o tempo característico da partícula e o tempo característico do fluxo.

O último termo da equação (5.2), corresponde à “velocidade de sedimentação ( $V_s$ )” que é função de vários parâmetros, como a massa específica da partícula, a densidade do fluido, o diâmetro da partícula e a viscosidade do fluido, conforme a equação (5.5):

$$V_s = \frac{1}{18} \frac{D_p^2 \rho_p g C_C}{\mu} \quad (5.5)$$

Em que:

- $D_p$  = diâmetro aerodinâmico da partícula esférica equivalente [ $\mu\text{m}$ ];
- $\rho_p$  = densidade da partícula [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ];

- $g$  = aceleração da gravidade [ $m/s^2$ ];
- $C_c$  = fator de correção de deslizamento;
- $\mu$  = viscosidade dinâmica do ar [ $kg/ms$ ].

Após realizar todos os procedimentos e adequações das variáveis ambientais disponíveis na UFV-UFMS, pode-se calcular a estimativa de acúmulo de particulados sobre os módulos, utilizando a equação (5.1), resultando na Figura 5.4, que ilustra o acúmulo da sujeira sobre os módulos fotovoltaicos. O equacionamento da massa acumulada fornece uma deposição acumulativa de particulados que tende a aumentar progressivamente com o passar do tempo. A ação da chuva, que garante em algum nível uma limpeza natural dos módulos não é inserida no equacionamento. Os autores da pesquisa original apenas estipulam uma porcentagem de remoção dos particulados a partir de um certo nível do índice de precipitação pluviométrica (para os estudos mencionados, foi assumido que precipitações pluviométricas acima de 1mm já seriam capazes de limpar completamente os módulos).

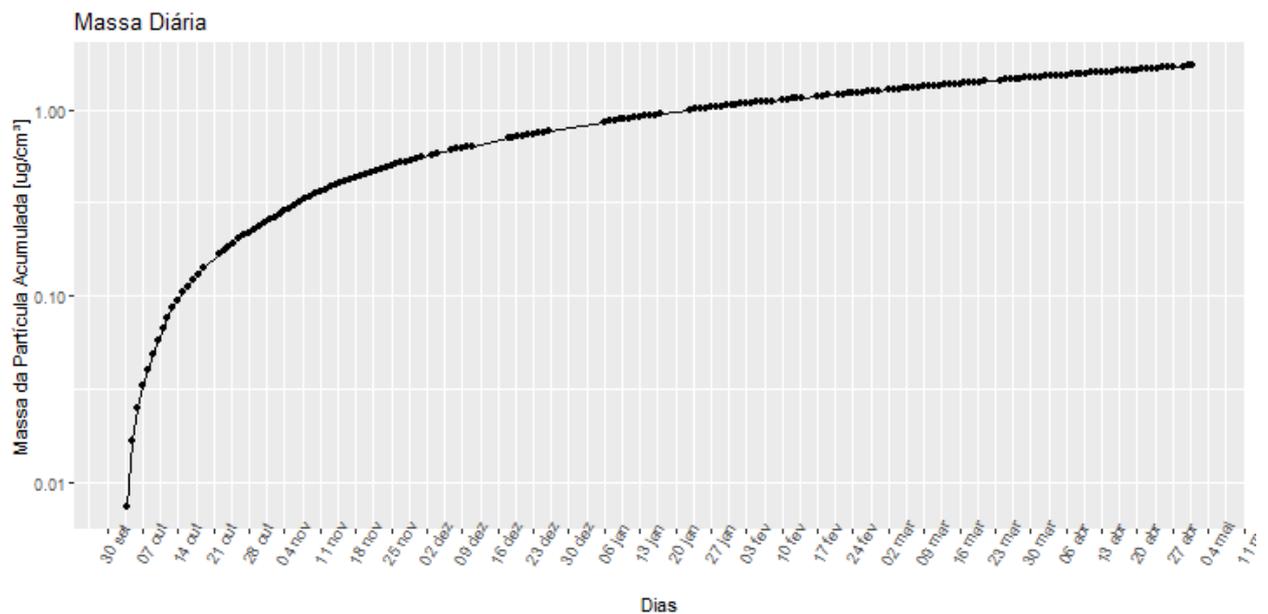


Figura 5.4: Estimativa da massa acumulada sobre os módulos ao longo do tempo.

Ao relacionar as medições diárias do material particulado suspenso na atmosfera com o índice pluviométrico, chega-se a Figura 5.5, onde pode-se observar uma relação entre períodos de chuvas com redução na concentração dos particulados atmosféricos. A relação dos dias em que houve a incidência de chuva é uma informação poderosa para o correto ajuste da massa acumulada sobre os módulos, fornecendo uma análise temporal dos períodos de estiagem (situação que agrava o problema da sujeira) e sobre a limpeza natural em períodos chuvosos.

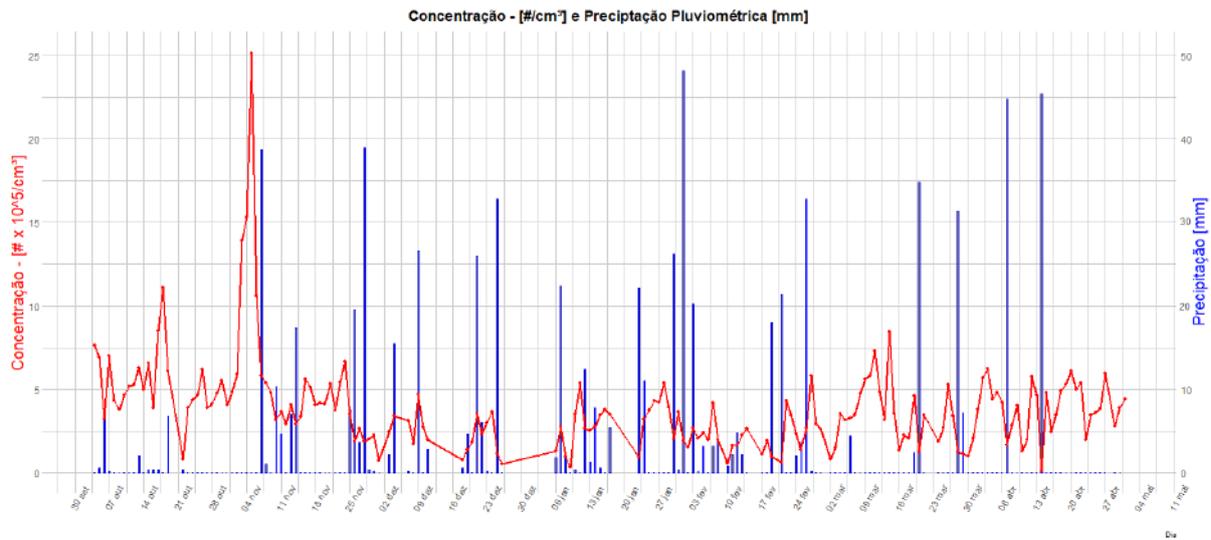
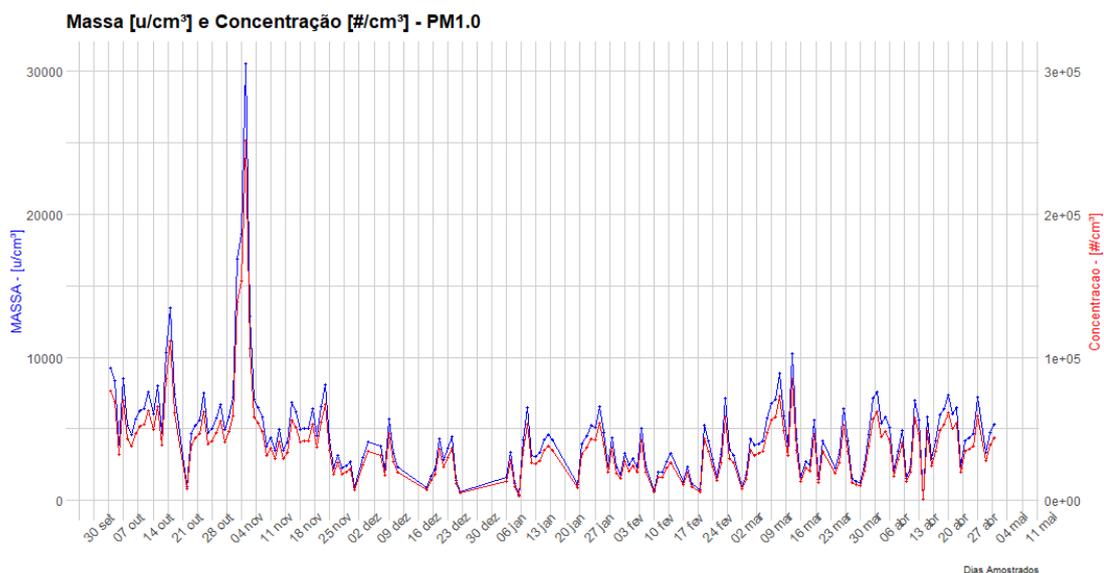


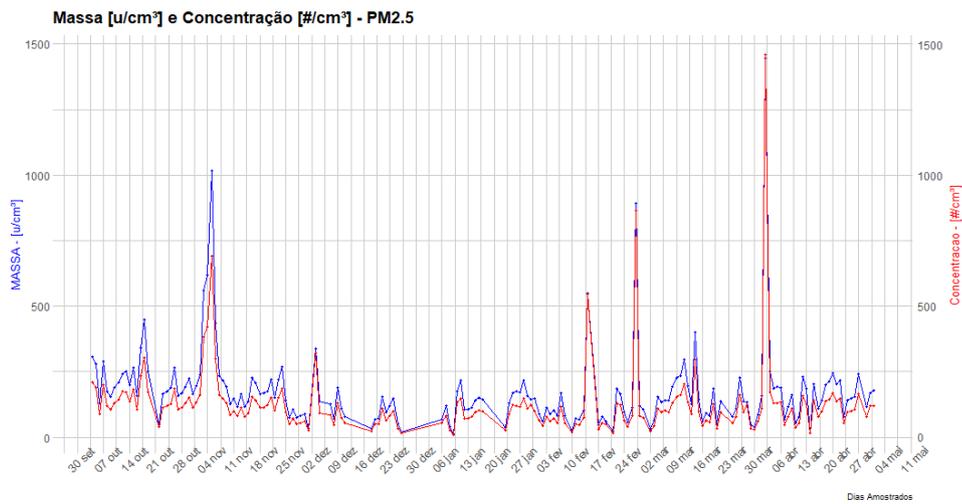
Figura 5.5: Concentração de Particulados atmosféricos suspensos x Precipitação Pluviométrica para todo o período.

## 5.5 Análise da Concentração dos Particulados no Ar e sua Massa Acumulada na UFV-UFMS

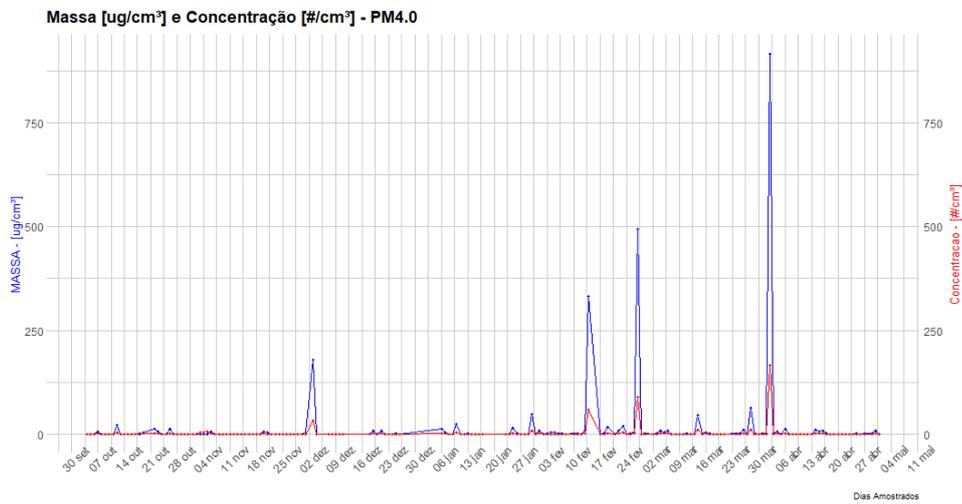
As informações obtidas pelo sensor de particulados suspensos na atmosfera (Sensirion SPS30) e apresentadas nesta seção, compreendem o período de 04 de Outubro de 2019 à 30 de Abril de 2020. A Figura 5.6 demonstra os registros de particulados obtidos pelo sensor, a concentração mássica e concentração numérica dos particulados suspensos, para os 4 diferentes tamanhos identificados pelo mesmo durante esse período.



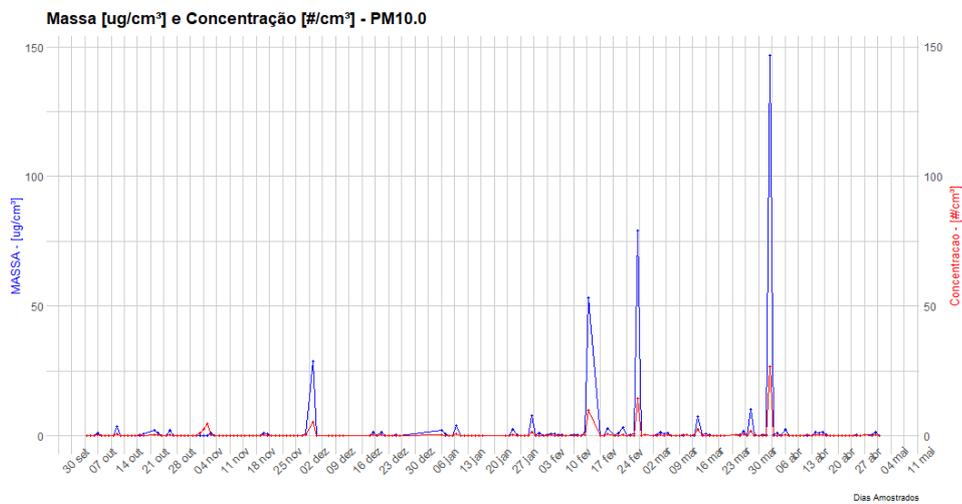
(a) Massa e Concentração de Particulados - PM1.0



(b) Massa e Concentração de Particulados - PM2.5



(c) Massa e Concentração de Particulados - PM4.0



(d) Massa e Concentração de Particulados - PM10.0

Figura 5.6: Massa e Concentração de Particulados - Out/19 à Abr/20.

Na Figura 5.6 observa-se que a presença dos particulados PM4.0 e PM10.0 é pouco relevante quando comparados com os PM1.0 e PM2.5 em todo o intervalo de tempo. Apesar de ocorrer alguns picos na massa dos particulados PM4.0 e PM10.0 (o mais acentuado ocorreu na semana de 30 de março), as escalas em que eles aparecem são bem menores que os particulados finos, PM1.0 e PM2.5.

As informações sobre as médias semanais da concentração de particulados é representada na Figura 5.7. Nesta figura também fica nítido o período que a estação de sujeidade apresentou problemas (23 de dezembro de 2019 à 03 de janeiro de 2020), sendo representado pelo declive acentuado das curvas traçadas, culminando em 0, no dia 30 de dezembro de 2019. Outra informação que pode ser obtida ao analisar a figura, é a diferença na proporção de partículas PM1.0 e PM2.5 encontradas. A quantidade de partículas PM1.0 registradas pelo sensor, é mais de 100 vezes mais presentes que as partículas PM2.5.

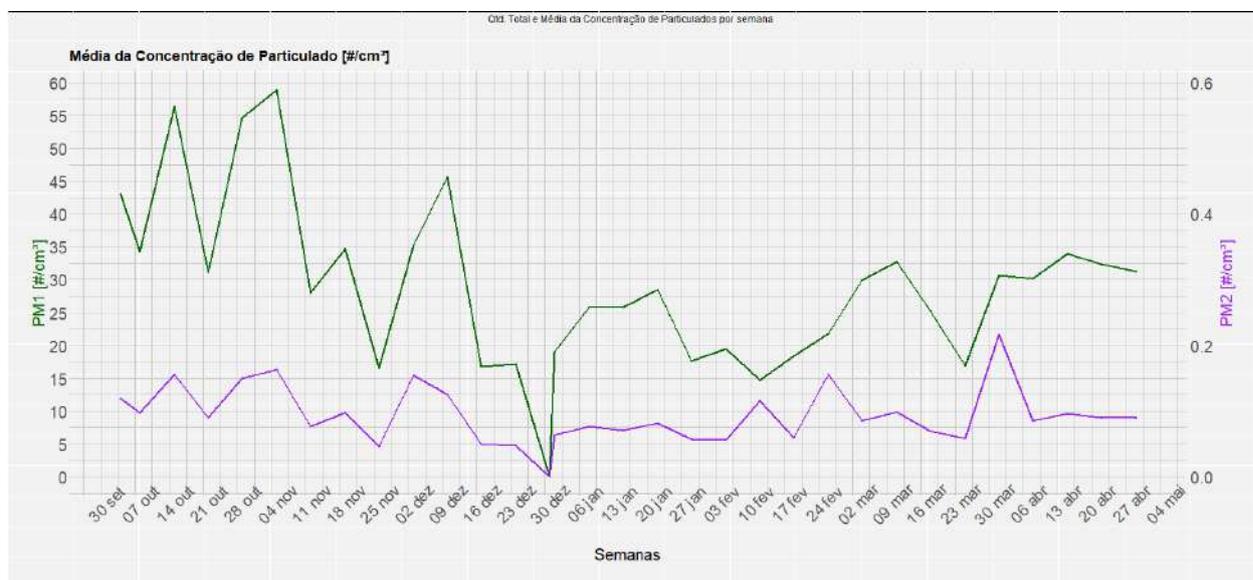


Figura 5.7: Média Semanal da Concentração de Particulados [ $\#/cm^3$ ]

Para ilustrar como os efeitos provocados pela temperatura, chuva e massa acumulada impactam na produção energética da UFV-UFMS, deve-se observar a Figura 5.8, referente ao mês de Novembro de 2019. A temperatura descrita pelo gráfico de barras é referente a média de temperatura observada apenas enquanto há irradiação solar e produção energética realizada pelos módulos fotovoltaicos.

Deve-se mencionar também que na Figura 5.8, o índice de precipitação pluviométrica é referente a todo o período do dia, devido a isto, dias como 07 e 28 de Novembro, apesar de apresentar um alto índice de chuva, tiveram uma produção fotovoltaica razoável. Isto é explicado pela incidência de chuvas no período noturno, não afetando a produção daqueles dias. Ainda há nesta figura, dias em que não há a média da temperatura, e isto ocorre devido a inoperabilidade da estação de sujeidade durante tais períodos, para atualização ou manutenção da mesma.

O efeito da massa acumulada foi representado utilizando um ganho de 10 vezes o seu valor real, para que ela possa ser inserida no mesmo eixo que as demais variáveis ambientais. Nesta figura, não foi utilizado um fator de correção para redução da massa depositada sobre

os módulos quando observada a incidência de chuvas significativas (acima de 10mm), sendo a massa acumulada apenas uma representação do valor acumulativo no decorrer do tempo. Caso a precipitação pluviométrica fosse considerada para realizar o ajuste da estimativa da massa acumulada sobre os módulos, o efeito sobre a sujeidade seria mais preciso, indicando um melhor impacto causado por esta sobre a produção fotovoltaica.

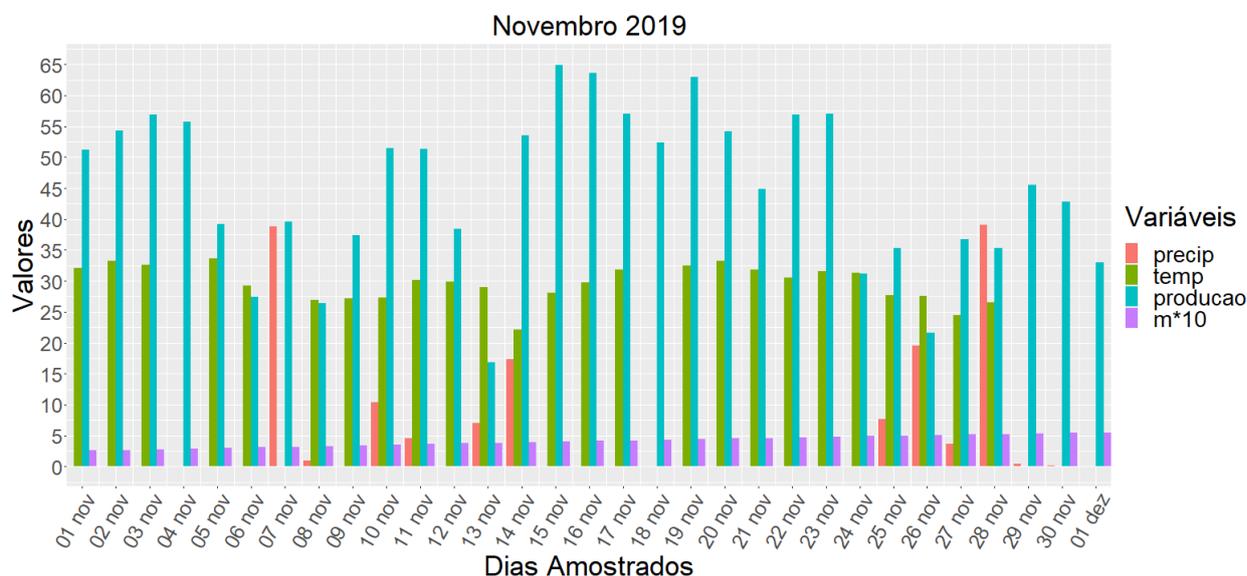


Figura 5.8: Relação de Precipitação Pluviométrica, Temperatura e Massa Acumulada sobre a Produção DC da UFV-UFMS.

Observe que a irradiação solar não foi demonstrada na Figura 5.8, com o intuito de evitar sobrecarga de informações no gráfico. O *Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito* (CRESESB, 2020) mantém um histórico da informação proveniente da radiação solar e a média diária mensal para a região de onde a UFV-UFMS está localizada, segundo tal órgão, é descrita pela Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Irradiação solar diária média mensal [kWh/(m<sup>2</sup> dia)] (CRESESB, 2020).

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Plano Horizontal	0° N	5,6	5,7	5,3	4,8	4	3,8	3,9	4,8	4,9	5,4	5,9	6,2	5,01	2,41
Ângulo igual a latitude	21° N	5,1	5,4	5,4	5,3	4,8	4,7	4,8	5,5	5,2	5,3	5,4	5,5	5,21	0,81
Maior média anual	19° N	5,2	5,5	5,4	5,3	4,8	4,7	4,8	5,5	5,2	5,3	5,4	5,6	5,21	0,92
Maior mínimo mensal	26° N	4,9	5,3	5,4	5,4	5	4,9	5	5,6	5,2	5,2	5,2	5,3	5,18	0,75

As informações fornecidas por CRESESB (2020) são confiáveis e portanto podem ser utilizadas como base de dados. Na Tabela 5.2, a coluna chamada **Delta** corresponde a variação entre o maior e menor valor observados.

Ao observar as informações fornecidas pela Tabela 5.2, nota-se que o mês com menor irradiação solar para a cidade de Campo Grande é o mês de Junho, o que é esperado, por ser o primeiro mês do inverno. Enquanto os meses de Dezembro, Janeiro e Fevereiro são os que possuem maiores valores de irradiação solar, correspondendo também ao período de verão para o hemisfério sul. As informações presentes nesta tabela também podem ser representadas graficamente pela Figura 5.9.

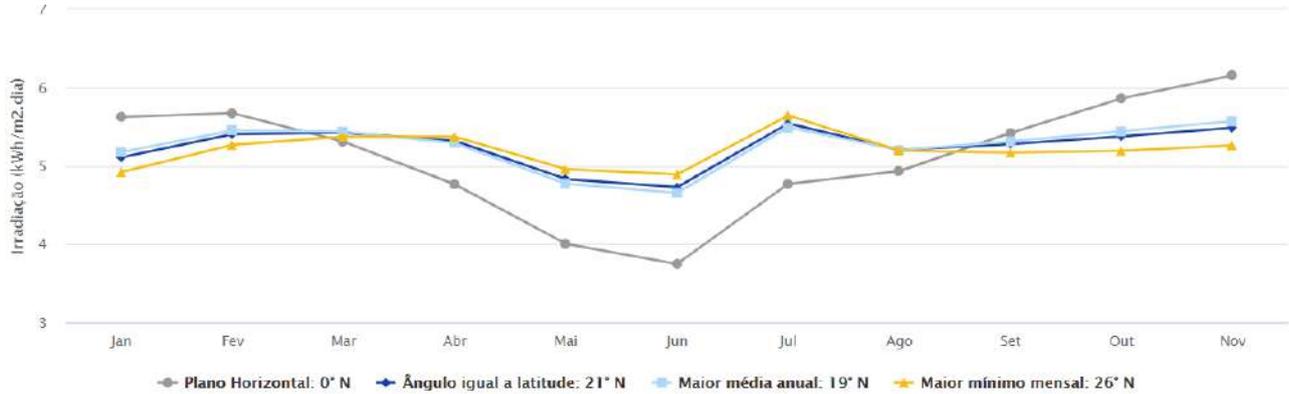


Figura 5.9: Irradiação Solar no Plano Inclinado - Campo Grande/MS ( $20,5^{\circ}\text{S}$ ;  $54,649^{\circ}\text{O}$ ) (CRESESB, 2020).

## 5.6 Preditor para Estimativa de Potência Gerada

Para quantificar o impacto da perda energética devido a presença da sujidade, foi utilizado um preditor estatístico modelado através dos parâmetros fornecidos pelas seções anteriores. Diversos preditores e experimentos foram realizados com o intuito de encontrar o melhor modelo para a realidade da UFV-UFMS.

Para detalhar o funcionamento do preditor e as etapas que levaram sua concepção, inicialmente deve ser considerada a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos limpas, denotada por  $W$ , monitoradas por  $n$  dias,  $n \geq 1$ . Supõe-se ainda que para o  $j$ -ésimo dia sejam feitas  $(k_j + 1)$  medições de potências geradas, para  $j = 1, \dots, n$ . Então,  $W_{ij}$  é a potência gerada no  $i$ -ésimo instante de tempo do dia  $j$ , para  $i = 0, \dots, k_j$  e  $j = 1, \dots, n$ . Considerando como instante inicial de medição do dia  $j$ ,  $i = 0$ , o horário em que a primeira medida de potência é gerada,  $W_{0j} > 0$ . A partir do instante da primeira medição, foram registrada as potências geradas em intervalos de  $h = 10$  minutos, até o instante  $i = k_j$ , onde  $k_j$  é o último horário de registro antes módulo deixar de gerar potência,  $W_{(k_j+1),j} = 0$ .

A Figura 5.10, mostra as potências geradas nos dias 1 e 2 (04 e 05 de Outubro de 2019, respectivamente) da realização do experimento. No dia 1, a primeira medição foi feita às 5 horas e 29 minutos e a última medição foi feita às 17 horas e 39 minutos, totalizando  $k_1 = 76$  medições. Para o dia 2, a primeira medição foi feita às 5 horas e 29 minutos e a última medição foi feita às 17 horas e 49 minutos, totalizando  $k_2 = 78$  medições. No total, o experimento para a elaboração do preditor utilizou um período de  $n = 21$  dias (três semanas).

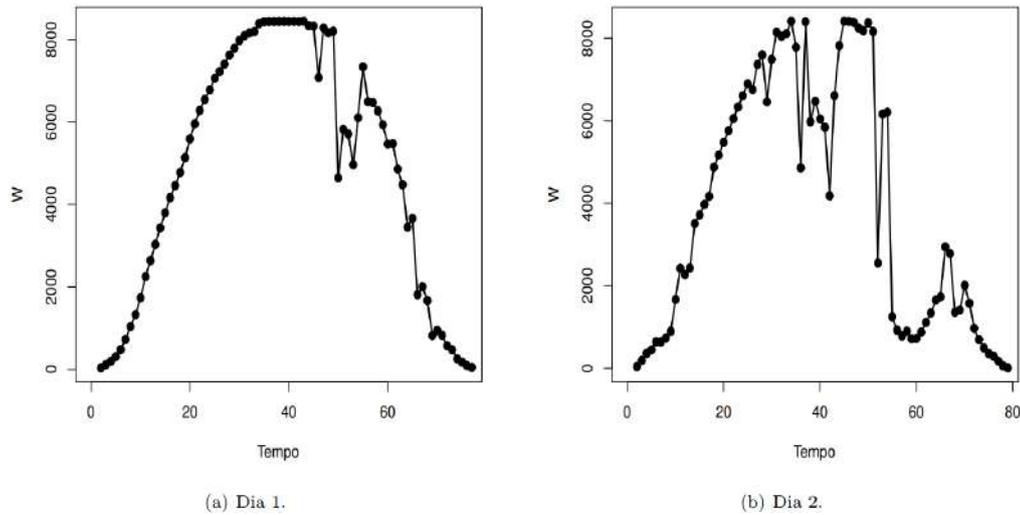


Figura 5.10: Potências geradas nos dias 1 (04/10/19) e 2 (05/10/19).

Como pode ser observado na Figura 5.10, as potências geradas apresentam um comportamento instável ao longo tempo. Isto ocorre devido a fatores ambientais, tais como, temperatura, irradiação, quantidade de sujeira sobre os módulos, entre outras. Com o objetivo de obter uma descrição mais estável das potências geradas, considere  $X_{ij}$  a potência registrada de maneira acumulada até o  $i$ -ésimo instante de tempo do dia  $j$ , para  $i = 0, \dots, k_j$  e  $j = 1, \dots, n$ . Isto é:

$$X_{0j} = W_{0j} \quad \text{e} \quad X_{ij} = \sum_{i'=0}^i W_{i'j},$$

para  $i = 0, \dots, k_k$  e  $j = 1, \dots, n$ .

A Figura 5.11 apresenta gráficos das potências registradas nos dias 1 e 2, de maneira acumulada. Note que, utilizando os valores acumulados, o comportamento obtido dos dados é mais estável. Além disso, a maneira como os dados se comportam ao longo do tempo sugere algum tipo de modelo matemático, em que o gráfico apresenta uma curva de crescimento do tipo sigmoidal (em forma de S). Dois modelos matemáticos que apresentam esta característica são os modelos do tipo *Logístico* e do tipo *Gompertz*.

Esses modelos têm sido utilizados com sucesso para descrever respostas não lineares modelando a forma sigmoide assimétrica de curvas de crescimento. A técnica de regressão logística, ou modelo logístico, vem sendo empregada em diversas áreas do conhecimento e possui como principal objetivo identificar quais são as variáveis independentes que influenciam no resultado da variável dependente, e com isto, utilizá-las em uma equação para estimar a probabilidade das variáveis independentes explicarem o desfecho (Hosmer & Lemeshow, 1989; Büttendbender, 2013). Enquanto o Modelo de Gompertz, ou função de Gompertz, é um modelo matemático que modela uma série temporal, descrevendo um crescimento lento no início e no final da função após um determinado tempo. Esse modelo é um caso particular da função logística e foi projetado inicialmente para descrever a mortalidade humana, sendo atualmente aplicado principalmente em estudos que estimam crescimentos populacionais (Gompertz, 1825).

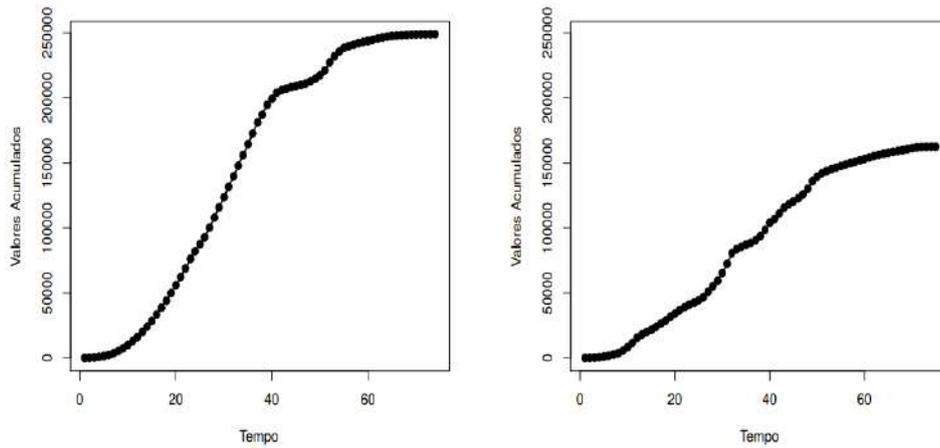


Figura 5.11: Potências geradas acumuladas nos dias 1 (04/10/19) e 2 (05/10/19).

Para aplicar tais modelos na predição de geração de energia, deve-se considerar a transformação logarítmica para os valores das potências acumuladas.

Considere que  $Y_{ij} = \log(X_{ij})$ , isto é, logaritmo da potência acumulada até o  $i$ -ésimo instante do dia  $j$ , para  $i = 0, 1, \dots, k_j$  e  $j = 1, \dots, n$ . A Figura 5.12 mostra os gráficos da Figura 5.11 nas escala logarítmica.

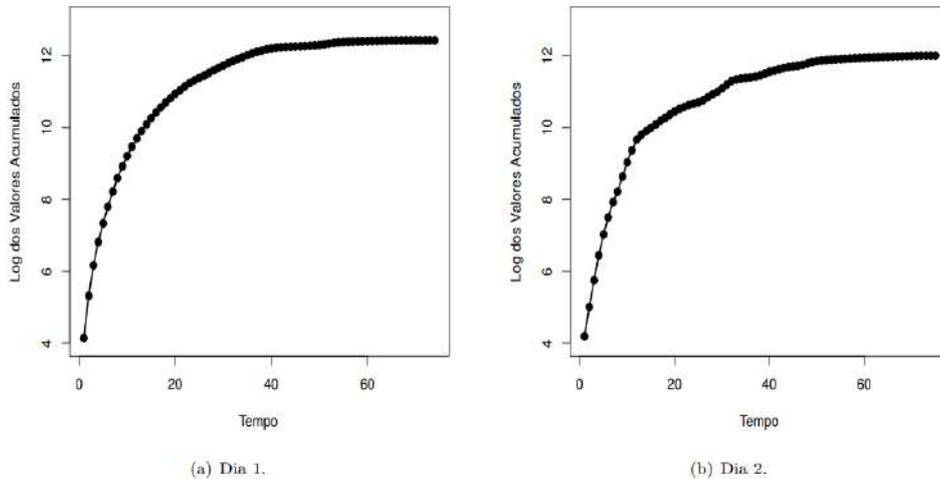


Figura 5.12: Potências geradas na escala logarítmica nos dias 1 (04/10/19) e 2 (05/10/19).

### 5.6.1 Modelos Log-Logístico e Log-Gompertz

Para o modelo de regressão Log-Logístico deve-se considerar os valores de potência acumulada  $Y_{ij}$  gerados de acordo com o parâmetro  $\theta = (\alpha, \beta_0, \beta_1)$ , ou seja:

$$Y_{ij} = \log(\alpha) - \log(1 + \exp\{\beta_0 - \beta_1 t_{ij}\}) + \varepsilon_{ij}, \quad (5.6)$$

onde  $\varepsilon_{ij}$  é um erro aleatório com a média 0 e variância  $\sigma^2$ , para  $i = 0, 1, \dots, k_j$  e  $j = 1, \dots, n$ . Neste modelo, o valor  $\alpha$  representa a assíntota superior do modelo na escala original. Ou seja,

este valor representa a estimativa para o total de potência gerada em um dia. O parâmetro  $\beta_1$  representa a taxa média de crescimento (afeta a inclinação da curva). O parâmetro  $\beta_0$  está associado as coordenadas do ponto de inflexão da curva através das expressões:  $T = \frac{\beta_0}{\beta_1}$  e  $y_T = \frac{\alpha}{2}$ , onde  $T$  é o tempo que irá ocorrer a mudança de comportamento da curva.

A Figura 5.13(a) mostra o gráfico do modelo Log-Logístico para  $\alpha = 10.000$ ,  $\beta_0 = 9$  e  $\beta_1 = \{0,20; 0,40; 0,60\}$  (denotado como alfa3 na legenda do gráfico), sem o erro aleatório  $\varepsilon_{ij}$ , para  $i = 0, 1, \dots, k_j$  e  $j = 1, \dots, n$ . A Figura 5.13(b) apresenta o mesmo gráfico na escala original, isto é,  $X_{i,j} = \exp\{Y_{ij}\}$  para  $i = 0, 1, \dots, k_j$  e  $j = 1, \dots, n$ . Os símbolos  $\bullet$  nos gráficos são os pontos de inflexão.

Como pode ser observado pela Figura 5.13(b) o gráfico é simétrico em relação ao ponto de inflexão das curvas. Aumentando o valor de  $\beta_1$  (taxa de crescimento) e mantendo  $\alpha$  e  $\beta_0$  fixos, mais rápido é o crescimento da curva. Além disso, note que os gráficos da Figura 5.13 apresentam o formato desejado para modelagem dos dados apresentados nos gráficos das Figuras 5.11 e 5.12.

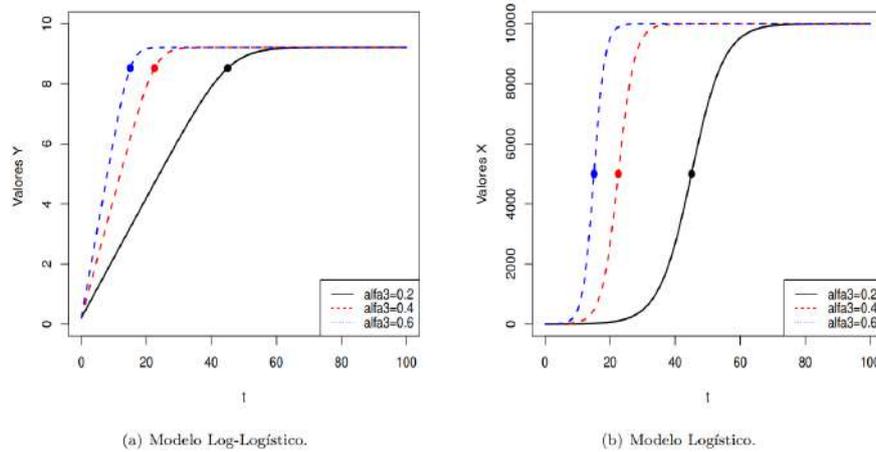


Figura 5.13: Gráficos dos Modelos Log-Logístico e Logístico.

Para o modelo Log-Gompertz tem-se os valores de potência acumulada  $Y_{ij}$  gerados de acordo com o parâmetro  $\theta = (\alpha, \beta_0, \beta_1)$ :

$$Y_{ij} = \log(\alpha) - \exp\{\beta_0 - \beta_1 t_{ij}\} + \varepsilon_{ij}, \quad (5.7)$$

$\alpha$ ,  $\beta_0$  e  $\beta_1$  são parâmetros do modelo. De maneira similar ao modelo Logístico, no modelo Gompertz o valor do parâmetro  $\alpha$  é a assintota superior. O parâmetro  $\beta_1$  é a taxa média de crescimento e o parâmetro  $\beta_0$  determina as coordenadas do ponto de inflexão através das expressões  $T = \frac{\beta_0}{\beta_1}$  e  $y_T = \frac{\alpha}{2}$ .

A Figura 5.14(a) apresenta o gráfico do modelo Log-logístico para  $\alpha_1 = 10.000$ ,  $\alpha_2 = 2, 2$  e  $\alpha_3 = \{0,05; 0,10; 0,25\}$  sem o erro aleatório  $\varepsilon_{ij}$ , para  $i = 0, 1, \dots, k_j$  e  $j = 1, \dots, n$ . A Figura 5.14(b) apresenta o mesmo gráfico na escala original,  $X_{i,j} = \exp\{Y_{ij}\}$ , para  $i = 0, 1, \dots, k_j$  e  $j = 1, \dots, n$ . Os símbolos  $\bullet$  nos gráficos são os pontos de inflexão. Aumentando o valor de  $\beta_1$  e mantendo  $\alpha$  e  $\beta_0$  fixos, mais rápido é o crescimento da curva.

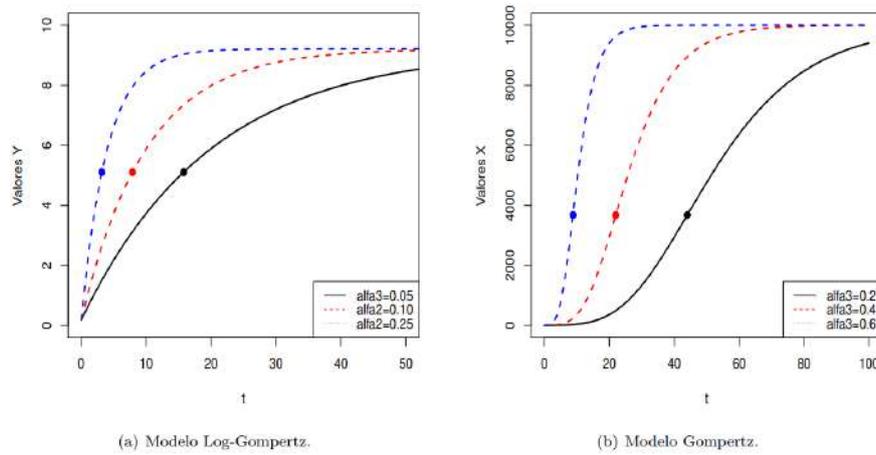


Figura 5.14: Gráficos dos Modelos Log-Gompertz e Gompertz.

Observa-se que a diferença entre o modelo Logístico e o modelo Gompertz é que o modelo Gompertz não é simétrico em relação ao ponto de inflexão. O valor da ordenada do ponto de inflexão do modelo Logístico é sempre maior. No modelo Logístico o valor é igual a metade do valor  $\alpha$  ( $\frac{\alpha}{2}$ ), e no modelo Gompertz é 36,79% do valor  $\alpha$ .

### 5.6.2 Modelo Proposto

Para a estimação dos parâmetros  $(\alpha, \beta_0, \beta_1, \beta_2, \beta_3)$  dos modelos Logístico e de Gompertz foi utilizado o software R e o comando *nlme* do pacote *nlme* (J. Pinheiro et al., 2019). Utilizou-se as Equações 5.6 e 5.7 como referência para 21 dias após uma forte incidência de chuvas, considerando assim, os módulos fotovoltaicos limpos de forma natural. O período utilizado para estimativa dos parâmetros do modelo estatístico portanto, corresponde ao dia 24 de Outubro de 2019 a 15 de Novembro de 2019. Após esta etapa, foi utilizado o comando *update* com as opções *fixed* e *autocorrelation* definidas visando ajustar a definição dos parâmetros.

Deve-se ainda relacionar os valores de potência acumulada ( $Y_{ij}$ ), com a variável tempo ( $T$ ) e as seguintes variáveis ambientais:

$$\begin{aligned} I &= \text{Irradiância Acumulada;} \\ M &= \text{Massa Acumulada de Particulados.} \end{aligned}$$

Ressalta-se que as demais variáveis ambientais como velocidade e direção do vento, temperatura, umidade relativa do ar entre outras, não foram inseridas no modelo por não apresentarem um valor significativo para o preditor, sendo portanto a Irradiância e Massa Acumulada as que mais impactam no modelo. Para que a escala apropriada seja mantida em todas as variáveis, deve-se também considerar a transformação logarítmica para os valores observados das variáveis  $I$  e  $M$ . Ao aplicar uma relação hierárquica entre a variável resposta  $Y$  e as variáveis explicativas e assumindo um modelo auto-regressivo de primeira ordem ( $AR_1$ ), as equações 5.6 e 5.7, tornam-se, respectivamente, para o modelo Logístico e de Gompertz:

$$Y_{ij} = \log(\alpha) - \log(1 + \exp\{\beta_0 + \beta_1 I_{ij} + \beta_2 M_{ij} - \beta_3 T_{ij} + u_{ij}\}) + \varepsilon_{ij} \quad (5.8)$$

$$Y_{ij} = \log(\alpha) - \exp\{\beta_0 + \beta_1 I_{ij} + \beta_2 M_{ij} - \beta_3 T_{ij} + u_{ij}\} + \varepsilon_{ij} \quad (5.9)$$

onde,  $\varepsilon_{ij}$  e  $u_{ij}$ , são erros aleatórios com a suposição de média igual a 0 e variâncias  $\sigma^2$  e  $\sigma_u^2$  respectivamente. Além disso, também considera-se que  $\varepsilon_{ij}$  e  $u_{ij}$  são independentes, para  $i = 0, 1, \dots, k_j$  e  $j = 1, \dots, n$ .

Utilizando os critérios de seleção de modelos AIC (Critério de Informação de Akaike - (Akaike, 1974)) e BIC (Critério de Informação Bayesiano - (Schwarz, 1978)), chega-se a conclusão que o Modelo Logístico, por obter menor valor de AIC e BIC, é o modelo que melhor explica os dados observados, como pode ser observado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Valores de AIC e BIC para os modelos propostos.

Modelo	Logístico	Gompertz
AIC	<b>-7.839,235</b>	-7.543,194
BIC	<b>-7.796,079</b>	-7.500,038

A Tabela 5.4 mostra as estimativas para os parâmetros dos efeitos fixos do Modelo Logístico. Para um nível de significância  $\nu = \{1\%; 5\%; 10\%\}$ , tem-se p-valor  $< \nu$ , com exceção para  $\beta_2$ . Isto indica que a variável  $M$  (massa acumulada) não foi significativa. Contudo, isto era esperado pois o modelo foi ajustado utilizando medições em módulos limpos. Devido a isto, decidiu-se manter esta variável no modelo. As estimativas para os desvios-padrão dos erros aleatórios são  $\hat{\sigma} = 0,0453$  e  $\hat{\sigma}_u = 9,4556 \times 10^{-6}$ . A estimativa do coeficiente de correlação é  $\rho = 0,9778$ , indicando uma correlação forte.

Tabela 5.4: Estimativa dos parâmetros para o preditor.

Parâmetros	Estimativa	Erro Padrão	G.L.	Estatística t	p-valor
$\alpha$	14,4664	0,2662	1.602	54,3451	<0,0001
$\beta_0$	12,7662	0,2682	1.602	47,6033	<0,0001
$\beta_1$	-1,0791	0,0028	1.602	-372,1501	<0,0001
$\beta_2$	-0,0064	0,0006	1.602	-1,0171	<0,3093
$\beta_3$	-0,0037	0,0009	1.602	-4,1692	<0,0001

Dessa forma, o modelo logístico que atua como preditor da energia fotovoltaica produzida pela UFV é dado por:

$$\hat{Y}_{ij} = 14,4664 - \exp\{12,7662 - 1,0791I_{ij} - 0,0064M_{ij} + 0,0037T_{ij}\} \quad (5.10)$$

para  $i = 0, 1, \dots, k_j$  e  $j = 1, \dots, n$ .

### 5.6.3 Aplicação do Preditor Logístico

O modelo definido na equação 5.10 foi aplicado sobre dados ambientais e de particulados obtidos na UFV-UFMS. O experimento envolveu um conjunto de dados que corresponde a 105 dias de produção energética.

Para melhor visualização e detalhamento referente as informações obtidas durante a realização do experimento, a Figura 5.15 ilustra os valores mensais das potências previstas e observadas. A divisão em intervalos mensais foi adotada para melhor compreensão do período em que o procedimento foi adotado, explicitando os dias de dados válidos utilizados pelo preditor bem como os dias com informações ausentes.

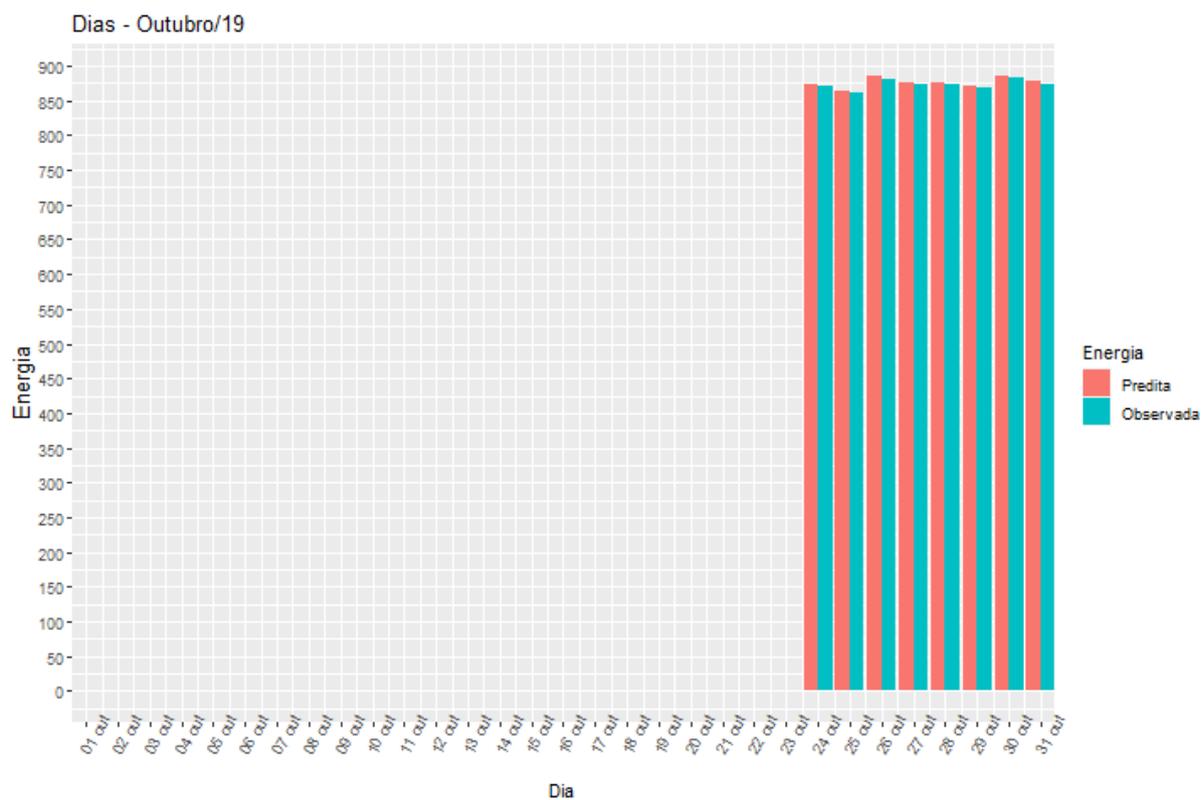
Cada dado presente nas sub-figuras representam os dias decorrentes ao funcionamento da estação de sujudade, nos quais os dias considerados válidos foram aproveitados para a elaboração dos modelos. Considerou-se um dia válido, o fato da estação de sujudade ter funcionado durante todo o dia (das 00h00min01s até as 23h59min59s daquele dia) sem que haja ausência de dados superior a 10 minutos durante todo o período.

Para o mês de outubro de 2019 (Figura 5.15a), observa-se que as informações são exibidas apenas no intervalo correspondente ao dia 24 até o dia 31. Apesar do funcionamento da estação ter se dado a partir do dia 04 de outubro, os dias anteriores a este período ilustrado atrapalhariam a estimativa do modelo, visto que não havia informação conhecida previamente sobre a situação dos módulos e apenas a partir do dia 24 houve a limpeza natural por meio de chuva.

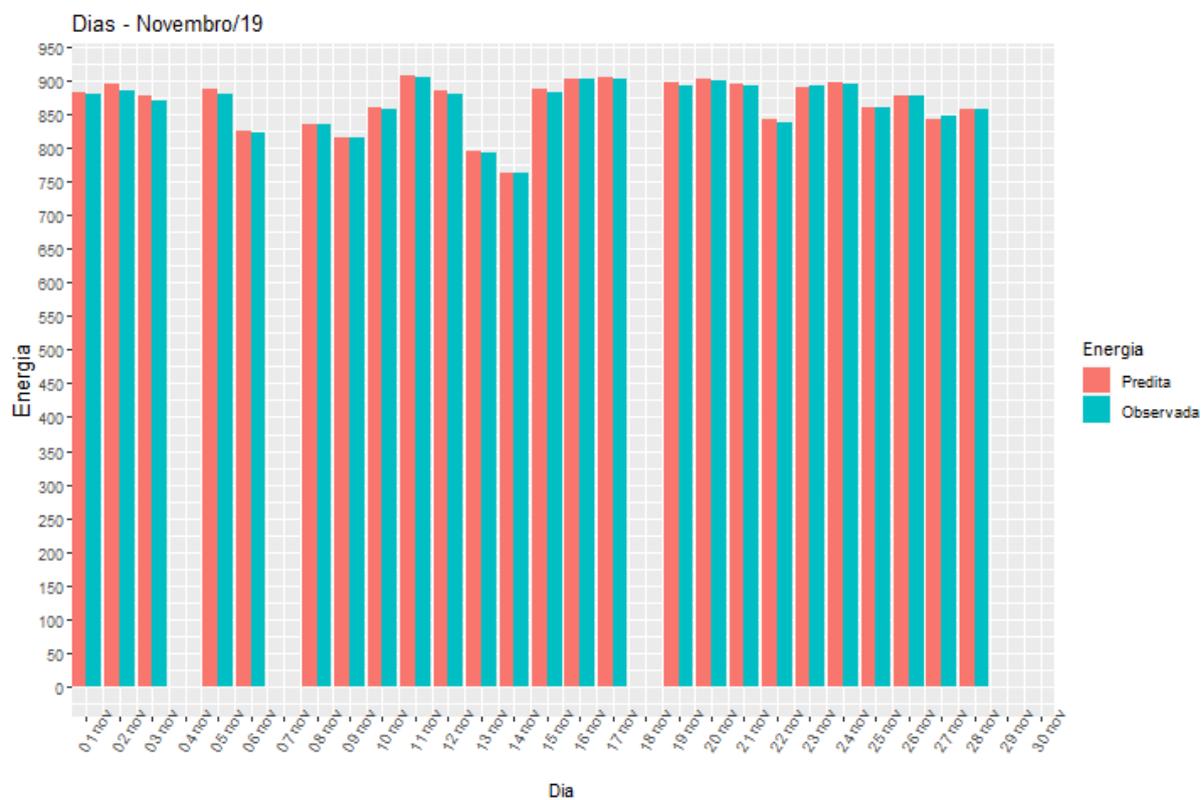
O mês de dezembro de 2019 (Figura 5.15c), foi um mês crítico para o funcionamento da estação. Para os primeiros dias deste mês, houve uma tentativa de inclusão do controlador de carga no sistema, que acabou comprometendo os dados referentes a este período, impedindo que os mesmos fossem inseridos no modelo preditor. A ausência de dados no final do mês de dezembro até o começo de janeiro, se deu pelo recesso adotado pela UFMS naquele ano, tornando impraticável a manutenção da estação de sujudade.

A ausência de dados nos meses de janeiro e fevereiro de 2019 (Figuras 5.15d e 5.15e respectivamente), deve-se ao ambiente da UFV-UFMS ser compartilhado e também ser utilizado como plataforma de testes e estudos para diversos grupos de trabalho. Especificamente, nestes períodos, ocorreram ajustes no mecanismo do robô de limpeza (C. G. Pinheiro, 2020) comprometendo o uso de tais dias para o preditor.

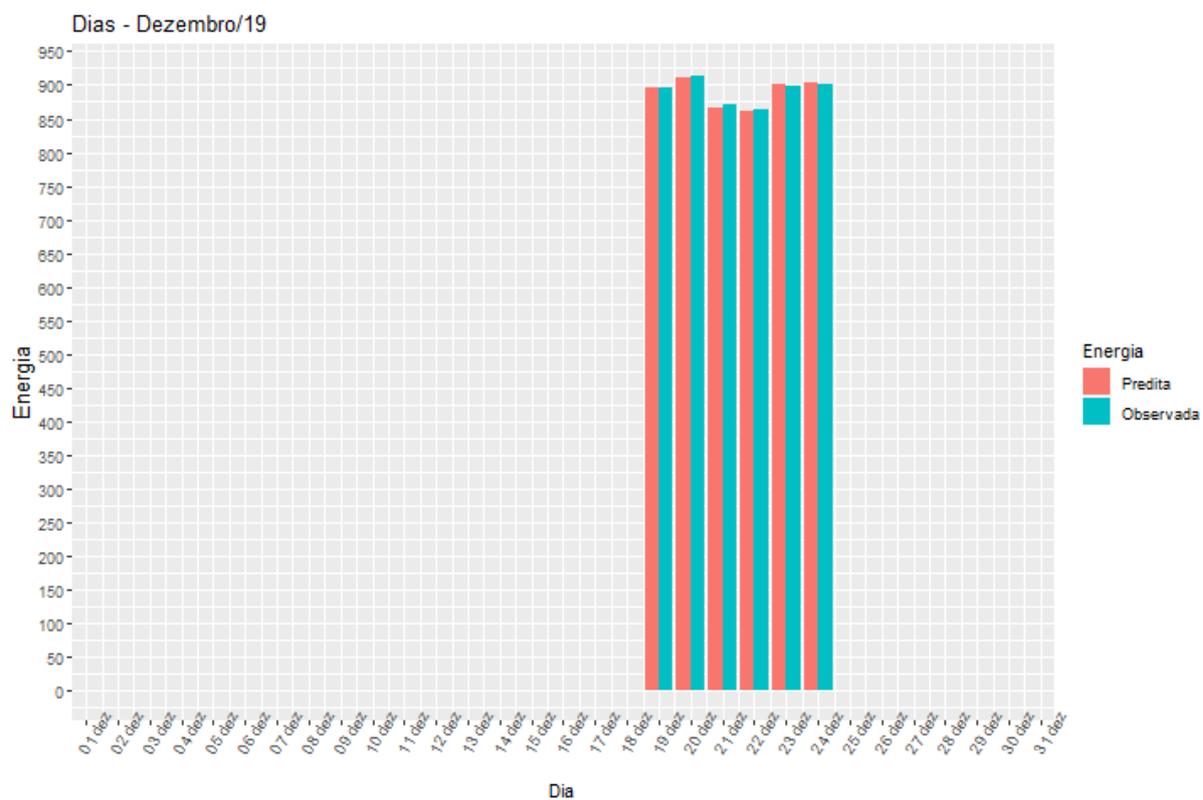
Para os meses de novembro de 2019, março e abril de 2020 (Figuras 5.15b, 5.15f e 5.15g) a estação de sujudade funcionou na maior parte dos dias. As lacunas presentes nestes meses se deve a algum problema obtido de forma pontual (como oscilação da rede de dados, falha no protocolo de comunicação com o servidor, entre outros) que não compromettesse muitos dias consecutivos. Apesar da quantidade reduzida de dias que foram utilizados para o treinamento do modelo preditor (apenas 105 dias válidos), o estimador obtido obteve resultados muito próximos da potência observada. O erro entre os valores previstos e observados podem ser explicados pelo aumento do depósito de particulado sobre os módulos, como dito anteriormente. Outro fator que pode justificar a possível discrepância entre os valores (predito e observado) com o decorrer do tempo, é o fato de não haver informações de dias suficiente para treinar o modelo levando em conta a sazonalidade das estações do ano.



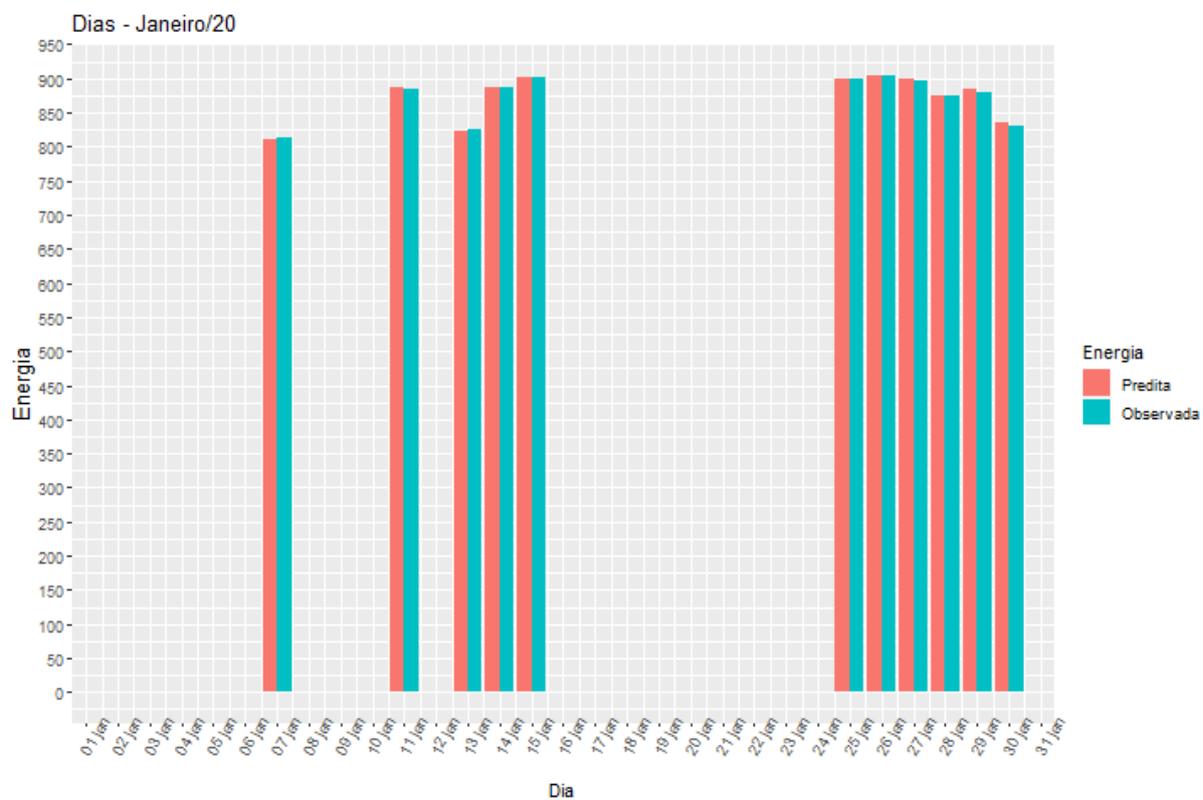
(a) Energia - Outubro/19.



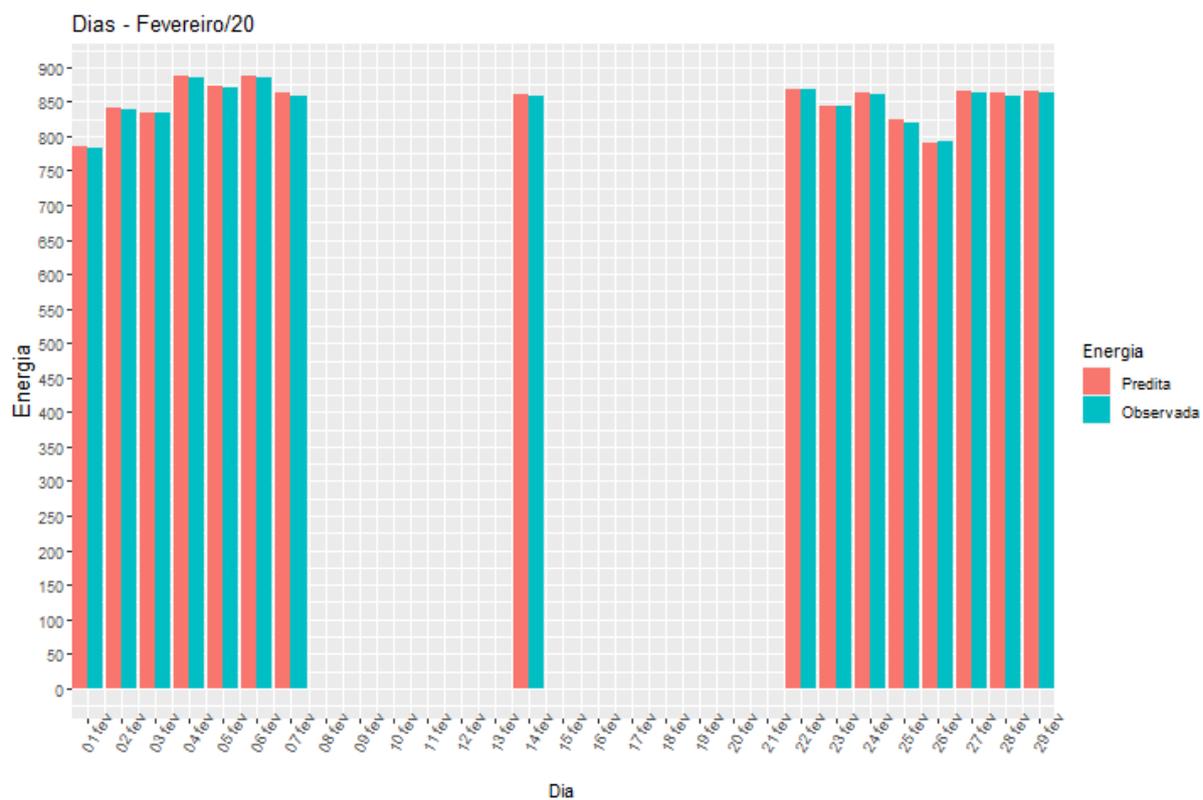
(b) Energia - Novembro/19.



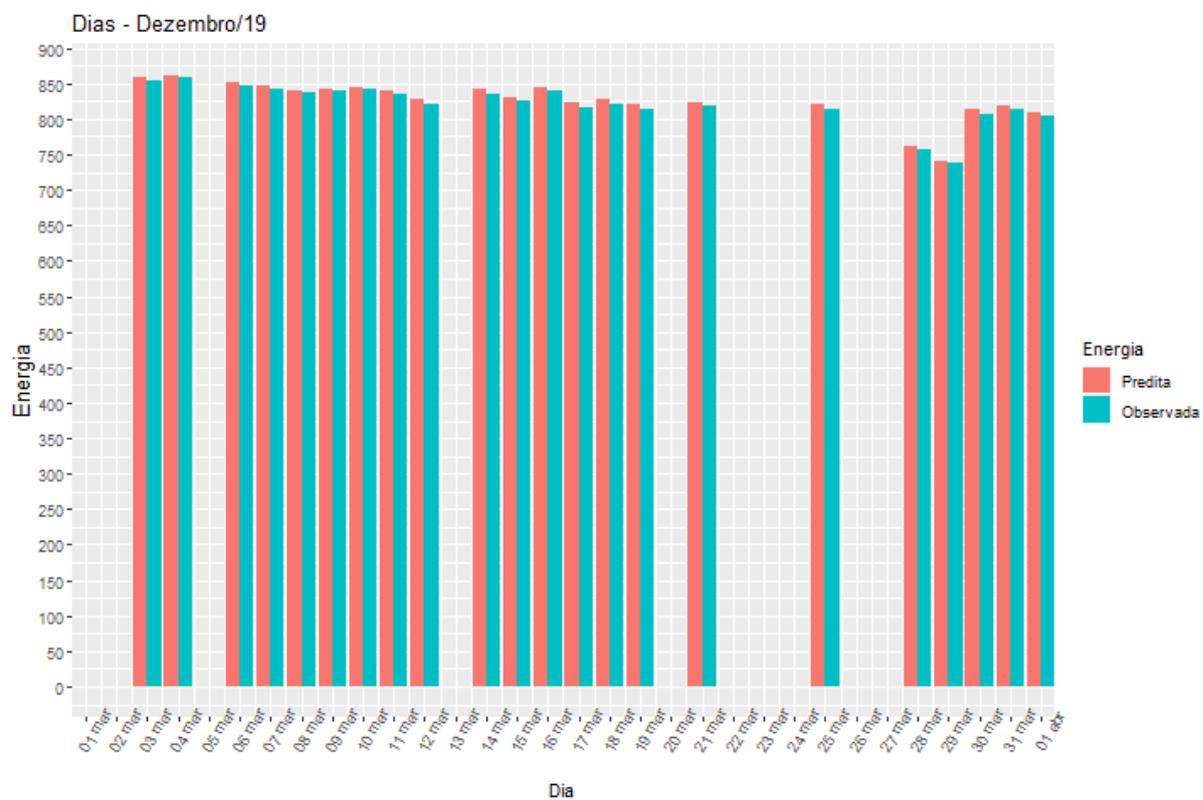
(c) Energia - Dezembro/19.



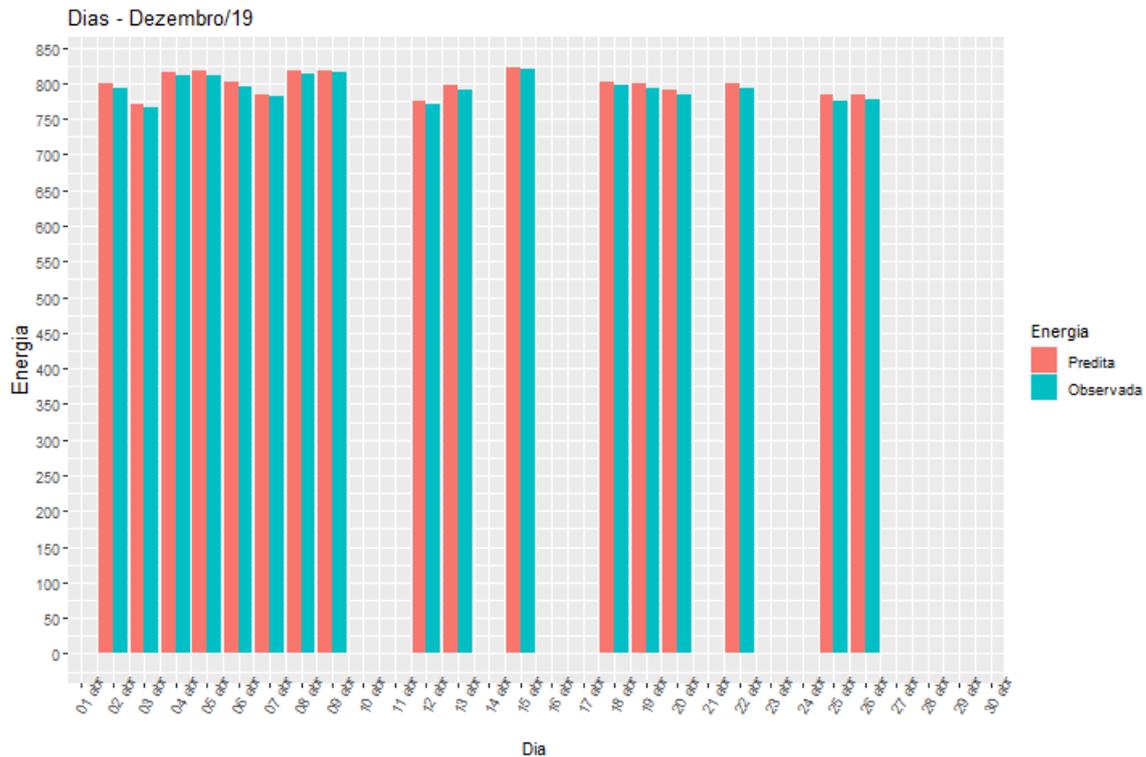
(d) Energia - Janeiro/20.



(e) Energia - Fevereiro/20.



(f) Energia - Março/20.



(g) Energia - Abril/20.

Figura 5.15: Energia - Predita e Observada.

O comportamento geral do preditor é mostrado na Figura 5.16, exibindo as informações de Potência Total Observada (em vermelho) e Potência Total Predita (azul) para os dias em que o experimento foi realizado. Como já mencionado, o primeiro dia escolhido (Dia 01) para realização dos experimentos corresponde ao dia 24 de Outubro 2019, sendo executado até o dia 31 de Abril de 2020 (Dia 105). Pela figura, é possível observar que nos primeiros dias o modelo realiza uma estimativa otimista (maior energia prevista do que de fato foi gerada pelos módulos fotovoltaicos). Tal fato se deve ao período de ajuste do modelo, que após alguns dias é corrigido e os valores observados e preditos passam a apresentar o mesmo comportamento.

Também é possível observar pela Figura 5.16 que as linhas referentes às potências observadas e preditas vão se distanciando uma da outra com o passar do tempo, aumentando erro entre os valores reais e estimados da produção energética. Este comportamento é esperado, pois com o passar do tempo, ocorre o acúmulo gradual de particulados sobre os módulos fotovoltaicos reduzindo portanto, a eficiência dos mesmos.

Note também que a diferença entre as potências apresentadas na figura se torna mais acentuada com a redução da incidência de chuvas regulares. Este evento pode ser observado ao comparar tal gráfico com a Figura 5.6, que ilustra os dias em que ocorreu a precipitação pluviométrica no ambiente da UFV-UFMS. Ao comparar os dois gráficos (Figuras 5.6 e 5.16), o 50º dia referente a Figura 5.16 (onde as diferenças entre as potências começam aumentar incrementalmente) ocorre justamente no dia 30 de Janeiro de 2020, onde houve a última chuva com índice expressivo de precipitação.

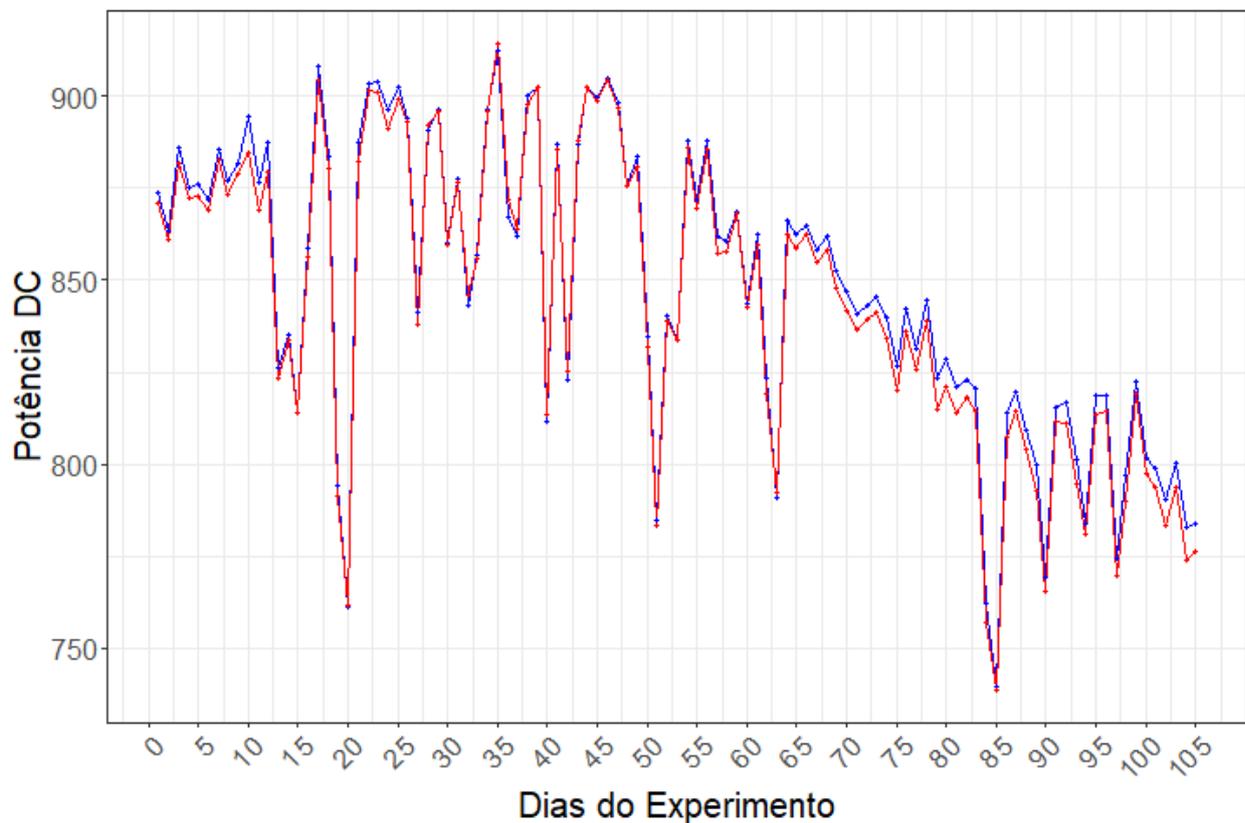


Figura 5.16: Potências preditas (em azul) e observadas (em vermelho) referentes aos dias 01 ao 105.

A Figura 5.17 apresenta o erro quadrático médio (EQM) calculado diariamente durante toda a realização do experimento. O pico do EQM observado nos dias 10 e 12 pode ser explicado pela alta precipitação pluviométrica que ocorreram nesses dias (38,8mm e 10,5mm, respectivamente), inserindo um erro de predição no modelo, visto que as informações ambientais utilizadas são acumulativas. Esses picos acentuados são observados nos dias em que há ocorrência de chuvas significativas, necessitando o modelo de um período de calibração para a próxima predição.

Apesar do comportamento oscilatório, a tendência do EQM é de aumento consistente após o 50º dia do experimento, como comentado anteriormente (representado na Figura 5.17 pela linha tracejada). O valor médio dos EQMs encontrados para os 105 dias do experimento foi de 0,0067, indicando um erro médio relativamente baixo e dando indícios da validade do modelo proposto.

Ao analisar individualmente a Diferença Percentual Média de cada dia (Figura 5.18), entre os valores preditos e observados, têm-se no máximo uma perda inferior a 1,40% e um ganho superior máximo de 0,7%. Uma diferença percentual positiva neste caso, representa que o preditor estimou potência inferior à observada. Observe que o conjunto de valores positivos nesta figura fica entre os dias 25 e 50 do experimento, período marcado por alta incidência de chuvas (dezembro de 2019), justificando o aumento da produção fotovoltaica observada no sistema.

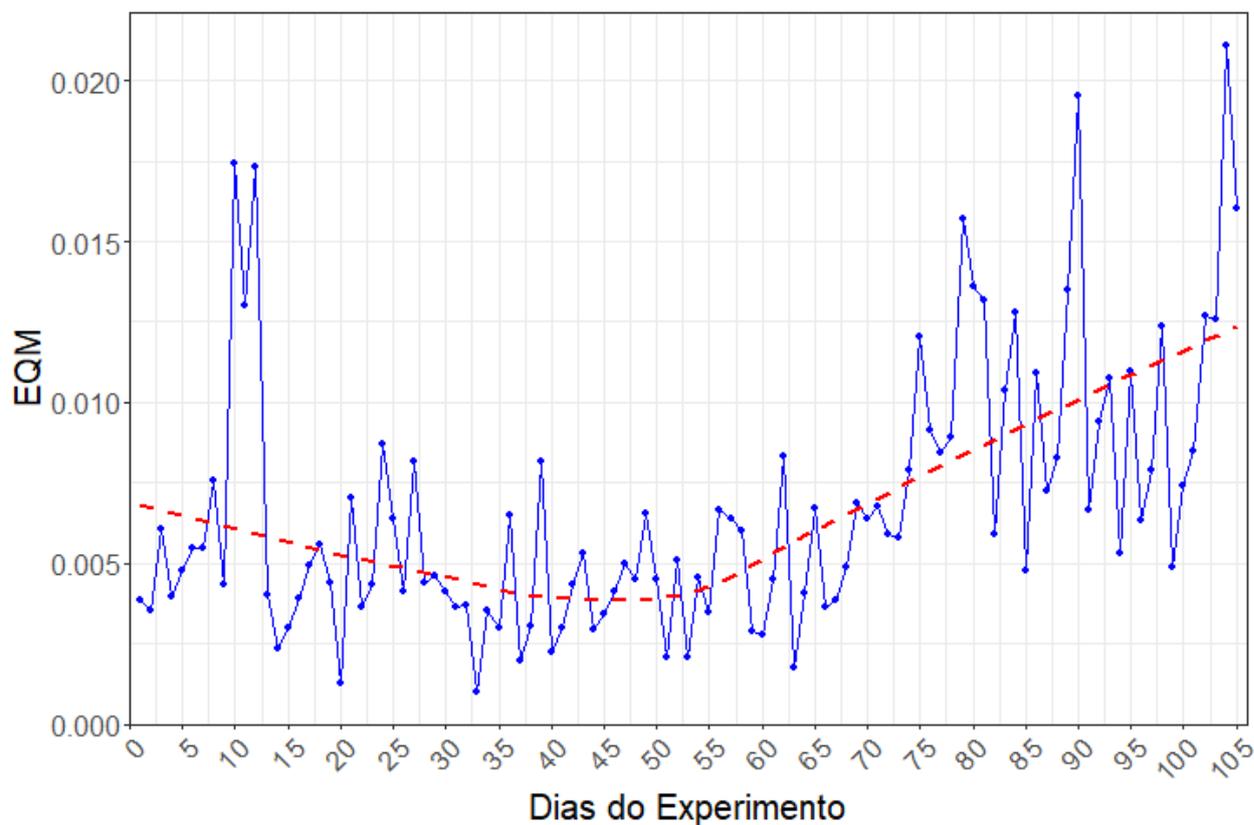


Figura 5.17: EQM diário - dia 01 ao dia 105.

Note também que após o quinquagésimo dia, a diferença percentual média vai se tornando cada vez mais negativa, justificando o fato de que com o passar do tempo, os módulos fotovoltaicos vão tendo sua produção mitigada pela sujeidade. Diferenças percentuais positivas esporádicas também aparecem no gráfico, e podem ser justificadas por condições atípicas dos fatores ambientais como mudanças na temperatura, dias nublados e mudanças bruscas no clima, afetando diretamente a relação entre as potências previstas e observadas.

A Figura 5.19 representa a diferença percentual média diária em valor absoluto. Pelo gráfico é possível observar que em períodos chuvosos (relacionando-a com a Figura 5.5), quando ocorre a maior incidência de chuvas regulares, a diferença percentual entre os valores previstos e observados é minimizada (atingindo o a diferença absoluta mínima de 0,0089% e máxima de 1,3108%). Note que a diferença percentual média diária encontrada (Figura 5.19), possui o mesmo comportamento ilustrado pelo erro quadrático médio (Figura 5.17). Porém, a perda da produção energética é quantificada de fato, representando o real impacto da sujeidade no passar dos dias. O preditor apresentou bons resultados acompanhando de fato a energia produzida diariamente e identificando a mitigação gradual provocada pelo acúmulo natural de particulados.

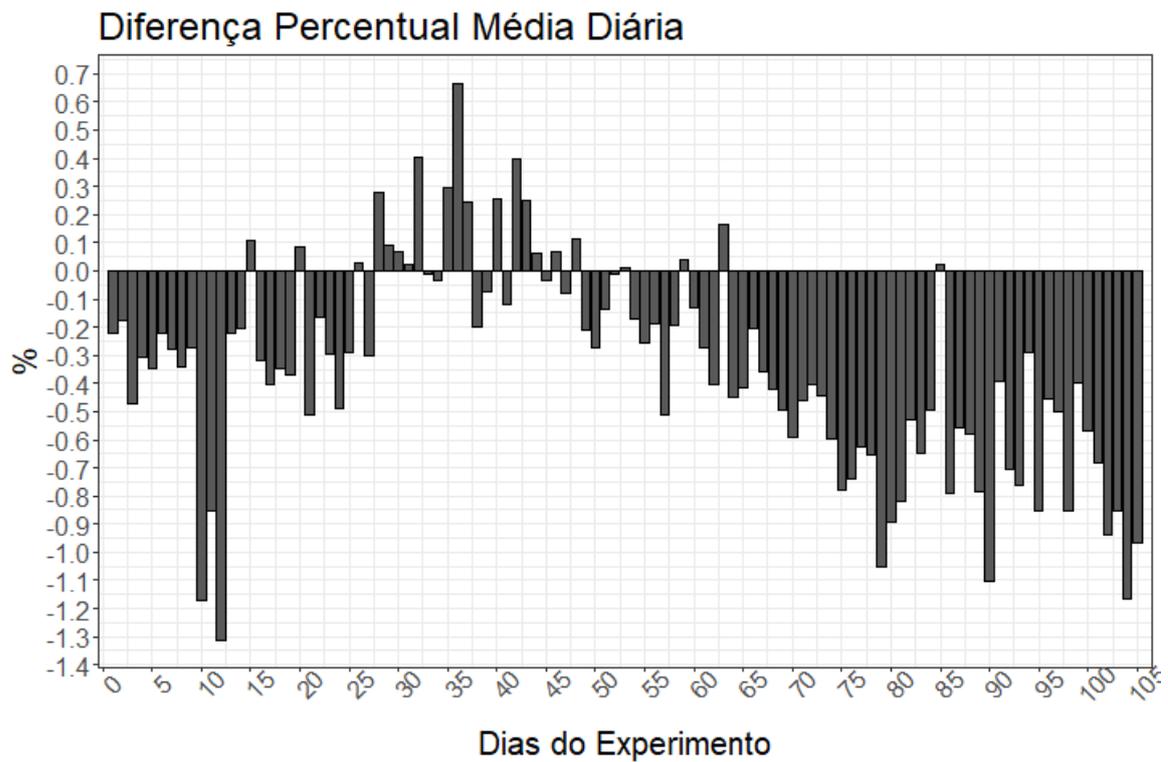


Figura 5.18: Diferença Percentual - dia 01 ao dia 105.

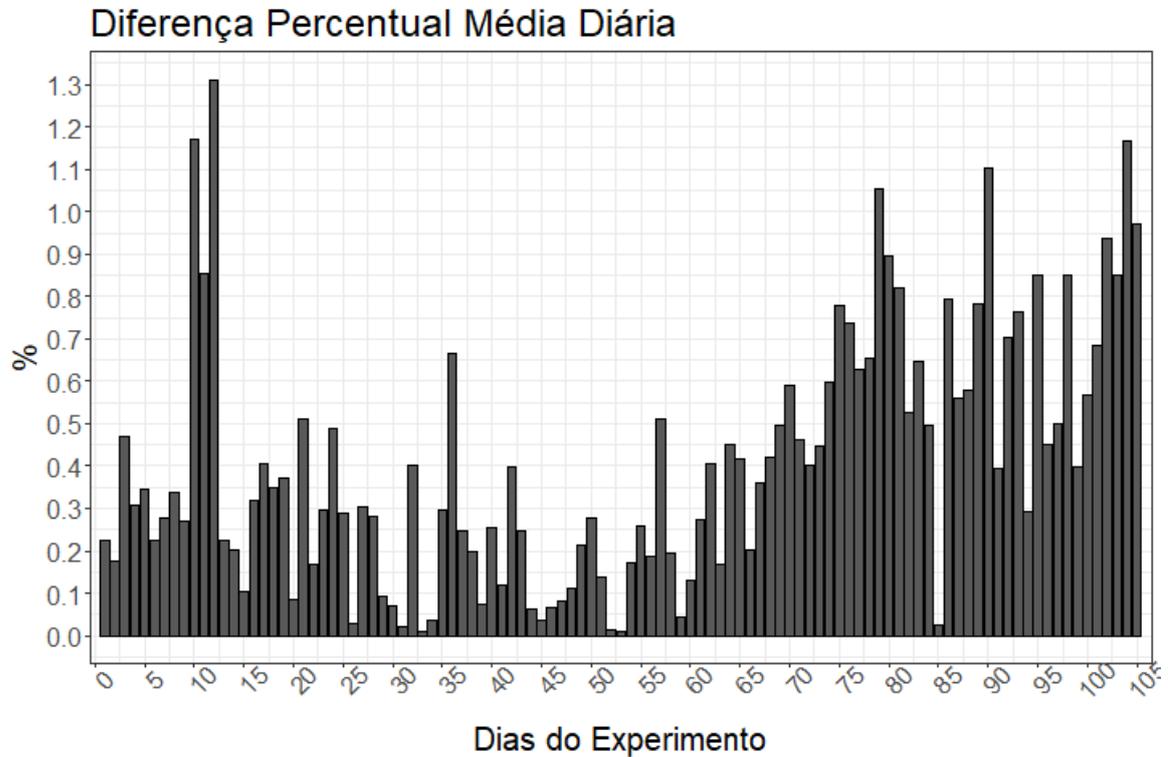


Figura 5.19: Diferença Percentual (valores absolutos) - dia 01 ao dia 105.

## 5.7 Considerações Finais

Conhecer e mensurar as variáveis ambientais é de suma importância para estimar o impacto que a sujidade gera nas unidades fotovoltaicas a longo prazo. Com o intuito de conhecer a maior quantidade de variáveis ambientais possíveis que interagem com o sistema fotovoltaico, realizou-se a análise desde a composição do solo até fatores mais suscetíveis a mudança, como direção do vento. Quando combinadas, estas variáveis se tornam uma fonte poderosa de informação sobre o impacto e comportamento da produção energética.

Também foram medidos fatores como temperatura e irradiação e comparados diariamente com a produção DC da UFV-UFMS. Como esperado, tais fatores estão diretamente correlacionados e devido a isto, foram determinantes para a concepção do preditor estatístico que estima a perda devido a sujidade. Tal preditor, utilizando as variáveis supramencionadas, obteve um bom resultado quando comparado os valores do modelo estimado com a produção observada de fato. Os pequenos valores encontrados do erro quadrático médio e das diferenças percentuais médias, indicam que o preditor se adequou bem ao sistema e pode ser uma fonte confiável do quanto a sujidade está impactando na produção de energia.

Apesar de possuir um conjunto maior de variáveis ambientais disponíveis para concepção do preditor, foram consideradas apenas um conjunto reduzido dessas variáveis. Isto ocorreu pois ao realizar uma análise sobre a significância de todas as variáveis disponíveis, as que foram inseridas no modelo são as que mais impactaram na predição.

Ao relacionar as diferenças entre os valores preditos e observados, pode-se identificar o melhor momento para se efetuar uma limpeza nos módulos fotovoltaicos. Tal identificação maximiza a produção energética e mitiga eventuais impactos de produção provocados pela sujidade melhorando assim a eficiência de uma UFV.

# Capítulo 6

## Conclusão

Este trabalho desenvolveu uma infraestrutura eletrônica e computacional que possibilita o monitoramento da presença de particulados suspensos na atmosfera em ambientes de plantas solares fotovoltaicas. Essa infraestrutura consiste de uma estação eletrônica para coleta de dados do ambiente, com ênfase na coleta online dos particulados. Adicionalmente, realizou-se também a análise dos particulados, seguida pela modelagem da estimativa de massa de particulados sobre os módulos solares fotovoltaicos. Finalmente, desenvolveu-se um preditor estatístico, baseado no modelo logístico, que quantifique a perda na produção energética da usina fotovoltaica tendo como parâmetros independentes a massa dos particulados e a irradiância. Essa infraestrutura tem sido testada e validada em um ambiente de produção em Campo Grande-MS.

A plataforma eletrônica foi instalada na unidade solar fotovoltaica localizada nas dependências da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul em Campo Grande-MS. De acordo com a análise realizada durante um período de 06 meses, observou-se que:

- Os particulados finos (entre  $1\mu\text{m}$  e  $2,5\mu\text{m}$ ) são predominantes;
- Há presença mais acentuada dos particulados em períodos noturnos e ao amanhecer;
- Períodos com maior incidência pluviométrica mitigam o problema da sujeidade acumulada sobre os módulos;
- A composição dos particulados dispostos sobre os módulos são coerentes com os encontrados no solo, indicando que o efeito da sujeidade é gerado pelo próprio ambiente e não de partículas encontradas em outras localidades e transportadas com a ação do vento por longas distâncias;
- A estimativa da massa de particulados acumulada sobre os módulos, contribuiu para a obtenção de um preditor com alto coeficiente de relação ( $\rho = 0,9778$ );
- O preditor estatístico obteve um valor de erro quadrático médio muito pequeno, média de 0,0067 para o período considerado, e também uma pequena diferença percentual média, onde o valor máximo entre a produção fotovoltaica prevista e observada foi inferior a 1,4%.

## 6.1 Contribuições do Trabalho

O desenvolvimento dessa infraestrutura tem impacto direto sobre a capacidade de monitoramento e tomada de decisão em usinas solares fotovoltaicas. Especificamente, na redução de perdas de geração de energia solar fotovoltaica em tais usinas. A partir do monitoramento propiciado pela estação, junto com as estimativas de massa acumulada sobre os módulos, pode-se estabelecer relações com a produção de energia elétrica e, assim, identificar perdas devido ao acúmulo desses particulados. Sobre esse estudo pode-se observar que as variáveis ambientais referentes a temperatura e irradiação, quando combinadas com a estimativa da massa acumulada sobre os painéis, geram um preditor com erros mínimos e com capacidade de ser utilizado como ferramenta para estimar perdas devido à sujidade.

Como contribuições diretas deste trabalho, podem-se ser elencadas:

- A disponibilidade de uma infraestrutura eletrônica que permite coletar, de maneira ininterrupta, dados ambientais, incluindo, massa e concentração de particulados situados entre  $1\mu\text{m}$ - $10\mu\text{m}$ ;
- A modelagem sobre a massa de particulados depositada sobre os módulos e, principalmente, a análise comparando essa massa e a geração de energia elétrica a partir dos módulos;
- Uma análise sobre como os particulados atmosféricos locais interagem com os módulos fotovoltaicos, bem como a influência de outros fatores ambientais em sua sedimentação;
- Um estudo inicial apresentando como efeito da sazonalidade se relaciona para a cidade de Campo Grande-MS na produção energética, além de indicar quais períodos a questão da sujidade é agravada;
- A formulação de um preditor estatístico, que avalia diariamente as diferenças entre a produção energética que é esperada e a produção real dos módulos fotovoltaicos, monitorando o problema da sujidade e fornecendo informações para a realização da limpeza dos módulos. Ressalta-se a contribuição alcançada com a utilização de um modelo log-logístico no preditor pois, na literatura da área não foram encontradas aplicações desse modelo no tipo de problema apresentado neste trabalho.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Como propostas para desenvolvimento de trabalhos futuros são sugeridas:

- Promover melhorias técnicas na estação de sujidade, de forma que a mesma aumente a confiabilidade para aquisição das informações, tornando-a mais robusta e tolerante a falhas;
- Atualização e inserção de novo conjunto de sensores na estação de sujidade. Isto se faz necessário a fim de verificar de fato a ausência de particulados maiores no ambiente da UFV-UFMS, além de testar outras variáveis ambientais por exemplo a umidade do ar, e a forma com que elas se relacionam com a produção;

- Tornar a estação de sujidade independente, tanto em quesito de armazenamento de dados utilizando um dispositivo de memória local, quanto em questão da alimentação energética;
- Coletar os dados ambientais por um maior intervalo de tempo (ressaltando que para os experimentos realizados, foram coletados dados ambientais durante 6 meses) visando validar o preditor estatístico para intervalos maiores e avaliar seu comportamento durante todas as épocas do ano.
- Ajustar o preditor estatístico, utilizando um conjunto maior de dados para o treinamento de forma com que o mesmo seja calibrado com dados referentes a todas estações do ano;
- Inserir novos parâmetros ambientais no modelo, como o efeito da chuva e estimar o fator da limpeza natural, tornando-o mais fidedigno à situação real da UFV;
- Implementar um sistema de monitoramento em ambiente web utilizando o preditor desenvolvido neste trabalho como sistema de monitoramento e tomada de decisão sobre a necessidade de limpeza dos módulos da UFV.

# Referências Bibliográficas

- ABSOLAR. (2016). *Associação brasileira de energia solar fotovoltaica*. Encontro Nacional dos Agentes do Setor Elétrico – ENASE.
- ABSOLAR. (2020). *Energia solar ultrapassa 6gw de capacidade instalada no brasil*. Retrieved from <https://bit.ly/31ycXqF> ([Online; Acessado em 09 de Agosto de 2020])
- Akaike, H. (1974). A new look at the statistical model identification. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 19(6), 716-723.
- ANEEL. (2004). *Atlas de energia elétrica - 2ª edição*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Retrieved from <https://bit.ly/2Me8iFn> ([Online; Acessado em 11 de Maio de 2018])
- Bagher, A. M., Vahid, M. M. A. & Mohsen, M. (2015). Types of solar cells and application. *American Journal of optics and Photonics*, 3(5), 94-113.
- Bagnold, R. A. (2012). *The physics of blown sand and desert dunes*. Courier Corporation.
- Bostan, C.-G., Dina, N., Bulgariu, M., Craciun, S., Dafinei, M., Chitu, C., ... Antohe, S. (2011). Teaching/learning photovoltaic effect in high school. *Romanian Reports in Physics*, 63(2), 543-556.
- Breitfelder, K. & Messina, D. (2000). 100: the authoritative dictionary of iee standards terms. *Standards Information Network IEEE Press*, 879.
- Büttenbender, E. O. (2013). *Modelo logístico aplicado a risco de crédito de uma cooperativa do sistema financeiro*. Universidade do Vale do Rio dos Sinos.
- Butz, S. D. (2002). *Science of earth systems*. Cengage Learning.
- CanadianSolar. (2016). *Solar industry technology report 2015-2016*. Canadian Solar Inc. Retrieved from <https://bit.ly/2vJmL1U> ([Online; Acessado em 5 de Maio de 2018])
- Cantor, G. A. R. (2017). *Influência dos fatores climáticos no desempenho de módulos fotovoltaicos em regiões de clima tropical*. Universidade Federal da Paraíba.
- Chenni, R., Makhlof, M., Kerbache, T. & Bouzid, A. (2007). A detailed modeling method for photovoltaic cells. *Energy*, 32(9), 1724-1730.
- Chowdhury, M. S., Rahman, K. S., Chowdhury, T., Nuthammachot, N., Techato, K., Akhtaruzzaman, M., ... Amin, N. (2020). An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling. *Energy Strategy Reviews*, 27, 100431.
- Clauser, C. & Ewert, M. (2018). The renewables cost challenge: Levelized cost of geothermal electric energy compared to other sources of primary energy—review and case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 3683-3693.

- Coello, M. & Boyle, L. (2019). Simple model for predicting time series soiling of photovoltaic panels. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 9(5), 1382–1387.
- CRESESB. (2020). *Potencial solar - sundata v 3.0*. Retrieved from <https://bit.ly/2C51uZc> ([Online; Acessado em 06 de Julho de 2020])
- Cristaldi, L., Faifer, M., Rossi, M., Catelani, M., Ciani, L., Dovere, E. & Ierace, S. (2012). Economical evaluation of pv system losses due to the dust and pollution. *Ieee international instrumentation and measurement technology conference* (p. 614-618).
- Darwish, e. a., Zeki Ahmed. (2015). Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41.
- de Moraes, L. C. & Seer, H. J. (2018). *Titânio*.
- de Planejamento Energético, E.-E. (2018). Balanço energético nacional, 2019. *Relatório Síntese, ano base*.
- di Souza, R. (2017). *Célula fotovoltaica – o guia técnico absolutamente completo*. BlueSol Energia Solar. Retrieved from <https://bit.ly/2jk0Mrs> ([Online; Acessado em 5 de Maio de 2018])
- Dorobantu, L., Popescu, M. & Popescu, C. (2011). Yield loss of photovoltaic panels caused by depositions. *7th international symposium on advanced topics in electrical engineering (atee)* (pp. 1–4).
- Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R. & et. al. (2011). Ipcc special report on renewable energy sources and climate change mitigation. *Prepared By Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, University Press, Cambridge, UK*.
- Elminir, H. K., Ghitas, A. E., Hamid, R., El-Hussainy, F., Beheary, M. & Abdel-Moneim, K. M. (2006). Effect of dust on the transparent cover of solar collectors. *Energy conversion and management*, 47(18-19), 3192–3203.
- El-Shobokshy, M. S. & Hussein, F. M. (1993). Effect of dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells. *Solar energy*, 51(6), 505–511.
- Empresa de Pesquisa Energética, E. (2014). *Instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica*. Brazil.
- Fadigas, E. (2012). Energia solar fotovoltaica: Fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica. *Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo*.
- Ferretti, M. & Tirello, R. A. (2009). Princípios e aplicações de espectroscopia de fluorescência de raios x (frx) com instrumentação portátil para estudo de bens culturais. *Revista CPC(7)*, 74–98.
- Figueiredo Neto, A., Godinho, M., Toth-Katona, T. & Palffy-Muhoray, P. (2005). Optical, magnetic and dielectric properties of non-liquid crystalline elastomers doped with magnetic colloids. *Brazilian journal of physics*, 35(1), 184–189.
- Gomes, I., Melicio, R. & Mendes, V. (2020). Dust effect impact on pv in an aggregation with wind and thermal powers. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 100359.

- Gompertz, B. (1825). Xxiv. on the nature of the function expressive of the law of human mortality, and on a new mode of determining the value of life contingencies. in a letter to Francis Baily, Esq. FRS &c. *Philosophical transactions of the Royal Society of London*(115), 513–583.
- Gostein, M., Caron, J. R. & Littmann, B. (2014). Measuring soiling losses at utility-scale PV power plants. *Photovoltaic specialist conference (pvsc), 2014 IEEE 40th* (pp. 885–890).
- Gostein, M., Düster, T. & Thuman, C. (2015). Accurately measuring PV soiling losses with soiling station employing module power measurements. *Photovoltaic specialist conference (pvsc), 2015 IEEE 42nd* (pp. 1–4).
- Gostein, M., Littmann, B., Caron, J. R. & Dunn, L. (2013). Comparing PV power plant soiling measurements extracted from PV module irradiance and power measurements. *Photovoltaic specialists conference (pvsc), 2013 IEEE 39th* (pp. 3004–3009).
- Green, M. (1998). Solar cells. *University New South Wales, Australia*.
- Gudgel, B. & Silva, K. (2015). *Midnite solar*. MidNite Solar. Retrieved from <https://bit.ly/2vIBmL6> ([Online; Acessado em 11 de Maio de 2018])
- Hegedus, S. (2006). Thin film solar modules: the low cost, high throughput and versatile alternative to Si wafers. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 14(5), 393–411.
- Hernandez, R., Easter, S., Murphy-Mariscal, M., Maestre, F., Tavassoli, M., Allen, E., ... Allen, M. (2014). Environmental impacts of utility-scale solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 766 - 779. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113005819> doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.041>
- Hickel, B. M., Deschamps, E. M., Nascimento, L., Rüter, R. & Simões, G. C. (2016). *Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos: Revisão e medições de campo*.
- Honeywell. (2018). *Particle sensors*. Honeywell Ltda. Retrieved from <https://bit.ly/20xpzGr> ([Online; Acessado em 11 de Julho de 2018])
- Hosmer, D. & Lemeshow, S. (1989). Applied logistic regression Wiley & sons. *New York*.
- Hupa, L., Bergman, R., Fröberg, L., Vane-Tempest, S., Hupa, M., Kronberg, T., ... Sjöberg, A.-M. (2005). Chemical resistance and cleanability of glazed surfaces. *Surface science*, 584(1), 113–118.
- Ibrahim, A. (2011). Effect of shadow and dust on the performance of silicon solar cell. *Journal of Basic and applied scientific research*, 1(3), 222–230.
- Ihaka, R. & Gentleman, R. (1996). R: a language for data analysis and graphics. *Journal of computational and graphical statistics*, 5(3), 299–314.
- Ilse, K. K., Figgis, B. W., Naumann, V., Hagendorf, C. & Bagdahn, J. (2018). Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 98, 239–254.

- IRENA. (2019a). *Global trends in renewable energy costs*. Retrieved from <https://bit.ly/33Lda8S> ([Online; Acessado em 02 de Dezembro de 2019])
- IRENA. (2019b). *Solar energy*. International Renewable Energy Agency. Retrieved from <https://bit.ly/20PU1yn> ([Online; Acessado em 05 de Dezembro de 2019])
- ISE. (2018). *Photovoltaics report*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Retrieved from <https://bit.ly/2qmNsZu> ([Online; Acessado em 11 de Maio de 2018])
- ISE. (2019). *Photovoltaics report*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Retrieved from <https://bit.ly/2LxkEpQ> ([Online; Acessado em 07 de Maio de 2019])
- Javed, W., Guo, B. & Figgis, B. (2017). Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables. *Solar Energy*, 157, 397–407.
- Kaldellis, J. & Kapsali, M. (2011). Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements. *Energy*, 36(8), 5154–5161.
- Kazmerski, L. L., Al Jordan, M., Al Jnoobi, Y., Al Shaya, Y. & John, J. J. (2014). Ashes to ashes, dust to dust: Averting a potential showstopper for solar photovoltaics. *2014 IEEE 40th photovoltaic specialist conference (pvsc)* (pp. 0187–0192).
- Konica Minolta, K. (2015). *What is the difference between radiometers, spectrometers, and spectroradiometers?* Konica Minolta - Sensing Americas. Retrieved from <https://bit.ly/2w63S8G> ([Online; Acessado em 19 de Maio de 2018])
- Kumari, P. A. & Geethanjali, P. (2018). Parameter estimation for photovoltaic system under normal and partial shading conditions: A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 84, 1–11.
- Lebassi, B., González, J. & Bornstein, R. (2013). On the environmental sustainability of building integrated solar technologies in a coastal city. *Journal of Solar Energy Engineering*, 135(4), 040904.
- Lima, R. d. M. C., Medeiro, R. A. d., Fonseca, M. G., Dhere, N. G., Shinde, O., Schneller, E., ... Cruz, L. R. (2017, 00). Caracterização de células solares de filmes finos de CIGS. *Matéria (Rio de Janeiro)*, 22. Retrieved from [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1517-70762017000500419&nrm=iso](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1517-70762017000500419&nrm=iso)
- Lira, A. L. d. O., de Lima Soares, B. & de Azevedo Santos, S. (2016). Estação solarimétrica de referência–instalação, operação e manutenção. *Revista Brasileira de Energia Solar*, 7(2), 132–139.
- Maehlum, M. A. (2015). *Best thin film solar panels – amorphous, cadmium telluride or cigs?* EnergyInformative. Retrieved from <https://bit.ly/2MJYzml> ([Online; Acessado em 10 de Maio de 2018])
- Mani, M. & Pillai, R. (2010). Impact of dust on solar photovoltaic (pv) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 3124–3131.
- Mei, P. R. (2008). Silício: Graus de pureza e aplicações. CETEM-MCT.

- Mekhilef, S., Saidur, R. & Kamalisarvestani, M. (2012). Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. *Renewable and sustainable energy reviews*, 16(5), 2920–2925.
- NREL, N. R. E. L. (2018). *Solar research*. Retrieved from <https://bit.ly/2w7AfUu> ([Online; Acessado em 26 de Abril de 2018])
- Pavan, A. M., Mellit, A. & De Pieri, D. (2011). The effect of soiling on energy production for large-scale photovoltaic plants. *Solar energy*, 85(5), 1128–1136.
- Pickerel, K. (2015). *What are the different types of solar modules?* Retrieved from <https://bit.ly/2wcevq0> ([Online; Acessado em 26 de Abril de 2018])
- Pinheiro, C. G. (2020). *Projeto e fabricação de um robô para limpeza de painéis solares em usinas fotovoltaicas* (Unpublished master's thesis). Universidade Católica Dom Bosco. (Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Local)
- Pinheiro, J., Bates, D., DebRoy, S. & Sarkar, D. (2019). R core team. 2019. nlme: linear and nonlinear mixed effects models. r package version 3.1-141. Available at <http://CRAN.R-Project.Org/Package=Nlme>.
- Portal Energia, P. (2017). *Vantagens e desvantagens do sistema seguidor solar fotovoltaico*. Portal Energia - Energia Renováveis. Retrieved from <https://bit.ly/2Mf6bBs> ([Online; Acessado em 19 de Maio de 2018])
- PortalSolar. (2015). *Tipos de painel solar fotovoltaico*. Portal Solar. Retrieved from <https://bit.ly/2vLc7aR> ([Online; Acessado em 8 de Maio de 2018])
- Portal Solar, P. (2016). *Seguidor solar - tracker: Vantagens e desvantagens*. Portal Solar. Retrieved from <https://bit.ly/2w71vT9> ([Online; Acessado em 19 de Maio de 2018])
- Páscoa, M. P., Maia, J. M., Auricchio, N., Curado da Silva, R. M., Crespo, P., do Carmo, S. J. C., ... Caroli, E. (2019). Orbit-like proton radiation sensitivity of cdte detectors: Evaluation of mobility-lifetime products and spectroscopic properties. *IEEE Transactions on Nuclear Science*, 66(9), 2063-2071.
- Roper, L. D. (2011). *World photovoltaic energy*. Retrieved from <https://bit.ly/2Pagftc> ([Online; Acessado em 10 de Abril de 2018])
- Saga, T. (2010). Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production. *NPG Asia Materials*, 2(3), 96.
- Sarver, T., Al-Qaraghuli, A. & Kazmerski, L. L. (2013). 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*, 22, 698–733.
- Schwarz, G. (1978, 03). Estimating the dimension of a model. *Ann. Statist.*, 6(2), 461–464. Retrieved from <https://doi.org/10.1214/aos/1176344136> doi: 10.1214/aos/1176344136
- Sendy, A. (2017). *Pros and cons of monocrystalline vs polycrystalline solar panels*. SolarReviews. Retrieved from <https://bit.ly/2Pem20u> ([Online; Acessado em 5 de Maio de 2018])

- Serodio, L. M. (2009). Estado da arte da obtenção de silício grau solar. *Escola Politécnica/UFRJ*.
- Sinha, P., Hayes, W., Littmann, B., Ngan, L. & Znaidi, R. (2014). Environmental variables affecting solar photovoltaic energy generation in morocco. *Renewable and sustainable energy conference (irsec), 2014 international* (pp. 230–234).
- SolarPower-Europe. (2019, may). *Global market outlook - for solar power / 2019 - 2023*.
- Sulaiman, S. A., Mat, M. N. H., Guangul, F. M. & A., B.-R. M. (2015). Real-time study on the effect of dust accumulation on performance of solar pv panels in malaysia. *International conference on electrical and information technologies (iceit)* (p. 269-274).
- Tan, H., Furlan, A., Li, W., Arapov, K., Santbergen, R., Wienk, M. M., ... Janssen, R. A. (2016). Highly efficient hybrid polymer and amorphous silicon multijunction solar cells with effective optical management. *Advanced Materials*, 28(11), 2170–2177.
- Undercuffler, P. (2015). *Outback power*. OutBack Power. Retrieved from <https://bit.ly/2MPqxxr> ([Online; Acessado em 11 de Maio de 2018])
- Wolfertstetter, F., Pottler, K., Alami, A., Mezrhab, A. & Pitz-Paal, R. (2012). A novel method for automatic real-time monitoring of mirror soiling rates. *SolarPACES 2012*.
- Wolfertstetter, F., Pottler, K., Geuder, N., Affolter, R., Merrouni, A. A., Mezrhab, A. & Pitz-Paal, R. (2014). Monitoring of mirror and sensor soiling with tracs for improved quality of ground based irradiance measurements. *Energy Procedia*, 49, 2422–2432.
- Xu, L., Li, S., Jiang, J., Liu, T., Wu, H., Wang, J. & Li, X. (2020). The influence of dust deposition on the temperature of soiling photovoltaic glass under lighting and windy conditions. *Solar Energy*, 199, 491–496.
- Yilbas, B. S., Ali, H., Khaled, M. M., Al-Aqeeli, N., Abu-Dheir, N. & Varanasi, K. K. (2015). Influence of dust and mud on the optical, chemical, and mechanical properties of a pv protective glass. *Scientific Reports*, 5, 15833.
- You, S., Lim, Y. J., Dai, Y. & Wang, C.-H. (2018). On the temporal modelling of solar photovoltaic soiling: Energy and economic impacts in seven cities. *Applied energy*, 228, 1136–1146.
- Zonen, K. . (2015). *Tackling solar energy's dust problem*. Kipp e Zonen Ltda. Retrieved from <https://bit.ly/2vIWHUJ> ([Online; Acessado em 31 de Maio de 2018])
- Zorrilla-Casanova, J., Philiouline, M., Carretero, J., Bernaola, P., Carpena, P., Mora-López, L. & Sidrach-de Cardona, M. (2011). Analysis of dust losses in photovoltaic modules. *World renewable energy congress* (p. 8-13).