



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
FACULDADE DE ENGENHARIAS ELÉTRICA E BIOMÉDICA

FELIPE CABRAL REIS

**AVALIAÇÃO DE EVENTOS DE SOBRETENSÃO EM UMA MICRORREDE DE
DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA**

BELÉM / PARÁ
2025

FELIPE CABRAL REIS

**AVALIAÇÃO DE EVENTOS DE SOBRETENSÃO EM UMA MICRORREDE DE
DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA**

Trabalho de Curso apresentado como requisito parcial para
obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica pela
Universidade Federal do Pará

Orientador: Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo
Coorientador: Eng. Me. Arthur Correa da Fonseca

BELÉM / PARÁ
2025

FELIPE CABRAL REIS

**AValiação DE EVENTOS DE SOBRETENSÃO EM UMA MICRORREDE DE
DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA**

Trabalho de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica e Biomédica da Universidade Federal do Pará como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Data da aprovação: 15/09/2025

Conceito: Excelente

BANCA EXAMINADORA

Marcos Galhardo .

Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo
(Orientador – FEEB/ITEC/UFPA)

ARTHUR CORREA DA FONSECA

Eng. Me. Arthur Correa da Fonseca
(Coorientador – GEDAE/UFPA)

Wilson Negrão Macêdo

Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo
(Membro – ITEC/UFPA)

Lucas dos Santos Bulhosa

Eng. Me. Lucas dos Santos Bulhosa
(Membro – GEDAE/UFPA)

AGRADECIMENTOS

Agradeço especialmente à minha mãe, Claudia Cabral, e meu irmão, Fernando Cabral, por sempre apoiarem meus sonhos, pela educação e pelo amor incondicional, a minha eterna gratidão.

Aos professores do GEDAE, Prof. Marcos Galhardo, Prof. Wilson Negrão Macêdo, Prof. Claudomiro Barbosa e Prof. Edinaldo Pereira, pela orientação, disponibilidade e paciência ao longo dos anos como orientando do GEDAE.

Aos membros de graduação e pós-graduação do GEDAE por todo conhecimento compartilhado.

À Fundação Amazônia de Amparo a Estudos e Pesquisas (FAPESPA), por meio do Convênio N° 020/2022, e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio institucional, fundamentais para a realização deste trabalho.

RESUMO

A crescente adoção de microrredes operando em corrente contínua, as quais se caracterizam pela interconexão de sistemas distribuídos de geração e armazenamento, tem despertado grande interesse tanto na academia quanto em aplicações voltadas para comunidades remotas. Este interesse é impulsionado pela busca por maior eficiência e sustentabilidade por meio do uso de energia solar fotovoltaica. Assim, para otimizar o desempenho dessas redes, é essencial aprimorar a avaliação operacional, especialmente no que se refere a eventos de qualidade de energia.

Este trabalho apresenta um estudo sobre eventos de qualidade de energia elétrica relacionados às variações de tensão de longa duração, com ênfase na ocorrência de sobretensões em uma microrrede de distribuição em corrente contínua (MDCC) implantada na região da Ilha das Onças, no município de Barcarena - PA.

A presente pesquisa realiza uma análise baseada na duração dos eventos em distintos cenários e conjuntos de dados coletados de conversores formadores de rede na MDCC. Este estudo considera a duração das sobretensões em diferentes níveis de irradiância, a quantidade de horas semanais em que ocorreram essas sobretensões ao longo de um ano de monitoramento e a distribuição dessas ocorrências ao longo do dia durante o mesmo período.

Os resultados demonstraram que os eventos de sobretensão da microrrede analisada ocorrem com maior frequência e por períodos mais longos durante momentos de alta irradiância, devido à MDCC possuir modo de operação passiva, e a incidência de sobretensões está mais diretamente associada à própria irradiância do que ao consumo de energia na rede (maior ou menor conexão de cargas no intervalo analisado).

Palavras-chave: Distribuição em corrente contínua; Microrrede; Qualidade da energia.

ABSTRACT

The increasing adoption of DC microgrids operating on direct current, which are characterized by the interconnection of distributed generation and storage systems, has raised great interest both in academia and in applications aimed at remote communities. This interest is driven by the search for greater efficiency and sustainability through the use of photovoltaic solar energy. Thus, to optimize the performance of these grids, it is essential to improve operational assessment, particularly regarding power quality events.

This study investigates power quality events related to long-duration voltage variations, with a focus on overvoltage occurrences in a DC microgrid (DCMG) implemented in the Ilha das Onças region, in the municipality of Barcarena, Pará, Brazil. The research conducted an analysis based on event duration across different scenarios and datasets collected grid-forming converters at the DCMG. The study considered the duration of overvoltage events at different irradiance levels, the number of weekly overvoltage hours over one year of monitoring, and the distribution of these occurrences throughout the day during the same period.

The results showed that overvoltage events in the nanogrid under analysis occur more frequently and last longer during periods of high irradiance, due to the DCMG being of the passive type, and the incidence of overvoltage is more directly associated with irradiance levels than with energy consumption in the grid (greater or lesser connection of loads in the interval analyzed).

Keywords: DC distribution grid; Microgrid; Power quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Evolução da Fonte Solar.	11
Figura 2.1- Esquema da MDCC na Ilha das Onças.	17
Figura 2.2 - GFV-Sistema 01(Esquerda) e GFV-02 (Direita).	18
Figura 2.3 – GFV-Sistema 03 (Direita) e GFV-Sistema 05 (Esquerda).	19
Figura 2.4 – GFV-Sistema 06 (a) e GFV-Sistema 07 (b).	19
Figura 2.5 - Controlador de carga XTRA 2210N.	20
Figura 2.6 - Controlador de carga TRACER – 6420AN.	22
Figura 2.7 – Interface do <i>software Solar Station</i>	23
Figura 2.8 - Quadro de distribuição do Sistema 03.	25
Figura 3.1 – Localização dos registradores e sensores.	28
Figura 3.2 – Registrador eLOG01.	29
Figura 3.3 – Sistema de aquisição de dados de irradiância global instalado no Sistema 06. ...	30
Figura 3.4 – Diagrama do circuito de monitoramento de irradiância global.	31
Figura 3.5 – Módulo fotovoltaico de referência (sensor) instalado no Gerador do sistema 06 (destaque em vermelho).	32
Figura 3.6 – Interface da plataforma POWER.	33
Figura 3.7 – Fluxo de um aplicativo baseado na plataforma <i>AppSheet</i>	34
Figura 3.8 – Interface do aplicativo desenvolvido: (a) Versão desktop; (b) Versão mobile. ...	34
Figura 3.9 – Exemplo de planilha para a base de dados utilizada no aplicativo.	36
Figura 3.10 –Interface do monitor de irradiância global com o botão de upload de dados em destaque.	37
Figura 3.11–Interface do monitor de irradiância com o botão de direcionamento ao sistema desejado em destaque.	37
Figura 3.12 – Interface da <i>view</i> de comparação com dados da NASA.	38
Figura 3.13 - Exemplo da caracterização dos eventos de sobretensão para as análises.	43
Figura 3.14 – Exemplo de tabela dinâmica e obtenção de gráficos usados para as análises. ...	43
Figura 4.1 – Histograma de distribuição de frequência: (a) Sistema 02; (b) Sistema 03; (c) Sistema 04.	48
Figura 4.2 - Soma acumulada dos eventos de sobretensão.	50
Figura 4.3 –Soma acumulada dos eventos de sobretensão para diferentes níveis de irradiância: (a) Sistema 02; (b) Sistema 03; (c) Sistema 04.	51
Figura 4.4 –Horas de sobretensão semanais do Sistema 02.	55

Figura 4.5 –Média Semanal de demanda do Sistema 02.....	55
Figura 4.6 –Média de Horas de Sol Pleno mensal.....	56
Figura 4.7 –Horas de sobretensão semanais do Sistema 03.	57
Figura 4.8 –Média Semanal de Demanda do Sistema 3.....	57
Figura 4.9 – Horas de sobretensão semanais na saída do Sistema 04.	58
Figura 4.10 – Média semanal de demanda do Sistema 04.....	58
Figura 4.11- Distribuição diária dos eventos de sobretensão: (a) Sistema 02; (b) Sistema 03; (c) Sistema 04.	59
Figura 4.12– Densidade do número de eventos de sobretensão: (a) Sistema 02; (b) Sistema 03; (c) Sistema 04.	61
Figura 4.13– Distribuição anual dos eventos de sobretensão para cada cenário de irradiância: (a) Sistema 02; (b) Sistema 03; (c) Sistema 04.	65

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Contextualização.....	10
1.2	Microrrede de distribuição em corrente contínua	13
1.3	Objetivos.....	14
1.3.1	Objetivo Geral	14
1.3.2	Objetivos Específicos	15
1.4	Estrutura do Trabalho	15
2	DESCRIÇÃO DA MDCC NA ILHA DAS ONÇAS.....	16
2.1	Sistemas	16
2.2	Gerador Fotovoltaico	18
2.4	Sistema de Armazenamento	24
2.5	Quadros de Distribuição	24
2.6	Cargas	25
2.7	Considerações sobre o Capítulo	27
3	DADOS E MÉTODOS.....	28
3.1	Tensão de Operação	28
3.2	Irradiância Global	29
3.3	Visualização de dados de irradiância	33
3.4	Qualidade de energia elétrica em sistemas de corrente contínua	38
3.5	Estudos Prévios sobre QEE em MDCC.....	41
3.6	Caracterização de um evento de sobretensão	42
3.7	Correlação de Pearson	44
3.8	Considerações sobre o Capítulo	45
4	AVALIAÇÃO DOS EVENTOS DE SOBRETENSÃO.....	47
4.1	Duração do evento de sobretensão	47
4.2	Distribuição Temporal	54
4.3	Impacto do perfil de irradiância	62
4.4	Considerações sobre o Capítulo	66
	CONCLUSÃO.....	68
	Sugestões para trabalhos futuros	69
	REFERÊNCIAS	70

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Com o crescente foco na produção de energia com menor impacto ambiental, a rede elétrica convencional está passando por transformações para integrar geradores baseados em fontes de energia não poluentes, como a solar e a eólica. Essas mudanças ocorrem tanto em usinas de grande porte quanto na geração distribuída, como nos sistemas fotovoltaicos instalados em residências e comércios, que são comuns em áreas urbanas e rurais.

De acordo com o relatório da IEA-Solar (2024), a energia solar fotovoltaica será responsável por cerca de 80% de toda a nova capacidade renovável adicionada globalmente entre 2023 e 2030, destacando-se como a tecnologia de crescimento mais acelerado no setor de eletricidade. Em 2023, o mundo registrou um aumento recorde de capacidade renovável, com mais de 565 GW adicionados, dos quais a maior parte foi solar - impulsionada especialmente pelo mercado chinês. A China, por si só, respondeu por aproximadamente 60% das novas adições globais em energia renovável, consolidando sua liderança no setor.

O relatório também destaca que, a partir de 2025, a geração global de eletricidade por fontes renováveis deve superar a geração a carvão, marcando um ponto de inflexão no sistema energético global. A energia solar está projetada para ultrapassar a geração nuclear em escala global até 2026, tornando-se a principal fonte de eletricidade renovável do mundo até o fim da década.

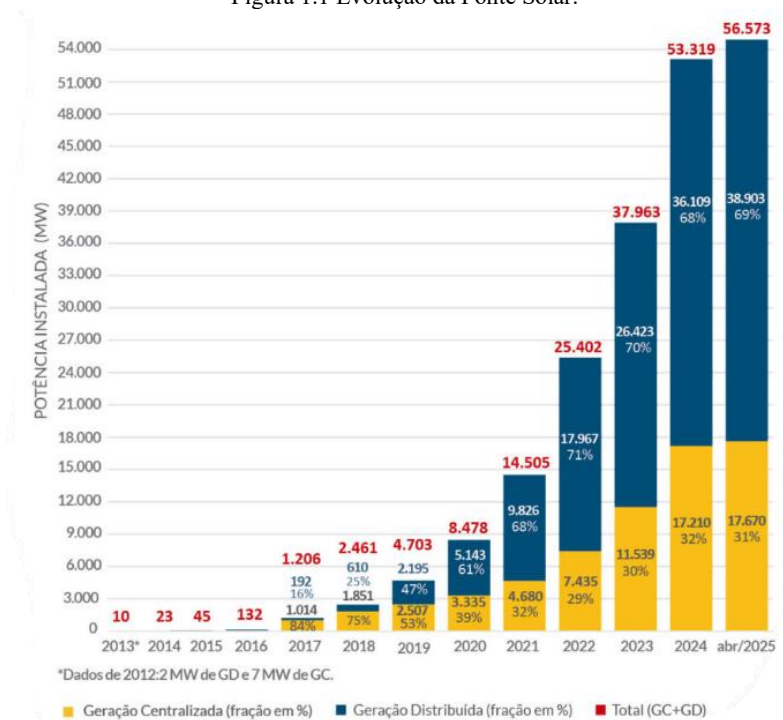
Em algumas regiões, como a Califórnia (Estados Unidos), há políticas de incentivo ao uso de energias renováveis pelos consumidores residenciais, especialmente energia solar. No entanto, essa política também trouxe desafios relacionados à integração da geração distribuída à rede elétrica. Um dos principais problemas observados foi a superprodução de energia solar durante horários de baixa demanda, o que levou a episódios de *curtailment* (desperdício de energia gerada) e preocupações com a estabilidade do sistema. Medidas como o aumento da demanda e o uso estratégico de armazenamento por baterias têm se mostrado eficazes para mitigar os efeitos da *curtailment* (Prol *et al.* 2023).

No Brasil, a regulamentação para a microgeração e minigeração distribuída de energia ocorreu por meio das resoluções normativas nº 482 e 687 da ANEEL (2012, 2015). Essas medidas abriram caminho para que os brasileiros pudessem adotar essa forma de geração de energia, impulsionada por diversos incentivos, como o sistema de compensação de energia elétrica e diferentes modalidades de compensação, como a geração

compartilhada, o autoconsumo remoto e os projetos com múltiplas unidades consumidoras. Dessa forma, a utilização de fontes próprias de energia em residências e estabelecimentos comerciais tem se tornado cada vez mais comum no país.

Na Figura 1.1 ilustra-se o progresso da geração de energia solar fotovoltaica no Brasil, por meio de sistemas centralizados e sistemas do tipo geração distribuída, evidenciando o avanço significativo no uso dessa fonte de energia. Em 2024, o Brasil alcançou uma potência instalada de 45.736 MW proveniente de geração de energia solar (ABSOLAR, 2025).

Figura 1.1 Evolução da Fonte Solar.



Fonte: ABSOLAR (2025)

A integração em grande escala da geração distribuída (GD), como a solar fotovoltaica, pode trazer benefícios técnicos ao sistema de distribuição, como a redução localizada de perdas técnicas, o adiamento de investimentos em expansão de rede e a diminuição do uso de combustíveis fósseis, conforme demonstrado por Oliveira (2025). Tais benefícios, no entanto, são fortemente dependentes da localização e horário de geração, além do perfil de demanda da área.

Por outro lado, a GD também pode gerar desafios operacionais, um dos principais desafios é o risco de sobretensão no ponto de conexão, que ocorre quando a produção de energia solar supera a demanda local, gerando fluxo reverso de potência e até mesmo

aumento das perdas em determinadas topologias de rede, especialmente quando há concentração elevada de geração em pontos distantes da carga. O estudo de caso com distribuidoras brasileiras confirma que os impactos variam conforme as características físicas da rede e o padrão de consumo local (Abud, 2019; Oliveira, 2025). Esses efeitos estão diretamente relacionados à capacidade de hospedagem da rede de distribuição, que representa o limite técnico até o qual a GD pode ser integrada sem comprometer parâmetros como tensão, carregamento e estabilidade. Quando esse limite é ultrapassado, a GD deixa de contribuir positivamente e passa a gerar distúrbios que exigem medidas corretivas e investimentos adicionais (Martins, 2023).

Diante dos impactos técnicos que a inserção de geração distribuída, especialmente a energia fotovoltaica, pode trazer ao sistema elétrico, surge a necessidade de explorar soluções que promovam uma operação mais eficiente do sistema elétrico.

Nesse contexto, as microrredes se destacam como uma alternativa promissora. Uma microrrede é um sistema de distribuição de energia em menor escala que integra fontes de geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia e cargas. Esse tipo de rede pode tanto trabalhar conectada a uma rede elétrica mais ampla quanto operar de forma isolada, de maneira autônoma (Torres, 2019; Vieira Filho *et al.*, 2025).

A instalação otimizada de microrredes permite minimizar as perdas de energia, uma vez que a geração ocorre próxima ao ponto de consumo e está conectada diretamente à rede de distribuição, evitando perdas e interrupções associadas à transmissão em longa distância.

Além disso, as microrredes contribuem para a redução da demanda nos alimentadores, já que parte da carga local é atendida pela própria geração distribuída, o que diminui o volume de energia a ser suprido pela rede principal. Com isso, há uma redução nos custos operacionais e a postergação de investimentos em reforços e expansões da infraestrutura elétrica (Dantas, 2024; Rosa *et al.*, 2022).

Embora os impactos técnicos da geração distribuída sejam frequentemente analisados em redes interligadas, esses desafios se manifestam de forma ainda mais crítica em microrredes isoladas, especialmente as de baixa tensão com alta penetração fotovoltaica. Segundo Bakhshi-Jafarabadi *et al.* (2023), a operação em modo isolado torna o sistema mais sensível a desequilíbrios entre geração e consumo, uma vez que não há conexão com a rede elétrica principal para absorver excedentes ou fornecer suporte de tensão. Em situações de baixa demanda local e elevada geração solar, ocorre a elevação excessiva da tensão no ponto de acoplamento comum, fenômeno conhecido como sobretensão por subcarga.

Nesse cenário, um destaca-se a arquitetura de microrrede de distribuição em corrente contínua (MDCC), que permite simplificar o sistema e aumentar a eficiência das microrredes, especialmente em aplicações envolvendo geração e armazenamento em corrente contínua, como exemplo, energia solar fotovoltaica e baterias (Torres, 2019).

Além disso, a adoção de microrredes em corrente contínua (MDCC) tornaram-se relevantes devido à sua compatibilidade com recursos energéticos distribuídos (DERs) e cargas modernas. Dispositivos como painéis solares, sistemas de armazenamento em baterias, iluminação LED, equipamentos eletrônicos, podem se beneficiar dessa compatibilidade. Pesquisas anteriores estudaram os benefícios energéticos e de eficiência das MDCC por meio de modelagem, simulação e experimentação (Gerber *et al.*, 2023).

1.2 Microrrede de distribuição em corrente contínua

As microrredes são sistemas elétricos locais compostos por unidades de geração distribuída, cargas, elementos de controle e, frequentemente, sistemas de armazenamento, que operam de forma coordenada e podem funcionar tanto conectadas à rede principal quanto em modo autônomo (Fonseca *et al.* 2025). De acordo com Rosa *et al.* (2022) e Fuchs *et al.* (2023), elas viabilizam a integração eficiente de fontes renováveis em escala local, com maior flexibilidade, resiliência e controle digitalizado, sendo especialmente úteis em contextos de eletrificação descentralizada e áreas com infraestrutura limitada.

As microrredes geralmente fazem emprego da energia solar fotovoltaica para a geração e banco de baterias para armazenamento de energia, ambos os dispositivos operam em corrente contínua.

O avanço da eletrônica de potência tem viabilizado a distribuição em corrente contínua (c.c.) como uma alternativa concreta às redes convencionais em corrente alternada (c.a.). No contexto de micro e nanorredes, a topologia em c.c. destaca-se por permitir maior simplicidade na integração entre geração fotovoltaica, armazenamento e cargas, reduzindo a necessidade de múltiplos estágios de conversão de energia. Além disso, a operação em c.c. pode diminuir as perdas por efeito Joule e a complexidade da rede, especialmente em sistemas isolados e de menor porte, onde a ausência de fenômenos associados à potência reativa e a modularidade da arquitetura favorecem a eficiência da microrrede (Fonseca *et al.* 2025, Vieira Filho *et al.* 2025).

No processo de eletrificação por enxame (do inglês, *swarm electrification*), as microrredes em corrente contínua representam uma etapa intermediária, resultante da interconexão de sistemas individuais, como os sistemas solares domiciliares (do inglês, *Solar Home Systems - SHS*), permitindo o compartilhamento inteligente de energia entre unidades prosumidoras.

Esse tipo de arquitetura é especialmente relevante para comunidades remotas e não atendidas pela rede elétrica convencional, onde a implantação de microrredes pode se apresentar como uma solução viável e sustentável de eletrificação descentralizada.

Entretanto, a operação de microrredes em corrente contínua não está isenta de desafios técnicos. Al-Ismail (2024) cita que sobretensão no barramento c.c. está entre as principais preocupações no controle de tensão em microrredes c.c. Quando a tensão da rede c.c. ultrapassa os limites operacionais, o sistema pode operar de forma instável ou até desconectar-se automaticamente, podendo prejudicar cargas sensíveis, como equipamentos eletrônicos, reduzindo sua vida útil.

Isso é mais crítico em sistemas com operação passiva e evidencia a necessidade de estudos voltados às sobretensões em microrredes c.c., buscando compreender suas causas, tempo de ocorrência e relação com outras variáveis operacionais e ambientais, a fim de subsidiar o desenvolvimento de estratégias de mitigação para o problema da sobretensão em microrredes c.c. e tornar a eletrificação utilizando esse tipo de arquitetura com melhor qualidade no suprimento e cada vez mais eficiente.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Caracterizar e analisar os eventos de sobretensão associados à utilização de sistemas fotovoltaicos e bancos de baterias em microrredes de distribuição em corrente contínua (c.c.), com base em dados operacionais reais de uma MDCC instalada em uma comunidade ribeirinha amazônica.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Coletar e organizar os dados operacionais da microrrede de corrente contínua (MDCC) instalada.
- Identificar a ocorrência de eventos de sobretensão e investigar sua duração e a frequência, observando a relação com condições meteorológicas locais.
- Avaliar a influência da demanda das cargas em relação à ocorrência e magnitude da sobretensão em diferentes pontos da microrrede.

1.4 Estrutura do Trabalho

A estrutura deste trabalho encontra-se dividida em quatro capítulos. O Capítulo 1 trata da Introdução ao assunto, com a contextualização e apresentação do problema, bem como os objetivos do trabalho. No Capítulo 2, faz-se a descrição da microrrede implementada em uma comunidade da Ilha das Onças, município de Barcarena-PA, incluindo os dispositivos de geração, armazenamento e cargas, além de discutir a integração desses elementos na operação da microrrede. Em seguida, no Capítulo 3, descreve-se a metodologia empregada neste estudo, que inclui a coleta de dados de infraestrutura de medição, além da análise estatística dos eventos de sobretensão em relação às condições meteorológicas. Os resultados da aplicação da metodologia em um cenário de microrrede são expostos no Capítulo 4, onde são discutidas a duração e a frequência dos eventos de sobretensão. Por fim, apresentam-se as conclusões e recomendações oriundas deste trabalho, enfatizando a importância de estratégias para mitigar os problemas de sobretensão e melhorar a operação das microrrede

2 DESCRIÇÃO DA MDCC NA ILHA DAS ONÇAS

Neste capítulo descreve-se a microrrede de distribuição em corrente contínua (MDCC) instalada implantada em uma comunidade na Ilha das Onças, no município de Barcarena, estado do Pará. Destaca-se também os principais equipamentos utilizados no sistema de geração e armazenamento de energia da MDCC, as cargas aplicadas nos testes e a organização dos componentes dentro dessa rede.

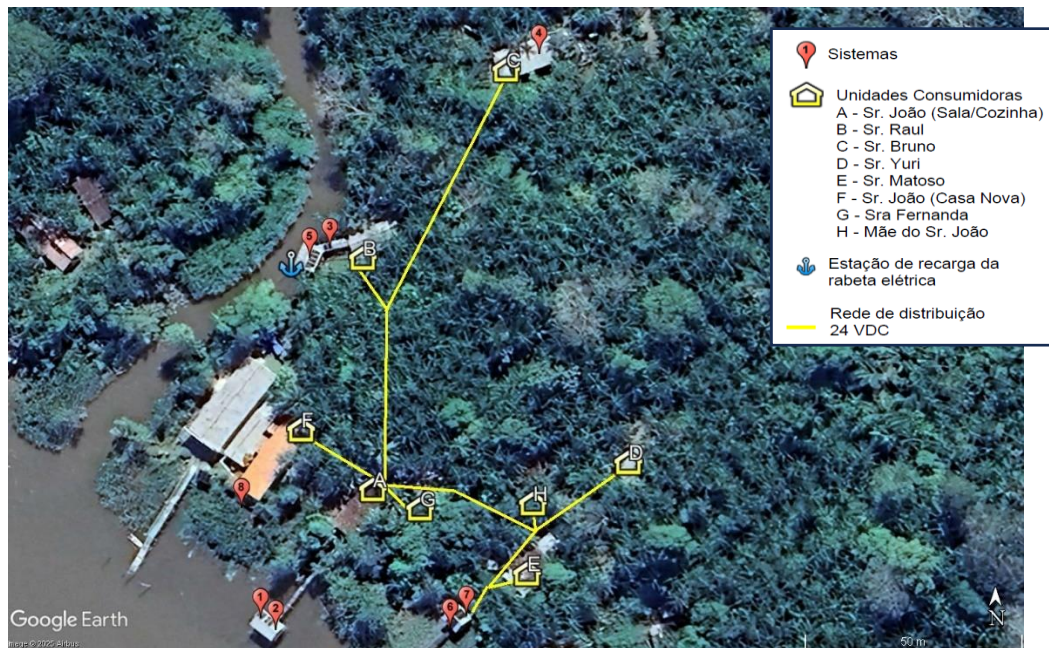
2.1 Sistemas

A microrrede de distribuição em corrente contínua em questão está instalada em uma comunidade na Ilha das Onças, situada no município de Barcarena, no estado do Pará, a aproximadamente 15 km em linha reta de Belém. O acesso à localidade é feito exclusivamente por via fluvial, com embarcações partindo dos portos da capital ou de áreas ribeirinhas do entorno, o que reforça o caráter isolado da comunidade.

Inicialmente, a rede foi projetada para atender quatro casas e uma estação de recarga para uma embarcação elétrica, desenvolvida pelo GEDAE/UFPA. Com o tempo, a rede foi ampliada e recentemente conecta 11 residências, além da estação de recarga e uma igreja (Alves, 2024, Vieira Filho, 2025).

Representada pelo esquema na Figura 2.1, considera-se no presente trabalho a rede composta por oito sistemas contendo geração fotovoltaica e bancos de baterias, que se conectam à MDCC por meio de controladores de carga. A Tabela 2.1 lista todos os sistemas existentes.

Figura 2.1- Esquema da MDCC na Ilha das Onças.



Fonte: Autor

Tabela 2.1 – Descrição dos sistemas da MDCC.

Sistema	Descrição
Sistema 01	Sr. João (Sala)
Sistema 02	Sr. João (Cozinha)
Sistema 03	Sr. Raul
Sistema 04	Sr. Bruno
Sistema 05	Estação Rabeta
Sistema 06	Sr. Yuri
Sistema 07	Sr. Matoso
Sistema 08	Sr. João (Casa Nova)

Fonte: Autor

Esses sistemas estão distribuídos ao longo da comunidade do Rio Piramanha, fornecendo energia para oito residências, sendo que seis residências são unidades prossumidoras (Sistemas 01 a 08) e duas residências são unidades consumidoras (Sra. Fernanda e Dona Iraneide). Cada sistema possui um quadro de distribuição, onde estão organizados os controladores de carga e proteções do sistema.

A MDCC opera como uma rede unipolar com tensão nominal de 24 V, utilizando um condutor positivo (+) e um negativo (-). A rede adota uma arquitetura radial, sendo isolada e

sem conexão com a rede convencional de corrente alternada (c.a.) e com modo de operação passiva, conforme definido na IEC TR 63282.

2.2 Gerador Fotovoltaico

A geração de energia da MDCC depende do uso de módulos fotovoltaicos e é composta por 8 geradores que, somados, atingem uma capacidade instalada de 7,4 kWp. Esses geradores são:

GFV-Sistema 01 - Composto por 2 módulos de silício policristalino da fabricante SOYANG (Figura 2.2). Os módulos são de 315 Wp, totalizando uma capacidade instalada de 630 Wp.

GFV-Sistema 02 - Composto por 2 módulos de silício policristalino da fabricante BYD (Figura 2.2). Os módulos são de 330 Wp, totalizando uma capacidade instalada de 660 Wp.

Figura 2.2 - GFV-Sistema 01(Esquerda) e GFV-02 (Direita).



Fonte: Autor

GFV-Sistema 03 - Composto por 2 módulos de silício policristalino da fabricante JPYCO, com 275 Wp (Figura 2.3).

GFV-Sistema 05 - Composto por 4 módulos de silício policristalino da fabricante BYD (Figura 2.3). Os módulos são de 400 Wp, totalizando uma capacidade instalada de 1660 Wp.

Figura 2.3 – GFV-Sistema 03 (Direita) e GFV-Sistema 05 (Esquerda).



Fonte: Autor

GFV-Sistema 04 - Composto por 2 módulos de silício policristalino da fabricante BYD. Os módulos são de 330 W_p, totalizando uma capacidade instalada de 660 W_p.

GFV-Sistema 06 e Sistema 07 - São dois geradores idênticos, cada um formado por 2 módulos de silício policristalino, da fabricante OSDA, (Figura 2.4); Capacidade instalada: 1,1 kW_p cada.

Figura 2.4 – GFV-Sistema 06 (a) e GFV-Sistema 07 (b).



(a)



(b)

Fonte: Autor

2.3. Controlador de Carga

Na MDCC, estão presentes oito controladores de carga, sendo sete do modelo XTRA series, mostrado na Figura 2.5, fabricados pela empresa EPEVER. Esse controlador permite a conexão a um banco de baterias de 12 V ou 24 V. Ele conta com a função de seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) do gerador fotovoltaico. Esse modelo é utilizado nos Sistemas 1, 2, 3, 4, 6, 7, e 8 da MDCC. A tabela 2.2 exhibe as especificações técnicas do controlador.

Figura 2.5 - Controlador de carga XTRA.



Fonte: EPEVER (2025)

Tabela 2.2 - Especificações técnicas do controlador de carga XTRA.

Seção	Parâmetro	12V		24V		
FV	Potência Máxima	260W		520W		
	Tensão máxima de circuito aberto	92V(25°C) e 100V(<25°C)				
	Tensão de MPPT	(Tensão da bateria +2 V) ~ 72 V				
	Corrente máxima de curto-circuito	20A				
Bateria	Tensão de entrada	8 V – 32 V				
	Corrente em modo de espera	< 35mA		< 22mA		
Carregador	Tensão de carga	Etapa	Flooded	VRLA	Flooded	VRLA
		Boost	14,6V	14,4V	29,2V	28,8V
	Tensão no modo float	13,8V		27,6V		
	Corrente máxima de carga e descarga	20A				
	Faixa de compensação de temperatura	+ 3 mV/°C/2 V				
Equalização	Tensão máxima de equalização	14,8V	14,6V	29,6V	29,2V	
Proteções internas	Corrente máxima nos terminais das cargas	20A				
	Tensão de desconexão por subtensão	11,1V		22,2V		
	Tensão de reconexão após subtensão	12,6V		25,2V		
	Tensão de desconexão por sobretensão	15,0V		30,0V		
Eficiência	MPPT	>99,5%				
	Conversão	Até 98%				

Fonte: EPEVER (2025).

O Sistema 5 possui o controlador de carga, ilustrado na Figura 2.6, da fabricante EPEVER modelo TRACER – 6420AN. O controlador pode operar com um banco de baterias de 12 V, 24 V, 36 V ou 48 V. A tabela 2.3 exhibe as especificações técnicas do controlador.

Figura 2.6 - Controlador de carga TRACER – 6420AN.



Fonte: EPEVER (2025)

Tabela 2.3 - Especificações técnicas do controlador de carga TRACER – 6420AN.

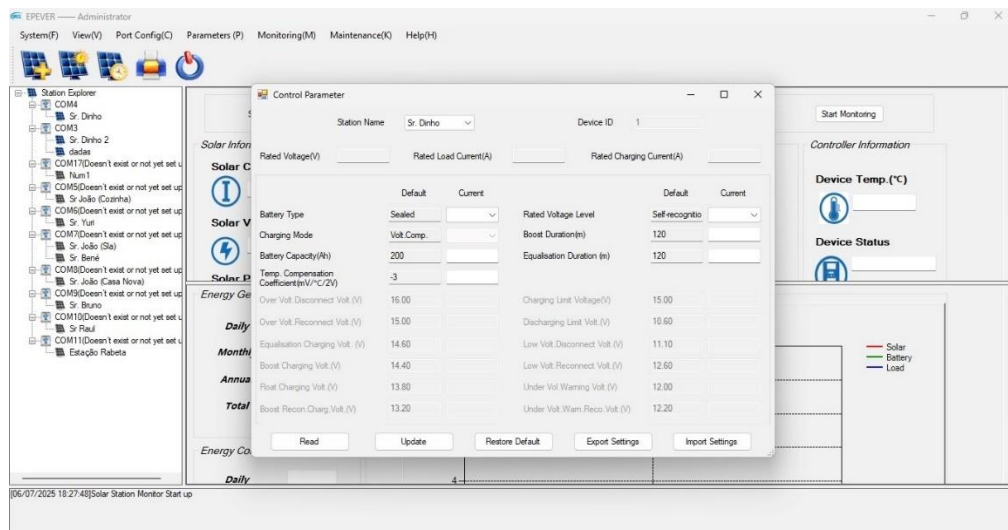
Seção	Parâmetro	12V	24V	36V	48V				
FV	Potência Máxima	750W	1500W	2250W	3000W				
	Tensão máxima de circuito aberto	180V(25°C) e 200V(<25°C)							
	Tensão de MPPT	(Tensão da bateria +2V) ~144V(25°C)							
	Corrente máxima de curto-circuito	60A							
Bateria	Tensão de entrada	8 V – 68 V							
	Corrente em modo de espera	< 98mA	< 60mA	< 50mA	< 46mA				
Carregador	Tensão de carga	Etapa Boost	Flooded 14,6V VRLA 14,4V	Flooded 29,2V VRLA 28,8V	Flooded 43,8V VRLA 43,2V	Flooded 58,4 VRLA 57,6			
	Tensão no modo float	13,8V		27,6V		41,4V		55,2V	
	Corrente máxima de carga e descarga	50A							
	Faixa de compensação de temperatura	+ 3 mV/°C/2 V							
Equalização	Tensão máxima de equalização	14,8V	14,6V	29,6V	29,2V	44,4V	43,8V	59,2V	58,4V
Proteções internas	Corrente máxima nos terminais das cargas	60A							
	Tensão de desconexão por subtensão	11,1V	22,2V	33,3V	44,4V				

Tensão de reconexão após subtensão	12,6V	25,2V	37,8V	50,4V
Tensão de desconexão por sobretensão	16,0V	32,0V	48V	64V
Eficiência	MPPT	>99,5%		
	Conversão	98,1%		

Fonte: EPEVER (2025)

Os controladores permitem o monitoramento e a configuração de seus parâmetros por meio do *software Solar Station*, desenvolvido pela própria fabricante EPEVER. Esse *software* é acessado via computador, utilizando um conversor USB–RS485, e permite o ajuste fino das tensões de carregamento (*boost, float, low cut-off*), o acompanhamento em tempo real das variáveis elétricas e o registro dos dados operacionais (EPEVER, 2025). O uso do *Solar Station* é útil, pois permite personalizar o comportamento do controlador conforme as características locais da rede e das baterias. A figura 2.7 mostra a interface do *software Solar Station*, com os parâmetros operacionais que podem ser configurados pelo usuário.

Figura 2.7 – Interface do *software Solar Station*.



Fonte: Autor

Esses equipamentos eletrônicos têm a função de gerenciar o fluxo de energia dos geradores fotovoltaicos para as baterias, com o objetivo de protegê-las contra cargas excessivas por meio de algoritmos de carregamento em estágios. Além disso, o modelo XTRA possui uma saída *load* dedicada ao fornecimento de energia para cargas c.c. conectadas diretamente ao

controlador, que opera com proteções automáticas. Essa saída é desconectada automaticamente em casos de subtensão no banco de baterias, evitando descargas profundas que podem comprometer a vida útil das baterias, e é reconectada quando os níveis de tensão retornam a um patamar seguro, conforme os parâmetros configurados no equipamento, além de poder ser programada para horários específicos

2.4 Sistema de Armazenamento

O sistema de armazenamento da MDCC é composto por oito bancos de baterias de chumbo ácido, distribuídos entre os sistemas conforme descrito por Ferreira (2021). Juntos, esses bancos de baterias têm uma capacidade total de armazenamento de 3480 Ah. A tabela 2.4 exhibe as especificações técnicas dos bancos de baterias.

Tabela 2.4 - Especificações técnicas dos bancos de bateria.

Sistema	Quantidade	Fabricante	Armazenamento (Ah)	Total (Ah)
Sistema 01	4	OUTBACK	100	400
Sistema 02	2	MOURA	220	440
Sistema 03	2	MOURA	220	440
Sistema 04	2	TUDOR	220	440
Sistema 05	2	TUDOR	220	440
Sistema 06	2	TUDOR	220	440
Sistema 07	2	TUDOR	220	440
Sistema 08	2	TUDOR	220	440
Total	18	-	-	3480

Fonte: Ferreira (2021)

2.5 Quadros de Distribuição

Cada um dos oito sistemas da MDCC conta com um quadro de distribuição (Figura 2.8). A construção deste quadro é feita aço carbono, com grau de proteção IP 54 e dimensões de 600 x 600 x 250 mm. Em seu interior estão instalados 2 barramentos borne com 12 furos (1 para o polo positivo da rede, e 1 para o polo negativo), 3 disjuntores c.c. bipolares (1 destinado ao gerador fotovoltaico, 1 destinado ao banco de baterias e 1 destinado à conexão do controlador

de carga à rede.), 1 dispositivo de proteção contra surtos (DPS) c.c. bipolar, 1 porta fusível monopolar tipo cartucho e 1 diodo de bloqueio.

Figura 2.8 - Quadro de distribuição do Sistema 03.



Fonte: Autor

2.6 Cargas

A maioria das cargas é alimentada por corrente contínua, seja pela configuração original ou por adaptações realizadas pela equipe do projeto da MDCC, como rádios e batedeiras de açai. Algumas cargas, no entanto, requerem inversores de baixa potência para converter corrente contínua em alternada, como televisores, máquinas de costura e roteadores de internet. Na tabela 2.5, é apresentado um levantamento das cargas instaladas, incluindo a descrição dos equipamentos utilizados (Ferreira, 2021).

Tabela 2.5 – Levantamento da carga instalada (até dez/2022).

Edificação/Setor	Quantidade	Carga	Potência (W)	Potência Total (W)
Fernanda,	1	Batedeira de Açai	400	400
Matoso, Sr.	7	Lâmpadas	9	63
João	1	Tomadas USB	15	15

	1	TUG	100	100
	1	Máquina de costurar	90	90
	2	Geladeira	80	160
	1	Freezer	70	70
	2	Televisão 32"	100	200
	2	Roteador de internet	30	60
Raul	1	Televisão 32"	100	100
	1	TUG	100	100
	1	Roteador de internet	30	30
	6	Lâmpadas	9	54
	2	Batedeira de açai	400	1200
Bruno	1	Televisão 52"	275	275
	6	Lâmpadas	9	54
	1	Tomada USB	15	15
	1	Refletor	20	20
	1	TUG	100	100
Porto Raul	1	Lâmpadas	9	9
Mãe do Sr. João	6	Lâmpadas	9	54
	1	Rádio	3	3
	1	Televisão 32"	100	100
Yuri	1	TUG (Inversor)	100	100
	3	Lâmpadas	9	27
	1	Batedeira de açai	370	370
Sr. João – Casa Nova	9	Lâmpadas	9	81

Potência	-	-	-	3450
Instalada				

Fonte: Ferreira (2021)

2.7 Considerações sobre o Capítulo

Este capítulo apresentou uma visão geral da microrrede de distribuição em corrente contínua (MDCC) na Ilha das Onças, Barcarena-PA. A MDCC, composta por oito sistemas interconectados, inclui geradores fotovoltaicos e bancos de baterias, fornecendo energia às residências da comunidade do Rio Piramanha, com uma capacidade total de 7,4 kWp em geradores fotovoltaicos. O sistema de armazenamento possui oito bancos de baterias com capacidade total de 3480 Ah. A MDCC opera em 24 V, com arquitetura radial isolada da rede de corrente alternada. Para a gestão do fluxo de energia são utilizados controladores de carga, que são essenciais para a gestão do fluxo de energia. Disjuntores, DPS e chaves fusível são utilizados na proteção de dos equipamentos.

As características específicas dessa infraestrutura revelam um cenário propício à investigação de eventos de sobretensão, considerando os efeitos da geração distribuída em redes c.c. isoladas com operação passiva. A presença de múltiplos pontos de geração operando de forma simultânea, cada um com seu próprio banco de baterias, configura uma rede dinâmica, onde variações na irradiância e na demanda local podem afetar diretamente os níveis de tensão do barramento comum.

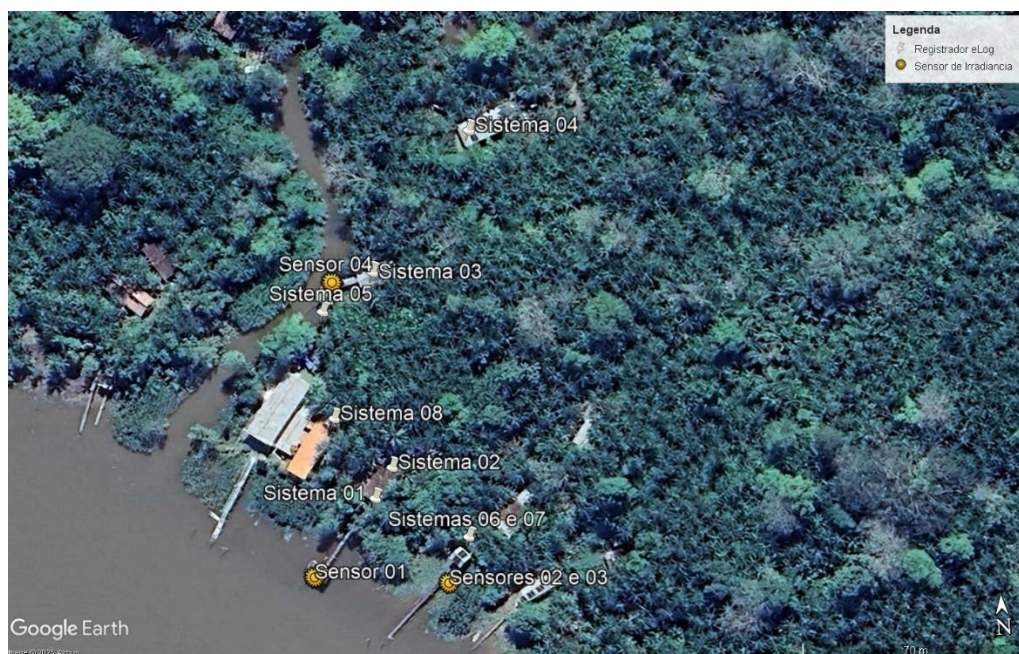
Esse contexto técnico e estrutural é fundamental para compreender os padrões de ocorrência das sobretensões, especialmente sob diferentes regimes de geração e consumo. Assim, os dados levantados neste capítulo servem de base para o capítulo seguinte, no qual são apresentados os métodos e as fontes de dados utilizadas na análise estatística dos eventos de sobretensão monitorados ao longo do tempo.

3 DADOS E MÉTODOS

No presente capítulo são descritas as fontes de dados utilizadas neste trabalho, bem como o sistema de aquisição, registro e tratamento das informações. Foram combinados dados operacionais extraídos dos controladores de carga instalados na MDCC com registros de irradiância global, coletadas por meio de um sensor instalado no local (Silva, 2024). A aquisição e o armazenamento dos dados elétricos são realizados por meio do módulo eLOG01, um dispositivo compatível com os controladores EPEVER.

Além disso, apresentam-se os critérios metodológicos para a identificação de eventos de sobretensão e para a análise estatística da relação entre esses eventos e as condições ambientais. A Figura 3.1 ilustra a distribuição espacial dos registradores eLOG01 e dos sensores de irradiância.

Figura 3.1 – Localização dos registradores e sensores.



Fonte: Autor

3.1 Tensão de Operação

O valor de tensão da rede e outros parâmetros elétricos de operação da MDCC são armazenados em um registrador modelo eLOG01 da fabricante EPEVER (Figura 3.2). O eLOG01 é um acessório desenvolvido para utilização em conjunto com controladores de carga

da fabricante EPEVER, a fim de armazenar dados de operação do sistema, além de possibilitar a realização do monitoramento em tempo real via *software* para PC ou *notebook*. A comunicação entre o controlador e o registrador utiliza o barramento RS485.

Figura 3.2 – Registrador eLOG01.



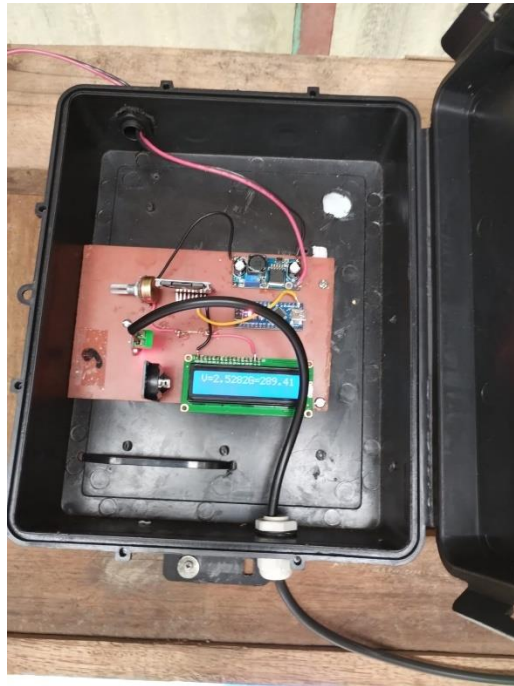
Fonte: EPEVER (2021)

Cada sistema da MDCC possui um registrador de dados associado ao controlador de carga, armazenando dados de operação do Gerador fotovoltaico e banco de baterias conectados ao controlador de carga, bem como dados da saída *load* do controlador (saída conectada na MDCC). Os registradores foram configurados para fazer o registro dos dados a cada intervalo de um minuto. Os dados são baixados utilizando *software* próprio fornecido pelo fabricante.

3.2 Irradiância Global

Para medição dos dados de irradiância global foi desenvolvido um sistema de aquisição e registro utilizando a plataforma Arduino Nano (Figura 3.3). Para medir a irradiância global, emprega-se a relação entre a corrente de curto-circuito e a irradiância no plano de um módulo fotovoltaico de referência, conforme equação (1), usando o sensor ACS712-5A, que mede correntes elétricas de até ± 5 A. Este sensor gera uma variação de 185 mV por Ampère, e sua saída é processada pelo microcontrolador na plataforma Arduino, considerando uma curva de calibração levantada individualmente para cada sensor.

Figura 3.3 – Sistema de aquisição de dados de irradiância global instalado no Sistema 06.



Fonte: Autor

$$G_i = \frac{G_{i,STC} \times I_{SC}}{I_{SC,STC}} \quad (1)$$

Onde:

G_i - Irradiância global (W/m²);

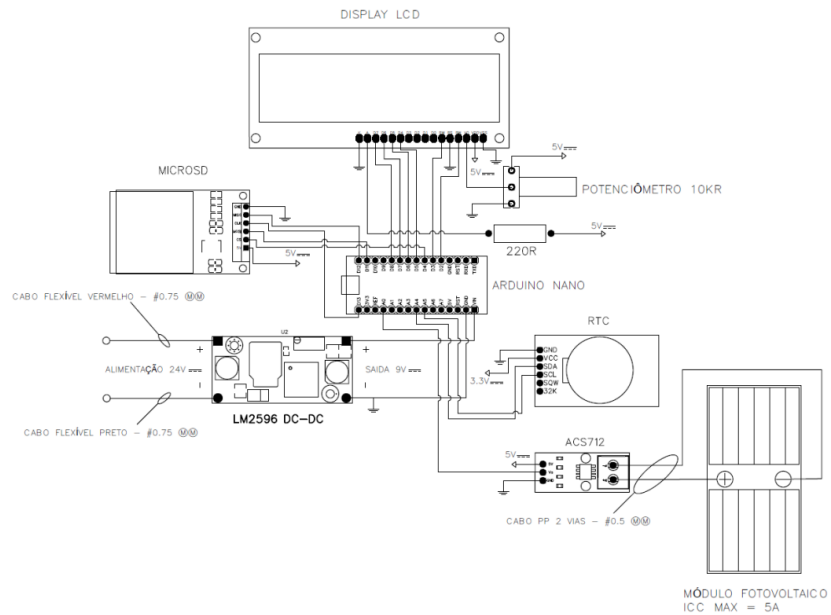
$G_{i,STC}$ - 1000 W/m²;

I_{SC} - Corrente de curto-circuito medida.

$I_{SC,STC}$ - Corrente de curto-circuito de referência.

Para armazenar os dados de irradiância global, incluiu-se um módulo de cartão SD, enquanto um módulo RTC DS3231 registra a data e hora, mesmo durante quedas de energia. O sensor possui tensão de alimentação de 24V, sendo ligado diretamente à rede de distribuição. Além disso, um display LCD 16x2 exibe a irradiância global e a tensão de saída do sensor de corrente em tempo real. Na entrada de alimentação do sistema de aquisição há um regulador de tensão DC-DC LM2596, que converte a tensão de 24 V para 9 V, fornecendo até 3 A de corrente. Um diagrama do circuito do sistema está ilustrado na figura 3.4.

Figura 3.4 – Diagrama do circuito de monitoramento de irradiância global.



Fonte: Silva (2024)

Quatro unidades do sistema de medição de irradiância global desenvolvido foram instaladas na localidade. A primeira unidade (sensor 1) foi posicionada no telhado do píer dos geradores fotovoltaicos dos sistemas 1 e 2. A segunda unidade (sensor 2) foi colocada no gerador fotovoltaico do sistema 6, enquanto a terceira unidade (sensor 3) foi instalada no gerador fotovoltaico do sistema 7. Por fim, a quarta unidade (sensor 4) foi posicionada no sistema 3. As características elétricas dos módulos fotovoltaicos utilizados nos sensores estão apresentadas na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2 consta a inclinação e orientação azimutal de cada módulo de referência instalado. A figura 3.5 mostra o sensor instalado no sistema 06.

Tabela 3.1 – Características elétricas dos módulos fotovoltaicos de referência utilizados.

	Sensores 1, 2 e 4	Sensor 3
Modelo	Yingli solar: YL022P-17b-1/7	Solar Leading: SL5M36-20W
P_{máx}	22 W	20 W
V_{mp}	17,8 V	17,28 V
I_{mp}	1,24 A	1,16 A
V_{oc}	21,7 V	21,24 V
I_{sc}	1,35 A	1,31 A

Fonte: Silva (2024)

Tabela 3.2 – Inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos de referência (sensores de irradiância).

Sensor	Inclinação	Orientação
1	17°	NE
2	14°	NE
3	13°	SO
4	20°	S

Fonte: Silva (2024)

Figura 3.5 – Módulo fotovoltaico de referência (sensor) instalado no Gerador do sistema 06 (destaque em vermelho).



Fonte: Autor

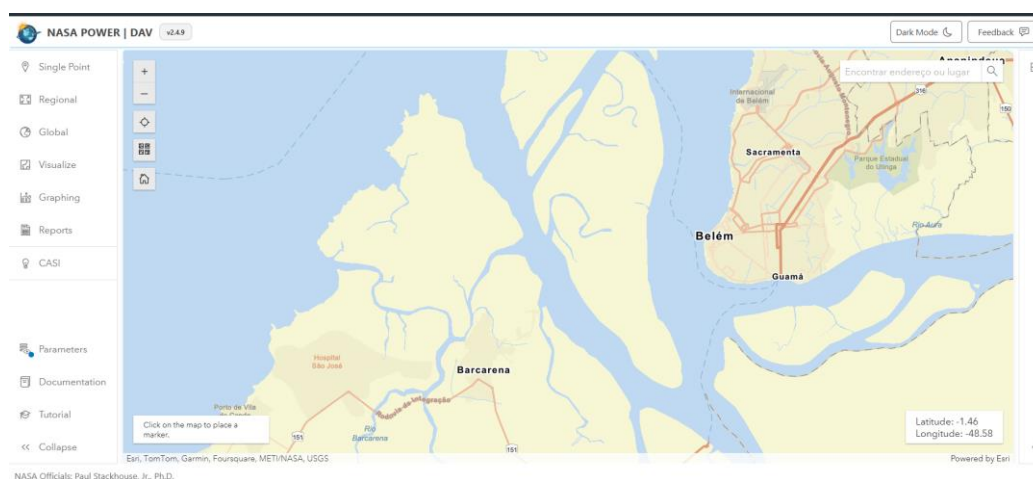
Durante as visitas técnicas a campo, a equipe do GEDAE realiza a coleta manualmente os dados registrados pelo sistema de monitoração de irradiância global. Este procedimento se dá pela transferência do arquivo CSV (com valores separados por vírgula) que está armazenado no cartão SD para um computador, seguido pelo retorno do cartão ao sistema de monitoração.

Como complementação e validação dos dados dos sensores, é utilizada a base de dados do projeto *Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER)*, da *National Aeronautics and Space Administration (NASA)*. O projeto *POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources)* da NASA fornece conjuntos de dados meteorológicos e de radiação solar derivados de satélite, com cobertura global e resolução diária, voltados para aplicações em energia renovável, planejamento agrícola e estudos ambientais. Os dados da plataforma são

amplamente utilizados e apresentam boa consistência com medições de superfície, conforme validado em diversas regiões (Kwawuvi *et al.*, 2023).

Da plataforma *POWER* são utilizados dados de irradiância ao longo de um dia, com resolução temporal de 1 hora, e dados de Horas de Sol Pleno (HSP) diária. A figura 3.6 mostra a interface da plataforma *POWER*.

Figura 3.6 – Interface da plataforma *POWER*.



Fonte: Autor

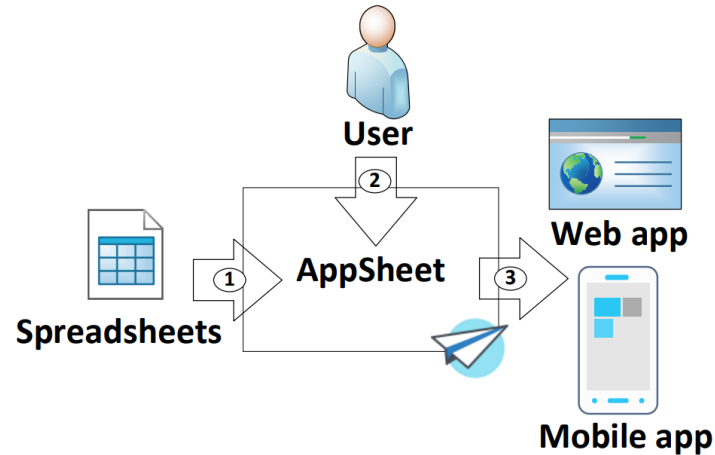
3.3 Visualização de dados de irradiância

Emprega-se o *software Appsheet* para o tratamento gráfico dos dados de irradiância da MDCC. De acordo com Petrovic (2020), o *AppSheet* é uma plataforma *web* de desenvolvimento que simplifica a criação e distribuição de aplicativos para dispositivos móveis, *tablets* e *web*, utilizando dados armazenados na nuvem, como planilhas e bancos de dados, sem exigir habilidades de programação. Inicialmente lançado como um projeto independente em 2014, o *AppSheet* foi adquirido pela empresa Google e incorporado ao *Google Cloud* em janeiro de 2020. Seu foco principal é voltado para aplicações empresariais, como gestão de projetos, CRM (gestão de relacionamento com clientes) e relatórios personalizados.

A plataforma *Appsheet* analisa automaticamente a estrutura dos dados fornecidos e gera visualizações no aplicativo, mas também permite ao usuário personalizar a interface, possibilitando ocultar ou exibir colunas específicas, agrupar ou ordenar dados, criar novas visualizações e inserir valores calculados com base em fórmulas predefinidas. Além de lidar com dados textuais e numéricos, o *AppSheet* também permite a inclusão de imagens e vídeos

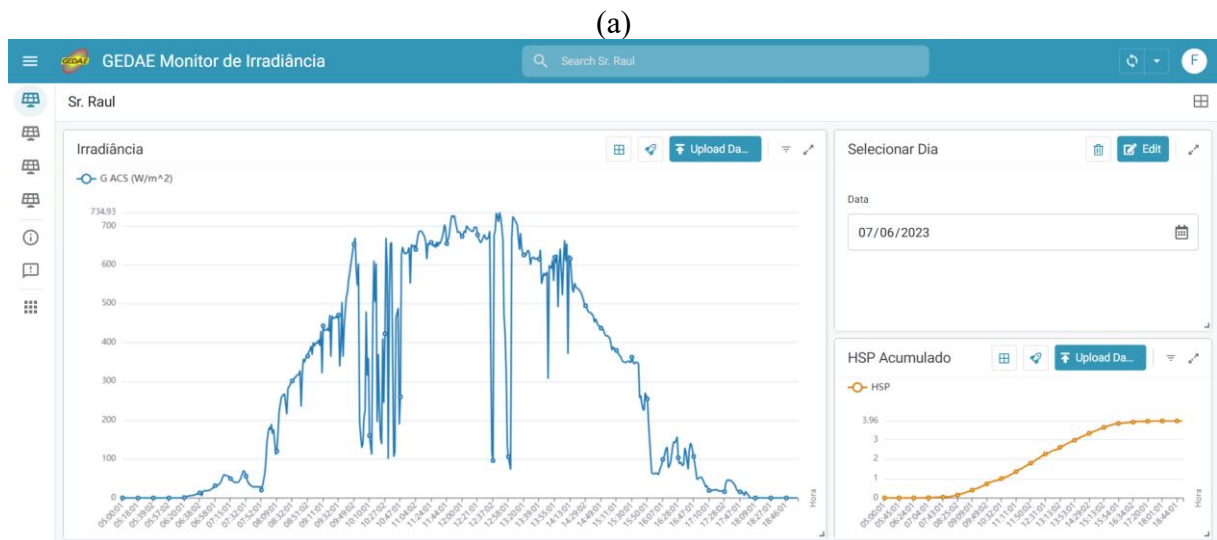
na interface do usuário. Na Figura 3.7, é apresentada uma visão geral do fluxo típico de criação de aplicativos (começando com o *Google Sheets* como fonte de dados) utilizando o *AppSheet*. Na figura 3.8 é mostrada a interface geral do aplicativo desenvolvido a partir do *AppSheet*.

Figura 3.7 – Fluxo de um aplicativo baseado na plataforma *AppSheet*.



Fonte: Petrovic (2020)

Figura 3.8 – Interface do aplicativo desenvolvido: (a) Versão desktop; (b) Versão mobile.



(b)



Fonte: Autor

A base de dados é constituída pelos parâmetros de geração fotovoltaica dos quatro subsistemas da MDCC, juntamente com a data e hora de cada aquisição registrada. Os parâmetros incluem: a tensão de saída do ACS712, medida em volts (V); a corrente de curto-circuito do módulo de referência, calculada a partir da saída do transdutor de corrente utilizado, medida em ampères (A); a irradiância global no plano de inclinação do gerador fotovoltaico, medida em W/m^2 ; e o número de Horas de Sol Pleno (HSP); o HSP reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a $1 kW/m^2$, de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia (Pinho e Galdino, 2014). Na figura 3.9 mostra-se parte da formatação da planilha utilizada como base de dados de um dos sistemas.

Figura 3.9 – Exemplo de planilha para a base de dados utilizada no aplicativo.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Data	Hora	Corrente ACS	Tensao ACS (V G ACS (W/m^2)		Hora_1	Hora_diffR	HSP_p
2	02/02/2023	17:14:00	528,00	25.018	73	00:01:00	0,01666666667	0,001216666667
3	02/02/2023	17:15:00	485,00	2.501	67	00:06:00	0,1	0,0067
4	02/02/2023	17:21:00	427,00	24.999	59	00:01:00	0,01666666667	0,0009833333333
5	02/02/2023	17:22:00	413,00	24.996	57	00:01:00	0,01666666667	0,00095
6	02/02/2023	17:23:00	412,00	24.996	57	00:01:00	0,01666666667	0,00095
7	02/02/2023	17:24:00	407,00	24.995	56	00:01:00	0,01666666667	0,0009333333333
8	02/02/2023	17:25:00	394,00	24.993	55	00:01:00	0,01666666667	0,0009166666667
9	02/02/2023	17:26:00	392,00	24.993	54	00:01:00	0,01666666667	0,0009
10	02/02/2023	17:27:00	386,00	24.991	54	00:01:00	0,01666666667	0,0009
11	02/02/2023	17:28:00	384,00	24.991	53	00:01:00	0,01666666667	0,0008833333333
12	02/02/2023	17:29:00	381,00	2.499	53	00:10:00	0,16666666667	0,0088333333333
13	02/02/2023	17:39:00	415,00	24.997	58	00:01:00	0,01666666667	0,0009666666667
14	02/02/2023	17:40:00	411,00	24.996	57	00:01:00	0,01666666667	0,00095
15	02/02/2023	17:41:00	412,00	24.996	57	00:01:00	0,01666666667	0,00095
16	02/02/2023	17:42:00	388,00	24.992	54	00:01:00	0,01666666667	0,0009
17	02/02/2023	17:43:00	394,00	24.993	55	00:15:00	0,25	0,01375
18	02/02/2023	17:58:00	395,00	24.993	55	00:01:00	0,01666666667	0,0009166666667
19	02/02/2023	17:59:00	392,00	24.992	54	00:13:00	0,21666666667	0,0117
20	02/02/2023	18:12:00	93,00	24.937	13	00:01:00	0,01666666667	0,0002166666667
21	02/02/2023	18:13:00	8,00	24.935	12	00:01:00	0,01666666667	0,0002
22	02/02/2023	18:14:00	52,00	2.493	8	00:01:00	0,01666666667	0,0001333333333

Fonte: Autor

Emprega-se uma taxa de amostragem de 1 minuto para coleta de dados dos sensores de irradiância global, este intervalo foi escolhido para facilitar a integração dos dados com o sistema de monitoramento geral da microrrede.

Cada subsistema armazena seus dados em uma planilha do *Google Sheets*, que contém o histórico completo desde a implementação na localidade. A base de dados é organizada em cinco planilhas: quatro correspondem aos subsistemas monitorados localmente, e uma contém os dados extraídos da plataforma *POWER*, utilizados como referência para validar os registros de irradiância locais. Os dados da plataforma *POWER* são atualizados diariamente, com um atraso (*delay*) médio de 4 dias em relação à data da medição. As bases de dados são armazenadas na nuvem do *Google Drive*, sempre que novos dados são adquiridos, as informações dos arquivos CSV são carregadas na base de dados, por meio de um botão específico na interface do aplicativo, como mostrado na figura 3.10.

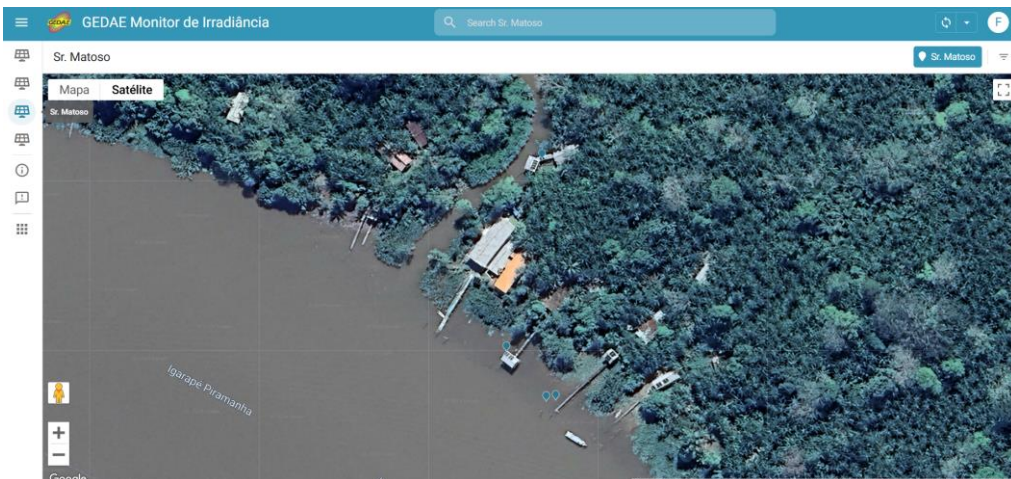
Figura 3.10 –Interface do monitor de irradiância global com o botão de upload de dados em destaque.



Fonte: Autor

Para aprimorar a navegação entre os diferentes sistemas, existem menus laterais que direcionam o usuário a um mapa que indica a localização dos sistemas. No mapa há um botão que direciona o usuário ao subsistema selecionado. Na Figura. 3.11 mostra-se essa interface.

Figura 3.11–Interface do monitor de irradiância com o botão de direcionamento ao sistema desejado em destaque.



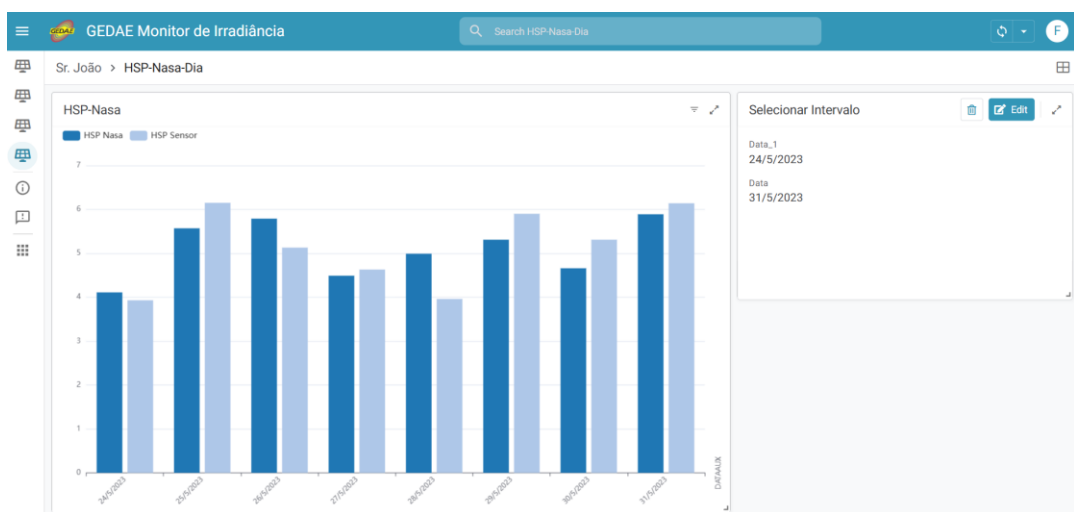
Fonte: Autor

Ao escolher um dos sistemas, o usuário é levado à aba que exibe o gráfico da irradiância ao longo do dia. Nesse gráfico, um *card* secundário mostra a curva acumulativa das horas de sol pleno (HSP). A página possui filtros de data à direita, e o usuário pode selecionar o dia a ser visualizado no centro, como mostrado na Figura 3.10.

O botão "Comparar com dados da NASA" direciona o usuário para um gráfico que coloca lado a lado os dados coletados pelos sensores de irradiância locais e as informações da

plataforma *POWER*. Apesar de fornecer dados meteorológicos e de energias renováveis de forma confiável, essa ferramenta enfrenta atrasos em torno de 4 dias na atualização das informações, dificultando análises em tempo real e a rápida identificação de problemas que necessitam de solução (NASA POWER, 2020). A Figura. 3.12 mostra a página para o Sensor 1, onde um gráfico de colunas apresenta os valores totais de HSP para cada dia no período selecionado pelo usuário. Os dados de irradiância obtidos por meio da plataforma *POWER* da NASA são para o plano horizontal.

Figura 3.12 – Interface da *view* de comparação com dados da NASA.



Fonte: Autor

3.4 Qualidade de energia elétrica em sistemas de corrente contínua

Os fenômenos associados à qualidade da energia elétrica podem ser categorizados em transitórios, de curta duração e de longa duração (regime permanente), relacionados à tensão em sistemas de distribuição em corrente contínua, conforme disposto em Fonseca (2021). Esses eventos são classificados de acordo com sua natureza, origem e impactos potenciais, com base nas diretrizes do padrão IEEE Std 1159 – *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality* (IEEE, 2019), que define parâmetros como valores de tensão ou corrente (em p.u.), duração dos eventos e limites de referência utilizados para sua avaliação. Embora a IEEE 1159 tenha sido originalmente desenvolvida para sistemas em corrente alternada, ela tem sido adotada em sistemas em corrente contínua devido à ausência de normas específicas. Recentemente, no entanto, o IEC TR 63282 tem se destacado como um avanço importante nesse campo, ao abordar de forma mais direcionada os aspectos da

qualidade da energia elétrica em sistemas c.c., contribuindo para a futura padronização da qualidade de energia nesses sistemas.

Os fenômenos transitórios são categorizados como impulsivo e oscilatório. Um fenômeno transitório impulsivo ocorre, em geral, devido a descargas atmosféricas e pode ser definido como uma variação abrupta e unidirecional na tensão, na corrente ou em ambas, em relação aos valores nominais. Esse tipo de evento é caracterizado por sua magnitude, tempo de ascensão e decaimento, conforme ilustrado na Tabela 3.3.

Por outro lado, um fenômeno transitório oscilatório consiste em uma alteração súbita no estado de regime permanente da tensão, da corrente ou de ambas, alternando entre valores positivos e negativos (da forma de onda em c.a.) com um decaimento ao longo do tempo (Fonseca, 2021).

Tabela 3.3 - Classificação dos eventos transitórios.

Categoria	Subcategoria	Duração do Evento	Amplitude da tensão em relação à tensão de referência
Impulsivo	Nanossegundos	<50 ns	-
	Microsegundos	50 ns – 1 ms	
	Milisegundos	>1 ms	
Oscilatório	Frequência baixa	0,3 ms – 50 ms	0 – 4 p.u.
	Frequência média	20 μ s	0 – 8 p.u.
	Frequência alta	5 μ s	0 – 4 p.u.

Fonte: IEEE (2019)

As variações de tensão podem ser classificadas de acordo com sua duração, magnitude e polaridade (positiva ou negativa). De acordo com o padrão IEEE - Std 1159, o termo "afundamento" (ou *voltage sag*) refere-se a uma queda no valor eficaz da tensão, variando entre 0,1 e 0,9 p.u., com duração de 0,5 ciclo até 1 minuto. Já a "elevação" (ou *voltage swell*) é caracterizado por uma elevação no valor eficaz da tensão acima de 1,1 p.u., também com duração de 0,5 ciclo até 1 minuto. Por sua vez, uma "interrupção de curta duração" ocorre quando o valor eficaz da tensão cai abaixo de 0,1 p.u., mantendo-se nesse

patamar por um período que varia de 0,5 ciclo a 1 minuto. A Tabela 3.4 detalha essas subcategorias de eventos relacionados a variações de tensão de curta duração.

Tabela 3.4 - Classificação da variação de tensão de curta duração.

Categoria	Subcategoria	Duração do Evento	Magnitude da Tensão (RMS em relação à tensão de referência)
Afundamento	Instantâneo	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 p.u.
	Momentâneo	30 ciclos – 3 seg.	
	Temporário	>3 seg. – 1 min.	
Elevação	Instantânea	0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 p.u.
	Momentânea	30 ciclos – 3 seg.	1,1 – 1,4 p.u.
	Temporária	>3 seg. – 1 min.	1,1 – 1,2 p.u.
Interrupção	Momentânea	0,5 ciclo – 3 seg.	<0,1 p.u.
	Temporária	>3 seg. – 1 min.	

Fonte: IEEE (2019)

O padrão IEEE - Std 1159 estabelece as subcategorias de subtensão, sobretensão e interrupções sustentadas como variações de tensão que persistem por períodos mais extensos (superiores a 1 minuto). Na Tabela 3.5 apresentam-se os eventos relacionados a variações de tensão de longa duração.

Tabela 3.5 - Classificação da variação de tensão longa duração.

Categoria	Duração do Evento	Magnitude da Tensão (RMS) em relação à tensão de referência
Subtensão		0,8 – 0,9 p.u.
Sobretensão	>1 min.	1,1 – 1,2 p.u.
Interrupção Sustentada		0,0 p.u.

Fonte: IEEE (2019)

Diante deste contexto, este estudo tem como propósito avaliar como sistemas de geração distribuída operam sob a ótica da qualidade de energia em uma MDCC real, com atenção especial à análise de eventos de sobretensão, em diversos cenários. A metodologia de monitoramento de sobretensão em sistemas de corrente alternada, conforme estabelecido no padrão IEEE 1159-2019, foi ajustada para o contexto da MDCC, onde se utilizou uma tensão de 24 V como referência nominal (rms).

3.5 Estudos Prévios do GEDAE/UFPA sobre QEE em MDCC

Nesta seção, destacam-se alguns trabalhos desenvolvidos no GEDAE/UFPA que tratam sobre a avaliação da qualidade de energia em microrredes de corrente contínua, especificamente distúrbios de tensão.

Em Machado (2023) são analisados os eventos de qualidade de energia, com foco nas sobretensões, em uma microrrede de distribuição de energia elétrica em corrente contínua (MDCC). São mostrados modelos matemáticos e elétricos de uma microrrede real instalada no Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA) e realizadas simulações no ambiente SIMULINK/MATLAB, considerando diferentes cenários operacionais. A pesquisa avalia a frequência de ocorrência de sobretensões e seus impactos nas cargas conectadas, evidenciando com o resultado das simulações a ocorrência significativa de sobretensões, com impactos diretos nas cargas conectadas. O estudo também ressalta a importância de

integrar modelos teóricos e experimentais para aprimorar a compreensão dos fenômenos elétricos em microrredes em corrente contínua.

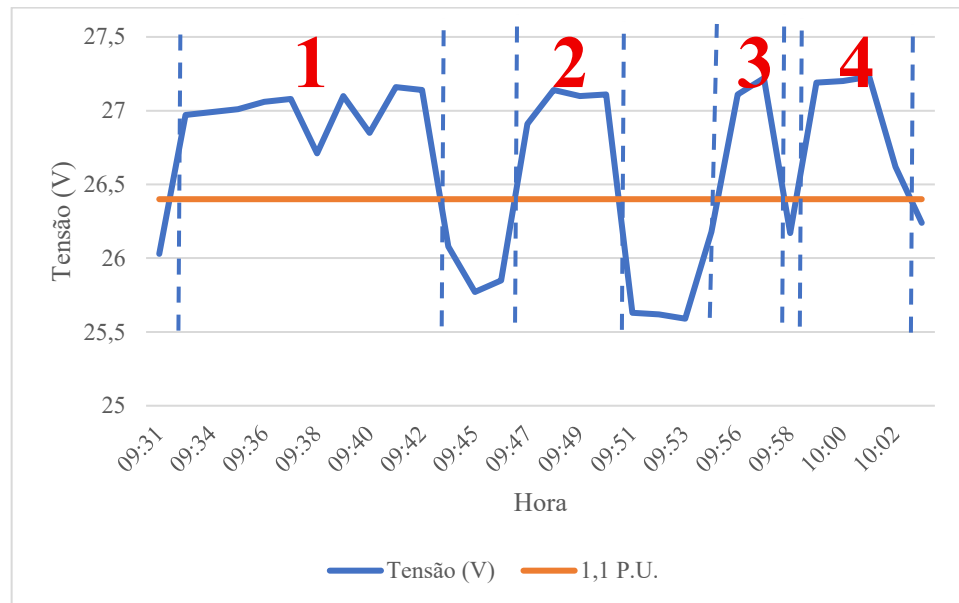
Fonseca (2021) apresenta uma análise da qualidade da energia elétrica em MDCC, com foco especial na influência do *ripple* (ondulação) na corrente sob diferentes condições operacionais. O estudo investiga a comparação entre cargas lineares e não lineares utilizadas, além de avaliar o impacto de variações na demanda de corrente sobre a estabilidade do sistema. Os resultados obtidos demonstraram que a utilização de cargas não lineares gera um *ripple* mais acentuado, o que pode comprometer a estabilidade da rede, especialmente em momentos de baixa geração fotovoltaica, consequentemente menor nível de tensão na rede de distribuição para redes de distribuição com operação passivo. Assim, o estudo conclui que é fundamental considerar as características das cargas e as condições operacionais para otimizar a qualidade da energia.

Em Fonseca (2023) são analisados eventos de qualidade da energia elétrica (QEE) em uma MDCC, destacando a caracterização de variações de longa e curta duração, transitórios e *ripples* (ondulações) de tensão, seguindo diretrizes do IEEE Std 1159 pra variações de curta e longa duração e transitórios. Também é realizado um estudo de caso sobre interrupções no suprimento de energia em uma MDCC na Ilha das Onças, em Barcarena-PA. A conclusão do trabalho ressalta a importância da análise da qualidade da energia elétrica em sistemas de corrente contínua, evidenciando que, apesar da ausência de normativas específicas para indicadores de QEE nesses sistemas, foi possível caracterizar e classificar os eventos observados utilizando como referência o padrão IEEE Std 1159. Os ensaios realizados na MDCC do GEDAE/UFPA e na Ilha das Onças demonstraram a presença de eventos de QEE sob diversas condições operacionais.

3.6 Caracterização de um evento de sobretensão

Na figura 3.13 exemplifica-se como são caracterizados os eventos de sobretensão para as análises realizadas no presente trabalho. A contagem dos eventos é iniciada a partir do primeiro evento ocorrido no ano analisado. Para cada evento identificado, três parâmetros principais são avaliados: a duração do evento; a média de irradiância durante o evento; a média de potência na saída *load* do controlador no momento da ocorrência), expressa em watts.

Figura 3.13 - Exemplo da caracterização dos eventos de sobretensão para as análises.



Fonte: Autor

Os dados são tratados usando tabelas dinâmicas no Microsoft Excel, onde é possível filtrar e agrupar os eventos de sobretensão por dia, horário ou qualquer outro critério relevante, e possibilita o cálculo automático de estatísticas, como a média da duração dos eventos, a irradiância média e a média de potência (W) na saída *load* do controlador durante cada ocorrência. A Figura. 3.14 exibe uma dessas tabelas utilizadas.

Figura 3.14 – Exemplo de tabela dinâmica e obtenção de gráficos usados para as análises.

	A	B	C	D
2	Sobretensao	1		
3				
4	Rótulos de Linha	Média de HSPDay	Soma de HoraDecimal	
5	10/11/2022	6,86	7,283333333	
6	23/09/2022	6,78	7,9	
7	13/12/2022	6,72	7,45	
8	22/09/2022	6,71	8	
9	08/10/2022	6,61	7,766666667	
10	26/09/2022	6,6	8,25	
11	29/08/2022	6,59	7,65	
12	18/02/2022	6,58	5,85	
13	11/09/2022	6,57	8,533333333	
14	07/12/2022	6,54	7,466666667	
15	10/09/2022	6,52	8,4	
16	06/08/2022	6,5	7,85	
17	05/10/2022	6,48	7,783333333	
18	28/09/2022	6,46	8,816666667	

Fonte: Autor

3.7 Correlação de Pearson

Para a avaliação da relação entre irradiância e a duração dos eventos de sobretensão, foi utilizado o coeficiente de correlação de Pearson, que mede o grau de associação linear entre duas variáveis quantitativas. O coeficiente de Pearson é uma ferramenta clássica da estatística descritiva e analítica, sendo amplamente aplicado em estudos que buscam identificar relações diretas ou inversas entre variáveis contínuas (Santana, 2024). O coeficiente varia entre -1 e $+1$, sendo que valores próximos a $+1$ indicam correlação linear positiva, valores próximos a -1 indicam correlação negativa, e valores próximos de 0 sugerem ausência de associação linear significativa. A correlação positiva indica que ambas as variáveis aumentam (ou diminuem) simultaneamente, enquanto a correlação negativa indica que o aumento de uma variável está associado à diminuição da outra.

Pereira *et al.* (2024) complementam que, embora seja um método eficiente, uma vez que a presença de tendência, sazonalidade ou não estacionariedade nos dados pode produzir correlações espúrias, isto é, estatisticamente significativas, mas sem relação causal real. Quando duas variáveis compartilham um padrão sazonal semelhante, mesmo que não tenham relação causal entre si, a correlação de Pearson pode indicar uma associação forte e espúria.

Embora a irradiância apresente um comportamento sazonal claro, a ocorrência de sobretensões na MDCC analisada acompanha esse ciclo de forma coerente com o funcionamento do sistema fotovoltaico. Como a geração influencia diretamente a tensão do banco de baterias e por consequência no barramento c.c., a associação observada entre irradiância e duração de eventos de sobretensão reflete uma relação física real, o que justifica o uso do coeficiente de correlação de Pearson mesmo diante da sazonalidade das variáveis.

Matematicamente, o coeficiente de correlação de Pearson (r) é definido pela equação (1):

$$r = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2} \times \sqrt{\sum(y_i - \bar{y})^2}} \quad (1)$$

Em que:

- x_i e y_i são os valores observados de cada variável,
- \bar{x} e \bar{y} são as respectivas médias.

A interpretação do coeficiente de correlação de Pearson segue convenções amplamente aceitas na literatura, em que valores próximos de zero indicam correlação fraca, e valores acima de 0,7 (ou abaixo de $-0,7$) são considerados fortes (Tabela 3.6). Essa classificação é utilizada por autores como Dancey e Reidy (2007, *apud* Santana, 2024), e foi adotada neste trabalho para avaliar a intensidade da associação entre irradiância e eventos de sobretensão.

Tabela 3.6 – Interpretação dos valores absolutos de correlação.

Valor de r (absoluto)	Intensidade da correlação
0,00 – 0,30	Fraca
0,30 – 0,70	Moderada
0,70 – 1,00	Forte

Fonte: Dancey e Reidy (2007, *apud* Santana, 2024)

3.8 Considerações sobre o Capítulo

Neste capítulo foram descritas as diversas fontes de dados utilizadas no presente trabalho, suas respectivas integrações no sistema de monitoramento da MDCC, bem como, a fundamentação teórica para a metodologia e análise dos resultados apresentados neste trabalho. Os dados de tensão de operação, irradiância global no plano do gerador fotovoltaico e geração fotovoltaica foram coletados por meio de equipamentos e sensores específicos, como o registrador eLOG01 e um sistema de monitoramento baseado em Arduino Nano.

Além disso, descreveu-se a utilização da plataforma *AppSheet* como uma solução para a visualização dos dados, permitindo o desenvolvimento de uma interface intuitiva e personalizada. A integração com ferramentas como o *Google Drive* e a plataforma NASA *POWER – Data Access Viewer* ampliou as possibilidades de análise, embora existam desafios relacionados à atualização em tempo real dos dados de referência.

Os dados são tratados usando tabelas dinâmicas no Microsoft Excel, permitindo a organização das informações coletadas. Com o uso das tabelas dinâmicas, é possível filtrar e agrupar os eventos de sobretensão por dia, horário ou qualquer outro critério relevante, facilitando a identificação de padrões e tendências ao longo do tempo. Além disso, a ferramenta possibilita o cálculo automático de estatísticas, como a média da duração dos eventos, a irradiância média e a carga líquida da rede durante cada ocorrência de sobretensão.

Também foi discutido o enquadramento da qualidade da energia em sistemas de corrente contínua, destacando a ausência de normas específicas e a adaptação de referenciais como a IEEE Std 1159 (IEEE, 2019) para a caracterização de eventos como sobretensões. A revisão de

estudos prévios em MDCC reforçou a relevância do tema, evidenciando que trabalhos anteriores já identificaram distúrbios de tensão, transitórios e efeitos de cargas não lineares, confirmando a pertinência da investigação no contexto da rede da Ilha das Onças.

Adicionalmente, o evento de sobretensão foi caracterizado, usado para fazer as análises, e apresentada a metodologia estatística empregada para analisar a relação entre irradiância e ocorrência de sobretensão, por meio do coeficiente de correlação de Pearson, que possibilita mensurar o grau de associação linear entre variáveis contínuas. Essa abordagem estatística, associada à caracterização dos eventos, fornece o embasamento para a análise desenvolvida no capítulo seguinte.

4 AVALIAÇÃO DOS EVENTOS DE SOBRETENSÃO

Este capítulo tem como foco apresentar os resultados e as discussões relacionados às análises das ocorrências de sobretensão na microrrede de distribuição em corrente contínua em operação em uma comunidade na Ilha das Onças, no município de Barcarena - PA.

Para as análises foram selecionados 3 sistemas dos 8 sistemas existentes na microrrede. Os sistemas escolhidos foram: Sistema 02, Sistema 03 e Sistema 04, representando, respectivamente, pontos com alta, média e baixa média de potência na saída *load* do controlador ao longo do período analisado. A escolha visa contemplar diferentes perfis de carga dentro da rede, possibilitando avaliar a influência da demanda na ocorrência de eventos de sobretensão.

O Sistema 04, além de apresentar a menor média de potência na saída *load*, foi selecionado por estar fisicamente mais distante das demais fontes de geração, permitindo investigar como o posicionamento na MDCC influencia os distúrbios de tensão.

O período analisado compreende o ano de 2022, escolhido por apresentar registros contínuos dos dados operacionais, com todos os sistemas em funcionamento e operando com baterias do tipo chumbo-ácido.

4.1 Duração do evento de sobretensão

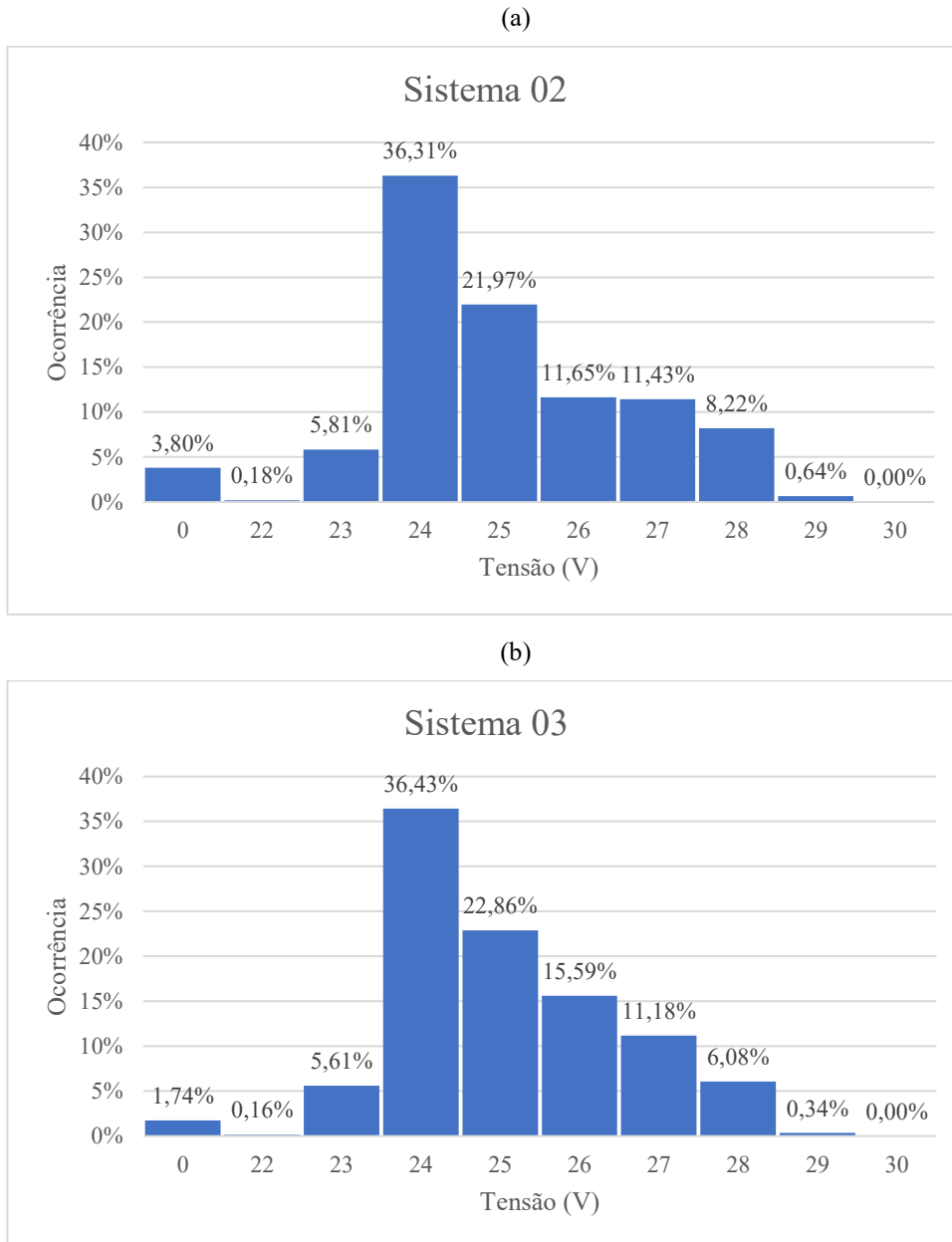
Inicialmente, analisou-se a frequência relativa com que determinados valores de tensão ocorrem. Para isso, foram utilizados os histogramas de distribuição de frequência, que permitem identificar os valores mais recorrentes dos níveis de tensão ao longo de um ano monitorado e também a magnitude e a proporção de tempo em que cada nível de tensão se manteve no sistema.

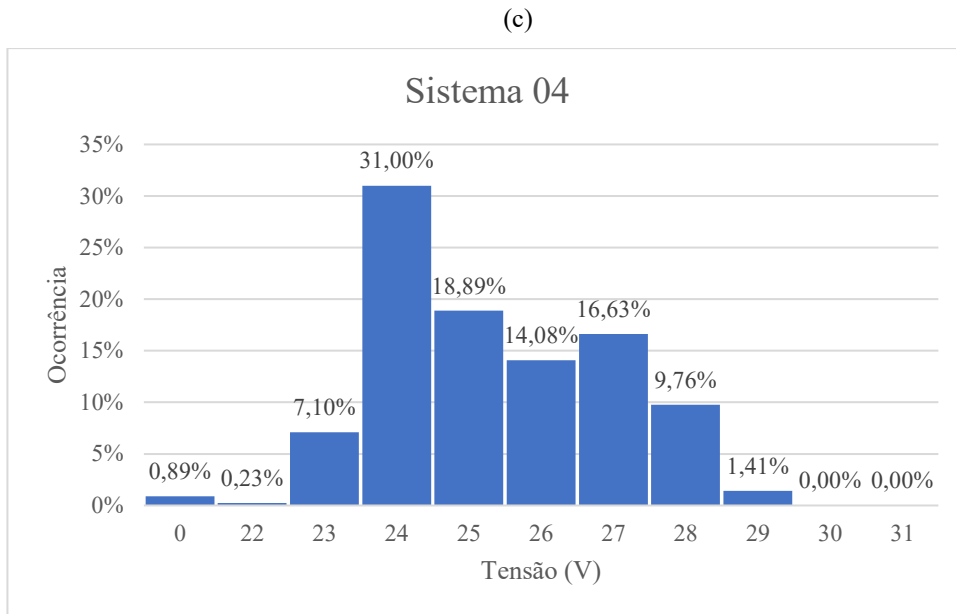
A análise histogramas de distribuição de frequência evidencia que os três sistemas (02, 03 e 04) operam a maior parte do tempo com a tensão no valor acima de 26,4 V (1,1 p.u.).

Nos Sistemas 02 e 03, a ocorrência nessa condição ainda é expressiva: aproximadamente 31,94% e 33,19% do tempo, respectivamente, registram tensões em acima de 1,1 p.u. Já no Sistema 04, essa situação é mais crítica, em que a permanência em tensões iguais ou superiores a 26,4 V atinge cerca de 40% do tempo de operação (14,08% em 26 V, 16,63% em 27 V e 9,76% em 28 V). Esses valores indicam que o Sistema 04 apresenta maior tendência de operação com sobretensão. A figura 4.1 mostra os histogramas de distribuição de frequência

das tensões na saída dos três sistemas. Os valores de tensão igual a 0 V não representam a ausência de tensão na rede. Esses registros correspondem, na verdade, a momentos em que a saída *load* do controlador de carga foi desconectada devido à condição de subtensão da bateria, fazendo com que a medição fosse registrada como 0 V pelo sistema de monitoramento.

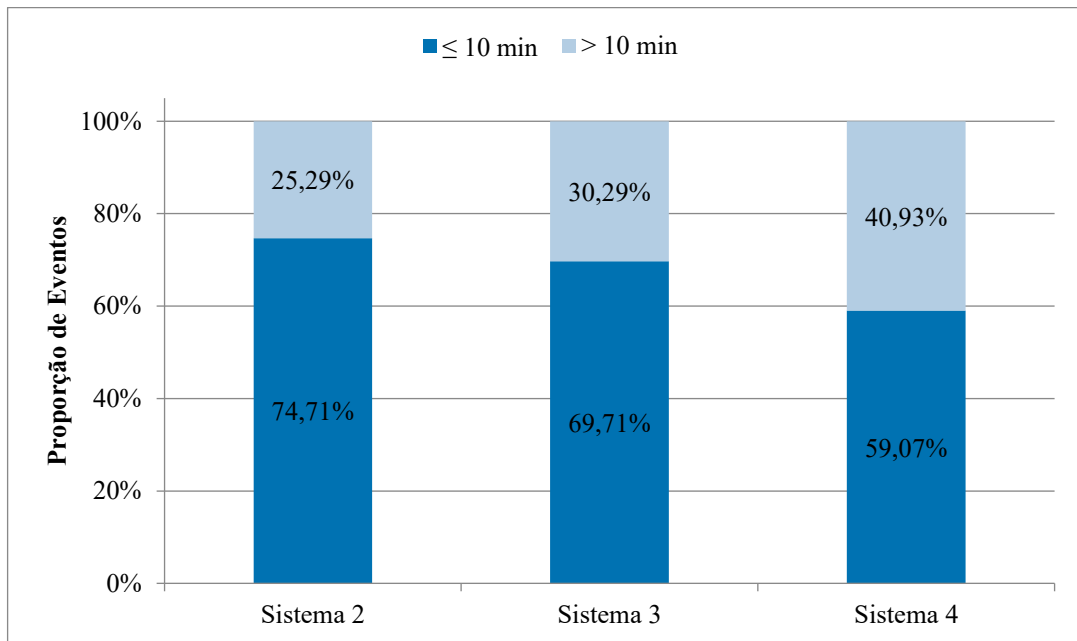
Figura 4.1 – Histograma de distribuição de frequência: (a) Sistema 02; (b) Sistema 03; (c) Sistema 04.





Nos três sistemas analisados ocorreram no total 15.996 eventos de sobretensão durante o ano de 2022. Dos quase 16 mil eventos, 4.877 ocorreram no Sistema 02; 4.418 no Sistema 03 e 3.303 no Sistema 04. Constatou-se que em média 67% dos eventos duram no máximo 10 minutos. A soma cumulativa dos eventos em função da duração dos eventos é comparada para cada sistema na figura 4.2. No Sistema 02, 74,71% dos eventos duram até 10 minutos. Para o Sistema 03, 69,71% dos eventos duram até 10 minutos. No Sistema 04, 59,07% dos eventos duram até 10 minutos.

Figura 4.2 - Soma acumulada dos eventos de sobretensão.



Fonte: Autor

A soma cumulativa dos eventos em função da duração dos eventos também foi relacionada com os níveis de irradiância durante os eventos, conforme mostrado na Figura. 4.3. Identificou-se uma correlação positiva entre o tempo de duração dos eventos de sobretensão e dos níveis de irradiância, no entanto, essa correlação não é positiva para o Sistema 04, que apresenta um menor média de potência no ponto de conexão com a rede, foi observada que a associação ocorre somente para níveis de irradiância abaixo de 800 W/m².

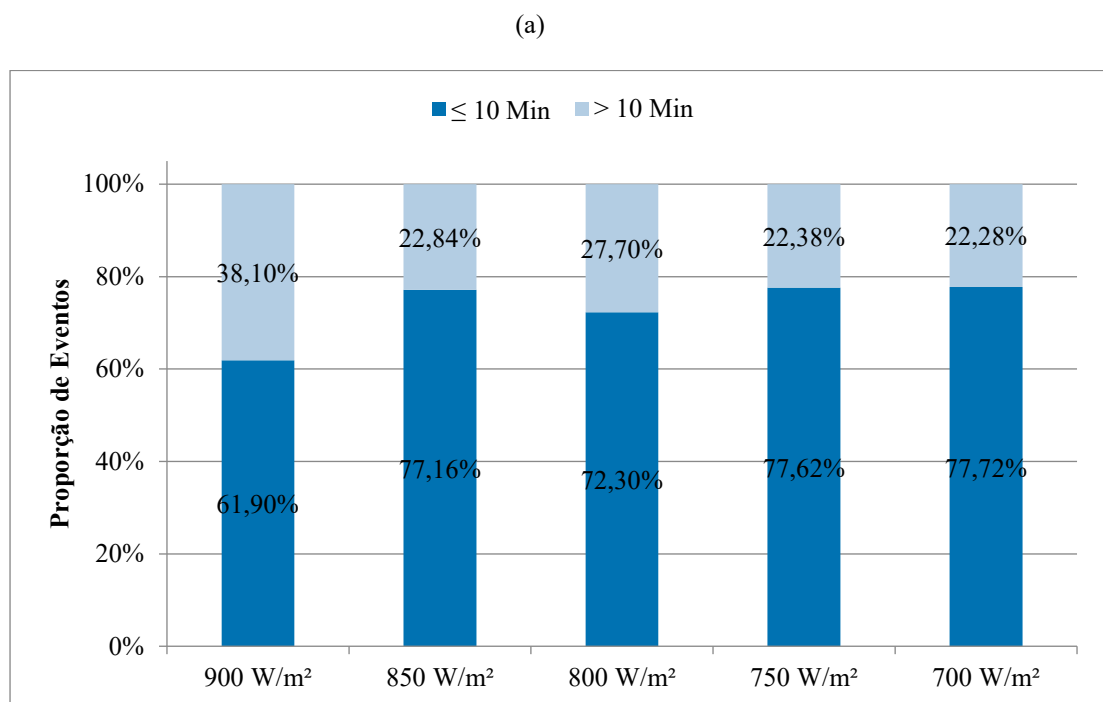
Na tabela 4.1 mostra-se de forma resumida esses dados, onde é apresentada a porcentagem acumulada de eventos de sobretensão com duração de até 10 minutos para os três sistemas operando sob diferentes níveis de irradiância global.

No Sistema 02, para níveis de irradiância de até 900 W/m², cerca de 61,9% dos eventos de sobretensão duram menos de 10 minutos. Já quando a irradiância é menor, até 700 W/m², essa proporção aumenta para 77,7%. Isso significa que, em condições de menor irradiância, os eventos tendem a ser mais curtos, o que é esperado, pois a tensão se eleva principalmente quando há maior injeção da geração solar fotovoltaica na rede.

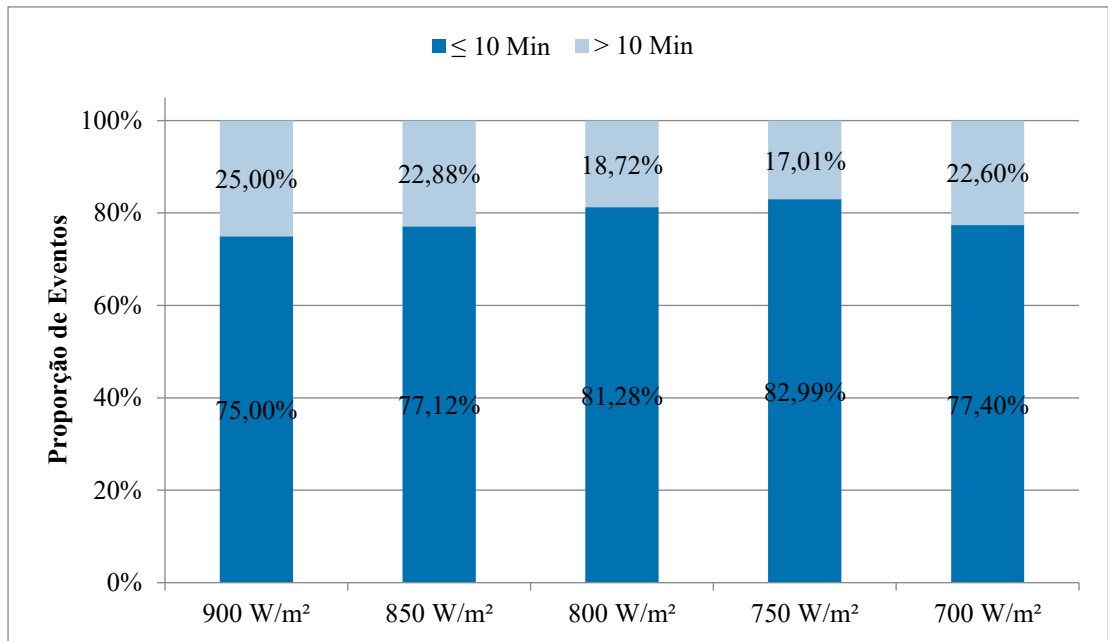
No Sistema 03, o comportamento é parecido, a porcentagem de eventos curtos cresce de 75,7% (com 900 W/m²) para 83,0% (com 750 W/m²). No entanto, em irradiâncias de até 700 W/m², ocorre uma queda para 77,4%, o que foge do padrão esperado. Esse resultado indica que fatores além da irradiância podem ter influenciado a duração das sobretensões nesse sistema.

Já o Sistema 04 apresenta um comportamento atípico. Com irradiância de até 900 W/m², 76,4% dos eventos duram menos de 10 minutos. Contudo, quando a irradiância cai para 800 W/m², esse valor tem uma redução significativa para 39,2%, sugerindo um aumento expressivo na ocorrência de eventos longos sob essa condição. A partir desse ponto, porém, o sistema volta a apresentar a tendência esperada: com irradiâncias menores, a porcentagem de eventos curtos volta a crescer.

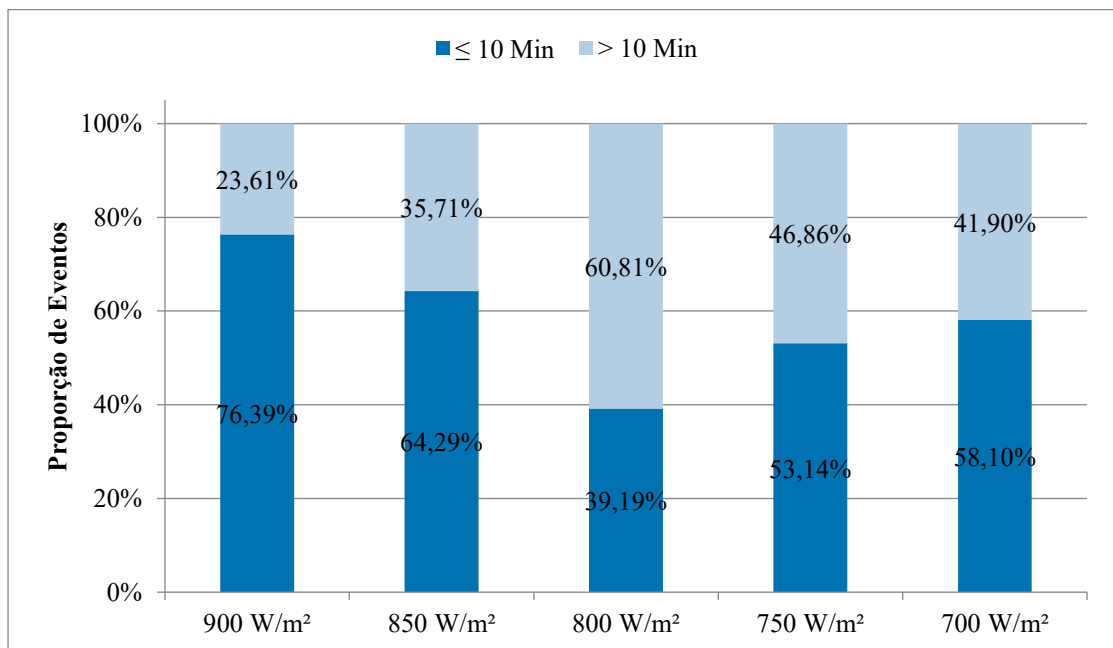
Figura 4.3 – Soma acumulada dos eventos de sobretensão para diferentes níveis de irradiância: (a) Sistema 02; (b) Sistema 03; (c) Sistema 04.



(b)



(c)



Fonte: Autor

Tabela 4.1 - Resumo das somas acumuladas dos eventos de sobretensão com duração até 10 minutos em relação aos níveis de irradiância.

Nome	900 W/m ²	850 W/m ²	800 W/m ²	750 W/m ²	700 W/m ²
Sistema 02	61,90%	77,16%	72,30%	77,62%	77,72%
Sistema 03	75,71%	77,12%	81,28%	82,99%	77,40%
Sistema 04	76,39%	64,29%	39,19%	53,14%	58,10%

Fonte: Autor

A partir da aplicação do coeficiente de correlação de Pearson, observou-se que os três sistemas analisados apresentaram comportamentos distintos quanto à relação entre irradiância e duração dos eventos de sobretensão. Nos Sistemas 02 e 03, os resultados indicaram correlação positiva, o que sugere que, à medida que a irradiância aumenta, cresce também a proporção de eventos de sobretensão com duração superior a 10 minutos. Esse comportamento está de acordo com a expectativa da variação de tensão sobre o banco de baterias, uma vez que maior geração fotovoltaica tende a elevar a tensão no ponto de acesso à MDCC, especialmente em períodos de baixa demanda.

No entanto, o Sistema 04 apresentou uma correlação negativa, indicando que, nos períodos de maior irradiância, a proporção de eventos prolongados foi menor. Esse resultado pode estar relacionado às características específicas da instalação, como a maior distância física do Sistema 04 em relação aos outros pontos de geração fotovoltaica. A tabela 4.2 mostra o resumo dos coeficientes de correlação.

Tabela 4.2 – Resumo dos coeficientes de correlação.

Sistema	Correlação (r)	Interpretação
Sistema 02	+0,75	Correlação forte e positiva
Sistema 03	+0,51	Correlação moderada e positiva
Sistema 04	-0,55	Correlação moderada e negativa

Fonte: Autor

Para cada sistema, calculou-se a potência média demandada, em watts, ao longo do período analisado. O Sistema 02 apresentou uma média de 48 W, o Sistema 03 de 42 W e o Sistema 04 de 20 W. Observa-se que o Sistema 04, por apresentar a menor demanda entre os três, pode ter essa característica associada ao comportamento atípico de correlação negativa

entre a irradiância e a duração dos eventos de sobretensão. Entretanto, com base apenas nessas análises, não é possível confirmar essa relação de forma conclusiva. Na Tabela 4.3 apresenta-se o resumo desses resultados.

Tabela 4.3 – Média de demanda dos sistemas.

Sistema	Demanda média (W)	Desvio padrão (W)
Sistema 02	48	57
Sistema 03	42	45
Sistema 04	20	35

Fonte: Autor

4.2 Distribuição Temporal

Analisando os eventos de sobretensão ao longo de 2022, iniciando pelo Sistema 02, com base em dados semanais, observa-se uma tendência de aumento nas horas de sobretensão de janeiro a outubro, atingindo em outubro um pico de 61 h semanais de sobretensão (conforme mostrado na Figura. 4.5). Após esse período, há uma redução gradual, associada à menor incidência de irradiação global com a chegada do período chuvoso.

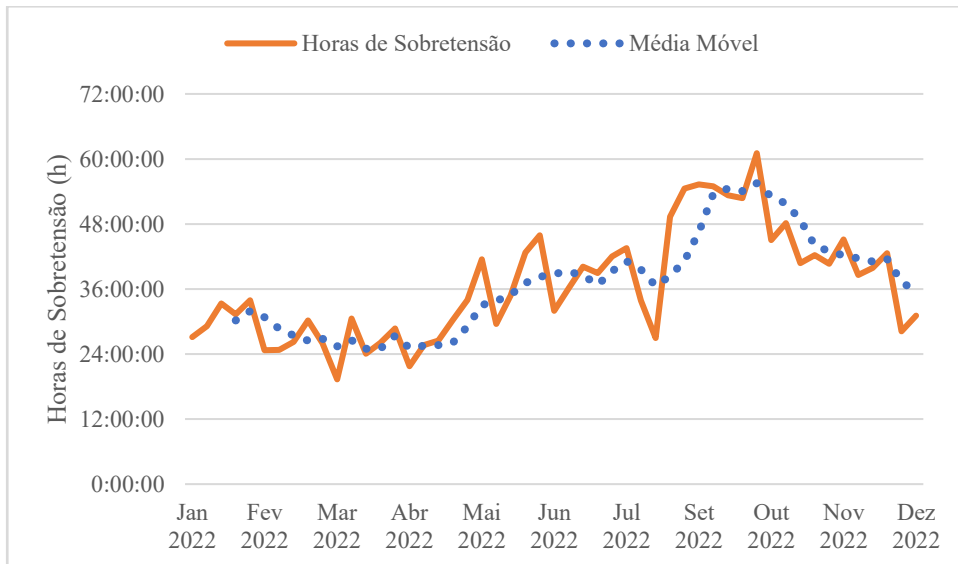
Entre abril e agosto, verifica-se um aumento significativo na média de demanda da carga, mas esse incremento não impactou diretamente a ocorrência de sobretensão (Figura. 4.5). A partir de setembro, observa-se uma queda abrupta na demanda do sistema, coincidindo, com um aumento nas horas de sobretensão semanais. Esse comportamento pode estar relacionado à diminuição do consumo simultâneo de energia, que reduz a capacidade de absorção local da geração fotovoltaica, elevando a tensão e aumentando a ocorrência de sobretensões. Esse efeito é também intensificado pela alta irradiância registrada no mês de setembro, que apresentou os maiores valores de HSP do ano (Fig. 4.6), favorecendo picos de geração em momentos de baixa demanda.

O motivo exato da redução da demanda a partir de setembro não pode ser definido com exatidão, uma vez que não há monitoramento individualizado das cargas conectadas aos sistemas. Essa limitação impede a identificação direta de quais equipamentos ou perfis de uso foram alterados no período.

Nas figuras 4.4 e 4.5 estão apresentadas as curvas referentes às horas de sobretensão semanais ao longo do ano de 2022, à média de carregamento semanal e à potência instantânea de geração. É importante destacar que, para o cálculo das médias de carregamento e da potência

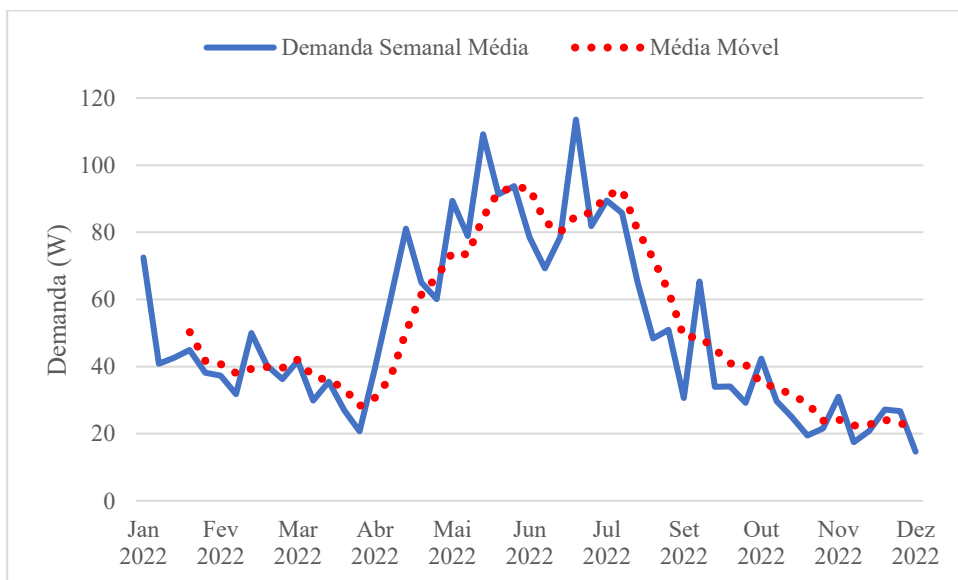
instantânea, foram considerados apenas os períodos em que ocorreram eventos de sobretensão, desconsiderando os dados fora desses intervalos. A linha pontilhada nos gráficos representa uma média móvel, que auxilia na visualização das tendências dos dados.

Figura 4.4 –Horas de sobretensão semanais do Sistema 02.



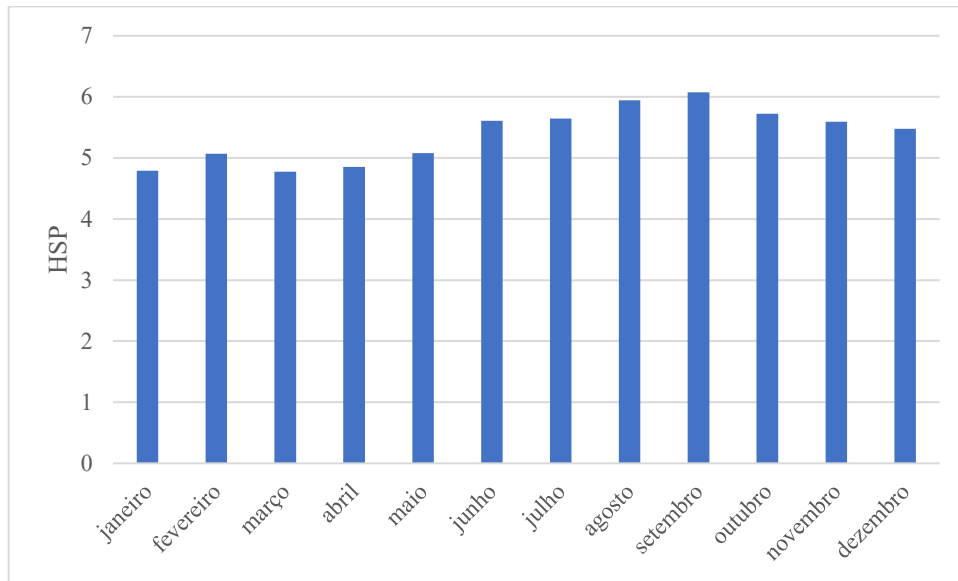
Fonte: Autor

Figura 4.5 –Média Semanal de demanda do Sistema 02.



Fonte: Autor

Figura 4.6 – Média de Horas de Sol Pleno mensal.



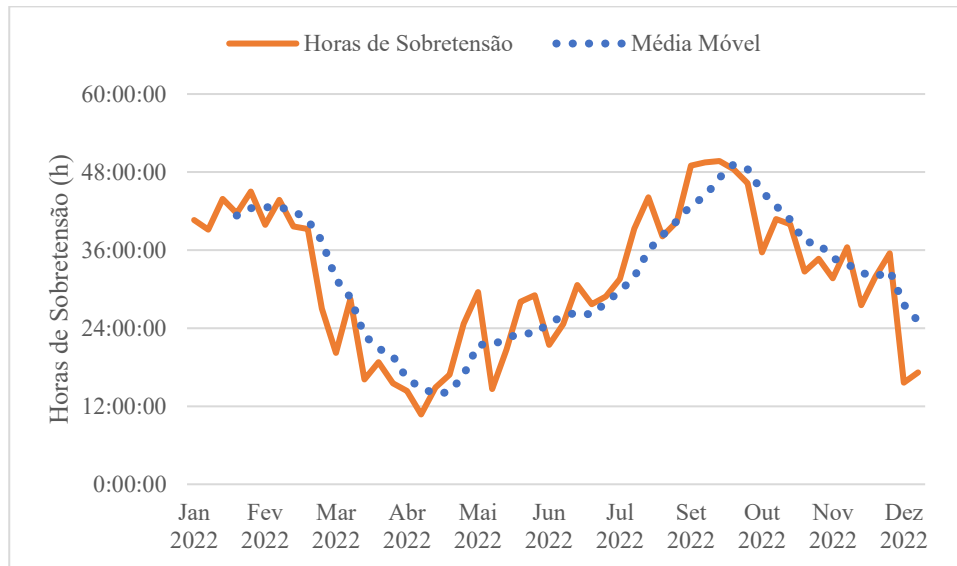
Fonte: Autor

No Sistema 03, observou-se uma alta ocorrência semanal de eventos de sobretensão entre janeiro e fevereiro, com níveis próximos a 44 horas semanais. A partir de março, houve uma queda abrupta, seguida de uma tendência de aumento nas horas de sobretensão, que atingiu um pico de 49 horas e 29 minutos em outubro (Figura. 4.7). Após esse período, verificou-se uma redução gradual, associada à chegada do período chuvoso.

Em relação à demanda média da rede, a partir de maio, houve um aumento na média, atingindo um pico de 41,21 W em julho. A partir desse mês, houve uma tendência de queda, seguida de novo aumento a partir de outubro (Figura. 4.8). Ao longo de 2022, a demanda apresentou diversos picos e quedas, evidenciando uma instabilidade significativa.

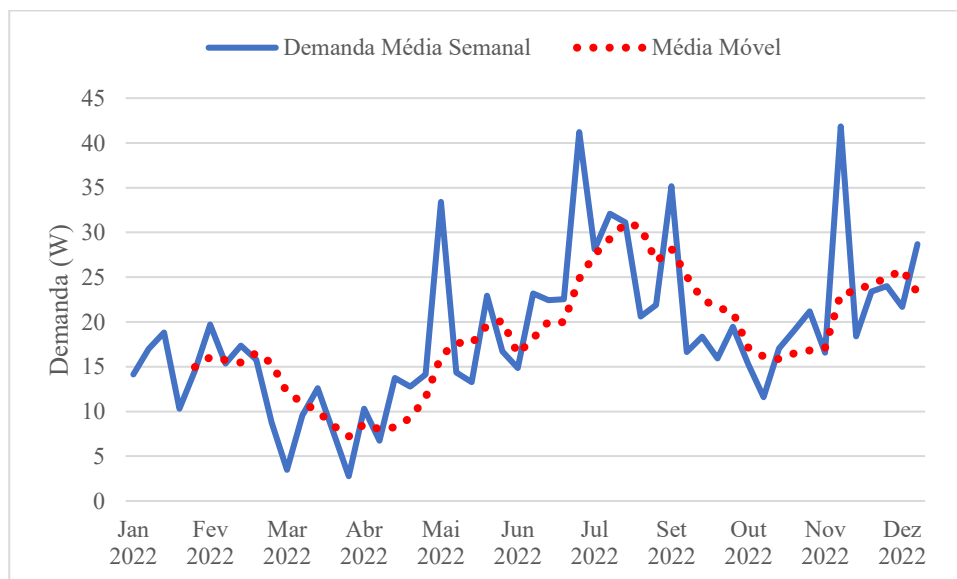
Em resumo, a curva de horas de sobretensão apresentou um comportamento inesperado de janeiro a março, período em que se esperaria menos horas de sobretensão devido à redução da irradiação global diária incidente, característica dessa época do ano. Esse fenômeno pode estar associado à baixa demanda do sistema nesse intervalo. A partir de abril, a curva passou a seguir um padrão semelhante ao da Figura. 4.6, com tendência de crescimento até setembro e declínio até dezembro.

Figura 4.7 –Horas de sobretensão semanais do Sistema 03.



Fonte: Autor

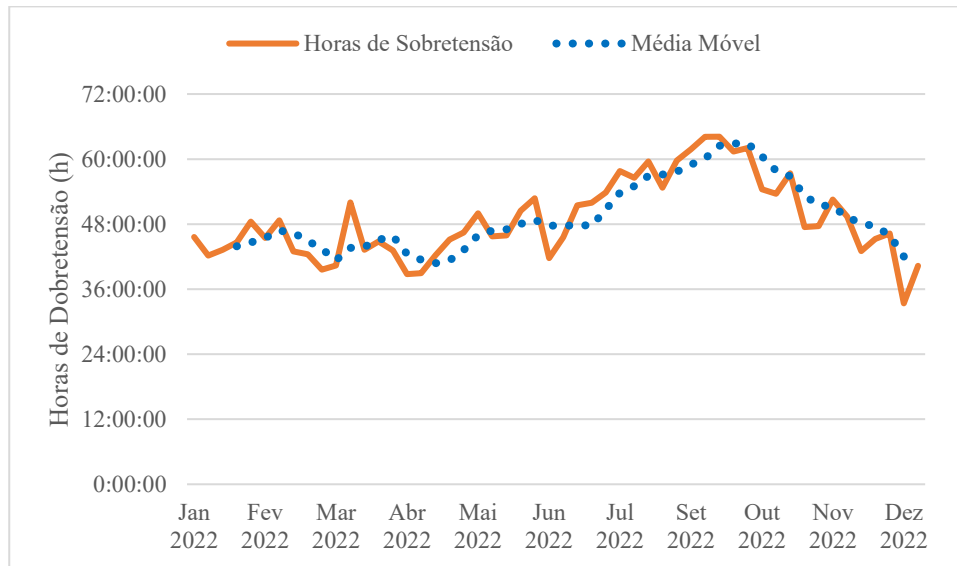
Figura 4.8 –Média Semanal de Demanda do Sistema 3.



Fonte: Autor

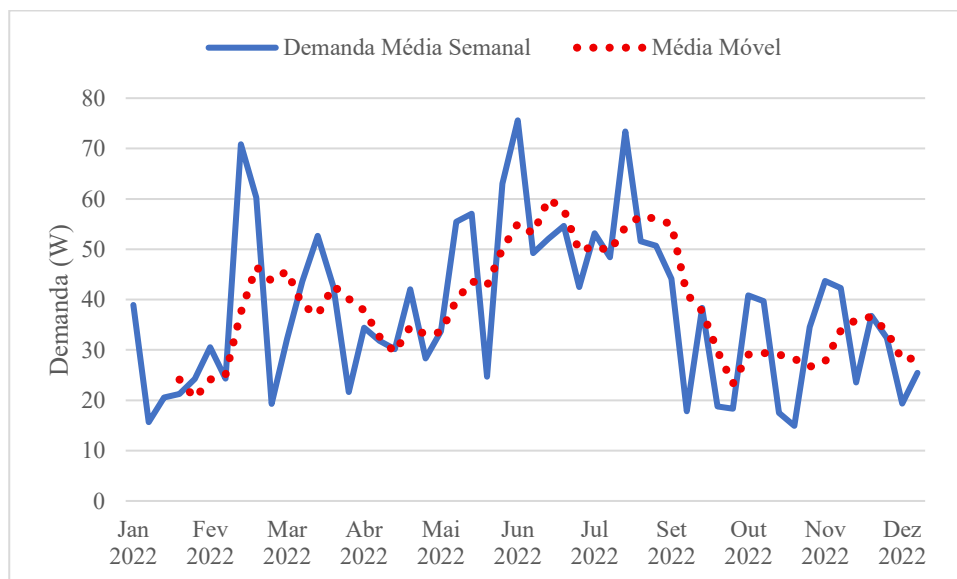
No Sistema 04, a ocorrência semanal de sobretensão apresenta uma tendência de aumento nas horas de sobretensão a partir de janeiro, atingindo um pico de 64 horas e 5 minutos em setembro (Figura. 4.9). Após esse pico, observa-se uma redução gradual, acompanhando o comportamento da curva de HSP da Figura 4.6. Já a média de demanda do sistema oscila ao longo do ano, com diversos picos e quedas (Figura. 4.10). No entanto, essa instabilidade não influenciou a ocorrência de sobretensão.

Figura 4.9 – Horas de sobretensão semanais na saída do Sistema 04.



Fonte: Autor

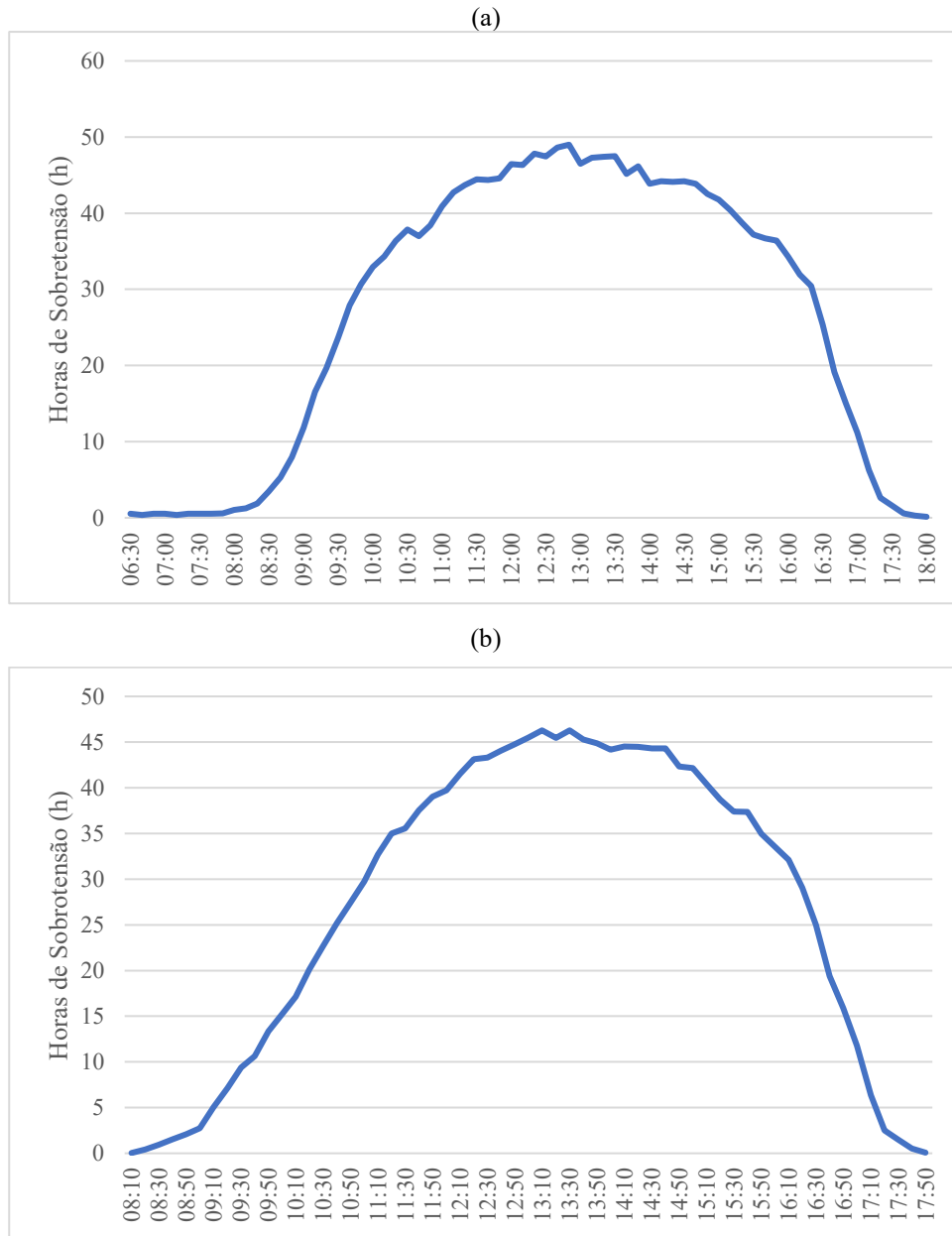
Figura 4.10 – Média semanal de demanda do Sistema 04.

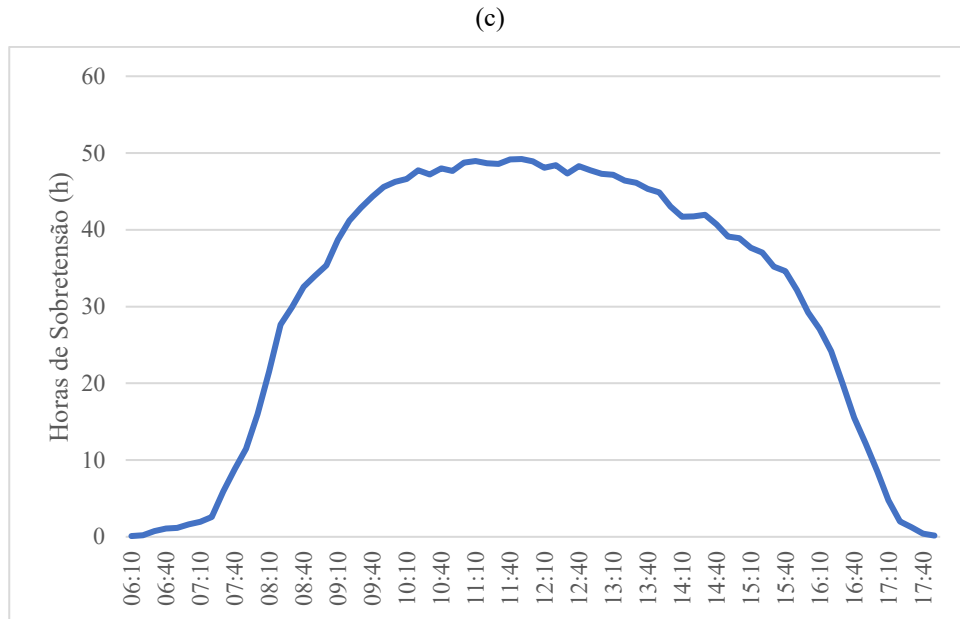


Fonte: Autor

Em uma base diária, a distribuição dos eventos de sobretensão segue o perfil típico de geração solar ao longo do dia, o que é esperado, considerando que a energia solar fotovoltaica (FV) é o principal motivador desses eventos (Figura. 4.11). Nessa análise não é feita a classificação da duração individual de cada evento (menor que 10 minutos ou maior que 10 minutos)

Figura 4.11- Distribuição diária dos eventos de sobretensão: (a) Sistema 02; (b) Sistema 03; (c) Sistema 04.

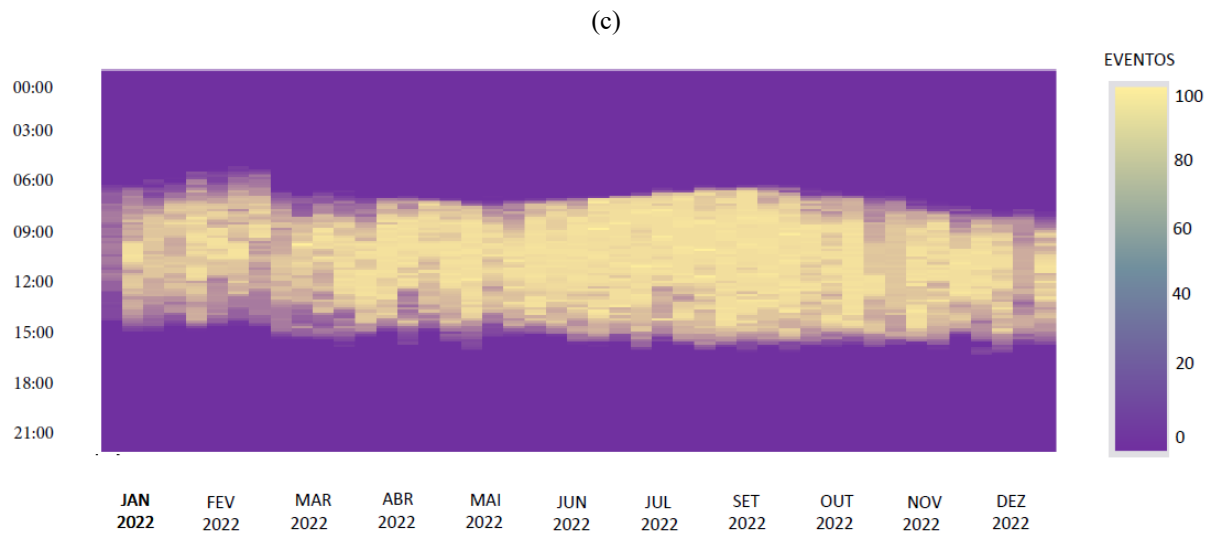
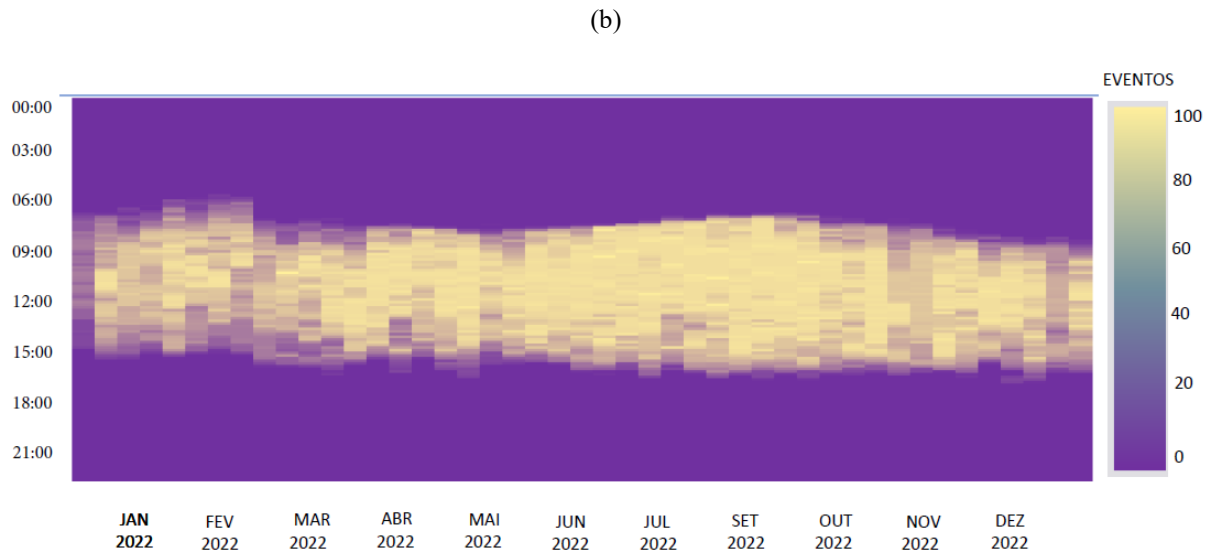
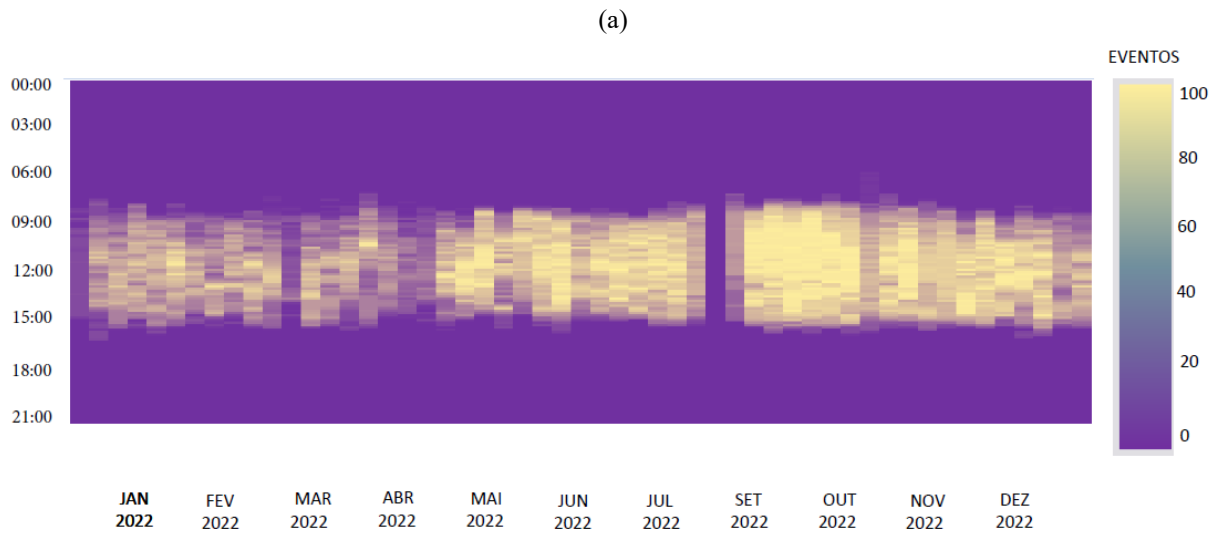




Fonte: Autor

Na Figura 4.12 apresenta-se um gráfico de densidade do número de eventos de sobretensão, que permite visualizar com clareza a forte semelhança com um perfil típico de irradiância. Os eventos ocorrem com maior frequência entre 8 h e 16 h, formando uma faixa de densidade mais elevada. Ao longo do ano, observam-se variações na densidade: de janeiro a maio, há uma diminuição na densidade, enquanto de maio a novembro, a densidade aumenta significativamente. Além disso, nota-se que de maio a novembro a faixa de maior densidade se expande, indicando que os eventos de sobretensão começam a ocorrer mais cedo e cessam mais tarde. Esta análise indica uma relação direta entre a ocorrência dos eventos e os padrões de irradiância global ao longo do dia e do ano. A linha sólida em roxo no sistema 01, entre julho e setembro, indica uma perda de dados.

Figura 4.12– Densidade do número de eventos de sobretensão: (a) Sistema 02; (b) Sistema 03; (c) Sistema 04.



Fonte: Autor

4.3 Impacto do perfil de irradiância

Para analisar como as variações meteorológicas influenciam na qualidade da energia elétrica suprida para a MDCC, três cenários distintos foram considerados: um dia ensolarado, um dia parcialmente nublado e um dia nublado. Os resultados obtidos, ilustrados na tabela 4.4 evidenciam uma correlação direta entre o perfil de irradiância e a ocorrência de sobretensões. Na tabela são apresentadas imagens de satélite da região da Ilha das Onças obtidas da plataforma *Zoom Earth* na data de cada cenário analisado, curvas de tensão da do ponto de conexão e da soma acumulada de horas de sobretensão.

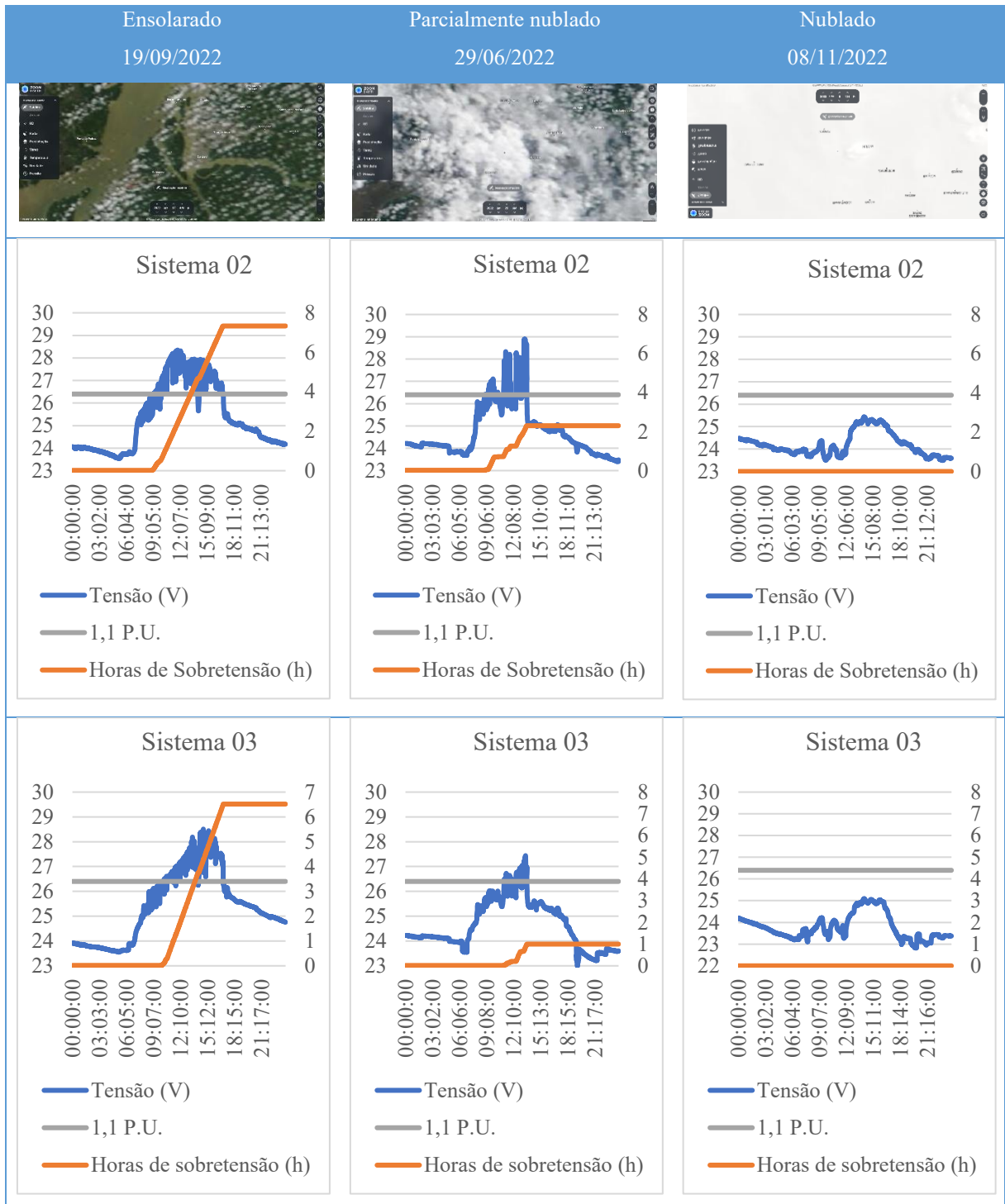
No cenário ensolarado, ocorrido no dia 19/09/2022, observa-se que a tensão permanece acima de 1,1 p.u. por um período significativo, resultando em uma soma acumulada de horas de sobretensão consideravelmente, 7,2 h no Sistema 2, 6,5 h no Sistema 03 e 8,8 h no Sistema 04. Considerando todos os eventos de sobretensão ocorridos, independente da sua duração individual.

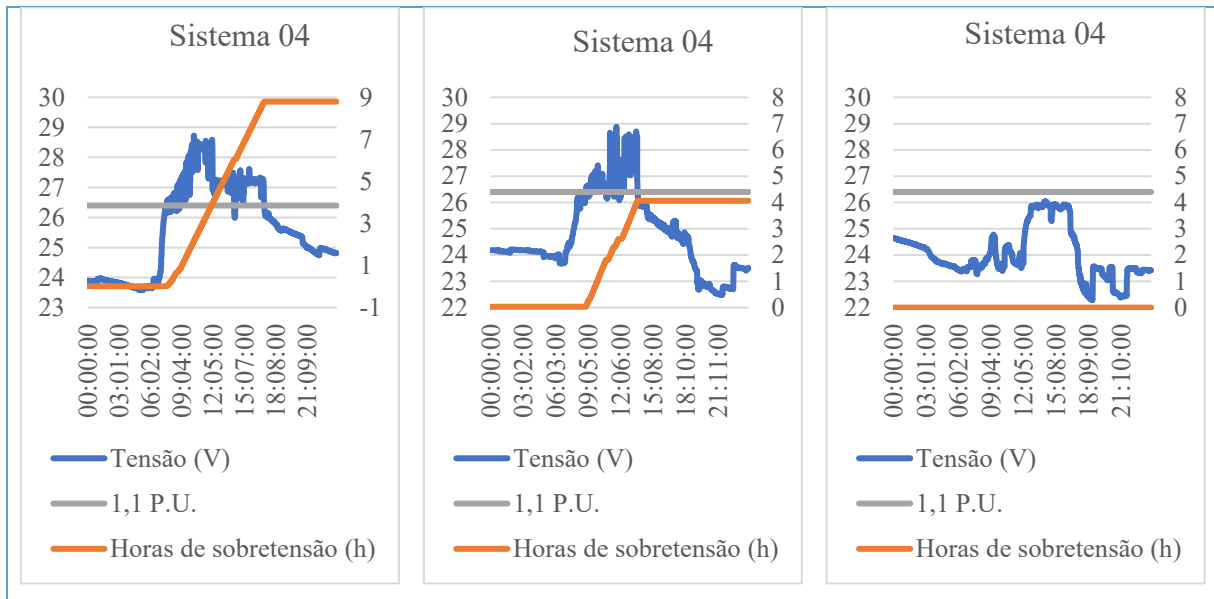
No cenário parcialmente nublado, ocorrido no dia 29/06/2022 há uma redução na soma acumulada de horas de sobretensão em comparação ao dia ensolarado, mas ainda são registrados eventos de sobretensão, 2,1 h no Sistema 02, 1,2 h no Sistema 03 e 4 h no Sistema 04. Isso ocorre porque a irradiância, embora reduzida devido às nuvens intermitentes, ainda é suficiente para gerar picos de tensão que ultrapassam o limite de 1,1 p.u., embora com menor frequência. Assim, o nível de tensão maiores nos dias parcialmente nublados que no dia nublado está relacionado à influência de irradiâncias extremas.

Por fim, no cenário nublado, ocorrido no dia 08/11/2022 não foram registradas sobretensões, e a tensão permaneceu abaixo de 1,1 p.u. durante todo o período analisado.

Tabela 4.4 curvas de tensão e horas de sobretensão em cada cenário de irradiação.

(continua)





Fonte: Autor

Apresentando uma análise mais abrangente, e não apenas de dias específicos, utilizou-se a metodologia de Carvalho (2018) como base. Cada conjunto de dados foi categorizado de acordo com um fator associado às horas de sol pleno (HSP): acima 6 HSP para dias ensolarados, entre 6 HSP e 4 HSP para dias parcialmente nublados e abaixo de 4 HSP para dias nublados.

Para visualizar a relação entre cada cenário de irradiância e as horas diárias de sobretensão, foram utilizados diagramas de caixa (Figura. 4.13). Esse tipo de diagrama, também conhecido como *boxplot*, é uma ferramenta estatística que resume a distribuição dos dados por meio de cinco estatísticas principais: mínimo, primeiro quartil (Q1), mediana, terceiro quartil (Q3) e máximo, permitindo identificar a dispersão dos dados e possíveis valores atípicos.

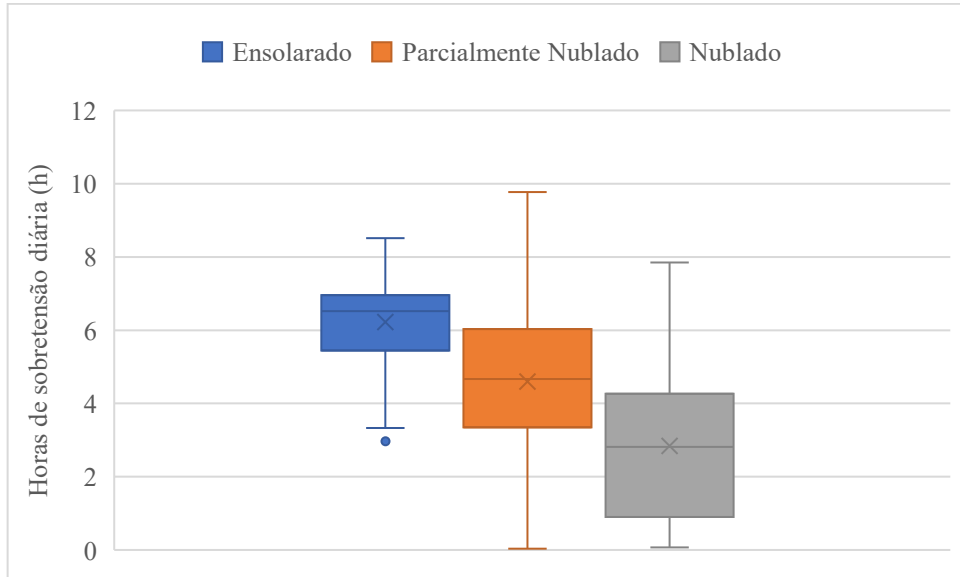
Nos três sistemas analisados apresentaram um comportamento semelhante. No Sistema 02 a distribuição das horas de sobretensão diária segue a tendência esperada, com o maior tempo de sobretensão nos dias ensolarados e o menor nos dias nublados, no entanto, há uma variação considerável nos dias parcialmente nublados, indicando uma maior dispersão dos dados, devido à maior variabilidade da irradiância global neste tipo de dia. Um *outlier* (ou valor atípico) é visível para o dia ensolarado, o que pode indicar um dia com condições atípicas.

No Sistema 03 há uma diminuição na dispersão dos valores para todos os cenários, e a presença de múltiplos *outliers*, sugerindo algumas variações atípicas no comportamento da sobretensão.

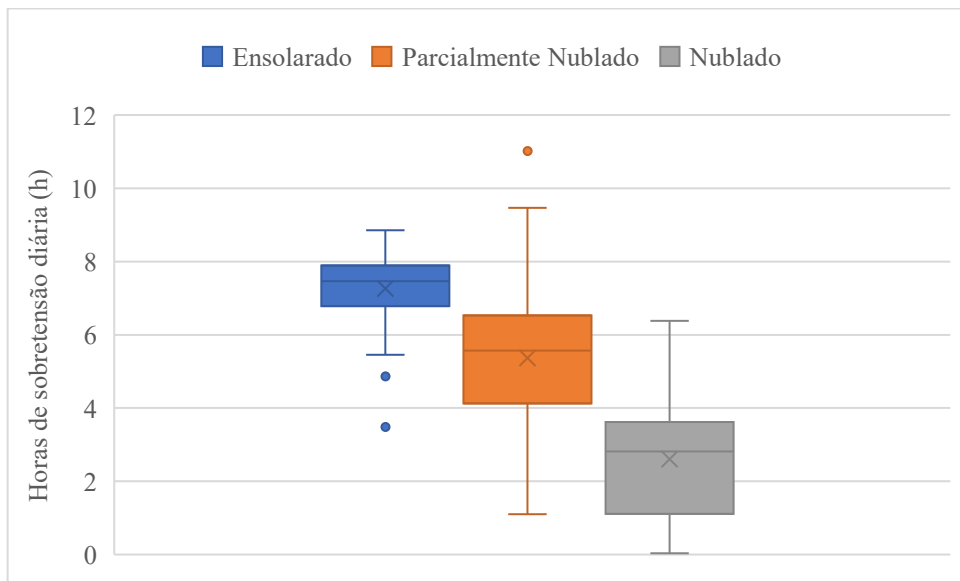
O Sistema 04 apresenta menor dispersão de dados dos três sistemas e apresenta a maior mediana de horas de sobretensão. Condizente com a característica desse sistema, pois é o sistema com menor demanda, conforme mostrado na tabela 4.2.

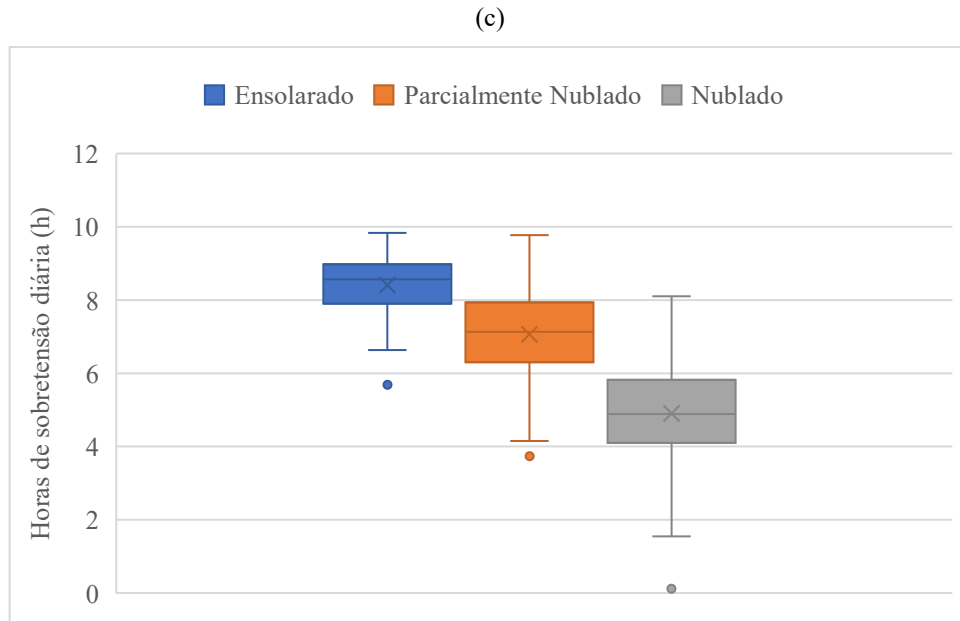
Figura 4.13– Distribuição anual dos eventos de sobretensão para cada cenário de irradiância: (a) Sistema 02; (b) Sistema 03; (c) Sistema 04.

(a)



(b)





Fonte: Autor

4.4 Considerações sobre o Capítulo

Os resultados evidenciam uma associação entre sobretensão, carga e irradiância incidente. No entanto, a partir da análise estatística com o coeficiente de correlação de Pearson, observou-se que a relação entre irradiância e ocorrência de eventos de sobretensão não é uniforme entre os sistemas analisados.

O Sistema 02 apresentou um coeficiente de correlação forte e positivo, indicando que o aumento da irradiância está associado a uma maior duração dos eventos de sobretensão, resultado coerente com a elevação da tensão no barramento em função da maior injeção de potência ativa nos períodos de alta geração solar fotovoltaica. Já o Sistema 03 apresentou uma correlação moderada positiva, apontando uma tendência semelhante, ainda que com menor intensidade. Esses dois casos reforçam a hipótese de que há influência direta da irradiância sobre a estabilidade da tensão na rede, especialmente em horários de maior insolação.

Por outro lado, o Sistema 04 apresentou correlação negativa moderada, ou seja, os eventos de longa duração tornaram-se mais frequentes justamente quando a irradiância era menor. Esse comportamento inverso pode estar relacionado às particularidades como o perfil de carga mais baixo, o estado de saúde do banco de baterias ou ainda a distância física em relação aos demais sistemas, fatores que influenciam a dinâmica de tensão.

Observou-se também que aproximadamente 67% dos eventos de sobretensão tiveram duração inferior a 10 minutos. Contudo, os eventos prolongados foram mais frequentes nos

sistemas com menor carga, sugerindo que a baixa demanda contribui para a elevação da tensão, uma vez que há menor absorção local da energia gerada.

Além disso, verificou-se um padrão sazonal nas ocorrências de sobretensão, com aumento entre os meses de abril e outubro, acompanhando a elevação da irradiância solar nesse período. Esse comportamento reforça o papel da geração fotovoltaica como fator determinante nas variações de tensão. Os eventos se distribuem no intervalo entre 8 h e 16 h, que coincide com o período de maior geração solar diária.

Em dias de alta irradiação, os níveis de sobretensão foram mais intensos, enquanto em dias nublados, praticamente desapareceram, evidenciando o impacto direto da geração solar fotovoltaica sobre a tensão do banco de baterias e, conseqüentemente, sobre a tensão na rede de distribuição em corrente contínua.

CONCLUSÃO

O presente Trabalho de Curso (TC) teve por objetivo caracterizar e analisar os eventos de sobretensão em uma microrrede de distribuição em corrente contínua (c.c.), com geração fotovoltaica e armazenamento em banco de baterias. Para isso, foram utilizados dados operacionais de uma MDCC real instalada em uma comunidade ribeirinha da região amazônica, bem como informações de irradiância global para o local obtidas pela plataforma POWER da NASA.

O estudo propôs uma análise a partir da duração dos eventos, em diferentes cenários e conjuntos de dados. Para este estudo, a duração dos eventos de sobretensão foi avaliada relacionando com a ocorrência de diferentes níveis de irradiância, a quantidade de horas semanais e a quantidade de horas diárias com ocorrência de sobretensão, ao longo de 1 ano de monitoramento. Em todas as análises foram observados os efeitos da geração fotovoltaica na ocorrência de sobretensão.

Os resultados mostraram que, de forma geral, os eventos de sobretensão estão associados principalmente aos níveis de irradiância, sendo mais frequentes e prolongados em dias de maior irradiação. A análise do coeficiente de Pearson evidenciou correlações positivas nos Sistemas 02 e 03, indicando que o aumento da irradiância está associado a uma maior duração dos eventos de sobretensão, comportamento coerente com o aumento da tensão devido à maior injeção de potência ativa pelos sistemas fotovoltaicos. Por outro lado, o Sistema 04 apresentou correlação negativa moderada, sugerindo que os eventos de longa duração ocorrem em momentos de menor irradiância. Esse comportamento inverso pode estar relacionado a fatores como menor demanda, estado do banco de baterias ou distância física dos outros sistemas de geração, que influenciam diretamente a dinâmica da tensão.

As horas de sobretensão semanais seguem um padrão sazonal, aumentando gradualmente de abril a outubro, acompanhando a elevação da irradiação global, e diminuindo nos meses seguintes, com exceção do Sistema 03, que apresentou elevada ocorrência de sobretensão entre janeiro e fevereiro, provavelmente relacionado à baixa carga do sistema.

O perfil de irradiância global tem uma influência direta na ocorrência de sobretensões na rede. Em dias de alta irradiância, principalmente entre 8 h e 16 h, a injeção de potência pelos sistemas fotovoltaicos aumenta, elevando as tensões na rede. Já em dias nublados ou com variações bruscas de irradiância, as sobretensões tendem a ser menos frequentes ou até desaparecer.

No diagrama de caixa, a análise comparativa dos três sistemas revelou as diferenças significativas na resposta às condições de irradiância. A tendência observada indica que quanto maior a irradiância global, maior o número de horas de sobretensão diária. Os dias ensolarados apresentam as maiores medianas de sobretensão, seguidos pelos dias parcialmente nublados, enquanto os dias nublados registram os menores valores.

Para mitigar o problema das sobretensões causadas pela geração fotovoltaica, algumas soluções podem ser implementadas. Como por exemplo, estratégias de gerenciamento de carga, como o deslocamento do consumo para horários de maior geração, aproveitando melhor a produção fotovoltaica.

Adicionalmente, a modernização da rede com tecnologias de redes inteligentes (*smart grids*) pode proporcionar um controle mais eficiente da distribuição de energia. Nesse contexto, destacam-se a interrupção seletiva da entrega de energia à rede, mantendo o carregamento local do banco de baterias para evitar que um sistema com tensão elevada agrave a condição de sobretensão no barramento comum, e o acionamento automático de cargas auxiliares (como motobombas ou cargas *dump*) em momentos de excedente de geração, contribuindo para estabilizar a tensão da rede.

Sugestões para trabalhos futuros

- Realizar o estudo proposto neste trabalho após a substituição das baterias de chumbo-ácido para baterias de lítio em alguns sistemas;
- Propor um sistema de controle para o gerenciamento da distribuição de energia na MDCC.
- Incluir nas análises o estado de carga e de saúde dos bancos de baterias.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 07 jul. 2025.

ABUD, T. P. *Influência no mercado local na análise estocástica da geração distribuída fotovoltaica em redes secundárias de distribuição*. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2019.

AL-ISMAIL, F. S. *A critical review on DC microgrids: voltage control and power management*. *IEEE Access*, v. 12, p. 30345–30361, 23 fev. 2024. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3369609.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, Brasília, v. 66, p. 37–39, 2012.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, Brasília, p. 24, 2015.

ALVES, V. P. O. *Impactos de cargas motrizes na qualidade de energia e eficiência energética em uma nanorrede de distribuição em corrente contínua*. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2024.

BAKHSI-JAFARABADI, R.; LEKIĆ, A.; MARVASTI, F.D.; CHAVEZ, J.J.; POPOV, A.M. *Analytical overvoltage and power-sharing control method for photovoltaic-based low-voltage islanded microgrid*. *IEEE Access*, v. 11, p. 134286–134297, 2023. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3336945.

CARVALHO, R. D.; DALSSASSO, R. L.; GUEDES, T. L.; SANTOS, J. A. C. dos. *Otimização do dimensionamento em sistemas de bombeamento fotovoltaico: validação de modelo em sistema piloto na comunidade rural de Rio Belo, Orleans (SC)*. *Engenharia Sanitária e Ambiental*, v. 23, n. 6, p. 1153–1162, nov./dez. 2018. DOI: 10.1590/S1413-41522018160134.

DANCEY, C. P.; REIDY, J. *Statistics without maths for psychology*. Harlow: Prentice Hall, 2007.

DANTAS, F. B. *Um método para instalação ótima de microrredes para minimizar as perdas de energia em sistemas de distribuição*. 2024. 139 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Campina Grande, 2024.

DENHOLM, P.; O'CONNELL, M.; BRINKMAN, G.; JORGENSON, J. *Overgeneration from solar energy in California: a field guide to the duck chart (NREL/TP-6A20-65023)*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2015. 46 p.

D.L. GERBER, B. NORDMAN, R. BROWN, J. POON. *Cost analysis of distributed storage in AC and DC microgrids*, *Appl. Energy* 344 (2023) 121218, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121218>.

EPEVER. *Controlador de carga EPEVER XTRA 2210N: folha de dados.* Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/fileuploader/download/download/?d=1&file=custom%2Fupload%2FFile-1579208483.pdf>. Acesso em: 09 fev. 2025.

EPEVER. *Tracer AN Series – User manual.* Versão 1.0. Pequim, China: EPEVER, 2021.

EPEVER. *eLog 01: folha de dados.* Disponível em: <https://www.epever.com/wp-content/uploads/2021/10/EPEVER-Datasheet-eLOG-01.pdf>. Acesso em: 09 fev. 2025.

FUCHS, I.; RAJASEKHARAN, J.; CALL, Ü. *Decentralization, decarbonization and digitalization in swarm electrification.* *Energy for Sustainable Development*, v. 81, p. 101489, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2024.101489>. Acesso em: 5 jul. 2025.

FERREIRA, A. F. P. *Desenvolvimento de ferramenta para a análise operacional de uma nanorrede de distribuição em corrente contínua utilizando software de business intelligence.* 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2022.

DA FONSECA, A. C.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.. *Impacts of power quality events on supplying loads in an experimental open structure DC nanogrid under different operating conditions.* *Electric Power Systems Research*, v. 238, p. 111082, 2025. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.111082>

FONSECA, A. C. *Qualidade da energia elétrica em uma nanorrede de distribuição em corrente contínua.* 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2021.

FONSECA, A. C. *Qualidade da energia elétrica de uma nanorrede de distribuição em corrente contínua sob diferentes condições operacionais.* 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2023.

VIEIRA FILHO, J. A. A., DA FONSECA, A. C., SILVA, O. L.L., ALVES, V. P. O., GALHARDO, M. A. B., TORRES, P. F., WILLIAMSON, S. J., MACÊDO, W. N. *Exploring the impact of passive direct current microgrids on off-grid energy transition: concept development, testing, and implementation in a remote Amazonian community.* *Energy for Sustainable Development*, v. 86, p. 101690, 2025. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2025.101690>

IEA. *Renewables 2024.* Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf>. Acesso em 28 ago. 2025

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC Technical Report 63282:2024 – LVDC systems – Assessment of standard voltages and power quality requirements.* 2. ed. Geneva: IEC, 2024. 96 p. ISBN 978-2-8322-9130-6.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). *IEEE Std 1159-2019: IEEE recommended practice for monitoring electric power quality.* New York: IEEE, 2019. ISBN 978-1-5044-5928-0.

KWAWUVI, D.; MAMA, D.; AGODZO, S. K.; BESSAH, E.; YANGOULIBA, G. I.; AKLAMATI, W. S. *Potential consequences for rising temperature trends in the Oti River Basin, West Africa*. *Frontiers in Climate*, v. 5, p. 1184050, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3389/fclim.2023.1184050>

LÓPEZ PROL, J.; ZILBERMAN, D. *No alarms and no surprises: dynamics of renewable energy curtailment in California*. *Energy Economics*, v. 126, p. 106974, 2023. DOI: [10.1016/j.eneco.2023.106974](https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.106974).

MACHADO, J. P. A. *Avaliação de sobretensões em uma nanorrede de distribuição em corrente contínua com geração fotovoltaica e armazenamento distribuídos*. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2023.

NASA. The POWER Project. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/>. Acesso em: 09 fev. 2025.

MARTINS, F. L. F. *Avaliação da capacidade de hospedagem de GD em uma rede de distribuição de média tensão*. 2023. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2023.

OLIVEIRA, A. F. *Metodologia probabilística e locacional para a valoração dos benefícios da geração distribuída*. 2025. 102 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2025

PETROVIĆ, N.; RADENKOVIĆ, M.; NEJKOVIĆ, V. Data-driven mobile applications based on AppSheet as support in COVID-19 crisis. In: *IcETRAN 2020 - International Conference on Electrical, Electronic and Computing Engineering*, 2020, Serbia. Anais [...]. Serbia: University of Niš, 2020. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/343678867>. Acesso em: 07 jul. 2025.

PEREIRA, T. P. et al. *Análise de algumas técnicas de correlação com ênfase na estacionariedade dos dados: um estudo entre produção de energia elétrica e emissão de CO₂ no Brasil*. *Revista Mundi Engenharia, Tecnologia e Gestão*, Paranaguá, PR, v. 9, n. 4, 2024.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2014.

PROL, J. L.; ZILBERMAN, D. *No alarms and no surprises: Dynamics of renewable energy curtailment in California*. *Energy Economics*, v. 126, p. 106974, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.106974>.

ROSA, C.; COIMBRA, M.; BARBOSA, P.; CHANTRE, C.; ROSENAL, R. *Microrredes: benefícios e desafios para o setor elétrico brasileiro*. *Revista GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico*, 2022. Disponível em: <https://www.gesel.ie.ufrj.br>. Acesso em: 7 jul. 2025.

SANTANA, J. H. da C. *Correlação de Pearson: uma análise estatística de relações lineares*. Paracambi: Faculdade de Educação Tecnológica do Estado do Rio de Janeiro, [2024]. Artigo não publicado.

SHAYANI, R. A. *Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição*. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

SCHÖNBERGER, J.; DUKE, R.; ROUND, S. D. *DC-bus signaling: a distributed control strategy for a hybrid renewable nanogrid*. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 53, n. 5, p. 1453–1460, out. 2006. DOI: 10.1109/TIE.2006.882012.

SILVA, A. P. S. da; REIS, F. C.; LOBATO, P. B.; PANTOJA, M. R. S.; FONSECA, A. C.; SANTOS, W. S.; MACÊDO, W. N. *Sensor de irradiância para o monitoramento de redes com distribuição em C.C. integrado a software de Business Intelligence*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR – CBENS, 10., 2024, Natal. Anais [...]. Natal: Associação Brasileira de Energia Solar – ABENS, 2024.

TORRES, P. F. *Desenvolvimento e modelagem de uma nanorrede de distribuição em corrente contínua em baixa tensão com sistemas de geração distribuída*. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2019.