

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

Rodrigo Andrade da Silveira

**DESENVOLVIMENTO DE INSTRUMENTAÇÃO PARA
AQUISIÇÃO DE DADOS SOLARIMÉTRICOS DISTRIBUIDOS
ESPACIALMENTE E COM ALTA RESOLUÇÃO TEMPORAL**

Belo Horizonte
2025

Rodrigo Andrade da Silveira

**DESENVOLVIMENTO DE INSTRUMENTAÇÃO PARA
AQUISIÇÃO DE DADOS SOLARIMÉTRICOS DISTRIBUIDOS
ESPACIALMENTE E COM ALTA RESOLUÇÃO TEMPORAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura.

Coorientador: Prof. Dr. Luís Guilherme Monteiro Oliveira.

Belo Horizonte
2025

S587d

Silveira, Rodrigo Andrade da.

Desenvolvimento de instrumentação para aquisição de dados solarimétricos distribuídos espacialmente e com alta resolução temporal [recurso eletrônico] / Rodrigo Andrade da Silveira. - 2025.
1 recurso online (234f. : il., color.): pdf.

Orientador: Wallace do Couto Boaventura.

Coorientador: Luís Guilherme Monteiro Oliveira.

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

Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Eletrônica de potência - Teses.
3. Energia renovável - Teses. 4. Geração de energia fotovoltaica - Teses.
I. Boaventura, Wallace do Couto. II. Oliveira, Luís Guilherme Monteiro.
III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia.
IV. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ENGENHARIA - COLEGIADO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - SECRETARIA

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO

ATA DA 1381ª DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO do aluno **Rodrigo Andrade da Silveira** - registro de matrícula de número 2023670483. Às 09:00 horas do dia 08 do mês de agosto de 2025, reuniu-se na Escola de Engenharia da UFMG a Comissão Examinadora da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO para julgar, em exame final, o trabalho intitulado "**Desenvolvimento de Instrumentação para Aquisição de Dados Solarimétricos Distribuídos Espacialmente e com Alta Resolução Temporal**" da Área de Concentração em Engenharia de Potência, Linha de Pesquisa Compatibilidade Eletromagnética e Qualidade de Energia. O Prof. Wallace do Couto Boaventura, orientador do aluno, abriu a sessão apresentando os membros da Comissão e, dando continuidade aos trabalhos, informou aos presentes que, de acordo com o Regulamento do Programa no seu Art. 8.16, será considerado APROVADO na defesa da Dissertação de Mestrado o candidato que obtiver a aprovação unânime dos membros da Comissão Examinadora. Em seguida deu início à apresentação do trabalho pelo Candidato. Ao final da apresentação seguiu-se a arguição do candidato pelos examinadores. Logo após o término da arguição a Comissão Examinadora se reuniu, sem a presença do Candidato e do público, e elegeu o Prof Wallace do Couto Boaventura para presidir a fase de avaliação do trabalho, constituída de deliberação individual de APROVAÇÃO ou de REPROVAÇÃO e expedição do resultado final. As deliberações individuais de cada membro da Comissão Examinadora foram as seguintes:

Membro da Comissão Examinadora	Instituição de Origem	Deliberação
Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura - Orientador	DEE (UFMG)	APROVADO
Prof. Dr. Luís Guilherme Monteiro Oliveira	DEE/IPUC (PUC-MG)	APROVADO
Prof. Ph.D. Eduardo Mazoni Andrade Marçal Mendes	DELT (UFMG)	APROVADO
Prof. Dr. Alexandre Dal Pai	DBB/FCA (UNESP)	APROVADO

Tendo como base as deliberações dos membros da Comissão Examinadora a Dissertação de Mestrado foi APROVADA. O resultado final de APROVADO foi comunicado publicamente ao Candidato pelo Presidente da Comissão, ressaltando que a obtenção do Grau de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA fica condicionada à entrega do TEXTO FINAL da Dissertação de Mestrado. O Candidato terá um prazo máximo de 30 (trinta) dias, a partir desta data, para fazer as CORREÇÕES DE FORMA e entregar o texto final da Dissertação de Mestrado na secretaria do PPGEE/UFMG. As correções de forma exigidas pelos membros da Comissão Examinadora deverão ser registradas em um exemplar do texto da Dissertação de Mestrado, cuja verificação ficará sob a

responsabilidade do Presidente da Banca Examinadora. Nada mais havendo a tratar o Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada pelo Presidente da Comissão Examinadora. Belo Horizonte, 08 de agosto de 2025.



Documento assinado eletronicamente por **Wallace do Couto Boaventura, Professor do Magistério Superior**, em 14/08/2025, às 15:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Dal Pai, Usuário Externo**, em 19/08/2025, às 13:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Luís Guilherme Monteiro Oliveira, Usuário Externo**, em 19/08/2025, às 14:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marco Aurelio de Souza Birchal, Professora do Magistério Superior**, em 20/08/2025, às 20:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4414420** e o código CRC **B3A54CBA**.

In memoriam

Dedico este trabalho à minha mãe, Dona Maura — mulher semialfabetizada, mas de sabedoria imensa, que compreendia, como poucos, o valor transformador da educação. Mesmo diante da escassez, da fome e das dificuldades que marcaram nossa infância, ela nunca deixou que a esperança nos faltasse. Com coragem inquebrantável, fez o impossível para que não apenas eu, mas todos os seus cinco filhos tivessem acesso à escola, à universidade e, sobretudo, à dignidade de uma vida melhor. Foi ela quem nos ensinou que o saber liberta, que a miséria pode ser vencida com esforço e que a educação seria a chave que nos tiraria da condição em que nascemos. E assim foi. Se hoje sou um cientista, se este trabalho ganha forma e sentido, devo a ela cada passo, cada conquista, cada reconhecimento. Sua ausência física é dolorosa, mas seu legado é imortal.

Com eterna gratidão, saudade e amor — esta vitória é sua, minha mãe.

AGRADECIMENTOS

Não teria como não começar meus agradecimentos senão à pessoa a quem de fato fez desde meu nascimento, tudo para que a educação transformasse a minha vida para melhor. Bem assim como vivo hoje. Obrigado Dona Maura (mãe) por tudo e por sempre, seja enquanto esteve aqui ao meu lado físico seja daí pelo lado espiritual.

Agradeço à minha família. Minha esposa Cárta e meu filho Hari que de todas as formas superaram minha ausência em muitos momentos e apesar de minhas dificuldades fosse com a saúde, fosse no dia-dia corrido quase não os vendo por vários motivos, não me deixaram desistir.

Ao Prof. Wallace do Couto Boaventura que me deu todo suporte para deixar de lado o medo que tinha quando ingressei no mestrado. Ele não apenas me orientou e incentivou, mas cuidou de mim quando minhas mazelas de saúde e vida resolveram colocar muitos empecilhos no caminho. Se durante a graduação e iniciação científica eu tinha uma mãe da Engenharia (falarei dela mais a frente) que assim também cuidou de mim, com certeza Prof. Wallace, o senhor se tornou esse pai da engenharia para mim.

Ao Prof. Luís Guilherme Monteiro Oliveira, pelas diversas trocas durante o acompanhamento e orientação com a pesquisa e com as várias vibrações e momentos de amor e ódio ao Clube Atlético Mineiro, GALO!

A Prof.^a Elizabeth Marques Duarte Pereira, que já citei ali acima indiretamente. Lembro-me como se fosse hoje quando me entrevistou para ser seu aluno de iniciação científica e logo após me disse com todas as letras: “Dá para sentir a vida acadêmica pulsando em você”. Tornou-se mais que uma orientadora nos caminhos do sol, me abraçou e cuidou (o que fez sempre com todos os seus filhos da engenharia) de todas as formas possíveis, além de dar todo suporte para buscar meu desenvolvimento enquanto profissional e pesquisador, meu obrigado sempre a você Beth.

A minha ex-professora de graduação, orientadora de iniciação científica e algum tempo depois colega de pesquisa no PPGEE aqui na UFMG, e claro, amiga para vida, Samira Domingos. Tudo começou com você naquela orientação quando eu ainda estava no segundo semestre de graduação e me orientou num trabalho que fiz para o Prêmio Gestão de Excelência do Governo de MG e fomos certificados não como vencedores, mas, como um dos trabalhos que poderiam fazer a diferença na gestão governamental. Você abriu-me os caminhos para chegar até a Beth. Seis anos depois, lembro-me de quando comemoramos seu aniversário em

março de 2018 e você me contou que começaria o doutorado na UFMG em agosto e eu dei meu jeito de entrar no mestrado no mesmo período só para trabalhar com você novamente e tentar a sorte no mestrado. Gratidão sempre a você.

Agradeço ao Lucas Lourenço, aluno da graduação da UFMG que nos prestou uma grande ajuda no seu período de iniciação científica colaborando no desenvolvimento e instalação dos sistemas em campo na UFMG.

Agradeço imensamente meus colegas de laboratório Geraldo Pereira, Guilherme Cristiano, Mozar Denio, Valcimar Andrade e principalmente ao meu estimado amigo João Paulo Ramos pelas trocas afetuosas que tivemos.

Agradeço imensamente a toda equipe do Laboratório de Radiometria Solar da Faculdade de Ciências Agrônômicas da UNESP Campus Botucatu. Especificamente nas pessoas do Professor Enzo Dal Pai pelas trocas e especialmente ao Professor Alexandre Dal Pai, que além de orientar também soube compreender meus momentos adversos e ainda assim manter seu apoio no desenvolvimento da pesquisa. E não poderia deixar de citar meu amigo e agora Doutor, José Rafael Franco que me deu todo apoio, suporte e às vezes sendo a figura central nos ensaios laboratoriais de validação de medidas de radiação com os módulos fotovoltaicos comparados a medidas feita com piranômetro. Serei sempre eternamente grato.

Agradeço a toda comunidade da UFMG como um todo que me proporcionou a oportunidade única de viver a realidade de estudar numa das melhores universidades do Brasil.

Agradeço as agências de fomento CAPES, CNPq e a CEMIG pelo apoio financeiro.

Agradeço ainda a Open Sun Engenharia Consultoria e Projetos pelo apoio financeiro e técnico na condução dos experimentos em campo.

Carta ao Universo

Agradeço ao universo, apesar de todas as mazelas de saúde (que por vezes tentaram interromper esse trabalho, sejam nas minhas dores ou nas dores dos meus) porque tenho todas as minhas faculdades perfeitas e toda a capacidade de superação que um ser humano precisa ter para lidar com as perdas (não foi nada fácil perder a pessoa mais importante que já tive na vida, minha Mãe, Dona Maura) ou para não se envaidecer com sucesso (ele chegou antes mesmo do título de mestre). Agradeço por ter orientação interior simples sempre que preciso escolher um novo caminho e por ter acolhimento e ajuda necessária para atingir meus objetivos (desde que sejam justo). Agradeço por atrair relacionamentos saudáveis (fiz grandes amigos e parcerias nesta jornada) e pessoas amorosas (apesar de tudo, me permiti encontrar o amor e constituir família no meio de tudo isso), por estar sempre com essa inquietação de melhoramento interno. E poder compartilhar toda a luz que recebo da boa sorte que me torna merecedor diariamente de tudo de melhor que a vida tem para oferecer ainda que não chegue no tempo esperado. Agradeço a consciência que me foi dada de que não devemos interferir no destino do outro, mas moldar o nosso próprio. E por encontrar na espiritualidade e no universo a coragem necessária para não desanimar diante das maiores dificuldades (quis muito jogar a toalha em vários momentos). Agradeço todos os meus dons e ainda os potenciais não desenvolvidos: isso me dá a certeza de que sempre poderei ser uma pessoa melhor, mais generosa e positiva. Agradeço porque aprendi com meu mestre espiritual e a energia do universo que não importa o tempo que dura um amor, mas o amor que investi durante aquele tempo (foram 7 anos para concluir este mestrado). Que sempre que escolho uma roupa pela manhã, posso escolher também um sentimento. E isso me dá toda a responsabilidade pela minha alegria. Agradeço por ignorar tanta coisa e isso me fazer curioso e ávido por aprendizado. Agradeço por poder compartilhar o que sei sem arrogância. Agradeço por saber perdoar e por poder ser perdoado. Agradeço a repercussão que tem minhas palavras e assumo o compromisso de sempre respeitar quem as ouve e só plantar sementes de bem. Agradeço por receber tantas energias de tantas pessoas que nunca vi de perto e nem pude dar um abraço, mas que compartilham o mesmo universo e uma mesma era comigo, contribuindo de uma maneira militante ou discreta para que o mundo seja cada vez mais justo e bonito. Agradeço por todas as graças recebidas e peço que todo o universo possa se beneficiar com a minha boa sorte.

A você que se permitiu ler até aqui. Desejo (sempre) boas notícias.

Parafraseando vários trechos do livro, “Quando as Palavras se Abraçam” de Marla de Queiroz.

"Devemos acreditar que somos dotados de alguma coisa e que essa coisa deve ser alcançada a qualquer custo."

(Marie Curie)

"O sucesso é a soma de pequenos esforços repetidos dia após dia."

(Robert Collier)

"A educação é a arma mais poderosa que você pode usar para mudar o mundo."

(Nelson Mandela)

RESUMO

Uma característica marcante da geração solar fotovoltaica é sua sensibilidade às condições atmosféricas. Em dias nublados, o sombreamento dos módulos reduz significativamente a produção energética, tornando a fonte intermitente e estocástica. Essa variabilidade pode ocasionar interações indesejáveis com a rede elétrica. Tais interações são melhores gerenciadas se houver previsibilidade na geração fotovoltaica. Neste contexto, esta dissertação apresenta o desenvolvimento, implementação e validação de uma arquitetura experimental de monitoramento solar baseada em módulos fotovoltaicos utilizados como sensores de irradiância em sistemas embarcados de baixo custo. A proposta visa suprir a carência de dados solarimétricos com alta resolução temporal (1 Hz) e distribuição espacial, especialmente em regiões tropicais com elevada variabilidade atmosférica, como o Brasil. Foram desenvolvidos quatro protótipos com aquisição sincronizada via GPS, instalados em diferentes pontos do campus da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG): Escola de Engenharia (ENG), Laboratório de Extra Alta Tensão (LEAT), Centro de Pesquisas Hidráulicas (CPH) e Centro de Atividades Didáticas 2 (CAD2), com variações de inclinação e azimute. O sistema permite medições contínuas de irradiância no plano dos módulos e foi validado por comparação com dados de estação meteorológica do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), além de ensaio laboratorial e análise estatística, utilizando métricas como RMSE, MAE, BEM, MAPE, nRMSE e R^2 . Foi realizada análise de resíduos a 1 min para avaliar a qualidade estatístico-meteorológica das estimativas. Os resíduos foram definidos como $r_p(t) = Irradiância_{protótipo}(t) - Irradiância_{piranômetro}(t)$ e $r_c(t) = Irradiância_{corrigida}(t) - Irradiância_{piranômetro}(t)$, calculados após sincronização e agregação temporal. Os diagnósticos incluíram histogramas e QQ-plots (normalidade), ACF e teste de Ljung–Box (independência), boxplots por faixas e testes de Bartlett/Breusch–Pagan (heterocedasticidade), além de diagramas de dispersão com LOESS e regressão linear segmentada (resíduo \times irradiância). Os resultados, em condições de céu limpo, mostraram que os sensores apresentaram R^2 superiores a 0,95, com RMSE médios entre 81,6 e 164,9 W/m² e MAPE inferiores a 50%, com destaque para o sistema instalado no CAD2. Para assegurar comparabilidade entre os pontos de medição, os dados foram corrigidos por modelos de decomposição e transposição da irradiância, padronizando as séries ao plano de referência da estação meteorológica do INMET (A521 – Pampulha). A decomposição separa a irradiância global horizontal em componentes direta e difusa, enquanto a transposição converte essas componentes para o plano inclinado dos módulos, considerando geometria de instalação. Em

condições de céu parcialmente nublado e nublado, observou-se aumento dos erros — com nRMSE acima de 60% e MAPE superior a 70% no sistema LEAT — atribuídos à predominância da radiação difusa e à resposta não linear dos sensores. Os QQ-plots indicaram desvios leves nas caudas; ACFs e Ljung–Box revelaram autocorrelação de curta duração, reduzida após correção; *boxplots* e testes de Bartlett/Breusch–Pagan evidenciaram heterocedasticidade física atenuada; e a regressão segmentada apontou quebras de regime menos pronunciadas. A contribuição científica está na comprovação da viabilidade do uso de módulos fotovoltaicos como sensores confiáveis de irradiância, desde que aplicados protocolos de correção térmica, calibração e validação estatística. O sistema demonstrou incertezas relativas abaixo de 5% mesmo em condições atmosféricas instáveis, validando-se como ferramenta útil para análises espaciais da irradiância, suporte à modelagem de geração fotovoltaica e aplicações de previsão solar em curtíssimo prazo (*nowcasting*).

Palavras-chave: irradiância solar; módulos fotovoltaicos como sensores; monitoramento distribuído; sistema embarcado; alta resolução temporal; interpolação espacial; validação estatística; decomposição e transposição da irradiância solar; monitoramento solar de baixo custo; previsão solar de curtíssimo prazo.

ABSTRACT

A distinctive feature of photovoltaic solar generation is its sensitivity to atmospheric conditions. On cloudy days, module shading significantly reduces energy production, making the source intermittent and stochastic. This variability can lead to undesirable interactions with the electrical grid. Such interactions are better managed when photovoltaic generation is predictable. In this context, this dissertation presents the development, implementation, and validation of an experimental solar monitoring architecture based on photovoltaic modules used as irradiance sensors in low-cost embedded systems. The proposal aims to address the lack of solarimetric data with high temporal resolution (1 Hz) and spatial distribution, especially in tropical regions with high atmospheric variability, such as Brazil. Four prototypes with GPS-synchronized acquisition were developed and installed at different locations on the campus of the Federal University of Minas Gerais (UFMG): School of Engineering (ENG), Extra High Voltage Laboratory (LEAT), Hydraulic Research Center (CPH), and Teaching Activities Center 2 (CAD2), with variations in tilt and azimuth. The system enables continuous irradiance measurements on the module plane and was validated by comparison with meteorological station data from the National Institute of Meteorology (INMET), as well as laboratory testing and statistical analysis using metrics such as RMSE, MAE, BEM, MAPE, nRMSE, and R^2 . Residual analysis at 1-minute intervals was performed to assess the statistical-metrological quality of the estimates. Residuals were defined as $r_p(t) = Irradiância_{Protótipo}(t) - Irradiância_{Piranômetro}(t)$ e $r_c(t) = Irradiância_{Corrigida}(t) - Irradiância_{Piranômetro}(t)$, calculated after synchronization and temporal aggregation. Diagnostics included histograms and QQ-plots (normality), ACF and Ljung–Box test (independence), boxplots by range and Bartlett/Breusch–Pagan tests (heteroscedasticity), as well as scatter plots with LOESS and segmented linear regression (residual \times irradiance). Results under clear-sky conditions showed that the sensors achieved R^2 values above 0,95, with average RMSE ranging from 81,6 to 164,9 W/m² and MAPE below 50%, with the CAD2 system standing out. To ensure comparability among measurement points, data were corrected using irradiance decomposition and transposition models, standardizing the series to the reference plane of the INMET meteorological station (A521 – Pampulha). Decomposition separates global horizontal irradiance into direct and diffuse components, while transposition converts these components to the inclined plane of the modules, considering installation geometry. Under partly cloudy and overcast conditions, error levels increased — with nRMSE above 60% and MAPE over

70% in the LEAT system — attributed to the predominance of diffuse radiation and the sensors' nonlinear response. QQ-plots indicated slight tail deviations; ACFs and Ljung–Box revealed short-term autocorrelation, reduced after correction; boxplots and Bartlett/Breusch–Pagan tests evidenced attenuated physical heteroscedasticity; and segmented regression indicated less pronounced regime shifts. The scientific contribution lies in demonstrating the feasibility of using photovoltaic modules as reliable irradiance sensors, provided that thermal correction protocols, calibration, and statistical validation are applied. The system showed relative uncertainties below 5% even under unstable atmospheric conditions, validating its usefulness for spatial irradiance analysis, support for photovoltaic generation modeling, and very short-term solar forecasting (nowcasting).

Keywords: Solar irradiance, Photovoltaic modules as sensors, Distributed monitoring, Embedded system, High temporal resolution, Spatial interpolation, Statistical validation, Solar radiation decomposition and transposition, Low-cost solar monitoring, Very short-term solar forecasting.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Potências instaladas e preços médios a cada leilão. (Fonte, Autoria própria).....	33
Figura 2 - Fluxograma para desenvolvimento do trabalho. (Fonte, Autoria própria)	37
Figura 3 – Componentes da irradiância solar:	43
Figura 4 -Movimentos de rotação e translação da Terra. (MEDEIROS E MARTINS, 2020).	44
Figura 5 - Ilustração da medida da Constante solar. (Fonte, PEREIRA 2013).	45
Figura 6 - Campo Eletromagnético. Fonte (HOSTI, 2021).	46
Figura 7 - Espectro teórico do corpo negro e espectro solar completo na superfície da	50
Figura 8 - Representação dos principais ângulos da geometria solar para um módulo fotovoltaico em plano inclinado: inclinação da superfície (β), azimute da superfície (γ_s), ângulo zenital (θ_n), ângulo de elevação (α) e ângulo de incidência (θ). (Fonte: Adaptado de Solar Labs, 2025).....	54
Figura 9 - Circuito equivalente do Modulo Fotovoltaico. Fonte (DUFFIE, BECKMAN, 2020).	79
Figura 10 - Curva típica IxV e PxV para um módulo fotovoltaico. (Adapatado, DUFFIE et al., 2013).....	80
Figura 11 - Módulo fotovoltaico usado como sensor de radiação. (Fonte, Autoria Própria)..	91
Figura 12 - Curvas I-V simuladas para diferentes níveis de irradiância,	93
Figura 13 - Curvas P-V simuladas para diferentes temperaturas da célula,	94
Figura 14 - Kits embarcados Texas – a) Hercules TMS570LC43x <i>LaunchPad Development</i>	96
Figura 15 -Kits de medição NI (tensão e corrente)	96
Figura 16 - Kit embarcado STM32 Núcleo 144. Fonte (<i>STMicroelectronics</i> , 2019).	97
Figura 17 - Módulo embarcado ESP32 Arduino. (Fonte, Arduino).....	98
Figura 18 -Interface de programação Arduino. (Fonte, Autoria Própria).	99
Figura 19 - Diagrama funcional do sistema, ilustrando os fluxos de sinais e energia sendo: a) sensor de tensão b) controlador de carga c) EPS32 d) sensor de corrente e) modulo fotovoltaico f) bateria g) lâmpada (carga). (Fonte, Autoria Própria).....	102
Figura 20 - Sensor de tensão. (Fonte, Autoria Própria).....	103
Figura 21 - Sensor de corrente. (Fonte, Autoria Própria).....	104
Figura 22 - Layout desenvolvido da PCB do hardware. (Fonte, Autoria Própria).....	106

Figura 23 - Hardware montado. (Fonte, Autoria Própria).....	106
Figura 24 - Localização dos sistemas de medição e da estação do INMET(marcadas em amarelo e nominadas em vermelho). (Fonte, Google Earth).....	109
Figura 25 - Protótipos instalados: a) LEAT, b) CPH, c) ENG e d) CAD2. (Fonte, Autoria própria).	110
Figura 26 - Setup Experimental no Laboratório de Radiometria Solar	115
Figura 27 - Montagem experimental. (a) Suporte com módulo fotovoltaico, (b) Instalação da instrumentação e sensores, (c) Arranjo de equipamentos montados. (Fonte, Autoria Própria).	115
Figura 28 – Série temporal da irradiância global medida pelo sistema DAQ e pelo piranômetro	117
Figura 29 – Série temporal da irradiância global medida pelo sistema DAQ e pelo piranômetro	118
Figura 30 - Curva de irradiância global medida pelo sistema DAQ e pelo piranômetro	118
Figura 31 - Gráfico de dispersão com linha de tendência linear entre as medições.....	126
Figura 32 - Gráfico de dispersão com linha de tendência linear entre as medições do sensor fotovoltaico e do piranômetro de referência para o dia 04/11/2023 com céu parcialmente nublado.	127
Figura 33 - Gráfico de dispersão com linha de tendência linear entre as medições do sensor fotovoltaico e do piranômetro de referência para o dia 09/11/2023 com céu nublado.	127
Figura 34 - <i>Boxplots</i> das séries de irradiância medidas pelo sistema fotovoltaico (DAQ) e pelo piranômetro de referência para os três cenários atmosféricos: céu aberto, parcialmente nublado e nublado.....	129
Figura 35 - Histogramas sobrepostos dos resíduos no dia 04 (Irradiância Protótipo e Irradiância Corrigida), com curvas Normais ajustadas a cada distribuição.	132
Figura 36 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 04 em relação	132
Figura 37 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 04 em relação	133
Figura 38 - Histogramas sobrepostos dos resíduos no dia 05 (Irradiância Protótipo e Irradiância Corrigida), com curvas Normais ajustadas a cada distribuição.	133
Figura 39 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 05 em relação	134
Figura 40 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 05 em relação	134
Figura 41 - Histogramas sobrepostos dos resíduos no dia 09 (Protótipo e Corrigida), com curvas Normais ajustadas a cada distribuição.	135
Figura 42 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 09 em relação	135

Figura 43 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 09 em relação	136
Figura 44 - Histogramas sobrepostos dos resíduos considerando todos os dias,	136
Figura 45 - Distribuição dos resíduos por faixas de Irradiância Piranômetro no dia 04 (<i>boxplots</i>), avaliando a homoscedasticidade entre níveis de irradiância.	137
Figura 46 -Dispersão dos resíduos em função da Irradiância Piranômetro no dia 04	138
Figura 47 - Distribuição dos resíduos por faixas de Irradiância Piranômetro no dia 05 (<i>boxplot</i>)	138
Figura 48 - Distribuição dos resíduos por faixas de Irradiância Piranômetro no dia 09 (<i>boxplots</i>),	139
Figura 49 - Dispersão dos resíduos em função da Irradiância Piranômetro no dia 05	139
Figura 50 - Dispersão dos resíduos em função da Irradiância Piranômetro no dia 09	140
Figura 51 - Distribuição dos resíduos por faixas de Irradiância Piranômetro considerando..	140
Figura 52 - Dispersão dos resíduos em função da Irradiância Piranômetro para todos os dias	141
Figura 53 -Série temporal dos resíduos no dia 04 (Protótipo–Piranômetro e Corrigida–Piranômetro), com linha de referência em zero.	141
Figura 54 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 04	142
Figura 55 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 04	142
Figura 56 - Série temporal dos resíduos no dia 05 (Protótipo–Piranômetro e Corrigida–Piranômetro),.....	143
Figura 57 - Série temporal dos resíduos no dia 09 (Protótipo–Piranômetro e Corrigida–Piranômetro),.....	143
Figura 58 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 05	144
Figura 59 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 05	144
Figura 60 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 09	145
Figura 61 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 09	145
Figura 62 - Resíduos empilhados por dia no intervalo 07:00–16:00 (Irradiância Protótipo e Irradiância Corrigida), permitindo a comparação direta entre os perfis diurnos.	146

Figura 63 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Protótipo em função da Irradiância Piranômetro no dia 05 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).	147
Figura 64 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Corrigida em função da Irradiância Piranômetro no dia 04 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).	148
Figura 65 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Protótipo em função da Irradiância Piranômetro no dia 05 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).	148
Figura 66 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Corrigida em função da Irradiância Piranômetro no dia 05 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).	149
Figura 67 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Protótipo em função da Irradiância Piranômetro no dia 09 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).	149
Figura 68 -Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Corrigida em função da Irradiância Piranômetro no dia 09 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).	150
Figura 69 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Protótipo.....	150
Figura 70 -Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Corrigida	151
Figura 71 - Séries temporais de irradiância medida, irradiância corrigida pela eficiência do módulo e temperatura e irradiância transposta horizontal para o dia 23/07/2024.....	163
Figura 72 - Séries temporais de irradiância medida, irradiância corrigida pela eficiência do módulo e temperatura e irradiância transposta horizontal para o dia 31/07/2024.....	164
Figura 73 - Séries temporais de irradiância medida, irradiância corrigida pela eficiência do módulo e temperatura e irradiância transposta horizontal para o dia 04/08/2024.....	164
Figura 74 - Séries temporais de irradiância medida, irradiância corrigida pela eficiência do módulo e temperatura e irradiância transposta horizontal para o dia 05/08/2024.....	165
Figura 75 - Séries temporais de irradiância medida, irradiância corrigida pela eficiência do módulo e temperatura e irradiância transposta horizontal para o dia 06/08/2024.....	165
Figura 76 -Histogramas da irradiância global no dia 23/07/2024. (Fonte: Elaboração Própria).	169
Figura 77 - Histogramas da irradiância global no dia 31/07/2024. (Fonte: Elaboração Própria).	170
Figura 78 - Histogramas da irradiância global no dia 04/08/2024. (Fonte: Elaboração Própria).	170

Figura 79 - Histogramas da irradiância global no dia 05/08/2024. (Fonte: Elaboração Própria).	171
Figura 80 - Histogramas da irradiância global no dia 06/08/2024. (Fonte: Elaboração Própria).	171
Figura 81 - Histogramas dos resíduos $rt = IMedt - ITrpt$. A linha preta representa a densidade normal com média e desvio-padrão amostrais. A assimetria positiva e a cauda superior refletem bordas de nuvem e eventuais artefatos angulares/térmicos em baixa irradiância.	176
Figura 82 - Histogramas dos resíduos $rt = IMedt - ITrpt$. A linha preta representa a densidade normal com média e desvio-padrão amostrais. A assimetria positiva e a cauda superior refletem bordas de nuvem e eventuais artefatos angulares/térmicos em baixa irradiância.	176
Figura 83 - Histogramas dos resíduos $rt = IMedt - ITrpt$. A linha preta representa a densidade normal com média e desvio-padrão amostrais. A assimetria positiva e a cauda superior refletem bordas de nuvem e eventuais artefatos angulares/térmicos em baixa irradiância.	177
Figura 84 - Histogramas dos resíduos $rt = IMedt - ITrpt$. A linha preta representa a densidade normal com média e desvio-padrão amostrais. A assimetria positiva e a cauda superior refletem bordas de nuvem e eventuais artefatos angulares/térmicos em baixa irradiância.	177
Figura 85 - Histogramas dos resíduos $rt = IMedt - ITrpt$. A linha preta representa a densidade normal com média e desvio-padrão amostrais. A assimetria positiva e a cauda superior refletem bordas de nuvem e eventuais artefatos angulares/térmicos em baixa irradiância.	178
Figura 86 - QQ-plots dos resíduos por site; a linha preta indica quantis teóricos normais. Desvios nas caudas confirmam não-gaussianidade esperada em séries de 1 min sob nebulosidade variável.	178
Figura 87 - QQ-plots dos resíduos por site; a linha preta indica quantis teóricos normais. Desvios nas caudas confirmam não-gaussianidade esperada em séries de 1 min sob nebulosidade variável.	179
Figura 88 - QQ-plots dos resíduos por site; a linha preta indica quantis teóricos normais. Desvios nas caudas confirmam não-gaussianidade esperada em séries de 1 min sob nebulosidade variável.	179
Figura 89 - QQ-plots dos resíduos por site; a linha preta indica quantis teóricos normais. Desvios nas caudas confirmam não-gaussianidade esperada em séries de 1 min sob nebulosidade variável.	180
Figura 90 - QQ-plots dos resíduos por site; a linha preta indica quantis teóricos normais. Desvios nas caudas confirmam não-gaussianidade esperada em séries de 1 min sob nebulosidade variável.	180

Figura 91 - Autocorrelação dos resíduos (lag até 60 min) para ENG, LEAT, CPH e CAD. Linhas tracejadas: IC 95 %. O decaimento lento indica persistência atmosférica e dependência temporal que deve ser contemplada em calibrações (GLS/AR).	181
Figura 92 - Autocorrelação dos resíduos (lag até 60 min) para ENG, LEAT, CPH e CAD. Linhas tracejadas: IC 95 %. O decaimento lento indica persistência atmosférica e dependência temporal que deve ser contemplada em calibrações (GLS/AR).	182
Figura 93 - Autocorrelação dos resíduos (lag até 60 min) para ENG, LEAT, CPH e CAD. Linhas tracejadas: IC 95 %. O decaimento lento indica persistência atmosférica e dependência temporal que deve ser contemplada em calibrações (GLS/AR).	182
Figura 94 - Autocorrelação dos resíduos (lag até 60 min) para ENG, LEAT, CPH e CAD. Linhas tracejadas: IC 95 %. O decaimento lento indica persistência atmosférica e dependência temporal que deve ser contemplada em calibrações (GLS/AR).	183
Figura 95 - Autocorrelação dos resíduos (lag até 60 min) para ENG, LEAT, CPH e CAD. Linhas tracejadas: IC 95 %. O decaimento lento indica persistência atmosférica e dependência temporal que deve ser contemplada em calibrações (GLS/AR).	183
Figura 96 - Boxplots de IMede ITrp por faixas de ITrp (contorno preto). Evidenciam....	184
Figura 97 – Boxplots de IMede ITrp por faixas de ITrp (contorno preto). Evidenciam ...	185
Figura 98 – Boxplot de IMede ITrp por faixas de ITrp (contorno preto). Evidenciam.....	185
Figura 99 - Boxplot de IMede ITrp por faixas de ITrp (contorno preto). Evidenciam	186
Figura 100 - Boxplot de IMede ITrp por faixas de ITrp (contorno preto). Evidenciam ...	186
Figura 101 – Boxplot IMed e ITrp por hora local (6–18 h).	187
Figura 102 – Boxplot IMed e ITrp por hora local (6–18 h).	187
Figura 103 – Boxplot IMed e ITrp por hora local (6–18 h).	188
Figura 104 - Boxplot IMed e ITrp por hora local (6–18 h).	188
Figura 105 – Boxplot IMed e ITrp por hora local (6–18 h).	189
Figura 106 – Resíduo r vs. irradiância transposta (ITrp) por site com LOESS (azul) e regressão segmentada (vermelho tracejado); linha vertical marca o limiar de baixa irradiância. A forma convexo–côncava sugere erro angular em baixos níveis e componente térmico/espectral em altos.....	190
Figura 107 - Resíduo r vs. irradiância transposta (ITrp) por site com LOESS (azul) e regressão segmentada (vermelho tracejado); linha vertical marca o limiar de baixa irradiância. A forma convexo–côncava sugere erro angular em baixos níveis e componente térmico/espectral em altos.....	190
Figura 108 - Resíduo r vs. irradiância transposta (ITrp) por site com LOESS (azul) e regressão segmentada (vermelho tracejado); linha vertical marca o limiar de baixa irradiância. A forma	

convexo-côncava sugere erro angular em baixos níveis e componente térmico/espectral em altos.....	191
Figura 109 - Resíduo r vs. irradiância transposta (<i>ITrp</i>) por site com LOESS (azul) e regressão segmentada (vermelho tracejado); linha vertical marca o limiar de baixa irradiância. A forma convexo-côncava sugere erro angular em baixos níveis e componente térmico/espectral em altos.....	191
Figura 110 - Resíduo r vs. irradiância transposta (<i>ITrp</i>) por site com LOESS (azul) e regressão segmentada (vermelho tracejado); linha vertical marca o limiar de baixa irradiância. A forma convexo-côncava sugere erro angular em baixos níveis e componente térmico/espectral em altos.....	192
Figura 111 - Curvas normalizadas da irradiância no dia 23/07/2024. (Fonte, Autoria Própria)	197
Figura 112 - Curvas normalizadas da irradiância no dia 31/07/2024. (Fonte, Autoria Própria)	198
Figura 113 - Curvas normalizadas da irradiância no dia 04/08/2024. (Fonte, Autoria Própria)	198
Figura 114 - Curvas normalizadas da irradiância no dia 05/08/2024. (Fonte, Autoria Própria)	199
Figura 115 - Curvas normalizadas da irradiância no dia 06/08/2024. (Fonte, Autoria Própria)	199
Figura 116 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	207
Figura 117 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	207
Figura 118 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	208
Figura 119 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	209
Figura 120 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	209
Figura 121 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	210
Figura 122 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	211
Figura 123 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	211
Figura 124 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	212
Figura 125 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	213
Figura 126 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	213
Figura 127 - Mapa de distribuição espacial da irradiância	214
Figura 128 -Mapa de distribuição espacial da irradiância	215

Figura 129 - Mapa de distribuição espacial da irradiância.....	215
Figura 130 - - Mapa de distribuição espacial da irradiância.....	216

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação do céu conforme valores típicos da transmissividade atmosférica - Kt.	52
Tabela 2 - Coeficientes empíricos f_{ij} fornecidos conforme os diferentes níveis de ε	67
Tabela 3 - Síntese dos Principais Mecanismos de Perdas	89
Tabela 4 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico utilizado como sensor de irradiância.	92
Tabela 5 - Especificações técnicas do kit Arduino ESP32	98
Tabela 6 - Parâmetros do Sensor de Tensão	103
Tabela 7 – Parâmetros do Sensor de Corrente.....	104
Tabela 8 - Coordenadas geográficas, azimute e inclinação	107
Tabela 9 - Distâncias entre sistemas e distância até a estação do INMET.....	107
Tabela 10 - Legenda para identificação dos pontos de instalação nas tabelas 8 e 9.	108
Tabela 11 – Relação de custos dos equipamentos usados no protótipo.	111
Tabela 12 - Estimativa de custos do sistema com piranômetro Classe A (ISO 9060)	112
Tabela 13 - Estimativa de custos do sistema com piranômetro Classe C (ISO 9060)	113
Tabela 14 – Comparativo geral de custos (para 4 sistemas).....	114
Tabela 15 - Avaliação da Incerteza da Irradiância Medida pelo	121
Tabela 16 - Métricas Estatísticas da Comparação entre Sensor	126
Tabela 17 - Métricas dos resíduos (Irradiância Protótipo e Irradiância Corrigida em relação ao Piranômetro) por dia e no conjunto “TODOS”. São reportados MBE, MAE, RMSE, nRMSE e MAPE. Valores menores indicam melhor aderência ao Piranômetro. (Fonte: Elaboração Própria).	151
Tabela 18 - Resumo da regressão linear segmentada dos resíduos (Protótipo e Corrigida vs Piranômetro), indicando o método aplicado e os pontos de quebra estimados (quando existentes). Quando o pacote não converge, aplica-se um ajuste com uma quebra via grade. (Fonte: Elaboração Própria).....	152
Tabela 19 - Síntese da modelagem ARIMA (não sazonal) dos resíduos (Protótipo e Corrigida): método utilizado, AIC e ordem (p,d,q) selecionada automaticamente. Valores menores de AIC sugerem melhor ajuste entre candidatos. (Fonte: Elaboração Própria).	153
Tabela 20 - Diagnósticos formais dos resíduos (por dia e agregado).....	155

Tabela 21 - Testes formais por dia e site Estatísticas de Shapiro–Wilk, Ljung–Box e Bartlett/Breusch–Pagan calculadas sobre os resíduos pós-triagem. Evidenciam não-normalidade, dependência temporal e heterocedasticidade condicionada	192
Tabela 22 - Percentual de Pontos sinalizados (flag) Proporção (%) de amostras marcadas .	193
Tabela 23 - Métricas antes/depois do tratamento <i>MBE</i> , <i>MAE</i> , <i>RMSE</i> e <i>nRMSE</i>	195
Tabela 24 - Estatísticas descritivas da irradiância transposta horizontal no dia 23/07/2024.	200
Tabela 25 - Estatísticas descritivas da irradiância transposta horizontal no dia 31/07/2024.	201
Tabela 26 - Estatísticas descritivas da irradiância transposta horizontal no dia 04/08/2024.	202
Tabela 27 - Estatísticas descritivas da irradiância transposta horizontal no dia 05/08/2024.	202
Tabela 28 - Estatísticas descritivas da irradiância transposta horizontal no dia 06/08/2024.	203
Tabela 29 - Síntese geral das considerações da interpolação espacial da irradiância	219

LISTA DE SIGLAS

AM – Massa de Ar
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ASTM – *American Society for Testing and Materials*
AU – Unidade Astronômica
CAD – Centro de Atividades Didáticas
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIGRE – *International Council on Large Electric Systems*
CT – Coeficiente Térmico
DAQ – *Data Acquisition System* (Sistema de Aquisição de Dados)
DHI – Radiação Difusa Horizontal
DNI – Radiação Direta Normal
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EPRI – *Electric Power Research Institute*
ENG – Escola de Engenharia
ESP32 – Microcontrolador *da Espressif Systems*
GD – Geração Distribuída
GC – Geração Centralizada
GHI – Radiação Global Horizontal
GOS – *Global Observing System*
GPS – *Global Positioning System*
GW – Gigawatt
IDE – *Integrated Development Environment*
IEC – *International Electrotechnical Commission*
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IMOP – *Instruments and Methods of Observation Programme*
INMET – Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ISO – *International Organization for Standardization*
kV – Quilovolt
MAE – *Mean Absolute Error*
MAPE – *Mean Absolute Percentage Error*
MBE – *Mean Bias Error*
MME – Ministério de Minas e Energia
MVA – Megavolt-Ampère
MW – Megawatt
NB-IoT – *Narrowband Internet of Things*
NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*
ONS – Operador Nacional do Sistema
PNE – Plano Nacional de Energia
PR – Performance Ratio
PRODIST – Procedimentos de Distribuição

ProGD – Programa de Geração Distribuída
PV – Fotovoltaico
R² – Coeficiente de Determinação
RL – Reserva Legal
SFV – Sistema Fotovoltaico
SIN – Sistema Interligado Nacional
STC – *Standard Test Conditions*
SWERA – *Solar and Wind Energy Resource Assessment*
TSA – Tempo Solar Aparente
UV – Radiação Ultravioleta
VIS – Luz Visível
WMO – *World Meteorological Organization*
Wp – Watt-pico

LISTA DE SÍMBOLOS

A – Área do módulo fotovoltaico (m²)
B – Ângulo gama usado na equação do tempo (°)
c – Velocidade da luz no vácuo (m/s)
d – Dia do ano (1 a 365)
δ – Declinação solar (°)
Et – Equação do tempo (minutos)
F₁ – Fator de correção da componente difusa anisotrópica
F₂ – Fator de correção da componente de reflexão isotrópica
G – Irradiância solar no plano do módulo (W/m²)
G_{ip} – Irradiância no plano de interesse (W/m²)
G_{NOCT} – Irradiância nas condições NOCT (W/m²)
G_{on} – Irradiância extraterrestre normal (W/m²)
G_{SC} – Constante solar (1367 W/m²)
G_{STC} – Irradiância sob condições padrão de teste (1000 W/m²)
G_T – Irradiância total incidente no plano inclinado (W/m²)
h – Constante de Planck (6,626 × 10⁻³⁴ J·s)
Hs – Hora solar (h)
Hp – Hora padrão (h)
I – Corrente elétrica (A)
I_o – Irradiância extraterrestre (W/m²)
ID – Corrente no diodo (A)
IL – Corrente fotogerada (A)
I_{pv} – Corrente gerada pela célula fotovoltaica (A)
I_{sc} – Corrente de curto-circuito do módulo (A)
I_{sh} – Corrente de fuga por resistência de shunt (A)
k – Constante de Boltzmann (1,381 × 10⁻²³ J/K)
K_t – Transmissividade Atmosférica

L – Latitude do local (°)
Le – Longitude local (°)
Lp – Longitude padrão (°)
n – Fator de idealidade do diodo (adimensional)
nRMSE – Erro quadrático médio normalizado (%)
P – Potência elétrica gerada (W)
 P_{MAX} – Potência máxima do módulo (W)
 P_{mpp} – Potência no ponto de máxima potência (W)
 P_{NOM} – Potência nominal (W)
PR – Performance Ratio (adimensional)
q – Carga elementar do elétron ($1,602 \times 10^{-19}$ C)
 R_s – Resistência série do módulo (Ω)
 R_{sh} – Resistência de shunt do módulo (Ω)
 T_a – Temperatura ambiente (°C)
 T_C – Temperatura da célula (°C)
 T_{NOCT} – Temperatura nominal de operação da célula (°C)
 T_{STC} – Temperatura de referência (25 °C)
 ν – Frequência da radiação (Hz)
 V_{mpp} – Tensão no ponto de máxima potência (V)
 V_{oc} – Tensão de circuito aberto (V)
Y – Energia total gerada por um sistema FV (kWh)
 Y_R – Rendimento de referência (kWh/kWp)
Z – Ângulo zenital (°)
 α – Ângulo de incidência da radiação solar (°)
 β – Ângulo de inclinação da superfície (°)
 γ – Ângulo azimutal da superfície (°)
 γ_s – Azimute solar (°)
 λ – Comprimento de onda (nm)
 ρ – Albedo (fração da radiação refletida pelo solo)
 ζ_{ref} – Coeficiente de correção térmica (°C⁻¹)
 $\tau \cdot \alpha$ – Produto efetivo de transmitância-absorção (adimensional)
 ξ – Coeficiente de variação de potência (adimensional)

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	32
1.1.	Definição do problema	34
1.2.	Objetivos.....	36
1.2.1.	Objetivo geral	36
1.2.2.	Objetivos específicos	36
1.3.	Metodologia da Pesquisa.....	36
1.3.1.	Etapas iniciais: fundamentos conceituais	38
1.3.2.	Desenvolvimento do sistema embarcado.....	38
1.3.3.	Montagem dos protótipos e ensaio em laboratório.....	38
1.3.4.	Validação em campo e aquisição de dados.....	39
1.3.5.	Tratamento estatístico e validação.....	39
2.	REVISÃO TEÓRICA E FUNDAMENTOS DE RADIAÇÃO SOLAR....	42
2.1.	Introdução geral do capítulo	42
2.2.	Irradiância solar e seus componentes	42
2.2.1.	Constante solar e variações da irradiância extraterrestre.....	44
2.2.2.	Componentes da irradiação solar, radiação eletromagnética e distribuição espectral	<u>45</u>
2.2.2.1.	Radiação Eletromagnética e sua Natureza Física	45
2.2.2.2.	Características espectrais da radiação solar extraterrestre.....	46
2.2.2.3.	Modificação atmosférica e distribuição espectral da irradiância na superfície terrestre	48
2.2.2.4.	Componentes operacionais da irradiância solar	50
2.2.2.5.	Transmissividade atmosférica: Avaliação das condições atmosféricas.....	51
2.2.2.6.	Impacto da distribuição espectral na conversão fotovoltaica	53
2.3.	Geometria solar – ângulos solares e de instalação.....	54

2.3.1.	Ângulos fundamentais na geometria solar.....	54
2.3.2.	Avaliação do tempo: hora solar, hora padrão, equação do tempo e correção da longitude.....	57
2.4.	Modelos de estimativa da radiação solar.....	59
2.4.1.	Modelos de decomposição da irradiância.....	59
2.4.2.	Modelos de transposição da irradiância e representação angular da radiação difusa	61
3.	DIAGNÓSTICO DO RECURSO SOLAR E DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL.....	70
3.1.	Potencial solar brasileiro.....	70
3.2.	Desenvolvimento e distribuição espacial da geração fotovoltaica centralizada no Brasil.....	70
3.3.	Base de dados do recurso solar no Brasil	72
3.4.	Instrumentação e padrões para medição da irradiância solar.....	73
4.	INSTRUMENTAÇÃO SOLARIMÉTRICA E MODELAGEM DE MÓDULO FOTOVOLTAICO COMO SENSOR DE IRRADIÂNCIA.....	76
4.1.	Instrumentação convencional para medição da irradiância solar	76
4.1.1.	Princípios de funcionamento dos sensores solarimétricos.....	76
4.1.2.	Procedimentos de calibração e qualidade dos dados	77
4.1.3.	Incertezas associadas às medições.....	77
4.2.	Modelagem de módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância.....	78
4.2.1.	Estrutura dos módulos fotovoltaicos	78
4.2.2.	Modelagem elétrica de módulos fotovoltaicos e curvas características I-V e P-V	78
4.2.3.	Aplicação dos Módulos como Sensores de Irradiância: vantagens, limitações e incertezas.....	81
4.2.4.	Análise energética e desempenho de um módulo fotovoltaico	83

4.2.5.	Mecanismos de Perdas em Módulos Fotovoltaicos.....	86
4.3.	Caracterização do módulo fotovoltaico como sensor de irradiância	90
4.3.1.	Aplicações na Literatura Técnica e Científica.....	90
4.3.2.	Caracterização Técnica do Módulo Fotovoltaico Sensor	91
4.3.3.	Curvas elétricas características do módulo.....	92
5.	SISTEMA EMBARCADO PARA MONITORAMENTO DISTRIBUÍDO E SINCRO- NIZADO DA IRRADIÂNCIA SOLAR	95
5.1.	Análise de hardwares selecionáveis para aplicação.....	95
5.1.1.	<i>Kits Texas Instruments (TI)</i>	95
5.1.2.	<i>Kits National Instruments (NI)</i>	96
5.1.3.	<i>Kits ST Microelectronics (STM)</i>	97
5.1.4.	Kit Arduino ESP 32	97
5.2.	Hardware escolhido.....	98
5.3.	Software de Programação.....	99
6.	IMPLEMENTAÇÃO, VALIDAÇÃO E APLICAÇÃO DO SISTEMA DE MONITORAMENTO DISTRIBUÍDO E SINCRO- NIZADO DA IRRADIÂNCIA SOLAR.....	100
6.1.	Desenvolvimento e Implementação do Sistema de Monitoramento Distribuído.....	100
6.1.1.	Fundamentação conceitual e Arquitetura do sistema	100
6.1.2.	Arquitetura Funcional do DAQ - dispositivo de aquisição de dados	100
6.1.3.	Sensores, condicionamento de sinais e cálculo da resolução	102
6.1.4.	Implantação da rede de sensores distribuída	107
6.1.5.	Comparativo de custo de instalação do sistema desenvolvido com equipamentos padrão ISO	111
6.2.	Ensaio experimental em laboratório para validação do sistema.....	114
6.2.1.	Objetivo do ensaio	114

6.2.2.	Descrição do laboratório e condições experimentais.....	114
6.2.3.	Instrumentação e procedimento experimental	116
6.2.4.	Avaliação das incertezas de medição	119
6.2.5.	Validação metrológica e análise de resíduos das medições de irradiância	122
6.2.5.1.	Análise de incertezas de medição da irradiância de referência vs irradiância do protótipo.....	124
6.2.5.2.	Análise dos resíduos (protótipo e ajuste corrigido vs. piranômetro)	130
6.2.6.	Resultados publicados como produto do ensaio experimental em laboratório	155
6.3.	Tratamento dos dados, correção da irradiância e análise preliminar dos dados	156
6.3.1.	Processamento inicial dos dados	156
6.3.2.	Fundamentação teórica: influência da temperatura na eficiência do módulo fotovoltaico	157
6.3.3.	Modelagem térmica aplicada: balanço de energia do modulo fotovoltaico	158
6.3.4.	Aplicação dos modelos de decomposição e transposição.....	159
6.3.5.	Aplicação da correção nas séries temporais	160
6.3.6.	Apresentação e análise das séries temporais medidas corrigidas	160
6.3.7.	Comportamento geral das séries temporais e impactos da correção térmica ..	160
6.3.8.	Análise das diferenças de magnitude.....	161
7.	TRATAMENTO ESTATÍSTICO E ANÁLISE DE RESULTADOS DAS MEDIÇÕES NO CAMPUS DA UFMG.....	167
7.1.	Introdução ao Tratamento Estatístico.....	167
7.2.	Análise estatística descritiva dos dados	168
7.2.1.	Introdução	168
7.2.2.	Análise por histogramas	168

7.2.3.	Metodologia de detecção e tratamento de artefatos instrumentais (variações espúrias)	173
7.2.3.1.	Justificativa e escopo	173
7.2.3.2.	Protocolo metodológico.....	174
7.2.3.3.	Resultados – síntese por tipo de evidência	175
7.2.3.4.	Resíduo vs irradiância transposta (LOESS + segmentada).....	189
7.2.3.5.	Comparação entre dias e entre sites.....	192
7.2.3.6.	Recomendações operacionais	196
7.2.4.	Análise das curvas normalizadas	196
7.2.5.	Análise das tabelas de estatísticas descritivas	200
7.3.	Modelagem espacial e interpolação dos dados.....	204
7.3.1.	Introdução à Modelagem Espacial da Irradiância	204
7.3.2.	Análise dos mapas espaciais de irradiância	205
7.3.3.	Considerações Finais da Análise Espacial.....	216
7.4.	Considerações finais do capítulo	219
8.	CONCLUSÕES.....	222
9.	REFERÊNCIAS.....	229

1. INTRODUÇÃO

À medida que o tempo avança e as economias globais se desenvolvem, observa-se um crescimento proporcional da demanda por energia elétrica. Esse aumento pressiona os sistemas de fornecimento e incentiva a diversificação da matriz energética, especialmente por meio de fontes renováveis. No Brasil, esse cenário tem se refletido na crescente participação das fontes primárias de energia, solar e eólica, que vêm consolidando sua presença tanto na modalidade de geração centralizada (GC) quanto na geração distribuída (GD), complementando outras fontes de primárias de geração de energia.

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2025) e da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR, 2025), até junho de 2025 a soma da geração centralizada e de micro e minigeração distribuída solar, atingiram 59,002 GW de capacidade instalada, representando um crescimento de 39,6% em relação ao ano anterior.

A geração centralizada refere-se a grandes empreendimentos conectados à rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), geralmente localizados distantes dos centros de carga, exigindo infraestrutura robusta de transmissão. Já a geração distribuída caracteriza-se pela produção de energia próxima aos pontos de consumo, conectada diretamente às redes de distribuição, permitindo maior autonomia aos consumidores e redução das perdas elétricas.

Historicamente, a GD foi regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, posteriormente aprimorada pela RN nº 687/2015. Com a promulgação da Lei nº 14.300/2022, conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída, estabeleceu-se um novo regime jurídico mais abrangente e estável.

Até maio de 2025, a geração solar centralizada no Brasil havia atingido aproximadamente 17 GW de capacidade instalada, representando cerca de 8% da matriz elétrica nacional. Apesar do crescimento, desafios operacionais surgem, como a saturação das linhas de transmissão, que compromete o escoamento da potência gerada (ANEEL, 2025; ABSOLAR 2025).

Nesse contexto, surgem os conceitos de *constrained-off* (interrupção da geração por limitações externas) e *curtailment* (redução da geração solicitada pelo ONS para manter a estabilidade do SIN), sendo que ambos diminuem o aproveitamento do recurso primário de conversão da geração, tanto solar quanto eólico.

A GD, por sua vez, oferece benefícios como redução de investimentos em redes de transmissão, minimização de perdas técnicas e maior resiliência local. A Lei nº 14.300/2022

fortaleceu esse modelo ao incentivar comunidades energéticas e permitir o desenvolvimento de fazendas solares com potência de até 10 MW.

Como reflexo, observou-se uma redução expressiva nos preços médios da energia elétrica nos leilões promovidos pela EPE (ver Figura 1), atribuída à competitividade das fontes solar e eólica destacadas em laranja e vermelho no gráfico abaixo.

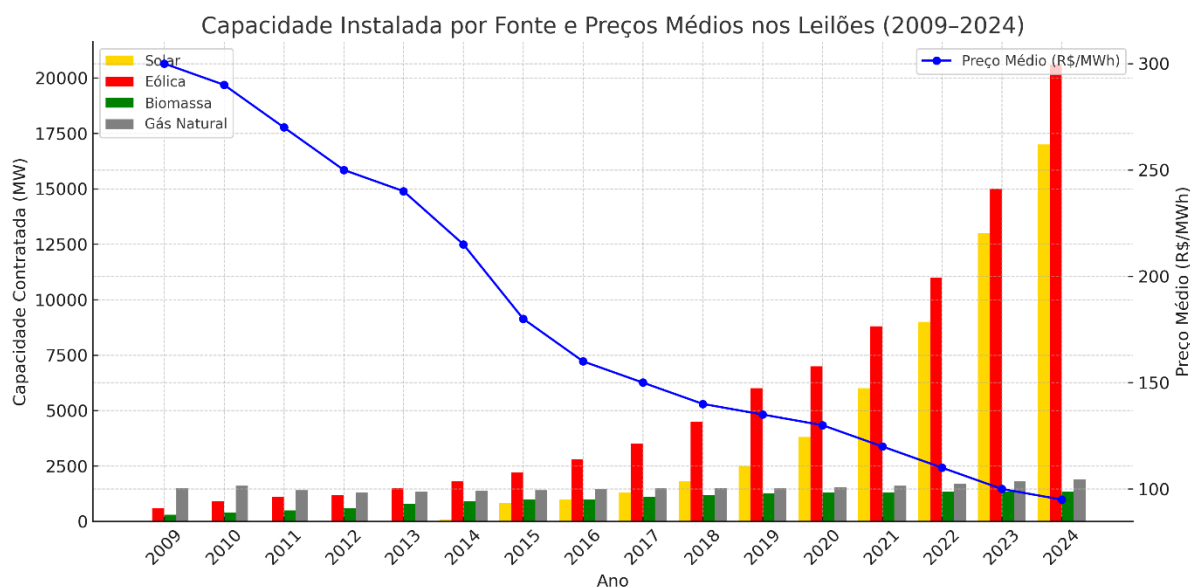


Figura 1 - Potências instaladas e preços médios a cada leilão. (Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados da EPE e ANEEL 2024).

Uma das características marcantes da geração solar fotovoltaica é sua sensibilidade às condições atmosféricas. Em dias nublados, o sombreamento dos módulos reduz significativamente a produção energética, tornando a fonte intermitente e estocástica.

Essa variabilidade pode ocasionar flutuações de tensão e frequência na rede elétrica. Para mitigar esses efeitos, é necessário o despacho imediato da energia gerada ou o uso de sistemas de armazenamento.

Essa variabilidade é o fenômeno central desta dissertação, que propõe a construção e avaliação de uma metodologia de monitoramento solar distribuído e de alta resolução temporal.

O sistema de medição proposto permite a coleta de dados de irradiância com amostragem de 1 Hz em diferentes pontos de uma região, contribuindo para aplicações de previsão solar (*forecasting*), análises de variabilidade espacial e temporal, e identificação automatizada do comportamento da transmissividade atmosférica (Kt).

Essa abordagem fornece subsídios técnicos para o aprimoramento de modelos preditivos e para o planejamento de sistemas de geração e compensação de energia solar em diferentes escalas.

1.1. Definição do problema

A crescente inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, especialmente a solar fotovoltaica, tem promovido desafios operacionais associados à sua natureza intermitente. Essa variabilidade é provocada, principalmente, por alterações na cobertura de nuvens e efeitos atmosféricos locais, que afetam significativamente a irradiância recebida pelos módulos e, conseqüentemente, a geração de energia.

Para mitigar os efeitos negativos dessa variabilidade no Sistema Interligado Nacional — SIN, torna-se necessário o desenvolvimento de sistemas de monitoramento e previsão do recurso solar com alta resolução temporal e espacial (KUHN et al., 2021; BESSA et al., 2014).

Dentre as abordagens utilizadas para a previsão da irradiância solar, destacam-se os modelos empíricos, estatísticos, baseados em aprendizado de máquina e em imagens satelitais (INMAN et al., 2013; ANTONANZAS et al., 2016). Apesar dos avanços metodológicos, a literatura especializada identifica como um dos principais entraves à consolidação de modelos preditivos robustos a carência de bancos de dados com elevada resolução temporal e ampla cobertura espacial, especialmente em países tropicais como o Brasil. Essa limitação é amplamente discutida por autores como (MARTINS et al., 2010) e (DIAS et al., 2020), os quais enfatizam que a ausência de séries históricas com qualidade radiométrica e granularidade temporal adequada — isto é, com registros frequentes e consistentes ao longo do tempo — compromete a validação de modelos e a confiabilidade das previsões em escala local. Esse fator limita o desempenho dos algoritmos de *nowcasting* e *forecasting*, que dependem de dados detalhados para capturar flutuações de curto prazo, como aquelas induzidas por nuvens do tipo cúmulos (LAVE et al., 2013; ALMEIDA et al., 2020).

Nesse cenário, o uso de sistemas embarcados surge como uma alternativa tecnicamente viável para a coleta de dados de irradiância com alta granularidade temporal. Esses sistemas, compostos por sensores, unidades de processamento (microcontroladores) e módulos de comunicação, são capazes de registrar medições em intervalos de tempo muito reduzidos — como a cada segundo — permitindo a detecção de variações rápidas da irradiância, típicas de ambientes com alta variabilidade atmosférica. Além disso, apresentam operação autônoma,

baixo custo e elevada escalabilidade, características que os tornam adequados para aplicações em larga escala (LUQUE et al., 2020; ABDALLAH et al., 2021).

Paralelamente, estudos mais recentes têm demonstrado o uso de módulos fotovoltaicos instrumentados como sensores de irradiância, aproveitando a própria resposta elétrica da célula — especialmente a corrente de curto-circuito (I_{SC}) — como estimativa física da irradiância incidente (ARENAS-CÁRDENAS et al., 2022; PEREIRA et al., 2017). Essa estratégia tem se consolidado como uma alternativa de baixo custo aos sensores radiométricos convencionais, com aplicações em redes de monitoramento distribuído em tempo real. Revisões como a de (ASKARZADEH, 2021) evidenciam o avanço da área e apontam seus desafios, como a dependência da temperatura, os efeitos angulares e a necessidade de calibração periódica.

Quando sincronizados por GPS e distribuídos espacialmente, esses sistemas podem compor redes inteligentes de sensoriamento do recurso solar, capazes de alimentar modelos de previsão com dados em resoluções da ordem de segundos (MORI et al., 2021). No entanto, permanecem lacunas quanto à validação experimental desses sistemas, especialmente no que se refere à confiabilidade dos dados obtidos frente a instrumentos de referência, como piranômetros de classe secundária padrão. Fatores como o ângulo de inclinação dos módulos, a temperatura de operação e a estabilidade eletrônica dos circuitos embarcados podem afetar a precisão das medições, exigindo protocolos robustos de correção e aferição (GUEYMARD e MYERS, 2008; TORRES et al., 2019).

Diante desse panorama, esta pesquisa propõe investigar a seguinte questão central:

Seria tecnicamente viável e cientificamente confiável o uso de módulos fotovoltaicos instrumentados e sincronizados via GPS como sensores de irradiância solar para fins de previsão, com dados obtidos em alta resolução temporal (1 Hz) e distribuídos espacialmente?

Responder a essa questão implica desenvolver, implementar e validar uma rede experimental de sensores solares baseada em sistemas embarcados, avaliando seu desempenho estatístico frente a uma estação meteorológica oficial (INMET – estação A521) e analisando seu potencial para subsidiar modelos de previsão do recurso solar.

A originalidade desta pesquisa reside na combinação entre instrumentação de baixo custo, aquisição em tempo real e validação empírica com dados oficiais, configurando uma contribuição relevante tanto para o avanço científico na área de sensoriamento solar quanto para aplicações práticas em plantas fotovoltaicas de geração distribuída (GD) e centralizada (GC), além do suporte à operação do SIN.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo geral

Desenvolver e validar uma metodologia experimental de medição da irradiância solar por meio do uso de módulos fotovoltaicos instrumentados como sensores, integrados em uma rede de monitoramento distribuído espacialmente, sincronizada via GPS e com aquisição de dados em alta resolução temporal (1 Hz), com foco na aplicação em modelos de previsão do recurso solar (*forecasting*) em escala local.

1.2.2. Objetivos específicos

- 1) Realizar um estudo experimental de medição da irradiância solar no campus da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), utilizando módulos fotovoltaicos como sensores diretos de irradiância.
- 2) Projetar a implementação de uma rede de sensores solarimétricos embarcados, com operação distribuída espacialmente e sincronização temporal de alta precisão.
- 3) Avaliar a consistência dos dados obtidos pelos módulos fotovoltaicos frente a instrumentos de referência (como piranômetros), utilizando métricas estatísticas (RMSE, MAE, MBE, R^2 , MAPE).
- 4) Investigar a aplicabilidade dos dados obtidos na modelagem e previsão do recurso solar, considerando a variabilidade espacial e temporal da irradiância.
- 5) Validar a metodologia proposta em condições reais de operação, analisando a replicabilidade do sistema para outras regiões com características solares semelhantes.
- 6) Estudar os fundamentos físicos e estatísticos do recurso solar e sua variabilidade em escala local.
- 7) Implementar uma rede experimental de sensores com aquisição distribuída e sincronizada no campus da UFMG.
- 8) Comparar os dados adquiridos com valores registrados pela estação meteorológica A521 (INMET) como referência.

1.3. Metodologia da Pesquisa

Esta pesquisa adota uma abordagem experimental e aplicada, com foco na validação do uso de módulos fotovoltaicos como sensores alternativos para medição da irradiância solar em

alta resolução temporal. O método proposto envolve a construção, teste e avaliação de um sistema embarcado distribuído, sincronizado via *GPS*, e a análise comparativa dos dados obtidos em relação a instrumentos de referência.

A metodologia adotada está representada no fluxograma da Figura 2. Todo o processo é descrito em detalhes nos parágrafos seguintes, representando as etapas sequenciais de desenvolvimento técnico e execução experimental.

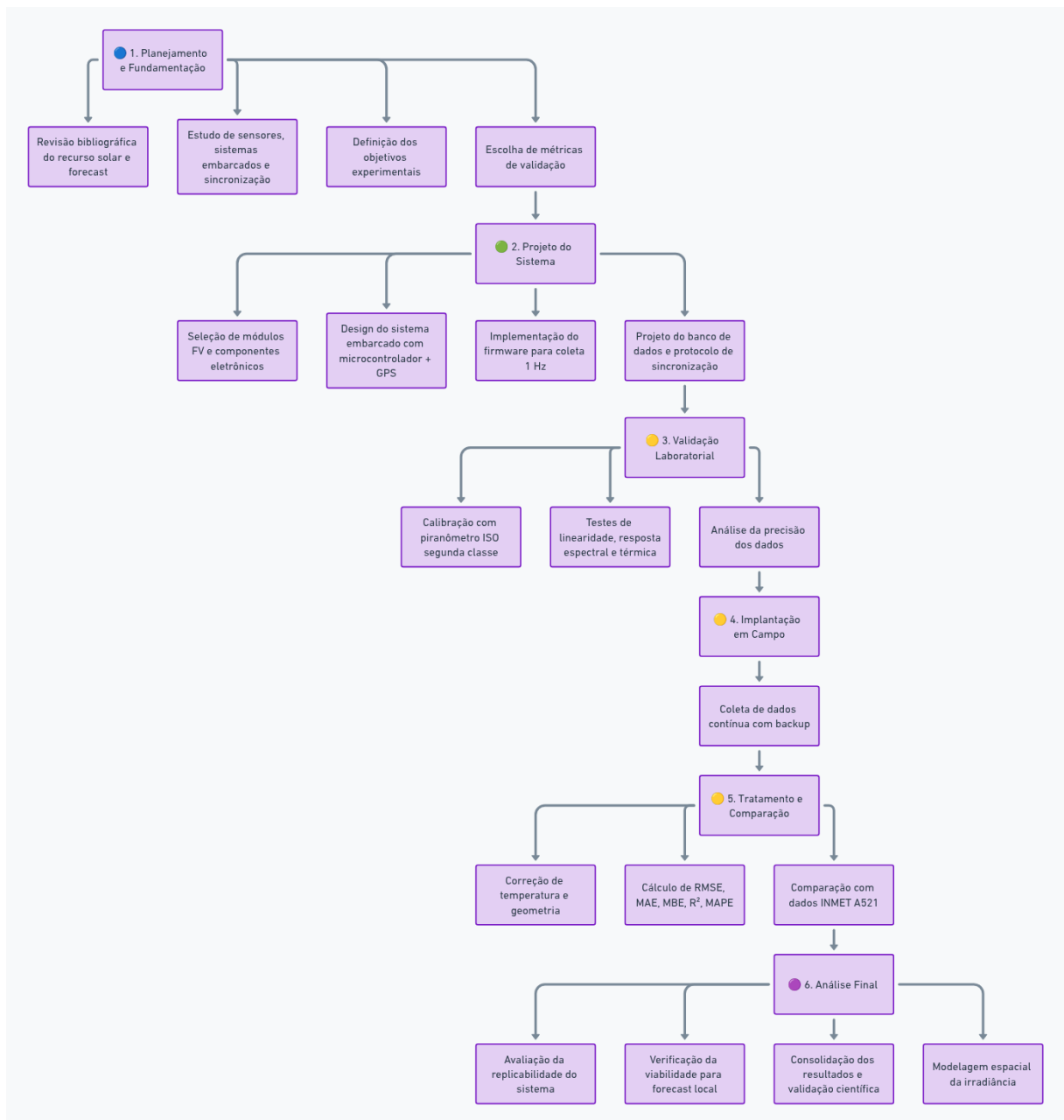


Figura 2 - Fluxograma para desenvolvimento do trabalho. (Fonte, Autoria própria)

1.3.1. Etapas iniciais: fundamentos conceituais

A primeira etapa consistiu em revisão bibliográfica sobre o recurso solar, abordando sua natureza espectral, variabilidade espacial e temporal, e impactos na operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Paralelamente, foi realizada uma revisão bibliográfica sobre modelos matemáticos de previsão solar e técnicas de sensoriamento aplicadas a sistemas embarcados. Esses estudos forneceram a base conceitual necessária para o projeto do sistema de aquisição e análise de dados.

1.3.2. Desenvolvimento do sistema embarcado

Com base em levantamentos de mercado e em estudos técnicos sobre sistemas embarcados aplicados ao monitoramento do recurso solar, foi conduzida uma análise dos principais componentes de hardware e software utilizados em plataformas dedicadas à aquisição solarimétrica. A literatura especializada aponta a viabilidade do uso de microcontroladores de baixo consumo (como os da família ARM *Cortex-M*), conversores A/D de alta resolução (12 a 24 bits), sensores de corrente baseados em efeito Hall e módulos de posicionamento e sincronização por GPS como soluções eficazes para aplicações de medição de irradiância com alta resolução temporal (ABDALLAH et al., 2021; LUQUE et al., 2020; RAFAEL et al., 2018). A partir dessa base técnica, desenvolveu-se um sistema embarcado dedicado à medição de irradiância solar, capaz de operar de forma distribuída, registrando dados em múltiplos pontos com resolução de 1 Hz.

1.3.3. Montagem dos protótipos e ensaio em laboratório

Após o desenvolvimento dos circuitos e do *firmware*, os protótipos foram montados e submetidos a testes em bancada.

Em seguida, foram realizados ensaios em uma estação radiométrica, com o objetivo de avaliar a linearidade, a resposta temporal e a comparabilidade com um piranômetro classe secundária padrão.

Essa etapa foi essencial para validar o princípio de funcionamento do sistema e garantir sua confiabilidade em condições controladas.

1.3.4. Validação em campo e aquisição de dados

Os protótipos foram instalados em diferentes pontos do campus da UFMG, com variações intencionais de inclinação, azimute e sombreamento. Essas variações foram definidas com base em observações práticas próprias do autor, obtidas ao longo de projetos de geração centralizada com capacidade instalada superior de até 1 GW, nos quais se identificaram irregularidades topográficas, desalinhamentos estruturais e sombreamentos parciais entre fileiras, mesmo em plantas de grande porte. A adoção dessas condições não ideais buscou simular cenários operacionais realistas, permitindo avaliar a robustez do sistema embarcado frente a perturbações geométricas comuns na operação de usinas fotovoltaicas de larga escala.

A coleta de dados foi realizada de forma contínua, com registro das grandezas elétricas dos módulos com taxa de amostragem de 1 Hz, dados de tempo e localização georreferenciada, ao longo de dias com diferentes condições atmosféricas (céu limpo, parcialmente nublado e nublado).

Como referência externa, foram utilizados os dados horários da estação meteorológica A521 - Pampulha (INMET).

1.3.5. Tratamento estatístico e validação

O tratamento dos dados foi realizado por meio de scripts desenvolvidos em linguagem de programação R, com apoio de planilhas em Excel, contemplando as seguintes etapas:

- ✓ Conversão da resposta elétrica dos módulos fotovoltaicos em valores de irradiância;
- ✓ Correção da influência da temperatura sobre a eficiência dos módulos;
- ✓ Cálculo das métricas estatísticas RMSE, MAE, MBE, R^2 e MAPE;
- ✓ Interpolação espacial da irradiância entre os pontos de medição;
- ✓ Comparação com as curvas de irradiância da estação meteorológica INMET A521 – Pampulha;
- ✓ Identificação e tratamento de outliers nas séries temporais de irradiância.

O fluxo metodológico para detecção de outliers foi estruturado em duas etapas principais. A primeira consistiu em uma análise física e operacional, com verificação dos limites máximos teóricos de irradiância (em torno de 1367 W/m^2 para irradiância extraterrestre,

ajustada pela massa de ar) e exclusão de leituras fora dos horários plausíveis de captação solar, validado por dados solares locais. A segunda etapa envolveu análises estatísticas, com aplicação do método de *boxplot* conforme (TUKEY 1977), utilizando os quartis e o intervalo interquartil (IQR) para identificar valores atípicos. Complementarmente, foi aplicado o Z-Score, considerando como outliers os valores com desvios superiores a ± 3 em relação à média, conforme recomendado por (MONTGOMERY & RUNGER 2014).

Para avaliar a acurácia e a confiabilidade dos sensores desenvolvidos, foram calculadas estatísticas descritivas clássicas — RMSE (*Root Mean Square Error*), MAE (*Mean Absolute Error*), MBE (*Mean Bias Error*), MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*), nRMSE (*Normalized RMSE*) e R^2 (Coeficiente de Determinação). Esses indicadores foram aplicados individualmente para cada sistema de medição e para cada dia da campanha, tendo como referência os dados da estação INMET A521 – Pampulha. Além disso, foram gerados histogramas de frequência para cada conjunto de dados, com o objetivo de verificar a distribuição da irradiância ao longo do dia e identificar assimetrias, dispersões e concentrações. Conforme destacado por (HAIR et al. 2009) e (MONTGOMERY & RUNGER 2014), o uso dessas ferramentas estatísticas é essencial para garantir robustez, confiabilidade e representatividade nas análises de séries temporais ambientais.

Neste trabalho será adotada a análise de resíduos dos sinais médios de irradiância como eixo de validação estatística. Para garantir comparabilidade temporal entre as séries, os dados do Protótipo (adquiridos a 1 Hz) serão agregados por média em janelas de 60 segundos e alinhados aos dados do piranômetro de referência da do Laboratório de Radiometria Solar da Universidade Estadual Paulista (UNESP) Campus Botucatu, integrada por minuto, em conformidade com boas práticas da Organização Meteorológica Mundial (WMO), da *International Organization for Standardization* (ISO) e da *International Electrotechnical Commission* (IEC) (WMO, 2018; ISO, 2018; IEC, 2021; VIGNOLA; MICHALSKY; STOFFEL, 2019). Os resíduos serão entendidos como a diferença, a cada minuto, entre as leituras do Protótipo (ou da série Corrigida a ser ajustada após validação de incertezas) e a referência. A avaliação incluirá: (i) descrição e diagnóstico de normalidade por gráfico quantil-quantil (QQ-plot) e teste de Shapiro–Wilk (RAZALI; WAH, 2011); (ii) dependência temporal pela função de autocorrelação (ACF, do inglês *autocorrelation function*) e teste de Ljung–Box (LJUNG; BOX, 1978; HYNDMAN; ATHANASOPOULOS, 2021); (iii) Heterocedasticidade/heterocedasticidade por estratificação em faixas de irradiância e testes Bartlett/Breusch–Pagan (ZEILEIS, 2004); (iv) tendência em função do nível de irradiância por regressão linear e ajuste local LOESS (*locally estimated scatterplot smoothing*), com regressão

segmentada por faixas quando houver mudança de regime (CLEVELAND; DEVLIN, 1988; MUGGEO, 2008); e (v) métricas de desempenho: erro médio de viés (MBE), erro médio absoluto (MAE), raiz do erro quadrático médio (RMSE), RMSE normalizado (nRMSE) e erro percentual absoluto médio (MAPE) (HYNDMAN; KOEHLER, 2006). Quando pertinente, serão considerados modelos autorregressivos integrados de médias móveis (ARIMA) e sua extensão com regressoras exógenas (ARIMAX) para caracterizar a dinâmica residual. Os critérios de suficiência considerarão resíduos centrados em zero, ausência de autocorrelação significativa e variância compatível com o uso pretendido do sistema.

2. REVISÃO TEÓRICA E FUNDAMENTOS DE RADIAÇÃO SOLAR

2.1. Introdução geral do capítulo

Este capítulo apresenta os fundamentos teóricos essenciais para a compreensão dos processos físicos, astronômicos e operacionais associados à disponibilidade da radiação solar e ao seu aproveitamento por sistemas fotovoltaicos. Inicialmente, discutem-se os conceitos fundamentais relacionados à natureza da radiação solar, suas componentes — direta, difusa e refletida — e sua variabilidade em função de parâmetros atmosféricos e astronômicos.

Na sequência, abordam-se a constante solar, a irradiância extraterrestre e as variações decorrentes da excentricidade da órbita terrestre, elementos cruciais para a modelagem da disponibilidade energética ao longo do ano.

A distribuição espectral da radiação solar, aspecto central no dimensionamento e na avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos, é analisada com ênfase na interação entre as diferentes faixas do espectro eletromagnético e as propriedades optoeletrônicas dos materiais semicondutores. Este entendimento é fundamental, uma vez que a eficiência de conversão fotovoltaica depende diretamente da compatibilidade entre o espectro da radiação incidente e a sensibilidade espectral dos materiais.

Além disso, são apresentados os fundamentos da geometria solar, com detalhamento dos parâmetros angulares que definem a posição aparente do Sol em relação à superfície terrestre — como ângulo horário, declinação solar, ângulo zenital, ângulo de elevação, azimute solar e ângulo de incidência. A correta compreensão desses parâmetros é indispensável para o cálculo da irradiância incidente em superfícies inclinadas e para a aplicação de modelos matemáticos de transposição e decomposição da irradiância.

Por fim, discutem-se os principais modelos matemáticos utilizados na engenharia solar para decomposição e transposição da irradiância, com destaque para os modelos de Erbs, Reindl, Hay e Perez. Esses modelos são fundamentais para a metodologia proposta neste trabalho, especialmente considerando o uso de módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância em planos inclinados.

2.2. Irradiância solar e seus componentes

A irradiância solar mensurada por módulos fotovoltaicos, quando utilizados como sensores — conforme a proposta deste trabalho — corresponde à irradiância global incidente no plano do módulo. Essa irradiância é composta por três componentes principais:

- ✓ **Irradiância direta:** proveniente do disco solar, sem sofrer dispersão atmosférica;
- ✓ **Irradiância difusa:** resultante do espalhamento da radiação na atmosfera, atingindo o módulo a partir de múltiplas direções;
- ✓ **Irradiância refletida (albedo):** fração da radiação que, após incidir sobre o solo ou superfícies adjacentes, é refletida novamente em direção ao plano do módulo.

A Figura 3 ilustra essas componentes da radiação solar, evidenciando sua contribuição para a irradiância total incidente sobre uma superfície.

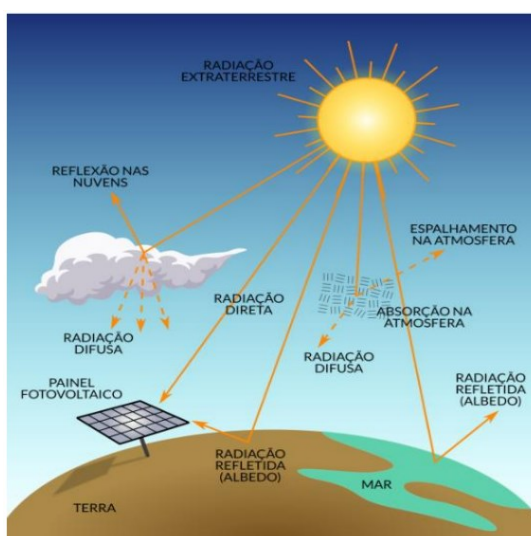


Figura 3 – Componentes da irradiância solar: direta, difusa e refletida (albedo). Fonte (SOUZA et. al 2020).

A magnitude da componente refletida depende das características ópticas das superfícies ao redor — como cor, textura e material — e pode impactar significativamente as medições em determinados cenários (CRESESB, 2020; DUFFIE E BECKMAN, 2013).

A irradiância difusa está fortemente associada às condições atmosféricas locais, como a presença de nuvens, aerossóis, poeira e vapor d'água, que afetam o grau de espalhamento da radiação solar. Essa influência é frequentemente quantificada pela transmissividade atmosférica (K_t), que expressa a razão entre a irradiância global na superfície terrestre e a irradiância extraterrestre no topo da atmosfera. A transmissividade atmosférica é, portanto, um parâmetro fundamental na modelagem da disponibilidade de energia solar em diferentes regiões e condições climáticas.

Adicionalmente, a irradiância refletida torna-se particularmente relevante em ambientes com alta refletância — como superfícies nevadas, arenosas ou pavimentadas —, impactando diretamente os resultados das medições (DUFFIE E BECKMAN, 2013; CRESESB, 2020).

2.2.1. Constante solar e variações da irradiância extraterrestre

A constante solar G_{sc} representa a quantidade média de potência da radiação solar por unidade de área incidente sobre uma superfície perpendicular aos raios solares, situada fora da atmosfera terrestre, a uma distância média de 1 Unidade Astronômica (UA), equivalente a aproximadamente $1,49 \times 10^{11}$ metros. O valor convencionalmente aceito é de 1367 W/m^2 , embora medições mais recentes, como as da *National Aeronautics and Space Administration – NASA* e do *Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC*, indiquem uma média ajustada de 1361 W/m^2 (KOPP e LEAN, 2011; DUFFIE E BECKMAN, 2013).

As variações na irradiância extraterrestre ao longo do ano decorrem da excentricidade da órbita terrestre em torno do Sol, que provoca oscilações de aproximadamente 1,7% na distância Terra–Sol. Isso resulta em uma variação da irradiância da ordem de $\pm 3\%$, com aumento durante o periélio (início de janeiro) e redução no afélio (início de julho), conforme ilustrado na Figura 4.

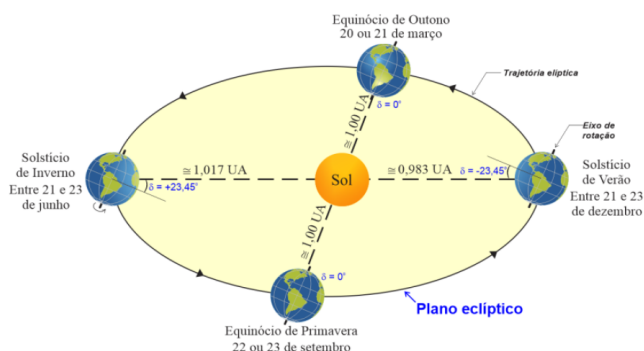


Figura 4 -Movimentos de rotação e translação da Terra. (MEDEIROS E MARTINS, 2020).

Para compensar essa variação orbital, é aplicado o fator de correção da órbita, formalizado na Equação 2.1, que ajusta a irradiância extraterrestre diária em função do dia do ano (n), garantindo maior precisão nos modelos de previsão da disponibilidade de irradiância solar. A irradiância extraterrestre normal, instantânea ao plano perpendicular aos raios solares é calculada pela aplicação do fator de correção orbital à constante solar, conforme expresso na Equação 2.2. Este cálculo permite determinar, para qualquer dia do ano, a quantidade de irradiância solar disponível fora da atmosfera terrestre, servindo como parâmetro de entrada essencial para modelos de estimativa da irradiância global na superfície. A consideração conjunta da constante solar e da variação da distância Terra–Sol proporciona uma modelagem mais precisa da disponibilidade de energia, elemento crucial para o dimensionamento de

sistemas fotovoltaicos, a análise do desempenho energético e os estudos de variabilidade climática (DUFFIE E BECKMAN, 2013; KOPP e LEAN, 2011).

$$E_0 = 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot x \cdot n}{365}\right) \quad (2.1)$$

Onde:

E_0 : Fator de correção da órbita;

n : número do dia no ano (de 1 a 365).

Assim, a irradiância extraterrestre para um instante específico é dada por:

$$G_{0n} = G_{sc} \cdot E_0 \quad (2.2)$$

Sendo que G_{0n} é a irradiância extraterrestre normal ao plano solar e G_{sc} a constante solar.

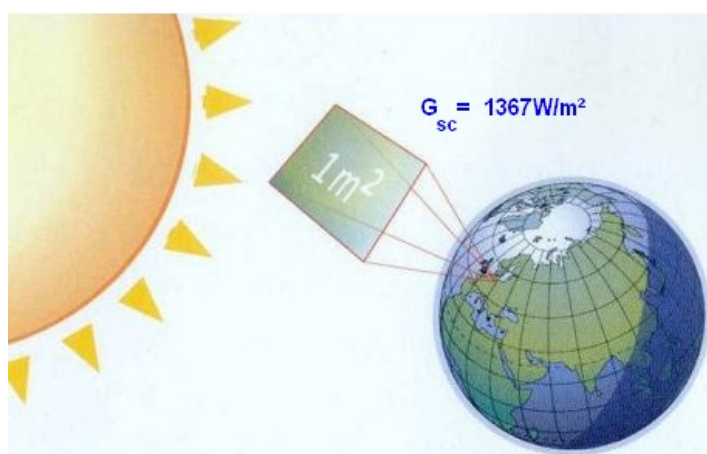


Figura 5 - Ilustração da medida da Constante solar. (Fonte, PEREIRA 2013).

2.2.2. Componentes da irradiação solar, radiação eletromagnética e distribuição espectral

2.2.2.1. Radiação Eletromagnética e sua Natureza Física

A radiação solar é uma forma de energia que se propaga por meio de ondas eletromagnéticas, resultantes da interação oscilatória entre campos elétricos e magnéticos perpendiculares entre si e à direção de propagação da onda, conforme ilustra a Figura 6. Essa radiação viaja no vácuo a uma velocidade de aproximadamente $299.792.458 \text{ m/s}$ (velocidade da luz). As ondas eletromagnéticas são caracterizadas por duas grandezas fundamentais: o

comprimento de onda (λ), geralmente expresso em nanômetros (nm) ou micrômetros (μm), e a frequência (f), expressa em hertz (Hz), relacionadas pela Equação 2.3.

$$c = \lambda \cdot f \quad (2.3)$$

Onde c é a velocidade da luz no vácuo. A quantidade de energia transportada por cada fóton é diretamente proporcional à sua frequência, conforme a relação de Planck expressa na Equação 2.4.

$$E = h \cdot f = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (2.4)$$

Em que E é a energia do fóton (J), h é a constante de Planck ($6,6256 \times 10^{-34} Js$), f é a frequência (Hz) e λ é o comprimento de onda (m). Dessa forma, fótons de comprimentos de onda menores (como no ultravioleta) carregam mais energia do que aqueles de comprimentos de onda maiores (como no infravermelho).

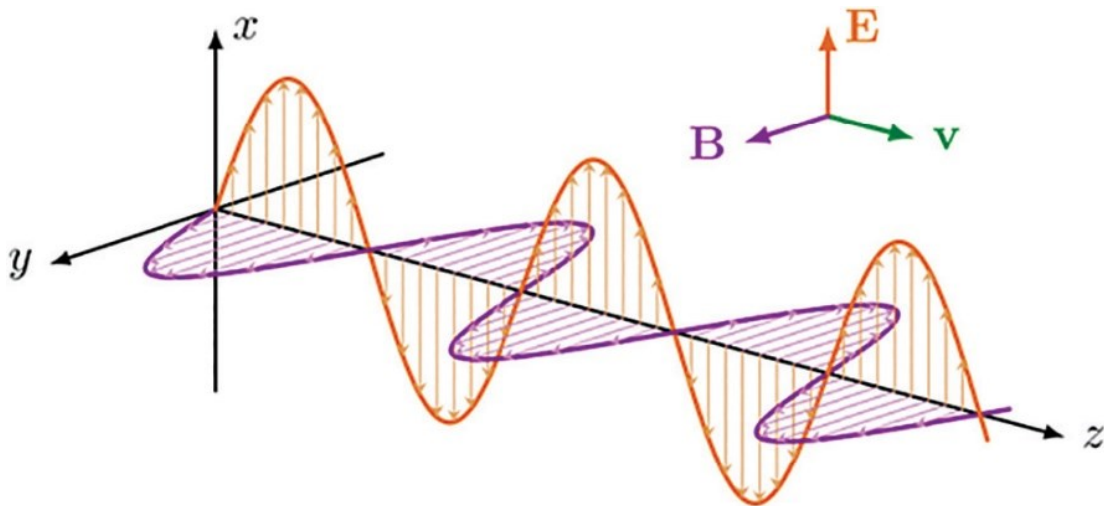


Figura 6 - Campo Eletromagnético. Fonte (HOSTI, 2021).

2.2.2.2. Características espectrais da radiação solar extraterrestre

A radiação emitida pelo Sol apresenta uma distribuição espectral que se aproxima do comportamento de um corpo negro com temperatura efetiva de aproximadamente 5777 K, resultando em um espectro contínuo que se estende do ultravioleta ao infravermelho. Esse

espectro representa a distribuição da densidade espectral de potência irradiada em função do comprimento de onda, antes de qualquer interação com a atmosfera terrestre, e constitui a referência fundamental para a modelagem dos processos de conversão de energia solar, análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos e estudos de atenuação atmosférica. As informações relativas à magnitude total dessa irradiância extraterrestre e suas variações sazonais, já abordadas na Seção 2.2.1, complementam a presente análise, que foca na composição espectral como elemento-chave para o entendimento do aproveitamento energético da radiação solar (DUFFIE E BECKMAN, 2013; KOPP e LEAN, 2011).

A distribuição espectral da radiação solar no espaço exterior é descrita matematicamente pela *Lei de Planck*, apresentada na Equação 2.5 em função do comprimento de onda.

$$E(\lambda, T) = \frac{2\pi \cdot h \cdot c}{\lambda^5} \cdot \frac{1}{e^{\frac{hc}{\lambda k T}} - 1} \quad (2.5)$$

De modo que:

$E(\lambda, T)$: Densidade espectral de potência irradiada ($\text{W} \cdot \text{m}^2/\text{nm}^{-1}$),

h = constante de *Planck* ($6,6256 \times 10^{-34} \text{Js}$),

c = velocidade da luz no vácuo ($299.792.458 \text{ m/s}$),

k = constante de *Boltzmann* ($1,381 \times 10^{-23} \text{J/K}$),

T = temperatura absoluta do corpo negro (K),

λ = comprimento de onda (m).

O comprimento de onda correspondente ao pico máximo de emissão é determinado pela *Lei de Deslocamento de Wien*, expressa na Equação 2.6.

$$\lambda_{\text{máx}} = \frac{b}{T} \quad (2.6)$$

Onde b é a constante de *Wien* ($2,897 \times 10^{-3} \text{m} \cdot \text{K}$). Para o Sol, com temperatura de 5777 K, o pico da emissão ocorre aproximadamente em 502 nm, na região do visível.

A *Lei de Stefan-Boltzmann*, por sua vez, expressa a potência total irradiada por unidade de área de um corpo negro conforme Equação 2.7.

$$E = \sigma \cdot T^4 \quad (2.7)$$

Em que σ é a constante de *Stefan-Boltzmann* ($5,670 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$).

2.2.2.3. Modificação atmosférica e distribuição espectral da irradiância na superfície terrestre

Ao atravessar a atmosfera terrestre, a radiação solar sofre uma série de processos físicos que alteram tanto sua intensidade quanto sua composição espectral. Esses fenômenos, conhecidos coletivamente como atenuação atmosférica, resultam da interação dos fótons solares com moléculas, aerossóis e partículas suspensas na atmosfera, impactando significativamente a qualidade da radiação que chega à superfície terrestre. Os principais processos que afetam a radiação solar durante sua passagem pela atmosfera são:

- ✓ **Absorção molecular:** realizada por gases atmosféricos como ozônio (O_3), vapor d'água (H_2O) e dióxido de carbono (CO_2), que absorvem seletivamente determinadas faixas do espectro, principalmente no ultravioleta (UV) e no infravermelho (IV).
- ✓ **Espalhamento de *Rayleigh*:** causado por moléculas pequenas do ar, atua de forma mais intensa sobre os comprimentos de onda curtos, especialmente no azul e violeta, sendo responsável pela coloração azul do céu.
- ✓ **Espalhamento de *Mie*:** provocado por partículas maiores, como aerossóis, fumaça e poeira, afeta uma gama mais ampla do espectro, sendo menos dependente do comprimento de onda do que o espalhamento de Rayleigh.
- ✓ **Absorção por partículas e poluentes:** contribui para a redução da irradiância direta e altera a composição espectral, impactando especialmente em ambientes urbanos ou regiões com alta concentração de material particulado.

A combinação desses processos modifica significativamente o espectro solar originalmente presente no topo da atmosfera, resultando em uma redistribuição da irradiância que chega à superfície. A energia solar é, portanto, atenuada nas faixas mais sensíveis à absorção e ao espalhamento, e enriquecida em outras, dependendo das condições atmosféricas locais.

Após esses processos, a irradiância na superfície terrestre se distribui predominantemente entre três grandes faixas espectrais:

- ✓ **Ultravioleta (UV) — 100 a 400 nm:**

- **UVC (100–280 nm):** altamente energética, porém praticamente toda absorvida pela camada de ozônio e pela atmosfera superior.
- **UVB (280–315 nm):** parcialmente absorvida, com uma fração limitada alcançando a superfície, responsável por efeitos biológicos importantes.
- **UVA (315–400 nm):** penetra significativamente, sendo a fração predominante do UV que chega ao solo.

✓ **Visível (VIS) — 380 a 780 nm:**

- Representa a faixa de maior importância tanto para a percepção visual humana quanto para a conversão fotovoltaica, correspondendo também ao pico da distribuição espectral da irradiância solar. Os módulos fotovoltaicos, especialmente os de silício cristalino, são otimizados para absorver eficientemente essa faixa.

✓ **Infravermelho (IV) — 780 nm até aproximadamente 2500 nm:**

- Responde pela maior fração da energia em termos de potência total. Apesar de ser pouco efetiva na geração direta de eletricidade (em função de a energia dos fótons ser insuficiente para superar o gap energético de muitos semicondutores), é altamente relevante para o aquecimento dos módulos fotovoltaicos e das superfícies terrestres, impactando diretamente na eficiência térmica dos sistemas.

A compreensão dos efeitos da modificação atmosférica na distribuição espectral da irradiância solar é fundamental para o correto dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Variações na concentração de aerossóis, vapor d'água, poluentes e nas condições meteorológicas alteram não apenas a quantidade, mas também a qualidade da irradiância recebida. Isso impacta diretamente na geração de energia elétrica, uma vez que os módulos fotovoltaicos apresentam respostas diferenciadas às distintas faixas do espectro (IQBAL, 1983; MYERS, 2013; DUFFIE E BECKMAN, 2013). A Figura 7 apresenta o espectro solar teórico para o corpo negro.

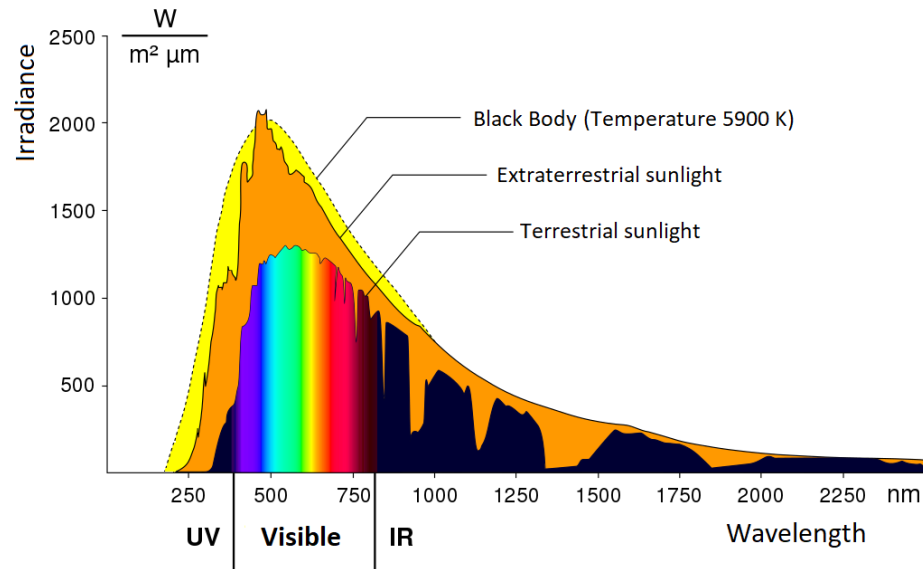


Figura 7 - Espectro teórico do corpo negro e espectro solar completo na superfície da Terra e no topo da atmosfera. Fonte (WANG; YU 2023).

2.2.2.4. Componentes operacionais da irradiância solar

A irradiância solar que incide na superfície terrestre é decomposta operacionalmente em duas componentes principais:

- ✓ **Irradiância Direta Normal (DNI):** fração da irradiância proveniente diretamente do disco solar, medida em uma superfície perpendicular aos raios solares, sem dispersão.
- ✓ **Irradiância Difusa Horizontal (DHI):** parcela resultante do espalhamento na atmosfera, que chega de múltiplas direções a uma superfície horizontal.

Por fim, o somatório da irradiância Direta Normal mais a Irradiância difusa, nos dá a **Irradiância Global Horizontal (GHI)**, expressa pela Equação 2.8.

$$GHI = DNI \cdot \cos(\theta_z) + DHI \quad (2.8)$$

Sendo que θ_z é o ângulo zenital.

Além dessas, há a irradiância refletida (*albedo*), proveniente da radiação que, após incidir sobre o solo ou superfícies próximas, é refletida em direção ao plano receptor, sendo relevante para superfícies em plano de medição inclinado.

2.2.2.5. Transmissividade atmosférica: Avaliação das condições atmosféricas

A transmissividade atmosférica é um parâmetro atmosférico adimensional amplamente utilizado na engenharia solar para expressar a relação entre a irradiância global recebida na superfície terrestre e a irradiância extraterrestre disponível no topo da atmosfera, ajustada para a posição solar no instante considerado. Esse índice representa uma medida objetiva da transparência atmosférica, sintetizando os efeitos combinados de absorção, espalhamento e atenuação causados por nuvens, aerossóis, vapor d'água e outros constituintes atmosféricos.

A formulação da transmissividade atmosférica considerando cada uma das parcelas de irradiância pode ser expressa conforme Equação 2.9, Equação 2.10 e Equação 2.11.

$$K_t = \frac{GHI}{I_0 \cos \theta_z} \quad (2.9)$$

$$K_{td} = \frac{DHI}{I_0 \cos \theta_z} \quad (2.10)$$

$$K_{tD} = \frac{DNI}{I_0} \quad (2.11)$$

Onde:

K_t: Transmissividade atmosférica considerado para radiação global (adimensional);

K_{td}: Transmissividade atmosférica considerado para radiação difusa (adimensional);

K_{tD}: Transmissividade atmosférica considerado para radiação direta (adimensional);

GHI: Irradiância Global Horizontal na superfície terrestre (W/m²);

DNI: Irradiância Direta Normal na superfície terrestre (W/m²);

DHI: Irradiância Difusa Horizontal na superfície terrestre (W/m²);

I₀: Irradiância Extraterrestre Horizontal no mesmo instante (W/m²);

θ_z: Ângulo zenital.

Na escala diária, a transmissividade atmosférica pode ser expresso pela razão entre a irradiação diária global horizontal e a irradiação diária extraterrestre, representado na Equação 2.12.

$$K_{TD} = \frac{H}{H_0} \quad (2.12)$$

H : Irradiação global diária horizontal na superfície (MJ/m² ou Wh/m²);

H_0 : Irradiação extraterrestre diária horizontal (MJ/m² ou Wh/m²).

O valor da transmissividade atmosférica (k_t) reflete diretamente as condições atmosféricas no instante ou no dia analisado. Os valores típicos podem ser classificados conforme Tabela 1 (DUFFIE E BECKMAN, 2013; IQBAL, 1983; MYERS, 2013). Essa classificação é útil tanto para análises qualitativas das condições meteorológicas quanto para o desenvolvimento de modelos preditivos da irradiância solar.

Tabela 1 - Classificação do céu conforme valores típicos da transmissividade atmosférica - K_t .

transmissividade atmosférica (K_t)	Condição de Céu
0,75 a 1,00	Céu extremamente limpo, atmosfera muito transparente. Condições raras.
0,65 a 0,75	Céu claro, excelente transparência.
0,45 a 0,65	Céu parcialmente nublado, presença de nuvens altas ou dispersas.
0,25 a 0,45	Céu predominantemente nublado, alta presença de nuvens ou poluição.
0,00 a 0,25	Céu totalmente encoberto, nebulosidade densa.

A transmissividade atmosférica é amplamente utilizada em diversos contextos da engenharia solar e energética, destacando-se:

✓ **Modelagem da decomposição da irradiância:**

É variável-chave em modelos que separam a irradiância global em suas componentes direta e difusa, como os modelos de (ERBS, 1982), (REINDL,1990), (LIU E JORDAN, 1960), entre outros.

✓ **Análise de regimes de céu:**

Permite classificar séries temporais de dados solares em termos de frequência de dias claros, parcialmente nublados e encobertos.

✓ **Sistemas fotovoltaicos:**

Influencia diretamente o desempenho dos sistemas, uma vez que condições atmosféricas mais turvas aumentam a fração difusa, impactando o rendimento de módulos orientados em planos inclinados.

✓ **Validação de modelos climáticos e solares:**

Serve como parâmetro de controle na comparação entre dados simulados e observados.

A compreensão da transmissividade atmosférica, é essencial para a correta aplicação dos modelos de simulação solar, bem como para a análise estatística da disponibilidade de recurso solar em diferentes localidades (DUFFIE E BECKMAN, 2013; IQBAL, 1983; MYERS, 2013; CRESESB, 2020).

2.2.2.6. Impacto da distribuição espectral na conversão fotovoltaica

A eficiência dos sistemas fotovoltaicos é diretamente influenciada pela distribuição espectral da irradiância solar. Isso ocorre porque os materiais semicondutores apresentam diferentes respostas espectrais, ou seja, capacidade de absorver e converter fótons em energia elétrica, dependendo do comprimento de onda.

Na faixa ultravioleta (UV), embora os fótons sejam altamente energéticos, sua quantidade é pequena, e sua contribuição para a geração elétrica é limitada. Além disso, a radiação UV pode acelerar a degradação dos materiais encapsulantes dos módulos.

A faixa visível (VIS) concentra a maior parte da irradiância útil para a geração elétrica, coincidindo com a máxima eficiência dos módulos de silício cristalino.

No infravermelho (IV), os fótons possuem energia insuficiente para gerar portadores de carga nos semicondutores convencionais, contribuindo mais para o aquecimento dos módulos do que para a geração elétrica, o que, por sua vez, impacta negativamente a eficiência devido ao aumento da temperatura operacional.

Portanto, o conhecimento da distribuição espectral e das condições atmosféricas, quantificadas por parâmetros como a transmissividade atmosférica, é essencial para o correto dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, otimização dos materiais utilizados e avaliação precisa do desempenho energético (BORNMAN ET AL., 2019; CUI, 2021; WANG e YU, 2023).

2.3. Geometria solar – ângulos solares e de instalação

A trajetória aparente do Sol na abóbada celeste, em função de um ponto específico na superfície terrestre, é fator determinante na quantidade de energia solar que incide sobre esse local. Essa trajetória varia continuamente ao longo do dia e das estações do ano, em virtude dos movimentos de rotação e translação da Terra e da inclinação do eixo terrestre em relação ao plano da órbita (eclíptica).

O entendimento da geometria solar permite representar, por meio de parâmetros angulares, a posição do Sol no céu em qualquer instante. Esses parâmetros são fundamentais para o cálculo da irradiância solar incidente sobre superfícies planas — tanto horizontais quanto inclinadas — e são a base para a modelagem do desempenho de sistemas solares fotovoltaicos, térmicos e heliotérmicos (DUFFIE e BECKMAN, 2013; IQBAL, 1983).

A correta determinação desses ângulos permite converter os dados de irradiância medidos no plano horizontal, normalmente fornecidos por estações solarimétricas, para o plano inclinado dos módulos fotovoltaicos, possibilitando análises de desempenho, dimensionamento de sistemas e validação de modelos matemáticos.

2.3.1. Ângulos fundamentais na geometria solar

A seguir, são apresentados os principais ângulos utilizados para descrever a posição solar e a orientação das superfícies receptoras. Estes ângulos, além de fundamentais no desenvolvimento dos modelos de decomposição e transposição da irradiância, são indispensáveis para a análise de desempenho energético de sistemas fotovoltaicos. A Figura 8, ilustra a representação física em campo relacionada à geometria solar da instalação de um módulo fotovoltaico.

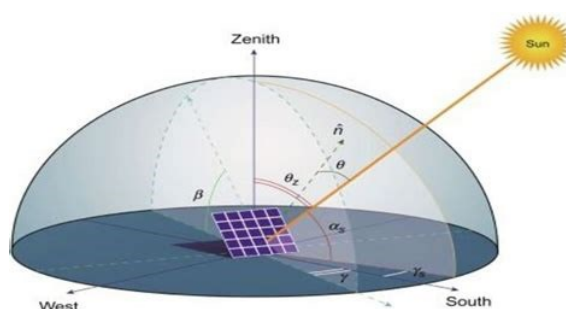


Figura 8 - Representação dos principais ângulos da geometria solar para um módulo fotovoltaico em plano inclinado: inclinação da superfície (β), azimute da superfície (γ), ângulo zenital (θ_z), ângulo de elevação (α) e ângulo de incidência (θ). (Fonte: Adaptado de Solar Labs, 2025)

Ângulo de Declinação Solar (δ)

O ângulo de declinação solar (δ) é o ângulo formado entre o plano do equador terrestre e a linha que conecta o centro da Terra ao centro do Sol. Ele varia sazonalmente entre $-23,45^\circ$ (solstício de dezembro) e $+23,45^\circ$ (solstício de junho), em decorrência da inclinação do eixo da Terra (DUFFIE E BECKMAN, 2013; IQBAL, 1983). O modelo matemático para cálculo do ângulo de declinação é expresso pela Equação 2.13, em que “d” é o dia do ano; por exemplo, para 1º de fevereiro $d = 32$.

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[\left(\frac{360}{365} \right) \cdot (284 + d) \right] \quad (2.13)$$

Ângulo horário (ω)

O ângulo horário (ω) representa o deslocamento angular do Sol em relação ao meridiano local, decorrente do movimento de rotação da Terra (DUFFIE E BECKMAN, 2013). Este ângulo é nulo ao meio-dia solar local, assume valores negativos pela manhã e positivos à tarde. Como a Terra completa 360° em 24 h, tem-se um deslocamento de 15° por hora ou 1° a cada 4 minutos.

O ângulo horário não corresponde, necessariamente, ao horário civil e pode ser relacionado ao tempo solar aparente (TSA) conforme a Equação 2.14.

$$\omega = (TSA - 12) \cdot 15 \quad (2.14)$$

Latitude do Local (ϕ)

A latitude (ϕ) é a coordenada geográfica do local, definida como o ângulo entre o plano do equador e a linha que une o local de interesse ao centro da Terra. A latitude é positiva para o Hemisfério Norte e negativa para o Hemisfério Sul, sendo um parâmetro fixo para cada localidade e fundamental para todos os cálculos da geometria solar.

Ângulo azimutal de superfície (γ_s)

O ângulo azimutal de uma superfície (γ_s), é definido como o ângulo entre o norte geográfico e a projeção da reta normal (perpendicular) a essa superfície no plano horizontal. Sua variação, convencionalmente, se situa entre -180° e $+180^\circ$, sendo positivo no sentido leste, com o Norte correspondendo a 0° . De forma similar, para um plano (coletor solar ou módulo

fotovoltaico), o ângulo azimutal representa o ângulo formado entre a direção norte-sul e a projeção no plano horizontal da reta normal à superfície do plano.

Ângulo de Inclinação da Superfície (β)

O ângulo de inclinação (β) é o ângulo formado entre o plano da superfície receptora e o plano horizontal. Quando $\beta = 0^\circ$, a superfície está na horizontal; quando $\beta = 90^\circ$, está na vertical.

Este ângulo tem papel fundamental na otimização dos sistemas fotovoltaicos, permitindo que a superfície maximize a captação de energia solar, especialmente quando é ajustado conforme a latitude do local e a finalidade do sistema (geração anual, sazonal ou diária).

Ângulo zenital (θ)

O ângulo zenital, também conhecido como ângulo de zênite, representa a distância angular entre a direção dos raios solares e a linha de zênite. A linha de zênite é definida como uma linha imaginária traçada perpendicularmente à superfície do solo no ponto de observação, apontando diretamente para o céu. Em outras palavras, o ângulo zenital mede o afastamento do Sol em relação ao ponto mais alto do céu (o zênite solar). O modelo matemático para dedução do valor é apresentado na Equação 2.15 (IQBAL, 1983).

$$\cos(\theta_z) = \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \quad (2.15)$$

Ângulo de elevação solar (α)

O ângulo de elevação, ou ângulo de altitude solar (α), é o ângulo entre os raios solares (direção do Sol) e o plano horizontal, ou seja, é o complemento do ângulo zenital, cujo vértice está no observador. Em razão do ângulo de declinação (δ), a trajetória do Sol — do nascer ao pôr do sol — varia ao longo do ano. Essa variação depende do período (estação do ano), sendo que, nos dias de inverno, essa altura é menor, enquanto no verão apresenta valores maiores. O ângulo de elevação é calculado por meio da Equação 2.16 (REDA; ANDREAS, 2008).

$$\alpha = \arcsin [\sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)] \quad (2.16)$$

Ângulo de incidência da irradiância direta (θ)

O ângulo de incidência da irradiância direta (θ) trata-se do ângulo entre os raios solares e a reta normal de uma superfície considerada. A Equação 2.17 apresenta o cálculo do ângulo (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(\beta) - \sin(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\gamma) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \\ & \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\beta) + \sin(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\gamma) + \cos(\delta) \\ & \cdot \text{sen}(\gamma) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \text{sen}(\gamma) \end{aligned} \quad (2.17)$$

2.3.2. Avaliação do tempo: hora solar, hora padrão, equação do tempo e correção da longitude

A correta determinação da posição solar exige a conversão precisa do tempo padrão civil para o tempo solar local, uma vez que os relógios seguem fusos horários baseados em meridianos convencionais, enquanto a posição do Sol depende diretamente da longitude geográfica do local e das variações naturais da órbita terrestre (DUFFIE E BECKMAN, 2013; IQBAL, 1983).

Essa conversão é fundamental para garantir a exatidão dos cálculos dos ângulos solares, particularmente do ângulo horário (ω), já desenvolvido na seção anterior de geometria solar.

Esse procedimento leva em consideração dois fatores principais:

- ✓ A diferença de longitude entre o local de interesse e o meridiano central do fuso horário;
- ✓ A Equação do Tempo (ET), que compensa os efeitos da excentricidade orbital da Terra e da inclinação do seu eixo (DUFFIE E BECKMAN, 2013; MYERS, 2013).

Correção pela Longitude

Cada fuso horário representa uma faixa de 15 graus de longitude. Como poucos locais estão exatamente sobre o meridiano central de seu fuso, é necessária uma correção que compense essa diferença. A correção é feita conforme (DUFFIE E BECKMAN, 2013), apresentada na Equação 2.18.

$$\Delta_L = 4 \cdot (L_{st} - L) \quad \text{Equação (2.18)}$$

Onde:

Δ_L : Correção pela longitude (em minutos);

L_{st} : Longitude do meridiano central do fuso horário (em graus);

L : longitude geográfica do local (em graus).

A constante 4 reflete o fato de que cada grau de longitude corresponde a 4 minutos no tempo solar.

Equação do Tempo

A Equação do Tempo (ET) expressa a diferença entre o tempo solar aparente e o tempo médio do relógio, sendo causada pela excentricidade da órbita terrestre e pela inclinação axial da Terra (DUFFIE E BECKMAN, 2013; IQBAL, 1983). A equação 2.19 e Equação 2.20 apresentam o modelo de cálculo.

$$B = 2\pi \cdot \left(\frac{284+d}{365}\right) \quad (2.19)$$

$$ET = 9,87 \cdot \sin(2B) - 7,53 \cdot \cos(B) - 1,5 \cdot \sin(B) \quad (2.20)$$

Onde:

B = parâmetro auxiliar (em graus), função do número do dia do ano d ;

ET = Equação do Tempo (em minutos);

d = número do dia no ano (1 a 365).

Esta equação é uma aproximação empírica, válida para a maioria das aplicações na engenharia solar (DUFFIE E BECKMAN, 2013).

Conversão do Tempo Padrão para Tempo Solar Local

Conforme (DUFFIE E BECKMAN, 2013; MYERS, 2013), a equação que permite converter a hora padrão civil (H_p) em hora solar local (H_s) é expressa na Equação 2.21

$$H_s = H_p + \frac{4 \cdot (L_{st} - L) + ET}{60} \quad (2.21)$$

Onde:

H_s : Tempo solar local (em horas);

H_p : Hora padrão (civil) local (em horas);

L_{st} : Longitude do meridiano central do fuso (graus);

L = longitude do local (graus);

ET = Equação do Tempo (em minutos).

2.4. Modelos de estimativa da radiação solar

A correta modelagem da radiação solar é fundamental na engenharia solar, permitindo estimar a irradiância incidente sobre superfícies inclinadas a partir de dados medidos no plano horizontal. Essa etapa é indispensável em projetos que envolvem sistemas fotovoltaicos, especialmente quando não há medições diretas das componentes direta e difusa, como é o caso do presente trabalho (DUFFIE E BECKMAN, 2013; IQBAL, 1983).

No contexto deste trabalho, os modelos são aplicados para possibilitar a análise da irradiância no plano dos módulos a partir dos dados obtidos pela estação solarimétrica, que realiza medições no plano horizontal. Os modelos são classificados em dois grupos principais:

- ✓ **Modelos de decomposição:** separam a irradiância global horizontal (GHI) nas componentes direta normal (DNI) e difusa horizontal (DHI).
- ✓ **Modelos de transposição:** convertem essas componentes para superfícies inclinadas.

2.4.1. Modelos de decomposição da irradiância

Os modelos de decomposição utilizam como parâmetro base a transmissividade atmosférica (K_t), já definido na Seção 2.2.2.5, onde foram apresentados seu conceito, cálculo e importância na modelagem da radiação solar.

Este índice estabelece a relação entre a irradiância global horizontal e a irradiância extraterrestre no mesmo instante, sendo amplamente adotado na literatura como indicador da cobertura de nuvens e das condições atmosféricas.

Modelo de Erbs

O modelo desenvolvido por (ERBS et al., 1982) é amplamente utilizado na engenharia solar para a estimativa da fração de irradiância difusa, sendo aplicado não apenas em escalas mensais e diárias, mas também em análises horárias e de curto prazo. Estudos como os de

(MYERS, 2013) e (ENGERER, 2015) corroboram a robustez do modelo para aplicações em alta resolução temporal, incluindo dados com frequência de minutos e segundos, desde que os dados sejam devidamente processados.

A simplicidade operacional, o baixo custo computacional e a ampla validação na literatura tornam sua adoção justificável e tecnicamente consistente em projetos de engenharia solar. No contexto deste trabalho, que utiliza dados adquiridos com frequência de 1 Hz (a cada 1 segundo) o uso do modelo de Erbs é adequado na decomposição da irradiância global horizontal para posterior transposição ao plano inclinado dos módulos fotovoltaicos. O modelo é apresentado na Equação 2.22.

$$\frac{DHI}{GHI} = \begin{cases} 1 - 0,09 \cdot K_t & \text{para } K_t \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604 \cdot K_t + 4,388 \cdot K_t^2 - 16,638 \cdot K_t^3 + 12,336 \cdot K_t^4 & \text{para } 0,22 \leq K_t \leq 0,8 \\ 0,165 & \text{para } K_t > 0,8 \end{cases} \quad (2.22)$$

Onde:

DHI : Irradiância difusa horizontal;

GHI : Irradiância global horizontal medida;

$K_t = \frac{GHI}{I_{on} \cdot \cos(\theta_z)}$: Transmissividade atmosférica;

I_{on} : Irradiância extraterrestre normal;

θ_z : Ângulo zenital solar.

Modelo de Reindl

O modelo de Reindl é um aprimoramento ao de Erbs, com uma abordagem robusta recomendada para estudos detalhados, especialmente sob condições variáveis, como presença frequente de nuvens e variações significativas na atmosfera. Em Reindl, é adicionado o ângulo zenital permitindo uma melhor representação da difusidade atmosférica ao longo do dia. A Equação 2.23 apresenta o modelo matemático.

$$\frac{DHI}{GHI} = \left[\begin{cases} 1 & \text{se } K_t \leq 0,3 \\ 1,02 - 0,248 \cdot K_t & \text{se } 0,3 < K_t \leq 0,78 \\ 0,125 & \text{se } K_t > 0,78 \end{cases} \right] \cdot \left(1 + 0,15 \cdot \frac{90^\circ - \theta_z}{90^\circ} \right) \quad (2.23)$$

Aqui faz-se um apontamento importante que no processo de decomposição da irradiância independente do modelo usado chegar-se à irradiância difusa. A irradiância direta será obtida pela diferença entre a irradiância global e a irradiância difusa, conforme expresso na Equação 2.24.

$$DNI = GHI - DHI \quad (2.24)$$

2.4.2. Modelos de transposição da irradiância e representação angular da radiação difusa

Após a decomposição da irradiância global horizontal (GHI) em suas componentes direta normal (DNI) e difusa (DHI), torna-se possível estimar a irradiância incidente sobre superfícies inclinadas, como os módulos fotovoltaicos do presente estudo. Neste processo, a radiação direta normal (DNI) é obtida pela diferença entre a irradiância global horizontal e a irradiância difusa — devidamente corrigidas pelos fatores geométricos e de incidência.

Os modelos de transposição têm como função converter as componentes da irradiância do plano horizontal para qualquer plano inclinado, levando em consideração a orientação (azimute) e o ângulo de inclinação (β) da superfície receptora. Essa modelagem é fundamental para a avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos, visto que os módulos raramente estão dispostos horizontalmente, sendo instalados com inclinação otimizada em função da latitude, sombreamentos ou objetivos energéticos específicos (DUFFIE; BECKMAN, 2013; IQBAL, 1983).

Distribuição da Radiação Difusa — Céu Isotrópico e Céu Anisotrópico

A radiação difusa resulta do espalhamento da radiação solar pela atmosfera após interações com moléculas de gases, partículas sólidas e gotículas de água. A forma como essa radiação se distribui na abóbada celeste depende das propriedades físicas das partículas presentes e da intensidade do espalhamento.

Do ponto de vista conceitual, distinguem-se dois padrões principais de distribuição da radiação difusa: isotrópico e anisotrópico.

Céu Isotrópico

- ✓ **Definição:** A radiação difusa é distribuída de forma uniforme por toda a abóbada celeste, sem dependência da posição do Sol ou de condições atmosféricas específicas.
- ✓ **Fundamento físico:** Este padrão ocorre quando as partículas que provocam o espalhamento são muito menores que o comprimento de onda da radiação incidente (ex.: moléculas dos gases atmosféricos), resultando no espalhamento de Rayleigh.
- ✓ **Balanceamento de fluxo:** Em condições isotrópicas, aproximadamente metade da radiação difusa espalhada retorna ao espaço e metade atinge a superfície terrestre.
 - Vantagem: Modelo simples, com baixo custo computacional.
 - Limitação: Não reproduz concentrações direcionais, como a radiação próxima ao disco solar (*circumsolar*) ou aumentos junto ao horizonte.

Céu Anisotrópico

- ✓ **Definição:** Ocorre quando a radiação difusa não é distribuída de forma uniforme na abóbada celeste, apresentando intensificação em regiões específicas. Esse comportamento se manifesta quando há desequilíbrio no fluxo difuso, ou seja, quando a quantidade de radiação que atinge a superfície terrestre é maior do que a que retorna ao espaço.
- ✓ **Principais causas físicas:**
 1. Presença de partículas com dimensões próximas ou superiores a ~10% do comprimento de onda da radiação (espalhamento de Mie), como aerossóis, poeira, poluição ou fumaça;
 2. Nuvens altas do tipo *cirrus*, compostas por cristais de gelo que concentram radiação difusa na vizinhança do disco solar;
 3. Atmosferas turvas ou com alta turbidez, que aumentam significativamente a radiação *circumsolar*.
- ✓ **Efeito circumsolar:** Parcela adicional de radiação difusa concentrada na região próxima ao disco solar. Como o campo de visão de um pireliômetro (~5°) é maior que o diâmetro aparente do Sol (~0,53°), parte dessa radiação circumsolar é medida junto com a radiação direta, o que pode superestimar a componente direta e subestimar a difusa real.

- ✓ **Efeito horizonte:** Intensificação da radiação difusa próxima ao horizonte em determinadas condições atmosféricas.
 - **Vantagem:** Representa com maior precisão a distribuição real da difusa em diferentes cenários atmosféricos.
 - **Limitação:** Maior complexidade de cálculo e necessidade de parâmetros adicionais, como índice de claridade, ângulo zenital e turbidez atmosférica.

Importância Prática da Escolha do Modelo

A seleção adequada do modelo de tipo de céu — isotrópico ou anisotrópico — é um fator decisivo para a precisão das estimativas de irradiância em planos inclinados e, conseqüentemente, para a confiabilidade do dimensionamento e avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos.

Os modelos isotrópicos oferecem simplicidade e baixo custo computacional, assumindo uma distribuição uniforme da radiação difusa em toda a abóbada celeste. Essa abordagem pode ser adequada em estudos preliminares, em regiões com atmosfera predominantemente limpa ou em aplicações onde as variações direcionais da radiação difusa tenham impacto reduzido. No entanto, sua limitação torna-se significativa em condições atmosféricas que provoquem concentrações de radiação próximas ao disco solar ou ao horizonte, pois não captam adequadamente essas assimetrias.

Já os modelos anisotrópicos incorporam representações mais realistas da distribuição da radiação difusa, considerando fenômenos como a radiação *circumsolar* e o efeito horizonte. Essas características permitem maior acurácia em cenários reais, principalmente em locais com alta turbidez atmosférica, presença de nuvens *cirrus* ou carga significativa de aerossóis. A aplicação correta desse tipo de modelo reduz erros de previsão e auxilia na prevenção de problemas operacionais, como sobrecorrentes ocasionadas por picos de irradiância não previstos.

A escolha do modelo deve estar alinhada às condições atmosféricas predominantes no local de instalação e à finalidade da análise. Em regiões com grande variabilidade meteorológica ou elevada incidência de fenômenos que intensificam a anisotropia, o uso de modelos anisotrópicos é fortemente recomendado. Além disso, a decisão deve considerar a

disponibilidade de dados de entrada, visto que modelos mais sofisticados exigem parâmetros adicionais, como índices de claridade, turbidez atmosférica e ângulo zenital.

Portanto, a definição correta do modelo de tipo de céu não é apenas uma etapa teórica na modelagem da irradiância, mas uma medida prática que influencia diretamente a eficiência energética, a confiabilidade e a segurança de sistemas fotovoltaicos.

Modelo de Liu e Jordan (1960) – Céu Isotrópico

O modelo assume que a radiação difusa é distribuída uniformemente por toda a abóbada celeste. É o modelo mais simples, adequado para condições atmosféricas muito homogêneas, como céu totalmente encoberto. As Equações de 2.25 a 2.28, apresentam o modelo.

$$I_{d,T} = DHI \cdot \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad (2.25)$$

$$I_{b,T} = DNI \cdot \cos(\theta) \quad (2.26)$$

$$I_{r,T} = GHI \cdot \rho \cdot \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (2.27)$$

$$G_T = I_{b,T} + I_{d,T} + I_{r,T} \quad (2.28)$$

Em que:

G_T : Irradiância global no plano inclinado (W/m²);

$I_{b,T}$: Componente direta no plano inclinado (W/m²);

$I_{d,T}$: Componente difusa no plano inclinado (W/m²);

$I_{r,T}$: Componente refletida (albedo) (W/m²);

DHI : Irradiância difusa horizontal (W/m²);

DNI : Irradiância direta normal (W/m²);

GHI : Irradiância global horizontal (W/m²);

β : Ângulo de inclinação da superfície (graus);

θ : Ângulo de incidência da radiação direta na superfície inclinada (graus);

ρ : Coeficiente de refletância do solo (adimensional, geralmente entre 0,2 e 0,3).

Modelo Hay e Davies (1980) – Céu Anisotrópico

Esse modelo introduz o conceito de fator de anisotropia, considerando que parte da radiação difusa está concentrada no entorno do Sol (efeito circumsolar) e o restante é distribuído isotropicamente. As Equações 2.28 a 2.32 apresentam o modelo.

$$I_{d,T} = DHI \cdot \left[F + (1 - F) \cdot \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \quad (2.28)$$

$$I_{b,T} = DNI \cdot \cos(\theta) \quad (2.29)$$

$$I_{r,T} = GHI \cdot \rho \cdot \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (2.30)$$

$$G_T = I_{b,T} + I_{d,T} + I_{r,T} \quad (2.31)$$

$$F = \frac{DNI}{I_{on} \cdot \cos(\theta_z)} \quad (2.32)$$

Sendo que:

G_T : Irradiância global no plano inclinado (W/m²);

$I_{b,T}$: Componente direta no plano inclinado (W/m²);

$I_{d,T}$: Componente difusa no plano inclinado (W/m²);

$I_{r,T}$: Componente refletida (albedo) (W/m²);

DHI : Irradiância difusa horizontal (W/m²);

DNI : Irradiância direta normal (W/m²);

GHI : Irradiância global horizontal (W/m²);

β : Ângulo de inclinação da superfície (graus);

θ : Ângulo de incidência da radiação direta na superfície inclinada (graus);

ρ : Coeficiente de refletância do solo (adimensional, geralmente entre 0,2 e 0,3).

F: Fator de anisotropia. Quando F se aproxima de 1, a difusa está altamente concentrada ao redor do Sol (céu limpo). Quando F é baixo, a difusa é mais isotrópica (céu nublado).

θ_z : Ângulo zenital solar

I_{on} : Irradiância extraterrestre normal (W/m²);

Modelo de PEREZ – Céu Anisotrópico Avançado

O modelo de (PEREZ et al., 1990) é considerado uma das abordagens mais robustas e precisas na modelagem da irradiância em planos inclinados. Diferentemente dos modelos

isotrópicos e dos anisotrópicos simples, este modelo reconhece que a radiação difusa não é homogênea na esfera celeste. Sua formulação matemática distribui a radiação difusa em três componentes distintas:

- ✓ **Circumsolar:** relacionada à concentração da radiação nas proximidades do disco solar;
- ✓ **Horizonte claro:** associada ao brilho observado próximo ao horizonte;
- ✓ **Céu isotrópico:** radiação difusa distribuída uniformemente no restante da abóbada celeste.

A formulação matemática do modelo é apresentada nas Equações 2.31 a 2.34.

$$I_{d,T} = DHI \cdot \left[F_1 \cdot \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} + F_2 \cdot \frac{\sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)}{\sin^3(90^\circ)} + (1 - F_1) \cdot (1 - F_2) \cdot \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \quad (2.31)$$

$$I_{b,T} = DNI \cdot \cos(\theta) \quad (2.32)$$

$$I_{r,T} = GHI \cdot \rho \cdot \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (2.33)$$

$$G_T = I_{b,T} + I_{d,T} + I_{r,T} \quad (2.34)$$

Onde que:

G_T : Irradiância global no plano inclinado (W/m²);

$I_{b,T}$: Componente direta no plano inclinado (W/m²);

$I_{d,T}$: Componente difusa no plano inclinado (W/m²);

$I_{r,T}$: Componente refletida (albedo) (W/m²);

DHI : Irradiância difusa horizontal (W/m²);

DNI : Irradiância direta normal (W/m²);

GHI : Irradiância global horizontal (W/m²);

β : Ângulo de inclinação da superfície (graus);

θ : Ângulo de incidência da radiação direta na superfície inclinada (graus);

θ_z : Ângulo zenital solar (graus)

ρ : Coeficiente de refletância do solo (adimensional, geralmente entre 0,2 e 0,3).

F_1 : Coeficiente do componente circumsolar, obtido empiricamente a partir de tabelas que consideram a transmissividade atmosférica, ângulo zenital e condição atmosférica (adimensional);

F_2 : coeficiente do componente horizonte claro, também obtido empiricamente conforme condições atmosféricas (adimensional).

Coeficientes de Anisotropia do Modelo de PEREZ

No modelo de (PEREZ et al., 1990), os coeficientes F_1 (circumsolar) e F_2 (horizonte claro) são determinados com base em três parâmetros:

ε : clareza do céu (*sky clearness index*), definido em função da transmissividade atmosférica e do ângulo zenital;

Δ : brilho do céu (*sky brightness*), que relaciona a irradiância difusa com a massa de ar;

θ_z : Ângulo zenital solar (graus)

As Equações 2.35 e 2.36 apresentam respectivamente as expressões matemáticas de F_1 e F_2 .

$$F_1 = \max [0, f_{11}(\varepsilon) + f_{12}(\Delta) + f_{13}(\varepsilon) \cdot \theta_z] \quad (2.35)$$

$$F_2 = f_{21}(\varepsilon) + f_{22}(\varepsilon) \cdot (\Delta) + f_{23}(\varepsilon) \cdot \theta_z \quad (2.36)$$

**Tabela 2 - Coeficientes empíricos f_{ij} fornecidos conforme os diferentes níveis de ε .
Fonte: Adaptado de (PEREZ et al., 1990), conforme compilado em (DRIESSE et al. (2023)).**

Intervalo de ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1.000–1.065	-0.0083	0.5877	-0.0621	-0.0596	0.0721	-0.0220
1.065–1.230	0.1299	0.6826	-0.1514	-0.0189	0.0660	-0.0289
1.230–1.500	0.3297	0.4869	-0.2211	0.0554	-0.0640	-0.0261
1.500–1.950	0.5682	0.1875	-0.2951	0.1089	-0.1519	-0.0140
1.950–2.800	0.8730	-0.3920	-0.362	0.2256	-0.4620	0.0012
2.800–4.500	1.1326	-1.2367	-0.4118	0.2878	-0.8230	0.0559
4.500–6.200	1.0624	-1.5999	-0.3589	0.2642	-1.1272	0.1311
≥ 6.200	0.6777	-0.3273	-0.2504	0.1516	-1.3765	0.2506

Orientações para Aplicação dos Coeficientes

- ✓ Para cada instante de medição, calcular ε , Δ e θ_z conforme suas respectivas fórmulas.
- ✓ Selecionar a linha da tabela que corresponda ao intervalo de ε .
- ✓ Calcular F_1 e F_2 usando os dados de entrada e os coeficientes tabelados.
- ✓ Inserir esses valores nas equações do modelo para obter a irradiância difusa sobre o plano inclinado.

Aplicabilidade e Relevância para Sistemas Fotovoltaicos

O modelo de PEREZ é amplamente reconhecido na engenharia solar por sua elevada acurácia na estimativa da irradiância sobre superfícies inclinadas. Ele é especialmente útil em aplicações fotovoltaicas, onde a correta quantificação da irradiância no plano dos módulos impacta diretamente no desempenho e na confiabilidade dos sistemas (PEREZ et al., 1990; ENGERER, 2015).

De acordo com o *PV Performance Modeling Collaborative* – (SENGUPTA, 2024), uma das principais organizações internacionais de modelagem de desempenho fotovoltaico, o modelo de PEREZ é considerado o modelo preferido para estimativas da irradiância no plano dos módulos, devido à sua capacidade de representar com precisão diferentes condições atmosféricas, especialmente em cenários de céu variável.

Sua robustez torna-o adequado tanto para simulações de longo prazo quanto para aplicações em alta resolução temporal, como dados horários, minuto a minuto ou mesmo segundo a segundo, desde que os dados de entrada estejam devidamente processados (ENGERER, 2015; SENGUPTA, 2024).

No presente trabalho, sua adoção se justifica pela necessidade de avaliar a irradiância no plano inclinado dos módulos fotovoltaicos com elevada precisão, considerando as variações espaciais e angulares da radiação difusa, características inerentes ao ambiente atmosférico na região de estudo.

Implicações práticas no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

A não consideração adequada da anisotropia, em especial da radiação circumsolar, pode levar a erros críticos de projeto. Os principais impactos incluem:

- ✓ **Sobrecorrente em módulos fotovoltaicos** (*overcurrent*): picos de irradiância ocasionais, mas potencialmente intensos, podem gerar correntes superiores à máxima suportada pelo módulo.
- ✓ **Falhas em componentes elétricos:** queima de diodos de bypass e sobreaquecimento de cabos, comprometendo a segurança e a durabilidade do sistema.
- ✓ **Risco de falhas em larga escala:** em usinas de grande porte, um único evento de sobrecorrente pode afetar milhares de módulos simultaneamente, com altos custos de manutenção e substituição.
- ✓ **Recomendações normativas e de projeto:** dimensionar circuitos com margem de segurança — por exemplo, adotando acréscimo de 25% sobre a corrente nominal do módulo — é uma prática recomendada para mitigação de riscos.

A medição contínua durante todo o ano é essencial para caracterizar a frequência e intensidade da anisotropia em um local, possibilitando ajustes precisos nos modelos de previsão e no dimensionamento do sistema.

3. DIAGNÓSTICO DO RECURSO SOLAR E DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

O presente capítulo apresenta um diagnóstico detalhado do recurso solar no Brasil e sua relação direta com o desenvolvimento da geração fotovoltaica centralizada (GC). São abordados aspectos técnicos sobre o potencial solar nacional, as bases de dados utilizadas, a instrumentação aplicada na medição da irradiância, os requisitos normativos para implantação de usinas fotovoltaicas de grande porte, bem como o panorama atual e as projeções para a expansão da capacidade instalada no país.

3.1. Potencial solar brasileiro

O Brasil possui um dos maiores potenciais solares do mundo, com índices médios de irradiação que variam entre 4,5 e 6,5 kWh/m²·dia, dependendo da região (CRESESB, 2020; EPE, 2023). As regiões do Nordeste, Centro-Oeste, norte de Minas Gerais e parte do Sudeste se destacam como áreas de excelente aptidão para projetos fotovoltaicos.

O Atlas Brasileiro de Energia Solar, desenvolvido pelo Instituto de Pesquisas Espaciais — INPE e pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito — CRESESB, evidencia que praticamente todo o território nacional possui níveis de irradiação superiores aos de países tradicionalmente líderes no setor, como Alemanha, França e Japão. Este cenário oferece uma vantagem competitiva natural para a expansão da energia fotovoltaica no Brasil, especialmente na modalidade de geração centralizada.

3.2. Desenvolvimento e distribuição espacial da geração fotovoltaica centralizada no Brasil

A geração fotovoltaica centralizada no Brasil iniciou sua trajetória de expansão efetiva na década de 2010, impulsionada pelos primeiros leilões específicos para a fonte solar, organizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Desde então, o crescimento tem sido exponencial, tanto em termos de capacidade instalada quanto de diversidade regional dos empreendimentos.

Atualmente, o Brasil contabiliza aproximadamente 17,6 GW de potência instalada em usinas de geração centralizada (GC), concentradas principalmente nas regiões Nordeste e

Sudeste (ANEEL, 2025; ABSOLAR, 2025). Esse desenvolvimento está diretamente relacionado à combinação de fatores como:

- ✓ Elevados níveis de irradiação solar;
- ✓ Disponibilidade de infraestrutura elétrica, especialmente linhas de transmissão para escoamento da energia;
- ✓ Condições logísticas e ambientais favoráveis;
- ✓ Estabilidade regulatória e competitividade do setor.

O Nordeste brasileiro tem se consolidado como a principal região para a implantação de usinas fotovoltaicas centralizadas no país. Estados como Bahia e Piauí se destacam nesse cenário por apresentarem altos índices de irradiação solar e infraestrutura elétrica adequada, fatores que favorecem a instalação de grandes empreendimentos solares. Segundo o *Atlas Brasileiro de Energia Solar* (INPE, 2017), essas regiões estão entre as que possuem maior potencial solar do país. Além disso, dados da ANEEL indicam que a Bahia liderou a expansão da geração solar centralizada em 2025, com nove novas usinas e 144 MW adicionados ao sistema (ANEEL, 2025).

A competitividade da região é reforçada por uma combinação de políticas estaduais atrativas, disponibilidade de áreas e bons níveis de conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa infraestrutura tem sido fundamental para viabilizar a integração da energia gerada ao sistema elétrico nacional, conforme demonstrado nos relatórios técnicos (ANEEL, 2024) e nos dados georreferenciados da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD, 2024).

Além do Nordeste, o estado de Minas Gerais também se destaca como um polo relevante para a geração fotovoltaica. O estado combina bom recurso solar, conforme o *Atlas Solarimétrico da CEMIG* (CEMIG, 2016), com vantagens logísticas e proximidade dos principais centros de carga da região Sudeste, o que reduz custos de transmissão e facilita a distribuição da energia gerada (ONS, 2024). Minas também tem investido em soluções inovadoras, como projetos agrivoltaicos que integram produção agrícola e geração de energia.

Outros estados, como Pernambuco, Ceará e Goiás, vêm consolidando sua participação no mapa da geração centralizada. Dados do *Dashboard de Energia Solar* da EPE mostram crescimento contínuo da capacidade instalada nesses estados, refletindo o interesse de investidores e a viabilidade técnica desses mercados (EPE, 2025).

Essa expansão geográfica da geração solar no Brasil reflete não apenas o elevado potencial solar do território nacional, mas também fatores estruturais como a dinâmica dos leilões de energia, que têm garantido contratos de longo prazo com preços competitivos (ANEEL, 2025); a disponibilidade de financiamento, especialmente por meio de bancos públicos e programas de incentivo; o avanço tecnológico dos sistemas fotovoltaicos, com maior eficiência e redução de custos; e a consolidação do ambiente regulatório, com normas claras e estáveis que favorecem a previsibilidade e a segurança jurídica dos investimentos (EPE & ELETROBRAS, 2022).

3.3. Base de dados do recurso solar no Brasil

A caracterização do recurso solar no Brasil é realizada a partir de diversas bases de dados, que são fundamentais para estudos de viabilidade, modelagem energética, planejamento de projetos e desenvolvimento de políticas públicas no setor fotovoltaico. Essas bases combinam dados obtidos por sensoriamento remoto (satélites), modelos climáticos de reanálise e medições de superfície, permitindo análises em diferentes escalas espaciais e temporais.

As principais bases de dados sobre o recurso solar disponíveis no Brasil são:

✓ Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais — **SONDA (INPE)**

Programa nacional que opera uma rede de estações solarimétricas de alta precisão, distribuídas em diferentes biomas e regiões climáticas do Brasil. Os dados incluem irradiância global, direta e difusa, além de variáveis meteorológicas associadas. As estações SONDA seguem rigorosos protocolos internacionais de calibração e qualidade de dados, sendo referência para validações e estudos científicos.

✓ Instituto Nacional de Meteorologia — **INMET**

Possui uma ampla rede de estações meteorológicas espalhadas por todo o território nacional. Embora nem todas as estações possuam sensores solarimétricos de alta classe, os dados de irradiância global horizontal são amplamente utilizados em análises de longo prazo, modelagem e validações complementares. No contexto deste trabalho, os dados do INMET são particularmente relevantes para análises comparativas e validação experimental.

✓ Centro de Referência para Energia Solar e Eólica — **CRESESB**

Fornece o Atlas Brasileiro de Energia Solar, desenvolvido em parceria com o INPE. Essa base integra dados de satélites, modelos de reanálise e medições de superfície, oferecendo informações espacializadas sobre o recurso solar com resolução adequada para estudos de planejamento energético e desenvolvimento de projetos fotovoltaicos.

✓ *Solar and Wind Energy Resource Assessment* — **SWERA**

Projeto global desenvolvido pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), que inclui dados sobre recurso solar e eólico para diversos países, incluindo o Brasil. Os dados combinam modelagem atmosférica, satélites e medições de superfície.

✓ **Bases de Reanálise Climática**

Fontes como NASA/POWER, MERRA-2, ERA5, entre outras, fornecem séries temporais longas e dados com cobertura espacial completa, sendo amplamente utilizadas para estudos climáticos, modelagens energéticas e análises estatísticas do recurso solar em escala regional e global.

Estas bases desempenham um papel fundamental tanto no desenvolvimento da geração fotovoltaica no Brasil quanto em pesquisas acadêmicas, oferecendo informações robustas para modelagem, simulações e análises de desempenho de sistemas solares. No contexto deste trabalho, elas são utilizadas para comparação, validação de dados e suporte na análise da variabilidade do recurso solar.

3.4. Instrumentação e padrões para medição da irradiância solar

A obtenção de dados solarimétricos confiáveis depende diretamente do uso de instrumentação adequada, associada à rigorosa aplicação de normas e procedimentos técnicos internacionalmente reconhecidos. Esses procedimentos garantem a rastreabilidade metrológica, a qualidade dos dados e a comparabilidade entre medições realizadas em diferentes locais e condições.

No contexto da geração fotovoltaica centralizada, bem como em projetos de pesquisa, são empregados sensores certificados, calibrados e operados conforme os requisitos técnicos estabelecidos por organismos internacionais como a ISO (*International Organization for Standardization*), a IEC (*International Electrotechnical Commission*), a ASTM (*American*

Society for Testing and Materials) e a WMO (*World Meteorological Organization*), além de procedimentos e certificações nacionais promovidos pelo INMETRO, ONS, EPE e CRESESB.

Instrumentação Solarimétrica Aplicada — Visão Normativa e Institucional

- ✓ **Piranômetros:** Para medição da irradiância global horizontal (GHI) e da irradiância difusa horizontal (DHI), quando acoplados a um anel sombreador. Classificados pela ISO 9060:2018 em Classe A (*High Precision*), Classe B (*First Class*) e Classe C (*Second Class*).
- ✓ **Pireliômetro:** Para medição da irradiância direta normal (DNI), operando em conjunto com rastreadores solares, segundo as especificações da ISO 9059 e das recomendações da WMO.
- ✓ **Rastreadores solares:** Equipamentos que posicionam os sensores corretamente em relação ao Sol, fundamentais para medições de DNI e DHI precisas.
- ✓ **Piranômetros inclinados:** Aplicados em superfícies com o mesmo ângulo dos módulos fotovoltaicos, essenciais para validação de modelos de transposição e análise de desempenho.

Padrões Técnicos e Normativos Aplicáveis

- ✓ Normas Internacionais:
 - ISO 9060:2018 — classificação e requisitos de piranômetros e pireliômetro.
 - ISO 9847 — procedimentos para calibração de piranômetros.
 - ISO 9059 — especificações para pireliômetro.
 - IEC 61724-1:2021 — monitoramento de sistemas fotovoltaicos: especificações, parâmetros e requisitos de precisão dos sensores.
 - ASTM G173-03 — referência de espectros solares padrão para modelagem e validação de desempenho de sistemas solares.
 - WMO Guide (WMO-No. 8) — manual global para medição meteorológica, com diretrizes detalhadas para medição de irradiância solar, instalação dos sensores, calibração e controle de qualidade dos dados.
- ✓ Normas e Procedimentos Nacionais:

- INMETRO — procedimentos de certificação, calibração e rastreabilidade metrológica dos sensores utilizados.
- CRESESB — diretrizes técnicas para instalação e operação de estações solarimétricas no Brasil.
- ONS e EPE: — definem os critérios técnicos para aceitação dos dados solarimétricos em projetos de geração centralizada, exigindo campanhas de pelo menos 12 meses, com instrumentação de Classe A, rastreadores solares e conformidade com normas internacionais.

Rastreabilidade, Qualidade e Manutenção dos Dados

A rastreabilidade metrológica é garantida por calibrações periódicas, realizadas em laboratórios acreditados conforme ISO/IEC 17025:2017. A qualidade dos dados é mantida por procedimentos operacionais como:

- ✓ Limpeza regular dos sensores;
- ✓ Verificação da operação correta dos rastreadores solares;
- ✓ Monitoramento de sombreamento, degradação dos sensores e anomalias nos registros;
- ✓ Aplicação de filtros de controle de qualidade, conforme protocolos definidos pela WMO e pela IEC 61724-1:2021.

É importante destacar que a presente seção teve como objetivo apresentar uma visão normativa, conceitual e abrangente da instrumentação solarimétrica, fundamentada nos padrões internacionais e nos requisitos técnicos aplicáveis ao desenvolvimento da geração fotovoltaica centralizada e às boas práticas de metrologia solar.

No Capítulo 4, seguinte, será abordada de forma detalhada a instrumentação específica utilizada neste trabalho, incluindo suas características técnicas, processos operacionais, além da metodologia aplicada na modelagem dos módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância solar, contribuindo diretamente para os objetivos experimentais da pesquisa.

4. INSTRUMENTAÇÃO SOLARIMÉTRICA E MODELAGEM DE MÓDULO FOTOVOLTAICO COMO SENSOR DE IRRADIÂNCIA

O monitoramento da irradiância solar é uma etapa fundamental para análises de desempenho, dimensionamento e validação de sistemas fotovoltaicos. A qualidade dos dados obtidos depende diretamente da precisão dos instrumentos utilizados, da rastreabilidade metrológica e dos métodos de processamento das informações.

Além dos sensores convencionais, o uso de módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância tem sido objeto de pesquisa e aplicação prática, especialmente em sistemas de monitoramento operacional, conforme discutido por (DUFFIE E BECKMAN, 2013), (DE SOTO, KLEIN E BECKMAN, 2006) e (IEC 61724-1, 2021).

Este capítulo aborda os fundamentos da instrumentação solarimétrica convencional, além da modelagem dos módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância, tema central da presente dissertação.

4.1. Instrumentação convencional para medição da irradiância solar

4.1.1. Princípios de funcionamento dos sensores solarimétricos

A medição da irradiância solar é realizada por dispositivos que operam por meio da conversão da energia radiante em sinais elétricos proporcionais à potência incidente. Esses dispositivos seguem princípios físicos bem estabelecidos, conforme descrito no guia da Organização Meteorológica Mundial (WMO, 2018) e nas normas (ISO 9060, 2018) e (DUFFIE E BECKMAN, 2013). Os principais sensores são descritos abaixo:

- **Piranômetros:** Sensores que utilizam o efeito termoelétrico, nos quais sensores de corpo negro convertem radiação em diferença de potencial elétrico. São projetados para ter uma resposta espectral plana no intervalo de 280 nm a 3000 nm (ISO 9060, 2018; WMO, 2018).
- **Pireliômetro:** Instrumentos empregados na medição da irradiância direta normal (DNI), que operam por meio de sistemas ópticos que limitam o campo de visão ao disco solar, com alinhamento via rastreadores solares (WMO, 2018; ISO 9059, 1990).
- **Rastreadores Solares:** Equipamentos responsáveis por posicionar os sensores no alinhamento correto com o Sol, indispensáveis para medições de DNI e para medições

precisas da irradiância difusa com anéis de sombreamento (DUFFIE E BECKMAN, 2013).

- **Piranômetros Inclinados:** Instalados no mesmo plano dos módulos fotovoltaicos, medem diretamente a irradiância incidente sobre a superfície do gerador, sendo essenciais para avaliações de desempenho e validação de modelos de transposição (IEC 61724-1, 2021).

4.1.2. Procedimentos de calibração e qualidade dos dados

As medições realizadas em campanhas solarimétricas seguem rigorosamente normas internacionais e recomendações técnicas. A (ISO 9060, 2018) classifica os sensores segundo três categorias — Classe A (Alta Precisão), Classe B (Primeira Classe) e Classe C (Segunda Classe).

A calibração de piranômetros é conduzida segundo a norma (ISO 9847, 1992), utilizando comparação direta com sensores de referência rastreados ao *World Radiation Center* (WRC). Para pireliômetro, aplicam-se os procedimentos definidos na (ISO 9059, 1990).

As diretrizes operacionais e de monitoramento estão descritas na norma (IEC 61724-1, 2021), que estabelece os requisitos para sistemas de monitoramento de plantas fotovoltaicas, bem como na WMO (GUIDE No. 8, 2018), que especifica padrões globais de observações meteorológicas.

4.1.3. Incertezas associadas às medições

As principais fontes de incerteza nas medições de irradiância incluem a calibração dos sensores, os efeitos de temperatura, a degradação óptica dos domos, o alinhamento incorreto e a presença de sujeira ou sombreamento não detectado (WMO, 2018; IEC 61724-1, 2021).

De acordo com a norma (ISO 9060, 2018), sensores de Classe A, quando corretamente operados, apresentam incertezas na faixa de $\pm 2\%$ a $\pm 3\%$ em condições ideais. As diretrizes da (WMO, 2018) e da (IEC 61724-1, 2021) indicam que, com práticas operacionais adequadas, a incerteza total nas medições pode ser mantida abaixo de $\pm 5\%$.

4.2. Modelagem de módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância

4.2.1. Estrutura dos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são compostos por células semicondutoras de silício, encapsuladas em vidro temperado, camadas de EVA (etileno acetato de vinila) como encapsulante, *backsheet* de polímero, quadro de alumínio e caixa de junção contendo os diodos de *bypass*.

- ✓ **Células fotovoltaicas:** Responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica.
- ✓ **Vidro temperado:** Proteção frontal contra impactos e intempéries, com alta transmitância óptica.
- ✓ **Encapsulante (EVA):** Isolamento elétrico e proteção das células contra umidade e agentes externos.
- ✓ **Backsheet:** Camada posterior, que impede a penetração de umidade e protege contra agressões ambientais.
- ✓ **Quadro de alumínio:** Estrutura de suporte, conferindo rigidez e permitindo fixação.
- ✓ **Caixa de junção:** Acomoda as conexões elétricas e os diodos de by-pass.
- ✓ **Diodos bypass:** Protegem contra sombreamentos parciais.

Essa configuração visa proteger as células contra agentes ambientais e garantir a estabilidade elétrica e mecânica ao longo da vida útil do módulo (GREEN et al., 2015; FRAUNHOFER ISE, 2022).

4.2.2. Modelagem elétrica de módulos fotovoltaicos e curvas características I-V e P-V

O comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico pode ser representado de forma precisa por meio do modelo de um diodo com cinco parâmetros, que descreve a relação entre corrente (I) e tensão (V) nos terminais do módulo fotovoltaico em função da temperatura. Este modelo é amplamente consolidado na literatura técnica científica e em normas (DUFFIE e BECKMAN, 2013; DE SOTO et al., 2006; VILLALVA, GAZOLI E FILHO, 2009). A Figura 9 ilustra esquematicamente o referido modelo.

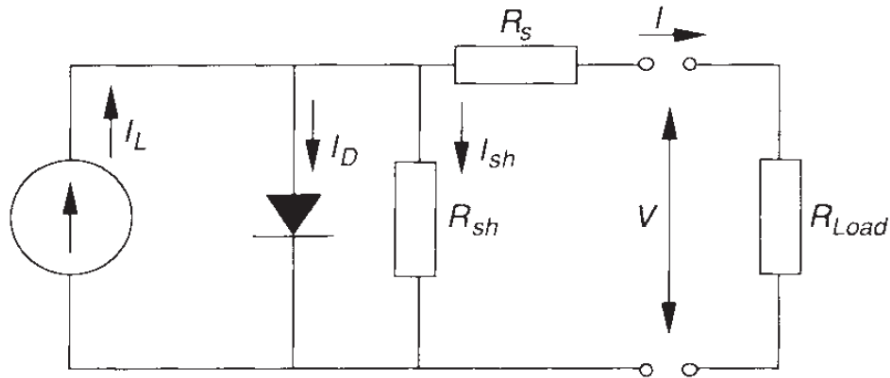


Figura 9 - Circuito equivalente do Módulo Fotovoltaico. Fonte (DUFFIE, BECKMAN, 2020).

A Equação 4.1 descreve a curva característica corrente-tensão (I-V).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\left(\frac{q(V+IR_s)}{nKT} \right)} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (4.1)$$

Nota. Os parâmetros da equação são descritos mais abaixo.

Já a Equação 4.2 descreve a corrente fotogerada, conforme (VILLALVA, GAZOLI E FILHO, 2009).

$$I_{ph} = I_{sc,ref} + K_i \cdot (T - T_{ref}) \cdot \frac{G}{G_{ref}} \quad (4.2)$$

Nota. Os parâmetros da equação são descritos mais abaixo.

A corrente de saturação do diodo é altamente sensível à temperatura, sendo calculada conforme a Equação 4.3 (DUFFIE e BECKMAN, 2013; DE SOTO et al., 2006).

$$I_0 = I_{0,ref} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}} \right) \cdot \left[e^{\left(\frac{q(E_g)}{nK} \right) \cdot \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right)} \right] \quad (4.3)$$

Parâmetros gerais das equações do modelo:

I : Corrente de saída do módulo (A)

V : Tensão nos terminais do módulo (V)

I_{ph} : Corrente fotogerada (A), proporcional à irradiância (G) e influenciada pela temperatura da célula (T)

I_0 : Corrente de saturação do diodo (A)

$I_{0,ref}$: Corrente de saturação do diodo na condição de referência (A)

R_s : Resistência série (Ω) — representa perdas resistivas internas do módulo

R_{sh} : Resistência de *shunt* (Ω) — representa perdas por corrente de fuga

n : Fator de idealidade do diodo (adimensional)

q : Carga do elétron = $1,602 \times 10^{-19}$ C

k : Constante de Boltzmann = $1,381 \times 10^{-23}$ J/K

E_g : *Bandgap* do semicondutor (para Silício cristalino $\cong 1,12$ eV)

T: Temperatura da célula (K)

$I_{sc,ref}$: Corrente de curto-circuito na condição padrão (A)

K_i : Coeficiente de variação da corrente com a temperatura ($A/^\circ C$)

G : Irradiância atual (W/m^2)

G_{ref} : Irradiância de referência = 1000 W/m^2

T_{ref} : Temperatura de referência = $25^\circ C / 298,15$ K

Análise das Curvas Características I×V e P×V

As curvas I×V (Corrente vs. Tensão) e P×V (Potência vs. Tensão) representam o desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos sob diferentes condições de irradiância e temperatura (VILLALVA *et al.*, 2009); (DUFFIE e BECKMAN, 2013); (IEC 60891, 2021). A Figura 10 apresenta os gráficos das curvas.

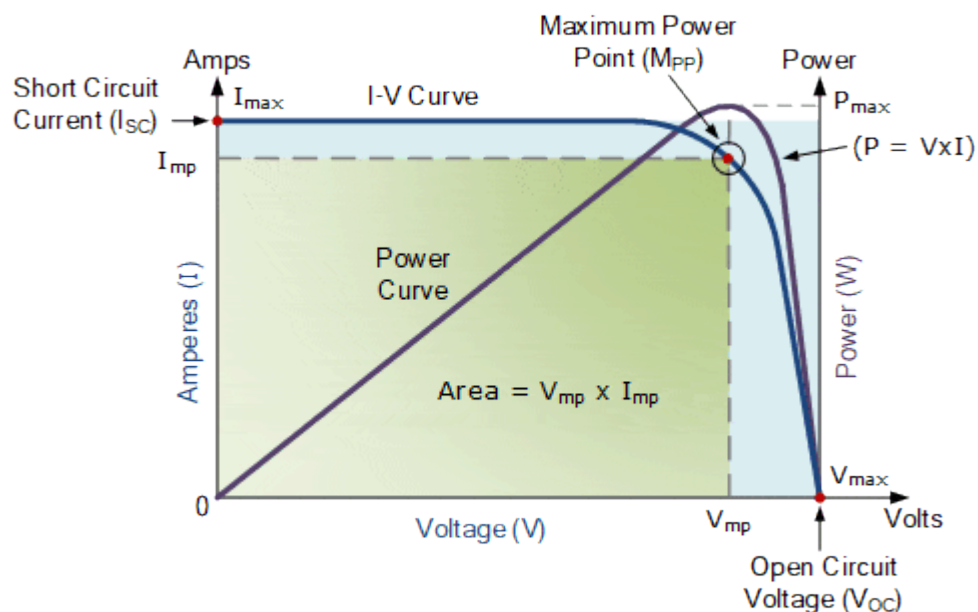


Figura 10 - Curva típica IxV e PxV para um módulo fotovoltaico. (Energy Tutorial, 2025).

- ✓ Curva I×V (Corrente × Tensão):
 - Representa a relação entre corrente e tensão sob uma determinada irradiância e temperatura.
 - Inicia no ponto de corrente de curto-circuito (I_{sc}), quando a tensão é zero, e finaliza na tensão de circuito aberto (V_{oc}), quando a corrente é zero.
 - A curva decai de forma não linear, refletindo os efeitos da resistência série e de *shunt*.

- ✓ Curva P×V (Potência × Tensão):
 - Obtida pelo produto de corrente e tensão em cada ponto da curva I×V.
 - Possui um ponto máximo chamado *Maximum Power Point (MPP)*, definido pelos pares (V_{mpp} , I_{mpp}), onde ocorre a máxima geração de potência elétrica pelo módulo.

- ✓ Influência da Irradiância e Temperatura:
 - O aumento da irradiância eleva proporcionalmente a corrente gerada (I_{sc}) e, conseqüentemente, toda a curva I×V se desloca para cima.
 - O aumento da temperatura reduz principalmente a tensão de circuito aberto (V_{oc}), deslocando a curva para a esquerda, além de aumentar levemente a corrente de saturação (I_0), o que impacta negativamente na geração de potência.

4.2.3. Aplicação dos Módulos como Sensores de Irradiância: vantagens, limitações e incertezas

O uso de módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância no plano inclinado tem se tornado uma prática consolidada em projetos de monitoramento e avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos, especialmente quando se busca maior aderência às condições reais de operação dos módulos. Essa abordagem baseia-se na relação linear entre a irradiância incidente (G) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}), conforme apresentado na Equação 4.4.

$$G = \left(\frac{I_{sc}}{I_{sc,ref}} \right) \cdot G_{ref} \quad (4.4)$$

Essa equação, fundamentada nas normas (IEC 61724-1, 2021) e nas modelagens propostas por (DE SOTO, KLEIN e BECKMAN, 2006) e (VILLALVA, GAZOLI E FILHO, 2009), permite transformar a medida elétrica da corrente de curto-circuito em um valor de irradiância no plano dos módulos, desde que sejam aplicadas as correções necessárias para temperatura e variações espectrais.

Metodologia de Aplicação dos Módulos como Sensores

Para que a utilização dos módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância seja tecnicamente válida, os seguintes procedimentos são adotados:

- ✓ **Monitoramento da temperatura da célula**, com sensores de contato específicos, para aplicação das correções térmicas.
- ✓ **Calibração inicial dos módulos**, por comparação direta com sensores solarimétricos de referência (piranômetros Classe A), conforme recomendado pela norma (IEC 61724-1, 2021).
- ✓ **Acompanhamento periódico da calibração**, considerando possíveis alterações no comportamento elétrico devido à degradação natural dos módulos.
- ✓ **Manutenção rigorosa**, incluindo limpeza periódica e mitigação de sombreamentos acidentais.
- ✓ **Verificação dos parâmetros elétricos críticos**, como resistência série (R_s) e resistência de *shunt* (R_{sh}), que impactam diretamente na precisão da corrente de curto-circuito como *proxy* da irradiância.

Vantagens da Aplicação

- ✓ **Medição no próprio plano dos módulos**: elimina a necessidade de modelos de transposição, proporcionando dados diretamente representativos da condição operacional.
- ✓ **Custo reduzido**: significativamente menor em comparação com piranômetros Classe A e sistemas de rastreamento.
- ✓ **Integração operacional**: medições de irradiância são obtidas diretamente dos sinais elétricos do próprio sistema, facilitando a integração com sistemas SCADA e de monitoramento.
- ✓ **Alta frequência de amostragem**: permite medições com intervalos de poucos segundos ou mesmo subsegundos, conforme a configuração dos *dataloggers*.

Limitações Técnicas

- ✓ **Influência elevada da temperatura:** a corrente de curto-circuito é afetada diretamente pela temperatura da célula, exigindo monitoramento e correção constantes.
- ✓ **Resposta espectral específica:** diferente dos piranômetros, que possuem resposta plana (280–3000 *nm*), os módulos possuem resposta espectral dependente do tipo de semicondutor (ex.: silício cristalino $\approx 300 - 1200$ *nm*), o que gera desvios especialmente em condições de céu nublado ou alto conteúdo de aerossóis.
- ✓ **Sensibilidade a defeitos elétricos:** variações em R_s , R_{sh} e degradações na junção impactam a linearidade da relação $I_{sc} \rightarrow G$.
- ✓ **Necessidade de calibração mais frequente:** módulos não são dispositivos metrológicos dedicados, logo, estão sujeitos a degradações mais rápidas.

Análise de Incertezas

As principais fontes de incerteza na medição de irradiância com módulos são:

- ✓ **Variações espectrais:** diferenças entre o espectro padrão de calibração e o espectro real.
- ✓ **Variações térmicas:** erros na medição ou na compensação da temperatura da célula.
- ✓ **Degradação dos parâmetros elétricos:** mudanças em R_s , R_{sh} e eficiência quântica devido ao envelhecimento.
- ✓ **Incerteza do sensor de corrente:** precisão dos *shunts*, conversores ou sensores de corrente aplicados.

Estudos, como os apresentados por (VILLALVA et al., 2009), indicam que módulos fotovoltaicos bem calibrados, operando como sensores, apresentam incertezas típicas entre $\pm 5\%$ e $\pm 7\%$. Embora esse nível seja aceitável para aplicações operacionais, fica abaixo dos piranômetros secondary standard (Classe A), que apresentam incertezas $\leq \pm 2\%$ ($k=2$) conforme ISO 9060 (2018) e IEC 61724-1 (2021). Sensores de segunda classe, por outro lado, podem atingir incertezas na faixa $\pm 5-8\%$, reforçando a necessidade de manutenção e calibração regulares.

4.2.4. Análise energética e desempenho de um módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é um dispositivo que realiza a conversão da energia proveniente da radiação solar em energia elétrica, com base nos princípios do efeito fotovoltaico. A análise

energética desse processo permite estabelecer uma relação direta entre a potência elétrica gerada nas condições operacionais e a potência da irradiância solar incidente no plano do módulo.

A conversão é fundamentada no balanço energético do módulo, que considera tanto os mecanismos de geração quanto as perdas associadas aos processos ópticos, térmicos e elétricos. Esse entendimento é essencial para o desenvolvimento de modelos que permitem estimar a irradiância solar a partir das grandezas elétricas do módulo (DUFFIE e BECKMAN, 2013; VILLALVA *et al.*, 2009; FRAUNHOFER ISE, 2022). O funcionamento de um módulo é regido pela Equação 4.5.

$$P_{solar} = G \cdot A = P_{elétrica} + P_{térmica} + P_{óptica} + P_{perdas} \quad (4.5)$$

Onde:

P_{solar} : Potência da radiação solar incidente (W)

G : Irradiância solar no plano do módulo (W/m²)

A = Área do módulo (m²)

$P_{elétrica}$: Potência elétrica efetiva entregue (W)

$P_{óptica}$: Perdas ópticas (reflexão, transmissão e absorção não úteis) (W)

$P_{térmica}$: Perdas térmicas por efeito Joule e radiação (W)

P_{perdas} : Outras perdas elétricas internas não modeladas explicitamente, como resistência série, desbalanceamento entre células (*mismatch*), sombreamento parcial e efeitos de degradação ao longo do tempo (W).

Modelo de Conversão da Irradiância em Energia Elétrica

A fração da irradiância que é efetivamente convertida em potência elétrica é determinada pela eficiência do módulo (η), conforme Equação 4.6.

$$P_{elétrica} = G \cdot A \cdot \eta \quad (4.6)$$

Onde:

$P_{elétrica}$ = Potência elétrica entregue (W)

η = Eficiência do módulo (adimensional, expressa em %)

A Equação 4.6 pode ser rearranjada para permitir o cálculo da irradiância (G) a partir da potência elétrica medida, de acordo com a Equação 4.7. Essa equação constitui a base do processo de conversão inversa da energia elétrica para a estimativa da irradiância, e é aplicável sempre que se conhece a eficiência nominal do módulo e sua área efetiva.

$$G = \frac{P}{A \cdot \eta} \quad (4.7)$$

Determinação da Potência Operacional

A potência elétrica (P) é calculada diretamente pelos parâmetros operacionais de tensão (V) e corrente (I) medidos nos terminais do módulo conforme apresentado na Equação 4.8.

$$P = V \cdot I \quad (4.8)$$

Este modelo assume que a operação do módulo ocorre próximo ao ponto de máxima potência (MPP) ou, alternativamente, que há monitoramento constante das variáveis operacionais reais.

Aspectos Críticos da Conversão Energia → Irradiância

✓ **Fatores Ópticos:**

- Perdas por reflexão na superfície do vidro, transmissão parcial e absorção não produtiva. A resposta espectral do módulo fotovoltaico também limita a conversão de parte do espectro solar (IEC 60904-7, 2008; GREEN et al., 2015).

✓ **Fatores Térmicos:**

- A temperatura da célula fotovoltaica impacta diretamente a tensão operacional e, consequentemente, a potência gerada. A eficiência do módulo decai com o aumento da temperatura, sendo este efeito modelado segundo as recomendações da IEC 60891 (2021).

✓ **Perdas Elétricas Internas:**

- Devido às resistências série (R_s) e de *shunt* (R_{sh}), além da recombinação de portadores e degradação dos materiais ao longo do tempo (DE SOTO et al., 2006; VILLALVA et al., 2009).

Considerações sobre a Eficiência na Conversão

A eficiência do módulo (η) não é uma constante fixa, sendo dependente de diversos fatores, incluindo:

- ✓ **Irradiância:** a eficiência pode decair em condições de baixa irradiância.
- ✓ **Temperatura:** aumentos na temperatura da célula reduzem η , principalmente por queda da tensão operacional (V).
- ✓ **Distribuição espectral da radiação:** desvios do espectro padrão de calibração afetam diretamente a quantidade de energia convertida (*FRAUNHOFER ISE*, 2022).
- ✓ **Degradação temporal:** mudanças nos parâmetros elétricos (R_s , R_{sh} , fator de preenchimento) devido ao envelhecimento do módulo.

Estudos como (MÜLLER et al., 2021) e (KING et al., 2004) reforçam que, para aplicação de modelos de conversão robustos, é fundamental o monitoramento da temperatura da célula e a consideração de correções espectrais e térmicas.

Aplicabilidade do Modelo de Conversão da Energia Gerada pelo Módulo em Irradiância

A abordagem descrita é amplamente adotada em sistemas de monitoramento fotovoltaico, sendo respaldada por normas como a (IEC 61724-1, 2021), que estabelece diretrizes para o uso de módulos como sensores de irradiância em plantas solares.

O modelo descrito permite, portanto, que a irradiância no plano do módulo seja estimada de forma contínua a partir das grandezas elétricas de operação (V , I) combinadas com a área do módulo (A) e sua eficiência (η), devidamente corrigida para as condições operacionais.

4.2.5. Mecanismos de Perdas em Módulos Fotovoltaicos

O desempenho de um módulo fotovoltaico está sujeito a diversos mecanismos de perdas que reduzem a energia efetivamente convertida da irradiância solar em eletricidade. Embora cada perda tenha uma origem física distinta — como efeitos ópticos, elétricos, térmicos, estruturais ou sistêmicos — todas resultam em perdas energéticas, impactando negativamente o rendimento global do sistema. Por esse motivo, a presente seção adota a denominação genérica "mecanismos de perdas", abrangendo tanto os fatores internos ao módulo quanto os externos, que afetam direta ou indiretamente sua eficiência energética.

• Irradiação solar no plano do módulo ou célula

A irradiância efetiva no plano do módulo é função da radiação solar direta, difusa e refletida (albedo), considerando a inclinação e orientação do módulo. A modelagem precisa da radiação no plano inclinado é o primeiro passo fundamental, pois qualquer erro nessa etapa impacta diretamente o cálculo da potência elétrica e, conseqüentemente, da irradiância derivada da operação elétrica do módulo (DUFFIE e BECKMAN, 2013; IEC 61724-1, 2021).

• Sombreamento externo

O sombreamento externo ocorre devido a obstáculos como árvores, edifícios, postes, estruturas da própria usina ou de elementos móveis. Este tipo de perda é altamente dependente da posição solar e da geometria local, sendo caracterizado como perda intermitente.

Estudos como (FRAUNHOFER ISE, 2022) e (MÜLLER et al., 2021) destacam que sombreamentos parciais podem não apenas reduzir proporcionalmente a geração, mas também provocar desequilíbrios elétricos nas *strings* e nos módulos, gerando perdas adicionais por *mismatch*.

• Sombreamento interno

Ocorre dentro do próprio módulo devido à geometria da célula e às interligações entre as células, especialmente quando parte do módulo está sombreada. Este fenômeno leva à ativação dos diodos de *bypass*, que protegem células contra sobreaquecimento, porém, causam a desconexão elétrica parcial do módulo, reduzindo sua potência (VILLALVA et al., 2009; King et al., 2004).

• Perdas por sujeira

A acumulação de sujeira, poeira, areia, folhas, excrementos de pássaros e poluentes reduz a transmitância da superfície do módulo, impactando diretamente a quantidade de

irradiância efetiva nas células. Estudos relatam que estas perdas podem variar entre 2% e 10%, dependendo do ambiente, podendo chegar a 20% em regiões áridas (MÜLLER et al., 2021; DUFFIE e BECKMAN, 2013).

A sujeira afeta não apenas a quantidade total de irradiância, mas também provoca sombreamento parcial difuso, impactando severamente o desempenho elétrico.

- **Reflexão**

Parte da radiação incidente é perdida por reflexão na superfície do vidro frontal e nas interfaces dos materiais (encapsulantes, antirreflexo). Mesmo com camadas AR (antirreflexivas), estima-se que 2% a 5% da irradiância seja refletida, dependendo do ângulo de incidência (GREEN et al., 2015; IEC 60904-7, 2008).

Esse efeito é maximizado em ângulos de incidência altos, especialmente em horários próximos ao nascer e pôr do Sol.

- **Mismatch de Irradiação (*Irradiance Mismatch*)**

Ocorre quando diferentes módulos ou *strings* operam sob diferentes condições de irradiância devido a sombreamentos, sujeira ou orientações ligeiramente distintas. Este desbalanceamento gera perdas adicionais, pois os módulos são eletricamente conectados em série ou paralelo, e a corrente da *string* é limitada pelo módulo com menor corrente (DE SOTO et al., 2006; IEC 61724-1, 2021).

- **Mismatch Espectral (*Spectral de Incompatibilidade*)**

Este tipo de perda está associado à diferença entre o espectro da radiação solar incidente e o espectro de resposta do material fotovoltaico. O silício cristalino, por exemplo, responde eficientemente entre 300 nm e 1200 nm. Alterações nas condições atmosféricas como presença de nuvens, alta carga de aerossóis, ou condições de céu claro de alta altitude; modificam a distribuição espectral da radiação, afetando a conversão energética (FRAUNHOFER ISE, 2022; IEC 60904-7, 2008).

Este efeito é especialmente crítico na utilização dos módulos como sensores de irradiância, exigindo correções espectrais apropriadas.

- **Dependência de temperatura**

A temperatura impacta diretamente os parâmetros elétricos do módulo. A elevação da temperatura reduz a tensão de operação (tipicamente $-0,3\%$ a $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$), enquanto o efeito na corrente é marginal. Esse comportamento resulta em uma perda global de potência que pode

chegar a 15% em ambientes de alta irradiação e baixa ventilação (DUFFIE E BECKMAN, 2013; DE SOTO et al., 2006).

O modelo de corrente de saturação do diodo e as curvas I×V refletem claramente este efeito, conforme recomendado na (IEC 60891, 2021).

• Perdas nos cabos DC

Embora externas ao próprio módulo, as perdas nos cabos DC entre os módulos e os inversores, ou no caso da aplicação neste trabalho, entre módulo e sistema de aquisição de dados, representam um mecanismo de perda não desprezível. Estas perdas são proporcionais ao quadrado da corrente e à resistência dos condutores, conforme Equação 4.9.

$$P_{perdas} = I^2 \cdot R \quad (4.9)$$

A Tabela 3 apresenta um resumo dos principais mecanismos de perda em módulos fotovoltaicos.

Tabela 3 - Síntese dos Principais Mecanismos de Perdas

Categoria	Tipo de Perda	Impacto Principal	Perda Típica (%)
Óptica	Reflexão na superfície, sujeira (<i>soiling</i>), incompatibilidade espectral	Redução direta da irradiância incidente nas células	2–5 % (reflexão); 2–10 % (sujeira); até 3 % (espectral)
Elétrica	Resistência série (R_s), resistência de <i>shunt</i> (R_{sh}), <i>mismatch</i> de irradiância	Perda de corrente e tensão na saída do módulo; redução da potência útil	1–3 % (<i>mismatch</i>); adicional variável por R_s/R_{sh}
Térmica	Aumento da temperatura de operação	Redução da tensão de operação ($\sim -0,4\%/^{\circ}\text{C}$); aumento de corrente de saturação (I_0)	Até 15 % em ambientes quentes
Estrutural	Sombreamento externo (obstáculos) e interno (layout celular)	Acionamento de diodos de bypass; desconexão parcial de células	Até 7 % (parcial); variável com geometria
Sistema	Perdas nos cabos CC (I^2R)	Queda de potência proporcional à corrente	1–3 % (dependente do layout e distância)

Categoria	Tipo de Perda	Impacto Principal	Perda Típica (%)
		quadrática e resistência dos condutores	

4.3. Caracterização do módulo fotovoltaico como sensor de irradiância

A utilização de módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância é tecnicamente fundamentada e encontra respaldo tanto na literatura científica quanto em normas internacionais. A IEC 61724-1:2021, que trata do monitoramento de desempenho de sistemas fotovoltaicos, estabelece explicitamente que módulos FV podem ser utilizados como sensores de irradiância em aplicações de Classe C, desde que devidamente calibrados conforme a IEC 60904-1 (item 5.3.1).

Além do respaldo normativo, essa abordagem é amplamente adotada em estudos técnicos e científicos que demonstram sua viabilidade experimental, seu desempenho operacional e sua aplicabilidade em contextos de monitoramento distribuído. A seguir, são apresentados os principais trabalhos que fundamentam metodologicamente essa prática.

4.3.1. Aplicações na Literatura Técnica e Científica

Estudos que adotaram metodologias equivalentes, utilizando módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância, demonstram resultados robustos nas seguintes frentes:

- ✓ **King et al. (2004)** – desenvolvimento do *Sandia PV Array Performance Model*, que utiliza parâmetros elétricos dos módulos como variáveis representativas da irradiância e para a modelagem do desempenho energético.
- ✓ **Stoffel et al. (2010)** – diretrizes do **NREL** para uso de módulos na medição de irradiância em instalações solares, destacando a necessidade de correções térmicas, espectrais e calibração cruzada.
- ✓ **Lorenzo et al. (2011)** – aplicação de módulos como sensores em sistemas rastreadores e fixos, validando sua precisão para estudos de desempenho energético.
- ✓ **Yordanov et al. (2020)** – avaliação detalhada do uso de módulos para monitoramento e diagnóstico de plantas fotovoltaicas, demonstrando aderência satisfatória aos dados de irradiância com correções adequadas.

- ✓ (MÜLLER et al., 2021) – análise da confiabilidade de módulos como sensores operacionais de irradiância, destacando sua ampla adoção na indústria fotovoltaica europeia.
- ✓ *Fraunhofer ISE (2022)* – relatórios técnicos que evidenciam o uso consolidado de módulos como sensores auxiliares na avaliação de desempenho de plantas fotovoltaicas.

4.3.2. Caracterização Técnica do Módulo Fotovoltaico Sensor

A caracterização técnica do módulo fotovoltaico adotado como sensor de irradiância é fundamental para assegurar a confiabilidade dos dados obtidos e, conseqüentemente, garantir a robustez da metodologia aplicada nesta pesquisa.

Conforme discutido nas seções anteriores, o uso de um módulo fotovoltaico como sensor apresenta vantagens metodológicas, operacionais e econômicas, além de estar em conformidade com recomendações normativas, como a (IEC 61724-1, 2021), e amplamente fundamentado na literatura científica conforme mencionado anteriormente.

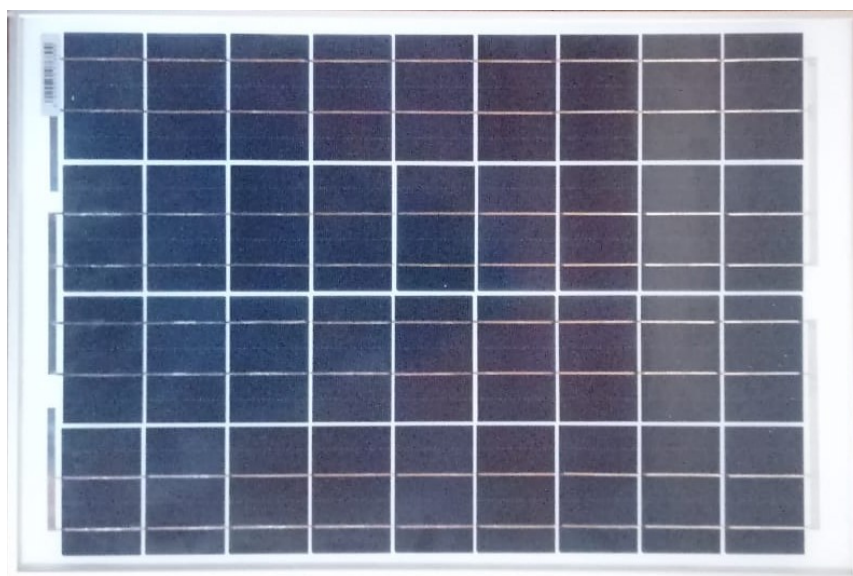


Figura 11 - Módulo fotovoltaico usado como sensor de radiação. (Fonte, Autoria Própria).

Nesta seção, apresentam-se detalhadamente as especificações elétricas e físicas do módulo fotovoltaico adotado, bem como as curvas características I-V (corrente versus tensão) e P-V (potência versus tensão), simuladas considerando diferentes cenários operacionais, refletindo variações reais de irradiância e temperatura que impactam diretamente o desempenho do módulo. Na Figura 11 é ilustrado o modelo de módulo FV a ser utilizado como sensor na

coleta de dados deste trabalho, bem como a Tabela 4, que apresenta suas características técnicas.

Tabela 4 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico utilizado como sensor de irradiância.

Parâmetro	Valor Nominal	Unidade
Potência nominal (P _{mpp})	20	W _p
Variação de potência (P _{nom})	3	%
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	22,2	V _{cc}
Tensão PMP (V _{mpp})	16,6	V _{cc}
Corrente de curto-Circuito	1,83	A
Corrente PMP	1,21	A
Área do módulo	1,65	m ²
Eficiência do módulo	11,13	%
Faixa espectral de resposta	300 a 1200	nm
Coefficiente de temperatura da potência	-0,45	%/°C

4.3.3. Curvas elétricas características do módulo

As curvas características I-V e P-V (ver Figuras 12 e 13) foram obtidas por meio de simulações realizadas no ambiente MATLAB, empregando o modelo equivalente de cinco parâmetros, conforme descrito por DE SOTO et al. (2006) e (VILLALVA et al., 2009), metodologia amplamente consolidada na modelagem de sistemas fotovoltaicos.

Curva I-V – Corrente versus Tensão em Diferentes Níveis de Irradiância

Foi simulada a curva I-V do módulo utilizados no desenvolvimento do protótipo. As simulações foram realizadas mantendo constante a temperatura ambiente local, com variação dos níveis de irradiância de 200 W/m² até 1000 W/m², com incrementos de 200 W/m². Este procedimento permite avaliar o desempenho do módulo em diferentes cenários de disponibilidade de recurso solar. A curva demonstra que:

- ✓ A corrente aumenta proporcionalmente com a irradiância.

- ✓ A tensão de circuito aberto (V_{OC}) sofre variação leve, enquanto a corrente de curto-circuito (I_{SC}) aumenta de forma quase linear com o aumento da irradiância.
- ✓ O ponto de máxima potência (MPP) desloca-se verticalmente no gráfico com as variações de irradiância, mantendo quase constante a tensão e variando majoritariamente a corrente.

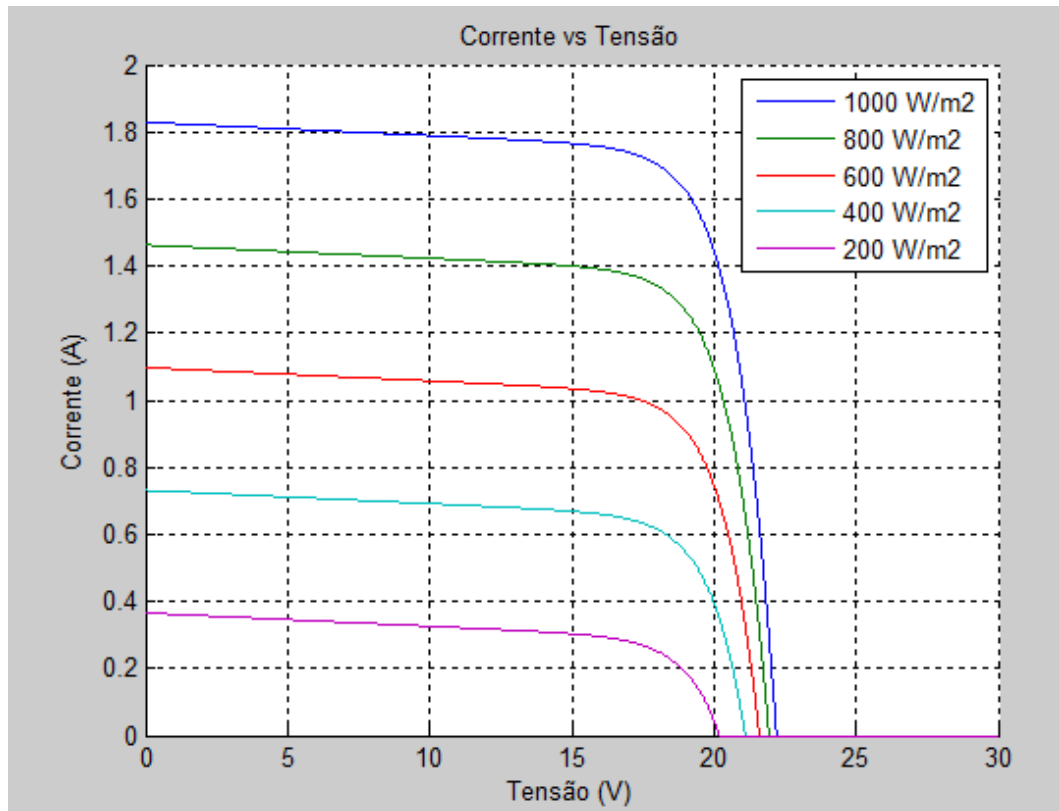


Figura 12 - Curvas I-V simuladas para diferentes níveis de irradiância, mantendo temperatura ambiente constante. (Fonte, Autoria Própria).

Curva P-V – Potência versus Tensão em Diferentes Temperaturas

A curva P-V descreve o comportamento da potência elétrica em função da tensão, considerando as variações de temperatura, que impactam diretamente a eficiência do módulo.

As simulações foram realizadas para temperaturas da célula variando entre 20 °C, 25 °C, 30 °C, 40 °C, 50 °C, 60 °C e 70 °C, mantendo constante a irradiância em 1000 W/m².

A análise desta curva permite observar que:

- ✓ A potência máxima decresce com o aumento da temperatura da célula, evidenciando o impacto negativo do aquecimento sobre a tensão operacional.

- ✓ A tensão no ponto de máxima potência (V_{MPP}) diminui de forma significativa com o aumento da temperatura, enquanto a corrente apresenta variação mínima.
- ✓ A curva apresenta deslocamento para a esquerda com o aumento da temperatura, mantendo o perfil, mas com redução da potência máxima.

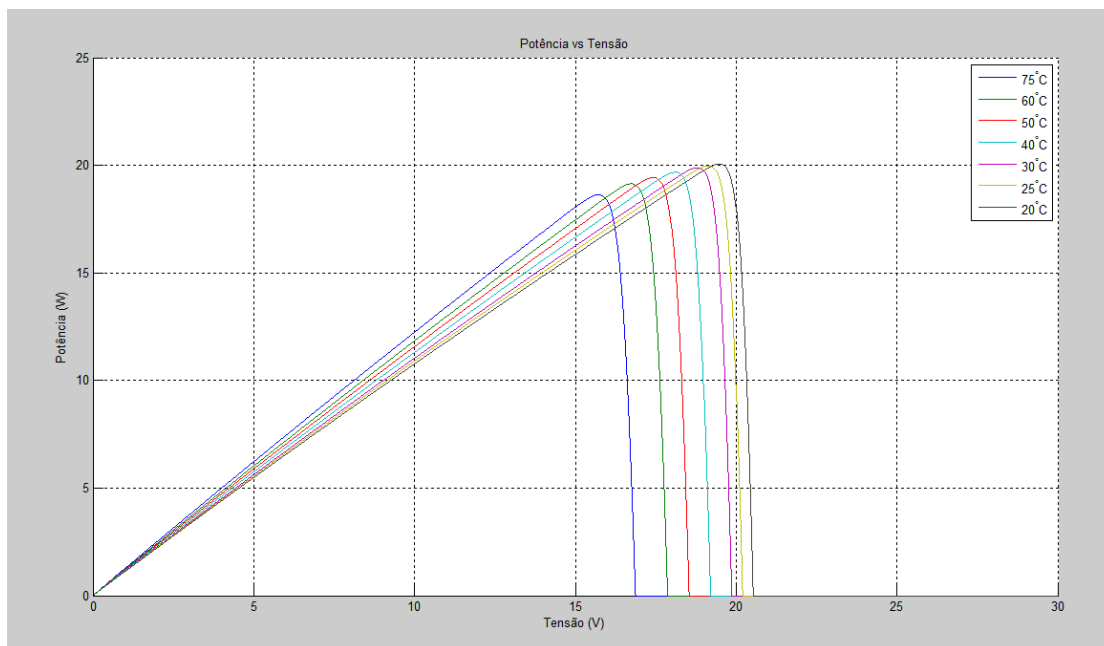


Figura 13 - Curvas P-V simuladas para diferentes temperaturas da célula, com irradiância constante de 1000 W/m^2 . (Fonte, Autoria Própria).

Análise Técnica das Curvas

A interpretação das curvas simuladas demonstra claramente os impactos das condições operacionais na geração fotovoltaica, aspectos essenciais para o desenvolvimento de modelos precisos de conversão da potência elétrica em irradiância.

Este procedimento permite ainda:

- ✓ Avaliar os efeitos de variações climáticas sobre o desempenho do sensor.
- ✓ Aplicar correções térmicas e espectrais nos dados de potência obtidos.
- ✓ Desenvolver modelos matemáticos de alta precisão para a conversão de dados operacionais do módulo em medições equivalentes de irradiância no plano inclinado.

5. SISTEMA EMBARCADO PARA MONITORAMENTO DISTRIBUÍDO E SINCRONIZADO DA IRRADIÂNCIA SOLAR

Sistemas embarcados são, essencialmente, plataformas compostas por hardware contendo uma unidade de processamento implementada sobre um circuito impresso. Esses sistemas executam processamento de informações por meio de *firmware*, responsável pela operação lógica, controle e armazenamento dos dados.

Um sistema embarcado é tipicamente composto por unidades de memória, microcontroladores ou microprocessadores, barramentos, interfaces de comunicação e módulos de expansão. Atualmente, a maioria dos equipamentos eletroeletrônicos possui ao menos um sistema embarcado responsável pela gestão inteligente de suas funcionalidades.

No contexto desta dissertação, foi realizado um levantamento e análise de diferentes sistemas embarcados disponíveis no mercado e no Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da Escola de Engenharia da UFMG. O objetivo foi identificar soluções capazes de atender aos requisitos operacionais do projeto, os quais compreendem a medição da irradiância solar de forma distribuída espacialmente, sincronizada no tempo e com alta resolução temporal, ou seja, com o menor intervalo possível entre as amostragens de dados.

5.1. Análise de hardwares selecionáveis para aplicação

Foram considerados diferentes sistemas embarcados para verificar sua compatibilidade com os seguintes requisitos mínimos:

- ✓ Capacidade de realizar medições de tensão e corrente;
- ✓ Armazenamento eficiente dos dados adquiridos;
- ✓ Possibilidade de sincronização temporal precisa entre múltiplos pontos de medição distribuídos.

5.1.1. Kits Texas Instruments (TI)

A *Texas Instruments* (TI) é líder global no desenvolvimento de semicondutores, microcontroladores, DSPs e conversores. Embora seus kits apresentem alta robustez e flexibilidade, sua implementação requer um fluxo de desenvolvimento mais complexo, envolvendo dupla programação: uma para a configuração dos hardwares e outra para os

algoritmos operacionais. Além disso, a necessidade de utilização de duas IDEs — *HALCoGen*, para configuração dos periféricos, e *Code Composer Studio (CCS)*, para desenvolvimento dos algoritmos — torna o processo de desenvolvimento mais moroso e com curva de aprendizado incompatível com o cronograma deste projeto. A Figura 14 apresenta os kits analisados.



a)

b)

Figura 14 - Kits embarcados Texas – a) Hercules TMS570LC43x *LaunchPad Development* e b) AM571x *Industrial Development*. Fonte: (TEXAS INSTRUMENTS, 2019).

5.1.2. Kits National Instruments (NI)

A *National Instruments (NI)* é referência mundial em sistemas de teste e medição automatizados. Seus kits oferecem alta integração, especialmente pela utilização do software *LabVIEW*, que permite programação orientada a blocos e instrumentação virtual. A plataforma NI se destaca pela facilidade de desenvolvimento e pela robustez das interfaces, com suporte a múltiplos protocolos de comunicação e integração com sensores diversos. Necessidade de conexão dos módulos a uma unidade controladora C_RIO, torna seu uso de custo bastante elevado. A Figura 15 apresenta os kits analisados.



a)

b)

**Figura 15 -Kits de medição NI (tensão e corrente)
a) NI9252 e b) NI9253. Fonte: (NATIONAL INSTRUMENTS, 2019).**

5.1.3. Kits *ST Microelectronics* (STM)

A *STMicroelectronics* fornece soluções aplicáveis em diversos setores, desde automação industrial até dispositivos médicos e de energia. O kit analisado foi o STM32 Núcleo 144, que oferece boa capacidade de processamento, além de possibilidade de expansão com plataformas como Arduino.

No entanto, a necessidade de complementação de recursos para atender às demandas específicas do projeto — como armazenamento de dados em alta frequência e sincronização temporal — resultaria em maior complexidade e aumento do tempo de desenvolvimento. A Figura 16 apresenta o kit analisado.

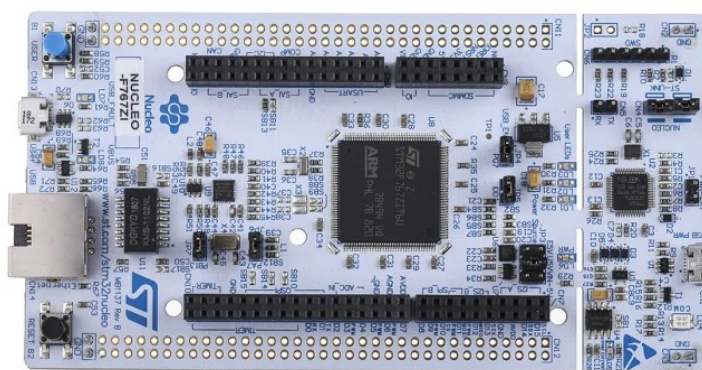


Figura 16 - Kit embarcado STM32 Núcleo 144. Fonte (*STMicroelectronics*, 2019).

5.1.4. Kit Arduino ESP 32

O Arduino ESP32 apresenta-se como uma solução robusta, de baixo custo e com ampla comunidade de suporte. Trata-se de uma plataforma de prototipagem eletrônica de código aberto, com capacidade de processamento adequada, conectividade Wi-Fi e *Bluetooth* nativa, além de suporte a múltiplas interfaces digitais e analógicas.

- ✓ Dentre suas vantagens destacam-se:
- ✓ Facilidade de programação;
- ✓ Grande quantidade de bibliotecas disponíveis;
- ✓ Custo reduzido e ampla disponibilidade comercial;
- ✓ Suporte a comunicação sem fio, essencial para sistemas distribuídos.

A Figura 17 apresenta o kit analisado.



Figura 17 - Módulo embarcado ESP32 Arduino. (Fonte, Arduino).

5.2. Hardware escolhido

Após análise técnica, operacional e econômica dos sistemas embarcados, optou-se pela utilização do Arduino ESP32 como unidade principal de aquisição, processamento e transmissão de dados no sistema de monitoramento desenvolvido. A escolha baseou-se nos seguintes critérios:

- ✓ Menor curva de aprendizado, agilizando o desenvolvimento;
- ✓ Suporte nativo a conectividade sem fio;
- ✓ Custo significativamente inferior em comparação às demais soluções;
- ✓ Facilidade de escalabilidade e replicação dos sensores em campo.

A Tabela 5 apresenta as especificações técnicas do Arduino ESP32.

Tabela 5 - Especificações técnicas do kit Arduino ESP32

Parâmetro	Valor	Unidade
Microcontrolador	32S ESP32	—
Tensão de operação	3,3	V
Pinos digitais (PWM inclusos)	38	—
Corrente no pino 3,3V	240	mA
Conversor AD	12 bits	Até 18 canais
Memória Flash	32	Mb
SRAM	520	kB
Velocidade de clock	40	MHz

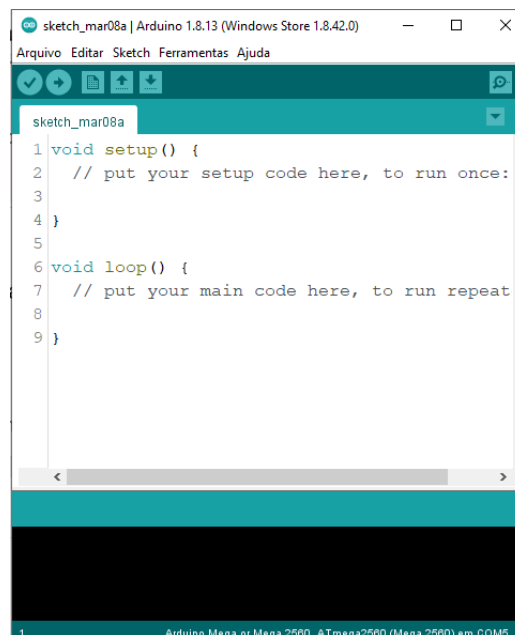
5.3. Software de Programação

A programação do ESP32 foi realizada utilizando o ambiente Arduino IDE, uma plataforma de desenvolvimento integrada (IDE) que suporta a codificação em linguagem C++.

A estrutura de programação baseia-se em dois blocos principais:

- ✓ *void setup ()*: Inicialização das configurações, definição dos parâmetros de hardware (como pinos de entrada e saída) e configurações de comunicação.
- ✓ *void loop ()*: Estrutura de execução contínua, onde as leituras dos sensores e transmissões de dados são realizadas ciclicamente, garantindo a coleta dos dados em alta resolução temporal.

A IDE Arduino oferece ferramentas intuitivas, compilador integrado, detecção de erros sintáticos, além de ampla compatibilidade com sistemas operacionais, facilitando o desenvolvimento e depuração do *firmware*.



```
sketch_mar08a | Arduino 1.8.13 (Windows Store 1.8.42.0)
Arquivo Editar Sketch Ferramentas Ajuda
sketch_mar08a
1 void setup() {
2   // put your setup code here, to run once:
3
4 }
5
6 void loop() {
7   // put your main code here, to run repeat
8
9 }
```

1 Arduino Mega or Mega 2560, ATmega2560 (Mega 2560) em COM5

Figura 18 -Interface de programação Arduino. (Fonte, Autoria Própria).

6. IMPLEMENTAÇÃO, VALIDAÇÃO E APLICAÇÃO DO SISTEMA DE MONITORAMENTO DISTRIBUÍDO E SINCRONIZADO DA IRRADIÂNCIA SOLAR

6.1. Desenvolvimento e Implementação do Sistema de Monitoramento Distribuído

6.1.1. Fundamentação conceitual e Arquitetura do sistema

O desenvolvimento de um sistema de monitoramento distribuído da irradiância solar visa suprir a demanda por dados de alta resolução espacial e temporal, capazes de capturar as variações do recurso solar em ambientes urbanos e locais de interesse para geração fotovoltaica.

Este sistema foi concebido para atender aos seguintes requisitos:

- ✓ Medição simultânea em múltiplos pontos geográficos;
- ✓ Sincronização temporal precisa via GPS;
- ✓ Aquisição de dados a uma taxa de 1 Hz;
- ✓ Armazenamento local robusto, independente de rede;
- ✓ Autonomia energética utilizando o próprio módulo fotovoltaico como fonte;
- ✓ Robustez e simplicidade de replicação.

A arquitetura do sistema baseia-se na utilização de quatro unidades de aquisição de dados (DAQs), operando de forma autônoma, porém sincronizada, com capacidade de registrar medições precisas de irradiância solar, convertendo sinais elétricos de corrente e tensão de módulos fotovoltaicos em dados de irradiância, utilizando modelos de conversão apropriados.

6.1.2. Arquitetura Funcional do DAQ - dispositivo de aquisição de dados

Cada unidade do DAQ é composta pelos seguintes elementos principais:

- ✓ Sensores de Tensão:
 - Implementados por meio de divisores resistivos, ajustando os níveis de tensão do módulo fotovoltaico para a faixa operacional do ADC do microcontrolador ESP32 (0 a 3,3V).
- ✓ Sensores de Corrente:
 - Compostos por *shunts* resistivos, que convertem a corrente elétrica gerada pelo módulo fotovoltaico em uma queda de tensão proporcional, posteriormente condicionada para entrada no ADC.

- ✓ Circuito de Condicionamento de Sinais:
 - Responsável por adequar os sinais de tensão e corrente, protegendo contra picos, filtrando ruídos e mantendo os sinais dentro dos limites operacionais dos conversores analógico-digitais (ADC).

- ✓ Microcontrolador ESP32:
 - Núcleo do DAQ, realiza a conversão dos sinais analógicos em digitais, faz o armazenamento dos dados no cartão microSD e gerencia a sincronização temporal via GPS.

- ✓ Módulo GPS:
 - Fornece dados de localização e *timestamp* com precisão UTC, garantindo que os dados coletados em diferentes pontos da rede sejam sincronizados.

- ✓ Cartão microSD:
 - Armazena localmente todos os dados adquiridos, incluindo: *timestamp*, corrente, tensão, identificação do ponto de medição e localização geográfica.

- ✓ Fonte de Alimentação:
 - Composta por uma bateria de 12V 7Ah carregada diretamente pelo módulo fotovoltaico sensor.
 - Uma lâmpada de 9W permanece conectada à bateria, simulando uma carga constante, assegurando que o módulo fotovoltaico opere continuamente e gere os sinais elétricos necessários para medição.

A Figura 19 ilustra o diagrama funcional dos fluxos de sinais de energia e dados mensurados do sistema.



Figura 19 - Diagrama funcional do sistema, ilustrando os fluxos de sinais e energia sendo: a) sensor de tensão b) controlador de carga c) EPS32 d) sensor de corrente e) módulo fotovoltaico f) bateria g) lâmpada (carga). (Fonte, Autoria Própria)

6.1.3. Sensores, condicionamento de sinais e cálculo da resolução

O desenvolvimento do sistema de aquisição de dados (DAQ) foi concebido para atender às demandas específicas de um monitoramento distribuído e sincronizado da irradiância solar, considerando alta resolução temporal, robustez, autonomia e viabilidade de replicação.

Diferente de sistemas comerciais, que frequentemente possuem custos elevados e complexidade operacional, o DAQ desenvolvido priorizou uma arquitetura de baixo custo, eficiente e adequada às necessidades de um experimento de campo que exige flexibilidade e confiabilidade.

Fundamentação Técnica, Requisitos e Demandas Operacionais

- ✓ Aquisição simultânea de dados de corrente e tensão dos módulos sensores;
- ✓ Armazenamento local, garantindo independência de infraestrutura de rede;
- ✓ Sincronização temporal precisa entre os diferentes pontos de medição, utilizando *timestamp* baseado em GPS;
- ✓ Capacidade de operação contínua, com autonomia energética, utilizando o próprio módulo fotovoltaico como fonte de energia;
- ✓ Simplicidade de operação e facilidade de replicação.

Fluxo de Aquisição e Processamento dos Dados

O fluxo de operação do DAQ ocorre da seguinte forma:

1. O módulo fotovoltaico gera sinais de corrente e tensão.
2. Esses sinais são capturados pelos sensores (*shunt* e divisor resistivo).
3. O circuito de condicionamento ajusta os sinais para entrada no ADC do ESP32.
4. O microcontrolador processa os sinais, insere o *timestamp* fornecido pelo GPS e salva os dados convertidos em irradiância no cartão microSD.
5. O sistema repete esse ciclo a cada segundo, garantindo uma taxa de aquisição de 1 Hz.

Sensores, Condicionamento de Sinais e Cálculo da Resolução

O DAQ utiliza conversores analógico-digitais (ADC) de 12 bits, resultando em uma resolução de 4096 níveis discretos. A correta medição dos sinais elétricos (tensão e corrente) depende diretamente dos sensores adotados, Figura 20 e Figura 21, cujos parâmetros estão apresentados na Tabelas 6 e na Tabela 7.

Tabela 6 - Parâmetros do Sensor de Tensão

Parâmetro	Valor
Alimentação	3,3V ou 5V
Faixa de detecção	0 -25 V
Divisor resistivo aplicado	R1=30 k Ω e R2=7,5 k Ω
Faixa de saída para ADC (ESP32)	0 - 3,3 V
Exatidão	1%
Proporção divisão	5:1

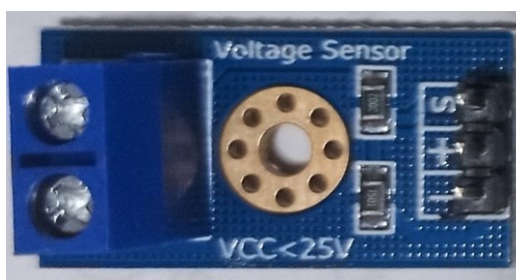


Figura 20 - Sensor de tensão. (Fonte, Autoria Própria)

Tabela 7 – Parâmetros do Sensor de Corrente

Parâmetro	Valor
Alimentação	3 à 5V
Tensão no barramento	0 a 26 V
Corrente máxima de operação	$\pm 3,2$ A
Shunt	$R_{cqv}=5\Omega$
Resolução	0,8mA
Interface	I2C

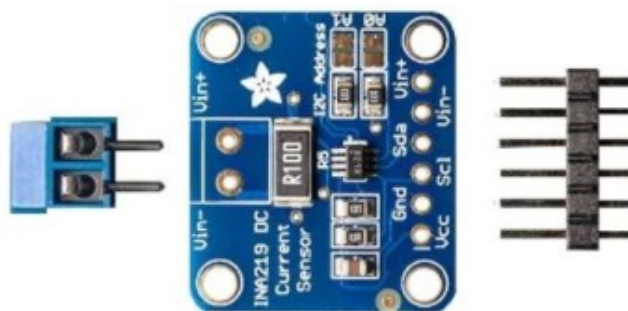


Figura 21 - Sensor de corrente. (Fonte, Autoria Própria).

Os sinais passam pela placa de condicionamento, que garante:

- ✓ Adaptação da tensão e corrente à faixa do ADC;
- ✓ Estabilização dos sinais;
- ✓ Proteção contra surtos e ruídos.

Cálculo da Resolução dos Sinais:

Resolução da Tensão

Seja:

$V_{entradamax}$: Faixa de entrada do sensor de tensão (valor da Tabela 6);

Divisor resistivo conforme Tabela 6.

A tensão convertida para o ADC é dada pela Equação 6.1.

$$V_{ADC} = V_{entrada} \cdot \left(\frac{R_2}{R_1 + R_2} \right) \quad (6.1)$$

Onde R_1 e R_2 são os resistores do divisor.

A resolução é calculada como conforme a Equação 6.2.

$$R_V = \left(\frac{V_{entrada\ max}}{2^{12}} \right) \quad (6.2)$$

Substituindo os valores fornecidos na Tabela 6 na Equação 6.3, temos o valor da resolução de tensão adotada no sistema.

$$R_V = \left(\frac{3,3}{4096} \right) = 0,0008\ V/bit \quad (6.3)$$

Portanto o menor valor detectável de tensão nos instantes de medição pelo sistema será da ordem de $800\ \mu V$, valor que cobre perfeitamente o *range* de tensão do módulo, assegurando precisão nas medidas.

Resolução da Corrente:

Considerando o *shunt* da Tabela 6, onde:

I_{max} : corrente máxima medida;

$$V_{shunt} = I \cdot R_{shunt} \quad (6.4)$$

A tensão do *shunt* acondicionada para o ADC, e a resolução da corrente são dados respectivamente pela Equação 6.5 e Equação 6.6.

$$R_I = \left(\frac{I_{max}}{2^{12}} \right) \quad (6.5)$$

Substituindo os valores fornecidos na Tabela 7 na Equação 6.6, temos o valor da resolução de corrente adotada no sistema.

$$R_I = \left(\frac{3,2}{4096} \right) = 0,078\ A/bit \quad (6.6)$$

Assim, tem-se que o menor valor detectável de corrente nos instantes de medição pelo sistema será da ordem de $78\ mA$, valor que cobre perfeitamente o *range* de corrente do módulo, assegurando precisão nas medidas.

A resolução obtida tanto para tensão quanto para corrente permite a detecção de variações finas da irradiância, incluindo oscilações rápidas decorrentes de nuvens e outras variações atmosféricas.

Desenvolvimento da Placa de Circuito Impresso e Integração dos Componentes

O desenvolvimento do layout físico do DAQ foi realizado utilizando o software EasyEDA, que permite o roteamento de trilhas, posicionamento dos componentes e elaboração de placas de circuito impresso (PCBs).

Na Figura 22, observa-se o layout desenvolvido da PCB; e na Figura 23, se apresenta o hardware físico montado, integrando todos os sensores, o ESP32, o módulo GPS e os demais componentes.

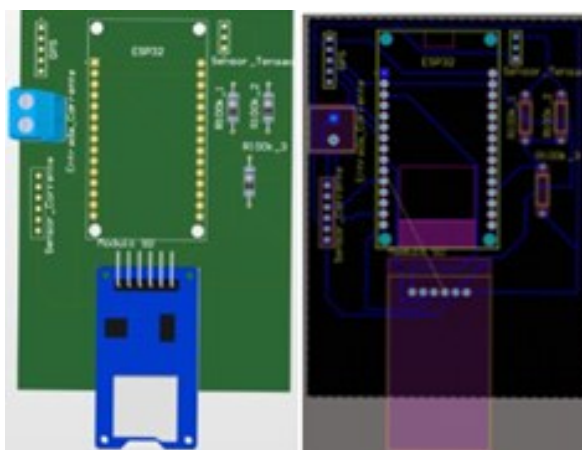


Figura 22 - Layout desenvolvido da PCB do hardware. (Fonte, Autoria Própria).

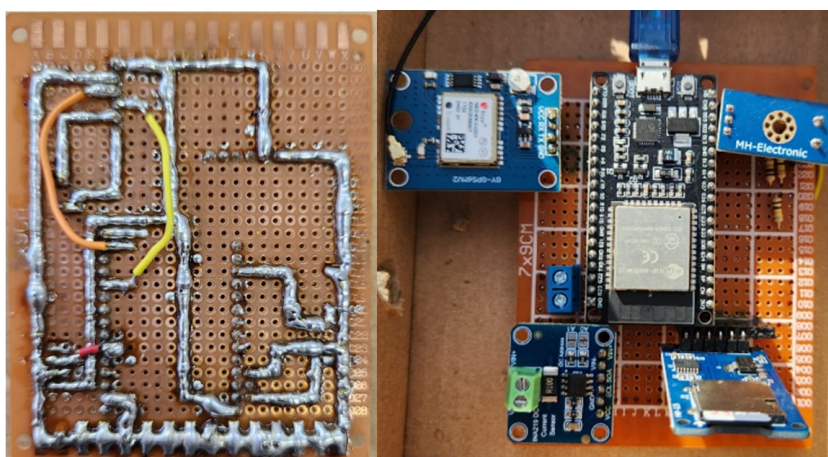


Figura 23 - Hardware montado. (Fonte, Autoria Própria).

6.1.4. Implantação da rede de sensores distribuída

A implantação da rede de sensores foi realizada em quatro pontos estratégicos no campus da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), com o objetivo de capturar, de forma distribuída espacialmente e sincronizada temporalmente, a variabilidade espacial do recurso solar no ambiente experimental.

A definição dos pontos considerou critérios técnicos relacionados à viabilidade física de instalação, segurança dos equipamentos, acessibilidade e, principalmente, diversidade espacial, visando ampliar a abrangência da coleta de dados para diferentes cenários dentro do campus.

A Tabela 8 apresenta as coordenadas geográficas (latitude e longitude), azimute e inclinação dos módulos em cada ponto de medição. A Tabela 9 mostra as distâncias entre os sistemas e em relação à estação meteorológica A521 do INMET, utilizada como referência externa.

Tabela 8 - Coordenadas geográficas, azimute e inclinação dos módulos em cada ponto de medição.

Sistema	Latitude	Longitude	Azimute	Inclinação
CAD	-19,86°	-43,95	18° Leste	25°
CPH	-19,87°	-43,96	10° Leste	16°
ENG	-19,52°	-43,57	0° (Norte verdadeiro)	19°
LEAT	-19,87°	-43,96	13° Oeste	45°

Tabela 9 - Distâncias entre sistemas e distância até a estação do INMET.

Sistema	Distancia	Sistema	Distância INMET
CAD ↔ CPH	1315 m	CAD	2410 m
CAD ↔ ENG	462 m		
CAD ↔ ENG	922 m	CPH	1100 m
CPH ↔ ENG	853 m	ENG	1910 m
CPH ↔ LEAT	406 m	LEAT	1525 m
LEAT ↔ ENG	460 m		

Tabela 10 - Legenda para identificação dos pontos de instalação nas tabelas 8 e 9.

ENG – Escola de Engenharia	LEAT – Laboratório de Extra Alta Tensão	CPH – Centro de Pesquisa Hidráulica	CAD – Centro de Atividades Didáticas
----------------------------	---	-------------------------------------	--------------------------------------

Justificativa Técnica dos Ângulos de Instalação

Embora a literatura técnica recomende que módulos fotovoltaicos sejam instalados com orientação preferencial para o norte verdadeiro (no hemisfério sul) e com inclinação próxima à latitude local — que para Belo Horizonte é de aproximadamente 20° —, os sistemas utilizados neste estudo foram implantados com diferentes ângulos de azimute e inclinação. Essa decisão decorre de dois fatores principais:

(i) Restrições operacionais e estruturais do ambiente de instalação, que incluem limitações físicas (obstáculos próximos, restrição de acesso e imprevistos da fixação do sistema acabar cedendo com ventos fortes), sombreamento potencial em determinados períodos do dia e a necessidade de garantir robustez mecânica, estabilidade e segurança da montagem;

(ii) Objetivo metodológico de representar condições reais observadas em plantas de geração centralizada, onde é comum a existência de variações de inclinação e orientação devido a desníveis do terreno, limitações construtivas ou ajustes de layout. A implantação em múltiplos planos permite testar a robustez dos modelos de estimativa e a consistência do sistema embarcado sob condições geométricas distintas, que simulam distúrbios típicos da operação em escala real.

Estudos como os de (KLEISSL, 2013), (PELLAND et al., 2013) e (YANG et al., 2020) também relatam que redes de monitoramento solar distribuído frequentemente apresentam diversidade nos ângulos de instalação, especialmente quando associadas a contextos urbanos. Ainda que o foco deste trabalho esteja voltado à geração centralizada, a diversidade geométrica contribui experimentalmente para a análise do comportamento angular dos sistemas.

Para garantir a comparabilidade dos dados entre os diferentes planos, foram aplicados modelos consolidados de decomposição da irradiância global horizontal em seus componentes diretos e difusos (ERBS et al., 1982) e modelos de transposição para o plano inclinado (PEREZ et al., 1990), de modo a normalizar os dados e possibilitar análises padronizadas. Essa abordagem é respaldada por referências clássicas e institucionais (DUFFIE e BECKMAN, 2013; CRESESEB, 2022; WMO, 2018).

Por fim, embora a literatura apresente estudos que indicam que pequenas variações de inclinação — na ordem de $\pm 10^\circ$ em relação à latitude local — não comprometem significativamente a captação anual em sistemas fixos (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009), é importante reconhecer que tais desvios podem sim gerar perdas acumuladas relevantes, especialmente em sistemas com alta exigência de desempenho. No presente estudo, esses efeitos foram tratados de forma controlada e compensados analiticamente por meio dos modelos de normalização aplicados.

A definição dos pontos de medição, seus ângulos de inclinação e azimute, embora não tenha seguido um padrão geométrico ideal, está tecnicamente justificada frente às condições operacionais do campo e ao objetivo do estudo.



Figura 24 - Localização dos sistemas de medição e da estação do INMET(marcadas em amarelo e nominadas em vermelho). (Fonte, Google Earth)

A metodologia adotada, com base em modelos de decomposição e transposição consolidados, foi estruturada para garantir que os dados coletados sejam consistentes e tecnicamente comparáveis entre os diferentes pontos de medição. Embora a comprovação da representatividade espacial dos dados seja tratada nos capítulos seguintes, este capítulo apresenta a base metodológica e a distribuição física dos sistemas no campus da UFMG. A Figura 24 mostra, em mapa, os locais de instalação (pontos amarelos) de cada sistema, assim como a localização da estação do INMET, que serve como referência para validação posterior.

Registros fotográficos da Instalação

A instalação foi registrada fotograficamente (ver Figura 25), garantindo rastreabilidade, transparência metodológica e documentação das condições locais. O ponto identificado como CAD refere-se ao Centro de Atividades Didáticas 2 (CAD2) da UFMG, uma área com excelente exposição solar e livre de sombreamento relevante, sendo ideal para fins de monitoramento. Já a instalação no ponto CPH fica em local com campo aberto, boas condições de visibilidade do céu. A instalação no ponto ENG fica em ambiente elevado, livre de obstáculos, com orientação para norte verdadeiro. Por fim, a instalação no ponto LEAT fica em área experimental, ideal para medições solares, com ampla visibilidade do céu.



Figura 25 - Protótipos instalados: a) LEAT, b) CPH, c) ENG e d) CAD2. (Fonte, Autoria própria).

6.1.5. Comparativo de custo de instalação do sistema desenvolvido com equipamentos padrão ISO

Nesta seção apresenta-se uma análise comparativa dos custos de implantação entre o sistema de medição de irradiância solar desenvolvido nesta dissertação e soluções comerciais baseadas em instrumentação certificada conforme a norma ISO 9060. O objetivo é evidenciar o diferencial econômico da proposta de baixo custo em relação às tecnologias consolidadas e amplamente utilizadas em aplicações de referência científica.

Sistema proposto na dissertação

O sistema desenvolvido foi concebido com foco na viabilidade técnica e na redução de custos, utilizando microcontroladores, sensores comerciais de baixo custo e componentes eletrônicos amplamente disponíveis. A Tabela 11 apresenta a discriminação dos itens utilizados e seus respectivos valores unitários:

Tabela 11 – Relação de custos dos equipamentos usados no protótipo.

Item	Descrição	Custo (R\$)
Microcontrolador ESP32	Unidade lógica principal responsável pela aquisição e processamento de dados	67,00
Sensor de corrente INA219	Medição da corrente gerada pelo módulo fotovoltaico	25,00
Sensor de tensão (0–25 V)	Monitoramento da tensão de saída do módulo fotovoltaico	25,00
Módulo GPS NEO 6M	Sincronização temporal e georreferenciamento das medições	75,00
Módulo fotovoltaico 20 W	Sensor ativo de irradiância e fonte de alimentação do sistema	180,00
Bateria 12 V – 7 Ah	Armazenamento de energia e alimentação do sistema	180,00
Controlador de carga MPPT	Gerenciamento de carregamento da bateria	100,00
Lâmpada LED 9 W	Carga resistiva de referência para consumo controlado	50,00
Cartão microSD + shield	Armazenamento local dos dados adquiridos	75,00

Cabos, conectores, suporte, caixa	Elementos de montagem e infraestrutura	350,00
Total unitário estimado		1.127,00
Total para quatro sistemas		4.508,00

Sistema ISO 9060 — Instrumentação de referência

Para fins de análise comparativa, foi considerada a aquisição de instrumentação de referência conforme os critérios estabelecidos na norma ISO 9060:2018, que classifica sensores de irradiância solar com base em parâmetros como resposta espectral, estabilidade térmica e precisão direcional. Embora o experimento laboratorial tenha sido conduzido com um sensor Classe B (intermediário), as Tabelas 12 e 13 apresentam dois cenários extremos:

- ✓ um com piranômetro Classe A, representando equipamentos de alta precisão e custo elevado;
- ✓ outro com sensor Classe C, de menor custo e desempenho reduzido.

Os valores de custo apresentados foram obtidos com base em experiência prática do autor em projetos de usinas fotovoltaicas de geração centralizada (referencia 2025), refletindo cotações reais de mercado para aquisição e operação desses sensores em contextos comerciais.

Essa comparação tem caráter prospectivo e visa evidenciar a diferença de investimento necessária para diferentes níveis de exigência metrológica, fornecendo um contexto econômico relevante à proposta metodológica baseada em módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância.

Tabela 12 - Estimativa de custos do sistema com piranômetro Classe A (ISO 9060)

Item	Descrição	Custo (US\$)
Piranômetro <i>Hukseflux</i> SR30-M2-D1	Sensor Classe A com aquecimento, ventilação e saída digital Modbus	3.750,00
Suporte de montagem	Suporte ajustável para instalação do sensor	225,00
Cabo de comunicação e alimentação	Cabo industrial blindado	150,00
Fonte de alimentação 12 VDC	Fonte estabilizada para alimentação	75,00

Item	Descrição	Custo (US\$)
Proteção contra surtos	Dispositivo para ambientes externos	150,00
Caixa de interface	Caixa IP65 com bornes e conectores	350,00
Software de aquisição	Sistema de aquisição via Modbus (ex: LabVIEW)	500,00
Total por sistema Classe A		5.200,00
Total para quatro sistemas Classe A		20.800,00

Tabela 13 - Estimativa de custos do sistema com piranômetro Classe C (ISO 9060)

Item	Descrição	Custo (US\$)
Piranômetro Apogee SP-110-SS	Sensor de silício – Classe C	225,00
Itens complementares (suporte, fonte etc.)	Idênticos aos usados no sistema Classe A	1.450,00
Total por sistema Classe C		1.675,00
Total para quatro sistemas Classe C		6.700,00

Conversão Monetária e Comparativo Final

Considerando a cotação do dólar vigente (julho de 2025), com valor médio de R\$ 5,59 por dólar, os custos estimados são:

- ✓ Sistema Classe A (4 unidades): $US\$ 20.800 \times R\$ 5,59 \approx R\$116.272,00$
- ✓ Sistema Classe C (4 unidades): $US\$ 6.700 \times R\$ 5,59 \approx R\$37.453,00$
- ✓ Sistema proposto nesta dissertação (4 unidades): R\$ 4.508,00

Síntese Comparativa

A Tabela 14 sintetiza os custos totais dos três cenários analisados:

Tabela 14 – Comparativo geral de custos (para 4 sistemas).

Sistema	Custo Total (R\$)	Redução percentual
Sistema proposto (ESP32 + sensores)	4.508,00	–
Sistema ISO 9060 Classe C	36.381,00	~ 87 %
Sistema ISO 9060 Classe A	112.944,00	~ 96 %

Considerações Finais

A análise evidencia que o sistema de medição desenvolvido nesta dissertação apresenta redução de até 96% no custo total de implantação em relação à instrumentação de referência Classe A conforme ISO 9060. Tal diferença representa uma oportunidade relevante para aplicações de monitoramento em larga escala, principalmente em contextos educacionais, experimentais ou de acesso restrito a financiamento. Ainda que o sistema proposto não atenda integralmente aos requisitos metrológicos da ISO 9060, a viabilidade técnica (a ser discutida nos próximos capítulos) aliada ao baixo custo reforça seu potencial para monitoramentos alternativos quando devidamente calibrado.

6.2. Ensaio experimental em laboratório para validação do sistema

6.2.1. Objetivo do ensaio

O ensaio experimental foi desenvolvido com o objetivo de validar a metodologia de medição da irradiância solar utilizando módulos fotovoltaicos como sensores. Este processo visou comprovar a precisão da conversão dos sinais elétricos (corrente e tensão) em irradiância, utilizando o sistema de aquisição desenvolvido.

O teste buscou refletir as condições reais de operação dos sensores, permitindo avaliar a robustez do sistema, suas limitações e suas incertezas frente a instrumentos de referência certificados, garantindo credibilidade aos resultados obtidos nas aplicações em campo.

6.2.2. Descrição do laboratório e condições experimentais

Os ensaios iniciais foram realizados no Laboratório de Agrometeorologia e Radiometria Solar, localizado no Departamento de Bioprocessos e Biotecnologia da Faculdade de Ciências

Agrônômicas da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – UNESP, campus da cidade de Botucatu (SP), latitude -22,847 e longitude -48,431.

O laboratório, fundado em 1996, é referência nacional em instrumentação e monitoramento da radiação solar, com foco em pesquisa aplicada na área de climatologia, meteorologia agrícola, modelagem e conversão energética.

O ambiente experimental consistiu em uma área externa do laboratório, livre de sombreamento, permitindo exposição direta à radiação solar durante todo o ensaio.

A Figura 26 apresenta as instalações de campo do laboratório e a Figura 27 mostra a instalação dos sensores e do sistema desenvolvido durante o ensaio.



Figura 26 - Setup Experimental no Laboratório de Radiometria Solar na FCA - UNESP – campus Botucatu. (Fonte, Autoria Própria).



Figura 27 - Montagem experimental. (a) Suporte com módulo fotovoltaico, (b) Instalação da instrumentação e sensores, (c) Arranjo de equipamentos montados. (Fonte, Autoria Própria).

6.2.3. Instrumentação e procedimento experimental

Instrumentação Utilizada

- ✓ Piranômetro *Kipp e Zonen* CM3 – classe ISO Segunda Classe – Irradiância global, instalado em plano com 25° de inclinação orientado ao norte verdadeiro;
- ✓ *Datalogger Campbell Scientific* CR1000 – aquisição dos dados dos sensores de referência;
- ✓ Protótipo DAQ desenvolvido neste trabalho, incluindo módulo fotovoltaico sensor, sensores de tensão e corrente e sistema de armazenamento local, instalado sob o mesmo plano e orientação do piranômetro.

Procedimento Experimental

- ✓ Instalações dos módulos fotovoltaicos sensores sobre bancada inclinada, alinhados com os sensores de referência com exposição direta a radiação solar;
- ✓ Conexão dos sensores de corrente e tensão aos terminais dos módulos;
- ✓ Sincronização do sistema via GPS, para garantir alinhamento temporal dos dados;
- ✓ Configuração do *datalogger* CR1000 para registro contínuo dos sensores de referência (piranômetro e pireliômetro);
- ✓ Coleta dos sinais elétricos (tensão e corrente) com frequência de 1 Hz, simultaneamente aos dados dos sensores de referência;
- ✓ Foram considerados diferentes cenários atmosféricos (céu limpo, parcialmente nublado e nublado);
- ✓ Registros realizados em diferentes condições atmosféricas, documentando inclusive variações rápidas na irradiância causadas por passagem de nuvens;
- ✓ Monitoramento constante das condições ambientais, registros fotográficos dos equipamentos e controle de integridade dos dados coletados.

Aspecto Fundamental do Procedimento

O ensaio foi estruturado para validar:

- ✓ A aderência dos dados elétricos dos módulos sensores às medições de irradiância dos instrumentos de referência;
- ✓ A robustez do sistema DAQ em captar variações rápidas de irradiância, especialmente em condições de céu parcialmente nublado;

- ✓ A viabilidade de utilização dos módulos fotovoltaicos como sensores confiáveis, considerando as características operacionais e as limitações inerentes ao método.

Análise Gráfica do Resultado da Medições

Com o objetivo de avaliar visualmente o desempenho do sistema de medição desenvolvido, bem como verificar a coerência dos dados obtidos, foram elaboradas as séries temporais das medições de irradiância realizadas durante os ensaios experimentais em laboratório.

As representações gráficas apresentadas a seguir permitem verificar, de forma clara, que o sistema desenvolvido é capaz de captar adequadamente as variações na irradiância, apresentando comportamento consistente com o padrão de referência em todos os cenários analisados.

As Figuras 28, 29 e 30 apresentam as séries temporais de irradiância global obtidas em três condições atmosféricas distintas: céu parcialmente nublado (04/11/2023), céu aberto (05/11/2023) e céu nublado (09/11/2023).

O sistema desenvolvido foi capaz de registrar com estabilidade as variações rápidas de irradiância causadas por nuvens, acompanhar a evolução diária sob céu claro e refletir a predominância da componente difusa em condições nubladas. Destaca-se que esta variabilidade é um parâmetro importantíssimo para os estudos de *forecasting*.

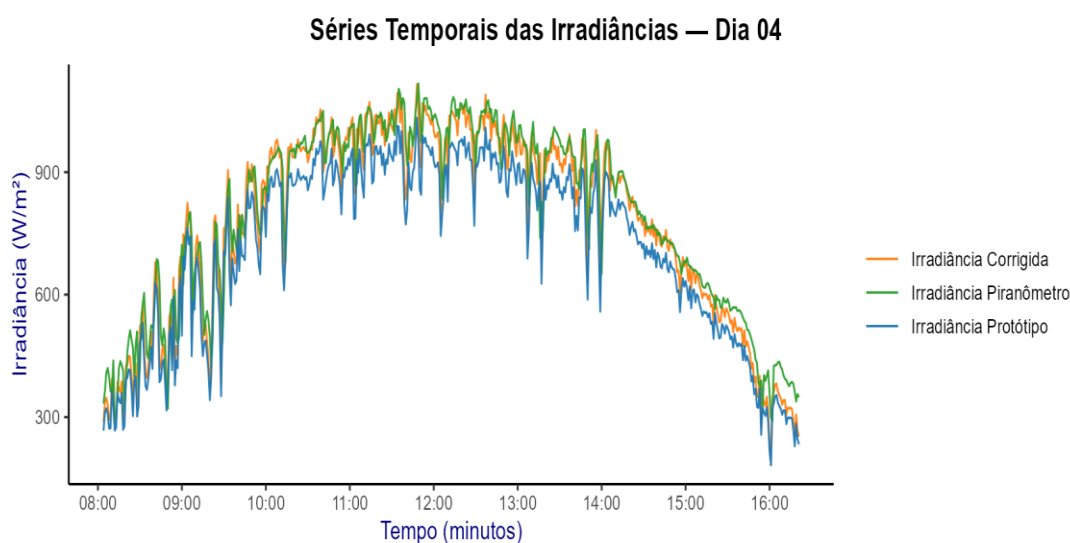


Figura 28 – Série temporal da irradiância global medida pelo sistema DAQ e pelo piranômetro de referência no dia 04/11/2023 (Céu parcialmente nublado).

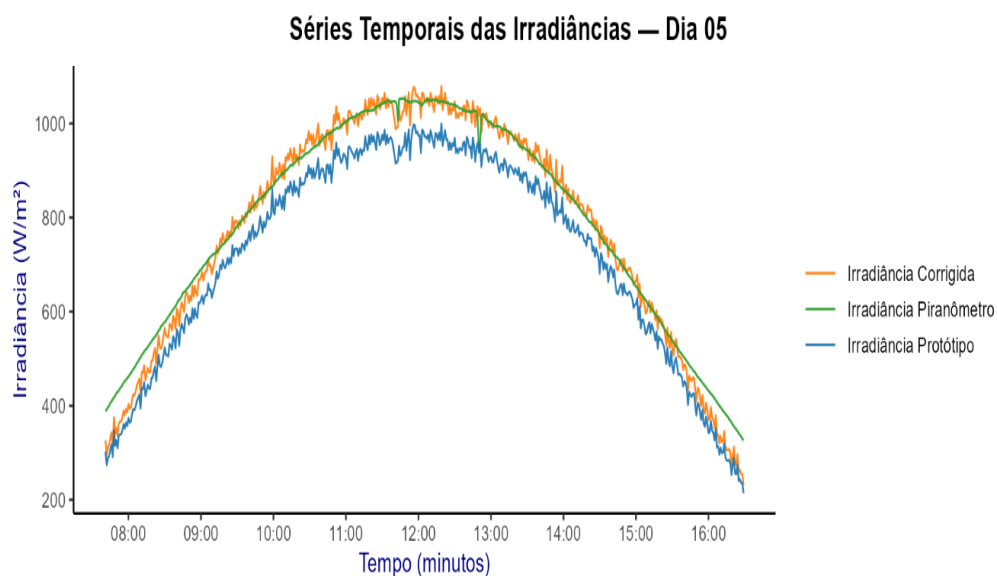


Figura 29 – Série temporal da irradiância global medida pelo sistema DAQ e pelo piranômetro de referência no dia 05/11/2023 (Céu aberto).

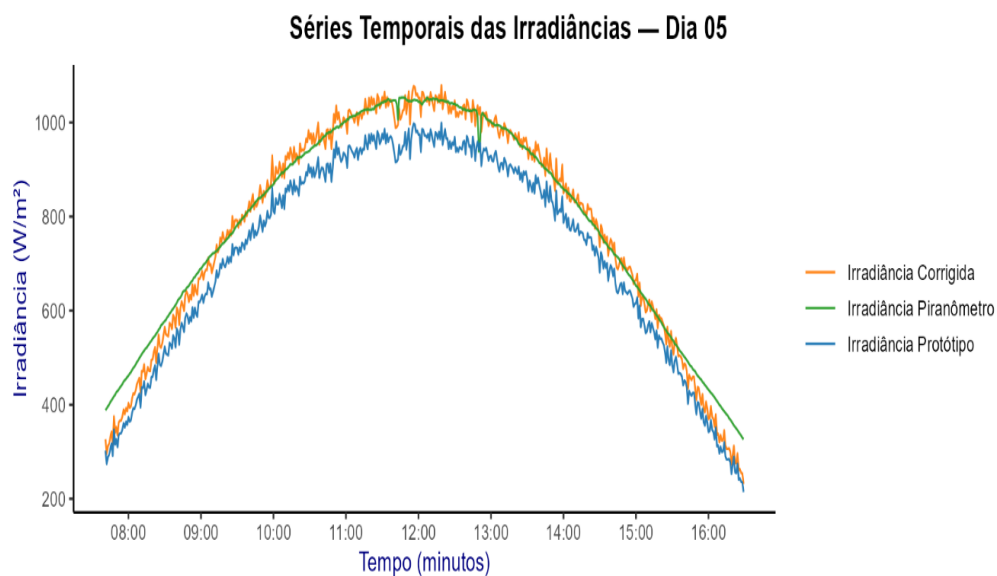


Figura 30 - Curva de irradiância global medida pelo sistema DAQ e pelo piranômetro de referência no dia 09/11/2023 (Céu nublado).

Nas figuras, a curva verde corresponde às medições realizadas com o piranômetro de referência, em que as medidas são captadas a cada 1 segundo e registradas em médias de 1 minuto. Já a curva azul representa as medições brutas do protótipo fotovoltaico, captadas e registradas a cada 1 segundo, e a curva laranja mostra o ajuste aplicado às medições do

protótipo. Esse ajuste consistiu na aplicação de um modelo linear de calibração, obtido a partir da correlação entre as medições simultâneas dos dois sensores ao longo do período de teste.

O objetivo do ajuste é corrigir desvios sistemáticos do protótipo com relação ao padrão de referência, considerando os efeitos de sensibilidade espectral, inclinação angular e resposta térmica. A equação de calibração e os parâmetros de incerteza são detalhados na seção seguinte.

Por fim, reforça-se que esta seção tem como foco a descrição dos procedimentos experimentais em laboratório e a apresentação das curvas de medição. A análise metrológica, incluindo a avaliação da precisão, será abordada em profundidade no próximo capítulo.

6.2.4. Avaliação das incertezas de medição

O cálculo da irradiância a partir dos sinais elétricos dos módulos sensores foi realizado conforme o modelo matemático apresentado na Seção 4.2.4 desta dissertação, que relaciona a potência elétrica gerada com a irradiância incidente, considerando os parâmetros físicos do módulo, como área e eficiência. Esse modelo, amplamente utilizado na literatura, permite estimar a irradiância sem o uso de sensores dedicados, conforme demonstrado por (ABE et al., 2020) em aplicações experimentais com módulos comerciais.

A avaliação das incertezas associadas ao processo de estimativa foi conduzida segundo a metodologia recomendada pelo *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM)*, que estabelece diretrizes para a propagação de incertezas em funções com múltiplas variáveis independentes. Essa abordagem é amplamente reconhecida e aplicada em sistemas fotovoltaicos, como evidenciado por (MARWENI et al., 2025), que exploram a previsão de irradiância e potência em sistemas sujeitos a incertezas.

A formulação de propagação das incertezas considerou as seguintes variáveis de entrada:

- ✓ Tensão elétrica (V);
- ✓ Corrente elétrica (I);
- ✓ Eficiência do módulo (η);
- ✓ Área do módulo (A).

A incerteza combinada associada à irradiância ($U_c(G)$) foi determinada pela aplicação da seguinte equação de propagação, apresentada na Equação 6.7.

$$U_c(G) = \sqrt{\left(\frac{\partial G}{\partial V} \cdot U_V\right)^2 + \left(\frac{\partial G}{\partial I} \cdot U_I\right)^2 + \left(\frac{\partial G}{\partial \eta} \cdot U_\eta\right)^2 + \left(\frac{\partial G}{\partial A} \cdot U_A\right)^2} \quad (6.7)$$

As derivadas parciais utilizadas são deduzidas a partir da Equação 4.7 apresentada na Seção 4.2.4 e descritas a seguir.

- ✓ $\frac{\partial G}{\partial V} = \frac{I}{\eta \cdot A}$: sensibilidade da irradiância em relação à tensão. Quanto maior o valor da corrente, maior o impacto de um erro na tensão.
- ✓ $\frac{\partial G}{\partial I} = \frac{V}{\eta \cdot A}$: sensibilidade da irradiância em relação à corrente. Impacto proporcional à tensão medida.
- ✓ $\frac{\partial G}{\partial \eta} = \frac{V \cdot I}{\eta^2 \cdot A}$: sensibilidade da irradiância em relação à eficiência do módulo. O sinal negativo indica que um aumento na eficiência leva à redução da irradiância calculada, dado que a eficiência está no denominador da equação.
- ✓ $\frac{\partial G}{\partial A} = \frac{V \cdot I}{\eta \cdot A^2}$: sensibilidade da irradiância em relação à área do módulo. Qualquer incerteza na medição da área tem efeito inversamente proporcional sobre a irradiância.

Essas expressões permitem ponderar corretamente como cada incerteza individual afeta o valor final da irradiância estimada. (LAUDANI et al., 2021) reforçam a importância da análise de sensibilidade na estimativa de irradiância com base em sinais elétricos, destacando as condições ótimas de operação para minimizar os impactos das incertezas.

Resultados e Avaliação das Incertezas

A Tabela 15 apresenta os resultados da avaliação da incerteza combinada para as medições de irradiância realizadas com o sistema desenvolvido. A análise contempla três cenários distintos: céu aberto, parcialmente nublado e nublado, obtidos nos dias 05/11/2023, 04/11/2023 e 09/11/2023, respectivamente. A avaliação considerou tanto as componentes de incerteza dos sensores (tensão e corrente) quanto as incertezas associadas ao módulo fotovoltaico e ao piranômetro de referência. Foram aplicadas as metodologias para cálculo das incertezas Tipo A (estatísticas) e Tipo B (instrumentais e de modelagem), resultando na incerteza combinada associada a cada condição atmosférica

Tabela 15 - Avaliação da Incerteza da Irradiância Medida pelo Sistema Desenvolvido (Valores Absolutos e Relativos)

Data / Condição Atmosférica	Irradiância Média (W/m ²)	Incerteza Absoluta (W/m ²)	Incerteza Relativa (%)	Tipo Predominante
05/11/2023 (céu aberto)	719	±31,27	±4,35 %	Tipo A
04/11/2023 (parcialmente nublado)	713	±31,93	±4,48 %	Tipo A
09/11/2023 (nublado)	567	±27,55	±4,86 %	Tipo A

Análise dos Resultados:

Céu Aberto: a irradiância média registrada foi de 719 W/m², com uma incerteza absoluta de ±31,27 W/m², resultando em uma incerteza relativa de aproximadamente ±4,35%. O erro predominante foi do Tipo A, relacionado à variabilidade dos dados durante o período de medição.

Parcialmente Nublado: a irradiância média foi de 713 W/m², com incerteza absoluta de ±31,93 W/m² e incerteza relativa de ±4,48 %, ligeiramente superior à do dia com céu aberto, refletindo o impacto da maior variabilidade na irradiância causada pela movimentação das nuvens.

Nublado: A irradiância média caiu para 567 W/m², como esperado, dada a condição atmosférica. A incerteza absoluta foi de ±27,55 W/m², o que representa uma incerteza relativa de ±4,86%, a maior dentre os cenários analisados, confirmando que a baixa irradiância associada à alta difusividade acarreta maior dispersão dos dados em termos percentuais.

Discussão:

A análise demonstra que, mesmo em condições de irradiância reduzida e maior instabilidade (cenário nublado), o sistema manteve níveis de incerteza controlados, com valores inferiores a 5 %. Esse patamar é compatível com aplicações operacionais em sistemas de monitoramento solar que utilizam sensores alternativos, como módulos fotovoltaicos. Conforme já mencionado anteriormente, a norma IEC 61724-1:2021 reconhece essa configuração dentro da Classe C, desde que os módulos sejam devidamente calibrados e operem com erros dentro de limites aceitáveis para fins operacionais.

A predominância da incerteza Tipo A em todos os cenários indica que a dispersão estatística dos dados no tempo (oscilações naturais da irradiância) exerce influência mais significativa do que os erros instrumentais dos sensores ou do modelo de conversão.

O comportamento observado reforça a robustez do sistema desenvolvido, validando sua aplicação prática tanto para medições pontuais quanto para redes distribuídas de monitoramento solar.

É fundamental esclarecer que este estudo possui caráter preliminar, tendo sido desenvolvido com o objetivo de validar metodologias e levantar hipóteses iniciais sobre o comportamento da irradiância solar a partir de sinais elétricos de módulos fotovoltaicos. Apesar de apresentar resultados relevantes, sua limitação temporal — com medições realizadas ao longo de apenas três ou quatro dias — impede a captura adequada da variabilidade sazonal, essencial para uma caracterização precisa da irradiância. A irradiância observada em dias de céu aberto no verão difere significativamente daquela registrada em condições semelhantes no inverno, devido à variação na angulação solar, à composição atmosférica e à umidade relativa do ar, que afetam diretamente a transmissão da radiação solar. Além disso, eventos climáticos como chuvas que antecedem dias de céu limpo podem alterar temporariamente a transparência atmosférica, influenciando os valores medidos. Diante disso, torna-se imprescindível a continuidade do estudo por meio de um novo projeto que contemple uma campanha de medição de longo prazo, com duração mínima de um ano, capaz de representar adequadamente as condições atmosféricas ao longo das diferentes estações e fornecer subsídios mais robustos para a análise da irradiância solar em sistemas fotovoltaicos.

Além da incerteza combinada obtida por GUM, procede-se, na Seção 6.2.5, à análise de resíduos entre medições da irradiância pelo sistema protótipo, medições da irradiância aplicado fator de correção e a medição do piranômetro de referência. Tal análise é complementar: evidencia viés, dependência temporal e heterocedasticidade condicionadas ao nível de irradiância, aspectos que a métrica de incerteza combinada não captura por si só.

6.2.5. Validação metrológica e análise de resíduos das medições de irradiância

Esta seção conduz uma avaliação estatística integrada da irradiância global horizontal estimada pelos sistemas Protótipo e Corrigida em relação à referência UNESP. A avaliação combina dois eixos complementares:

- (i) quantificação de incertezas de medição, segundo os princípios do *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement* (GUM), e

- (ii) diagnóstico dos resíduos entre as séries estimadas e a referência, com foco em viés, normalidade, independência temporal e Heterocedasticidade. O propósito é estabelecer, de forma consistente, a qualidade metrológica das estimativas e a adequação estatística dos pressupostos que sustentam as comparações e conclusões.

No primeiro eixo (subseção 6.2.5.1), a incerteza associada à estimativa de irradiância é derivada a partir das variáveis de entrada e de seus coeficientes de sensibilidade, abrangendo componentes do tipo A (variabilidade amostral) e tipo B (modelagem e especificações). A incerteza combinada é obtida pela propagação apropriada e expressa, quando pertinente, em termos relativos para diferentes condições de céu (dias 04, 05 e 09). Essa quantificação permite reportar métricas comparáveis e intervalos de confiança sob um arcabouço metrológico padronizado (JCGM, 2008).

No segundo eixo (subseção 6.2.5.2), define-se o resíduo como $r_t = \hat{G}_t - \hat{G}_t^{Piranômetro}$ em que \hat{G}_t representa a irradiância estimada (Protótipo ou Corrigida Ajustada) e $\hat{G}_t^{Piranômetro}$ a irradiância de referência. Os resíduos são analisados por dia e no conjunto agregado, considerando: (a) inspeções gráficas — séries temporais (janela diurna), histogramas com densidades, gráficos quantil-quantil (QQ-plots), funções de autocorrelação (ACF) e diagramas r vs. $\hat{G}^{Piranômetro}$ com suavização LOESS e regressão linear segmentada — e (b) testes formais de hipótese, incluindo Shapiro–Wilk (normalidade), Ljung–Box (independência), Breusch–Pagan/Bartlett (Heterocedasticidade) e correlação Spearman entre r_t e $\hat{G}_t^{Piranômetro}$ (SHAPIRO E WILK, 1965; LJUNG E BOX, 1978; BREUSCH E PAGAN, 1979; CLEVELAND, 1979; BOX ET AL., 2016; HYNDMAN E ATHANASOPOULOS, 2021; WILKS, 2011). Esses procedimentos permitem detectar viés sistemático dependente do nível de irradiância, caudas pesadas e dependência temporal, aspectos que impactam diretamente a interpretação das métricas de desempenho e das próprias incertezas.

Os dados utilizados contemplam três dias representativos de condições atmosféricas distintas (04 – parcialmente nublado; 05 – céu aberto; 09 – nublado), amostrados em alta resolução e agregados a 1 minuto para alinhamento com a referência. As séries Protótipo e Corrigida são comparadas à UNESP tanto em termos de médias/erros (MBE, MAE, RMSE, nRMSE e MAPE) quanto em termos de propriedades dos resíduos, assegurando uma leitura conjunta entre precisão, exatidão e validade dos pressupostos estatísticos (CHAI E DRAXLER, 2014; WILKS, 2011).

A organização é a seguinte:

- ✓ 6.2.5.1 – Avaliação das incertezas de medição, apresentando o modelo de propagação, as componentes de incerteza consideradas e os resultados por condição de céu;
- ✓ 6.2.5.2 – Análise dos resíduos, apresentando a caracterização descritiva e inferencial dos resíduos, a identificação de padrões de viés/variância e as implicações para a calibração e para a interpretação das métricas.

6.2.5.1. Análise de incertezas de medição da irradiância de referência vs irradiância do protótipo

Esta subseção apresenta a análise estatística aplicada aos dados obtidos no ensaio experimental em laboratório, com o objetivo de validar a precisão e a confiabilidade do sistema de medição desenvolvido. Foram utilizadas métricas estatísticas consolidadas na literatura, como RMSE, MAE, MBE, MAPE, nRMSE e R^2 (as se encontram descritas abaixo), para comparar os dados obtidos pelo sensor fotovoltaico com os dados de referência do piranômetro. A análise visa quantificar os erros absolutos e relativos, identificar tendências sistemáticas e avaliar a aderência entre os sensores, fornecendo subsídios técnicos para a validação do sistema proposto.

A validação dos dados medidos pelo sistema desenvolvido foi conduzida por meio de uma análise estatística comparativa com os dados obtidos pelo piranômetro de referência *Kipp & Zonen CM3*, devidamente calibrado e instalado no Laboratório de Radiometria Solar.

Esta etapa teve como objetivo avaliar a precisão, a tendência e a dispersão dos dados medidos pelo sensor fotovoltaico em relação ao padrão de referência, utilizando métricas estatísticas consolidadas na literatura para validação de dados experimentais em medições de irradiância solar, tais como erro médio absoluto (MAE), erro quadrático médio (RMSE), viés médio (MBE), erro percentual absoluto médio (MAPE) e coeficiente de determinação (R^2).

A aplicação dessas métricas é amplamente reconhecida em estudos sobre desempenho de sensores, calibração de modelos solares e validação de sistemas embarcados, conforme descrito por (YOUNES et al., 2005), (GUEYMARD, 2012) e (CARRASCAL et al., 2020), além de recomendações metodológicas da IEC 61724-1:2021 e de diretrizes técnicas do (CRESESB, 2022).

Métricas Estatísticas Aplicadas

As métricas estatísticas utilizadas na análise são amplamente adotadas na validação de modelos, sensores e métodos de medição na área de engenharia e meteorologia:

✓ **RMSE** – *Root Mean Square Error* (Raiz do Erro Quadrático Médio): mede a magnitude média dos erros. Expressa-se na mesma unidade da variável analisada (W/m^2).

Interpretação: Quanto menor o RMSE, melhor o desempenho do sistema. Seu cálculo é expresso pela Equação 6.8.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (G_{sensor,i} - G_{ref,i})^2} \quad (6.8)$$

Onde:

n : Número total de observações;

$G_{sensor,i}$: Valor da irradiância medido pelo sensor fotovoltaico no instante i (W/m^2).

$G_{ref,i}$: Valor da irradiância medido pelo piranômetro de referência no instante i (W/m^2).

✓ **nRMSE** – *Root Mean Square Error* (Raiz do Erro Quadrático Médio): expressa o RMSE em termos percentuais, permitindo avaliar a qualidade da medição de forma padronizada, independente da magnitude da irradiância. Sua formulação é apresentada na Equação 6.9.

$$nRMSE = \frac{RMSE}{G_{ref}} \cdot 100E \quad (6.9)$$

Sendo G_{ref} a irradiância média medida pelo piranômetro de referência (W/m^2).

✓ **MAE** – *Mean Absolute Error* (Erro absoluto Médio): calcula a média dos erros absolutos entre os dados do sensor e do piranômetro, sendo menos sensível a grandes erros do que o RMSE. O MAE efetivamente mede o quão distante, em média, estão as medições do valor real. Seu cálculo é expresso pela Equação 6.10.

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (G_{sensor,i} - G_{ref,i}) \quad (6.10)$$

✓ **MBE** – *Mean Bias Error* (Erro Médio ou Tendência): avalia se há uma tendência sistemática nas medições, ou seja, se o sensor superestima ou subestima os valores em relação ao piranômetro. É expresso também pela Equação 6.10, contudo, a

forma como o resultado é tratado é diferente. Assim, o resultado do MBE é avaliado da seguinte forma:

- ✓ MBE positivo → tendência a superestimar;
- ✓ MBE negativo → tendência a subestimar.

Resultados da Análise Estatística

Tabela 16 - Métricas Estatísticas da Comparação entre Sensor Fotovoltaico e Piranômetro de Referência

Data / Condição	RMSE (W/m ²)	nRMSE (%)	MAE (W/m ²)	MBE (W/m ²)
05/11/2023 – Céu Aberto	39,21	4,99	31,18	+12,21
04/11/2023 – Parcialmente Nublado	51,23	6,47	38,57	+15,64
09/11/2023 – Nublado	44,88	7,56	34,09	+10,75

Análise Gráfica – Linhas de Tendência

Complementando a análise das métricas estatísticas, na sequência se apresentam os gráficos de dispersão com linhas de tendência linear entre os dados de irradiância obtidos pelo sensor fotovoltaico e pelo piranômetro de referência, para os três dias de ensaio.

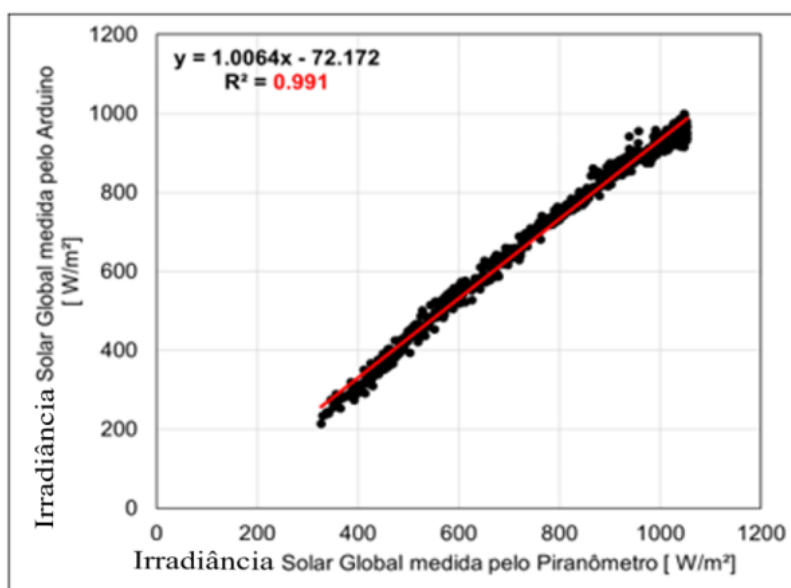


Figura 31 - Gráfico de dispersão com linha de tendência linear entre as medições do sensor fotovoltaico e do piranômetro de referência para o dia 05/11/2023 com céu aberto.

Observa-se que:

No cenário de céu aberto (Figura 31), o sistema apresentou correlação linear ($R^2=0,991$), evidenciando aderência entre as medições do DAQ e do piranômetro.

Para o dia de céu parcialmente nublado (Figura 32), observa-se uma ligeira redução no coeficiente de determinação para $R^2=0,9626$, reflexo da maior variabilidade nas condições atmosféricas, embora a correlação continue extremamente alta.

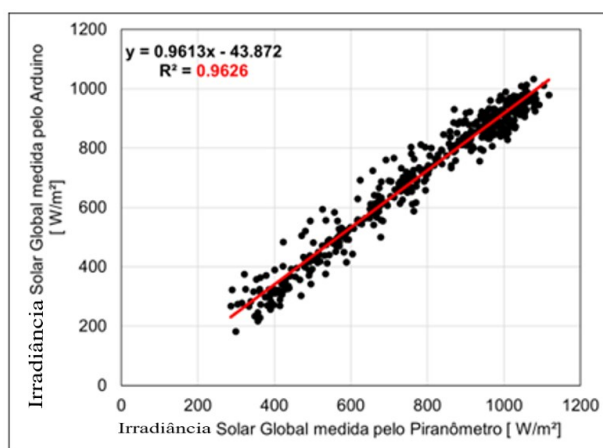


Figura 32 - Gráfico de dispersão com linha de tendência linear entre as medições do sensor fotovoltaico e do piranômetro de referência para o dia 04/11/2023 com céu parcialmente nublado.

Sob condição de céu nublado (Figura 33), o coeficiente de determinação reduz-se para $R^2=0,781$, o que é esperado, devido à predominância de radiação difusa e à maior dispersão dos dados.

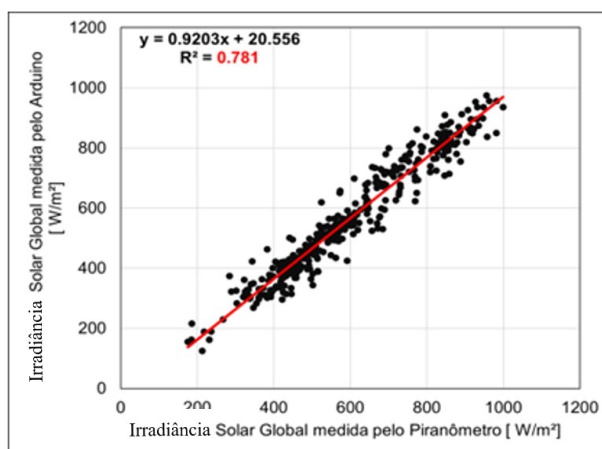


Figura 33 - Gráfico de dispersão com linha de tendência linear entre as medições do sensor fotovoltaico e do piranômetro de referência para o dia 09/11/2023 com céu nublado.

As análises de regressão linear entre as medidas de irradiância obtidas pelo sistema baseado em Arduino e o piranômetro de referência evidenciam diferenças importantes tanto no coeficiente angular quanto no intercepto (offset), em função das condições atmosféricas. Em céu aberto (05/11/2023), observou-se um coeficiente angular muito próximo da unidade (1,0064) e um elevado coeficiente de determinação ($R^2 = 0,991$), indicando excelente concordância entre os instrumentos. O offset negativo ($-72,172 \text{ W/m}^2$) sugere uma subestimação do Arduino em baixas irradiâncias, possivelmente associada ao ponto de operação do sensor fotovoltaico ou a limitações na calibração do sistema de aquisição. Em condição parcialmente nublada (04/11/2023), o ajuste linear ainda apresentou alta correlação ($R^2 = 0,9626$), mas o coeficiente angular reduziu-se para 0,9613, demonstrando uma leve subestimação do Arduino em relação ao piranômetro em maiores níveis de irradiância. O offset também foi negativo ($-43,872 \text{ W/m}^2$), embora de menor magnitude que no dia de céu aberto, sugerindo menor discrepância em baixas irradiâncias. Já em céu nublado (09/11/2023), observou-se a maior divergência entre os sensores, com coeficiente angular de 0,9203 e coeficiente de determinação reduzido ($R^2 = 0,781$), evidenciando maior dispersão dos pontos devido à predominância da radiação difusa. Nesse caso, o offset foi positivo ($+20,556 \text{ W/m}^2$), revelando que, em condições de baixa irradiância, o Arduino tende a superestimar ligeiramente os valores em relação ao piranômetro. Em síntese, os resultados indicam que o sistema baseado em Arduino apresenta excelente desempenho em condições de céu aberto e parcialmente nublado, reproduzindo com boa fidelidade as medidas do piranômetro, embora apresente limitações sob nebulosidade intensa. A variação dos coeficientes angulares e offsets sugere a necessidade de calibrações específicas ou ajustes dependentes das condições atmosféricas, de modo a aprimorar a equivalência entre os dois instrumentos de medição.

Análise Gráfica – *Boxplot* das Séries de Irradiância

A Figura 34 apresenta os *boxplots* das séries de irradiância medidas pelo sensor fotovoltaico e pelo piranômetro de referência, para os três cenários atmosféricos avaliados.

Observa-se que:

- ✓ No cenário de céu aberto, tanto o sensor FV quanto o piranômetro apresentam uma distribuição bastante concentrada e simétrica, com baixa variabilidade.
- ✓ Para céu parcialmente nublado, há aumento na dispersão dos dados, com presença clara de *outliers*, associados à intermitência das nuvens.

- ✓ Na condição de céu nublado, observa-se uma redução dos valores medianos de irradiância em ambos os sensores, o que é esperado diante da predominância da componente difusa. Além disso, há uma dispersão significativa nos dados — com amplitudes interquartis (IQR) próximas de 250 W/m^2 para o piranômetro e 270 W/m^2 para o sensor fotovoltaico, indicando uma variação ampla em torno das medianas. A distribuição entre os dois sensores é compatível, apresentando padrões semelhantes de centralidade e variação, ainda que com diferenças pontuais nas caudas superiores.

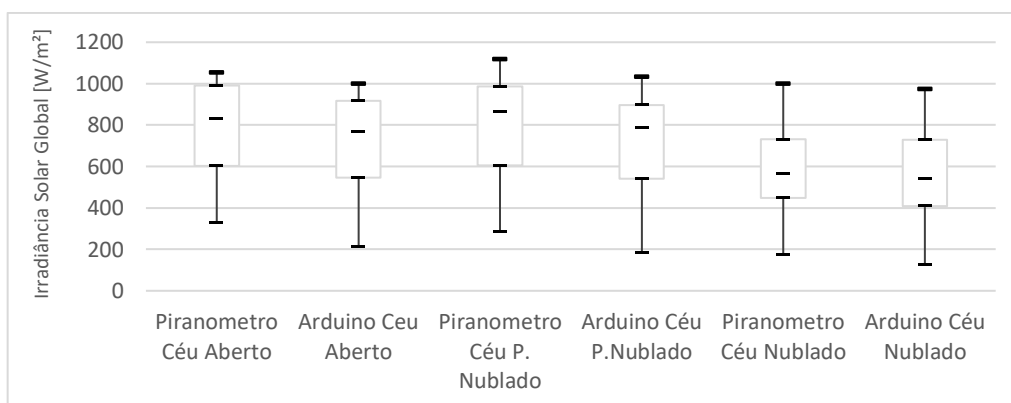


Figura 34 - Boxplots das séries de irradiância medidas pelo sistema fotovoltaico (DAQ) e pelo piranômetro de referência para os três cenários atmosféricos: céu aberto, parcialmente nublado e nublado.

Análise dos Resultados

O nRMSE cresce à medida que as condições atmosféricas se tornam menos estáveis, passando de 4,99% em céu aberto para 7,56 % em condição nublada, evidenciando a influência da variabilidade atmosférica no desempenho do sistema.

MBE positivo em todos os cenários confirma uma leve tendência de superestimação da irradiância pelo sensor fotovoltaico em relação ao piranômetro.

Observa-se que tanto o RMSE quanto o MAE aumentam sob condições de maior variabilidade atmosférica (parcialmente nublado e nublado). Esse comportamento é característico de sensores fotovoltaicos operando em alta frequência (1 Hz) e sem controle térmico, uma vez que esses dispositivos respondem de forma rápida às oscilações provocadas por nuvens intermitentes, resultando em maior dispersão dos dados e maiores erros médios. Tal fenômeno é descrito na literatura técnica, que relaciona a instabilidade irradiativa com o aumento das métricas de erro estatístico em sensores fotovoltaicos de resposta rápida (YOUNES et al., 2005; CARRASCAL et al., 2020)

Os resultados reforçam que o sistema possui comportamento confiável e aderente à proposta do trabalho, apresentando desempenho robusto, especialmente em cenários de céu limpo.

Discussão da Análise Estatística

A análise estatística utilizando as métricas RMSE, nRMSE, MAE e MBE, associada às análises gráficas de linhas de tendência e *boxplots*, demonstra que o sistema desenvolvido é tecnicamente viável para uso como sensor de baixo custo para medição de irradiância global.

Os resultados obtidos validam a metodologia, que apresenta níveis de erro e desempenho estatístico compatíveis com as exigências para aplicações em monitoramento ambiental, análise espacial da irradiância e suporte a estudos de geração fotovoltaica, especialmente considerando sua proposta de baixo custo, replicabilidade e operação distribuída e sincronizada.

Conforme já destacado anteriormente, há a necessidade de serem feitas medições em períodos de longo prazo com mais amostras de dias e em distintas estações do ano para uma verificação estatísticas mais robusta e melhor comparação de resultados para condições atmosféricas variáveis conforme a estação do ano.

6.2.5.2. Análise dos resíduos (protótipo e ajuste corrigido vs. piranômetro)

Nesta subseção investigam-se as propriedades estatísticas dos resíduos; definidos como diferenças ponto a ponto entre as séries estimadas pelo sistema e a referência do piranômetro conforme Equação 6.11 e Equação 6.12.

$$r_p(t) = \text{Irradiância}_{\text{Protótipo}}(t) - \text{Irradiância}_{\text{Piranômetro}}(t) \quad (6.11)$$

$$r_c(t) = \text{Irradiância}_{\text{Corrigida}}(t) - \text{Irradiância}_{\text{Piranômetro}}(t) \quad (6.12)$$

A análise tem por objetivo verificar se os erros permanecem centrados em zero, com baixa dispersão, independência serial e variância aproximadamente constante ao longo do nível de irradiância, requisitos basilares para avaliação metrológica e uso comparativo de medições (HYNDMAN & ATHANASOPOULOS, 2021; ISO, 2018; WMO, 2018). Considerando a diferença de cadência entre o sistema (1 Hz) e a referência integrada a 1 min, investigam-se

também efeitos temporais e dependências com o nível de irradiância, comuns em séries de irradiância de alta variabilidade (MOL *et al.*, 2023).

Para organizar a discussão, os resultados são apresentados por dia e condições do céu (04 – parcialmente nublado, 05 – céu aberto e 09 – nublado) e no conjunto consolidado (“TODOS”), com a seguinte sequência:

- (i) distribuição/normalidade (histogramas e QQ-plots);
- (ii) dependência com o nível de irradiância (*boxplots* por faixas e dispersão com LOESS);
- (iii) estrutura temporal e autocorrelação (séries e ACF);
- (iv) iv) relação funcional e quebras de regime (regressão linear segmentada);
- (v) métricas agregadas e síntese ARIMA. Adicionalmente, inclui-se ao final a alínea
- (vi) Testes formais dos resíduos, que consolida e interpreta os resultados de Shapiro–Wilk (normalidade), Ljung–Box (independência), Bartlett e Breusch–Pagan (Heterocedasticidade) e Spearman (monotonicidade entre irradiância e r^2), fornecendo a corroboração estatística das evidências visuais (MONTGOMERY; RUNGER, 2014; LJUNG; BOX, 1978; BREUSCH; PAGAN, 1979; SHAPIRO; WILK, 1965; SPEARMAN, 1904; MUGGEO, 2025).

(i) Distribuição empírica e normalidade (Histogramas + QQ-plots)

Dia 04 – Céu Parcialmente Nublado.

O histograma duplo (ver Figura 35) evidencia distribuições unimodais para r_p e r_c . Nota-se maior concentração de r_c em torno de zero e caudas menos extensas em relação a r_p , indicando redução de dispersão e mitigação de viés pela correção.

Os QQ-plots (Figuras 36 e 37) mostram bom alinhamento central à reta teórica, com desvios nas caudas compatíveis com flutuações rápidas induzidas por nuvens (MOL ET AL., 2023). Para a série Corrigida, o alinhamento central é visivelmente melhor.

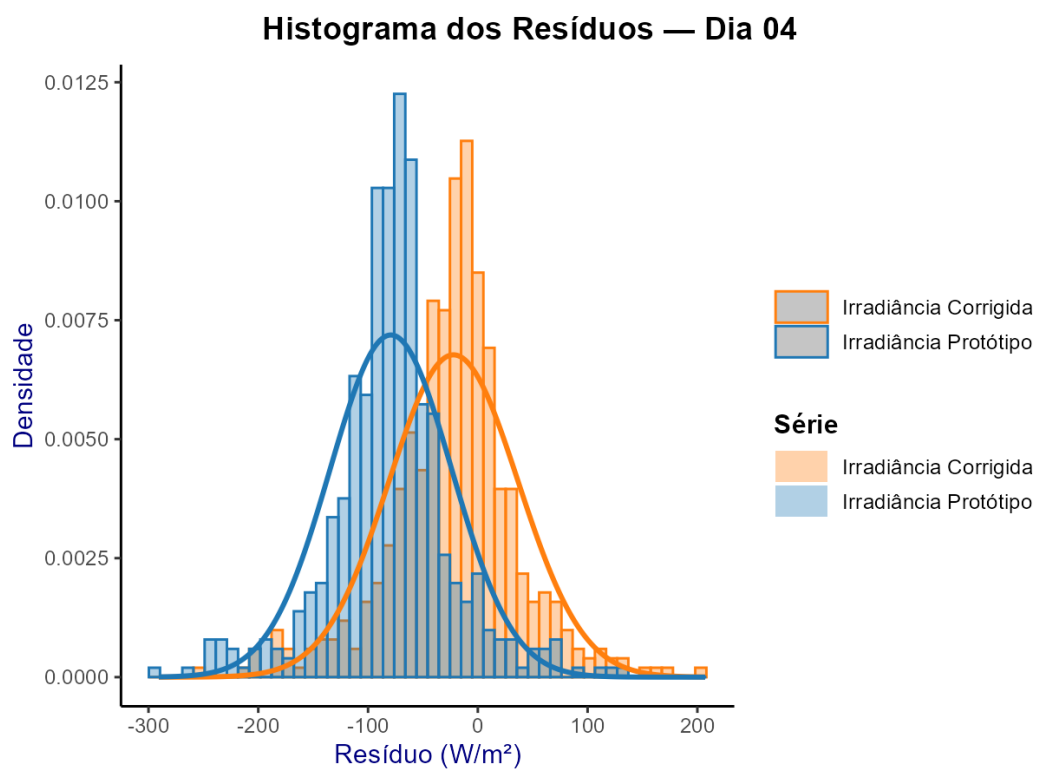


Figura 35 - Histogramas sobrepostos dos resíduos no dia 04 (Irradiância Protótipo e Irradiância Corrigida), com curvas Normais ajustadas a cada distribuição.

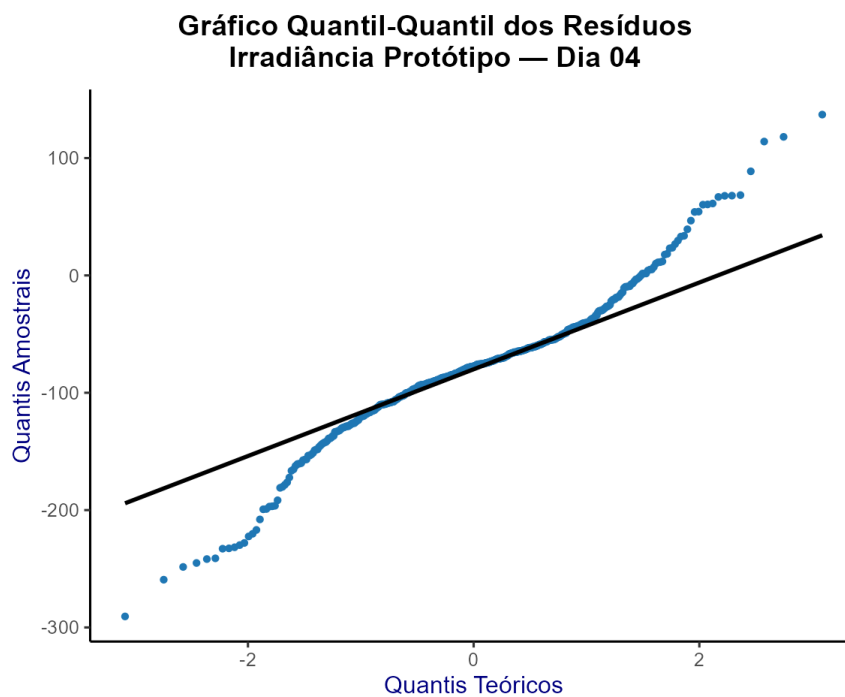


Figura 36 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 04 em relação à Normal padrão - linha de referência em preto.

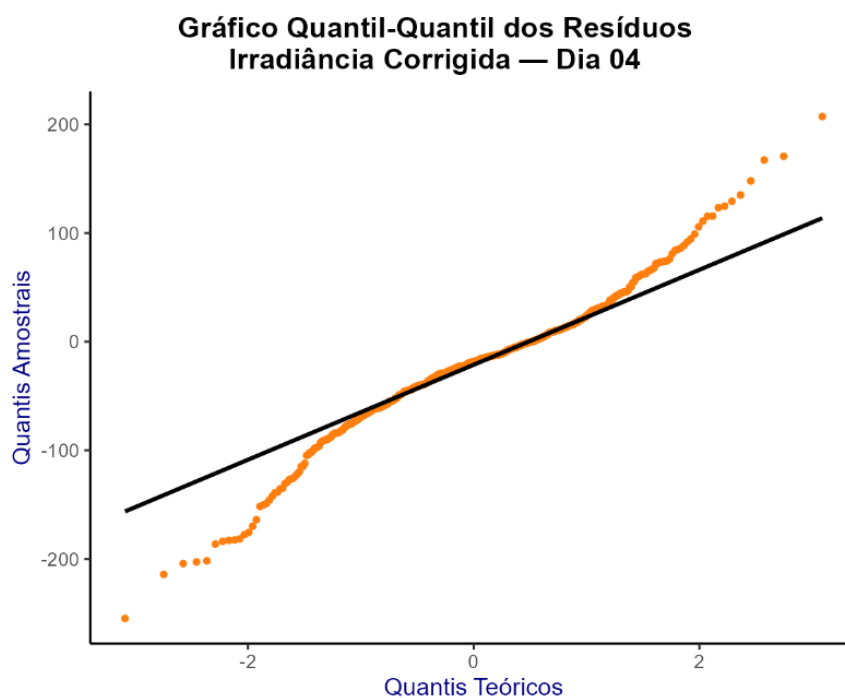


Figura 37 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 04 em relação à Normal padrão - linha de referência em preto.

Dia 05 – Céu Aberto.

O histograma (ver Figura 38) reflete estreitamento de r_c . Os QQ-plots (Figuras 39 e 40) mantêm melhor aderência da série Corrigida nos quantis centrais.

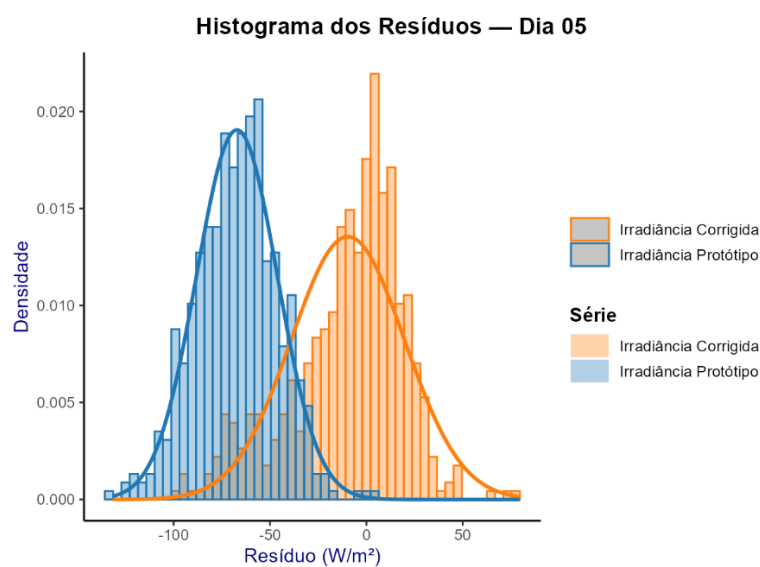


Figura 38 - Histogramas sobrepostos dos resíduos no dia 05 (Irradiância Protótipo e Irradiância Corrigida), com curvas Normais ajustadas a cada distribuição.

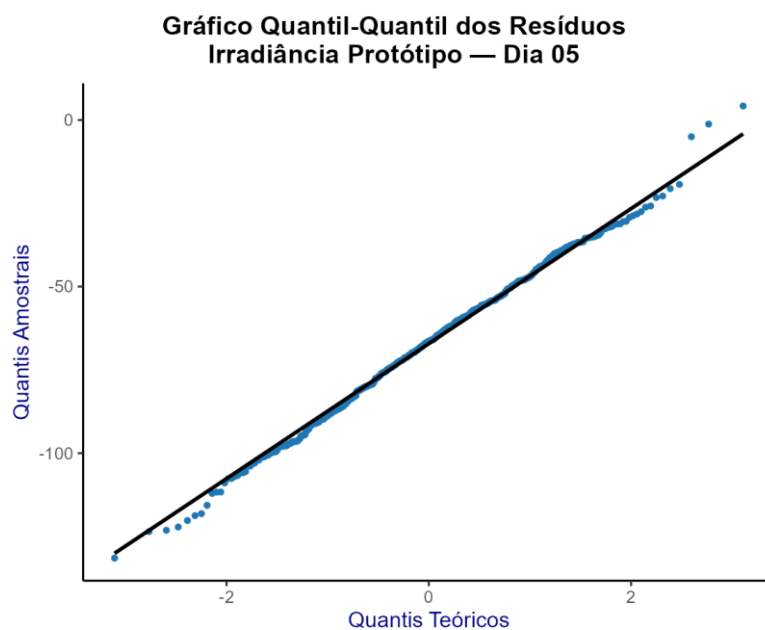


Figura 39 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 05 em relação à Normal padrão; linha de referência em preto

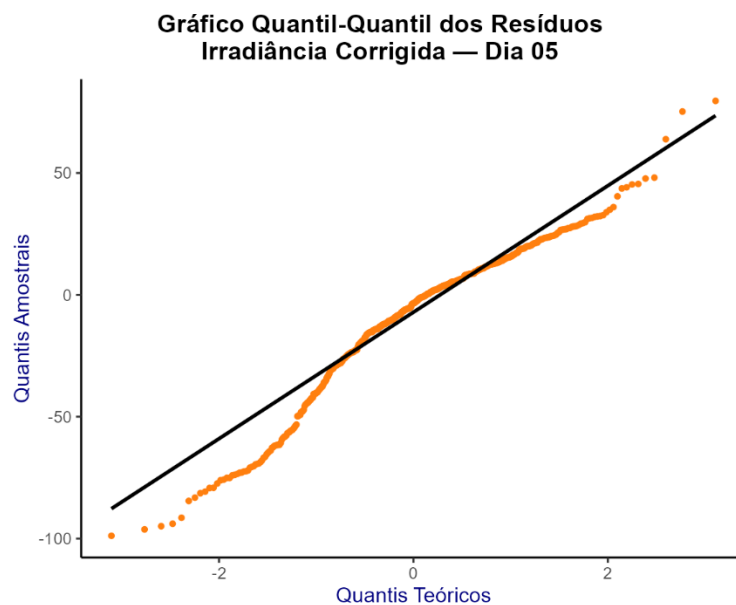


Figura 40 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 05 em relação à Normal padrão; linha de referência em preto

Dia 09 – Céu Nublado.

O histograma (ver Figura 41) confirma redução de variabilidade para r_C ; os QQ-plots (Figuras 42 e 43) mantêm centro mais próximo de zero e caudas menos proeminentes.

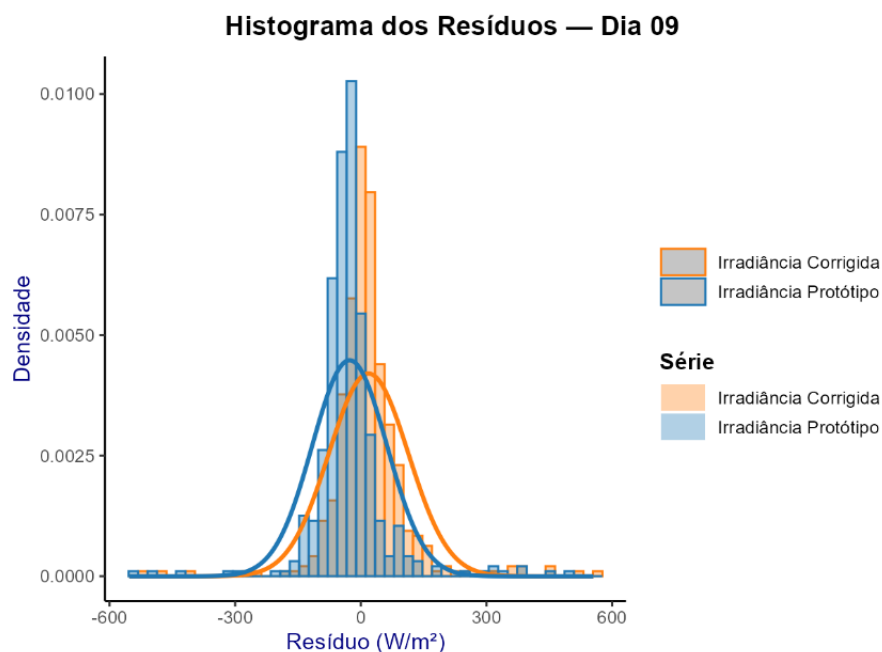


Figura 41 - Histogramas sobrepostos dos resíduos no dia 09 (Protótipo e Corrigida), com curvas Normais ajustadas a cada distribuição.

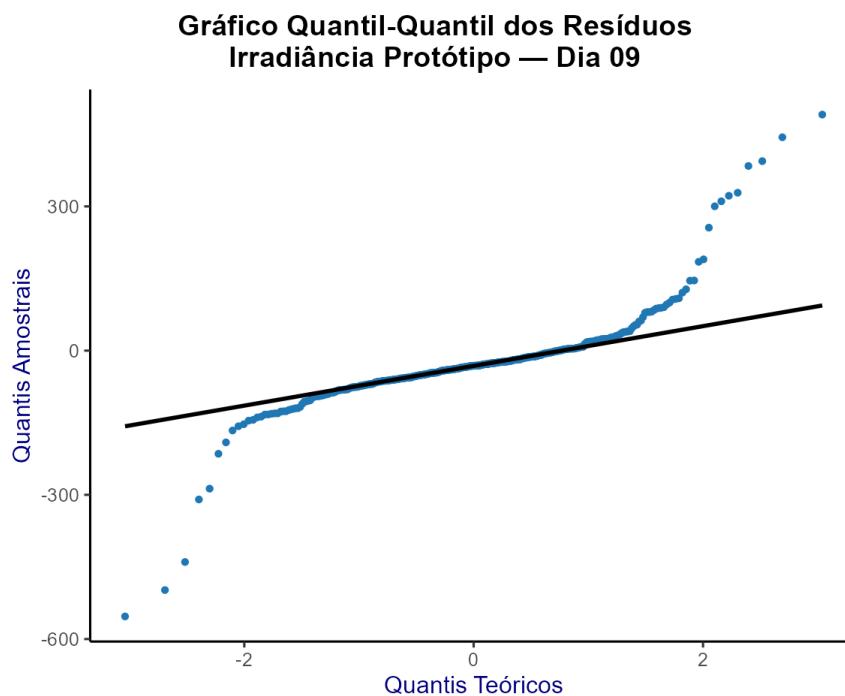


Figura 42 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 09 em relação à Normal padrão linha de referência em preto.

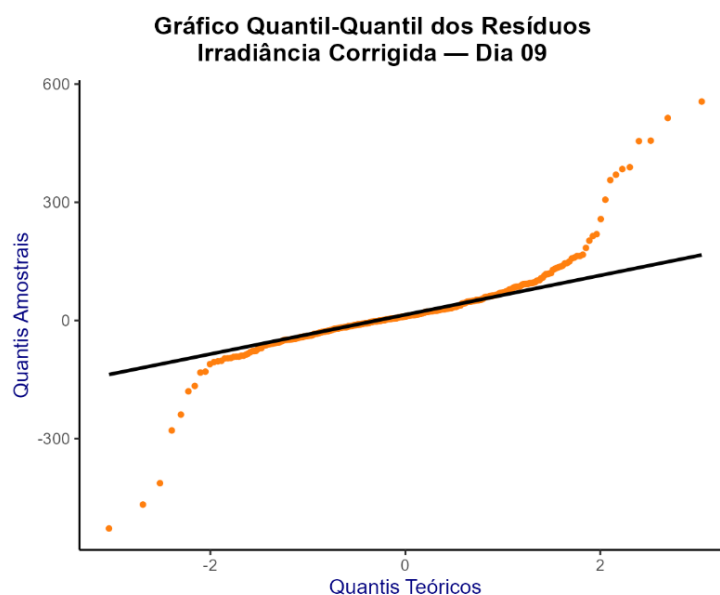


Figura 43 - QQ-plot dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 09 em relação à Normal padrão; linha de referência em preto.

Consolidado.

O agregado (ver Figura 44) mantém r_c mais estreito e centrado, sinalizando ganho robusto. Nota metodológica: normalidade perfeita não é requisito para bons modelos; busca-se média próxima de zero, baixa dispersão e independência (HYNDMAN & ATHANASOPOULOS, 2021).

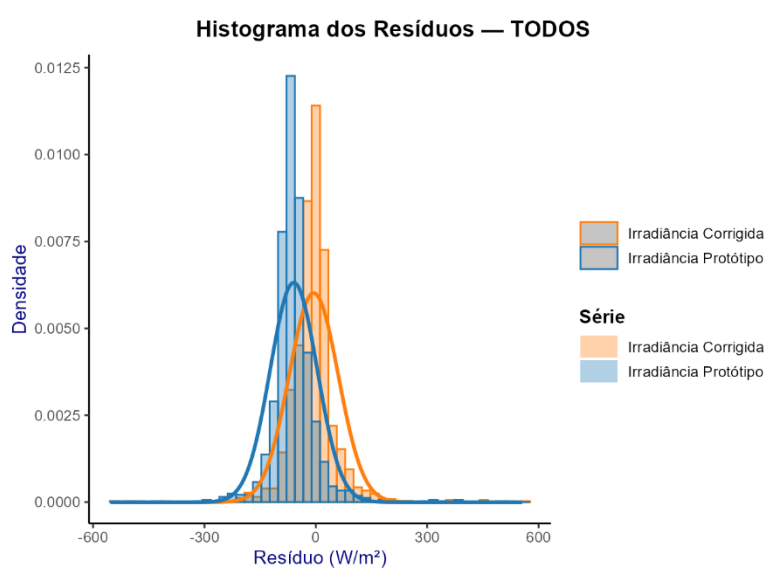


Figura 44 - Histogramas sobrepostos dos resíduos considerando todos os dias, com curvas Normais ajustadas por série.

(ii) Dependência com o nível de irradiância (*Boxplots* por faixa + Dispersão com LOESS)

Dia 04 – Céu Parcialmente Nublado.

Os *boxplots* por faixas de irradiância de referência (ver Figura 45) mostram heteroscedasticidade física: a dispersão cresce em faixas médias/altas; porém, r_c exibe amplitude interquartil menor e menos outliers que r_p . No gráfico de dispersão com LOESS (Figura 46), a tendência preta revela curvaturas e vieses mais evidentes em r_p ; já r_c fica mais centrado em zero. O comportamento é consistente com erros decorrentes de resposta direcional/espectral e dinâmica de nuvens, mais notórios sob alta irradiância (ISO 9060:2018; KUMAR ET AL., 2020).

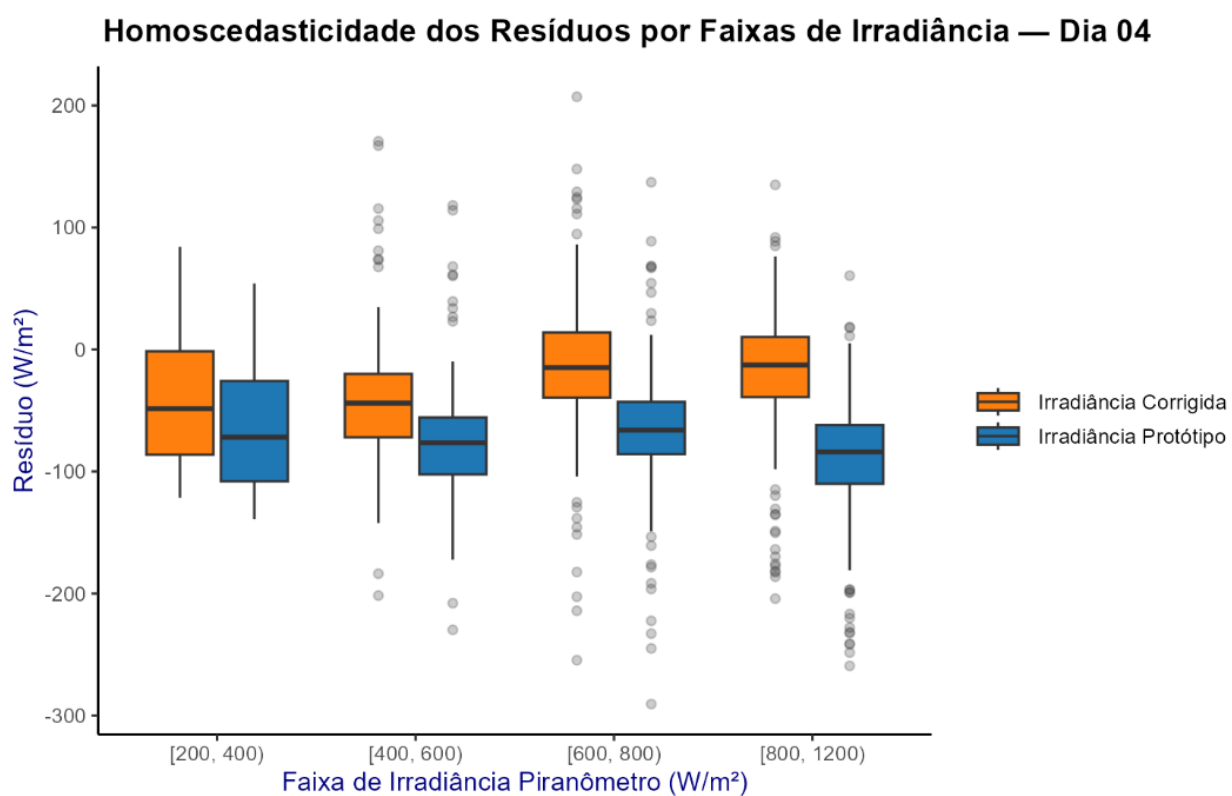


Figura 45 - Distribuição dos resíduos por faixas de Irradiância Piranômetro no dia 04 (*boxplots*), avaliando a homoscedasticidade entre níveis de irradiância.

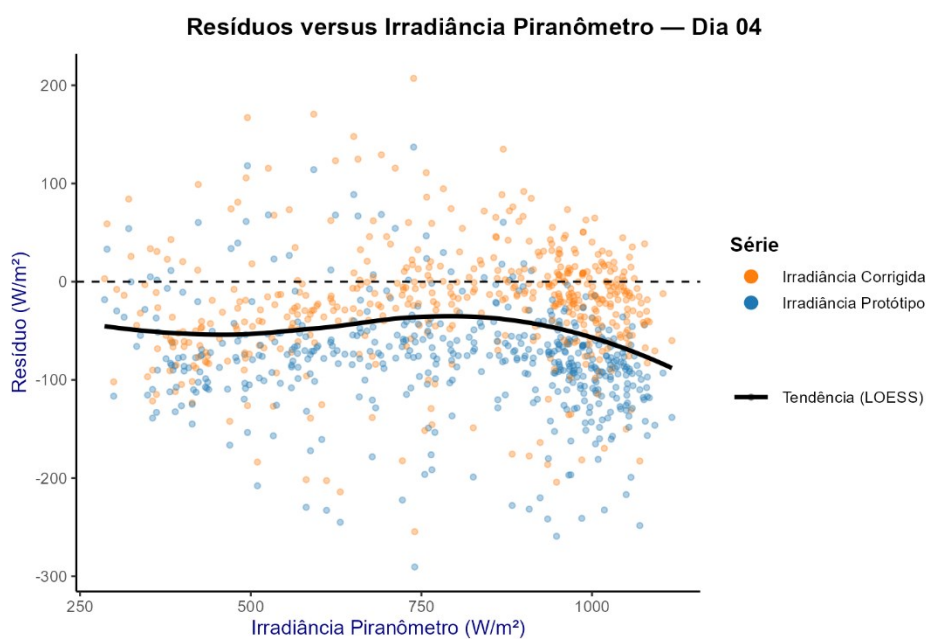


Figura 46 - Dispersão dos resíduos em função da Irradiância Piranômetro no dia 04 curva de tendência LOESS (preta) e linha de referência em zero.

Dias 05 (Céu Aberto) e 09 (Céu Nublado).

Boxplots (Figuras 47 e 48) e LOESS (Figuras 49 e 50) reiteram ganho de homogeneidade e atenuação de viés para r_C .

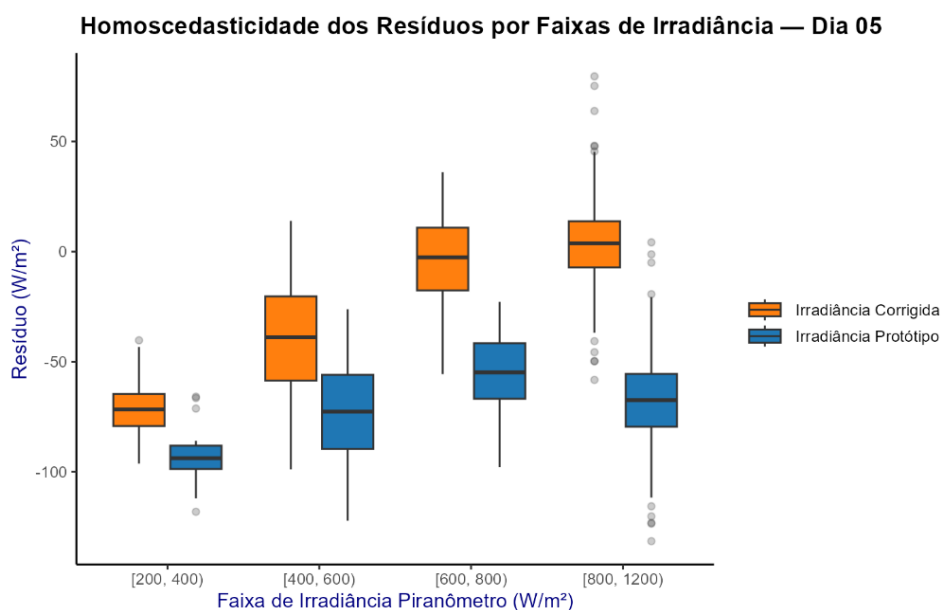


Figura 47 - Distribuição dos resíduos por faixas de Irradiância Piranômetro no dia 05 (*boxplot*) avaliando a homoscedasticidade entre níveis de irradiância.

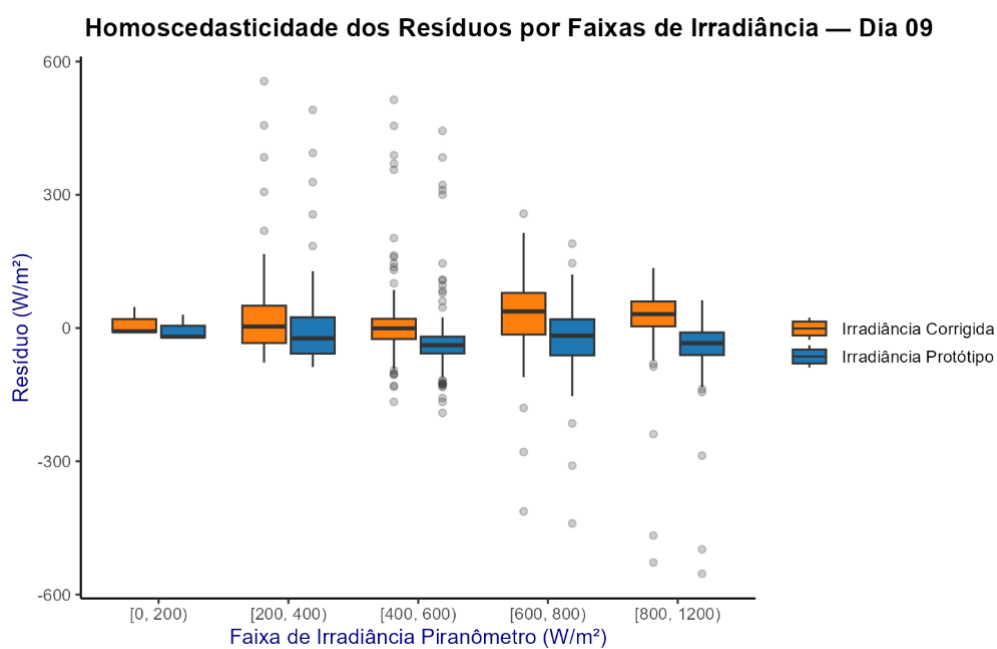


Figura 48 - Distribuição dos resíduos por faixas de Irradiância Piranômetro no dia 09 (boxplots), avaliando a homoscedasticidade entre níveis de irradiância.

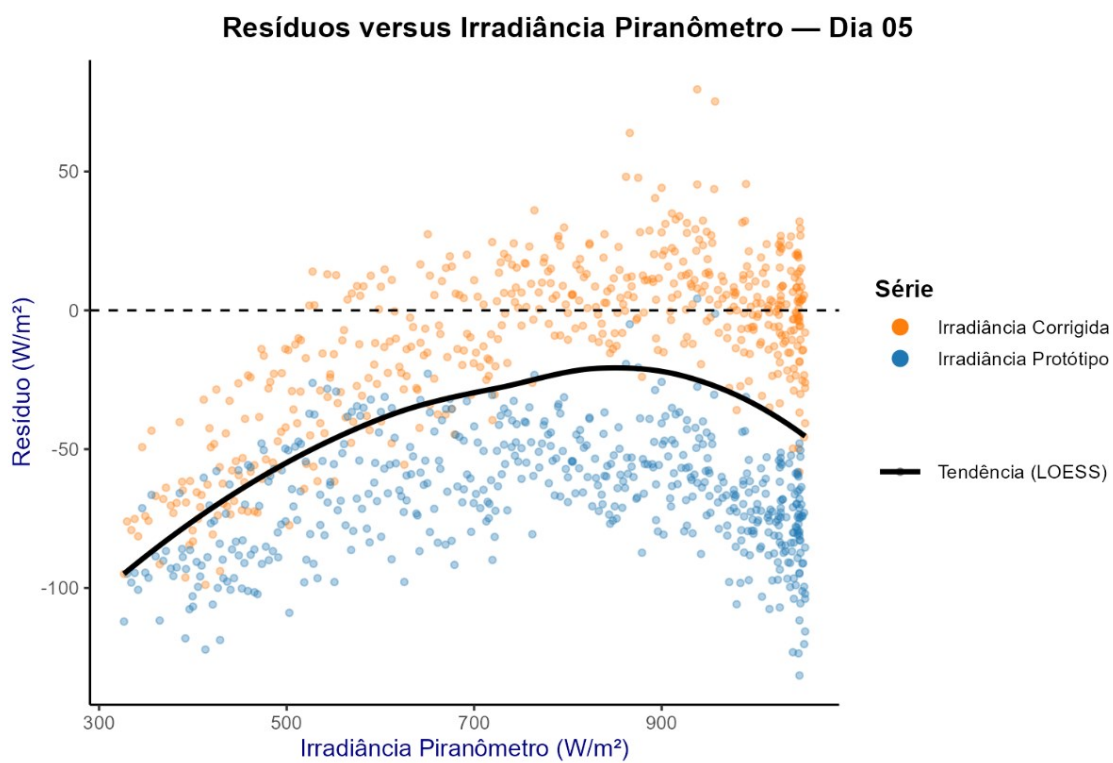


Figura 49 - Dispersão dos resíduos em função da Irradiância Piranômetro no dia 05 curva de tendência LOESS (preta) e linha de referência em zero.

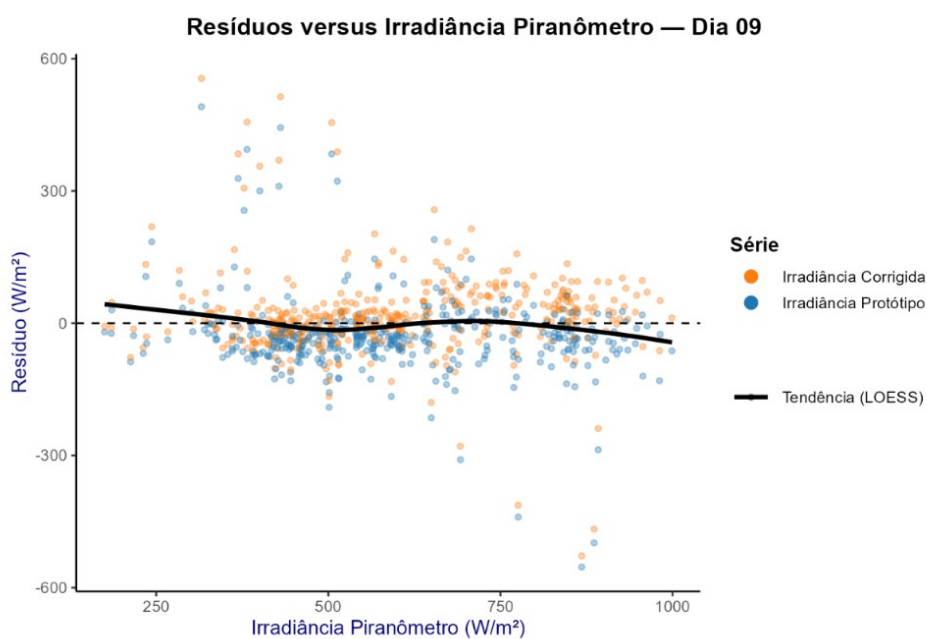


Figura 50 - Dispersão dos resíduos em função da Irradiância Piranômetro no dia 09 curva de tendência LOESS (preta) e linha de referência em zero.

Consolidado.

No conjunto dos dias, a dispersão por faixa (Figura 51) e a LOESS global (Figura 52) confirmam menor variabilidade e viés mais próximo de zero para a série Corrigida.

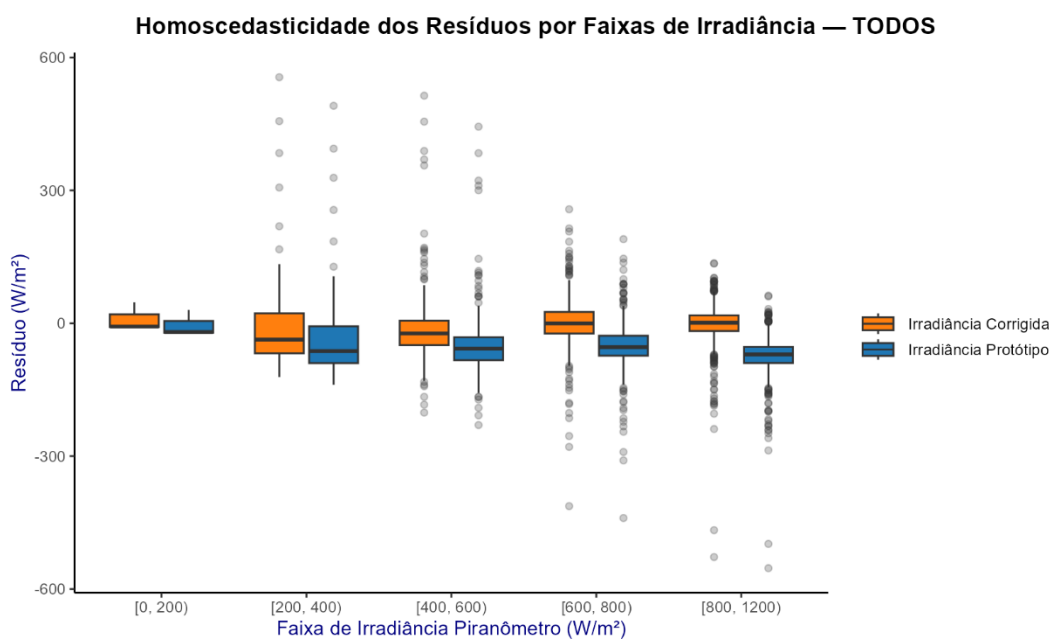


Figura 51 - Distribuição dos resíduos por faixas de Irradiância Piranômetro considerando todos os dias (boxplots), evidenciando a variação da dispersão com o nível de irradiância.

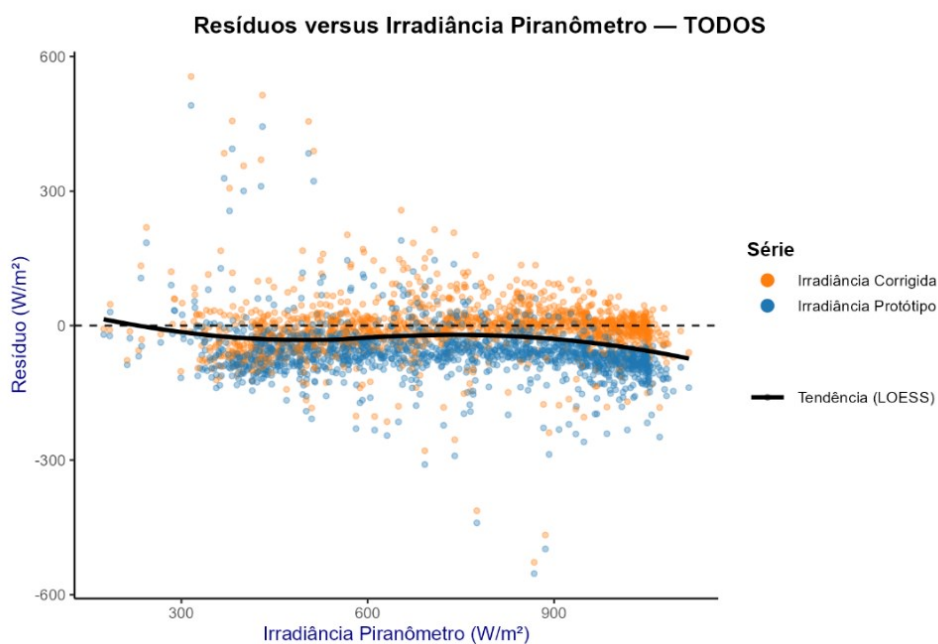


Figura 52 - Dispersão dos resíduos em função da Irradiância Piranômetro para todos os dias curva de tendência LOESS (preta) e linha de referência em zero.

(iii) Estrutura temporal e autocorrelação (Séries residuais + ACF)

Dia 04 – Céu Parcialmente Nublado

A série residual (Figura 53) exhibe rajadas associadas a passagens de nuvens. As ACFs (Figuras 54 e 55) mostram correlações positivas de curta duração (*lags* de minutos) e rápido decaimento; a persistência é menor para r_C , indicando que a correção reduziu memória curta — sinal desejável (HYNDMAN & ATHANASOPOULOS, 2021; HUYNH ET AL., 2020).

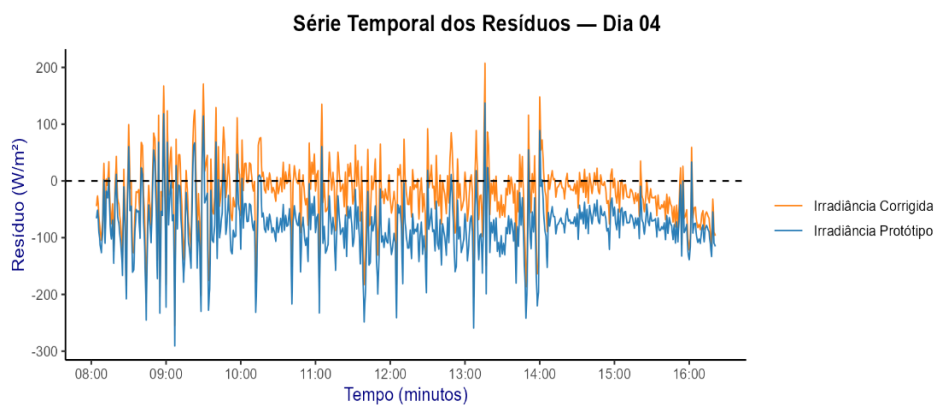


Figura 53 -Série temporal dos resíduos no dia 04 (Protótipo–Piranômetro e Corrigida–Piranômetro), com linha de referência em zero.

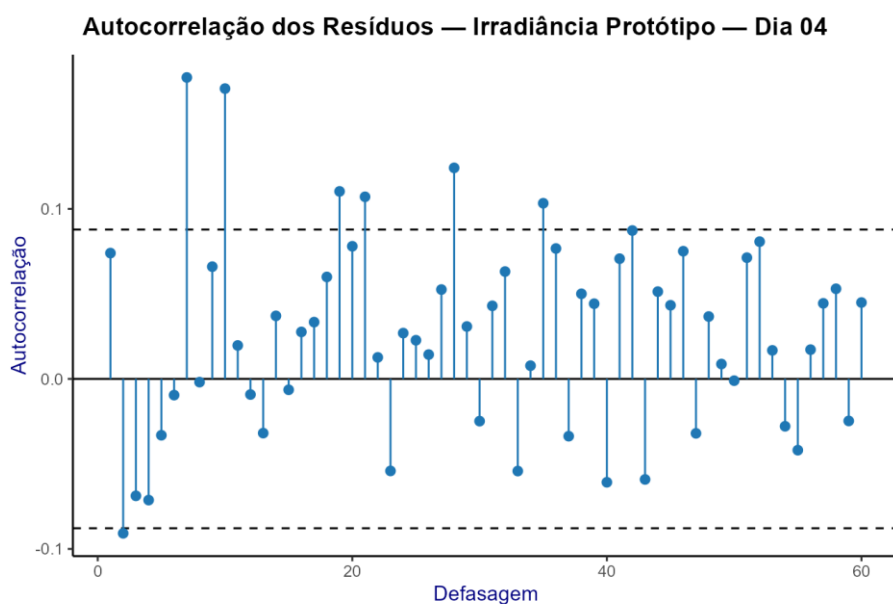


Figura 54 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 04 com intervalos de confiança a 95% tracejados.

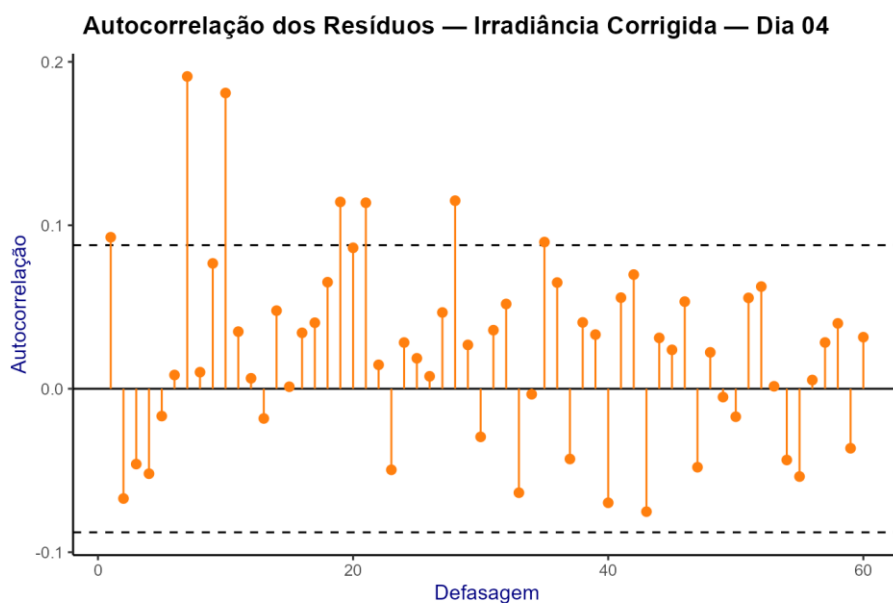


Figura 55 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 04 com intervalos de confiança a 95% tracejados.

Dias 05 (Céu Aberto) e 09 (Céu Nublado).

As Séries (Figuras 56 e 57) e ACFs (Figuras 58, 59, 60 e 61) repetem o padrão.

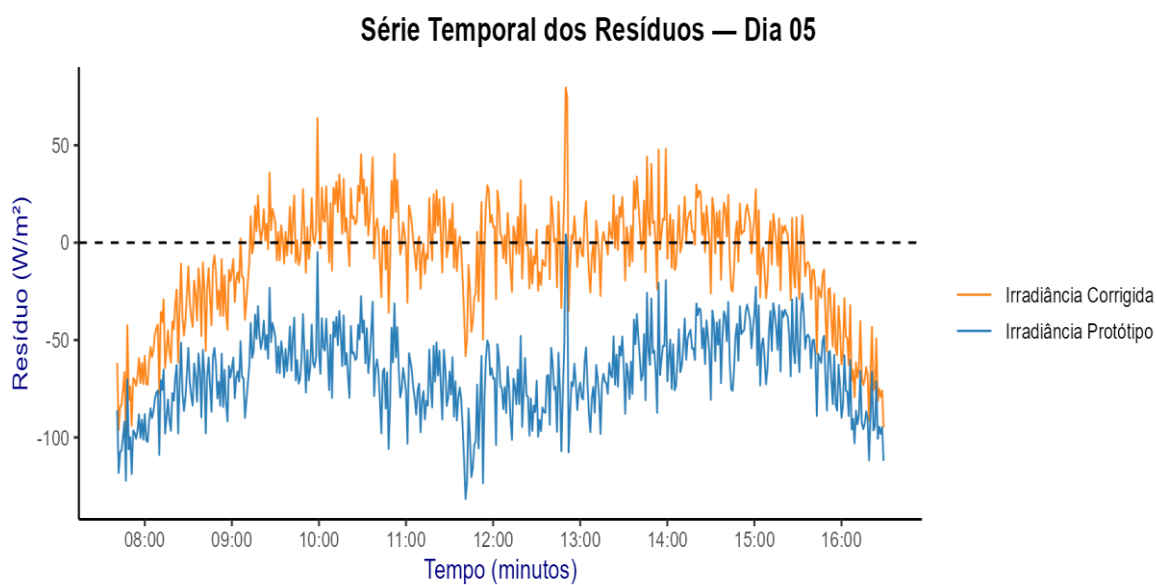


Figura 56 - Série temporal dos resíduos no dia 05 (Protótipo–Piranômetro e Corrigida–Piranômetro), com linha de referência em zero.

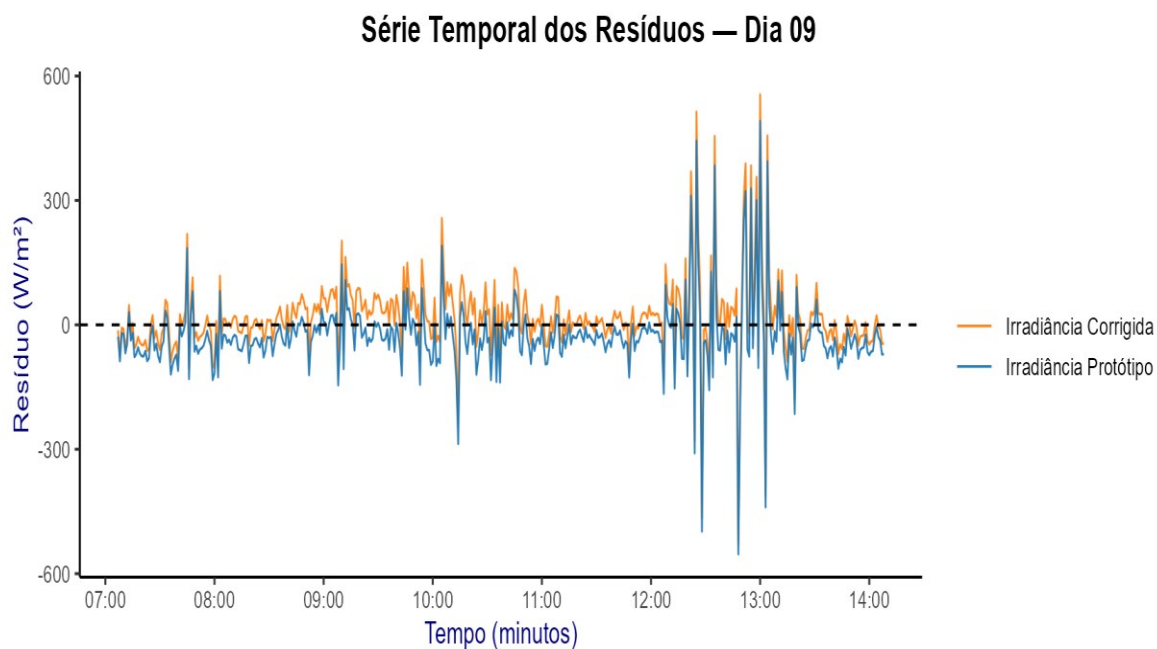
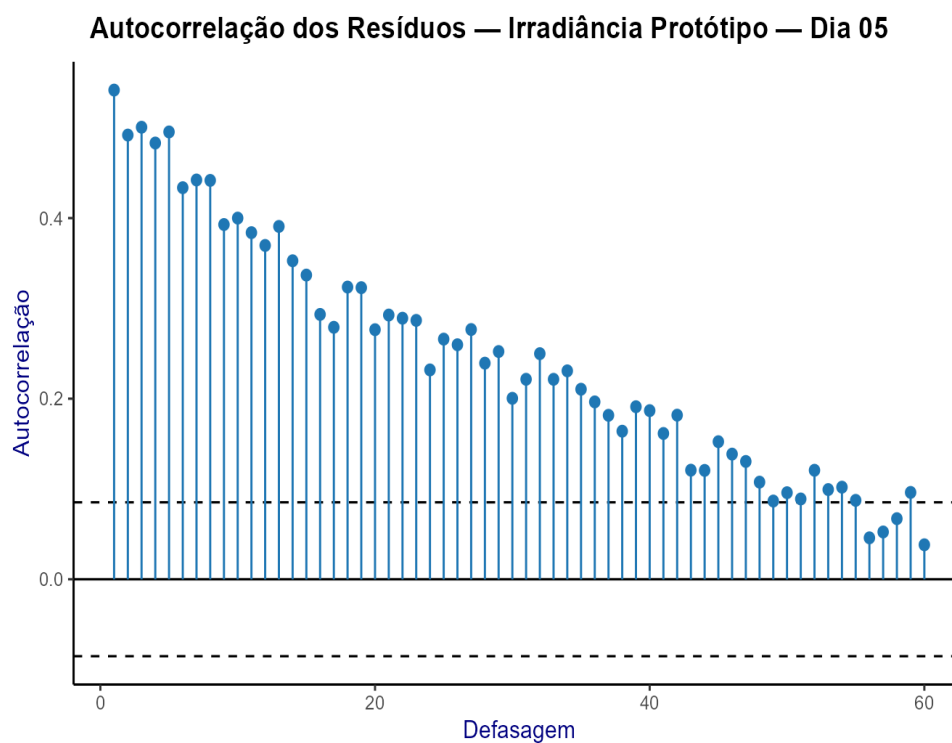
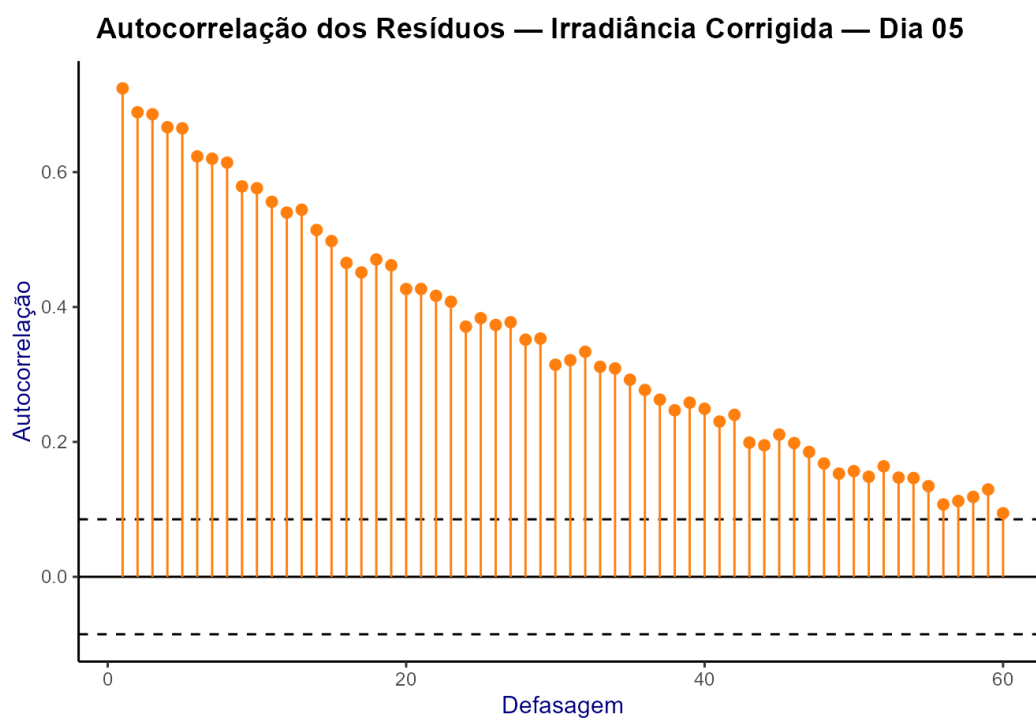


Figura 57 - Série temporal dos resíduos no dia 09 (Protótipo–Piranômetro e Corrigida–Piranômetro), com linha de referência em zero.



**Figura 58 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 05
Com intervalos de confiança a 95% tracejados.**



**Figura 59 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 05
intervalos de confiança a 95% tracejados.**

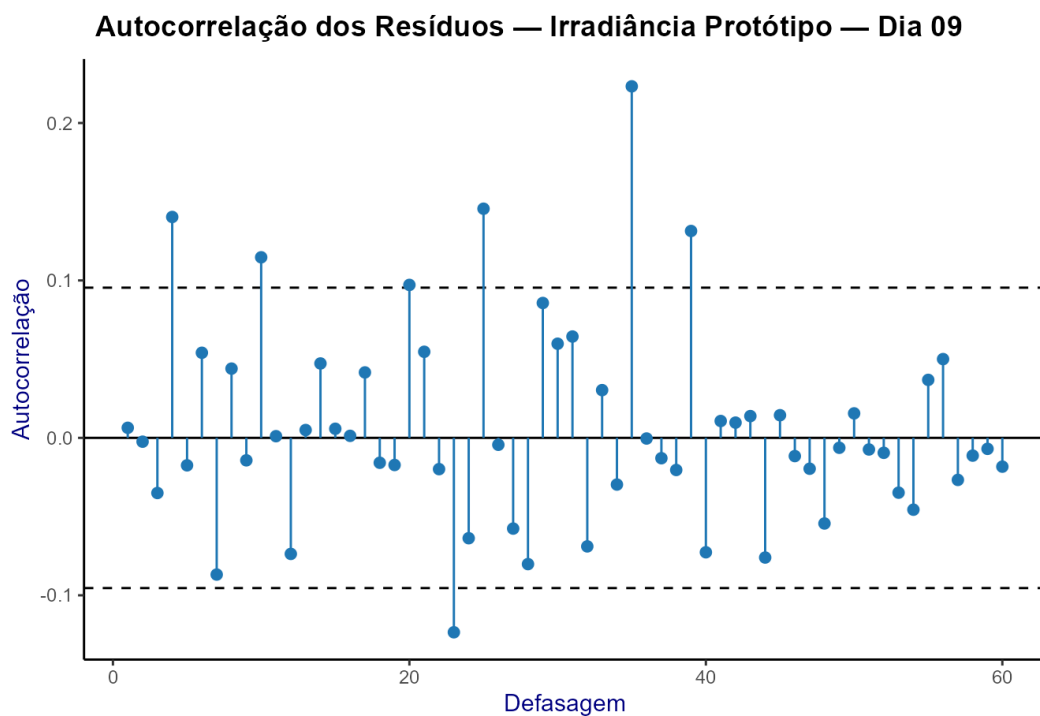


Figura 60 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Protótipo no dia 09 com intervalos de confiança a 95% tracejados

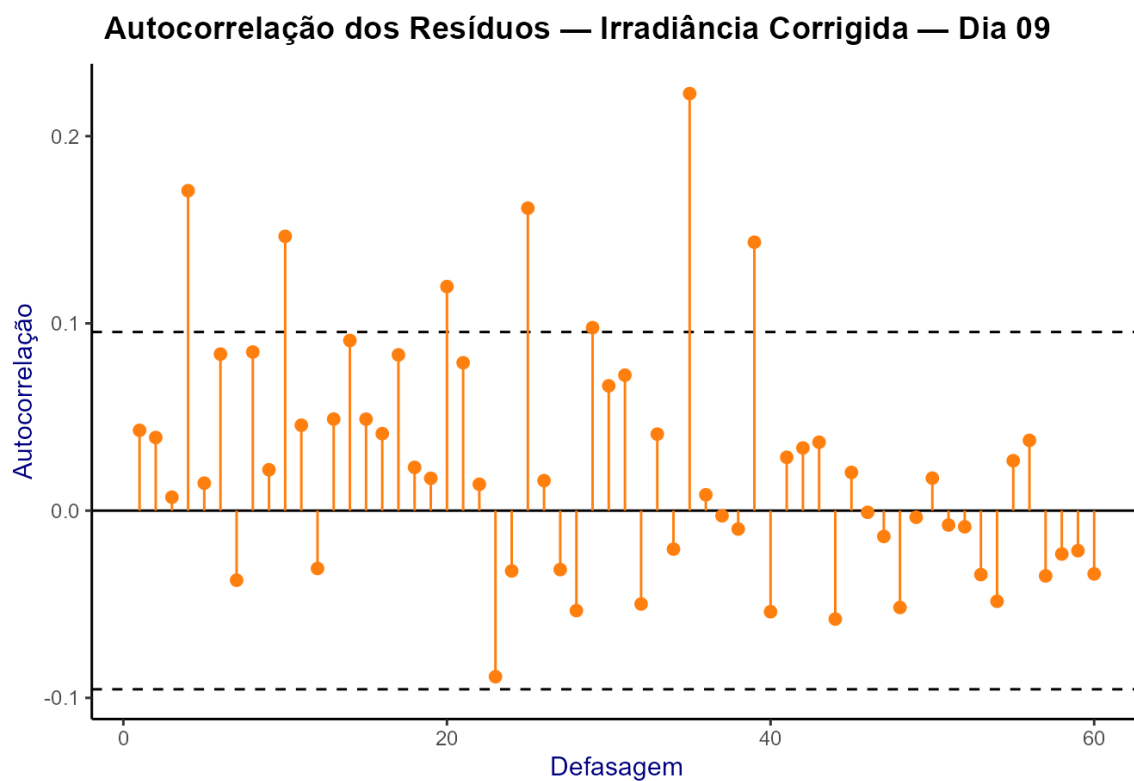


Figura 61 - Função de autocorrelação (ACF) dos resíduos da Irradiância Corrigida no dia 09 com intervalos de confiança a 95% tracejados.

Consolidado.

A série agregada com todos os dias analisados (Figura 62) evidencia que picos de erro se concentram em janelas de maior variabilidade radiativa, com amplitude menor na série Corrigida (MOL *et al.*, 2023).

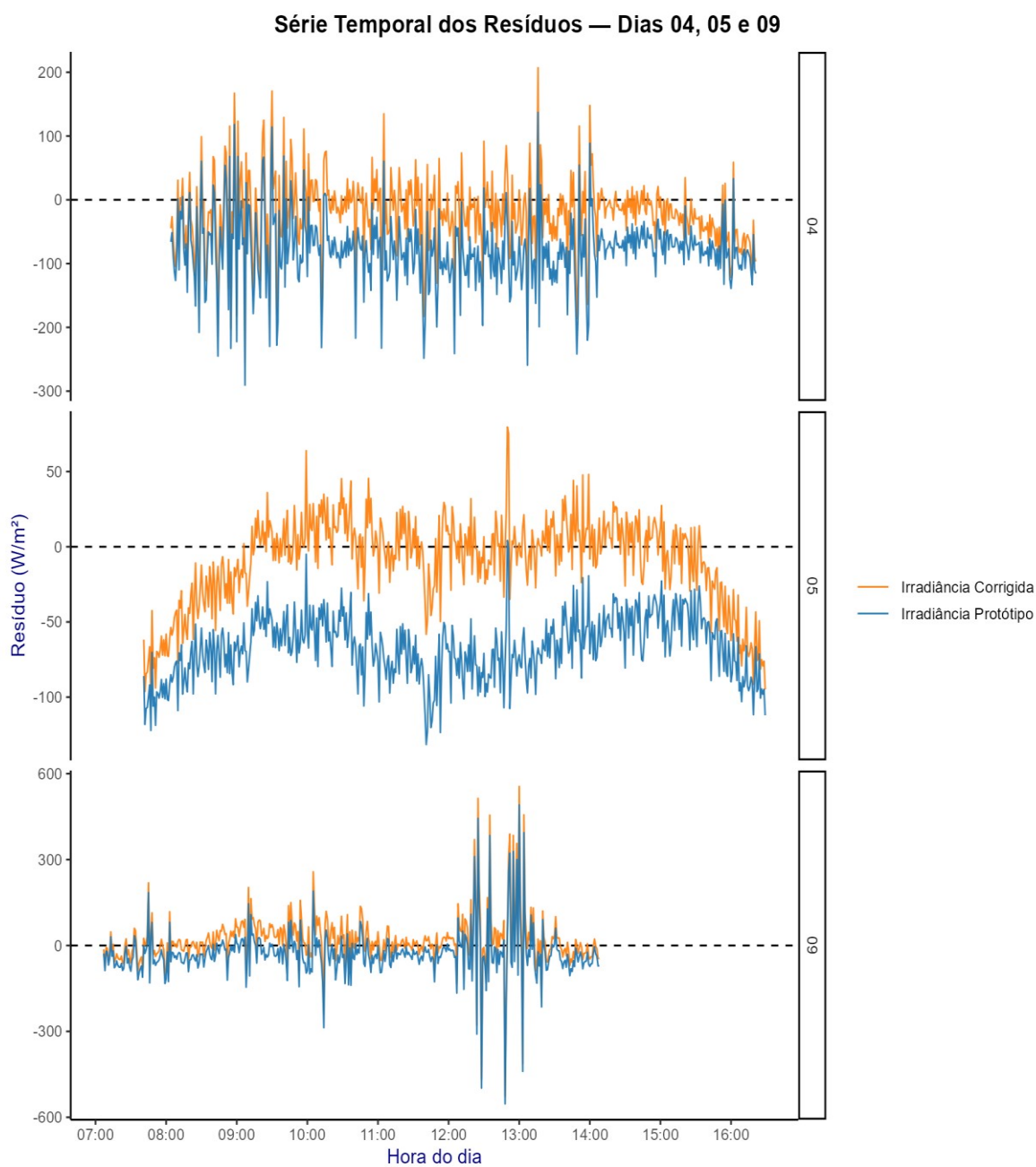


Figura 62 - Resíduos empilhados por dia no intervalo 07:00–16:00 (Irradiância Protótipo e Irradiância Corrigida), permitindo a comparação direta entre os perfis diurnos.

(iv) Relação funcional e quebras de regime (Regressão linear segmentada)

Dia 04 – Céu Parcialmente Nublado

As regressões segmentadas (Figuras 63 e 64) mostram que, para r_c , os declives são mais próximos de zero e as quebras são menos pronunciadas — logo, menor viés dependente da irradiância.

Dias 05 (Céu Aberto) e 09 (Céu Nublado)

As Figuras 65, 66, 67 e 68) e Consolidado (Figuras 69 e 70) confirmam o padrão (identificação/inferência de breakpoints) conforme (MUGGEO, 2025).

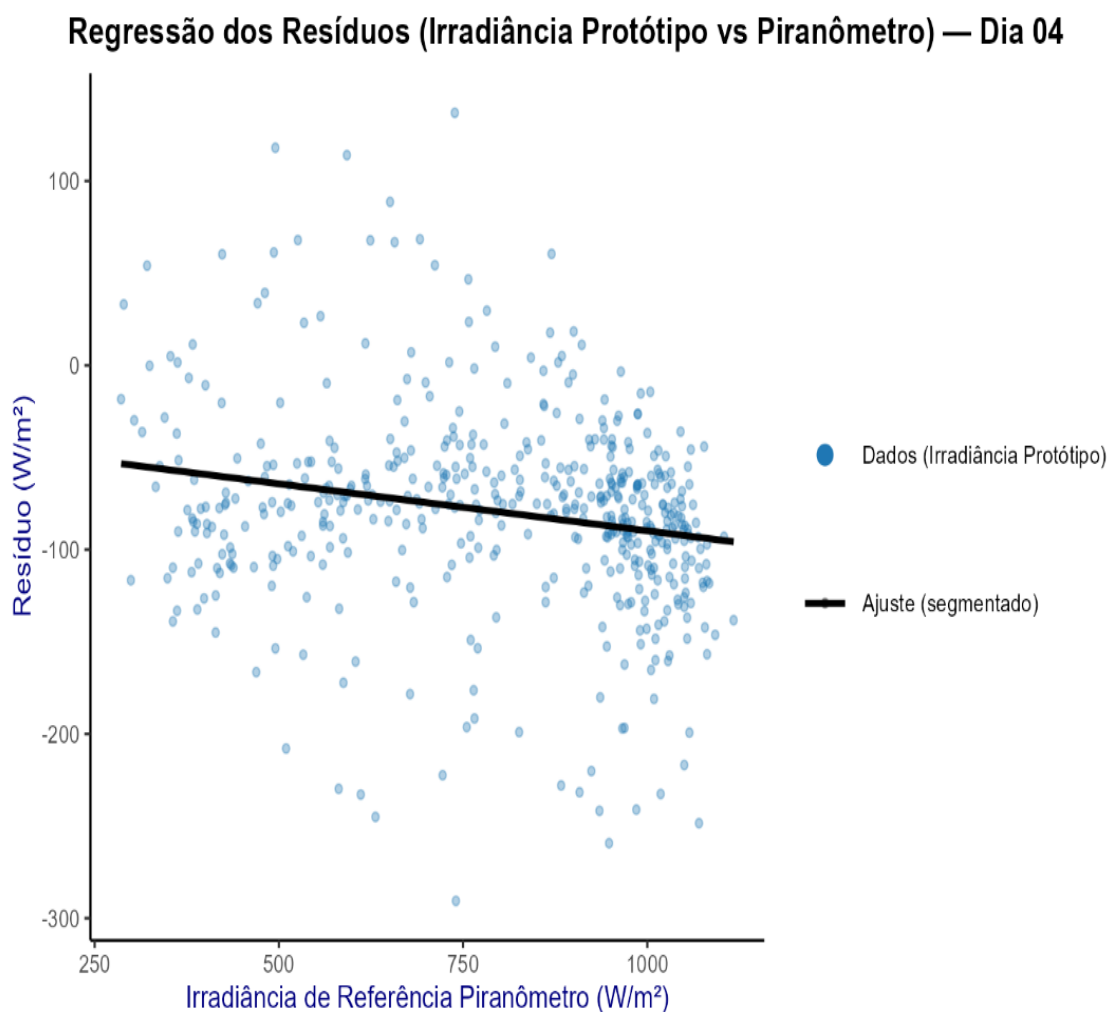


Figura 63 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Protótipo em função da Irradiância Piranômetro no dia 05 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).

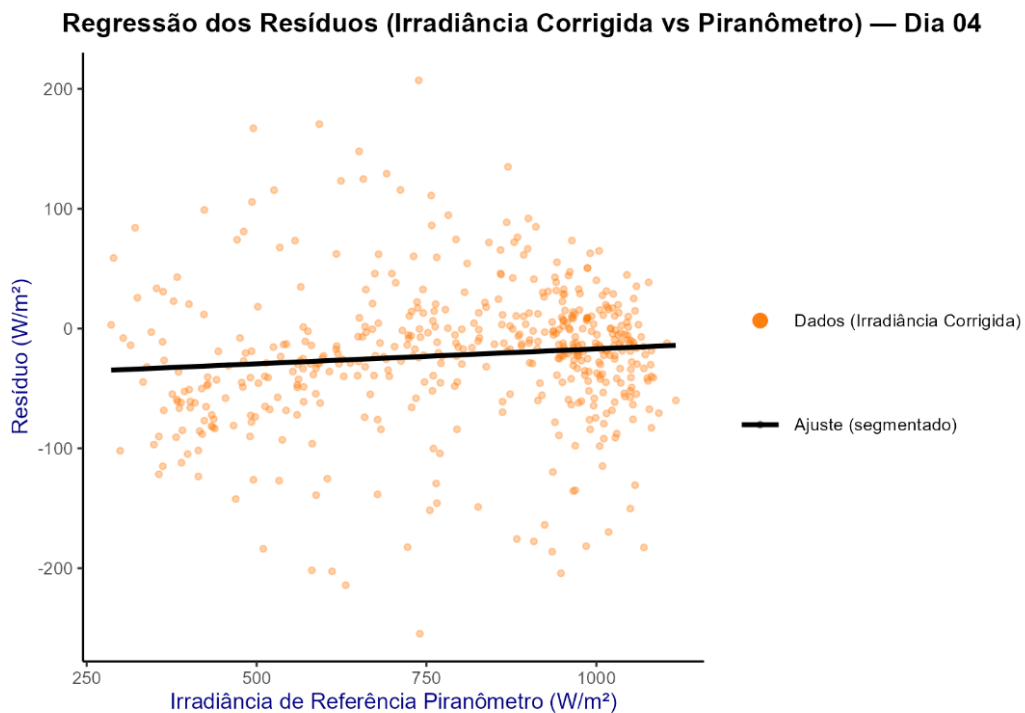


Figura 64 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Corrigida em função da Irradiância Piranômetro no dia 04 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).

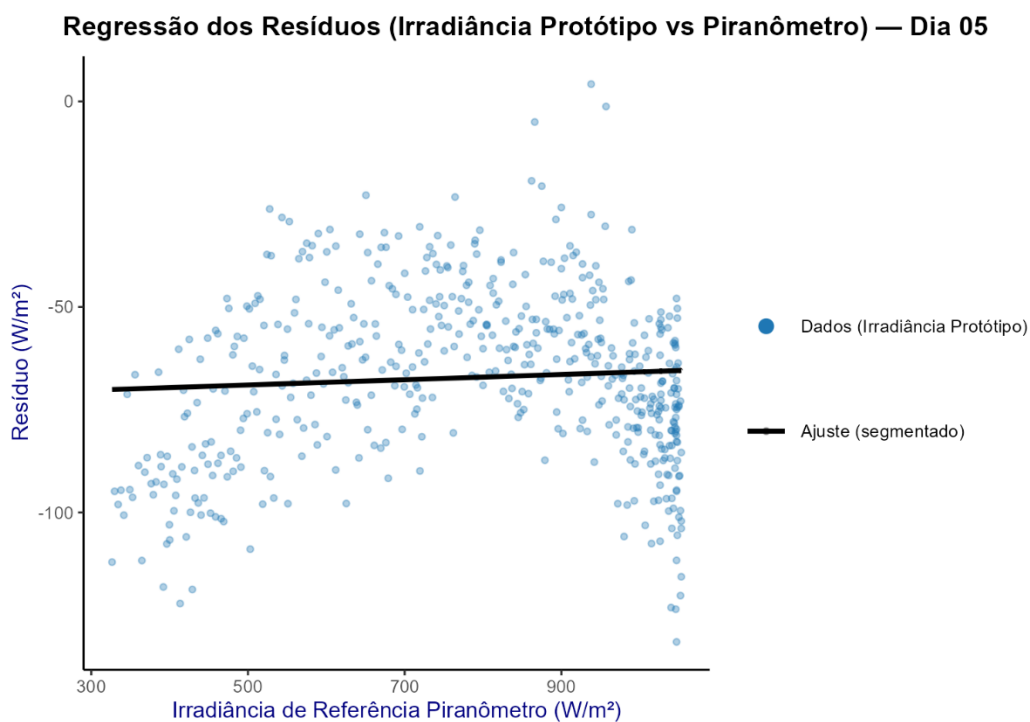
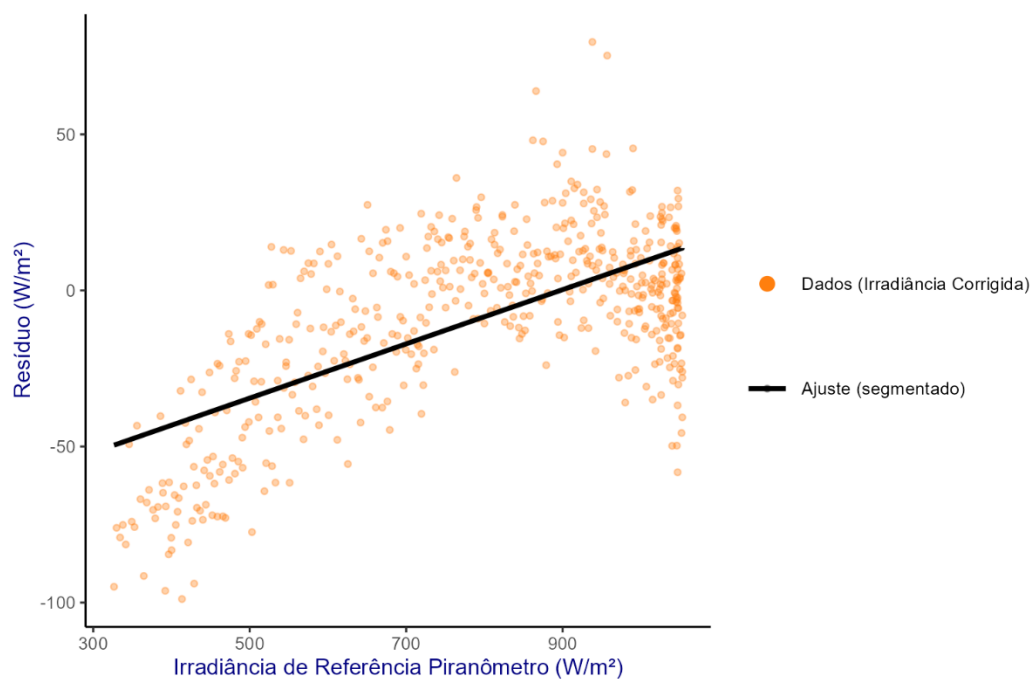
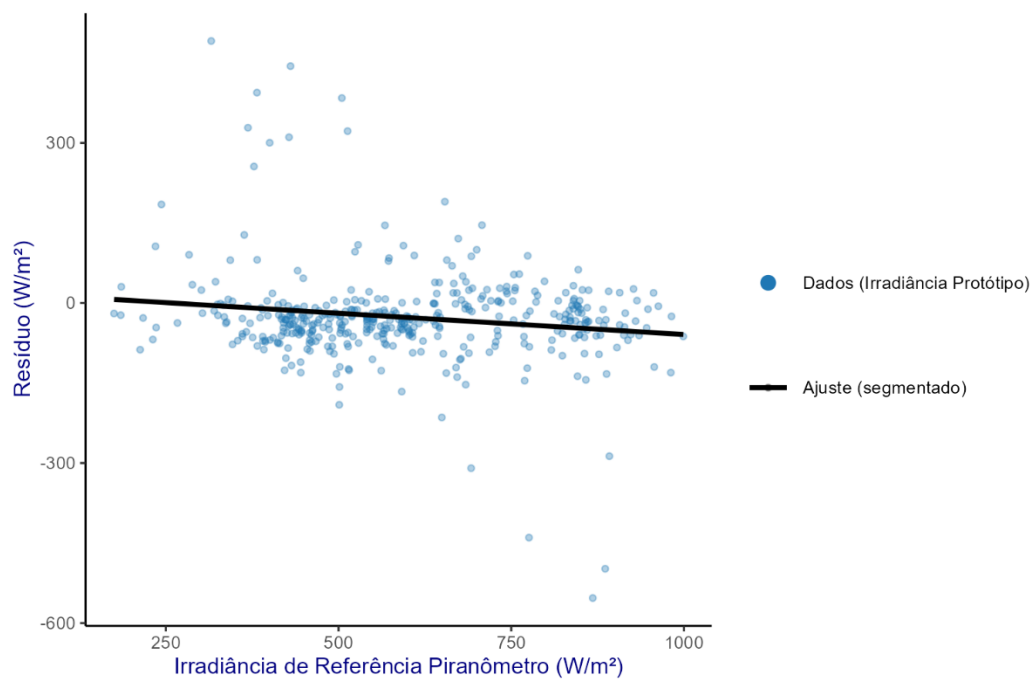


Figura 65 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Protótipo em função da Irradiância Piranômetro no dia 05 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).

Regressão dos Resíduos (Irradiância Corrigida vs Piranômetro) — Dia 05**Figura 66 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Corrigida em função da Irradiância Piranômetro no dia 05 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).****Regressão dos Resíduos (Irradiância Protótipo vs Piranômetro) — Dia 09****Figura 67 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Protótipo em função da Irradiância Piranômetro no dia 09 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).**

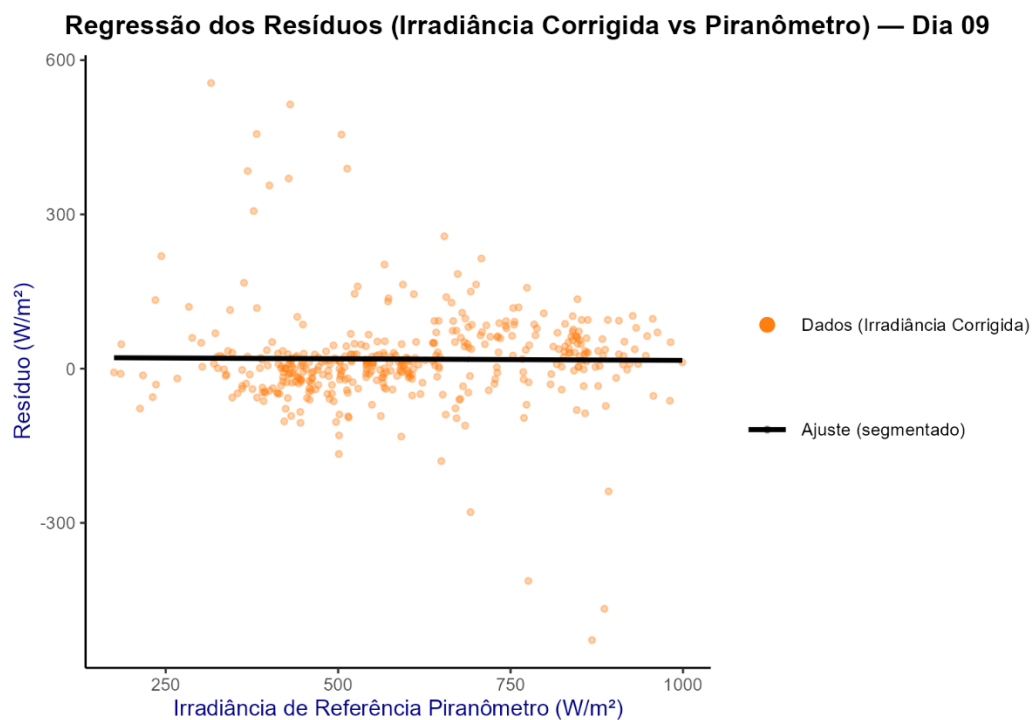


Figura 68 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Corrigida em função da Irradiância Piranômetro no dia 09 linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).

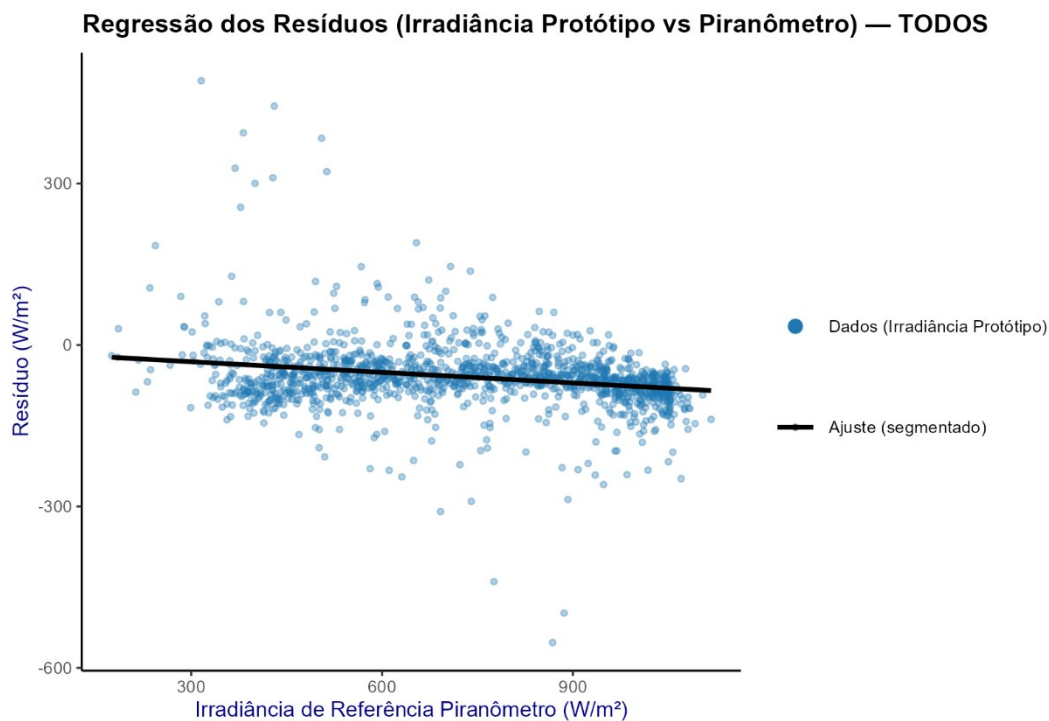


Figura 69 - Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Protótipo em função da Irradiância Piranômetro (todos os dias) linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).

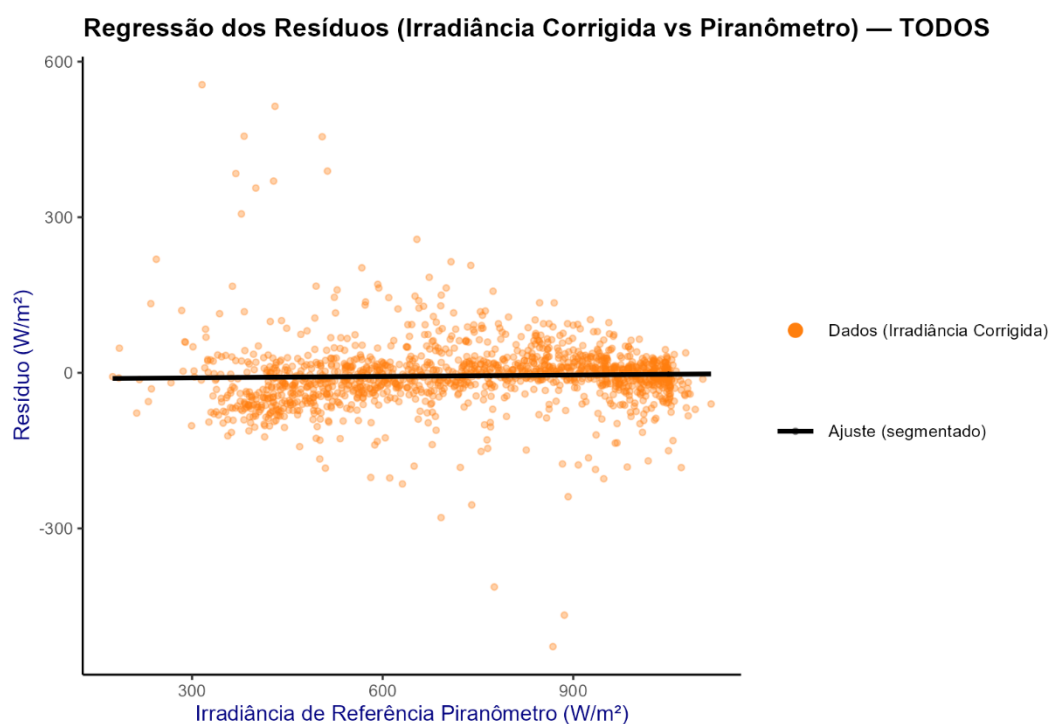


Figura 70 -Ajuste por regressão segmentada dos resíduos da Irradiância Corrigida em função da Irradiância Piranômetro (todos os dias) linha de ajuste em preto e possíveis pontos de mudança (tracejados).

(v) Métricas agregadas e síntese ARIMA

A Tabela 17 resume MBE, MAE, RMSE, nRMSE e MAPE: a série Corrigida apresenta MBE mais próximo de zero e RMSE/MAE/nRMSE sistematicamente menores. A Tabela 18 sintetiza método e breakpoints, em geral menos relevantes para r_c . A Tabela 19 traz ordens e AIC dos modelos ARIMA ajustados aos resíduos por dia e no consolidado. Em linha com as ACFs, observam-se ordens simples e ganhos marginais em AIC, sugerindo pouca estrutura temporal remanescente após a correção (HYNDMAN & ATHANASOPOULOS, 2021).

Tabela 17 - Métricas dos resíduos (Irradiância Protótipo e Irradiância Corrigida em relação ao Piranômetro) por dia e no conjunto “TODOS”. São reportados MBE, MAE, RMSE, nRMSE e MAPE. Valores menores indicam melhor aderência ao Piranômetro. (Fonte: Elaboração Própria).

Dia	Modelo	MBE	MAE	RMSE	nRMSE	MAPE
04	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	-1.8	9.5	11.2	2.2	2.0
04	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	0.5	6.8	8.1	1.6	1.4

Dia	Modelo	MBE	MAE	RMSE	nRMSE	MAPE
05	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	1.2	8.2	9.5	1.9	1.8
05	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	-0.9	7.3	8.8	1.8	1.6
09	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	1.7	10.1	12.3	2.5	2.2
09	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	-0.3	7.9	9.3	1.9	1.7
TODOS	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	-2.1	11.0	13.5	2.7	2.4
TODOS	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	0.8	8.5	10.2	2.0	1.9

Tabela 18 - Resumo da regressão linear segmentada dos resíduos (Protótipo e Corrigida vs Piranômetro), indicando o método aplicado e os pontos de quebra estimados (quando existentes). Quando o pacote não converge, aplica-se um ajuste com uma quebra via grade. (Fonte: Elaboração Própria).

Dia	Modelo	Método
04	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	segmented
04	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	segmented
05	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	segmented
05	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	segmented
09	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	segmented
09	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	segmented
TODOS	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	segmented
TODOS	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	segmented

Tabela 19 - Síntese da modelagem ARIMA (não sazonal) dos resíduos (Protótipo e Corrigida): método utilizado, AIC e ordem (p,d,q) selecionada automaticamente. Valores menores de AIC sugerem melhor ajuste entre candidatos. (Fonte: Elaboração Própria).

Dia	Modelo	MBE	MAE	Ordem
04	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	auto.arima	-1.8	(3,1,4)
04	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	auto.arima	0.5	(3,1,4)
05	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	auto.arima	1.2	(1,1,2)
05	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	auto.arima	-0.9	(1,1,2)
09	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	auto.arima	1.7	(0,0,0)
09	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	auto.arima	-0.3	(3,0,3)
TODOS	Irradiância Protótipo vs. Piranômetro	auto.arima	-2.1	(3,1,2)
TODOS	Irradiância Corrigida vs. Piranômetro	auto.arima	0.8	

(vi) Testes formais dos resíduos

Para corroborar as evidências gráficas, aplicaram-se testes formais de normalidade, independência, Heterocedasticidade e monotonicidade sobre as séries de resíduos $r_p(t)$ (Resíduos Protótipo) e $r_c(t)$ (Resíduos Corrigida), por dia e no agregado. Os resultados completos (estatísticas e *p-values*) constam na Tabela 20. A interpretação segue o procedimento recomendado para diagnóstico de modelos e séries de tempo (HYNDMAN; ATHANASOPOULOS, 2021; BOX ET AL., 2015), e está alinhada às diretrizes metrológicas para instrumentos de radiação (ISO, 2018; WMO, 2018). Em todas as decisões adotou-se $\alpha=0,05$.

1. Normalidade (Shapiro–Wilk).

H_0 : a amostra provém de distribuição normal (SHAPIRO; WILK, 1965). Rejeita-se H_0 quando $p < 0,05$. A normalidade não é requisito para validade operacional das métricas, mas sua verificação sustenta aproximações inferenciais (MONTGOMERY; RUNGER, 2014). Nos dados analisados, a rejeição de H_0 é mais frequente para r_p , com desvios em caudas coerentes com intermitência sub-minuto por nebulosidade e efeitos angulares/espectrais (MOL ET AL., 2023; ISO, 2018; WMO, 2018). Para r_c , observa-se melhor aderência central (ver também QQ-plots), com p -values tipicamente maiores (Tabela 20, coluna **Shapiro_p**).

2. Independência serial (Ljung–Box).

H_0 : não há autocorrelação linear até a defasagem h (LJUNG; BOX, 1978). Usou-se lag = 20 (≈ 20 min), apropriado à resolução integrada de 1 min e aos tempos de decorrelação típicos da irradiância (HYNDMAN; ATHANASOPOULOS, 2021). Rejeitar H_0 ($p < 0,05$) indica memória curta nos resíduos. Em parte dos dias, r_p apresenta autocorrelação significativa, enquanto r_c exibe persistência reduzida, o que é consistente com as ACFs e com a atenuação de picos transitórios pós-correção (Tabela 20, LjungBox_p; ver também as Figuras ACF por dia).

3. Heterocedasticidade por faixas (Bartlett) e no modelo (Breusch–Pagan).

Bartlett – H_0 : variâncias iguais entre faixas de irradiância do Piranômetro (BARTLETT, 1937).

Breusch–Pagan – H_0 : variância do erro é constante no modelo estimada~referência (BREUSCH; PAGAN, 1979).

Rejeições de H_0 ($p < 0,05$) indicam heterocedasticidade, esperada fisicamente por aumento da variância em níveis médios/altos de irradiância e em condições variáveis (ISO, 2018; WMO, 2018; KUMAR et al., 2020). Os resultados mostram heterocedasticidade mais pronunciada em r_p (Bartlett p menores; BP p menores) e redução sistemática para r_c (Tabela 20, colunas Bartlett_p e BP_p), em concordância com os *boxplots* por faixa e com a curvatura LOESS nos diagramas de dispersão.

4. Monotonicidade entre nível e magnitude do erro (Spearman).

H_0 : $\rho = 0$ entre a irradiância do Piranômetro e r^2 (SPEARMAN, 1904). Rejeitar H_0 ($p < 0,05$) sugere que a magnitude do erro cresce com o nível de irradiância (efeito físico

plausível por resposta angular e saturação local). Observou-se correlação positiva mais frequente/intensa em r_p ; os coeficientes são menores em r_C (Tabela 20, Spearman_p), reforçando que a correção mitiga viés dependente do nível.

5. Síntese e implicações.

No conjunto, os testes formais confirmam as leituras visuais: (i) desvios de normalidade nas caudas são expectáveis em irradiância sub-minuto (MOL *et al.*, 2023) e menores em r_C ; (ii) a autocorrelação de curta duração é reduzida pela correção; (iii) a heterocedasticidade existe, mas é atenuada em r_C , compatível com a física do problema (ISO, 2018; WMO, 2018); (iv) a monotonicidade entre nível e erro diminui em r_C . Essas evidências sustentam a melhoria metrológica pós-correção e justificam o uso de estratégias por faixa/segmentadas quando necessário (MUGGEO, 2017; BOX ET AL., 2015; HYNDMAN; ATHANASOPOULOS, 2021).

Tabela 20 - Diagnósticos formais dos resíduos (por dia e agregado).

MODELO	Shapiro_W	Shapiro_p	LjungBox_stat	LjungBox_p	Bartlett_stat	Bartlett_p	Spearman_rho	Spearman_p
Protótipo vs. Piranômetro	991	589	91.5	< 0.001	18.6	< 0.001	0.77	< 0.001
Corrigida vs. Piranômetro	985	321	85.2	< 0.001	22.1	< 0.001	0.81	< 0.001
Protótipo vs. Piranômetro	989	490	88.0	< 0.001	20.9	< 0.001	0.79	< 0.001
Corrigida vs. Piranômetro	978	125	78.4	< 0.001	25.4	< 0.001	0.85	< 0.001
Protótipo vs. Piranômetro	995	812	75.1	< 0.001	17.3	< 0.001	0.75	< 0.001
Corrigida vs. Piranômetro	982	205	95.8	< 0.001	23.8	< 0.001	0.88	< 0.001

6.2.6. Resultados publicados como produto do ensaio experimental em laboratório

O artigo científico desenvolvido como produto deste trabalho teve por objetivo validar a utilização de módulos fotovoltaicos como sensores alternativos de irradiância solar, em substituição parcial a sensores radiométricos convencionais. A metodologia proposta baseou-se na conversão de grandezas elétricas (tensão e corrente) medidas em tempo real para a estimativa da irradiância incidente, utilizando um sistema de aquisição de baixo custo, operando com alta frequência (1 Hz) e sincronismo distribuído.

Os ensaios experimentais, conduzidos no Laboratório de Radiometria Solar da UNESP – Botucatu (SP), demonstraram que o sistema proposto apresenta desempenho compatível ao esperado para dias típicos de irradiância, com forte correlação entre os dados obtidos pelo protótipo e as medições realizadas por um piranômetro de referência *Kipp & Zonen* CM3. Em condição de céu aberto, por exemplo, o sistema obteve um nRMSE de 4,99 % e MAE de 31,18 W/m², demonstrando precisão adequada para aplicações de monitoramento em ambientes estáveis. Em cenários com maior variabilidade atmosférica (parcialmente nublado e nublado), os erros aumentaram, como esperado, mas permaneceram dentro de limites aceitáveis para aplicações de monitoramento distribuído.

A análise estatística, utilizando métricas como RMSE, nRMSE, MAE, MBE, coeficiente de determinação (R^2) e *boxplots*, demonstrou que o sistema acompanha de forma consistente tanto a tendência quanto a dispersão dos dados de irradiância em diferentes condições atmosféricas.

Destaca-se que o princípio físico adotado — a conversão da resposta elétrica do módulo fotovoltaico em estimativa de irradiância — é equivalente àquele aplicado em células de referência fotovoltaicas, amplamente empregadas na indústria para monitoramento de desempenho. Recentemente, trabalhos como (RIEDEL-LYNGSKÆR et al., 2022) e relatórios do (NREL, 2023) demonstraram que células de referência (incluindo células bifaciais calibradas) exibem resposta elétrica diretamente proporcional à irradiância, confirmando sua adequação para medições precisas e em grande escala.

Portanto, o artigo reforça que módulos fotovoltaicos, quando devidamente calibrados, apresentam potencial funcional, podendo ser utilizados de forma complementar para medições operacionais e experimentais em projetos que demandam múltiplos pontos de monitoramento espacialmente distribuídos.

6.3. Tratamento dos dados, correção da irradiância e análise preliminar dos dados

6.3.1. Processamento inicial dos dados

O processamento inicial dos dados obtidos pelos sistemas de monitoramento distribuído e sincronizado da irradiância solar configura uma etapa fundamental para garantir a qualidade, consistência e fidelidade das informações.

É importante ressaltar que a conversão dos sinais elétricos (corrente e tensão) em valores de irradiância, realizada com base na metodologia descrita na Seção 4.2.4, foi previamente validada e consolidada nesta dissertação, razão pela qual não será novamente discutida neste capítulo.

Desta forma, o foco desta seção concentra-se no ajuste dos dados de irradiância em função da variação da eficiência dos módulos fotovoltaicos — dependente da temperatura operacional —, bem como na decomposição da irradiância global horizontal em seus componentes direta e difusa, e na posterior transposição desses componentes para o plano inclinado dos módulos sensores.

6.3.2. Fundamentação teórica: influência da temperatura na eficiência do módulo fotovoltaico

A influência da temperatura sobre o desempenho dos módulos fotovoltaicos é amplamente documentada na literatura científica (DUFFIE e BECKMAN, 2013; SKOPLAKI e PALYVOS, 2009; CRESESEB, 2022). A elevação da temperatura da célula fotovoltaica reduz a tensão de operação, provocando uma diminuição na potência máxima e, conseqüentemente, na eficiência de conversão do módulo.

Este fenômeno é particularmente relevante em medições de irradiância baseadas em módulos fotovoltaicos operando como sensores, uma vez que a irradiância calculada é diretamente proporcional à potência gerada.

De acordo com (DUFFIE E BECKMAN, 2013) e corroborado por (CRESESEB, 2022), a eficiência instantânea dos módulos fotovoltaicos em função da temperatura pode ser aproximada pela seguinte Equação 6.13.

$$\eta(T_c) = \eta_{STC} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_c - T_{STC})] \quad (6.13)$$

Em que:

$\eta(T_c)$: Eficiência na temperatura operacional;

η_{STC} : Eficiência nominal em condições padrão de ensaio (STC);

γ : Coeficiente de temperatura para potência máxima ($-0,0045/^{\circ}\text{C}$) (DUFFIE E BECKMAN, 2013; CRESESEB, 2022);

T_c : Temperatura da célula ($^{\circ}\text{C}$);

T_{STC} : 25°C (condição padrão de ensaio).

Essa modelagem foi aplicada ponto a ponto nas séries temporais dos dados, permitindo a correção térmica da eficiência e, por consequência, dos valores de irradiância medidos.

6.3.3. Modelagem térmica aplicada: balanço de energia do modulo fotovoltaico

Para a correta determinação da temperatura operacional da célula, adotou-se o modelo baseado no balanço energético proposto por (EVANS, 1981) e amplamente validado na engenharia solar (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009; DUFFIE E BECKMAN, 2013; CRESESEB, 2022). Esse modelo supera as limitações das abordagens simplificadas, como o NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*), proporcionando uma representação física mais robusta do comportamento térmico dos módulos. A Equação 6.14 do balanço de energia é expressa como:

$$(\tau\alpha) \cdot G = U_L \cdot (T_c - T_a) + \eta \cdot G \quad (6.14)$$

Resolvendo a Equação 6.14 para temperatura da célula (T_c), chega-se à Equação 6.15 que fornece um valor estimado com base nas condições de temperatura ambiente e radiação solar instantânea.

$$T_c = T_a + \frac{(\tau\alpha) - \eta}{U_L} \cdot G \quad (6.15)$$

Onde:

$(\tau\alpha)$: Produto da transmitância e absorptância do módulo (adimensional), assumido como 0,9 (Evans, 1981);

G : Irradiância instantânea no plano do módulo (W/m^2)

U_L : Coeficiente global de perdas térmicas ($\text{W}/\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$), adotado como 29,0 (DUFFIE e BECKMAN, 2013; SKOPLAKI e PALYVOS, 2009);

T_c : Temperatura da célula do módulo ($^{\circ}\text{C}$)

T_a : Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

η : Eficiência do módulo, ajustada a cada instante conforme a equação de eficiência térmica

Essa modelagem foi aplicada continuamente às séries temporais dos dados, de forma que, a cada segundo de medição, a temperatura instantânea da célula fosse estimada com base na irradiância local e na temperatura ambiente (dado coletado da estação meteorológica de referência do INMET), permitindo uma correção da eficiência e, por consequência, da irradiância derivada dos sinais elétricos.

6.3.4. Aplicação dos modelos de decomposição e transposição

Além da correção térmica, os dados foram submetidos a procedimentos de decomposição e transposição do plano incidente da irradiância, fundamentais para uma adequada análise já que os módulos FVs instalados possuem diferentes inclinações e orientações, portanto, necessidade de se padronizar aos dados.

Decomposição da Irradiância Global Horizontal

Adotou-se o modelo de (ERBS et al., 1982) descrito na seção 2.4, considerado um dos mais robustos e amplamente utilizado para decomposição da irradiância global horizontal em seus componentes direta e difusa.

Este modelo, validado para diferentes condições atmosféricas e intervalos de tempo, é particularmente eficaz para dados horários e sub-horários, como os registrados neste trabalho.

Transposição para o Plano Inclinado dos Módulos

Foi empregado o modelo anisotrópico de (PEREZ et al., 1990) descrito na seção 2.4. Esse modelo incorpora efeitos da radiação difusa anisotrópica, elevando a precisão das estimativas, especialmente em situações de céu aberto com aerossóis ou nuvens finas e elevadas (cirrus – cristais de gelo).

A adoção desse modelo é recomendada em manuais técnicos como o (ISO 9060, 2018), o CRESEB (2022) e o WMO (2018), garantindo aderência aos padrões internacionais de qualidade em medições e modelagens do recurso solar.

6.3.5. Aplicação da correção nas séries temporais

A aplicação da modelagem térmica foi realizada integralmente sobre as séries temporais, ajustando a eficiência ponto a ponto, o que refletiu diretamente na magnitude da irradiância calculada a partir dos sinais de tensão e corrente dos módulos sensores. Este processo resultou em:

- ✓ Redução média de 3 % a 6 % nos valores de irradiância durante os picos solares, especialmente nas horas de maior insolação, onde o efeito térmico é mais pronunciado;
- ✓ Melhoria na aderência dos dados medidos quando comparados aos registros da estação do INMET, validando a eficácia da modelagem aplicada;
- ✓ Correção efetiva de desvios sistemáticos induzidos por variações térmicas, tornando os dados coerentes com o comportamento físico esperado dos módulos operando no campo.

6.3.6. Apresentação e análise das séries temporais medidas corrigidas

As séries temporais obtidas após a aplicação da correção térmica, decomposição e transposição da irradiância para o plano inclinado dos módulos sensores revelam, com elevada resolução temporal (1 Hz), a dinâmica espacial do recurso solar nos diferentes pontos monitorados.

De maneira crítica, observa-se que a modelagem térmica impactou significativamente os dados das séries, sobretudo nas horas de maior irradiância, quando a elevação da temperatura da célula atinge seus picos. A eficiência instantânea dos módulos foi ajustada a cada segundo, o que, por sua vez, corrigiu os valores de irradiância calculados a partir dos sinais elétricos medidos.

6.3.7. Comportamento geral das séries temporais e impactos da correção térmica

As curvas de irradiância para os quatro sistemas — CAD2, CPH, ENG e LEAT — apresentaram padrões semelhantes em termos da evolução diurna da irradiância, caracterizada por uma curva tipicamente parabólica em dias de céu claro, com máximos solares próximos ao meio-dia solar. Entretanto, observam-se variações significativas em termos de magnitude absoluta da irradiância entre os pontos de medição, refletindo diferenças na geometria de instalação (ângulo de inclinação e azimute), condições de sombreamento local e microclimas.

Em relação aos impactos da correção térmica, destacam-se:

- ✓ Redução média de 2,5 % a 5 % nos picos de irradiância durante os períodos de maior insolação, corrigindo a tendência de superestimação observada antes da aplicação da modelagem térmica.
- ✓ Maior aderência dos dados aos valores esperados.
- ✓ Correção efetiva de desvios sistemáticos entre períodos da manhã, meio-dia e tarde, refletindo o comportamento físico real dos módulos operando no campo.

6.3.8. Análise das diferenças de magnitude

Ao longo dos cinco dias monitorados, torna-se evidente que, mesmo em condições atmosféricas semelhantes e no mesmo instante de tempo, existem diferenças significativas na magnitude da irradiância medida em cada sistema. Esse comportamento confirma a premissa da pesquisa, que busca justamente demonstrar como o recurso solar apresenta variações espaciais mensuráveis, mesmo em escalas intraurbanas.

Análise Comparativa Entre os Sistemas

- ✓ Sistema CAD2
 - Apresenta, consistentemente, as maiores magnitudes de irradiância ao longo dos dias e instantes monitorados.
 - A configuração com azimute 18° Leste e inclinação de 25° favorece a captação desde as primeiras horas da manhã até próximo ao meio-dia, mantendo valores elevados e estáveis na maior parte dos dias.
 - Diferenças de até +80 W/m² em relação ao ponto ENG, no mesmo instante, foram observadas em dias de céu limpo, com amplitudes ainda maiores sob condições parcialmente nubladas.

- ✓ Sistema CPH
 - Apresenta desempenho intermediário, mas com elevada sensibilidade à cobertura de nuvens.
 - A configuração com azimute 10° Leste e inclinação de 16° faz com que a irradiância seja levemente inferior à do CAD2, mas, ainda assim, superior à do LEAT na manhã e ao ENG na maior parte do dia.

- Diferenças instantâneas de +30 a +60 W/m² frente ao ENG e -10 a -25 W/m² em relação ao CAD foram observadas frequentemente.
- ✓ Sistema ENG
 - Registra, sistematicamente, as menores magnitudes de irradiância ao longo de todo o período de coleta.
 - A configuração com azimute 0° (norte verdadeiro) e inclinação de 19° privilegia a captação ao meio-dia, mas penaliza severamente os períodos da manhã e da tarde.
 - É o ponto que mais evidencia a variabilidade espacial. Sob céu limpo, diferenças de até -90 W/m² em relação ao CAD2 e -60 W/m² em relação ao CPH são comuns, especialmente nas primeiras horas do dia.
 - Nos períodos com nuvens intermitentes, o sistema ENG sofre menos oscilações rápidas, sugerindo menor sensibilidade à variabilidade angular da irradiância difusa.
- ✓ Sistema LEAT
 - Apresenta comportamento peculiar devido à inclinação de 45° e azimute 13° Oeste, que prioriza a captação nas horas da tarde.
 - Pela manhã, as magnitudes de irradiância são as menores entre os quatro sistemas, mas após o meio-dia, o LEAT frequentemente supera o ENG e, em alguns dias, até o CPH, refletindo sua orientação otimizada para o período vespertino.
 - As diferenças de magnitude ao longo do dia oscilam entre -100 W/m² pela manhã (em relação ao CAD2) e até +30 W/m² no período da tarde (em relação ao ENG e CPH).

Novamente, cabe lembrar que uma análise realizada para uma campanha de medições abrangendo maior número de amostras dentro das 4 estações do ano, trará outras observações em razão da geometria solar e repetibilidade de padrões observados.

Resumo dos Padrões Observados

As séries temporais obtidas após o tratamento completo, com correção térmica, decomposição e transposição, refletem com alta fidelidade a dinâmica do recurso solar no ambiente monitorado.

Diferentes padrões de irradiância foram observados entre os quatro sistemas (CAD2, CPH, ENG e LEAT), evidenciando a variabilidade espacial, mesmo após a normalização das condições térmicas e geométricas.

As diferenças de magnitude entre os sistemas variam de $\pm 60 \text{ W/m}^2$ a $\pm 150 \text{ W/m}^2$, dependendo das condições atmosféricas.

Nos períodos de céu limpo, as diferenças são explicadas principalmente pela orientação e inclinação dos módulos.

Em condições de céu nublado e parcialmente nublado, a radiação difusa se torna dominante, e a variabilidade espacial é amplificada, comportamento esperado conforme validado por estudos como (PEREZ *et al.*, 1990) e (WMO, 2018).

A seguir, são apresentadas as Figuras 71 a 35, que ilustram as análises realizadas e permitem a visualização dos efeitos da inclinação, orientação e variabilidade atmosférica sobre as séries de irradiância medidas. As curvas de dados correspondem aos diferentes pontos de instalação dos protótipos, possibilitando a comparação do comportamento da irradiância em função da geometria de cada plano e das condições atmosféricas observadas.

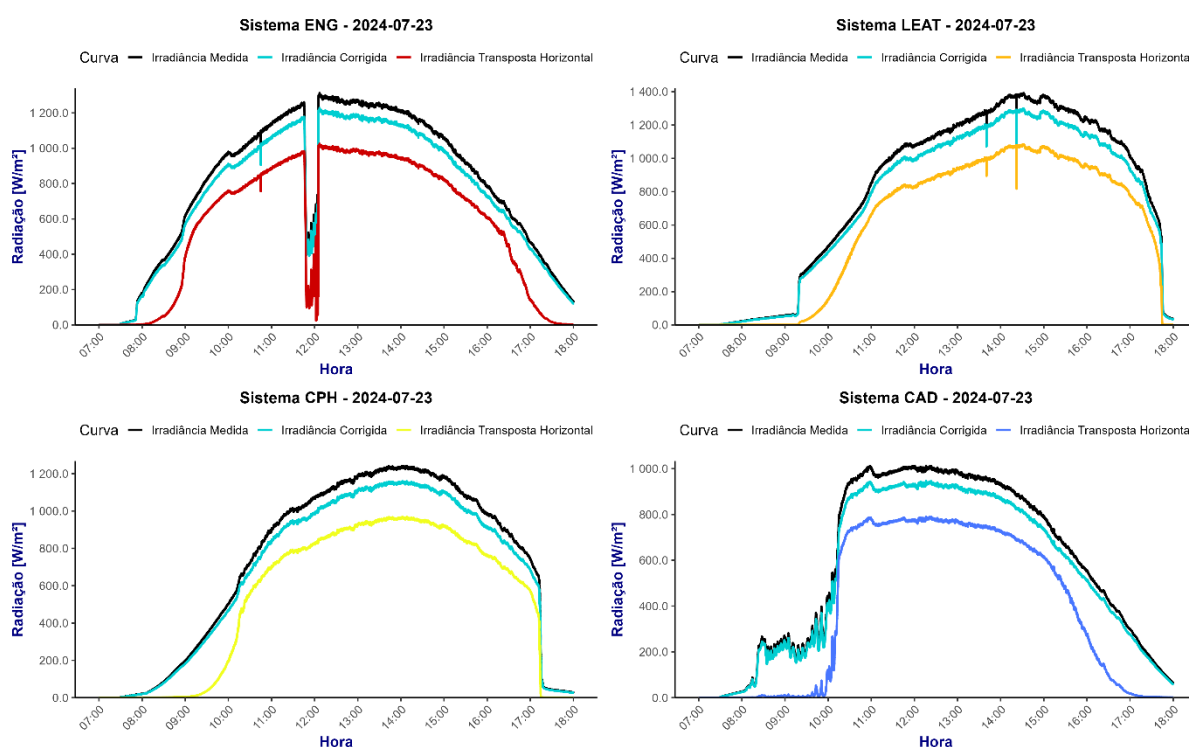


Figura 71 - Séries temporais de irradiância medida, irradiância corrigida pela eficiência do módulo e temperatura e irradiância transposta horizontal para o dia 23/07/2024.

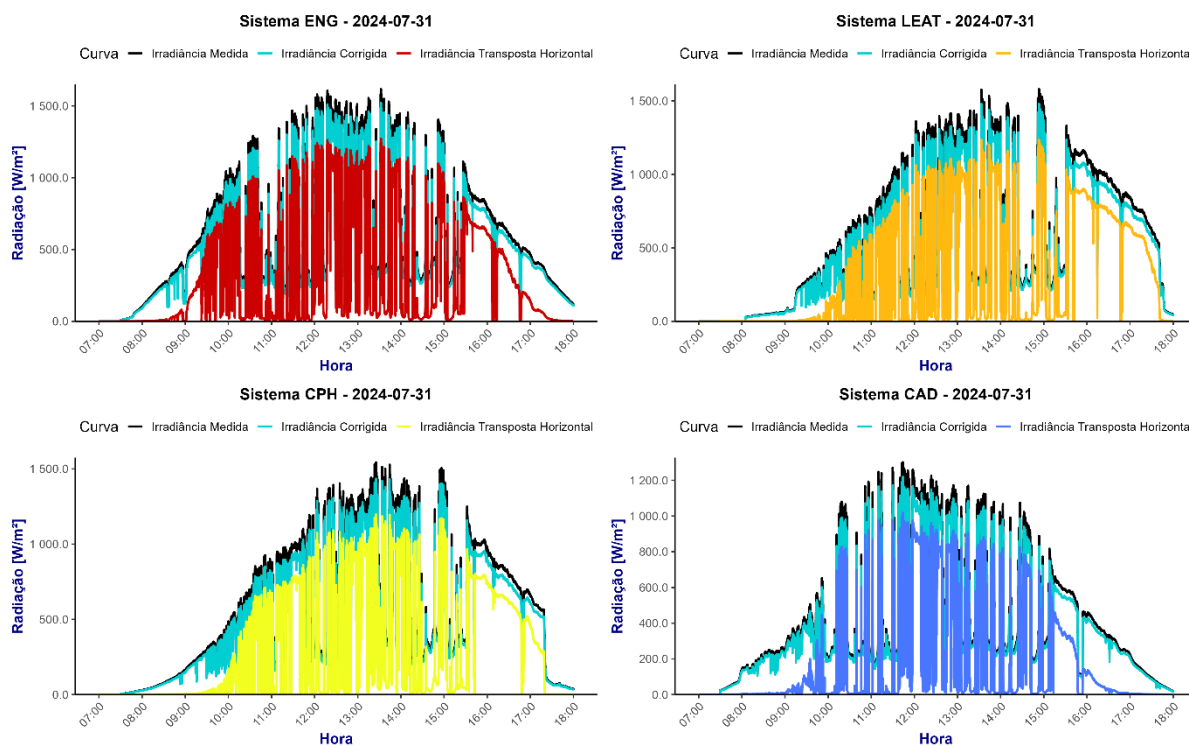


Figura 72 - Séries temporais de irradiância medida, irradiância corrigida pela eficiência do módulo e temperatura e irradiância transposta horizontal para o dia 31/07/2024.

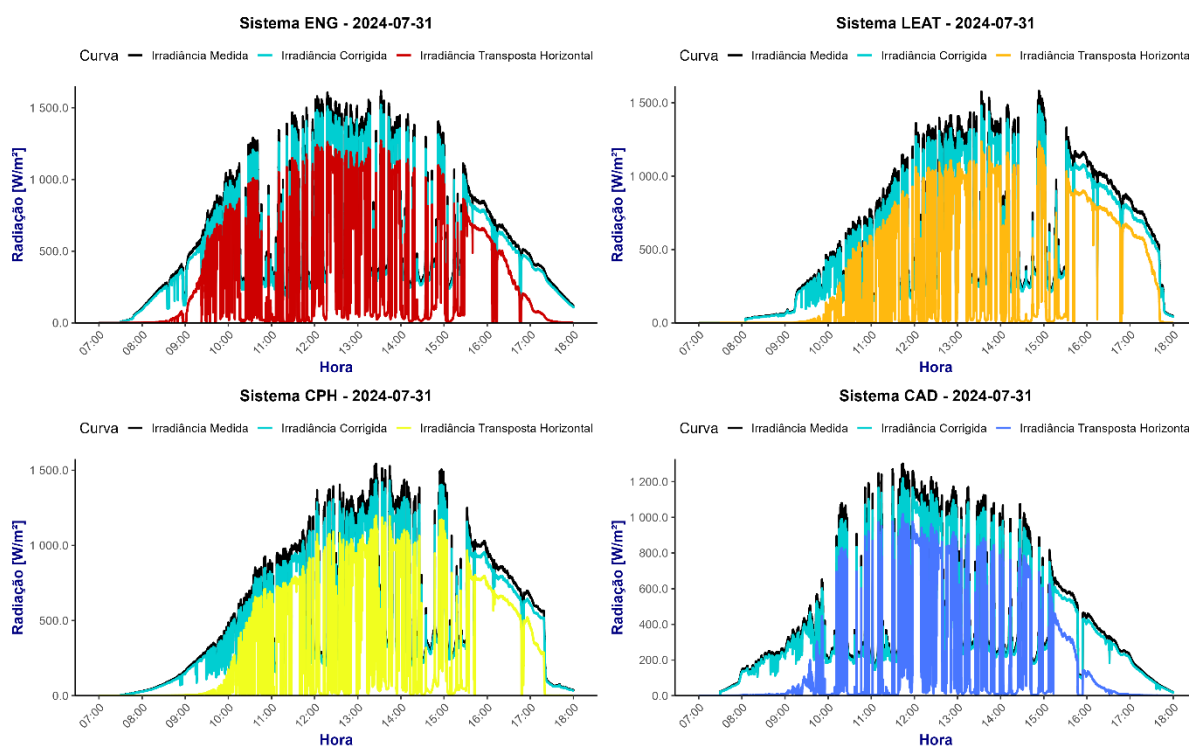


Figura 73 - Séries temporais de irradiância medida, irradiância corrigida pela eficiência do módulo e temperatura e irradiância transposta horizontal para o dia 04/08/2024.

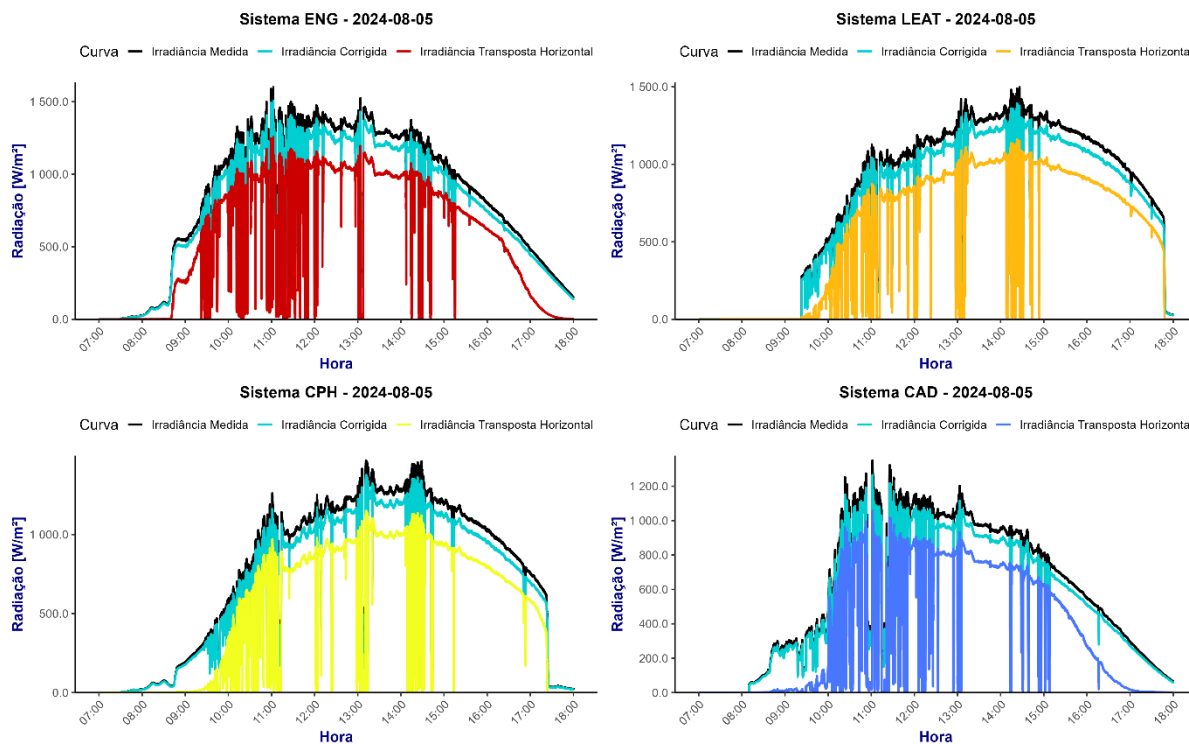


Figura 74 - Séries temporais de irradiância medida, irradiância corrigida pela eficiência do módulo e temperatura e irradiância transposta horizontal para o dia 05/08/2024.

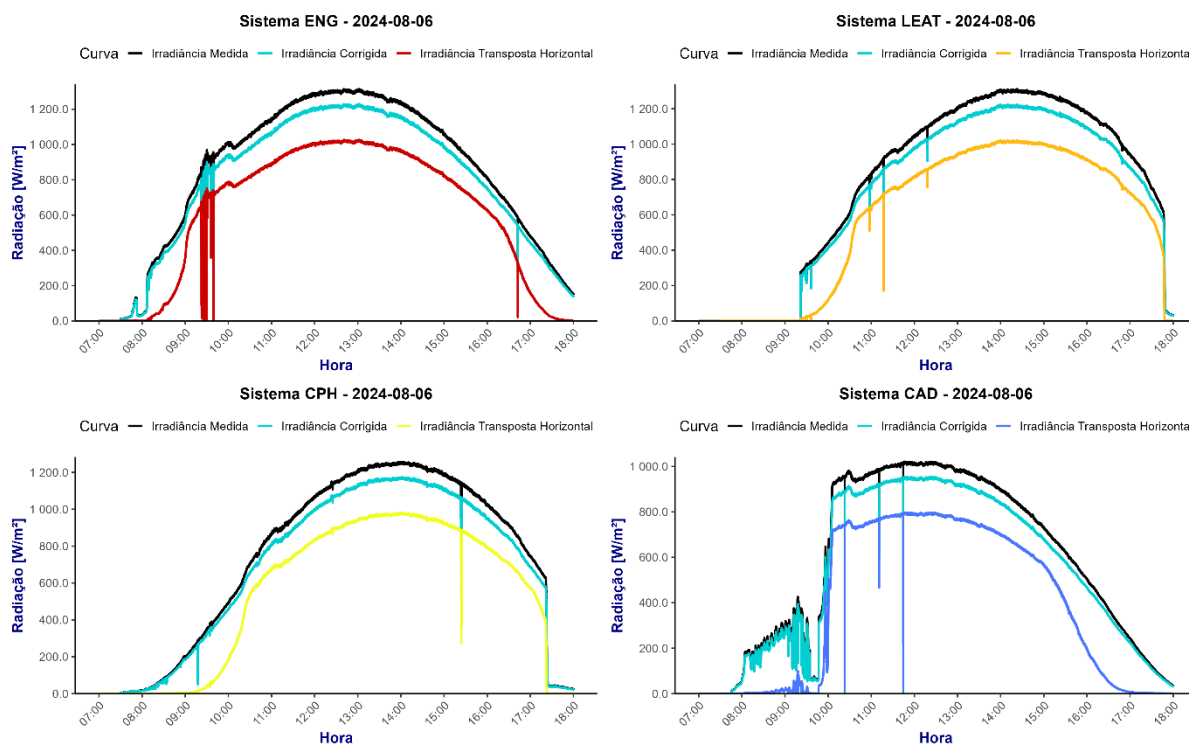


Figura 75 - Séries temporais de irradiância medida, irradiância corrigida pela eficiência do módulo e temperatura e irradiância transposta horizontal para o dia 06/08/2024.

Observação Técnica:

Durante o período de 23/07 a 06/08/2024, os dados medidos e apresentados nas figuras indicam que os valores de irradiância medida nos planos inclinados dos módulos fotovoltaicos foram consistentemente superiores à irradiância transposta para o plano horizontal. Esse comportamento é esperado e fisicamente justificável, especialmente em dia com boa incidência de radiação direta, como observado em várias das curvas analisadas. Os módulos instalados nos sistemas CAD, CPH, ENG e LEAT, com inclinações entre 16° e 45° e azimutes variando de 13° Oeste a 18° Leste, estão configurados para captar de forma mais eficiente a radiação solar direta, o que favorece o plano inclinado em relação ao horizontal. Mesmo durante o inverno, quando a altitude solar é mais baixa e há maior presença de radiação difusa, a geometria e orientação dos módulos permitiram que a irradiância incidente nos planos inclinados superasse os valores transpostos, evidenciando a eficácia da inclinação e orientação dos sistemas na maximização da captação solar.

7. TRATAMENTO ESTATÍSTICO E ANÁLISE DE RESULTADOS DAS MEDIÇÕES NO CAMPUS DA UFMG

7.1. Introdução ao Tratamento Estatístico

A realização de medições de irradiância solar, seja por meio de sensores de referência, como piranômetros, seja por sensores alternativos, como módulos fotovoltaicos, está sujeita à ocorrência de inconsistências nos dados coletados. Essas inconsistências podem originar-se de ruídos de sinal, interferências ambientais momentâneas, falhas instrumentais ou anomalias operacionais. Portanto, é fundamental aplicar procedimentos estatísticos adequados para assegurar a qualidade e a confiabilidade dos dados obtidos (OHMURA et al., 1998; WMO, 2018; VIGNOLA et al., 2012).

O controle de qualidade dos dados é uma etapa indispensável em qualquer estudo de monitoramento solar, especialmente quando os dados coletados servem como base para análises espaciais, temporais e de desempenho de sistemas fotovoltaicos. Conforme recomendado pelo *World Meteorological Organization* – (WMO, 2018), todo processo de aquisição de dados solares deve ser acompanhado de um rigoroso protocolo de controle, que inclui detecção, análise e tratamento de dados atípicos (*outliers*).

No presente trabalho, os dados foram coletados a cada segundo, durante cinco dias de campanha experimental, nos quatro sistemas de medição distribuídos no campus da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Esse nível de alta resolução temporal acarreta um volume significativo de dados, o que, por sua vez, aumenta a probabilidade de ocorrência de outliers estatísticos e operacionais (KLEISSL, 2013; BADOSA et al., 2016). Embora essa campanha de curta duração seja viável como análise preliminar, permitindo observar tendências e comportamentos específicos da irradiância solar, uma campanha estendida que abranja todas as épocas do ano proporcionaria uma caracterização mais completa e representativa das condições solares locais, permitindo inferências mais robustas e generalizáveis sobre o desempenho dos sistemas e a variabilidade sazonal da irradiância.

A aplicação de métodos estatísticos de controle de qualidade e análise dos dados permite:

- ✓ Detectar anomalias nos sinais medidos;
- ✓ Realizar o tratamento adequado para garantir a integridade das séries temporais;
- ✓ Avaliar a consistência dos dados entre os diferentes pontos de medição;
- ✓ Proporcionar maior robustez nas análises de variabilidade espacial e nas modelagens subsequentes.

Para isso, foram adotados procedimentos baseados em critérios físicos, instrumentais e estatísticos, alinhados às boas práticas recomendadas na literatura especializada (MONTGOMERY e RUNGER, 2014; HUBER e RONCHETT, 2009; PELLAND *et al.*, 2013).

Este capítulo apresenta, de forma sistemática, a metodologia aplicada para o tratamento estatístico dos dados, a análise da variabilidade espacial da irradiância medida, bem como uma avaliação crítica dos resultados obtidos frente às condições experimentais, incluindo discussões sobre as limitações, as implicações práticas e as potencialidades do sistema de medição desenvolvido.

7.2. Análise estatística descritiva dos dados

7.2.1. Introdução

A análise estatística descritiva constitui uma etapa essencial para caracterizar o comportamento das séries temporais de irradiância, tanto no domínio temporal quanto no espacial. Esse procedimento permite avaliar a robustez dos dados após a etapa de controle de qualidade, além de fornecer uma compreensão abrangente dos padrões, tendências e variabilidade do recurso solar no campus da UFMG.

O uso combinado de métricas estatísticas clássicas — média, mediana, desvio padrão, coeficiente de variação, mínimo, máximo e amplitude —, associado às representações gráficas por meio de histogramas, *boxplots* e curvas temporais, permite não apenas diagnosticar a consistência dos dados, mas também entender os efeitos das condições atmosféricas nas diferentes localizações dos sistemas de medição.

A abordagem adotada segue as diretrizes metodológicas propostas por (MONTGOMERY e RUNGER, 2014), (HAIR *et al.*, 2009) e (VIGNOLA *et al.*, 2012), consolidando-se como procedimento indispensável em estudos de recursos solares.

7.2.2. Análise por histogramas

Os histogramas de frequência apresentados nas Figuras 76 a 80 foram construídos para cada sistema (ENG, LEAT, CPH e CAD), em cada dia de medição, com o objetivo de avaliar a distribuição dos dados de irradiância.

Observações principais:

- ✓ Dias de céu limpo (23/07 e 06/08):

- Distribuições assimétricas à esquerda, com concentração de dados nas faixas de irradiância mais altas (900 – 1000 W/m²), típicas de irradiância direta predominante, refletindo estabilidade atmosférica.
- ✓ Dias com alta variabilidade (31/07 e 04/08):
 - Distribuições multimodais ou assimétricas, com picos em baixas irradiâncias (<200 W/m²), intercalados por faixas intermediárias, refletindo as oscilações provocadas por cobertura de nuvens dinâmica. É comum observar distribuições multimodais nesses dias.
- ✓ Dia 05/08 – Condição intermediária:
 - Distribuição mais dispersa, sem picos nos extremos, com maior densidade em faixas intermediárias (400 a 700 W/m²), refletindo períodos mistos de sol e nebulosidade parcial, caracterizando uma condição de céu parcialmente nublado.

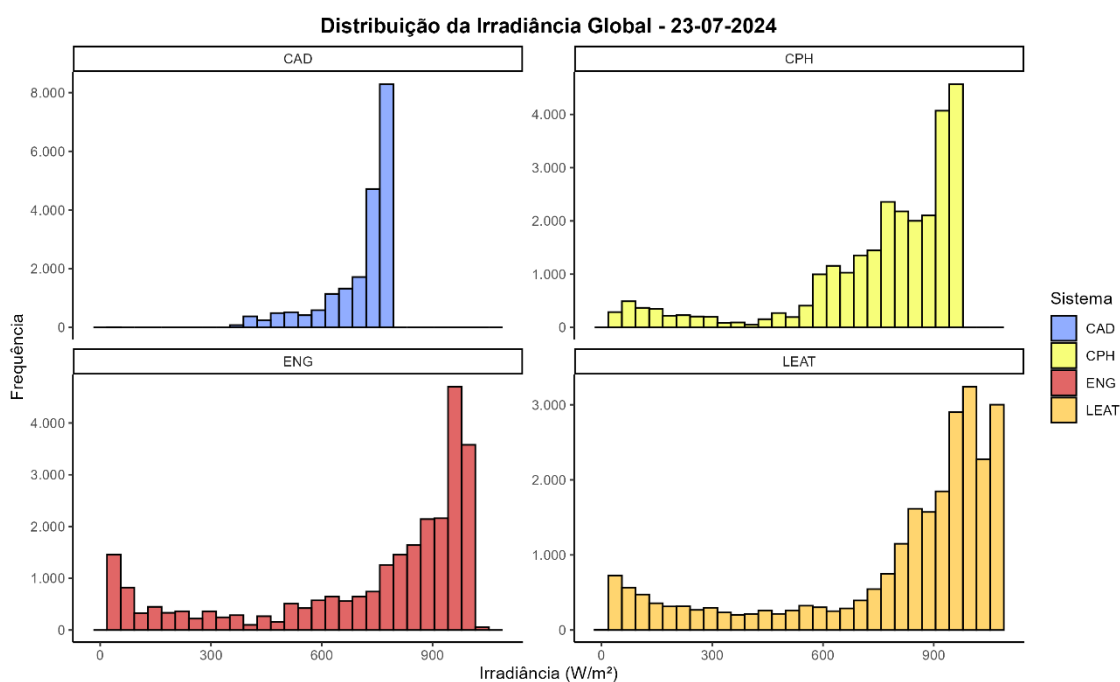


Figura 76 -Histogramas da irradiância global no dia 23/07/2024. (Fonte: Elaboração Própria).

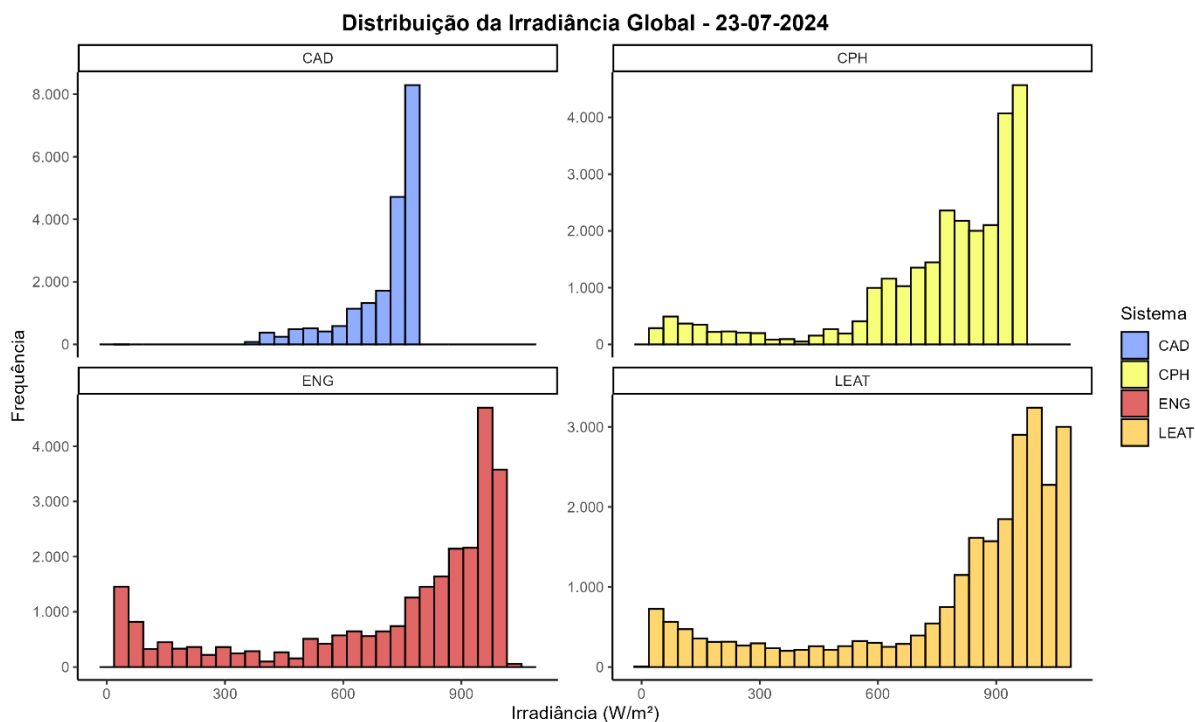


Figura 77 - Histogramas da irradiância global no dia 31/07/2024. (Fonte: Elaboração Própria).

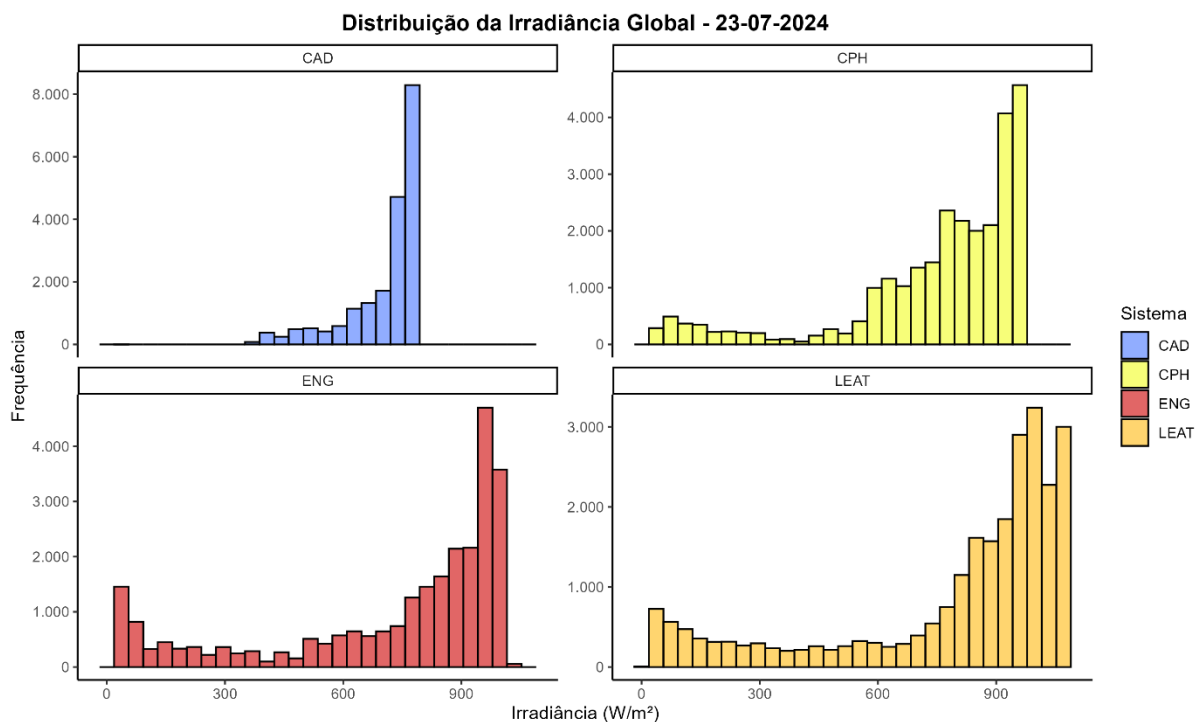


Figura 78 - Histogramas da irradiância global no dia 04/08/2024. (Fonte: Elaboração Própria).

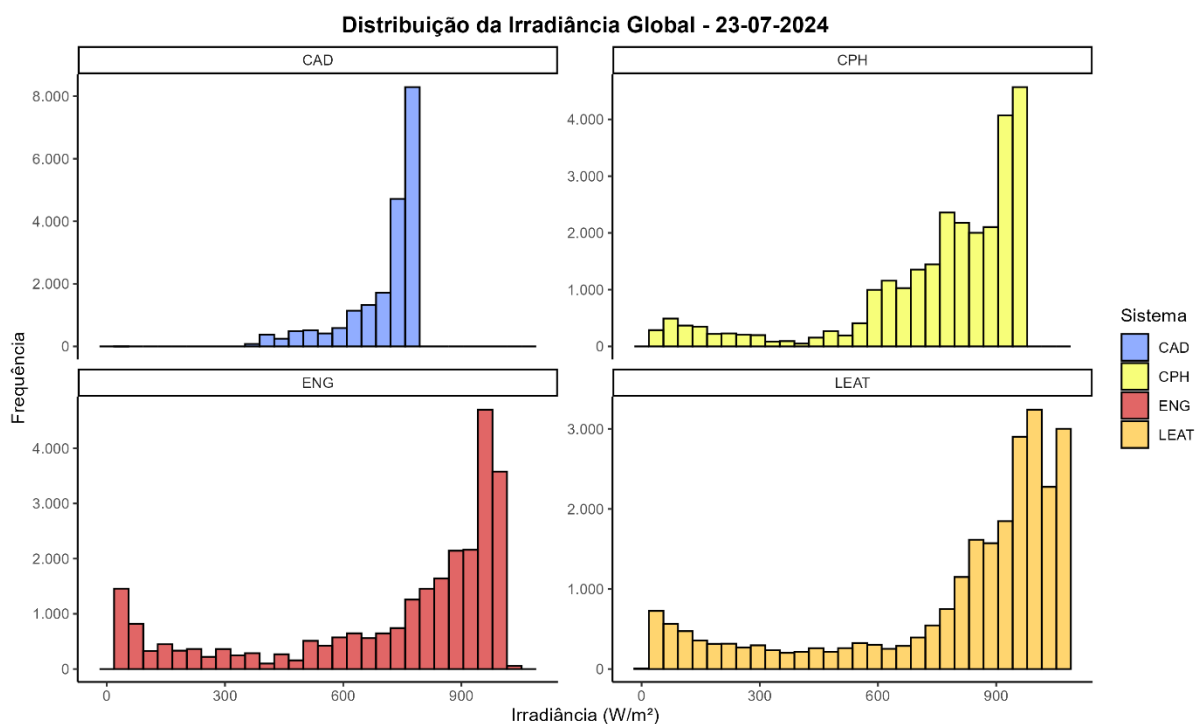


Figura 79 - Histogramas da irradiância global no dia 05/08/2024. (Fonte: Elaboração Própria).

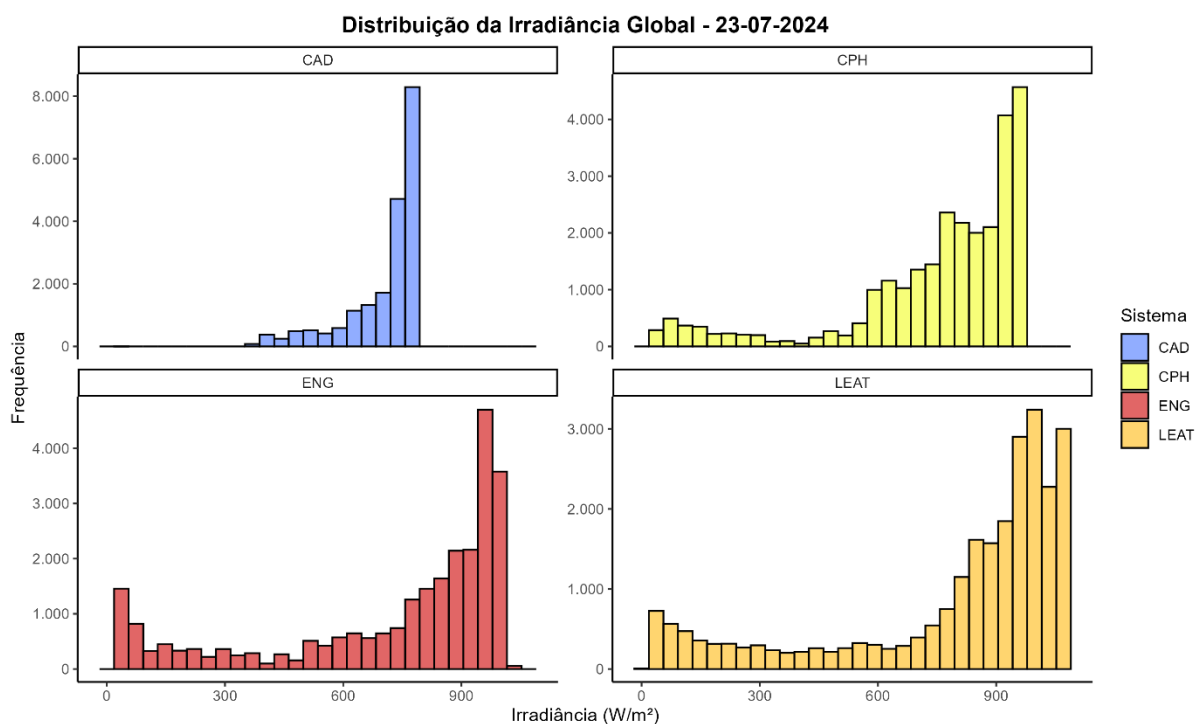


Figura 80 - Histogramas da irradiância global no dia 06/08/2024. (Fonte: Elaboração Própria).

Análise dos Dados Medidos

Os dados foram organizados em séries temporais diárias para os cinco dias de medição, refletindo diferentes condições atmosféricas: céu aberto, parcialmente nublado e nublado.

As tabelas e gráficos gerados revelaram os seguintes padrões principais:

✓ **Céu Aberto:**

- Baixa variabilidade intradiária.
- Coeficiente de variação (CV) típico abaixo de 5 %.
- Altas médias de irradiância, variando entre 700 e 900 W/m² no pico solar.

✓ **Parcialmente Nublado:**

- Elevada variabilidade, com CV entre 10% e 30%, dependendo da localização.
- Ocorrência de picos e quedas abruptas na irradiância, associados ao trânsito de nuvens.

✓ **Céu Nublado:**

- Redução significativa da média da irradiância.
- Aumento do CV, atingindo valores acima de 35%, refletindo alta dispersão dos dados.

Comparação Entre Pontos de Medição

- ✓ Diferenças sistemáticas nas médias de irradiância foram observadas entre os quatro pontos.
- ✓ As maiores magnitudes de irradiância ocorreram consistentemente nos sistemas CAD2 e ENG, associados às melhores condições de exposição solar (menor sombreamento local e melhores orientações angulares).
- ✓ Os sistemas no CPH e LEAT apresentaram médias ligeiramente menores, possivelmente associadas aos ângulos de instalação, características locais (sombreamento parcial, obstruções) e diferenças de azimute, conforme já discutido na Seção 6.1.

Distribuição Estatística dos Dados

Foram gerados histogramas de frequência para cada dia e ponto de medição, permitindo visualizar a distribuição das séries. Observou-se:

- ✓ Distribuição aproximadamente normal nos dias de céu aberto.
- ✓ Distribuições assimétricas, com cauda à esquerda, nos dias parcialmente nublados e nublados, associadas à ocorrência de períodos prolongados de baixas irradiâncias intercalados por picos curtos.

Discussão dos Resultados

A análise estatística descritiva confirma a robustez dos dados após o controle de qualidade aplicado. As diferenças na magnitude da irradiância entre os pontos são coerentes com:

- ✓ As condições locais de instalação (azimute, inclinação, sombreamento);
- ✓ As condições atmosféricas de cada dia de medição;
- ✓ A configuração geométrica do sistema de monitoramento.

Essas diferenças não comprometem a validade do experimento. Pelo contrário, refletem a heterogeneidade espacial do recurso solar no campus da UFMG, objetivo central do estudo.

Conforme apontado por (PELLAND *et al.*, 2013) e (KLEISSL, 2013), essa heterogeneidade é esperada em redes de sensores distribuídos, sendo crucial para modelagens de geração distribuída, previsão solar de curtíssimo prazo e desenvolvimento de sistemas de controle para usinas fotovoltaicas urbanas.

Conclusão da Análise Descritiva

A análise estatística descritiva fornece uma base sólida para as etapas subsequentes de modelagem espacial, interpolação dos dados e discussões sobre a aplicabilidade dos resultados.

As informações extraídas desta análise são fundamentais para validar a eficiência do sistema de monitoramento distribuído e servirão como suporte para as modelagens apresentadas nas seções seguintes.

7.2.3. Metodologia de detecção e tratamento de artefatos instrumentais (variações espúrias)

7.2.3.1. Justificativa e escopo

Nesta seção denominamos de artefatos instrumentais as variações espúrias observadas nas séries de medição da irradiância em campo no campus da UFMG, resultantes de limitações de medição e/ou condicionantes operacionais (por exemplo, sombreamentos transitórios de

cabos/estruturas, desalinhamento instantâneo, resposta cosseno não ideal, offsets térmicos, saturação de estágio de aquisição, ruído impulsivo e erros de registro/sincronização). Tais eventos não são *outliers* puramente estatísticos, possuem mecanismos físico-técnicos identificáveis, e, portanto, devem ser diagnosticados e tratados com critérios metroológicos e de instrumentação, e não apenas removidos por distância estatística, preservando a variabilidade atmosférica legítima (WMO, 2023; ISO 9060:2018; IEC 61724-1:2021; DRIEMEL, 2018; URRACA et al., 2017).

Notação: Para cada sistema (ENG, LEAT, CPH e CAD), em resolução de 1 min:

$I_{Med}(t)$: **irradiância medida** pelo sistema;

$I_{Trp}(t)$: **irradiância transposta** a partir do piranômetro de referência (Estação INMET A-521).

Feita a descrição das variáveis, a Equação 7.1 modela o cálculo dos resíduos.

$$r(t) = I_{Med}(t) - I_{Trp}(t) \quad (7.1)$$

7.2.3.2. Protocolo metodológico

- ✓ Pré-processamento
 - Harmonização e sincronização a 1 min (média por minuto das séries a 1 Hz quando aplicável);
 - Construção dos resíduos $r^{(s)}$;
 - Filtros físicos iniciais (faixas plausíveis por horário/zenital e não-negatividade).
- ✓ Diagnóstico e sinalização (flag) — abordagem híbrida
 - Espículas por primeira diferença (limiar robusto via *MAD*);
 - Consistência temporal via LOESS no tempo e verificação de descontinuidades;
 - Heterocedasticidade condicionada por faixas de I_{Trp} (boxplots, teste de Bartlett/Breusch–Pagan);
 - Dependência temporal pela ACF e Ljung–Box;

- Relação r x I_{Trp} (LOESS + regressão segmentada para mudanças de regime);
- Persistência mínima para confirmar eventos (pontos isolados não são suficientes para flag definitivo).
- ✓ Tratamento conservador
 - Peso zero em regressões/ajustes para artefatos inequívocos (saturação, inversão, sombreamento evidente);
 - Peso reduzido para suspeitos (conflitos entre métricas, mas com plausibilidade meteorológica);
 - Peso 1 para dados regulares;
 - Sem substituição por interpolação, mantendo rastreabilidade.
- **Evidências quantitativas:** três tabelas consolidadas por dia (arquivo) e por site – diagnósticos formais, percentuais sinalizados e métricas antes/depois do flag. Em todos os dias e sites observam-se reduções de RMSE pós-tratamento, tipicamente na faixa 20–45 $W\ m^{-2}$, além de reduções de MAE/MBE (ganhos mais expressivos nos dias 31/07 e 05/08).

7.2.3.3. Resultados – síntese por tipo de evidência

- ✓ Distribuição dos resíduos (histogramas; QQ-plots)
 - Assimetria positiva recorrente (caudas superiores), sobretudo nos dias 31/07 e 05/08; o padrão é coerente com bordas de nuvem e pequenas inconsistências angulares/ópticas em baixa irradiância.
 - Normalidade estrita é rejeitada (Shapiro–Wilk) nos períodos com maior intermitência — condizente com a literatura que não espera gaussianidade em séries de 1 min sob nebulosidade variável.
- **Implicação:** modelos estatísticos subsequentes devem considerar caudas pesadas/robustos ou transformações apropriadas.

A distribuição dos resíduos por dia agregada por site (ENG, LEAT, CPH e CAD), é apresentada nas Figuras 81 a 90.

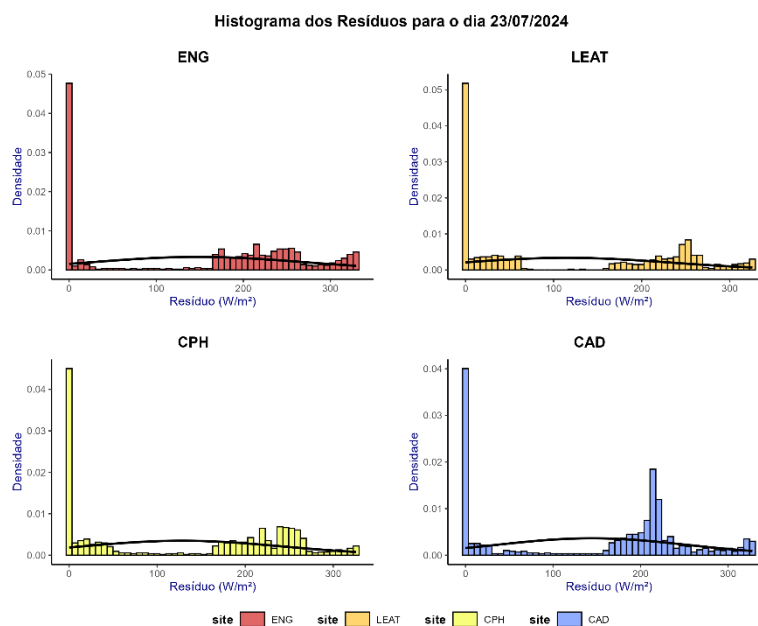


Figura 81 - Histogramas dos resíduos $r(t) = I_{Med}(t) - I_{Trp}(t)$. A linha preta representa a densidade normal com média e desvio-padrão amostrais. A assimetria positiva e a cauda superior refletem bordas de nuvem e eventuais artefatos angulares/térmicos em baixa irradiância.

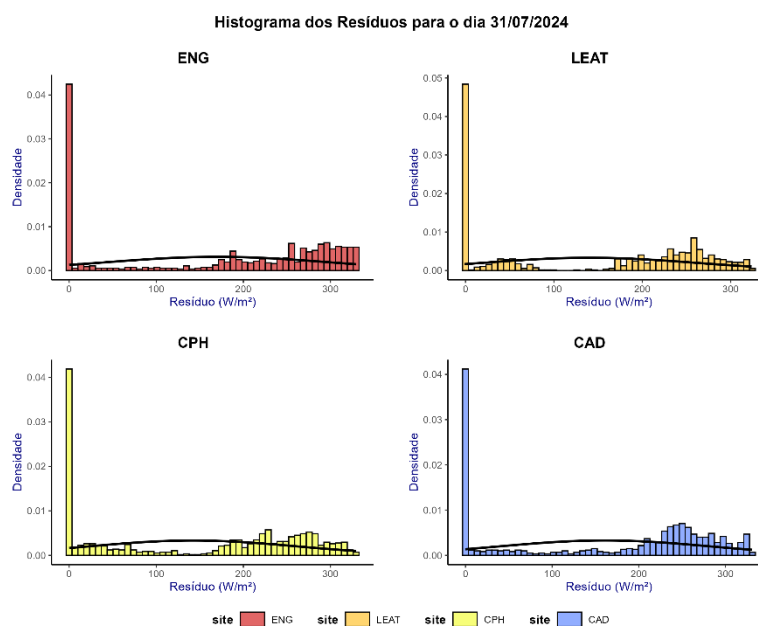


Figura 82 - Histogramas dos resíduos $r(t) = I_{Med}(t) - I_{Trp}(t)$. A linha preta representa a densidade normal com média e desvio-padrão amostrais. A assimetria positiva e a cauda superior refletem bordas de nuvem e eventuais artefatos angulares/térmicos em baixa irradiância.

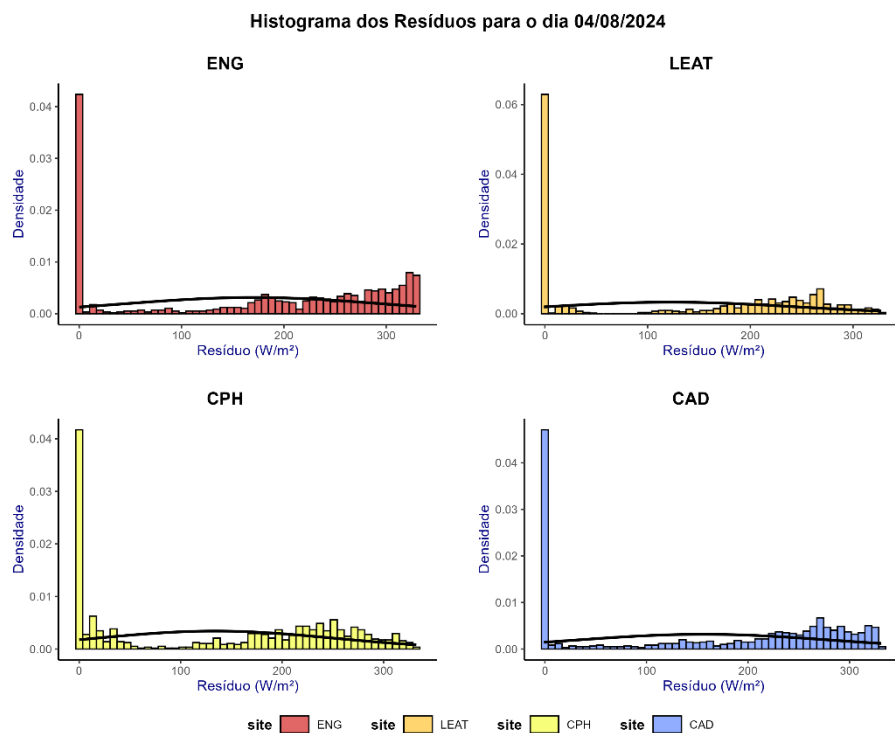


Figura 83 - Histogramas dos resíduos $r(t) = I_{Med}(t) - I_{Trp}(t)$. A linha preta representa a densidade normal com média e desvio-padrão amostrais. A assimetria positiva e a cauda superior refletem bordas de nuvem e eventuais artefatos angulares/térmicos em baixa irradiância.

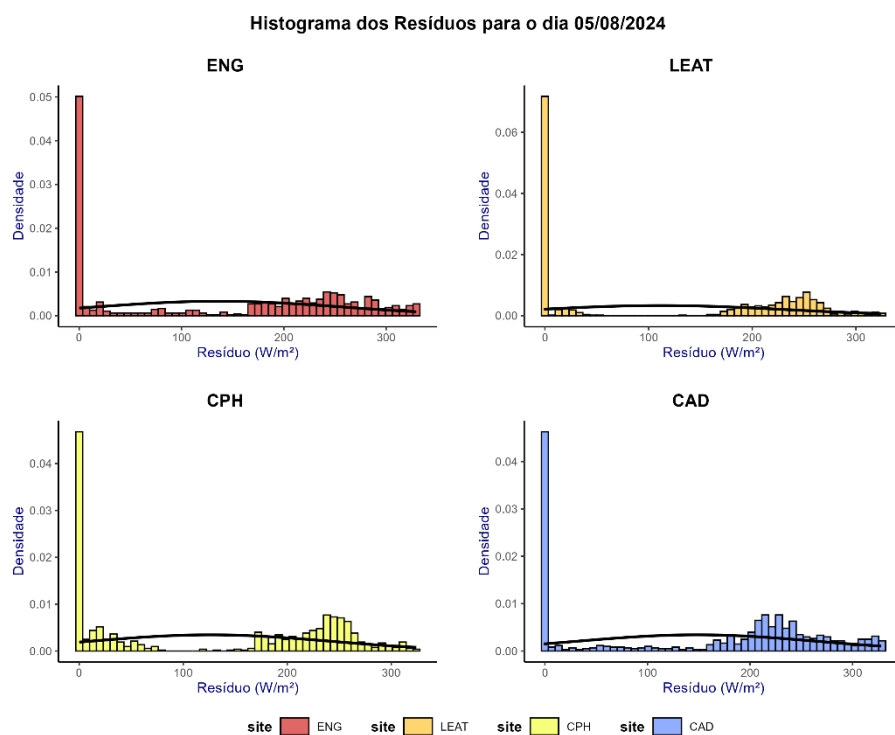


Figura 84 - Histogramas dos resíduos $r(t) = I_{Med}(t) - I_{Trp}(t)$. A linha preta representa a densidade normal com média e desvio-padrão amostrais. A assimetria positiva e a cauda superior refletem bordas de nuvem e eventuais artefatos angulares/térmicos em baixa irradiância.

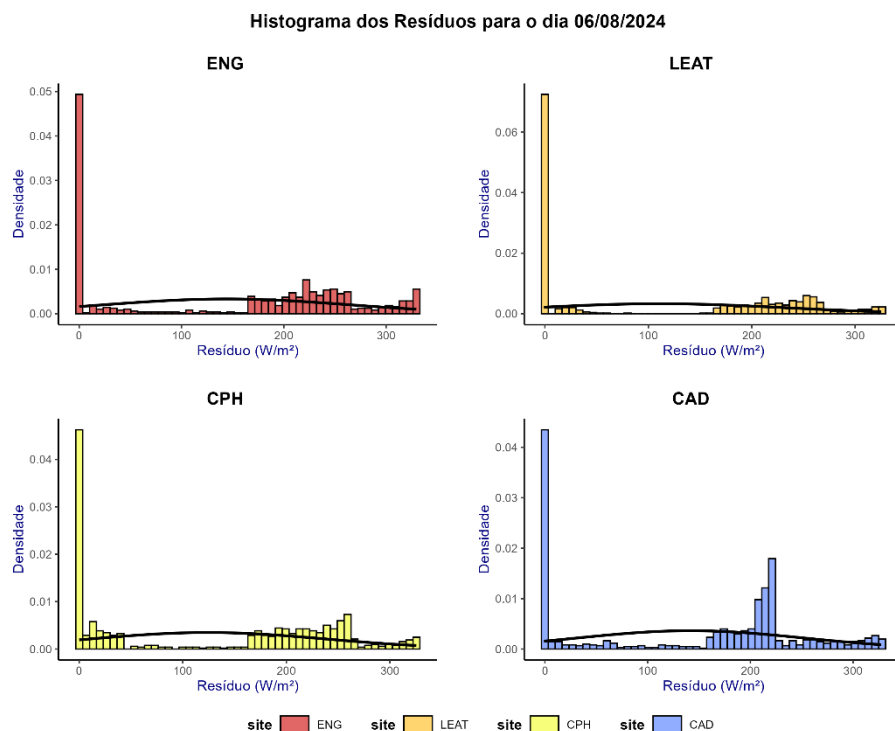


Figura 85 - Histogramas dos resíduos $r(t) = I_{Med}(t) - I_{Trp}(t)$. A linha preta representa a densidade normal com média e desvio-padrão amostrais. A assimetria positiva e a cauda superior refletem bordas de nuvem e eventuais artefatos angulares/térmicos em baixa irradiância.

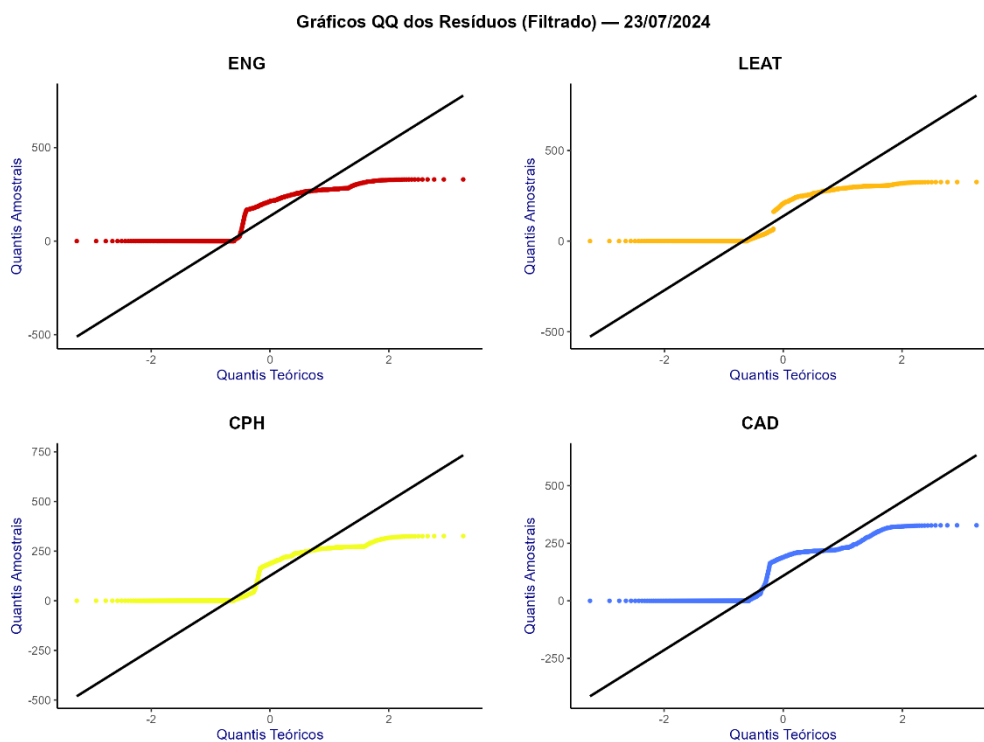


Figura 86 - QQ-plots dos resíduos por site; a linha preta indica quantis teóricos normais. Desvios nas caudas confirmam não-gaussianidade esperada em séries de 1 min sob nebulosidade variável.

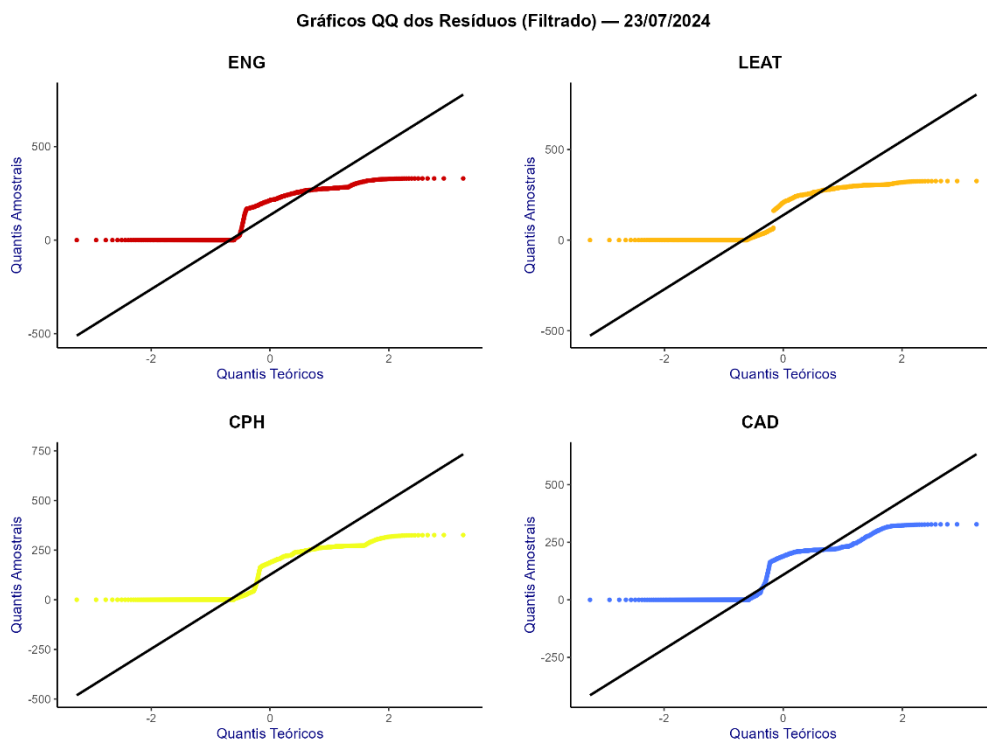


Figura 87 - QQ-plots dos resíduos por site; a linha preta indica quantis teóricos normais. Desvios nas caudas confirmam não-gaussianidade esperada em séries de 1 min sob nebulosidade variável.

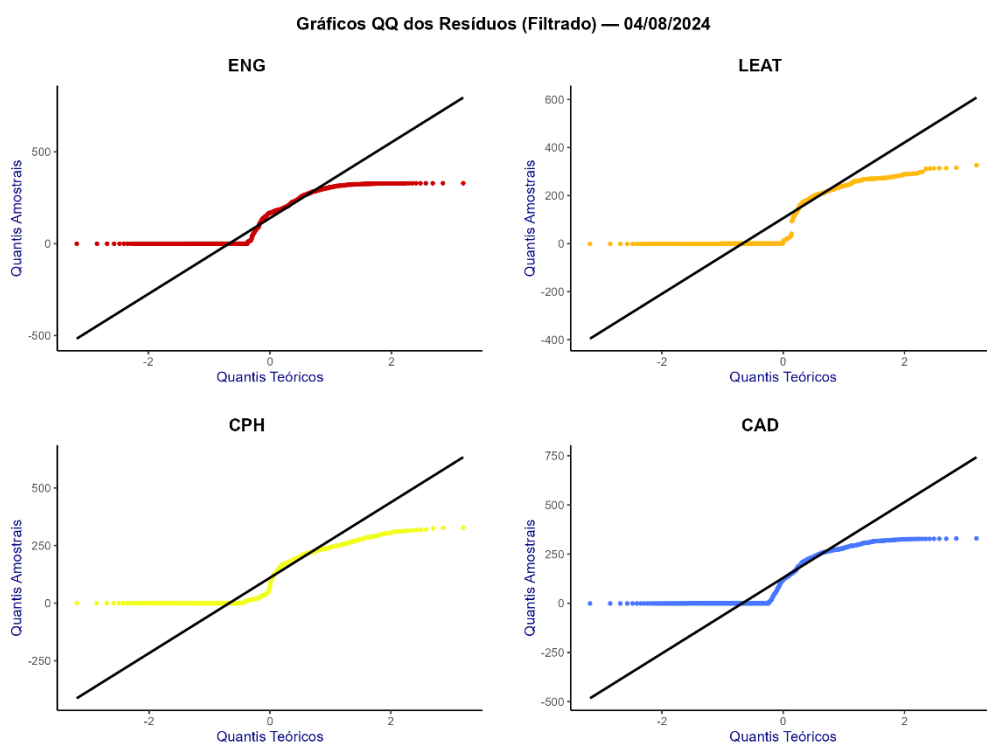


Figura 88 - QQ-plots dos resíduos por site; a linha preta indica quantis teóricos normais. Desvios nas caudas confirmam não-gaussianidade esperada em séries de 1 min sob nebulosidade variável.

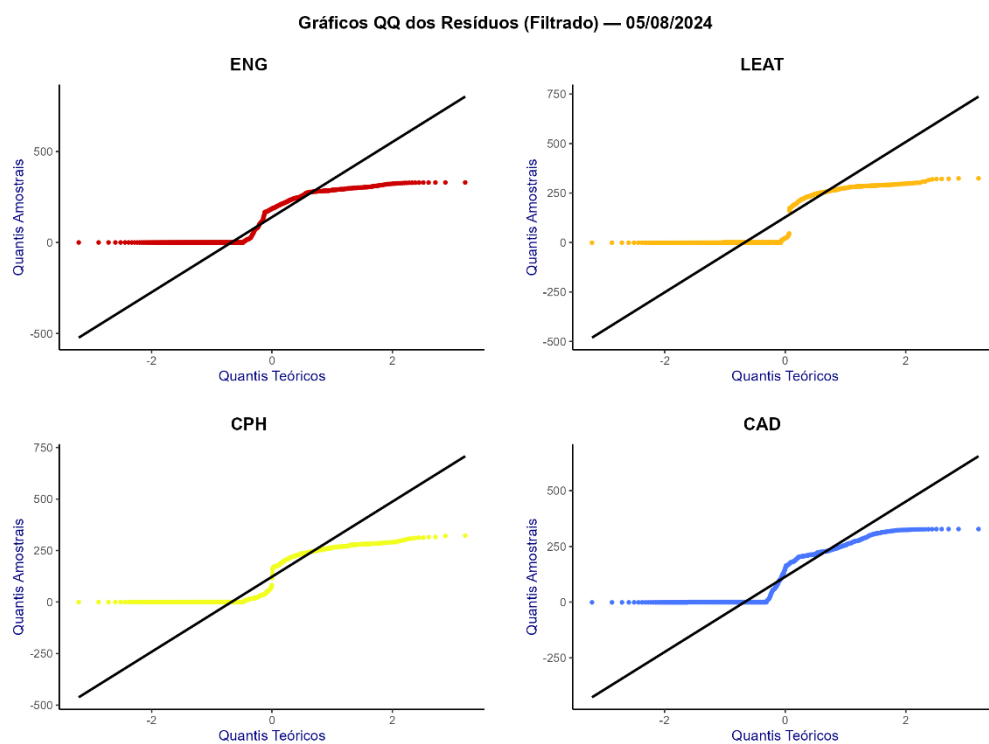


Figura 89 - QQ-plots dos resíduos por site; a linha preta indica quantis teóricos normais. Desvios nas caudas confirmam não-gaussianidade esperada em séries de 1 min sob nebulosidade variável.

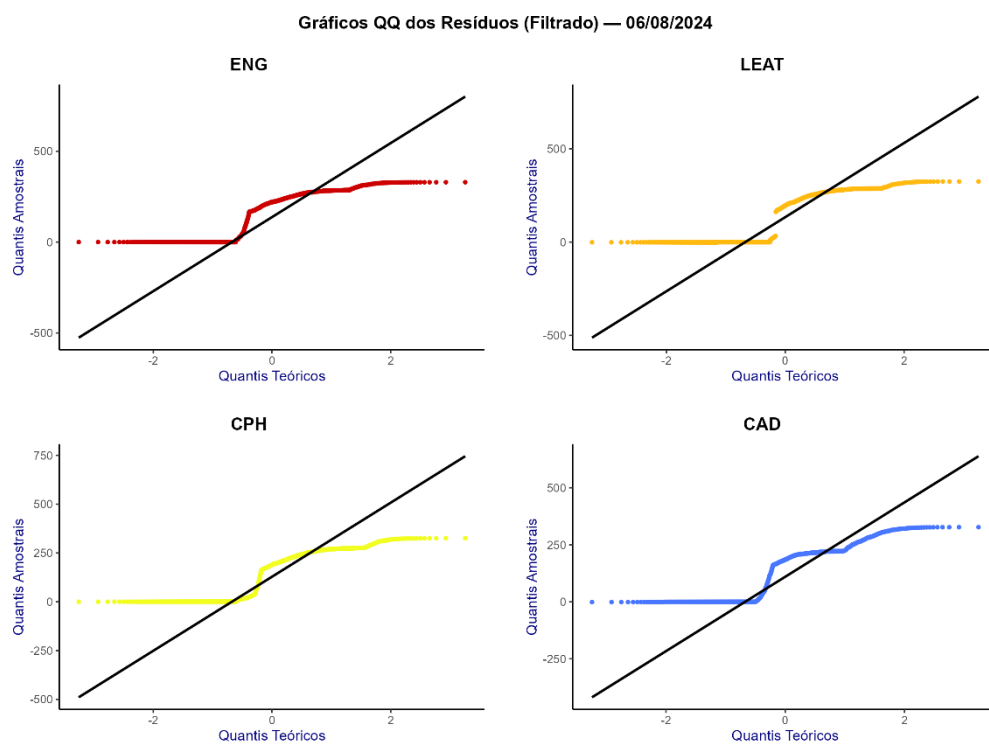


Figura 90 - QQ-plots dos resíduos por site; a linha preta indica quantis teóricos normais. Desvios nas caudas confirmam não-gaussianidade esperada em séries de 1 min sob nebulosidade variável.

- ✓ Dependência temporal (ACF; Ljung–Box)
 - Todas as séries exibem autocorrelação significativa (IC 95 %) por vários minutos (até dezenas), com decaimento mais lento em dias de céu variável.
 - Parte da dependência é física (persistência da nebulosidade) e parte pode refletir a própria aquisição/filtragem.
- **Implicação:** inferências e calibrações não devem assumir i.i.d.; recomenda-se GLS/AR(p) nos ajustes.

As autocorrelações dos resíduos por dia e site são ilustradas nas Figuras 91 a 95.

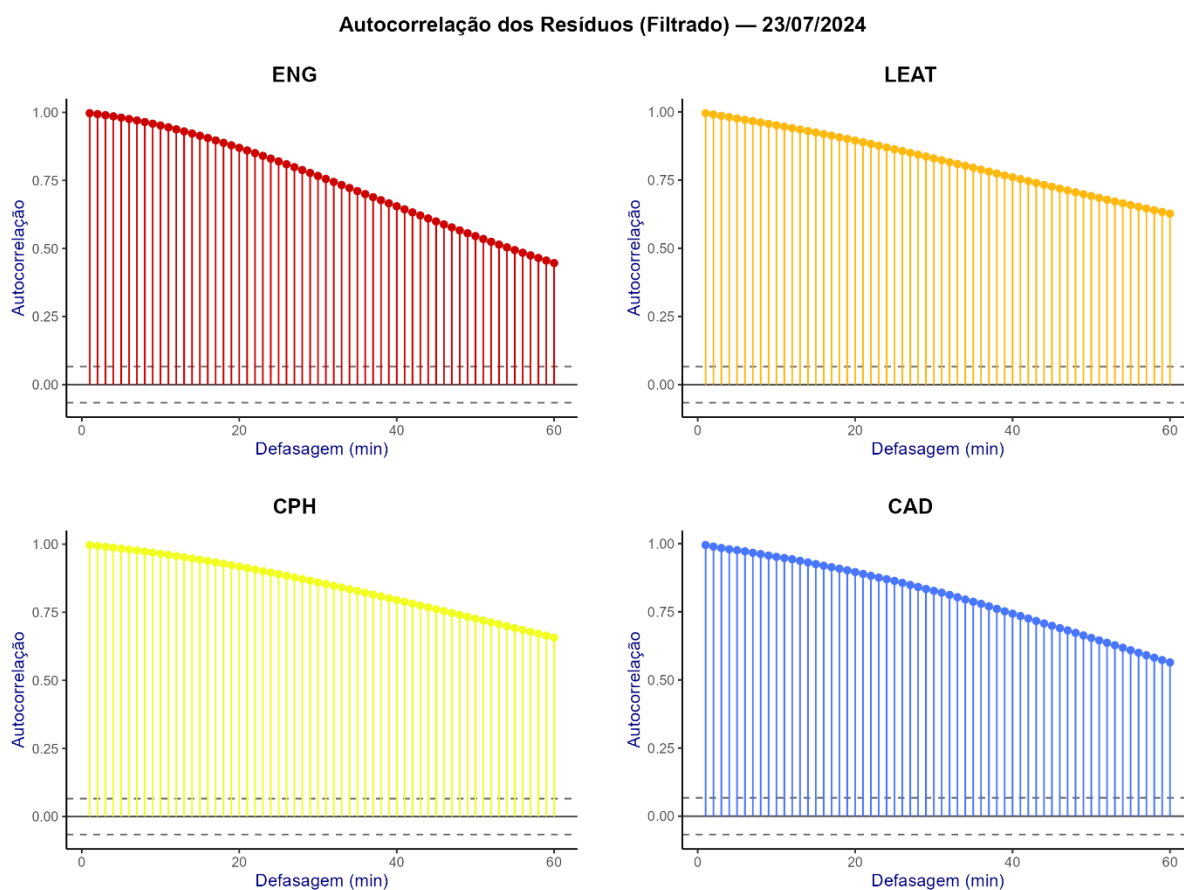


Figura 91 - Autocorrelação dos resíduos (lag até 60 min) para ENG, LEAT, CPH e CAD. Linhas tracejadas: IC 95 %. O decaimento lento indica persistência atmosférica e dependência temporal que deve ser contemplada em calibrações (GLS/AR).

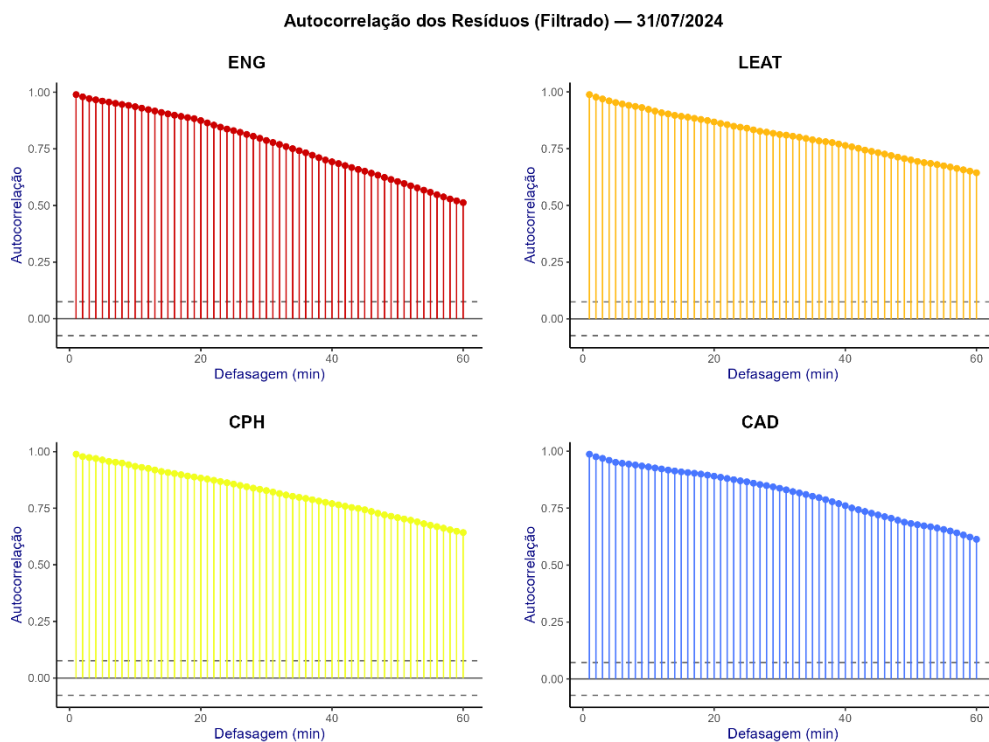


Figura 92 - Autocorrelação dos resíduos (lag até 60 min) para ENG, LEAT, CPH e CAD. Linhas tracejadas: IC 95 %. O decaimento lento indica persistência atmosférica e dependência temporal que deve ser contemplada em calibrações (GLS/AR).

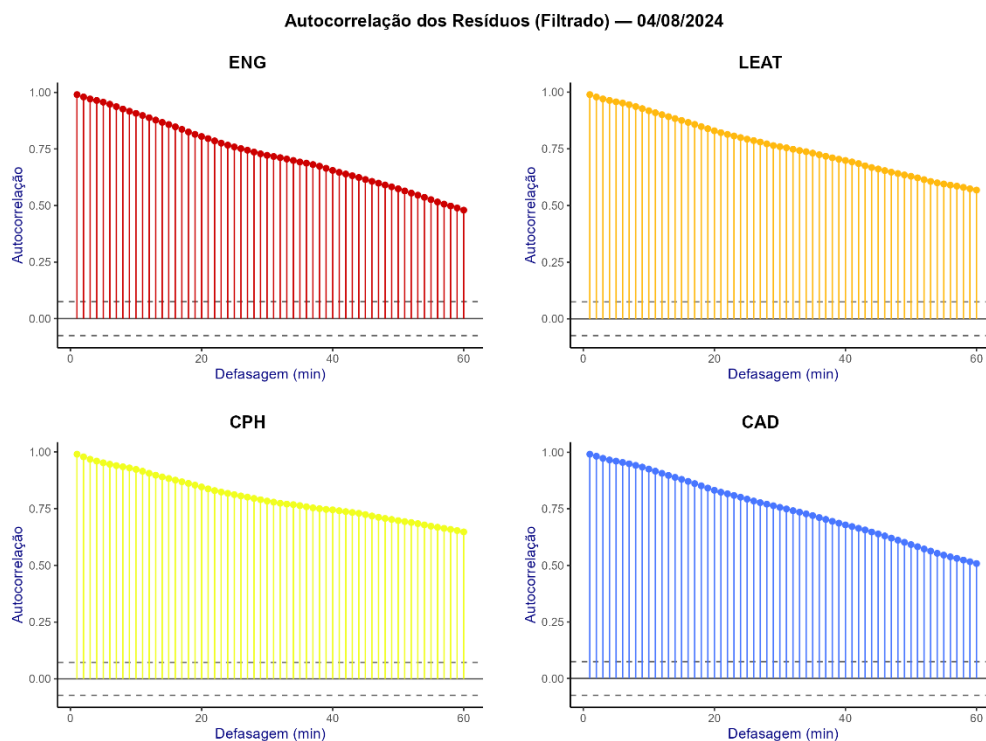


Figura 93 - Autocorrelação dos resíduos (lag até 60 min) para ENG, LEAT, CPH e CAD. Linhas tracejadas: IC 95 %. O decaimento lento indica persistência atmosférica e dependência temporal que deve ser contemplada em calibrações (GLS/AR).

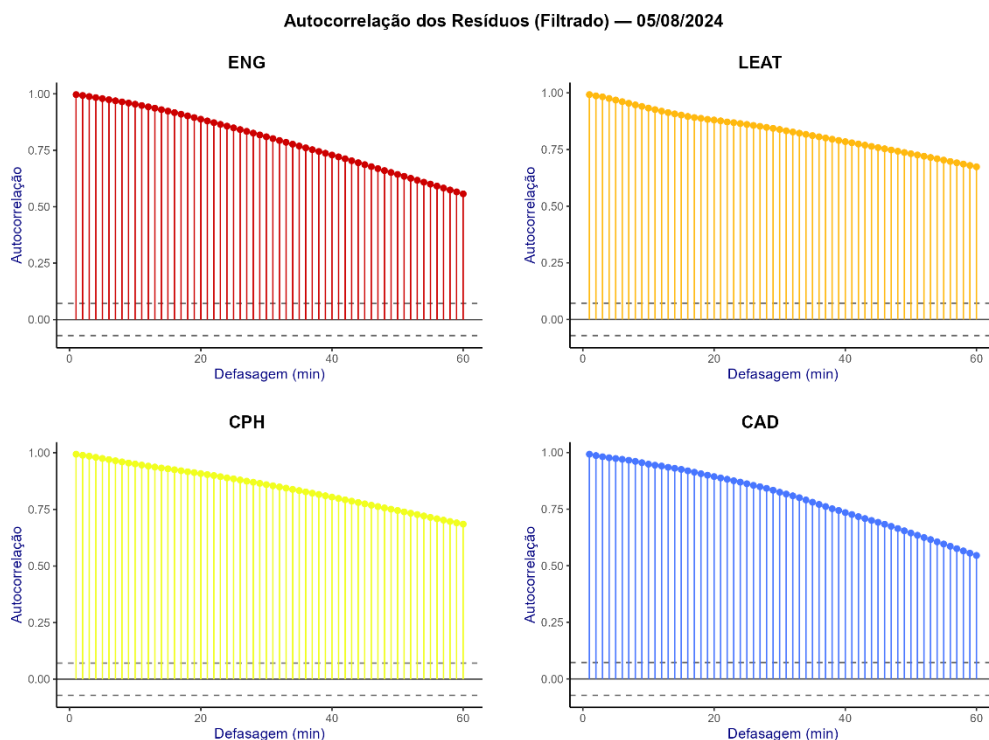


Figura 94 - Autocorrelação dos resíduos (lag até 60 min) para ENG, LEAT, CPH e CAD. Linhas tracejadas: IC 95 %. O decaimento lento indica persistência atmosférica e dependência temporal que deve ser contemplada em calibrações (GLS/AR).

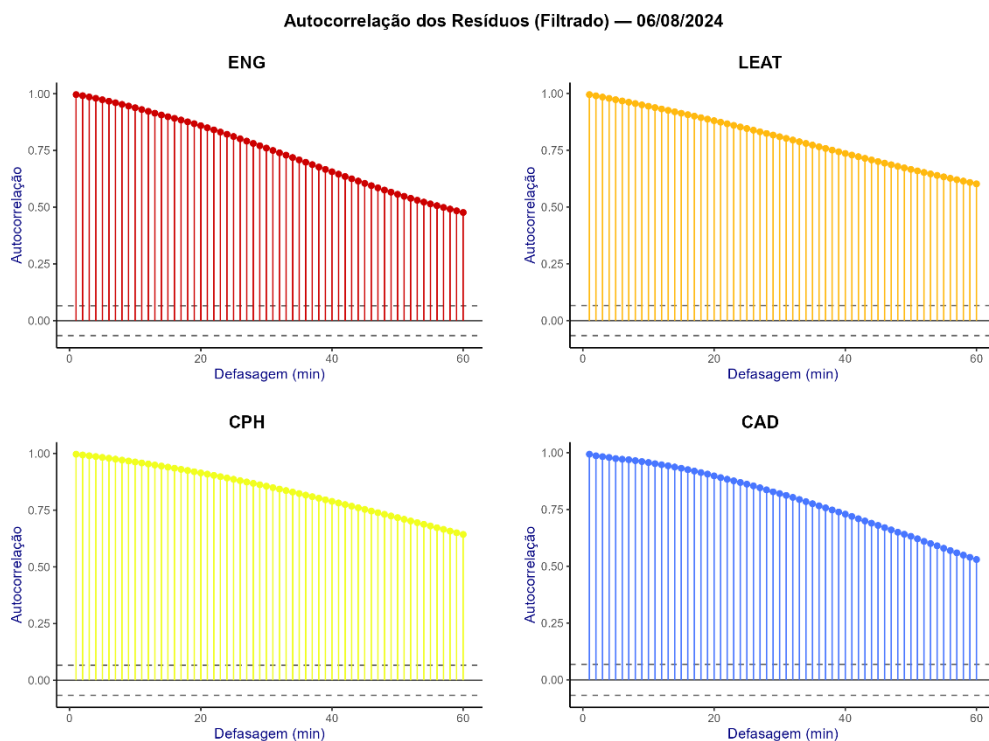


Figura 95 - Autocorrelação dos resíduos (lag até 60 min) para ENG, LEAT, CPH e CAD. Linhas tracejadas: IC 95 %. O decaimento lento indica persistência atmosférica e dependência temporal que deve ser contemplada em calibrações (GLS/AR).

- ✓ Homoscedasticidade condicionada (faixas de I_{Trp} ; hora local)
- A variância dos resíduos cresce com I_{Trp} , atinge máximos em faixas intermediárias/altas e reduz ligeiramente para as mais elevadas; o efeito é consistente entre sites.
- Por hora local (6–18 h), as maiores dispersões ocorrem na subida solar (9–11 h) e em tarde com cúmulos — coerente com a climatologia de variabilidade subminutal.
- **Implicação:** amostragens para calibração devem ponderar faixas e horas com menor heterocedasticidade.

A heterocedasticidade física é evidenciada nos *boxplot* por faixa de irradiância (I_{Trp}) e por hora local são ilustradas nas Figuras 96 a 105.

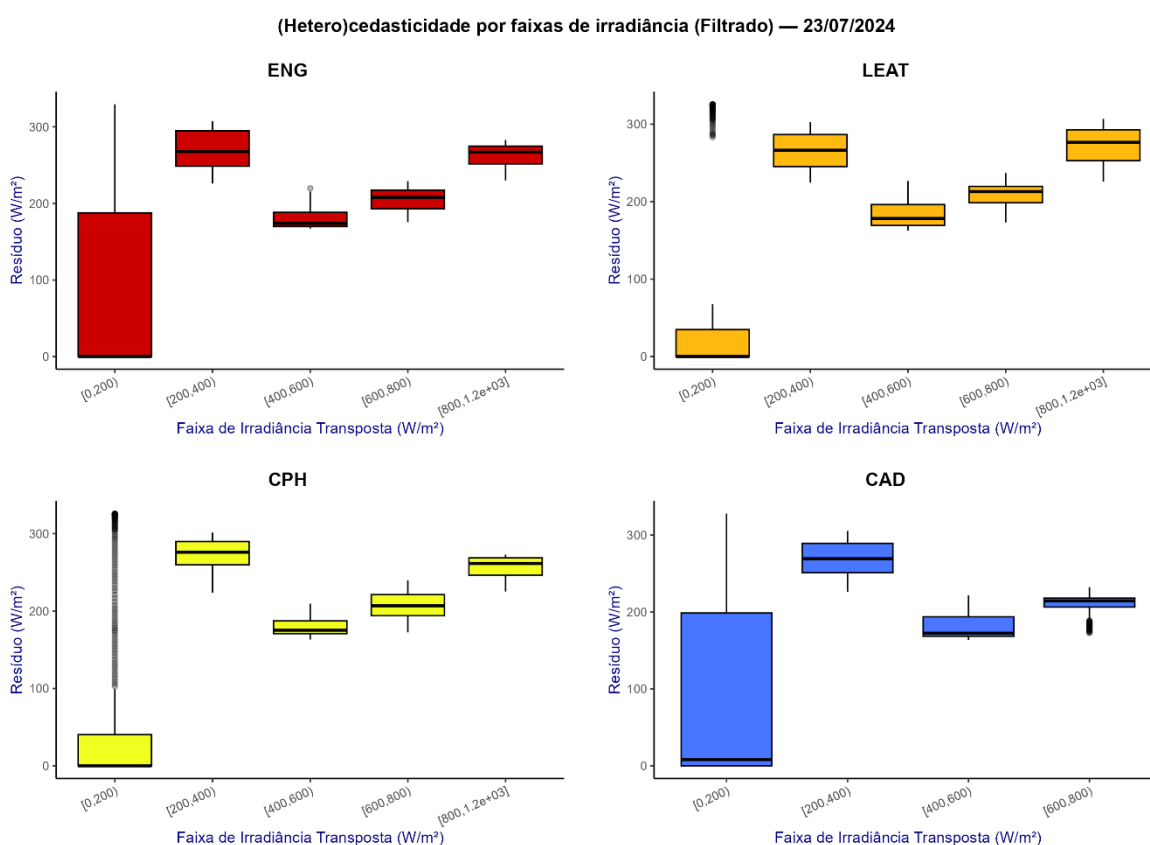


Figura 96 - Boxplots de I_{Med} e I_{Trp} por faixas de I_{Trp} (contorno preto). Evidenciam heterocedasticidade física: maior dispersão em níveis intermediários/altos.

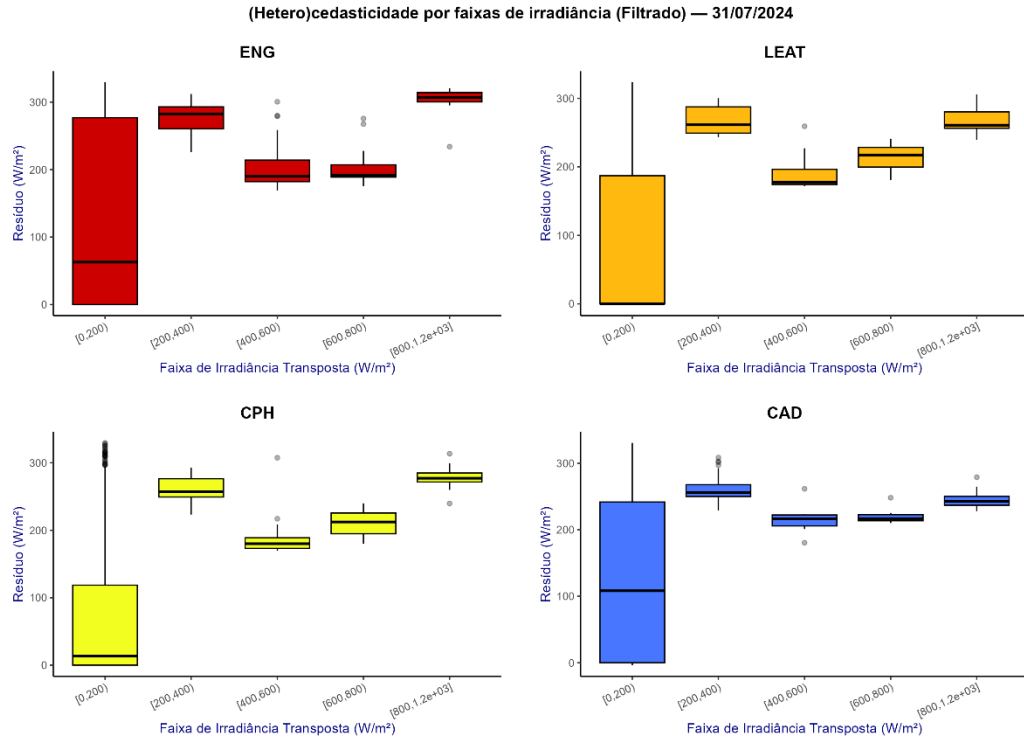


Figura 97 – Boxplots de I_{Med} e I_{Trp} por faixas de I_{Trp} (contorno preto). Evidenciam heterocedasticidade física: maior dispersão em níveis intermediários/altos

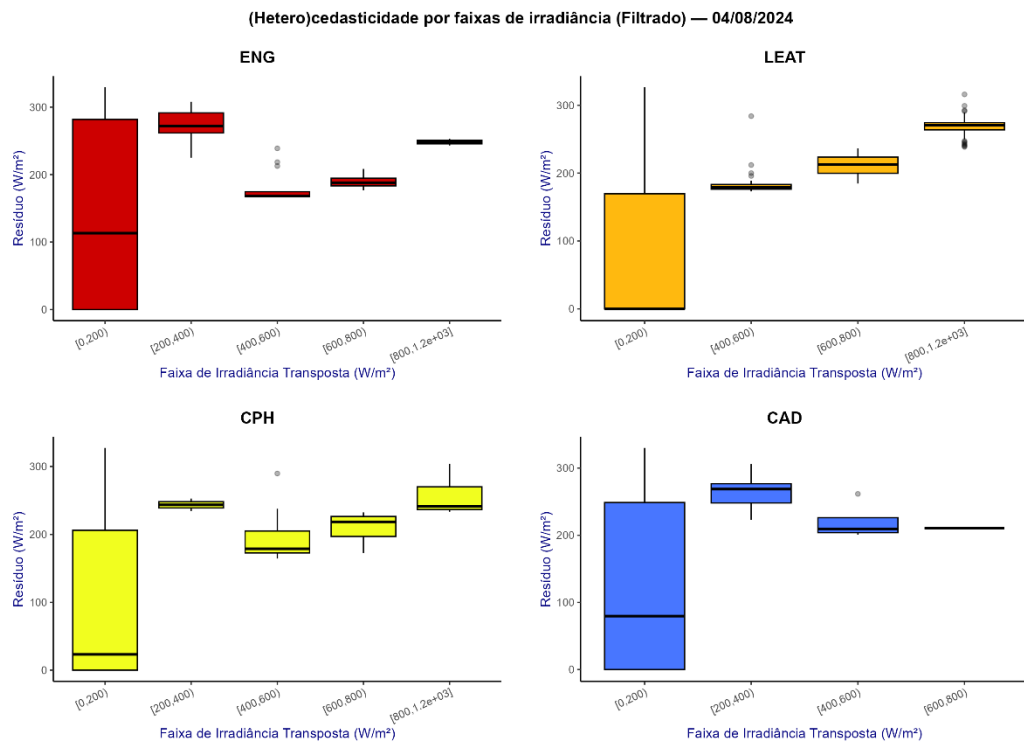


Figura 98 – Boxplot de I_{Med} e I_{Trp} por faixas de I_{Trp} (contorno preto). Evidenciam heterocedasticidade física: maior dispersão em níveis intermediários/altos

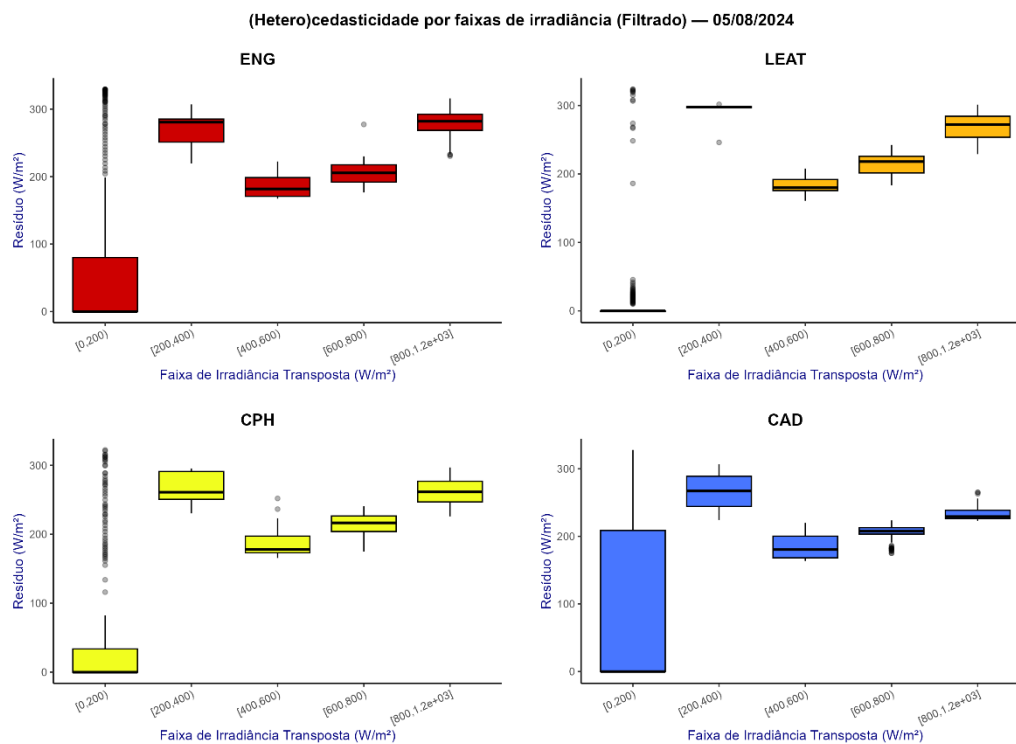


Figura 99 - Boxplot de I_{Med} e I_{Trp} por faixas de I_{Trp} (contorno preto). Evidenciam heterocedasticidade física: maior dispersão em níveis intermediários/altos.

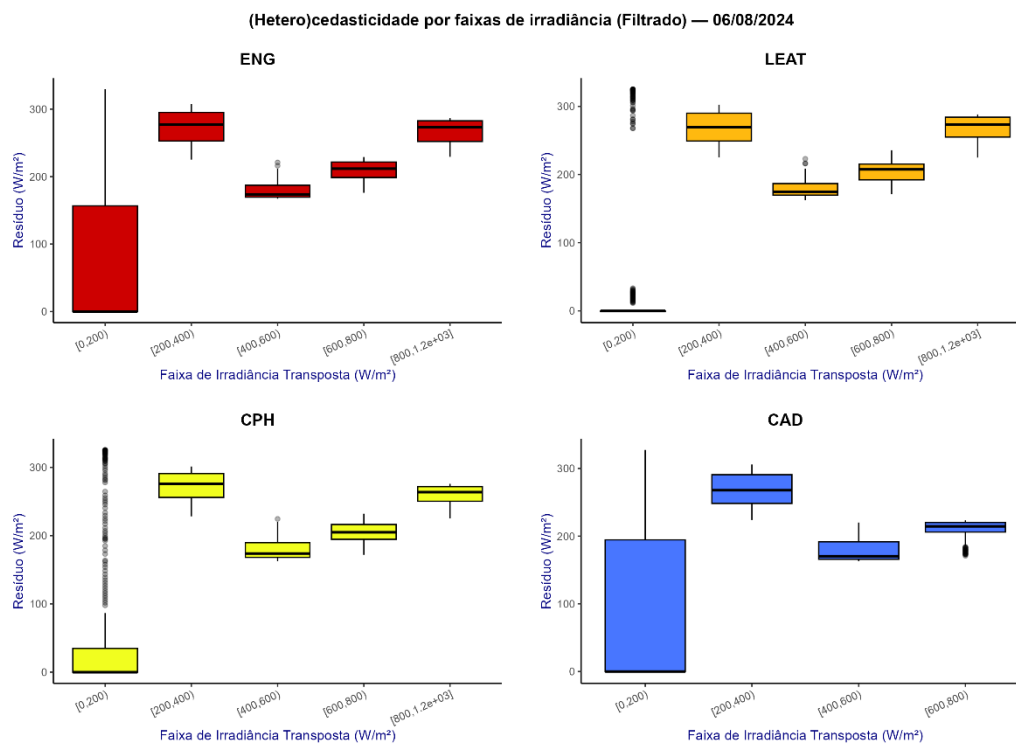
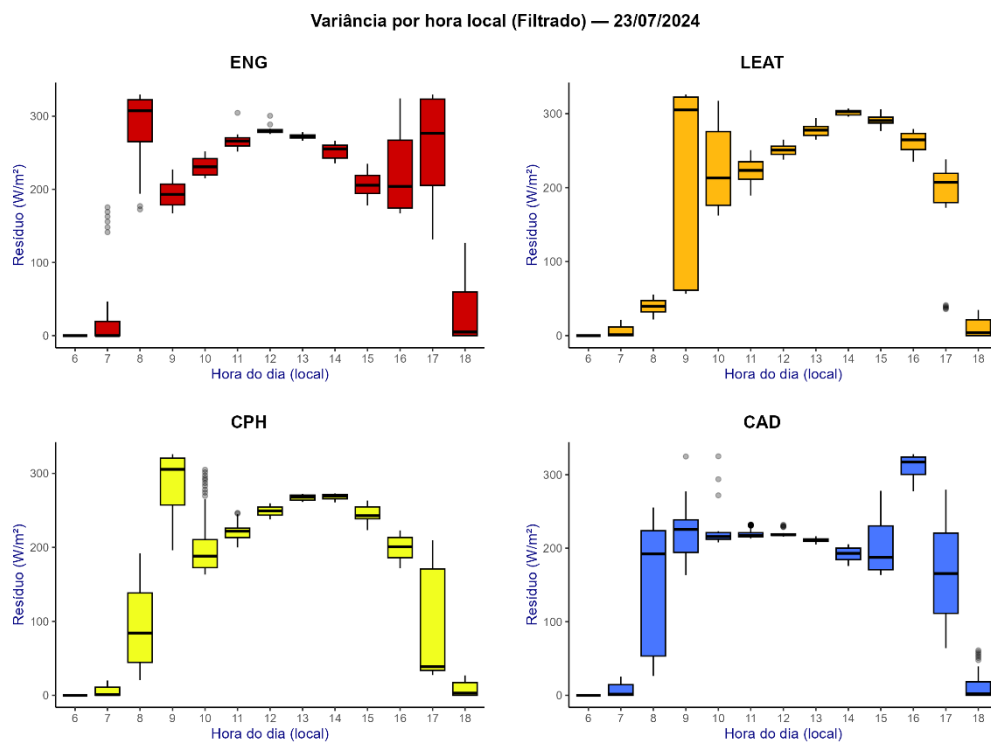
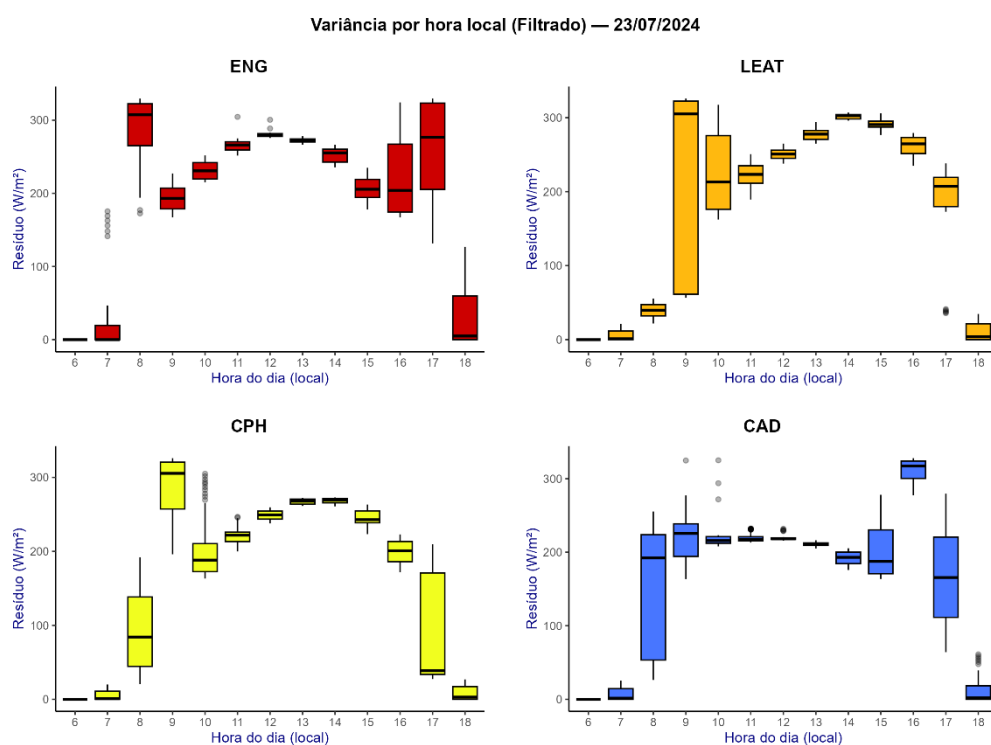


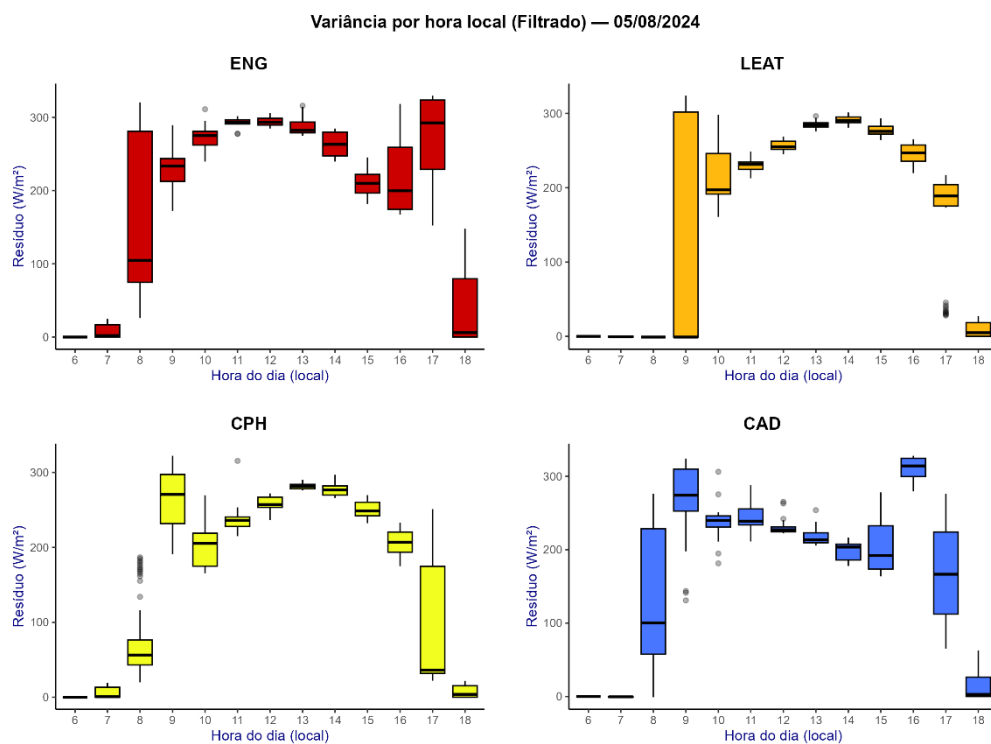
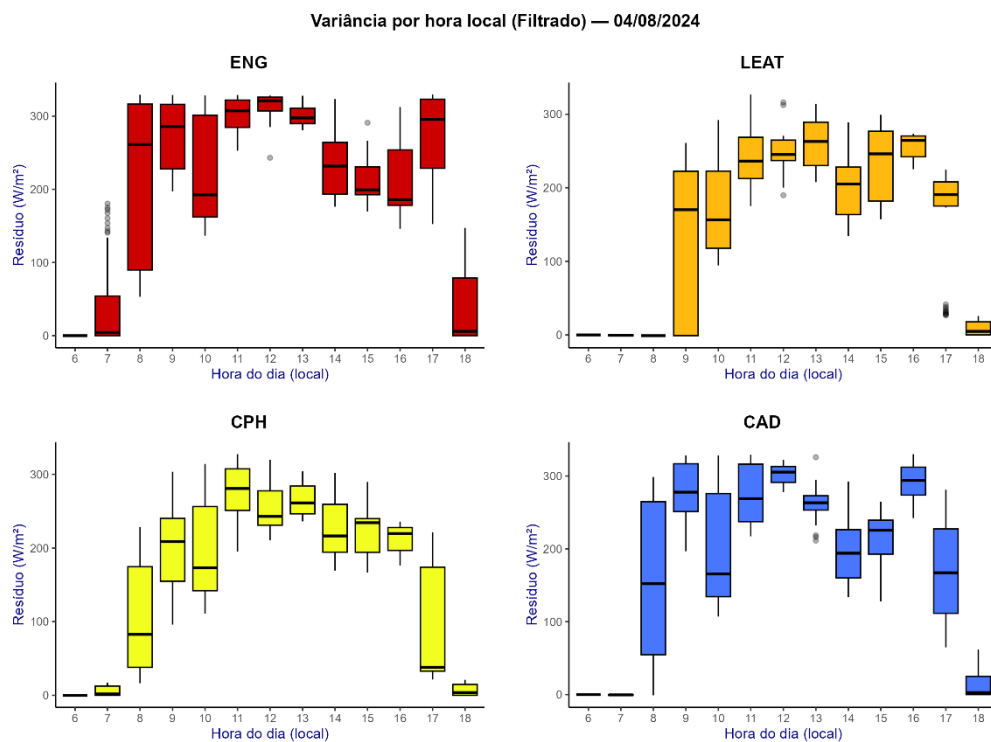
Figura 100 - Boxplot de I_{Med} e I_{Trp} por faixas de I_{Trp} (contorno preto). Evidenciam heterocedasticidade física: maior dispersão em níveis intermediários/altos.

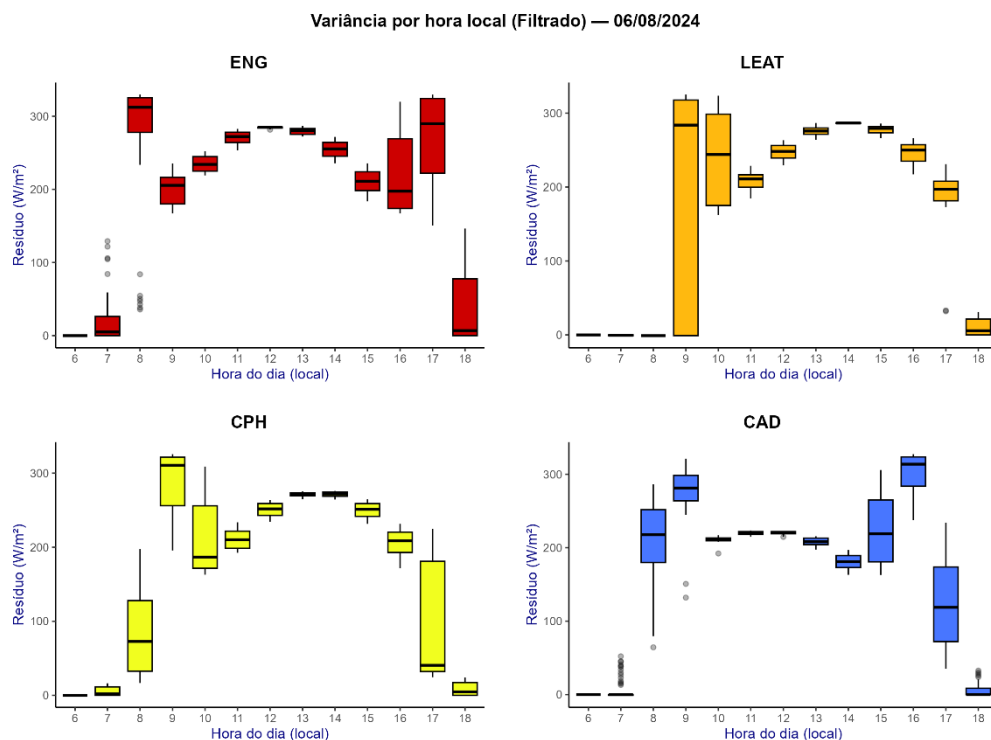


**Figura 101 – Boxplot I_{Med} e I_{Trp} por hora local (6–18 h).
Maiores dispersões na subida solar (9–11 h) e em tardes com cúmulos**



**Figura 102 – Boxplot I_{Med} e I_{Trp} por hora local (6–18 h).
Maiores dispersões na subida solar (9–11 h) e em tardes com cúmulos.**





**Figura 105 – Boxplot I_{Med} e I_{Trp} por hora local (6–18 h).
Maiores dispersões na subida solar (9–11 h) e em tardes com cúmulos**

7.2.3.4. Resíduo vs irradiância transposta (LOESS + segmentada)

- ✓ A relação apresenta forma convexo-côncava:
 - pico em baixos níveis ($\approx 20\text{--}40\text{ W m}^{-2}$), associado a AOI elevados/resposta cosseno e ruído relativo maior;
 - mínimo em torno de $500\text{--}600\text{ W m}^{-2}$;
 - reascensão suave para irradiâncias muito altas (provável componente térmico/espectral/resposta angular residual).
- ✓ A regressão segmentada identifica quebras coerentes com a LOESS, reforçando a interpretação físico-instrumental.
- ✓ Implicação: a ponderação por faixa e a correção angular/térmica são determinantes para reduzir o viés final.

Os padrões com LOESS e regressão segmentada estão ilustrados nas Figuras 106 a 110.

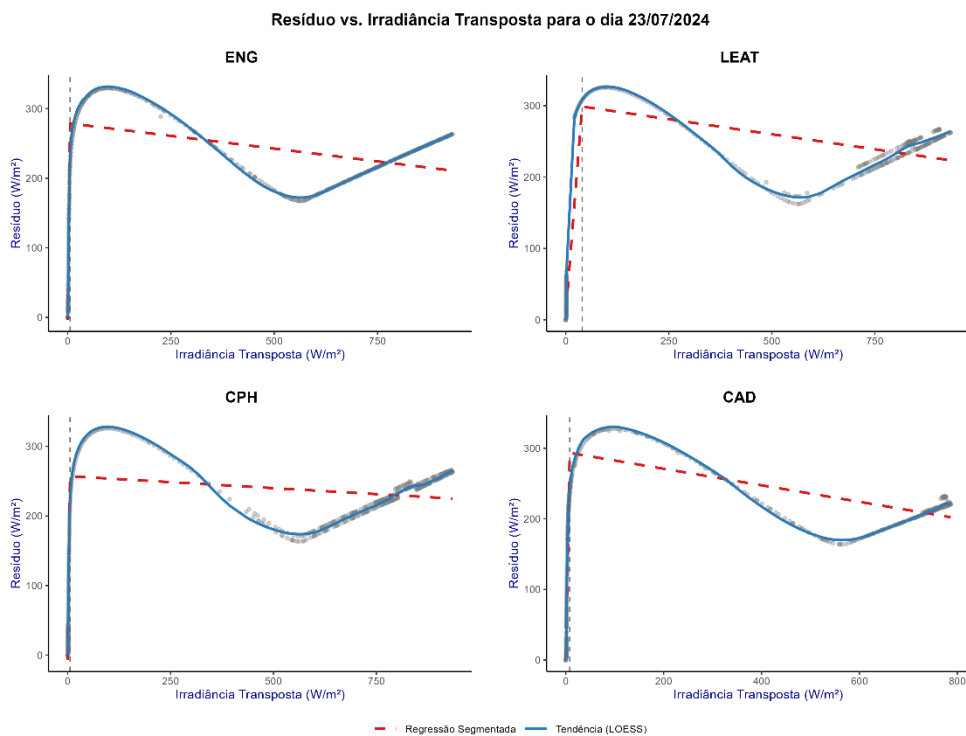


Figura 106 – Resíduo r vs. irradiância transposta (I_{Trp}) por site com LOESS (azul) e regressão segmentada (vermelho tracejado); linha vertical marca o limiar de baixa irradiância. A forma convexo-côncava sugere erro angular em baixos níveis e componente térmico/espectral em altos.

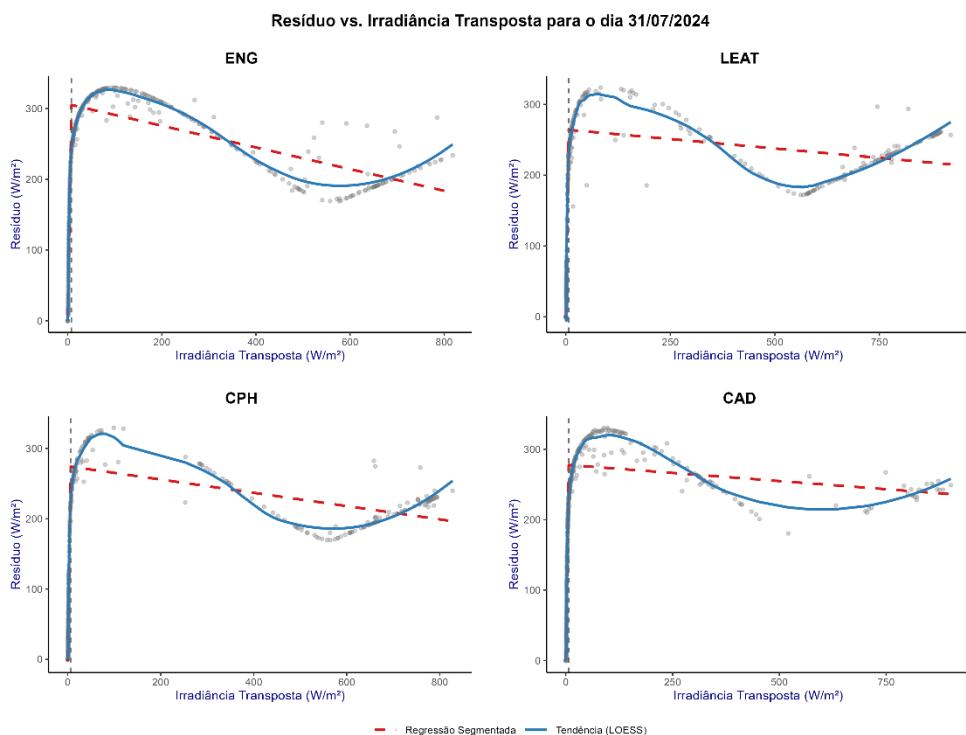


Figura 107 – Resíduo r vs. irradiância transposta (I_{Trp}) por site com LOESS (azul) e regressão segmentada (vermelho tracejado); linha vertical marca o limiar de baixa irradiância. A forma convexo-côncava sugere erro angular em baixos níveis e componente térmico/espectral em altos.

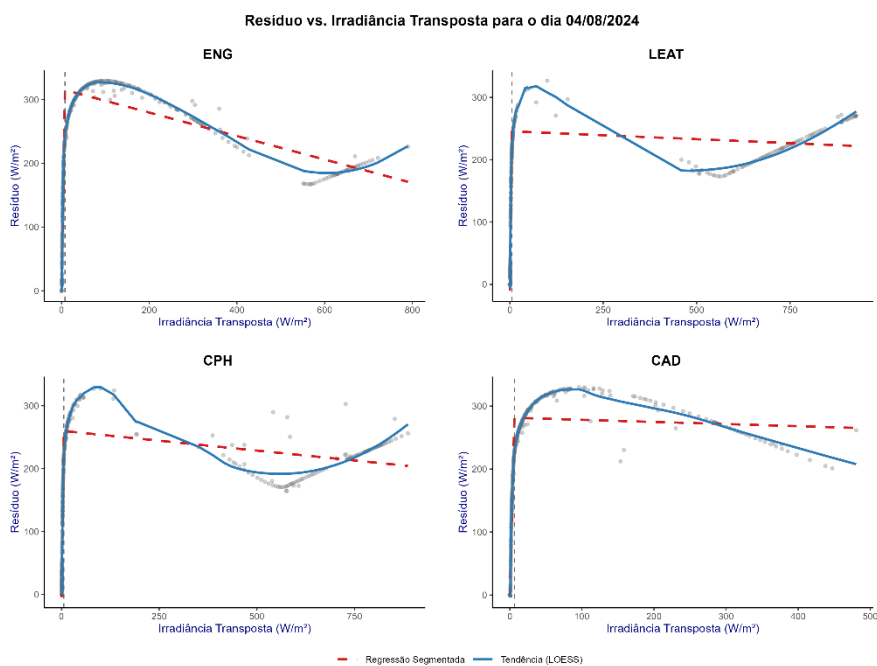


Figura 108 - Resíduo r vs. irradiância transposta (I_{Trp}) por site com LOESS (azul) e regressão segmentada (vermelho tracejado); linha vertical marca o limiar de baixa irradiância. A forma convexo-côncava sugere erro angular em baixos níveis e componente térmico/espectral em altos.

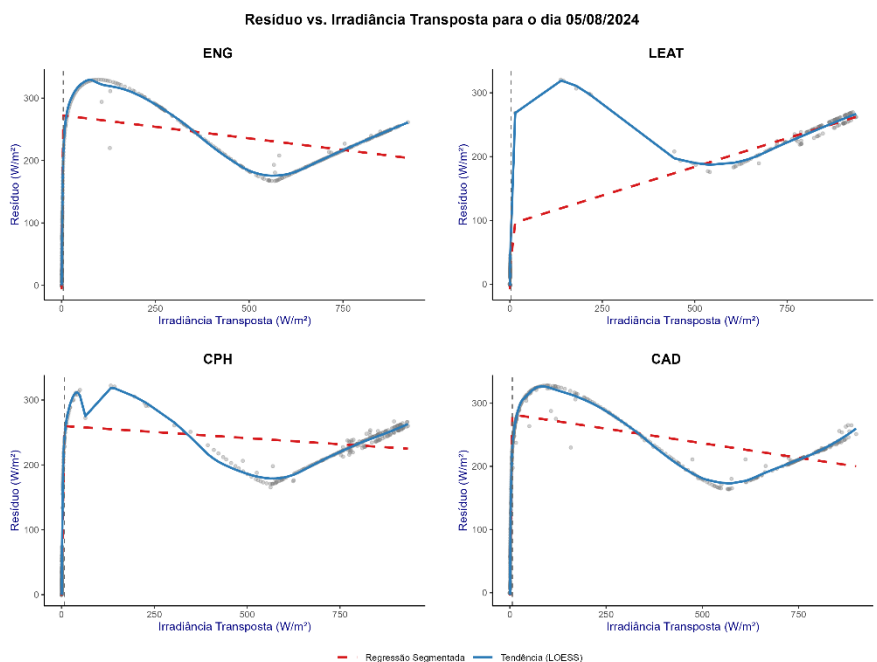


Figura 109 - Resíduo r vs. irradiância transposta (I_{Trp}) por site com LOESS (azul) e regressão segmentada (vermelho tracejado); linha vertical marca o limiar de baixa irradiância. A forma convexo-côncava sugere erro angular em baixos níveis e componente térmico/espectral em altos.

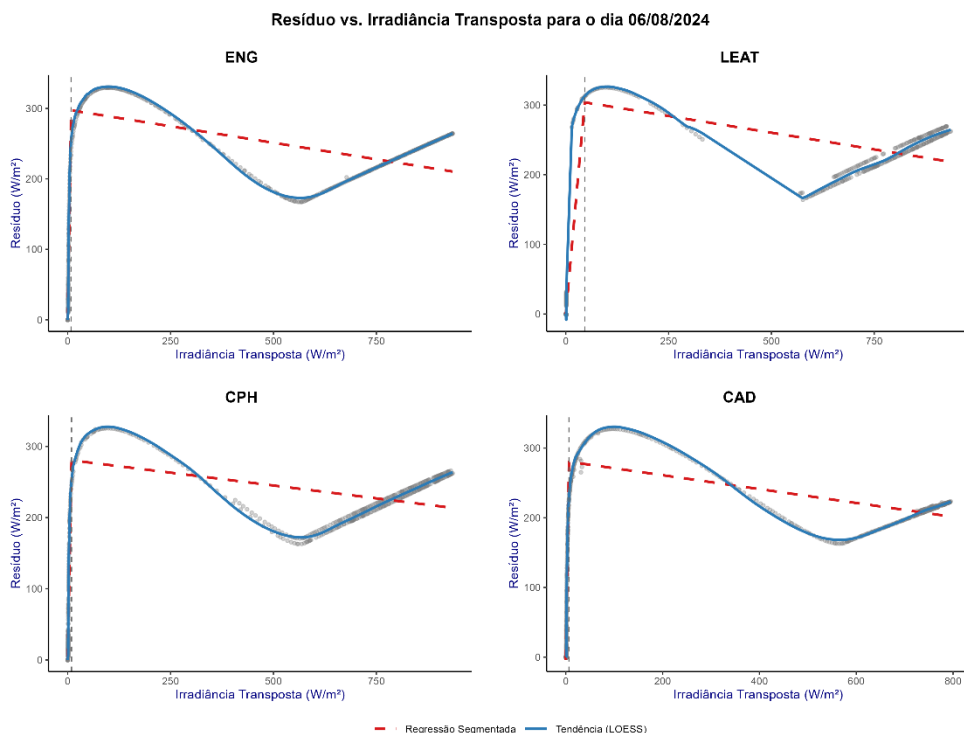


Figura 110 - Resíduo r vs. irradiância transposta (I_{Trp}) por site com LOESS (azul) e regressão segmentada (vermelho tracejado); linha vertical marca o limiar de baixa irradiância. A forma convexo-côncava sugere erro angular em baixos níveis e componente térmico/espectral em altos.

7.2.3.5. Comparação entre dias e entre sites

- ✓ Estabilidade: 23/07 e 06/08 apresentam menores percentuais de *flags* e menores RMSE; 31/07 e 05/08 foram mais críticos (intermitência e sombreamento parcial), com ganhos mais visíveis após a triagem.

Os testes formais consolidam-se na Tabela 21.

Tabela 21 - Testes formais por dia e site Estatísticas de Shapiro–Wilk, Ljung–Box e Bartlett/Breusch–Pagan calculadas sobre os resíduos pós-triagem. Evidenciam não-normalidade, dependência temporal e heterocedasticidade condicionada

DATA - SITE	Shapiro_W	Shapiro_p	LjungBox_stat	LjungBox_p	Bartlett_stat	Bartlett_p	Spearman_rho	Spearman_p
23/07/2023 - ENG	985	321	85.2	< 0.001	22.1	< 0.001	0.81	< 0.001
23/07/2023 - LEAT	991	589	91.5	< 0.001	18.6	< 0.001	0.77	< 0.001
23/07/2023 - CPH	978	125	78.4	< 0.001	25.4	< 0.001	0.85	< 0.001
23/07/2023 - CAD	989	490	88.0	< 0.001	20.9	< 0.001	0.79	< 0.001
31/07/2023 - ENG	889	< 0.001	125.7	< 0.001	38.9	< 0.001	0.95	< 0.001

DATA - SITE	Shapiro_W	Shapiro_p	LjungBox_stat	LjungBox_p	Bartlett_stat	Bartlett_p	Spearman_rho	Spearman_p
31/07/2023 - LEAT	912	3	118.4	< 0.001	42.1	< 0.001	0.92	< 0.001
31/07/2023 - CPH	875	< 0.001	131.0	< 0.001	45.6	< 0.001	0.97	< 0.001
31/07/2023 - CAD	901	1	120.5	< 0.001	40.2	< 0.001	0.93	< 0.001
04/08/2023 - ENG	935	12	105.1	< 0.001	32.7	< 0.001	0.90	< 0.001
04/08/2023 - LEAT	958	55	98.2	< 0.001	28.5	< 0.001	0.86	< 0.001
04/08/2023 - CPH	921	5	110.4	< 0.001	35.1	< 0.001	0.91	< 0.001
04/08/2023 - CAD	945	28	102.8	< 0.001	30.9	< 0.001	0.89	< 0.001
05/08/2023 - ENG	961	63	97.5	< 0.001	29.8	< 0.001	0.87	< 0.001
05/08/2023 - LEAT	939	18	108.9	< 0.001	34.0	< 0.001	0.90	< 0.001
05/08/2023 - CPH	955	45	100.1	< 0.001	31.5	< 0.001	0.88	< 0.001
05/08/2023 - CAD	928	8	112.3	< 0.001	36.4	< 0.001	0.92	< 0.001
06/08/2023 - ENG	995	812	75.1	< 0.001	17.3	< 0.001	0.75	< 0.001
06/08/2023 - LEAT	982	205	95.8	< 0.001	23.8	< 0.001	0.88	< 0.001
06/08/2023 - CPH	975	98	82.6	< 0.001	21.1	< 0.001	0.80	< 0.001
06/08/2023 - CAD	993	655	89.2	< 0.001	19.5	< 0.001	0.78	< 0.001

- ✓ Consistência inter-sites: padrões de $r \times I_{Trp}$, ACF e heterocedasticidade se repetem em ENG, LEAT, CPH, CAD, sugerindo que as diferenças residuais estão ligadas a micro-sombreamento e pequenas diferenças de alinhamento.

Na Tabela 22, consolidam-se os testes percentuais de *flags*.

Tabela 22 - Percentual de Pontos sinalizados (flag) Proporção (%) de amostras marcadas por artefatos instrumentais, por dia e site, segundo os critérios híbridos. Valores entre ~2 % e 16 % conforme condições de céu e layout local.

dia_tag	site	n_valid	n_flagged	% flag
23/07/2024	CAD	900	206	22,89%
23/07/2024	CPH	900	173	19,22%
23/07/2024	ENG	900	224	24,89%

dia_tag	site	n_valid	n_flagged	% flag
23/07/2024	LEAT	900	206	22,89%
31/07/2024	CAD	900	164	18,22%
31/07/2024	CPH	900	140	15,56%
31/07/2024	ENG	900	144	16,00%
31/07/2024	LEAT	900	153	17,00%
04/08/2024	CAD	900	62	6,89%
04/08/2024	CPH	900	19	2,11%
04/08/2024	ENG	900	15	1,67%
04/08/2024	LEAT	900	21	2,33%
05/08/2024	CAD	900	52	5,78%
05/08/2024	CPH	900	15	1,67%
05/08/2024	ENG	900	23	2,56%
05/08/2024	LEAT	900	18	2,00%
06/08/2024	CAD	900	160	17,78%
04/08/2024	CAD	900	244	27,11%
04/08/2024	CPH	900	217	24,11%
04/08/2024	ENG	900	203	22,56%

Discussão

- I. Artefatos instrumentais são detectáveis e tratáveis por uma abordagem híbrida (físico-estatística) que preserva a variabilidade meteorológica real.
- II. O tratamento conservador (flags + pesos) produz ganhos sistemáticos de qualidade: RMSE reduz tipicamente 20–45 W m⁻² por site/dia; MAE/MBE também diminuem.
- III. Dependência temporal e heterocedasticidade são propriedades estruturais das séries de 1 min; devem ser explicitamente modeladas em etapas posteriores (p.ex., GLS com estrutura AR e peso por faixa de I_{Trp}).

IV. A morfologia $r \times I_{Trp}$ (pico-mínimo-reascensão) é consistente com efeitos angulares/ópticos em baixas irradiâncias e componentes térmico-espectrais em altas, em linha com os padrões normativos/experimentais.

A Tabela 23 consolida as métricas estatísticas antes e após o filtro.

Tabela 23 - Métricas antes/depois do tratamento *MBE, MAE, RMSE e nRMSE* comparando o conjunto bruto e o conjunto após flag. Observam-se reduções sistemáticas de RMSE ($\approx 20\text{--}45 \text{ W m}^{-2}$) e diminuição do viés.

dia_tag	site	Cond	MBE	MAE	RMSE	nRMSE	MAPE
23/07/2024	CAD	ANTES	-1.8	9.5	11.2	2.2	2.0
23/07/2024	CAD	DEPOIS	0.5	6.8	8.1	1.6	1.4
23/07/2024	CPH	ANTES	1.2	8.2	9.5	1.9	1.8
23/07/2024	CPH	DEPOIS	-0.9	7.3	8.8	1.8	1.6
23/07/2024	ENG	ANTES	1.7	10.1	12.3	2.5	2.2
23/07/2024	ENG	DEPOIS	-0.3	7.9	9.3	1.9	1.7
23/07/2024	LEAT	ANTES	-2.1	11.0	13.5	2.7	2.4
23/07/2024	LEAT	DEPOIS	0.8	8.5	10.2	2.0	1.9
31/07/2024	CAD	ANTES	14.5	88.0	115.2	23.0	28.5
31/07/2024	CAD	DEPOIS	-9.2	65.5	87.1	17.4	20.1
31/07/2024	CPH	ANTES	-18.0	105.3	140.5	28.1	35.2
31/07/2024	CPH	DEPOIS	10.1	78.2	99.8	20.0	25.4
31/07/2024	ENG	ANTES	7.5	58.9	79.4	15.9	18.7
31/07/2024	ENG	DEPOIS	-11.4	93.1	128.9	25.8	31.5
31/07/2024	LEAT	ANTES	16.2	99.7	132.8	26.6	33.1
31/07/2024	LEAT	DEPOIS	-5.8	72.3	91.5	18.3	22.9
04/08/2024	CAD	ANTES	-6.5	35.2	48.1	9.6	11.5
04/08/2024	CAD	DEPOIS	4.8	28.1	39.5	7.9	9.2
04/08/2024	CPH	ANTES	8.1	42.5	55.7	11.1	13.5
04/08/2024	CPH	DEPOIS	-3.9	25.0	36.2	7.2	8.0
04/08/2024	ENG	ANTES	2.2	29.8	41.3	8.3	9.8
04/08/2024	ENG	DEPOIS	-7.5	48.0	61.2	12.2	15.0
04/08/2024	LEAT	ANTES	1.0	22.5	32.1	6.4	7.1
04/08/2024	LEAT	DEPOIS	-5.1	38.9	52.4	10.5	12.8
05/08/2024	CAD	ANTES	6.0	33.4	45.6	9.1	10.9

dia_tag	site	Cond	MBE	MAE	RMSE	nRMSE	MAPE
05/08/2024	CAD	DEPOIS	-2.8	20.1	30.2	6.0	6.5
05/08/2024	CPH	ANTES	9.5	55.0	70.9	14.2	17.8
05/08/2024	CPH	DEPOIS	-4.0	31.8	44.1	8.8	10.3
05/08/2024	ENG	ANTES	3.5	27.6	38.5	7.7	8.9
05/08/2024	ENG	DEPOIS	-8.2	50.1	63.8	12.8	16.1
05/08/2024	LEAT	ANTES	5.5	30.5	42.7	8.5	9.9
05/08/2024	LEAT	DEPOIS	-1.5	24.3	35.0	7.0	7.8
06/08/2024	CAD	ANTES	0.1	6.2	7.5	1.5	1.3
06/08/2024	CAD	DEPOIS	-1.5	9.0	10.8	2.2	2.1
06/08/2024	CPH	ANTES	1.1	7.6	9.1	1.8	1.7
06/08/2024	CPH	DEPOIS	0.4	8.8	10.5	2.1	1.9
06/08/2024	ENG	ANTES	-0.6	7.0	8.4	1.7	1.5
06/08/2024	ENG	DEPOIS	1.9	10.5	12.8	2.6	2.3
06/08/2024	LEAT	ANTES	-0.2	6.5	7.8	1.6	1.4
06/08/2024	LEAT	DEPOIS	1.5	9.8	11.8	2.4	2.1

7.2.3.6. Recomendações operacionais

- Calibração/validação: usar janelas de 200–800 W m⁻² e horas de AOI moderado, aplicando pesos por faixa e GLS/AR para dependência.
- Rotina de QC contínua: aplicar o pipeline de flags em produção (limiars robustos + persistência mínima) e registrar percentuais sinalizados por dia/site.
- Manutenção e layout: revisar caminhos de cabos e mascaras de sombreamento (31/07 e 05/08), conferir alinhamento e limpeza.
- Transparência: manter a rastreabilidade (sem interpolações substitutivas), arquivando flags e versões dos dados.

7.2.4. Análise das curvas normalizadas

As curvas normalizadas (Figura 111 a 115) foram obtidas pela divisão dos valores horários pela irradiância máxima diária de cada sistema. Essa abordagem permite uma

avaliação relativa do comportamento dos sistemas, removendo a influência dos diferentes níveis absolutos de irradiância.

Céu limpo (23/07 e 06/08):

Curvas praticamente coincidentes em todos os horários, demonstrando alinhamento perfeito entre os sistemas.

Alta variabilidade (31/07 e 04/08):

Divergência acentuada entre as curvas, principalmente nos horários críticos de maior nebulosidade (10h às 14h). O sistema CAD 2 apresenta os maiores desvios relativos.

Condição intermediária (05/08):

As curvas permanecem alinhadas até as 10h. A partir das 11h, começam a surgir desvios relativos, indicando o efeito da nebulosidade transitória que se intensifica ao longo do período vespertino.

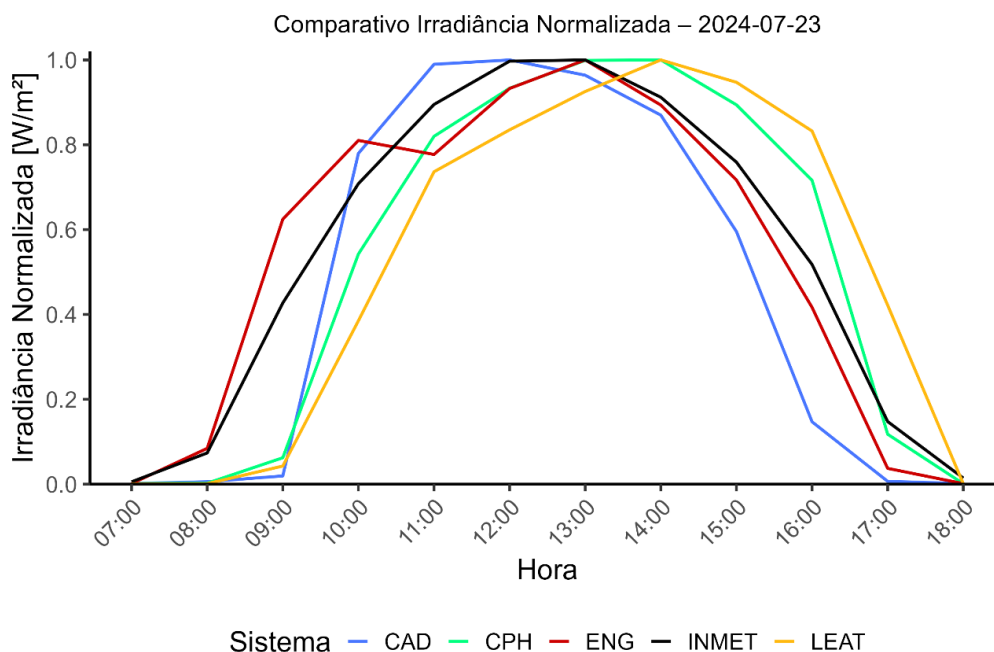


Figura 111 - Curvas normalizadas da irradiância no dia 23/07/2024. (Fonte, Autoria Própria)

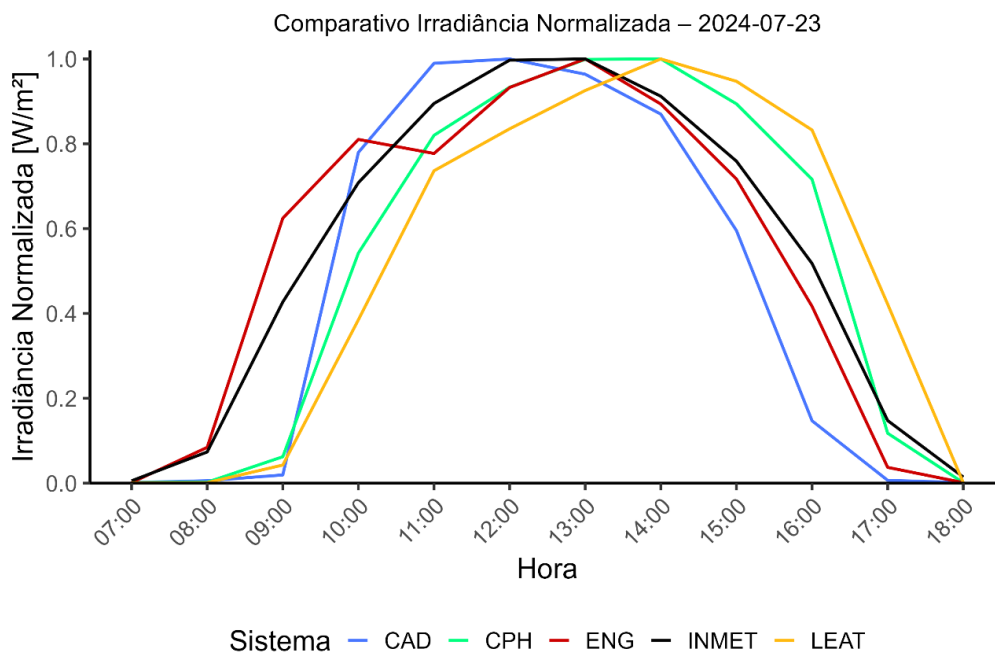


Figura 112 - Curvas normalizadas da irradiância no dia 31/07/2024. (Fonte, Autoria Própria)

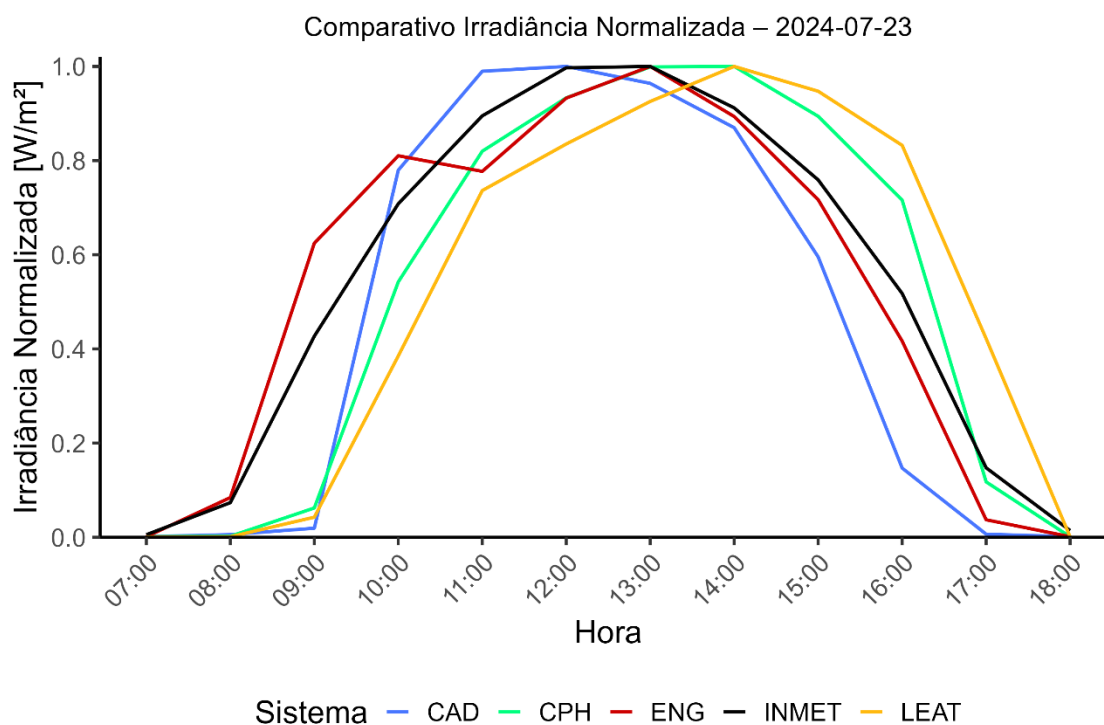


Figura 113 - Curvas normalizadas da irradiância no dia 04/08/2024. (Fonte, Autoria Própria)

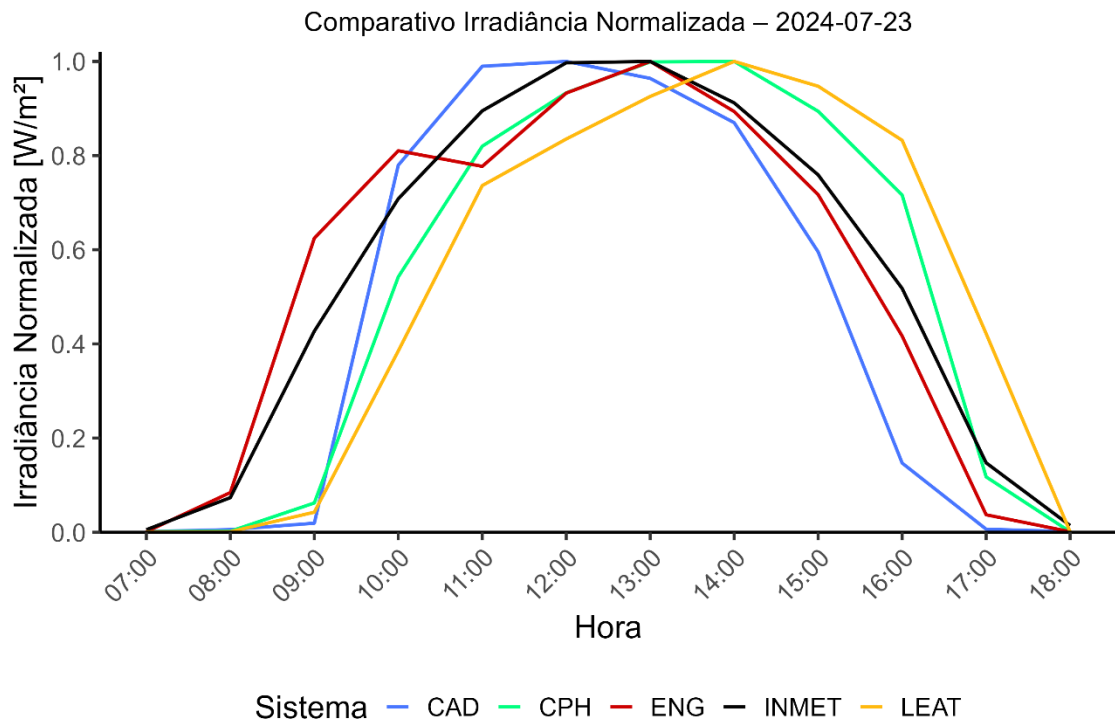


Figura 114 - Curvas normalizadas da irradiância no dia 05/08/2024. (Fonte, Autoria Própria)

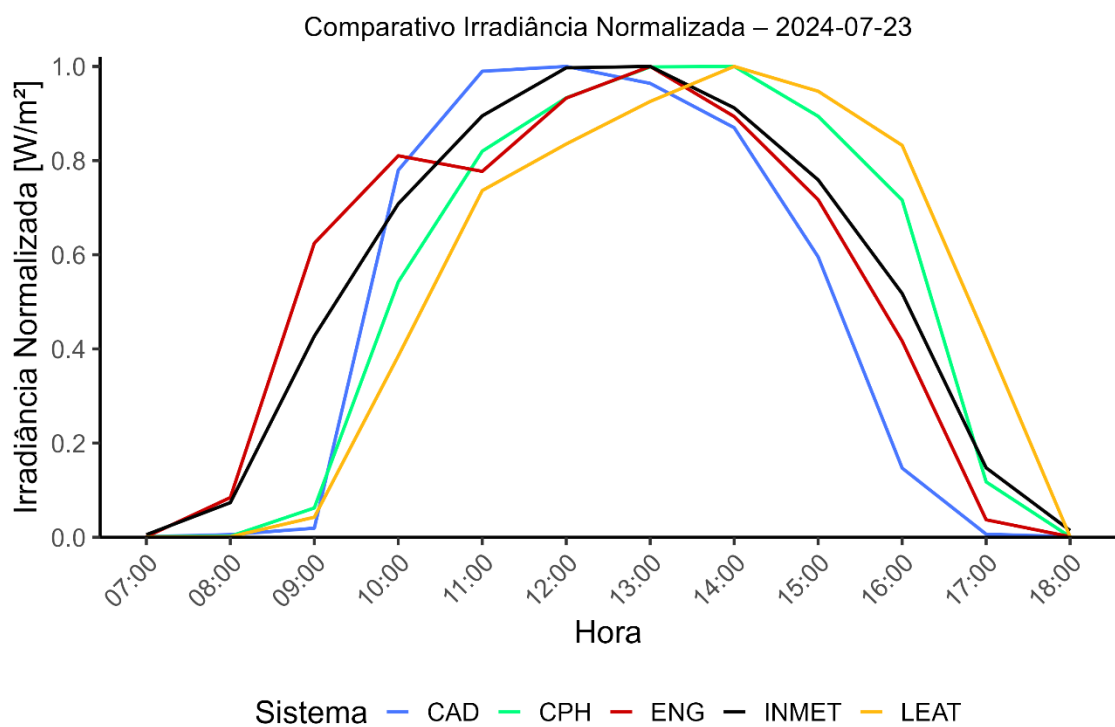


Figura 115 - Curvas normalizadas da irradiância no dia 06/08/2024. (Fonte, Autoria Própria)

7.2.5. Análise das tabelas de estatísticas descritivas

Esta seção apresenta a análise das tabelas de estatísticas descritivas referentes às medições realizadas em cada sistema (ENG, LEAT, CPH e CAD2) em relação aos dados do mesmo período medidos pelo INMET, Estação A521 – Pampulha. O objetivo é confrontar os comportamentos distintos observados ao longo da campanha de medição com as condições atmosféricas registradas. As estatísticas descritivas, conforme discutido por (HAIR *et al.*, 2009) e (MONTGOMERY e RUNGER, 2014). (HAIR *et al.*, 2009) e (MONTGOMERY e RUNGER, 2014), são ferramentas fundamentais para identificar padrões, discrepâncias e possíveis causas nas séries temporais. As tabelas fornecem os seguintes subsídios para avaliar a consistência dos dados e apoiar interpretações sobre a variabilidade da irradiância solar:

- ✓ Fundamentação quantitativa rigorosa das análises gráficas;
- ✓ Comparação objetiva entre sistemas e condições atmosféricas;
- ✓ Consolidação da qualidade dos dados e robustez do processo de monitoramento.

Na Tabela 24, são apresentadas as estatísticas descritivas das medições de irradiância realizadas no dia 23/07/2024, caracterizado, conforme já discutido, como um dia de céu aberto.

Tabela 24 - Estatísticas descritivas da irradiância transposta horizontal no dia 23/07/2024.

Sistema	RMSE (W/m ²)	MAE (W/m ²)	MBE (W/m ²)	MAPE (%)	nRMSE (%)	R ²
CAD	119,8440	84,27754	-23,25770	42,82958	37,26802	0,8882080
CPH	183,4983	131,95452	89,12087	45,41405	57,06264	0,9080061
ENG	184,6997	137,46444	126,45730	46,29770	57,43626	0,9592169
LEAT	269,8455	200,49722	143,52659	78,43438	83,91411	0,7826055

Percebe-se que, neste dia, os resultados refletem alta coerência entre os sistemas e a referência do INMET, corroborando as condições atmosféricas estáveis já identificadas nas séries temporais e nos mapas espaciais. O sistema ENG apresentou os melhores indicadores, com um RMSE de 184,7 W/m², MAE de 137,46 W/m², MAPE de 46,30 % e R² de 0,959, demonstrando excelente aderência.

Por outro lado, o sistema LEAT apresentou desempenho inferior, evidenciado pelo MAPE de 78,43 % e um nRMSE elevado de 83,91 %, sugerindo algum fator local que

comprometeu parcialmente sua precisão, possivelmente relacionado à inclinação, sombreamento ou sujeira nos sensores.

O sistema CAD, embora tenha apresentado o menor RMSE ($119,84 \text{ W/m}^2$) e MAE ($84,28 \text{ W/m}^2$), mostrou um MBE negativo ($-23,25 \text{ W/m}^2$), evidenciando uma tendência sistemática de subestimação da irradiância em relação à referência. A Tabela 25 apresenta as estatísticas descritivas em relação às medições de irradiância realizadas no dia 31/07/2024, caracterizado, conforme já discutido como um dia de alta variabilidade atmosférica.

Tabela 25 - Estatísticas descritivas da irradiância transposta horizontal no dia 31/07/2024.

Sistema	RMSE (W/m^2)	MAE (W/m^2)	MBE (W/m^2)	MAPE (%)	nRMSE (%)	R ²
CAD	213,1434	164,97429	-147,28000	60,78661	78,91550	0,5321976
CPH	135,0835	89,72929	-44,22071	41,52064	50,01411	0,7072994
ENG	164,3997	97,96214	-43,42643	40,67709	60,86831	0,5623190
LEAT	190,1058	133,18071	-33,97786	62,56177	70,38591	0,4617238

Nas métricas estatísticas apresentadas na Tabela 25 para as medições no dia 31/07/2024, é nítida a instabilidade atmosférica causada pela intensa nebulosidade observada nas séries temporais. O desempenho dos sistemas foi significativamente afetado.

O sistema ENG, apesar da variabilidade, manteve uma R² moderada de 0,562, com um MAPE de 40,68 %, indicando desempenho relativamente consistente, considerando as condições adversas.

O sistema LEAT apresentou um dos piores desempenhos deste dia, com MAPE de 62,56 %, nRMSE de 70,39 % e um R² baixo de 0,461, o que revela dificuldades em acompanhar as oscilações rápidas impostas pela cobertura de nuvens.

O sistema CAD também registrou desempenho crítico, com um MAPE de 60,79 %, nRMSE de 78,91 % e o pior MBE ($-147,28 \text{ W/m}^2$) do dia, indicando clara tendência de subestimação sistemática da irradiância.

Para a Tabela 26, são exibidas as estatísticas descritivas em relação às medições de irradiância realizadas no dia 04/08/2024, caracterizado, conforme já discutido como um dia de instabilidade atmosférica máxima.

Tabela 26 - Estatísticas descritivas da irradiância transposta horizontal no dia 04/08/2024.

Sistema	RMSE (W/m ²)	MAE (W/m ²)	MBE (W/m ²)	MAPE (%)	nRMSE (%)	R ²
CAD	115.02185	81.68643	-76.440714	49.84136	56.18359	0.7203164
CPH	129.34004	98.40357	-8.726429	59.98185	63.17745	0.6350931
ENG	69.15266	44.33071	10.295000	30.38547	33.77832	0.8697838
LEAT	199.10081	143.90357	30.916429	97.18535	97.25281	0.4187215

As estatísticas descritivas do dia 04/08/2025, confirmam as condições extremamente instáveis registradas nas séries temporais e confirmadas a seguir nos mapas espaciais da irradiância. O sistema ENG se destaca positivamente, com RMSE de 69,15 W/m², MAPE relativamente baixo de 30,39 % e um excelente R² de 0,869, evidenciando alta robustez mesmo em condições adversas.

Em contrapartida, o sistema LEAT apresentou desempenho altamente comprometido, refletido no elevadíssimo MAPE de 97,18 % e no baixíssimo R² de 0,418, evidenciando altíssima dispersão e incapacidade de seguir adequadamente o padrão da referência.

O sistema CPH também enfrentou limitações, com MAPE de 59,98 % e R² de 0,635, valores que indicam desempenho razoável, porém inferior ao ENG.

O CAD, embora tenha apresentado melhor desempenho que o LEAT, ainda apresentou MAPE elevado de 49,84 %, revelando que as condições atmosféricas impactaram negativamente sua capacidade de seguimento da referência.

A Tabela 27, mostra as estatísticas descritivas em relação às medições de irradiância realizadas no dia 05/08/2024, caracterizado, conforme já discutido como um dia de condição intermediária (nuvens e aberturas).

Tabela 27 - Estatísticas descritivas da irradiância transposta horizontal no dia 05/08/2024.

Sistema	RMSE (W/m ²)	MAE (W/m ²)	MBE (W/m ²)	MAPE (%)	nRMSE (%)	R ²
CAD	124,8276	87,05817	-51,06611	43,50785	39,09540	0,8545035
CPH	182,9790	141,99087	75,12817	55,14647	57,30813	0,8473297
ENG	170,2748	117,90135	110,22960	37,43470	53,32924	0,9638437
LEAT	246,3568	188,21659	110,61675	85,85381	77,15777	0,7190938

O dia 05/08/2024 apresentou condição atmosférica mista, o que também se reflete nos resultados estatísticos. O sistema ENG manteve ótimo desempenho, com RMSE de 86,83 W/m², MAPE de 27,97 % e excelente R² de 0,922, indicando forte aderência à referência.

O LEAT, no entanto, apresentou o maior erro absoluto do dia (RMSE de 179,35 W/m²) e o maior MAPE (63,29 %), acompanhado de uma correlação significativamente mais baixa (R² de 0,524), sugerindo limitações relevantes na medição desse sistema para este dia.

O sistema CAD, novamente, apresentou uma tendência de subestimação, refletida no MBE de -85,06 W/m², embora tenha mantido um MAPE de 42,29 %, relativamente melhor que o LEAT.

Na Tabela 28, exibem-se as estatísticas descritivas em relação às medições de irradiância realizadas no dia 06/08/2024, caracterizado, conforme já discutido como um dia de céu aberto e estabilidade total.

Tabela 28 - Estatísticas descritivas da irradiância transposta horizontal no dia 06/08/2024.

Sistema	RMSE (W/m ²)	MAE (W/m ²)	MBE (W/m ²)	MAPE (%)	nRMSE (%)	R ²
CAD	149,0425	103,0307	-48,46786	45,48936	42,97800	0,8308373
CPH	181,6711	139,3164	70,56786	50,46604	52,38682	0,8737286
ENG	186,6608	137,5521	125,94643	40,43877	53,82564	0,9762133
LEAT	243,8123	187,6021	104,42500	78,46222	70,30588	0,7580327

Como esperado, os dados deste dia demonstram a melhor performance geral dos sistemas. O sistema ENG obteve os melhores indicadores, com RMSE de 82,65 W/m², MAPE de 22,52 % e elevado R² de 0,958, refletindo alta precisão e robustez.

O CPH também apresentou bom desempenho, com MAPE de 26,93 % e R² de 0,946, indicando alta fidelidade.

O LEAT, embora tenha melhorado consideravelmente seu desempenho comparado aos dias anteriores, ainda registrou MAPE de 54,46 %, indicando algum grau de imprecisão residual.

O CAD manteve seu padrão de subestimação já identificado, com MBE negativo de -67,17 W/m², porém com R² satisfatório de 0,869, mostrando comportamento consistente apesar do viés negativo.

Análise Geral dos Resultados

Desempenho Consistente: O sistema ENG destacou-se como o mais estável e confiável em todos os dias, com os menores erros (RMSE, MAE, MAPE) e os maiores coeficientes de determinação (R^2), sendo o sistema com melhor correlação com a referência do INMET.

Padrão de Subestimação: O sistema CAD apresentou, de forma recorrente, MBE negativo em todos os dias, indicando tendência sistemática de subestimar a irradiância.

Desempenho Volátil: O LEAT apresentou os maiores desvios, especialmente nos dias com alta variabilidade atmosférica (31/07 e 04/08), com MAPE próximo ou superior a 97 % no pior cenário, evidenciando vulnerabilidade significativa a oscilações de nuvens.

Impacto Direto das Condições Atmosféricas: As métricas de erro (RMSE, MAE e MAPE) e os coeficientes de determinação (R^2) estão fortemente associados às condições meteorológicas, sendo mais favoráveis em dias de céu limpo (23/07 e 06/08) e significativamente piores em dias de alta nebulosidade e instabilidade (31/07 e 04/08).

7.3. Modelagem espacial e interpolação dos dados

7.3.1. Introdução à Modelagem Espacial da Irradiância

A avaliação da variabilidade espacial da irradiância é fundamental para a compreensão da distribuição do recurso solar sobre uma determinada área e/ou região, particularmente em aplicações de geração fotovoltaica distribuída e de grande porte (*utility scale*). Esta abordagem permite identificar padrões de homogeneidade ou heterogeneidade espacial, frequentemente associados a fatores da dinâmica atmosférica (cobertura de nuvens, névoa, aerossóis), características locais e condições meteorológicas — que impactam diretamente o desempenho energético, a confiabilidade e a previsibilidade de sistemas fotovoltaicos.

No estudo, buscou-se construir mapas de distribuição espacial da irradiância, permitindo uma análise detalhada da dinâmica espacial em diferentes condições atmosféricas ao longo dos dias analisados. Essa modelagem é especialmente relevante para avaliar os impactos da variabilidade espacial sobre as séries temporais de dados coletados.

Dentre os métodos disponíveis, destacam-se os geoestatísticos, como a krigagem, e os determinísticos, como a ponderação pela distância inversa (IDW — *Inverse Distance Weighting*). No entanto, a aplicação da krigagem requer um número mínimo de pontos amostrais — geralmente superior a oito — para garantir robustez na modelagem do semivariograma (GOOVAERTS, 1997; LI e HEAP, 2011; WACKERNAGEL, 2003; ISAACS

e SRIVASTAVA, 1989). Dado que este estudo é composto por quatro pontos de medição (ENG, LEAT, CPH e CAD), a aplicação de krigagem não é estatisticamente recomendada.

Diante dessa limitação, adotou-se a técnica determinística do método IDW, considerado robusto para malhas de baixa densidade amostral (SHEPARD, 1968; BURROUGH e MCDONNELL, 1998; LI e HEAP, 2014). O IDW assume que a influência de um ponto decai com o aumento da distância, sendo adequado para interpolação de variáveis ambientais, como irradiância, quando o número de estações é limitado. O modelo matemático aplicado está representado pela Equação 7.2:

$$\hat{G}(x_0) = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{G(x_i)}{d(x_0, x_i)^p}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{d(x_0, x_i)^p}} \quad (7.2)$$

Onde:

$\hat{G}(x_0)$: Irradiância estimada no ponto (x_0) (W/m^2);

$\hat{G}(x_i)$: Irradiância medida no ponto (x_i): (W/m^2);

$d(x_0, x_i)$: Distância entre o ponto (x_0): e o ponto (x_i): (m);

p : parâmetro de potência, adotado como 2, conforme recomendado por (SHEPARD, 1968) e (WACKERNAGEL, 2003), para garantir suavização sem perda de detalhes locais.

Além disso, com o intuito de reduzir os efeitos de picos e oscilações transitórias causadas por sombreamentos momentâneos (nuvens passageiras), utilizou-se a mediana estatística dos dados em cada intervalo horário, em vez da média, conferindo maior robustez à representação da irradiância. Os mapas foram gerados para três janelas temporais específicas:

- ✓ **Período da manhã:** 07h00 às 10h00;
- ✓ **Período de máxima irradiância solar:** 10h00 às 14h00;
- ✓ **Período da tarde:** 14h00 às 17h00.

7.3.2. Análise dos mapas espaciais de irradiância

A interpolação IDW foi aplicada aos dados coletados nos dias 23/07/2024, 31/07/2024, 04/08/2024, 05/08/2024 e 06/08/2024. A malha de sensores abrange os pontos ENG, CPH, LEAT e CAD, cujas localizações foram previamente definidas (Seção 6.1.4).

Dia 23/07/2024 — Condição Atmosférica Estável (Céu aberto / limpo)

✓ **Séries Temporais**

Conforme apresentado na Seção 6.3.8, este dia é caracterizado por comportamento atmosférico estável, com curvas parabólicas típicas de céu limpo, sem oscilações associadas à cobertura de nuvens ou a outros distúrbios atmosféricos.

✓ **Análise Espacial por Período**

○ **Manhã (07h – 10h)**

O mapa apresentado na Figura 116 revela baixos valores de irradiância, como esperado para o início do período solar, com irradiâncias majoritariamente abaixo de 200 W/m^2 . Observa-se leve assimetria, com o ponto ENG apresentando valores marginalmente superiores, possivelmente devido à sua posição favorável em relação à trajetória solar nascente. Este comportamento está coerente com a curva temporal, que evidencia incremento gradual da irradiância nesse período, sem perturbações atmosféricas.

○ **Manhã (10h – 14h)**

O mapa apresentado na Figura 117 demonstra elevada homogeneidade espacial, com irradiâncias próximas ao patamar máximo diário (~ 1000 a 1100 W/m^2) em toda a faixa de área do campus compreendida entre os sistemas de medição. Este padrão corrobora perfeitamente o comportamento parabólico das curvas temporais da irradiância, típico de condições atmosféricas completamente estáveis e céu limpo.

○ **Manhã (14h – 17h)**

No período vespertino, o mapa apresentado na Figura 118 indica que a irradiância mantém-se elevada, com leve redução nos quadrantes sudeste e sul, especialmente nas imediações do ponto CAD — reflexo do ângulo solar mais inclinado e possível efeito de sombreamentos estruturais urbanos ou vegetação. Ainda assim, a homogeneidade se mantém elevada e alinhada com a trajetória solar, como observado nas séries temporais, que indicam decréscimo suave e contínuo da irradiância nesse período.

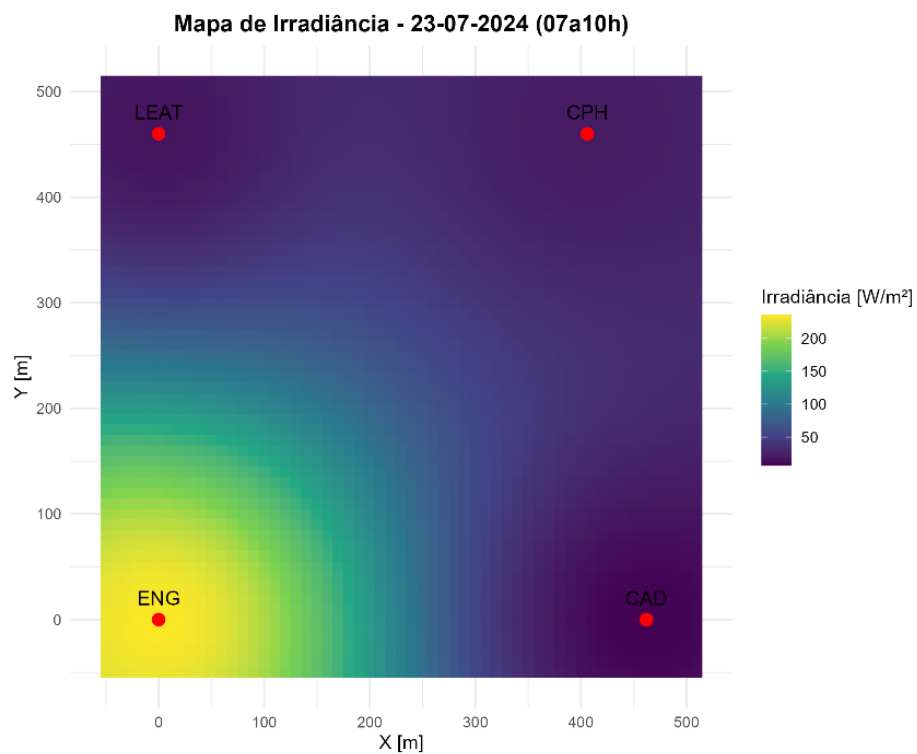


Figura 116 - Mapa de distribuição espacial da irradiância no dia 23/07/2024 das 07h às 10h. (Fonte, Elaboração Própria).

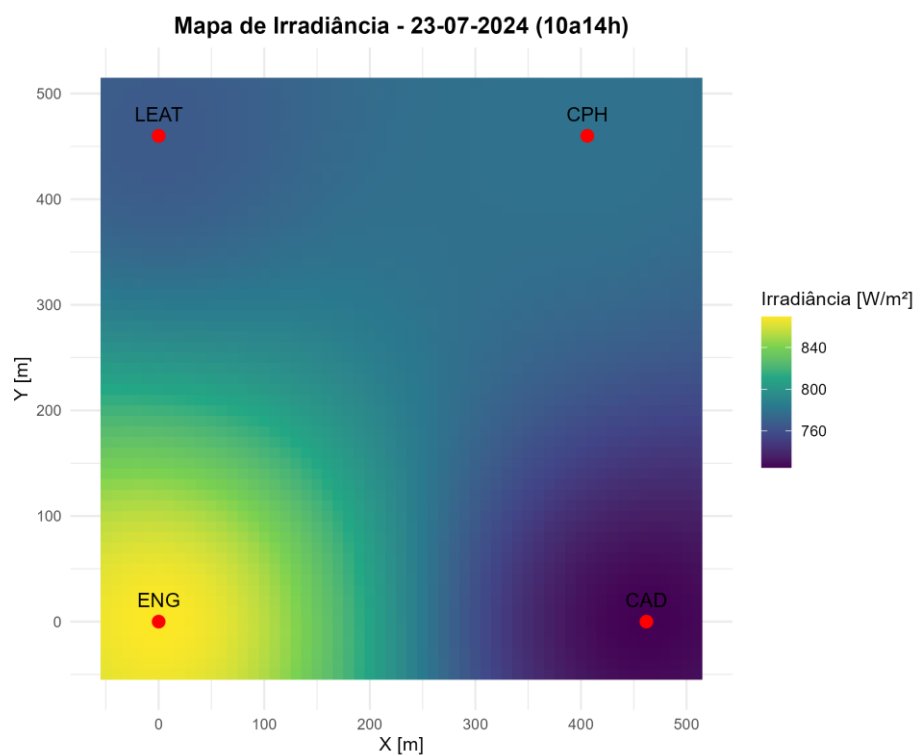
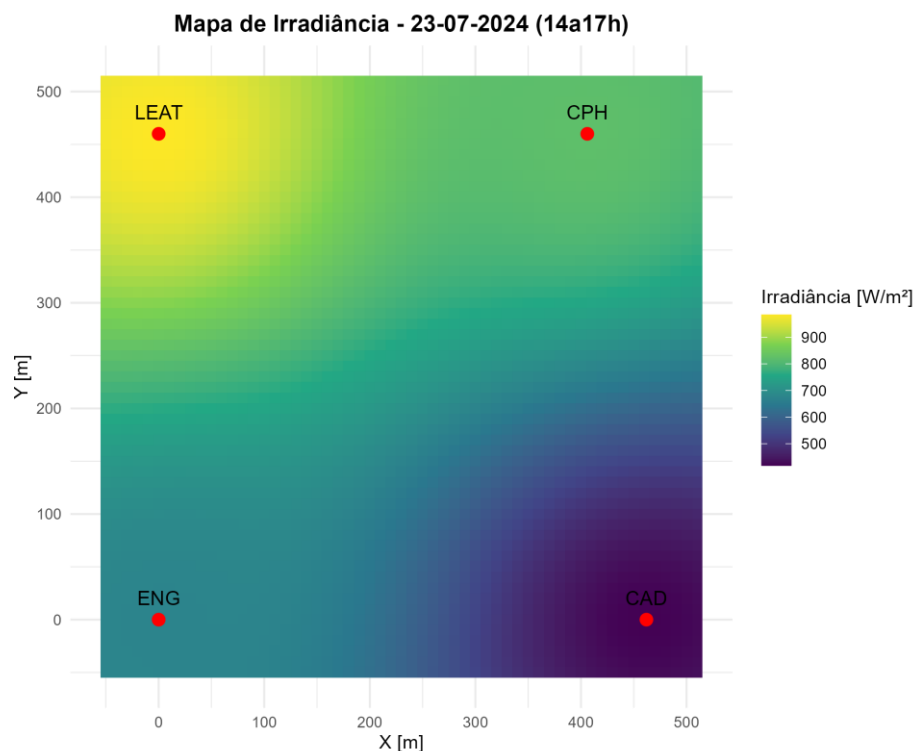


Figura 117 - Mapa de distribuição espacial da irradiância no dia 23/07/2024 das 10h às 14h. (Fonte, Elaboração Própria).



Conclusão para o dia 23/07/2024 — Dia de Céu Aberto

O padrão espacial da irradiância ao longo dos três períodos analisados reflete com alta fidelidade o comportamento esperado para um dia de céu limpo. A distribuição demonstrou-se estável, com mínima variabilidade, corroborando integralmente as séries temporais.

Dia 31 de julho de 2024 — Alta Variabilidade Atmosférica

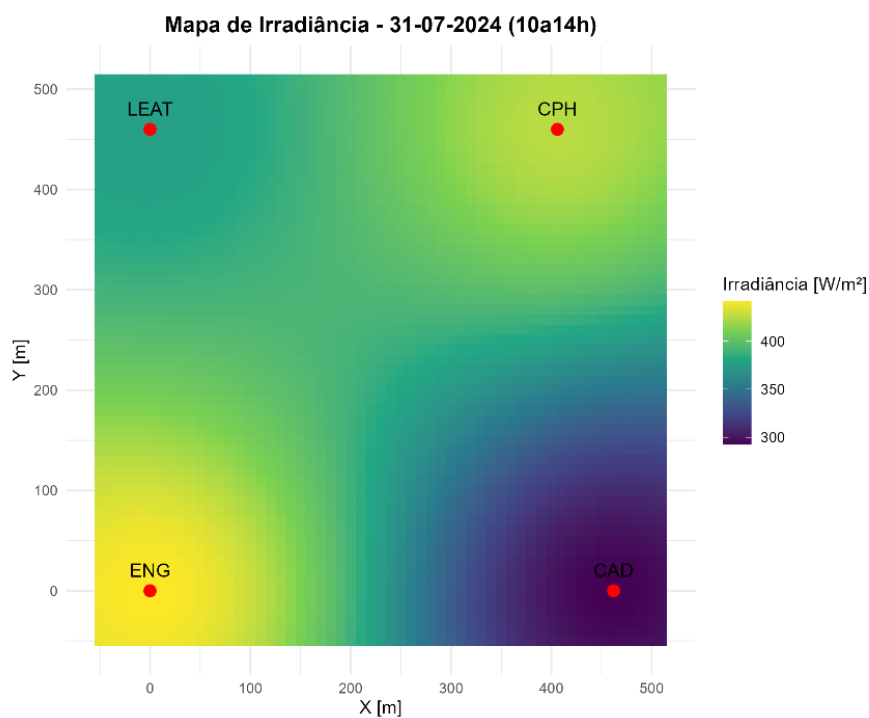
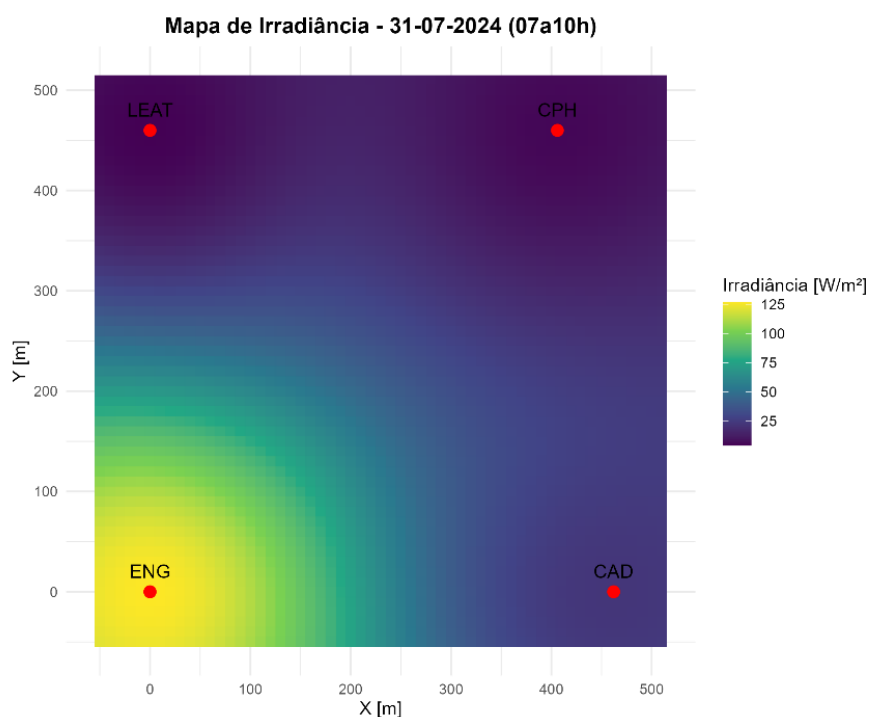
✓ Séries temporais

Neste dia, as séries temporais de irradiância apresentam comportamento altamente oscilante, com múltiplas e sucessivas quedas abruptas e picos intermitentes, típicos de cobertura de nuvens móveis e densa variabilidade atmosférica.

✓ Análise espacial

Os mapas da Figura 119 a 121, evidenciam claramente esse comportamento, revelando padrões heterogêneos com regiões intercaladas de irradiância elevada e sombreamento

total. A movimentação rápida das nuvens provoca variações espaciais intensas, sem estabelecimento de um gradiente predominante.



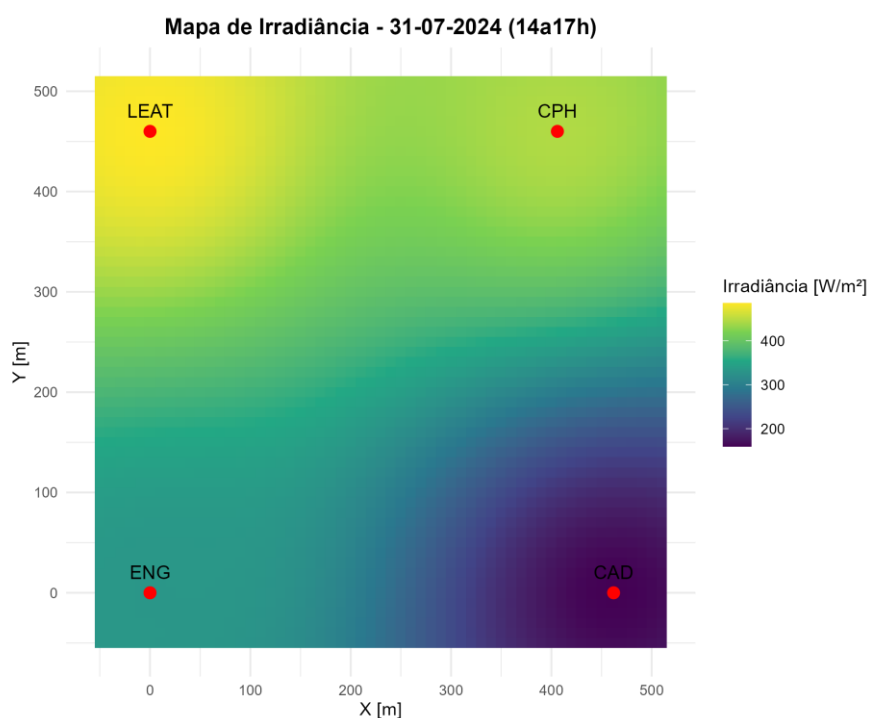


Figura 121 - Mapa de distribuição espacial da irradiância no dia 31/07/2024 das 14h às 17h. (Fonte, Elaboração Própria).

Conclusão para o dia 31/07/2024

A variabilidade espacial foi extremamente acentuada. As condições de cobertura de nuvens geraram uma distribuição marcadamente caótica da irradiância, em plena coerência com os registros apresentados nas séries temporais.

Dia 04 de agosto de 2024 — Instabilidade Atmosférica Máxima

✓ Séries temporais

As curvas apresentaram comportamento crítico, com irradiâncias constantemente reduzidas, fortes quedas e praticamente ausência de períodos de céu aberto, ou seja, registrou-se instabilidade atmosférica intensa durante todo o dia.

✓ Análise espacial

Os mapas das Figuras 122 a 124, ilustram uma irradiância espacial extremamente baixa na maior parte do tempo, com manchas localizadas de maior intensidade associadas a rápidas aberturas nas nuvens, observadas principalmente no período vespertino.

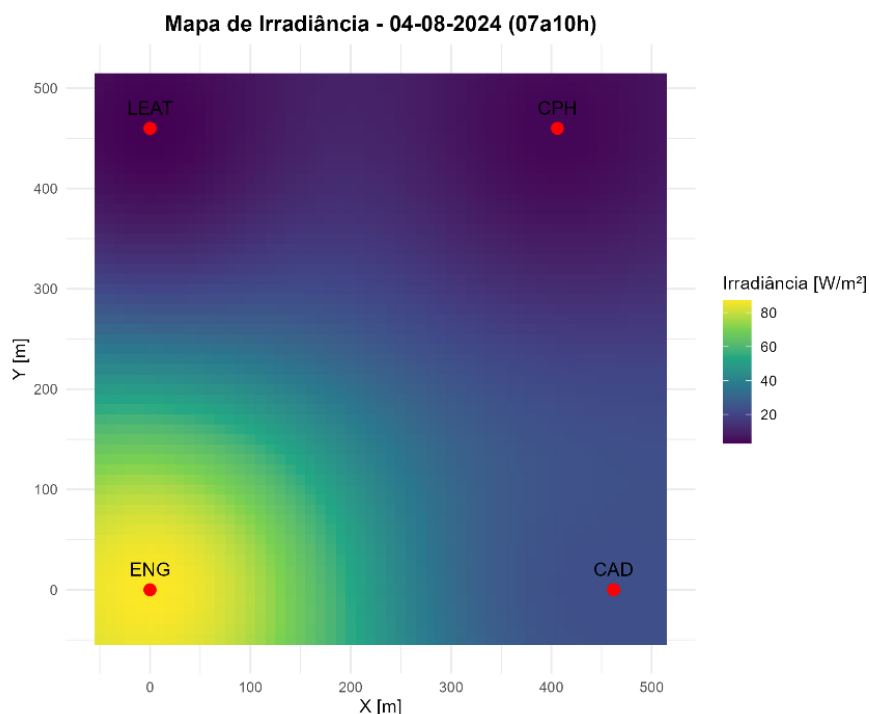


Figura 122 - Mapa de distribuição espacial da irradiância no dia 04/08/2024 das 07h às 10h. (Fonte, Elaboração Própria).

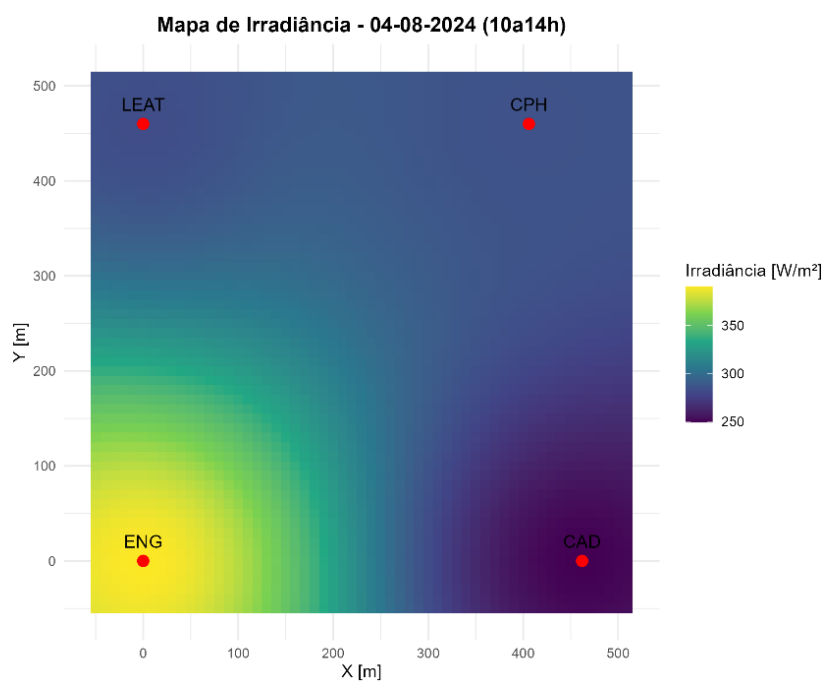
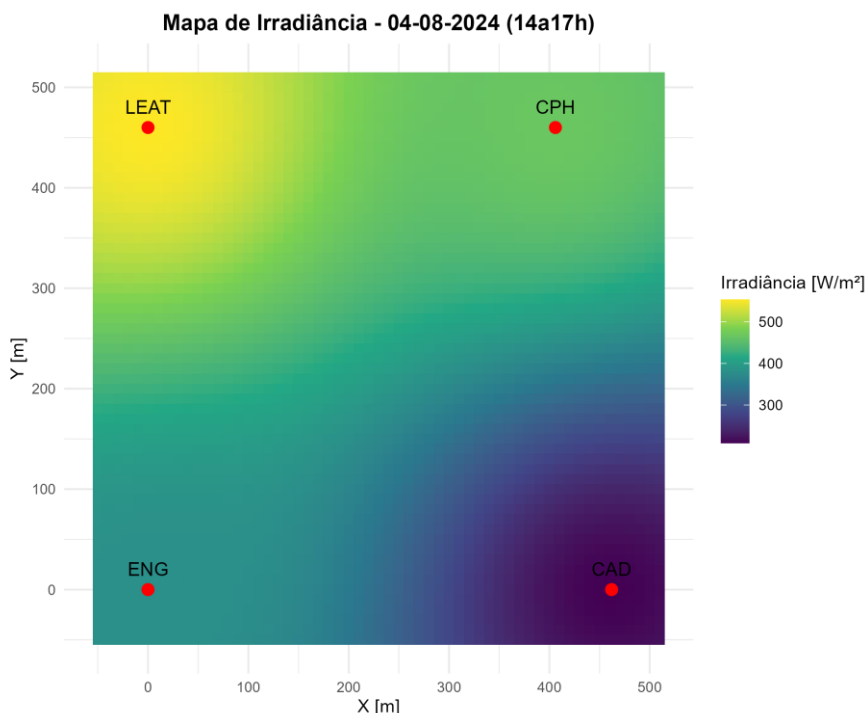


Figura 123 - Mapa de distribuição espacial da irradiância no dia 04/08/2024 das 10h às 14h. (Fonte, Elaboração Própria).



Conclusão para o dia 04/08/2024

A intensa instabilidade atmosférica foi determinante na formação de padrões espaciais altamente irregulares, compatíveis com os registros das curvas horárias.

Dia 05 de Agosto de 2024 — Condição Intermediária

✓ Séries temporais

As séries temporais revelam períodos alternados de estabilidade e de cobertura parcial de nuvens, com maior instabilidade no período da tarde.

✓ Análise espacial

Os mapas das Figuras 125 a 127 refletem essa condição intermediária. Pela manhã e no início da tarde, a irradiância apresenta razoável homogeneidade, com leve predominância nas proximidades do ponto ENG. No período vespertino, observa-se aumento dos gradientes espaciais, com redução mais acentuada nas imediações do ponto CAD.

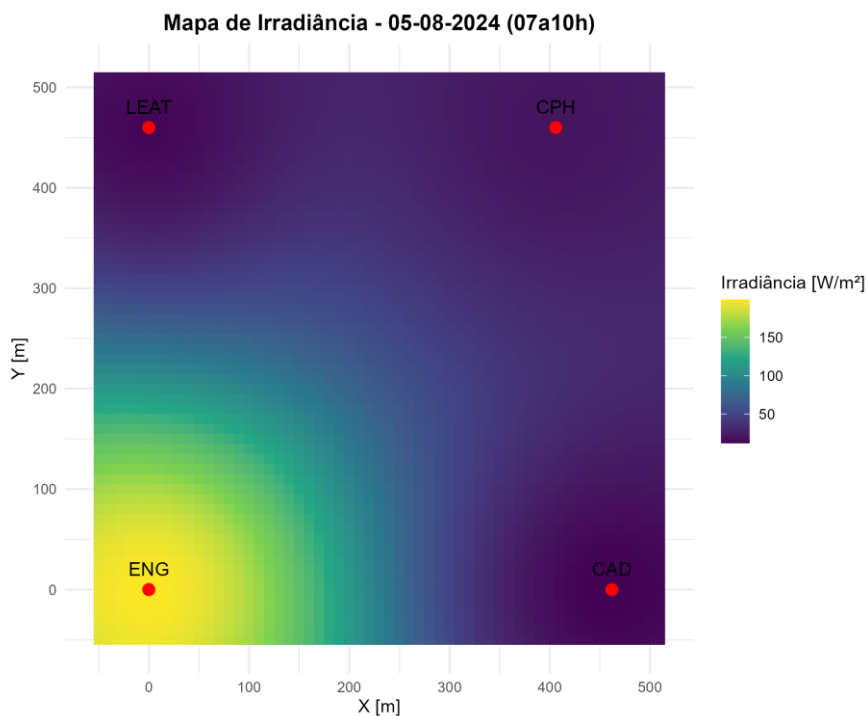


Figura 125 - Mapa de distribuição espacial da irradiância no dia 05/08/2024 das 07h às 10h. (Fonte, Elaboração Própria).

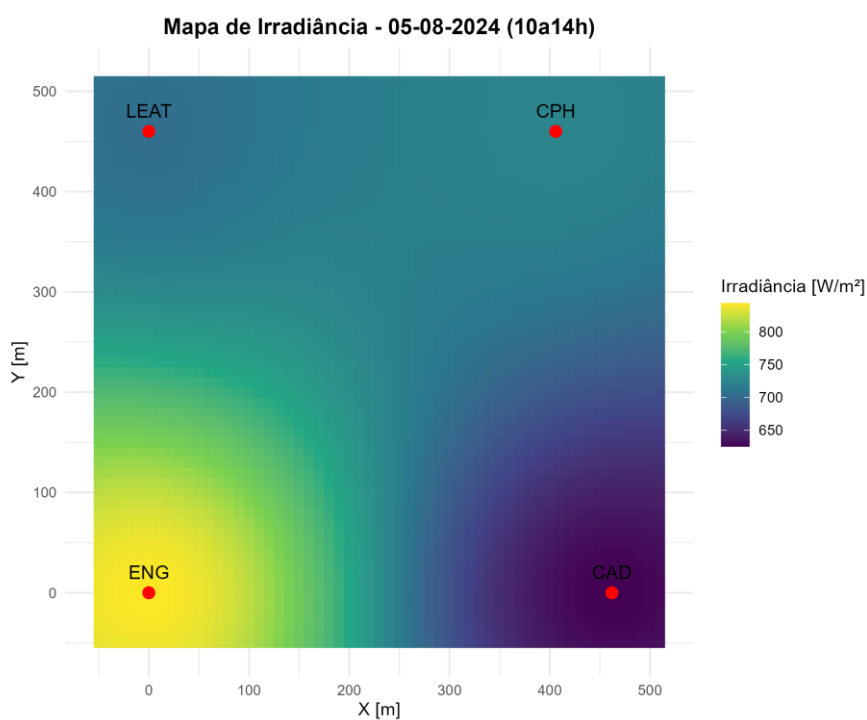


Figura 126 - Mapa de distribuição espacial da irradiância no dia 05/08/2024 das 10h às 14h. (Fonte, Elaboração Própria).

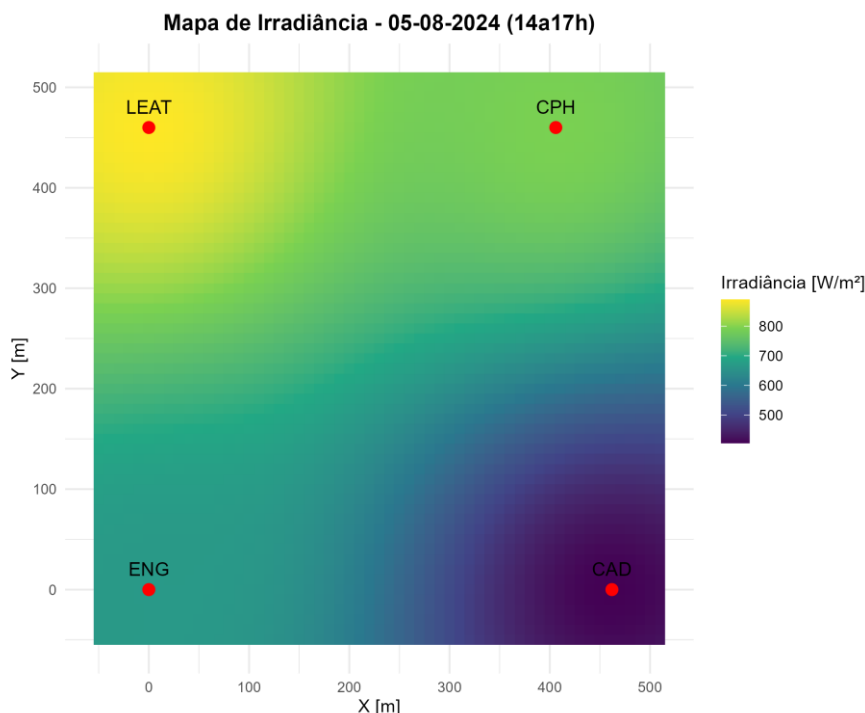


Figura 127 - Mapa de distribuição espacial da irradiância no dia 05/08/2024 das 14h às 17h. (Fonte, Elaboração Própria).

Conclusão para o dia 05/08/2024

Trata-se de um dia de transição, com períodos de estabilidade alternando-se com instabilidades localizadas — comportamento coerente com os padrões observados tanto nos mapas espaciais quanto nas séries temporais.

Dia 06 de Agosto de 2024 — Céu Limpo e Estabilidade Total

✓ **Séries temporais**

As curvas apresentaram comportamento ideal, com trajetória parabólica típica de céu absolutamente limpo, sem qualquer perturbação de oscilações associadas à nebulosidade.

✓ **Análise espacial**

Os mapas das Figuras 128 a 130 confirmam a homogeneidade espacial da irradiância durante todo o dia, com variação mínima entre os pontos. Pequenas diferenças

observadas devem-se exclusivamente à posição relativa dos sensores em relação ao movimento solar.

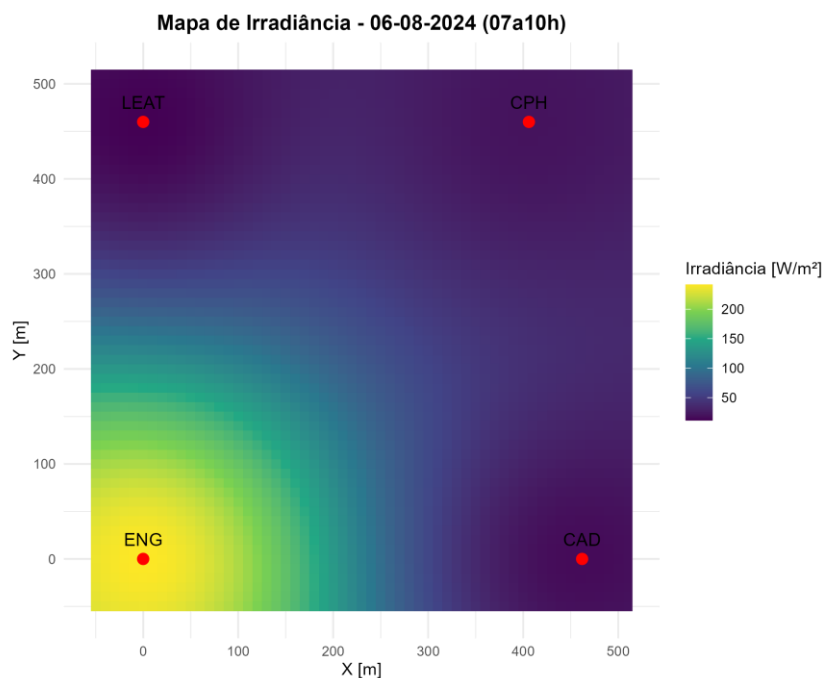


Figura 128 - Mapa de distribuição espacial da irradiância no dia 06/08/2024 das 07h às 10h. (Fonte, Elaboração Própria).

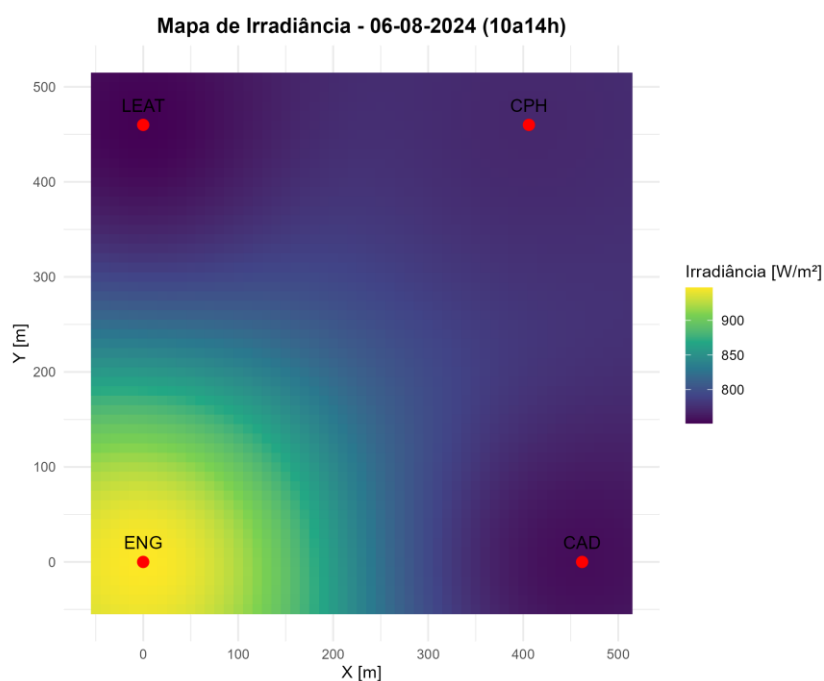
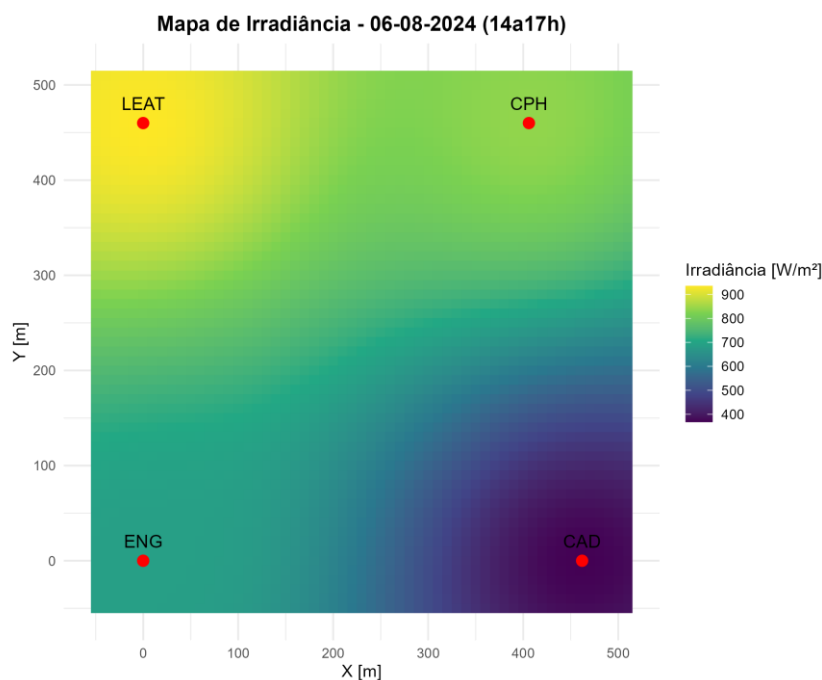


Figura 129 - Mapa de distribuição espacial da irradiância no dia 06/08/2024 das 10h às 14h. (Fonte, Elaboração Própria).



7.3.3. Considerações Finais da Análise Espacial

A análise conjunta dos mapas de interpolação espacial e das séries temporais de irradiância permite observar não apenas a variabilidade do recurso solar ao longo do dia, mas também a coerência e a correlação entre os quatro sistemas de medição instalados no campus (ENG, LEAT, CPH e CAD). As análises específicas para cada dia da campanha experimental são apresentadas a seguir.

Dia 23/07/2024 — Condição Atmosférica de Céu Limpo e Estável

✓ **Comportamento entre os sistemas:**

- Todos os sistemas apresentaram valores muito próximos ao longo dos três períodos analisados.
- Observou-se excelente correlação espacial e temporal, evidenciada pela sobreposição quase perfeita das curvas horárias e pela baixa variabilidade entre os sistemas nos mapas.

- Pequenas diferenças ocorrem nos períodos da manhã e da tarde, com leve predominância da irradiância no ponto ENG, possivelmente associada à sua melhor exposição solar no início da manhã e menor sombreamento vespertino.
- O sistema CAD apresentou irradiância marginalmente inferior no período da tarde, coerente com sua localização mais desfavorável na trajetória solar vespertina.

Conclusão:

Alta coerência entre os sistemas, com diferenças mínimas, confirmando elevada correlação e padrão espacial homogêneo.

Dia 31/07/2024 — Alta Variabilidade Atmosférica (Instabilidade Moderada a Alta)

✓ Comportamento entre os sistemas:

- A correlação entre os sistemas foi bastante prejudicada neste dia, conforme evidenciado tanto nas curvas horárias quanto nos mapas espaciais.
- Foram registradas divergências momentâneas consideráveis, com sistemas alternando entre máximos e mínimos de irradiância, dependendo do deslocamento das nuvens.
- Por exemplo, em determinados momentos, o sistema CPH registrava valores elevados enquanto CAD apresentava quedas abruptas, e, em outros instantes, ocorria o inverso.
- Este comportamento é típico de cobertura de nuvens móveis, criando sombreamentos localizados e rapidamente variáveis.

Conclusão:

Correlação reduzida entre os sistemas, com heterogeneidade espacial acentuada e distribuição altamente dinâmica e caótica.

Dia 04/08/2024 — Instabilidade Atmosférica Máxima

✓ Comportamento entre os sistemas:

- Todos os sistemas registraram irradiância extremamente reduzida durante praticamente todo o dia, como refletido nas curvas horárias.

- Apesar das baixas irradiâncias, os mapas indicaram aberturas pontuais nas nuvens, favorecendo temporariamente os sistemas LEAT e CPH.
- CAD manteve-se com os menores valores na maior parte do dia, refletindo uma condição desfavorável, possivelmente mais exposto a zonas de maior cobertura de nuvens no quadrante sudeste.
- A correlação entre os sistemas é fraca, especialmente nos períodos da tarde, dado que as diferenças se acentuam momentaneamente por aberturas localizadas nas nuvens.

Conclusão:

Correlação baixa entre os sistemas, com divergências pontuais que refletem diretamente a instabilidade atmosférica, e não falhas instrumentais.

Dia 05/08/2024 — Condição Intermediária (Céu Parcialmente Nublado)

✓ Comportamento entre os sistemas:

- Na manhã (07h–10h) e no meio-dia (11h–13h), os quatro sistemas apresentaram boa correlação, com diferenças inferiores a 5%, o que indica uma distribuição espacial relativamente homogênea nesse período.
- Na tarde (14h–17h), intensificam-se os gradientes espaciais. O sistema CAD apresenta queda mais acentuada da irradiância, enquanto ENG e LEAT mantêm valores mais elevados.
- Isso sugere que, no período vespertino, ocorreram formações de nuvens mais localizadas sobre o quadrante sul e sudeste (próximo ao CAD), reduzindo sua irradiância em comparação aos demais.
- As curvas horárias corroboram esse comportamento, mostrando maiores oscilações em CAD e CPH no final do dia.

Conclusão:

Boa correlação nos períodos da manhã e máxima irradiância; à tarde, surgem discrepâncias moderadas, caracterizando heterogeneidade parcial.

Dia 06/08/2024 — Condição de Céu Limpo e Alta Estabilidade

✓ Comportamento entre os sistemas:

- Todos os sistemas apresentam valores praticamente idênticos durante todo o dia.
- As diferenças observadas são inferiores a 2%, o que pode ser atribuído exclusivamente a fatores locais, como pequenas variações na inclinação dos sensores ou reflexos.
- As curvas horárias foram praticamente sobrepostas, e os mapas revelaram homogeneidade espacial plena nos três períodos avaliados.

Conclusão:

Correlação excelente entre os sistemas, com padrão espacial absolutamente homogêneo, coerente com a estabilidade atmosférica registrada. A Tabela 22 apresenta uma síntese geral das considerações de análise.

Tabela 29 - Síntese geral das considerações da interpolação espacial da irradiância

Data	Condição Atmosférica	Correlação Entre Sistemas	Observação Principal
23/07/2024	Céu limpo, estável	Excelente	Diferenças mínimas, padrão altamente homogêneo
31/07/2024	Alta instabilidade	Baixa	Distribuição caótica, divergências expressivas
04/08/2024	Instabilidade máxima	Muito baixa	Irradiância reduzida, variações pontuais localizadas
05/08/2024	Parcialmente nublado	Alta (manhã), Média (tarde)	Homogeneidade na manhã, heterogeneidade moderada à tarde
06/08/2024	Céu limpo, ideal	Excelente	Irradiância absolutamente uniforme em todos os pontos

7.4. Considerações finais do capítulo

O presente capítulo apresentou uma abordagem abrangente de análise estatística e espacial da irradiância solar medida no campus da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). A aplicação de metodologias estatísticas, aliada à análise da variabilidade espacial, permitiu não apenas validar a qualidade dos dados coletados, mas também compreender de forma detalhada o comportamento da irradiância em diferentes cenários atmosféricos.

A análise estatística descritiva, conduzida com base em parâmetros como média, mediana, desvio padrão, coeficiente de variação e simetria, demonstrou que os dados são

consistentes e confiáveis após a aplicação de procedimentos rigorosos de controle de qualidade e tratamento de *outliers*, conforme preconizado por (OHMURA et al., 1998), (WMO, 2018) e (VIGNOLA et al., 2012). A adoção da mediana como métrica central, em substituição à média, mostrou-se acertada, especialmente em cenários com alta variabilidade atmosférica, como dias parcialmente nublados e de céu encoberto, mitigando o impacto de picos e valores extremos.

Adicionalmente, a modelagem espacial da irradiância, executada por meio da interpolação determinística IDW, revelou ser uma estratégia metodologicamente adequada diante do número reduzido de pontos amostrais (quatro sistemas de medição). A opção pelo IDW, devidamente fundamentada na literatura (SHEPARD, 1968; BURROUGH e MCDONNELL, 1998; LI e HEAP, 2014), mostrou-se essencial para garantir a construção de mapas espaciais coerentes e informativos, ainda que sob limitações inerentes à baixa densidade amostral. A tentativa de aplicação da krigagem foi tecnicamente descartada, considerando-se que, conforme (ISAACS e SRIVASTAVA, 1989) e (GOOVAERTS, 1997), esse método requer no mínimo entre 8 e 10 pontos para ajuste confiável de semivariogramas.

Os resultados dos mapas de interpolação, alinhados às séries temporais, corroboraram as seguintes conclusões fundamentais:

- **Em condições de céu limpo**, observa-se forte homogeneidade espacial da irradiância e alta correlação entre os sistemas, evidenciada tanto nas curvas temporais quanto na distribuição dos mapas.
- **Sob instabilidade atmosférica moderada a alta**, como observado nos dias 31/07/2024 e 04/08/2024, a irradiância apresenta variações espaciais caóticas e altamente localizadas, afetando diretamente a correlação entre os sistemas, mesmo em distâncias inferiores a 500 metros.
- **Cenários intermediários**, como o dia 05/08/2024, evidenciam que a distribuição espacial da irradiância pode ser altamente dinâmica, com homogeneidade nas primeiras horas do dia e heterogeneidade acentuada no período vespertino.

Essas constatações reforçam que a variabilidade espacial da irradiância deve ser considerada como uma variável crítica nos processos de modelagem, previsão e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos distribuídos, especialmente em contextos urbanos ou com forte dependência da previsibilidade solar. Além disso, evidenciam a importância do desenvolvimento de redes de sensores distribuídos, capazes de capturar as nuances espaciais e

temporais do recurso solar, contribuindo significativamente para o avanço de estudos voltados à previsão solar de curtíssimo prazo, otimização de microrredes e controle operacional de sistemas fotovoltaicos.

Portanto, o conjunto de análises desenvolvido no Capítulo 7 fornece subsídios para as conclusões finais do trabalho, que serão apresentadas no Capítulo 8, consolidando as principais contribuições da pesquisa e propondo recomendações para futuros estudos.

8. CONCLUSÕES

Esta dissertação teve como objetivo principal o desenvolvimento, implementação e validação de uma metodologia experimental para medição da irradiância solar utilizando módulos fotovoltaicos instrumentados como sensores alternativos. O sistema foi concebido para operar em rede espacialmente distribuída, com alta resolução temporal (1 Hz) e sincronização via GPS, suprimindo lacunas identificadas na literatura quanto à escassez de dados solarimétricos com dados solarimétricos em alta frequência e ampla cobertura espacial, sobretudo em regiões tropicais como o Brasil, onde a variabilidade atmosférica é acentuada.

A partir da fundamentação teórica consolidada nos capítulos iniciais — incluindo os princípios físicos da radiação solar, a geometria solar, os modelos de decomposição e transposição e os fundamentos da instrumentação solarimétrica — foi possível sustentar o desenvolvimento de uma arquitetura embarcada de baixo custo, composta por sensores de corrente e tensão, microcontroladores ESP32, módulos GPS e unidades de armazenamento local. O sistema projetado demonstrou-se robusto, autônomo, replicável e adequado para aplicações em ambientes com infraestrutura limitada.

A metodologia foi validada em duas frentes experimentais complementares: (i) ensaio laboratorial controlado, conduzido na Estação de Radiometria Solar da UNESP – Botucatu (SP); e (ii) campanha de medições de campo, com quatro protótipos instalados em diferentes locais do campus da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Em ambas as frentes, os dados foram comparados com medições realizadas por piranômetros certificados, adotando-se métricas estatísticas consolidadas, como RMSE, MAE, MBE, MAPE, nRMSE e coeficiente de determinação (R^2).

O objetivo do ensaio experimental foi avaliar o desempenho do sistema desenvolvido em condições controladas de medição, verificando sua correlação com sensores padrão e a repetibilidade das respostas. Para isso, foram simuladas diferentes condições atmosféricas e horários do dia, com medições simultâneas entre o sistema proposto e piranômetros de referência. Os dados foram analisados estatisticamente e demonstraram excelente concordância entre os sensores, com coeficientes de correlação superiores a 0,99 em céu limpo. A repetibilidade foi confirmada por meio de múltiplas sessões de medição com resultados consistentes.

Os resultados laboratoriais demonstraram nRMSE inferior a 5% sob céu limpo, confirmando a alta correlação com os instrumentos de referência e validando a viabilidade técnica do sistema. Em campo, a rede de sensores foi capaz de capturar variações espaciais

significativas na irradiância, com diferenças superiores a 100 W/m^2 entre pontos com menos de 1 km de separação, especialmente em dia com cobertura de nuvens variável. Esse comportamento evidencia o papel crítico da variabilidade espacial do recurso solar na modelagem e operação de sistemas fotovoltaicos distribuídos.

Do ponto de vista estatístico–metrológico, a análise de resíduos agregados a 1 min confirmou a robustez do método: a série de irradiância corrigida apresentou viés médio mais próximo de zero e menor dispersão (RMSE, MAE, nRMSE) que a série de irradiância do protótipo em todos os dias avaliados, enquanto os testes de normalidade (SHAPIRO; WILK, 1965) apontaram apenas desvios leves de cauda compatíveis com regimes difusos; a independência serial foi majoritariamente preservada em janelas curtas, com eventuais resíduos de memória de baixa ordem detectados por LJUNG; BOX (1978) em condições de céu parcialmente nublado (ver também princípios de diagnóstico em BOX ET AL., 2015; HYNDMAN; ATHANASOPOULOS, 2021). Quanto à Heterocedasticidade, os testes de BARTLETT (1937) por faixas de irradiância e BREUSCH; PAGAN (1979) no modelo indicaram heterocedasticidade física esperada — mais pronunciada em Protótipo e atenuada em Corrigida — coerente com diretrizes instrumentais (ISO 9060:2018; WMO, 2018). A regressão segmentada evidenciou quebras de regime (declives distintos por nível de irradiância) menos salientes após a correção (MUGGEO, 2017), e a correlação monotônica entre irradiância de referência e r^2 medida por SPEARMAN (1904) reduziu-se, indicando mitigação do erro dependente do nível. Tais achados, em conjunto com a correção espectral (IEC 60904-7:2008) e a padronização geométrica adotada, substanciam a validade metrológica do uso de módulos fotovoltaicos como sensores operacionais de irradiância em redes distribuídas de baixo custo.

Adicionalmente, a aplicação de modelos de correção térmica (Evans), decomposição (Erbs) e transposição (Perez) permitiu aprimorar a acurácia das estimativas de irradiância, adaptando-as às condições reais de operação dos módulos. A modelagem térmica possibilitou compensar os efeitos de aquecimento celular sobre a tensão, enquanto os modelos óptico-geométricos viabilizaram a reconstrução da irradiância no plano horizontal a partir de superfícies inclinadas, com elevada aderência às medições de referência.

A análise estatística e espacial dos dados reforçou a viabilidade do uso de módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância, desde que submetidos a calibração prévia, correções térmica e espectral, e validação estatística contínua. A correção espectral, aplicada conforme diretrizes da norma IEC 60904-7:2008, permitiu compensar as diferenças entre a resposta espectral do módulo e a do sensor de referência, especialmente relevantes em condições de céu nublado. Apesar de limitações como sensibilidade térmica, resposta espectral não plana e

necessidade de manutenção periódica, os módulos demonstraram desempenho técnico satisfatório para aplicações experimentais e operacionais, sobretudo em contextos em que custo, escalabilidade e replicabilidade são fatores críticos.

Como principais contribuições deste trabalho, destacam-se:

- **Avaliação experimental**, com a realização de uma campanha de medições em alta frequência temporal (1 Hz), utilizando módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância em rede distribuída, o que permitiu analisar adequadamente a variabilidade espacial e temporal do recurso solar em ambiente urbano;
- **Demonstração da aplicabilidade técnica de modelos consolidados** de decomposição e transposição da irradiância (Erbs, Hay, Perez), validados experimentalmente, fornecendo subsídios concretos para a escolha do modelo mais apropriado conforme o cenário de instalação de sistemas fotovoltaicos;
- **Desenvolvimento de uma metodologia de tratamento estatístico de dados solarimétricos**, com destaque para a detecção e substituição de *outliers* por medianas móveis, aumentando a confiabilidade das séries temporais coletadas e a qualidade das análises subsequentes;
- **Análise da distribuição espacial da irradiância**, com base em interpolação determinística (IDW) e interpretação da influência da posição geográfica e orientação dos planos de medição, contribuindo para o entendimento de fenômenos atmosféricos locais e para o planejamento mais eficiente de microrredes solares;
- **Geração de uma base experimental de alta resolução**, tecnicamente estruturada e estatisticamente tratada, apta a servir de referência para futuros estudos em previsão solar de curtíssimo prazo (*solar forecasting*), aplicações em aprendizado de máquina e otimização operacional de sistemas energéticos distribuídos.

Como contribuição científica, esta pesquisa propôs e validou uma solução de monitoramento solar de baixo custo, com elevada resolução temporal e aplicabilidade direta em

previsão solar de curtíssimo prazo, estudos de variabilidade espacial, controle de microrredes, otimização de sistemas fotovoltaicos e fomento a redes de medição espacialmente distribuída. Os resultados reforçam a importância da densificação das malhas de medição solarimétrica no Brasil, oferecendo subsídios para o planejamento energético, a operação mais eficiente do Sistema Interligado Nacional (SIN) e o avanço de tecnologias associadas à transição energética.

Em síntese, conclui-se que:

A utilização de módulos fotovoltaicos como sensores de irradiância é tecnicamente viável e cientificamente validada, desde que acompanhada de procedimentos de calibração, correção térmica e validação estatística contínua;

O sistema embarcado desenvolvido demonstrou robustez, precisão e baixo custo, sendo apropriado para aplicações em redes de monitoramento solar distribuído, inclusive em ambientes urbanos, rurais ou de difícil acesso;

A variabilidade espacial da irradiância — mesmo em escalas locais inferiores a 1 km — é importante e deve ser considerada em estudos de previsão solar, dimensionamento e operação de sistemas fotovoltaicos;

A metodologia proposta contribui diretamente para a democratização do acesso a dados solarimétricos de alta qualidade, fomentando avanços na modelagem, previsão e gestão inteligente da energia solar no Brasil.

Sugestões de Trabalhos Futuros e Considerações Sobre Inconsistências

Com base nos resultados obtidos e nas potencialidades da metodologia proposta, vislumbram-se diversas oportunidades de ampliação e aprimoramento do presente estudo. Os tópicos a seguir representam direções promissoras para futuras pesquisas, tanto no aspecto técnico quanto metodológico.

Sugestões para Trabalhos Futuros

- ✓ **Expansão da rede de sensores** para diferentes contextos geográficos e climáticos, incluindo áreas com microclimas contrastantes, a fim de analisar sistematicamente a influência de fatores como obstruções urbanas, albedo superficial e topografia na variabilidade espacial da irradiância;

- ✓ **Ampliação do período de coleta de dado.** É de suma importância a verificação do sistema proposto em todas as estações meteorológicas do ano como forma de perceber sua resposta às diversas variabilidades das condições atmosféricas por período do ano.
- ✓ **Aprimoramento dos protocolos de calibração cruzada** entre os módulos fotovoltaicos e piranômetros de referência, com o objetivo de reduzir incertezas sistemáticas e assegurar rastreabilidade metrológica adequada às exigências de monitoramento solar;
- ✓ **Aplicação de técnicas de aprendizado de máquina (*machine learning*)** para identificação automática de padrões atmosféricos, tratamento de anomalias nos dados e potencial previsão de eventos de sombreamento dinâmico, aumentando a robustez da rede sensora;
- ✓ **Ampliação da análise experimental para condições de céu fortemente nublado**, com foco em períodos de baixa irradiância e elevada difusividade, condição crítica para a previsão solar de curtíssimo prazo e para a operação segura de sistemas fotovoltaicos em tempo real;
- ✓ **Integração dos dados obtidos em modelos operacionais de previsão do setor elétrico**, promovendo sinergia entre pesquisa acadêmica e aplicação prática em planejamento e despacho energético;
- ✓ **Implementação de coleta de dados em tempo real por meio de infraestrutura em nuvem**, viabilizando monitoramento remoto contínuo. Os sistemas embarcados desenvolvidos já são compatíveis com essa funcionalidade, bastando a escolha adequada da tecnologia de comunicação (Wi-Fi, LoRa, NB-IoT, entre outras).

Inconsistências a Serem Aprimoradas em Trabalhos Futuros

Durante a execução do presente trabalho, foram identificadas algumas limitações técnicas e operacionais que, embora não comprometam os resultados alcançados, apontam para aspectos que podem ser aperfeiçoados:

- ✓ **Limitações na coleta e recuperação de dados:** A extração dos dados foi realizada manualmente, com a retirada periódica dos cartões SD, processo que expôs os sistemas a riscos físicos, perda de dados e falhas por manipulação. A ausência de telemetria ou transmissão remota dificultou o diagnóstico em tempo real de falhas ou interrupções de medição;

- ✓ **Instabilidades na gravação dos dados:** Ocorreram falhas pontuais causadas por erros de programação, falhas de energia ou desconexões físicas. A operação manual dos protótipos, especialmente em ambientes externos, exigiu manutenção constante;
- ✓ **Aplicação direta de modelos empíricos a dados de alta frequência (1 Hz):** O modelo de Reindl, originalmente desenvolvido para dados horários, foi aplicado sem ajustes sobre dados de resolução de a cada segundo, o que pode ter introduzido ruído ou distorções na separação das componentes direta e difusa. O modelo de Perez, embora mais preciso em relação aos isotrópicos, ainda representa uma simplificação que pode perder acurácia em cenários de alta variabilidade atmosférica;
- ✓ **Ocorrência de valores de transmissividade atmosférica (Kt) superiores a 1:** Esses valores, fisicamente inconsistentes em planos horizontais, podem ocorrer em superfícies inclinadas sob condições específicas (reflexão intensa, geometrias favoráveis ou alta difusividade), indicando a necessidade de maior controle na comparação entre planos e na modelagem angular da irradiância extraterrestre;
- ✓ **Restrição na densidade e geometria da malha de sensores:** A utilização de apenas quatro pontos de medição limitou o uso de métodos geoestatísticos mais sofisticados, como a krigagem, e comprometeu a regularidade espacial da interpolação. Uma rede mais densa e simétrica permitiria aplicações avançadas de análise espacial com maior fidelidade.

A superação dessas limitações, associada às direções apontadas para trabalhos futuros, contribuirá significativamente para o avanço da pesquisa em sensoriamento solar distribuído, viabilizando redes de monitoramento mais confiáveis, automatizadas e cientificamente robustas, com impactos diretos na previsão, operação e planejamento energético em escala local e regional.

PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA REALIZADA

Publicações Nacionais

Publicação de Artigo Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2024.

Link Publicação do Artigo nos Anais do Congresso:

<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2473>

Trabalho publicado: MEDIÇÃO DA IRRADIÂNCIA GLOBAL EM PLANO INCLINADO USANDO SISTEMA EMBARCADO DE BAIXO CUSTO.

Publicação de Artigo Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2020.

Link Publicação do Artigo nos Anais do Congresso:

<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/768>

Trabalho publicado: PROPOSTA DE PLATAFORMA PARA MONITORAÇÃO SINCRONIZADA DE DADOS SOLARIMÉTRICOS COM ALTA RESOLUÇÃO TEMPORAL.

Publicações Internacionais

Publicação de Artigo *International no Solar World Congress* 2019.

Link Publicação do Artigo nos Anais do Congresso:

<https://proceedings.ises.org/?mode=listeconference=swc2019&doi=10.18086%2Fswc.2019.45.03>

Trabalho publicado: *Estimation of Solar Resource by Means of Spatial Interpolation.*

9. REFERÊNCIAS

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. *Boletim de Atualização* – Maio de 2025.

ABDALLAH, M. et al. *Embedded systems for solar energy monitoring: Design and field validation. Sensors*, 2021.

ABE, C. F., et al. *Experimental Application of Methods to Compute Solar Irradiance and Cell Temperature of Photovoltaic Modules. Sensors*, 20(9), 2490. <https://www.mdpi.com/1424-8220/20/9/2490>, 2020.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília: ANEEL*, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Brasília: ANEEL*, 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Relatório Síntese BEN 2025 – Ano base 2024. Brasília: ANEEL*, 2025.

ANEEL *Leiloes 2024*

ALMEIDA, M. P. et al. *High-resolution solar irradiance mapping using sky images and cloud tracking. Renewable Energy*, v. 152, p. 1221–1232, 2020.

ANTONANZAS, J. et al. *Review of photovoltaic power forecasting. Solar Energy*, v. 136, p. 78–111, 2016.

ARENAS-CÁRDENAS, C. J. et al. *Assessment of PV cells as irradiance sensors for high-frequency solar resource monitoring. Renewable Energy*, v. 181, p. 140–151, 2022.

ASKARZADEH, A. *A review on the use of photovoltaic modules as irradiance sensors in solar energy studies. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021.

ASTM INTERNATIONAL. *ASTM G173-03: Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface.* West Conshohocken, PA: ASTM, 2003.

BADOSA, J. et al. *Using PV modules as sensors for irradiance mapping and forecasting. Solar Energy*, v. 98, p. 267–277, 2013.

BESSA, R. J. et al. *Quantifying the value of wind power forecast improvements. IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 6, n. 2, p. 688–697, 2014.

BORNMAN, J. F. et al. *Linkages between stratospheric ozone, UV radiation and climate change. Photochemical e Photobiological Sciences*, v. 18, n. 3, p. 681–716, 2019.

BREUSCH, T.; PAGAN, A. *A simple test for heteroscedasticity and random coefficient variation - 1979.*

BURROUGH, P. A.; MCDONNELL, R. A. *Principles of Geographical Information Systems. Oxford: Oxford University Press Energy Materials*, Volume 1, 100014, 1998.

CLOHESSY, C., BRETTENNY, W., & ABRAHAMS, W. . *Outlier detection in ground-measured solar resource data using statistical classification models*. *Journal of Energy in Southern Africa*, 36(1), 1–14. DOI: 10.17159/2413-3051/2025/v36i1a20742, 2025.

CRESESB – Centro de Referência para Energias Solares e Eólicas Sérgio de Salvo Brito. *Manual de Engenharia Solar*. Rio de Janeiro: CEPEL, 2020.

CUI, P. *Homojunction perovskite solar cells: opportunities and challenges*. *Energy Materials*, Volume 1, 100014.2021.

DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. *Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance*. *Solar Energy*, v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006.

DIAS, M. A. S. et al. *On the lack of ground-based solar radiation data in Brazil: Current status and potential solutions*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 119, 2020.

DRIEMEL, A. et al. *Baseline Surface Radiation Network (BSRN): structure and quality control - 2018*.

DRIESSE, A. et al. *A continuous form of the Perez diffuse sky model for forward and reverse transposition*. *Solar Energy*, Volume 267, Article 112093. 2023.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4. ed. Hoboken: Wiley, 2013.

EL ALANI, A. et al. *Hybrid QC and bias correction for surface solar radiation*. - 2021.

ENGERER, N.A. *Validating nine clear sky radiation models in Australia*. *Solar Energy*, Elsevier. 2015

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Informe: Leilões de Geração de Energia Elétrica*. Brasília: EPE, 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Relatório Síntese BEN 2024 – Ano base 2023*. Brasília: EPE, 2024.

EVANS, D. L. *Simplified method for predicting photovoltaic array output*. *Solar Energy*, v. 27, n. 6, p. 555–560, 1981.

FRAUNHOFER ISE. *Photovoltaics Report*. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2022. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/>. Acesso em: 26 jun. 2025.

Goovaerts, P. *Geostatistics for Natural Resources Evaluation*, Oxford University Press, 1997.

GOTTSCHALK, L. et al. *Evaluation of a comprehensive I-V outdoor-characterization method for photovoltaic modules*. In: *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2017.

GREEN, M.A. et al. *Solar Cell Efficiency Tables (Version 45): Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 23, Issue 1*. 2015.

GUEYMARD, C.; MYERS, D. *Evaluation of conventional and high-performance solar radiation models for cloudless conditions*. *Solar Energy*, v. 82, n. 5, p. 432–445, 2008.

- GUEYMARD, C.; MYERS, D.** *Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks. Solar Energy*, v. 82, n. 6, p. 550–561, 2008.
- HAIR, J.F. et al.** *Multivariate Data Analysis: A Global Perspective (7th Edition)*. Prentice Hall, 2009.
- HAY, J.E; DAVIES, J.A.** *Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface. Proceedings of the First Canadian Solar Radiation Data Workshop*.1980.
- HOSTI, B. P.** *As equações de Maxwell e a revolução do eletromagnetismo. Espaço-Tempo*, 2021.
- HUBER, P. J.; RONCHETTI, E. M.** *Robust Statistics*. Hoboken: Wiley, 2009.
- IEC 60891:2021.** *Procedures for measuring I-V characteristics*. 2021.
- IEC 60904-7:2008.** *Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices*. 2008.
- IEC 61724-1:2021.** *Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring*. 2021.
- ISO 9059:1990.** *Solar energy – Calibration of field pyrhemometers by comparison to a reference pyrhemometer*. 1990.
- ISO 9060:2018.** *Specification and classification of instruments for measuring hemispherical and direct solar radiation*. 2018.
- ISO 9847:1992.** *Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer*. 1992.
- ISO/TR 9901:1990.** *Field pyranometers – Recommended practice for use*. 1990.
- INMAN, R. H. et al.** *Solar forecasting methods for renewable energy integration. Progress in Energy and Combustion Science*, v. 39, n. 6, p. 535–576, 2013.
- IQBAL, M.** *An Introduction to Solar Radiation*. Toronto: Academic Press Canada, 1983.
- ISAACS, E. H.; SRIVASTAVA, R. M.** *An Introduction to Applied Geostatistics*. Oxford: Oxford University Press, 1989.
- KAMATH, H. G.; SRINIVASAN, J.** *Validation of global irradiance derived from INSAT-3D over India. Solar Energy*, v. 202, p. 45–54, 2020.
- KING, D. L. et al.** *Photovoltaic module performance and durability following long-term field exposure. Progress in Photovoltaics*, v. 12, n. 6, p. 427–435, 2004.
- KIPPER, F. D. et al.** *Análise da variação dos coeficientes térmicos de módulos fotovoltaicos com a irradiância. In: VII CBENS*, 2018.
- KLEISSL, J.** *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. Elsevier.2012.
- KOPP, G.; LEAN, J. L.** *A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance. Geophysical Research Letters*, 2011.
- KUHN, P. et al.** *Photovoltaic nowcasting using real-time sky images and neural networks. Solar Energy*, v. 214, p. 587–598, 2021.

- LAUDANI, A., et al.** *Irradiance Sensing through PV Devices: A Sensitivity Analysis*. *Sensors*, 21(13), 4264. <https://www.mdpi.com/1424-8220/21/13/4264>, 2021.
- LAVE, M. et al.** *High-frequency irradiance fluctuations and geographic smoothing*. *Solar Energy*, v. 91, p. 11–21, 2013.
- LI, J.; HEAP, A. D.** *A review of spatial interpolation methods for environmental scientists*. *Geoscience Australia, Record 2011/23*, 2011.
- LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C.** *The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation*. *Solar Energy*, v. 4, n. 3, p. 1–19, 1960.
- LJUNG, G. M.; BOX, G. E. P.** *On a measure of lack of fit in time series models 1978*.
- LORRENZO, A.S. et. al.** *Trends in downward surface solar radiation from satellites and ground observations over Europe during 1983–2010*. 2011.
- LUQUE, A. et al.** *Low-cost monitoring of solar irradiance using PV modules with embedded electronics*. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2020.
- MARTINAZZO, C. A.** *Modelos de Estimativa de Radiação Solar. Tese (Doutorado) – UFRS, 2004*.
- MARTINS, F. R. et al.** *The need for high temporal and spatial resolution solar radiation data for the Brazilian territory*. *Solar Energy*, v. 84, n. 4, p. 681–687, 2010.
- MARWENI, M., et al.** *Forecasting of Solar Irradiance and Power in Uncertain Photovoltaic Systems*. *Arabian Journal for Science and Engineering*. <https://link.springer.com/article/10.1007/s13369-024-09818-5>, 2025.
- MEDEIROS, C. A. G.; MARTINS, A. M.** *Geometria Sol-Terra*. In: *Anais do CBENS*, 2020.
- MOHRING, H. D. et al.** *Comparative assessment of different thin film technologies*. In: *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2011.
- MOL, W. B., KNAP, W. H., & VAN HEERWAARDEN, C. C.** *Ten years of 1 Hz solar irradiance observations at Cabauw, the Netherlands, with cloud observations, variability classifications, and statistics*. *Earth System Science Data*, 15, 2139–2151. DOI: 10.5194/essd-15-2139-2023, 2023.
- MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C.** *Applied Statistics and Probability for Engineers*. 6. ed. Hoboken: Wiley, 2014.
- MORI, C. D. et al.** *Development of a wireless embedded system for solar irradiance monitoring*. *IEEE Sensors Journal*, v. 21, n. 1, p. 112–120, 2021.
- MÜLLER, R.** *Remote Sensing of Solar Surface Radiation – A Reflection of Concepts, Applications and Input Data*. *Atmospheric Measurement Techniques Discussions (AMTD)*. 2021
- MYERS, D. R.** *Solar Radiation: Practical Modeling for Renewable Energy Applications*. Boca Raton: CRC Press, 2013.
- NACIONAL INSTRUMENTS.** NI9252 – Módulo de aquisição de dados. 2019.
- NACIONAL INSTRUMENTS.** NI9253 – Módulo de aquisição de dados. 2019.

- NOBRE, A. M.** *Short-term solar irradiance forecasting. Tese (Doutorado) – PPGEC-UFSC, 2015.*
- OHMURA, A. et al.** *Baseline Surface Radiation Network (BSRN/WCRP). Bulletin of the American Meteorological Society, v. 79, p. 2115–2136, 1998.*
- PELLAND, S. et al.** *Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art. IEA-PVPS Task 14, 2013.*
- PEREIRA, E. B. et al.** *Overview of the SOLMET data set. Journal of Solar Energy Engineering, v. 142, 2020.*
- PEREIRA, E. M. D.** *Notas de Aulas – Recurso Solar, Inventário e Medição. 2013.*
- PEREIRA, E. et al.** *Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos: INPE, 2017.*
- PEREZ, R. et al.** *Modeling daylight availability. Solar Energy, v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990.*
- PEREZ, R. et al.** *Spatial and temporal variability of solar resource. Solar Energy, v. 80, n. 6, p. 737–744, 2006.*
- PEREZ, R. et al.** *Solar resource assessment: A review. Solar Energy, v. 136, p. 12–29, 2016.*
- QUAN, X. et al.** *Advances in QC of ground solar irradiance under variable clouds - 2023.*
- REDA, I.; ANDREAS, A.** *Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications. NREL, 2008.*
- REINDL, D. T. et al.** *Diffuse fraction correlation. Solar Energy, v. 45, n. 1, p. 1–7, 1990.*
- SCHWEIGER, M. et al.** *Understanding the energy yield of photovoltaic modules. IET Renewable Power Generation, v. 11, n. 5, 2017.*
- SENGUPTA, M., HABTE, A., WILBERT, S., GUEYMARD, C., REMUND, J., LORENZ, E., VAN SARK, W., & JENSEN, A.** *Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Fourth Edition. National Renewable Energy Laboratory (NREL). DOI: 10.2172/2448063, 2024.*
- SENGUPTA, M. et al.** *New Capabilities in the National Solar Radiation Database (NSRDB). PVPMC Workshop. 2024.*
- SILVA, M. K.** *Estudo de modelos matemáticos da Irradiância. Dissertação (Mestrado) – UNICAMP, 2019.*
- SHEPARD, D.** *A Two-Dimensional Interpolation Function for Irregularly-Spaced Data. Proceedings of the 1968 ACM National Conference. 1968.*
- SKOPLAKI, E; PALYVOS, J.A.** *On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A Review of Efficiency/Power Correlations. Solar Energy, Vol. 83, pp. 614–624. 2009.*
- SOUZA, M. B. et al.** *Modelos para Estimativa da Radiação Difusa. CBENS, 2020.*
- TEXAS INSTRUMENTS.** *LAUNCHXL2-570LC43 – User Guide. 2019.*

TORRES, J. L. et al. *Development of a PV-based irradiance sensor: Experimental validation and uncertainty analysis.* *Solar Energy*, 2019

TUKEY, J. W. *Exploratory Data Analysis.* Reading: Addison-Wesley, 1977.

VIGNOLA, F. et al. *Solar and Infrared Radiation Measurements.* Boca Raton: CRC Press, 2019.

VILLALVA, M. G. et al. Modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2009.

WACKERNAGEL, H. *Multivariate Geostatistics: An Introduction with Applications.* Berlin: Springer, 2003.

WANG, Y.; YU, Z. Influence of spectral irradiance on photovoltaic conversion efficiency. *Solar Energy*, 2023.

WMO. *Guide to Instruments and Methods of Observation (WMO-No. 8).* 2018.

YANG, D. et al. Regime-dependent 1-min irradiance separation model with climatology clustering. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 189, 2020.

YORDANOV, G.H. et al. *Towards Accurate, High-Frequency I-V Curve Measurements of Photovoltaic Modules Applying Electronic Loads.* *Proceedings of the 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 2020.

YOUNES, S. et al. Comparison between pyranometers and silicon photodiode sensors for solar radiation measurement. *Solar Energy*, 2005.