



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Erika Isabel da Costa

**Estudos técnicos e econômicos dos efeitos da penetração de sistemas fotovoltaicos
na rede elétrica de baixa tensão**

MOSSORÓ - RN
2025

Erika Isabel da Costa

**Estudos técnicos e econômicos dos efeitos da penetração de sistemas fotovoltaicos
na rede elétrica de baixa tensão**

Dissertação de mestrado acadêmico
apresentada ao programa de Mestrado em
Engenharia Elétrica da Pró-Reitoria de
Pesquisa e Pós-graduação da Universidade
Federal Rural do Semi-Árido, como requisito à
obtenção do título de mestre em Engenharia
Elétrica. Área de Concentração: Sistemas
Elétricos.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Aron
Freitas de Moura

MOSSORÓ - RN

2025

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

C838 Costa, Erika .
Estudos técnicos e econômicos dos efeitos da
penetração de sistemas fotovoltaicos na rede
elétrica de baixa tensão / Erika Costa. - 2025.
71 f. : il.

Orientador: Aron Freitas de Moura.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica, 2025.

1. sobretensão. 2. geração distribuída. 3. redes
elétricas. 4. energia fotovoltaica. 5. impactos
técnicos. I. Freitas de Moura, Aron, orient. II.
Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade
com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência

Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva

CRB: 15/120

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

Erika Isabel da Costa

**Estudos técnicos e econômicos dos efeitos da penetração de sistemas fotovoltaicos
na rede elétrica de baixa tensão**

Dissertação de mestrado acadêmico
apresentada ao programa de Mestrado em
Engenharia Elétrica da Pró-Reitoria de
Pesquisa e Pós-graduação da Universidade
Federal Rural do Semi-Árido, como requisito à
obtenção do título de mestre em Engenharia
Elétrica. Área de Concentração: Sistemas
Elétricos.

Defendida em: ____ / ____ / ____.

BANCA EXAMINADORA

Adriano Aron Freitas de Moura, Prof. Dr. (UFERSA)
Presidente

Ednardo Pereira da Rocha, Prof. Dr. (UFERSA)
Membro Examinador

Juliano Costa Leal da Silva, Prof. Dr. (IFRN)
Membro Examinador

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente a Deus, pela força, sabedoria e por ter tornado possível a realização deste grande objetivo em minha vida. Sua presença e guia foram essenciais em cada passo desta jornada.

Ao meu querido esposo, Luan, pela parceria constante, pelo amor, pela paciência infinita e por todo o apoio e incentivo que me foram dados, transformando os desafios em oportunidades e tornando esta caminhada mais leve e significativa. Sua compreensão foi meu maior porto seguro.

Aos meus amados pais, Edineuza e João, por todo o amor, carinho e dedicação incansável. Seus ensinamentos, exemplos e o apoio incondicional foram o alicerce para que eu chegasse até aqui. Esta conquista é, em grande parte, fruto do amor e sacrifício de vocês.

Ao meu orientador Adriano, pela confiança, pela orientação, pelo conhecimento compartilhado e pela paciência em guiar este trabalho. Seu apoio foi importante para o desenvolvimento desta dissertação.

RESUMO

Este trabalho aborda a temática dos impactos em redes elétricas de distribuição de baixa tensão, devido à alta concentração de sistemas fotovoltaicos conectados, um fenômeno crescente impulsionado pela expansão da geração distribuída (GD) no Brasil. São abordadas as causas da sobretensão, analisando os impactos técnicos e econômicos desse fenômeno no sistema elétrico e são propostas estratégias para sua mitigação. A presente investigação justifica-se pela imperativa necessidade de aprofundar a compreensão e propor soluções para os desafios operacionais e sistêmicos decorrentes da sobretensão em redes de distribuição com crescente inserção de geração distribuída (GD). Tais fenômenos manifestam-se por meio de desligamentos de inversores, perdas de geração energética, potenciais danos a equipamentos e a recusa de novos projetos de GD, comprometendo a qualidade e a estabilidade da rede elétrica. Adicionalmente, os impactos se estendem ao âmbito econômico, resultando em prejuízos significativos para todos os agentes envolvidos, em virtude dos elevados investimentos demandados para a mitigação das anomalias e a implementação das proteções essenciais à segurança e conformidade da infraestrutura. Metodologicamente, a pesquisa ocorre através da análise de um estudo de caso real de uma usina fotovoltaica residencial em Mossoró, no Rio Grande do Norte, com coleta e avaliação de dados operacionais, além da fundamentação teórica sobre os princípios da GD e a regulamentação brasileira. Os resultados revelam a ocorrência de sobretensão e seus prejuízos operacionais e econômicos, bem como a eficácia de medidas de mitigação como ajustes em inversores e o planejamento da rede, contribuindo para o desenvolvimento de soluções e o crescimento sustentável da energia solar distribuída.

Palavras-chave: sobretensão; geração distribuída; redes elétricas; energia fotovoltaica; estudo de caso; impactos técnicos.

ABSTRACT

This work addresses the theme of impacts on low-voltage electrical distribution grids due to the high concentration of connected photovoltaic systems, a growing phenomenon driven by the expansion of distributed generation (GD) in Brazil. The causes of overvoltage are discussed, analyzing the technical and economic impacts of this phenomenon on the electrical system, and strategies for its mitigation are proposed. The present investigation is justified by the imperative need to deepen the understanding and propose solutions for the operational and systemic challenges arising from overvoltage in distribution grids with increasing insertion of distributed generation (GD). Such phenomena manifest through inverter shutdowns, energy generation losses, potential equipment damage, and the rejection of new GD projects, compromising grid quality and stability. Additionally, the impacts extend to the economic sphere, resulting in significant losses for all involved agents, due to the high investments required for anomaly mitigation and the implementation of essential protections for infrastructure safety and compliance. Methodologically, the research is conducted through the analysis of a real case study of a residential photovoltaic plant in Mossoró, Rio Grande do Norte, involving the collection and evaluation of operational data, in addition to a theoretical foundation on DG principles and Brazilian regulation. The results reveal the occurrence of overvoltage and its operational and economic damages, as well as the effectiveness of mitigation measures such as inverter adjustments and grid planning, contributing to the development of solutions and the sustainable growth of distributed solar energy.

Keywords: overvoltage; distributed generation; electrical grids; photovoltaic energy; case study; technical impacts.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da geração de energia solar fotovoltaica ao longo dos anos.....	12
Figura 2 - Funcionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.....	18
Figura 3 - Gráfico de geração sem anomalias e sombreamentos.....	20
Figura 4 - Gráfico de geração com anomalias de sobretensão	21
Figura 5- Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência.....	26
Figura 6 - Representação da rede de distribuição	28
Figura 7- Desvio no valor da tensão causado pelas potências ativa e reativa	30
Figura 8 - Fluxo de potência.....	32
Figura 9 - Fluxo reverso	32
Figura 10 - Fluxograma da metodologia aplicada	38
Figura 11 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico.....	39
Figura 12 - Equipamentos que compõe o sistema - Estudo de caso	46
Figura 13 - Histórico de alertas no inversor	47
Figura 14 - Curva de geração (Potência x tempo)	48
Figura 15 - Curva de tensão e curva de potência.....	49
Figura 16 - Geração do sistema em 2022 (sem sobretensão)	51
Figura 17- Geração do sistema em 2023 (com sobretensão).....	51
Figura 18 - Comparativo de geração 2022x2023	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Faixa de operação de tensão do inversor Sungrow	19
Tabela 2 - Níveis de tensão nas classificações de rede elétrica	25
Tabela 3 - Porcentagem da variação de tensão permitida.....	31
Tabela 4 - Status de implementação de estratégias para limitar os impactos do crescimento da capacidade dos sistemas	34
Tabela 5 - Dados de geração do mês mais crítico	52
Tabela 6 - Comparativo de geração 2022x2023	52

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais
FAPEMIG	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais
GD	Geração Distribuída
kWh	Quilowatt-hora
MPPT	Rastreamento de Máxima Potência (Maximum Power Point Tracking)
MW	Megawatts
NBR	Norma Brasileira
NOS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLL	Phase-Locked Loop
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SE	Subestação
SIN	Sistema interligado nacional
VSI	Voltage source inverter)

SUMÁRIO

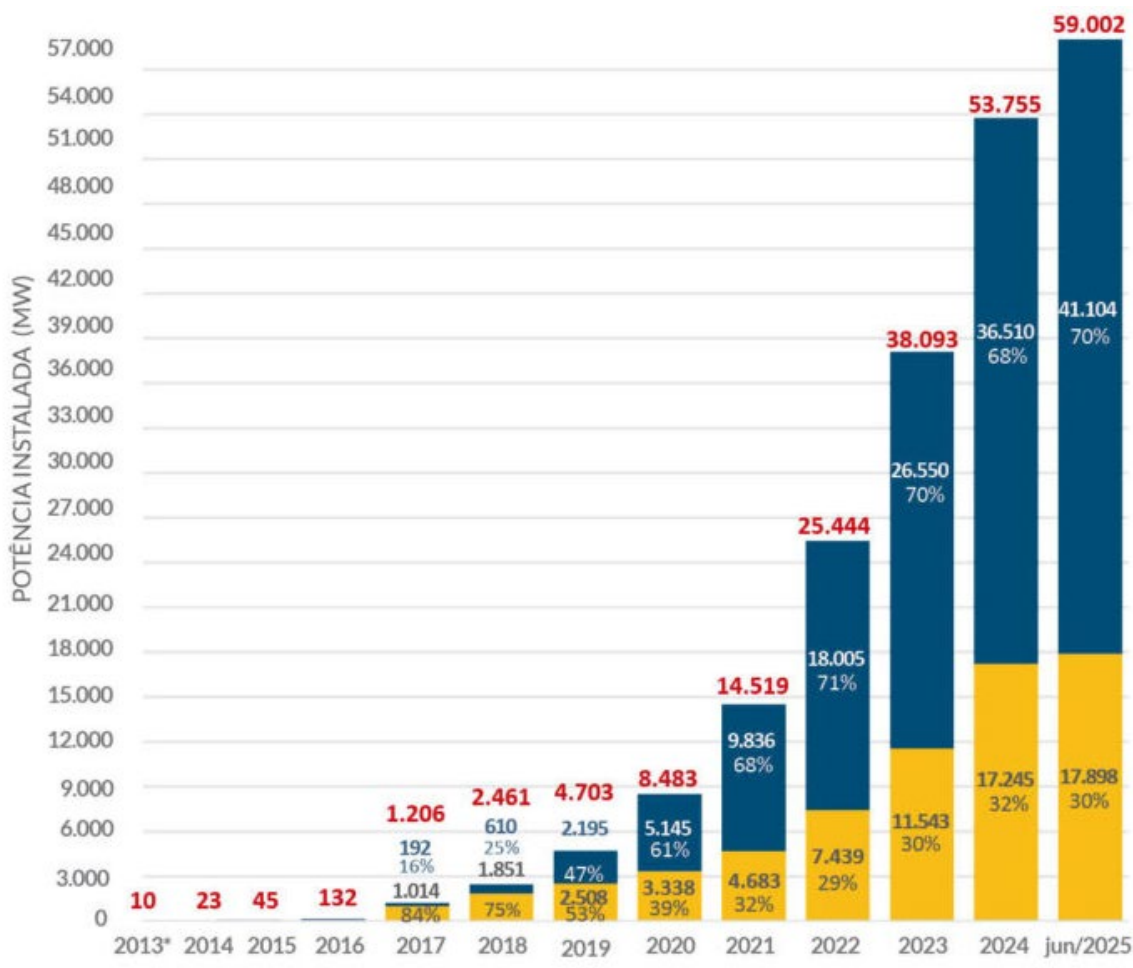
1 INTRODUÇÃO	12
1.1 JUSTIFICATIVA	14
1.2 OBJETIVO GERAL	14
1.2.1 <i>Objetivos específicos</i>	14
1.3 RESUMO DOS CAPÍTULOS	15
2 REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)	16
2.1.1 <i>Energia solar fotovoltaica</i>	17
2.1.1.2 Funcionamento do sistema	17
2.1.2 <i>Geração distribuída</i>	21
2.2 IMPACTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE ELÉTRICA	24
2.2.1 <i>Rede elétrica de distribuição</i>	25
2.2.2 <i>Sobretensão e inversão de fluxo</i>	27
2.3 DESAFIOS NA INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	34
2.4 MEDIDAS DE MITIGAÇÃO E SOLUÇÕES TÉCNICAS	35
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	36
3 MATERIAIS E MÉTODOS	37
3.1 ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO	38
3.2 REDE ELÉTRICA: ANÁLISE DOS IMPACTOS CAUSADOS NA REDE ELÉTRICA	41
3.3 ANÁLISE DOS IMPACTOS ECONÔMICOS	42
3.3.1 <i>Análise econômica na unidade consumidora: Estudo de caso</i>	42
3.3.2 <i>Análise econômica na rede de distribuição</i>	43
3.3.3 <i>Análise econômica no mercado solar fotovoltaico</i>	43
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	44
4.1 ESTUDO DE CASO: ANÁLISE TÉCNICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	45
4.1.1 <i>Caracterização do sistema analisado</i>	45
4.1.2 <i>Identificação de episódios de sobretensão</i>	46
4.1.3 <i>Impactos de sobretensão no estudo de caso</i>	50
4.2 IMPACTOS TÉCNICOS DA SOBRETENSÃO E INVERSÃO DE FLUXO	54
4.2.1 <i>Ocorrência de sobretensão em redes de baixa tensão</i>	54
4.3 IMPACTOS ECONÔMICOS	56
4.3.1 <i>Impactos econômicos: estudo de caso</i>	57
4.3.2 <i>Impactos econômicos: concessionárias e setor elétrico</i>	59
4.3.3 <i>Impactos econômicos: empresas integradoras de sistemas fotovoltaicos</i>	61
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	63

1 INTRODUÇÃO

O setor de energia solar fotovoltaica no Brasil segue em trajetória de crescimento acelerado. Em 2023, a capacidade instalada aumentou em 7,46 GW, conforme dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2024). A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica destaca que foram realizadas mais de 626 mil novas conexões no mesmo período, beneficiando aproximadamente 838 mil unidades consumidoras em todo o território nacional (ABSOLAR, 2024). Esse cenário evidenciou ainda mais a consolidação da geração distribuída (GD) como uma solução energética estratégica, tanto do ponto de vista ambiental quanto econômico.

Na Figura 1 é apresentado o dado mais recente de crescimento na energia solar na geração distribuída ao longo dos anos.

Figura 1 - Evolução da geração de energia solar fotovoltaica ao longo dos anos.



Fonte: ANEEL;ABSOLAR, (2025)

Contudo, essa expansão não ocorre sem desafios. A crescente adesão à GD fotovoltaica, especialmente em ambientes urbanos densamente povoados, tem gerado impactos operacionais relevantes nas redes de distribuição. Entre os principais problemas observados está a ocorrência de sobretensões, que podem provocar desligamentos de inversores, perda de geração, danos a equipamentos e até mesmo inviabilizar a conexão de novos sistemas à rede elétrica. A ausência de infraestrutura adequada e a demora na atualização de diretrizes regulatórias contribuem para o agravamento desse cenário (PRAIS, 2022).

Segundo Palmtier et al. (2016), a introdução em massa de sistemas fotovoltaicos conectados à rede pode induzir variações consideráveis nos níveis de tensão, especialmente em horários de pico de geração solar. Em determinadas regiões, essa realidade tem levado concessionárias a recusar projetos de micro e minigeração, especialmente quando há risco de inversão de fluxo ou quando os transformadores já operam próximos dos seus limites operacionais. De acordo com levantamento da consultoria Greener (2024), cerca de um em cada cinco integradores enfrentaram recusa de projetos em 2023, sob alegações de risco de inversão de fluxo, com destaque para os estados de Minas Gerais, Alagoas e Rio Grande do Sul.

Diante disso, há a necessidade de analisar dados reais, oriundos de estudos de caso, relatórios técnicos, artigos científicos, para verificar os impactos técnicos e econômicos causados nas redes elétricas, no proprietário gerador da sua própria energia e nas empresas que enfrentam dificuldades na aprovação de projetos junto às distribuidoras.

A metodologia empregada para alcançar estes objetivos consiste em uma abordagem de pesquisa que integra a análise de dados reais e um estudo de caso aprofundado. Serão examinados dados relevantes para a compreensão do fenômeno da sobretensão em redes com GD, e para a avaliação de seus reflexos técnicos e econômicos.

Assim, esta dissertação visa oferecer uma visão abrangente e realista sobre os efeitos da sobretensão em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, promovendo uma discussão crítica sobre os obstáculos técnicos e regulatórios enfrentados pelo setor e possíveis caminhos para mitigação desses problemas.

1.1 Justificativa

O estudo dos impactos da sobretensão em sistemas fotovoltaicos é essencial devido ao crescimento da GD, e pode comprometer a qualidade e estabilidade da rede elétrica e causar problemas. A ocorrência de sobretensões pode provocar problemas ao sistema fotovoltaico, gerando desligamentos inesperados nos inversores e comprometendo a durabilidade de equipamentos. Além disso, a presença expressiva de GDs em determinadas regiões pode provocar inversão de fluxo de potência na rede elétrica, agravando ainda mais os desequilíbrios na rede. Empresas do setor relatam perdas financeiras e enfrentam entraves regulatórios devido a esse fenômeno, especialmente em áreas críticas, caracterizadas pela elevada densidade de unidades geradoras, onde a capacidade da rede de distribuição já opera próxima ao seu limite técnico.

Diante desse cenário, este trabalho se justifica por buscar uma compreensão aprofundada dos impactos operacionais, técnicos e econômicos decorrentes da sobretensão, por meio da análise de dados reais e levantamento de casos documentados na literatura técnica e científica. A proposta é contribuir com a mitigação do problema e o avanço sustentável da geração distribuída no Brasil.

1.2 Objetivo geral

Analisar os impactos técnicos e econômicos decorrentes da ocorrência de sobretensões em redes elétricas com alta penetração de sistemas fotovoltaicos conectados à baixa tensão, por meio de estudo de caso real, revisão bibliográfica e análise de dados. A pesquisa visa identificar os principais prejuízos econômicos, como perdas de geração de energia, desligamentos automáticos de inversores e recusa de novos projetos pelas concessionárias. Além disso, propõe estratégias de mitigação baseadas em ajustes operacionais, reforço na infraestrutura da rede e revisão de critérios normativos.

1.2.1 Objetivos específicos

A fim de atingir o objetivo principal desta pesquisa, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Investigar as causas da sobretensão em redes elétricas com alta penetração de sistemas fotovoltaicos distribuídos.

- Coletar e analisar dados reais de um sistema fotovoltaico para avaliar o impacto no sistema fotovoltaico.
- Avaliar os efeitos da sobretensão na estabilidade da rede elétrica.
- Propor estratégias de mitigação para minimizar os impactos negativos da sobretensão e melhorar a qualidade da energia fornecida aos consumidores.
- Analisar os prejuízos e impactos econômicos decorrentes da ocorrência de sobretensão na rede elétrica, para o mercado de energia solar, para as unidades consumidoras afetadas e para a rede elétrica de distribuição.

1.3 Resumo dos capítulos

A presente dissertação está estruturada nos seguintes capítulos:

Capítulo 1: Este capítulo apresentou a contextualização da energia solar fotovoltaica e da GD no Brasil, a problemática da sobretensão nas redes de baixa tensão, a justificativa para este estudo e os objetivos a serem alcançados.

Capítulo 2: O segundo capítulo detalha a fundamentação teórica necessária para a compreensão do trabalho, abordando os conceitos de rede elétrica de distribuição, GD fotovoltaica, os fenômenos de sobretensão e inversão de fluxo, além do funcionamento do sistema solar fotovoltaico e como pode ocorrer esses impactos.

Capítulo 3: Esta seção apresenta a metodologia de pesquisa adotada, descrevendo os procedimentos para a análise do estudo de caso da usina fotovoltaica residencial em Mossoró/RN, os métodos de coleta e análise de dados operacionais do inversor, e a investigação sobre os impactos econômicos percebidos pelo setor.

Capítulo 4: Neste capítulo, serão apresentados e discutidos os resultados obtidos com o estudo de caso, evidenciando o comportamento da tensão na rede, os eventos de sobretensão observados, seus impactos operacionais, e a análise dos impactos econômicos para o setor.

Capítulo 5: Por fim, este capítulo apresenta as conclusões da dissertação, respondendo aos objetivos propostos e destacando as principais contribuições do trabalho. Além disso, são oferecidas sugestões para pesquisas futuras na área.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

No Brasil, devido a elevada incidência solar, a geração distribuída (GD) por meio de sistemas fotovoltaicos tem ganhado relevância, especialmente após a implementação de políticas públicas e regulamentações específicas que incentivam sua expansão (VIEIRA, 2019).

Apesar dos avanços, a vasta integração de sistemas fotovoltaicos distribuídos apresenta desafios técnicos significativos, como variações de tensão, inversão de fluxo de potência e impactos na qualidade da energia fornecida. Estes fenômenos exigem uma análise detalhada para garantir a operação segura e eficiente do sistema elétrico (DJAMBOLAKDJIAN, 2022).

O presente capítulo tem como objetivo apresentar a base teórica que sustenta esta pesquisa, abordando os principais conceitos, definições e discussões técnicas relacionados à energia fotovoltaica e a GD, os diferentes tipos de sistemas existentes e os impactos técnicos decorrentes da integração desses sistemas à rede elétrica. Serão analisadas as barreiras à expansão da GD, fornecendo a base conceitual necessária para a compreensão dos desafios e dos impactos associados à implementação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Essa fundamentação tem por finalidade facilitar a compreensão da metodologia aplicada e a interpretação dos resultados obtidos ao longo desta pesquisa.

2.1 Energia solar fotovoltaica e geração distribuída (GD)

A integração da energia solar ao modelo de GD promove vários benefícios no setor elétrico, ao viabilizar a produção de energia próxima ao local de consumo. Essa configuração contribui para a redução de perdas e estimula práticas sustentáveis. Entretanto, sua expansão traz desafios técnicos e regulatórios que devem ser superados para garantir a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico.

Para compreender o funcionamento da energia solar integrada à GD, é necessário conhecer os conceitos relacionados ao funcionamento dos sistemas conectados à rede elétrica, bem como o papel e operação dos equipamentos envolvidos. Além disso, é fundamental o entendimento das características, as políticas públicas e a legislação que regem a GD no Brasil.

2.1.1 Energia solar fotovoltaica

Segundo IMHOFF (2007), a energia solar fotovoltaica consiste na produção de eletricidade a partir da conversão direta da radiação solar, utilizando, para isso, células fotovoltaicas. Esses dispositivos operam com base no efeito fotovoltaico.

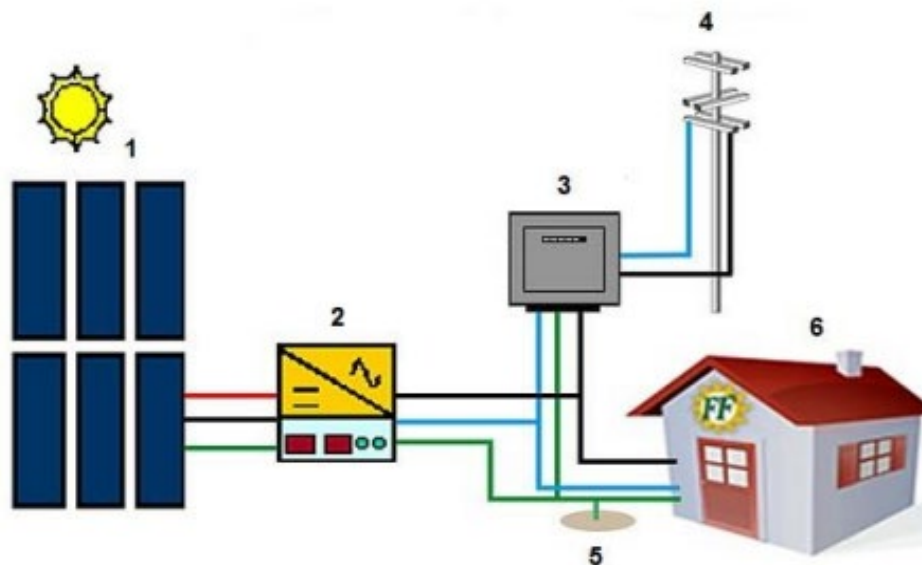
Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias principais: on-grid, off-grid e híbridos (CAMPOS, 2022). Os sistemas on-grid funcionam conectados à rede elétrica, utilizando a energia solar para consumo local e injetando o excedente na rede (CAMPOS, 2022). Já os sistemas off-grid operam de forma independente, sem conexão com a rede elétrica, contudo requerem baterias para armazenar a energia gerada (SANTOS & SOUSA, 2022). Por sua vez, os sistemas híbridos combinam características dos sistemas on-grid e off-grid, estando conectados à rede elétrica e possuindo baterias para armazenamento de energia (ALMEIDA, 2024). Como o objetivo deste trabalho é analisar os impactos em sistemas conectados à rede elétrica, será abordado, a seguir, o funcionamento e a base teórica necessária para a compreensão desse tipo de sistema.

2.1.1.2 Funcionamento do sistema

O funcionamento do sistema consiste na conversão da energia elétrica quando os fótons presentes na radiação solar incidem o material semicondutor, assim os elétrons do semicondutor são excitados por uma fração dos fótons, para então os elétrons produzirem uma diferença de potencial e consequentemente uma corrente elétrica (RÜTHER, 2004).

Na operação diária, os módulos fotovoltaicos captam a radiação solar e fornecem corrente contínua (CC), a qual é convertida em corrente alternada (CA) pelo inversor fotovoltaico. Este equipamento ajusta a tensão e frequência para coincidir com a rede (230 V/60 Hz no Brasil), permitindo duas ações principais: suprir o consumo local instantaneamente e injetar o excedente na rede, gerando créditos para futuras compensações (VILLALVA et al., 2012). A Figura 2 apresenta os equipamentos que compõe o sistema e um esquemático do seu funcionamento.

Figura 2 - Funcionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica



Fonte: ALVES, 2017

O processo de geração de energia solar on-grid, ilustrado na Figura 2 inicia-se quando o sol emite luz, que é captada pelos painéis solares (1). Esses painéis convertem a luz solar em corrente contínua (CC), que é então enviada para o inversor (2). O inversor é responsável por converter a corrente contínua em corrente alternada (CA), que é o tipo de eletricidade utilizado nas residências (6) e indústrias. A energia gerada é utilizada para o consumo local; quando a produção excede o consumo, o excedente é injetado na rede elétrica da concessionária (4). Um medidor bidirecional (3) registra tanto a energia consumida da rede quanto a energia injetada, permitindo o sistema de compensação. Por fim, o sistema de aterramento (5) garante a segurança de toda a instalação elétrica.

Os painéis solares, ou módulos como também são chamados, são os componentes mais importantes para o funcionamento do sistema fotovoltaico de geração de energia. Os módulos são formados por um conjunto de células fotovoltaicas associadas, eletricamente, em série e/ou paralelo, dependendo das tensões e/ou correntes determinadas em projeto. O conjunto destes módulos é chamado de gerador fotovoltaico e constituem a primeira parte do sistema, ou seja, são os responsáveis no processo de captação da radiação solar e a sua transformação em energia elétrica (PEREIRA & OLIVEIRA, 2011).

Os inversores *on-grid*, são os componentes centrais em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, que têm como principal função realizar a conversão da energia elétrica gerada pelos módulos em corrente alternada sincronizada com a rede (DIAS, 2019). Esses dispositivos mantêm a tensão do barramento CC estável, sincronizam a fase por meio de um PLL (Phase-Locked Loop) e injeta corrente alternada de forma controlada, assegurando operação segura e eficiente (SOUZA, 2016).

Uma funcionalidade fundamental é o rastreamento de máxima potência (MPPT), tipicamente usando algoritmos como perturbação e observação. Esse controle ajusta a tensão de operação do painel para extrair a maior energia sob condições variáveis de irradiância e temperatura (SOUZA, 2016).

Um diagrama de inversor fotovoltaico inclui a conexão ao gerador fotovoltaico (os módulos), conversor boost (opcional), controle MPPT, inversor propriamente, filtro LCL e interface com a rede (SOUZA, 2016). Em geral, os inversores modernos utilizam topologias VSI (voltage source inverter) com sensores de tensão e corrente no barramento CC e na saída, o que permite ajustes dinâmicos da geração ativa e do fator de potência (SOUZA, 2016).

Os inversores apresentam um intervalo de tensão de operação. O modelo Sungrow SG6K-D funciona dentro dos limites de tensão apresentados Tabela 1.

Tabela 1 - Faixa de operação de tensão do inversor Sungrow

Nível de tensão no ponto conectado à rede (% relacionada à tensão nominal local)	Tempo máximo para a desconexão
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Operação normal
$V > 110\%$	0,2 s

Fonte: SUNGROW (2020).

Como apresentada na Tabela 1, a faixa de operação de tensão em CA está entre 80% a 110% da tensão de operação normal (SUNGROW, 2020). Caso o nível de tensão esteja fora

dos níveis operacionais apresentados na Tabela 1, o inversor se desconectará da rede. E se a perturbação durar menos que o tempo de desconexão necessário, o inversor será reconectado à rede se o nível de tensão voltar para a tensão aceitável na faixa de operação (SUNGROW, 2020). Quando desconectado, a potência ativa do equipamento para a rede será de acordo com a equação 1:

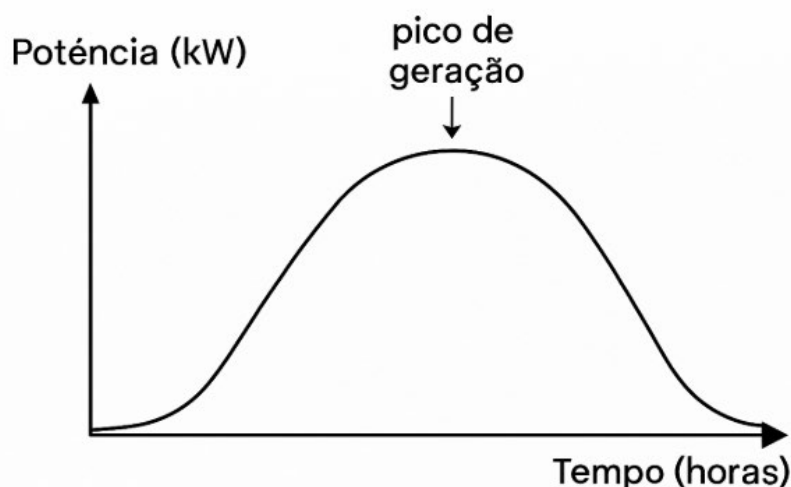
$$\Delta P = P_{\text{nominal}} \times R \quad (1).$$

Onde ΔP é a variação da potência ativa injetada na rede (em %) em relação à potência nominal. P_{nominal} é a potência do inversor. R é a redução desejada na potência ativa injetada (expressa em % por volts), ajustada em -20% por volt (SUNGROW, 2020).

A metrificação da geração e os dados extraídos do inversor são através de gráficos do comportamento de geração. Em um sistema bem configurado, a potência de saída dos inversores segue um padrão diário de geração solar (HANSEN et al, 2012).

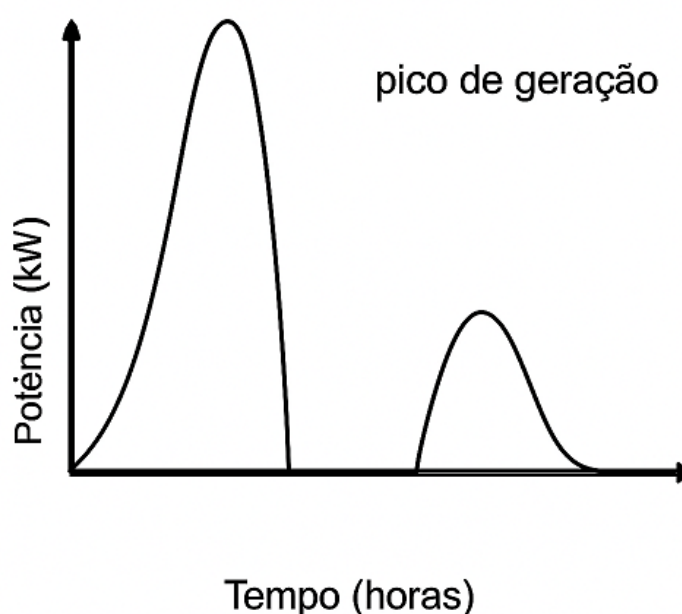
O gráfico apresenta a potência gerada ao longo do dia, onde o pico de geração ocorre geralmente entre as 11h e 14h, horário de maior incidência solar (ALMEIDA & JOTA, 2018). Em condições normais, a curva de geração deve seguir o padrão representado na Figura 3, indicando operação adequada do sistema sem anomalias e sem sombreamentos.

Figura 3 - Gráfico de geração sem anomalias e sombreamentos.



Em situações de sobretensão, ou sempre que a tensão da rede ultrapassar os limites operacionais estabelecidos para o equipamento, o inversor fotovoltaico é programado para se desligar automaticamente como medida de proteção. A Figura 4 ilustra esse comportamento, evidenciando a interrupção do fornecimento de energia em decorrência da operação das proteções internas do sistema.

Figura 4 - Gráfico de geração com anomalias de sobretensão



Fonte: Autoria própria, 2025.

Os inversores fotovoltaicos são conectados diretamente à rede elétrica, logo devem operar dentro dos padrões estabelecidos pelas normas técnicas e regulatórias vigentes. Essas exigências visam garantir segurança, qualidade da energia e compatibilidade com a infraestrutura do sistema elétrico nacional. Dessa forma, insere-se a modalidade da GD, que permite que unidades consumidoras gerem sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica, conectando-se à rede e promovendo benefícios técnicos, econômicos e ambientais (PEREIRA et al., 2021).

2.1.2 Geração distribuída

A GD refere-se à produção de energia elétrica realizada próxima ou no local de consumo, utilizando principalmente fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica. A GD proporciona uma redução nas perdas técnicas, melhora a qualidade da energia e aumenta a confiabilidade do sistema elétrico (TAVARES et al., 2020).

A grande integração da GD fotovoltaica nas redes de distribuição tem modificado significativamente o comportamento técnico do sistema elétrico convencional (BARBOSA et al., 2018). Essas redes, originalmente projetadas para operar de forma unidirecional da geração centralizada para os consumidores, passaram a enfrentar novos desafios relacionados à forma bidirecional do fluxo de potência, à variabilidade da geração e aos impactos na qualidade da energia (GOMES & ARAÚJO, 2020).

Para garantir que a integração da geração distribuída (GD) ocorra de forma segura, e em conformidade com os requisitos técnicos do sistema elétrico brasileiro, foram estabelecidas normas e legislações específicas. Essas regulamentações têm como objetivo não apenas permitir o acesso ordenado das unidades geradoras à rede, mas também monitorar e mitigar possíveis impactos operacionais, como variações de tensão, sobrecarga de equipamentos e falhas de proteção (BARBOSA et al., 2018). As principais normas que regem e regulamentam a GD são a Resolução Normativa nº 482/2012, Resolução nº 687/2015, lei nº 14.300/2022, Módulo 8 do PRODIST e ABNT NBR 16149:2013.

A Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que inaugurou o marco regulatório da micro e minigeração distribuída no Brasil. Com sua publicação, tornou-se notório que unidades consumidoras gerassem sua própria energia a partir de fontes renováveis, e injetassem o excedente na rede elétrica, recebendo créditos por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Esse modelo regulatório estabeleceu os critérios técnicos e comerciais para a conexão dos sistemas de micro e minigeração à rede de distribuição, promovendo a descentralização da produção de energia e incentivando a autossuficiência energética dos consumidores (ANEEL, Resolução Normativa nº 482, 2012).

Segundo Alves (2017), a Resolução 482 foi responsável por impulsionar a criação de um novo mercado de energia no país, abrindo espaço para consumidores que antes eram apenas passivos se tornarem agentes ativos na produção de energia do setor elétrico.

Posteriormente, a Resolução nº 687/2015 ampliou os limites de potência e as modalidades de geração permitidas (Brasil, 2015). A Resolução representou um importante marco regulatório para a expansão da geração distribuída (GD) no Brasil. Essa resolução atualizou a normativa anterior (nº 482/2012) e trouxe melhorias significativas para os consumidores que optam por gerar sua própria energia elétrica. A mudança que se destaca é ampliação das modalidades de compensação de energia elétrica, incluindo a geração

compartilhada, o autoconsumo remoto e os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Logo, o sistema de compensação de energia se tornou mais acessível e atrativo, trazendo incentivo para o crescimento acelerado do número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SILVA, 2017). Além disso, a resolução simplificou processos de conexão para microgeradores (até 75 kW) e minigeradores (de 75 kW a 5 MW), estabelecendo prazos mais claros e regras mais objetivas para as distribuidoras. Esse avanço regulatório contribuiu significativamente para reduzir barreiras técnicas e burocráticas, estimulando a democratização do acesso à geração própria de energia.

Segundo Souza (2020), a Resolução nº 687/2015 equilibrou os interesses dos consumidores e das concessionárias, ao mesmo tempo em que alinhava o setor elétrico brasileiro às tendências globais de descentralização e sustentabilidade energética.

A Lei nº 14.300/2022 consolidou o chamado Marco Legal da GD, estabelecendo regras de transição e criando uma estrutura jurídica mais apropriada para o setor. Essa legislação trouxe maior segurança para os investidores e clareza quanto aos encargos e benefícios associados à GD (SILVA & CAPELHUCNIK, 2022).

Em vigor desde 6 de janeiro de 2022, a nova legislação definiu regras mais claras para a micro e minigeração distribuída, trazendo mais segurança jurídica para consumidores, investidores e o setor elétrico (BRASIL, 2022). A lei passou a organizar melhor a geração distribuída no Brasil. Ela definiu como a energia excedente pode ser colocada na rede, como será feito o faturamento e quais tarifas devem ser cobradas. Quem já tinha sistemas instalados antes da lei mantém o direito de continuar seguindo as regras antigas até 2045 (SILVA, 2022).

A nova regra também determinou que os novos consumidores passem a pagar, de forma gradual, pela TUSD Fio B, o que antes não era exigido (Brasil, 2022). Em resumo, a Lei nº 14.300/2022 reforça a importância da geração distribuída na transição energética do Brasil e estabelece regras mais claras para que ela seja integrada de forma segura e viável ao sistema elétrico do país.

Além das legislações, há também normativas técnicas relevantes, como o Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), que especifica os critérios técnicos de conexão, proteção e operação para unidades de geração distribuída. O Módulo 8 do PRODIST estabelece os padrões de qualidade da energia elétrica que devem ser observados pelas distribuidoras.

O PRODIST também determina a faixa de operação de tensão permitido em regime permanente, que deve permanecer dentro de $\pm 10\%$ da tensão nominal da rede. Diante disso, as redes de 127 V, por exemplo, a tensão deve estar entre 114,3 V e 139,7 V, enquanto em redes de 220 V, o intervalo aceitável é de 198 V a 242 V (BRASIL, 2023).

E a norma ABNT NBR 16149:2013, define os requisitos mínimos para a interligação de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica baixa tensão (ANEEL, 2013). A norma trata de os limites operacionais de tensão e frequência, os requisitos de proteção, a qualidade da energia injetada na rede, bem como os parâmetros que os inversores devem seguir para garantir a operação segura e dentro dos padrões estabelecidos (ABNT, 2013). Além disso, define as condições para a desconexão automática do sistema em caso de anomalias na rede, um aspecto crítico em situações de sobretensão, afundamentos de tensão ou desvios de frequência.

Segundo Silva e Andrade (2019), a observância rigorosa da NBR 16149:2013 é fundamental para prevenir problemas de proteção indevida, garantir a estabilidade do sistema elétrico e evitar danos a equipamentos, tanto da concessionária quanto do consumidor-gerador. A aplicação da norma é obrigatória para os sistemas até 75 kW, segundo os critérios de microgeração e minigeração estabelecidos pela regulamentação vigente, tornando-se um instrumento indispensável para o processo de homologação e aceitação técnica por parte das distribuidoras (ABNT, 2013).

Essas normativas são fundamentais para assegurar a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico nacional diante da crescente penetração da GD. As normas devem ser cumpridas para sanar ou evitar os desafios e impactos causados na rede elétrica devido a grande quantidade de GD.

2.2 Impactos técnicos da geração fotovoltaica na rede elétrica

A GD transformou consideravelmente a dinâmica das redes elétricas. Redes originalmente projetadas para um fluxo unidirecional, da geração centralizada ao consumo, passaram a operar com fluxo de potência bidirecional devido aos sistemas conectados próximos ao ponto de consumo (SILVA et al., 2021; BERNARDES, 2021). Essa configuração impõe desafios como o controle da tensão, proteção de equipamentos, manutenção da qualidade da energia e a necessidade de protocolos técnicos aprimorados (SOUZA & GOMES, 2021). Além disso, a incidência de fenômenos como sobretensão, inversão de fluxo, harmônicas e *flicker* tem sido amplamente estudado academicamente. Estudos realizados em redes urbanas

demonstram que a alta penetração de sistemas fotovoltaicos, quando combinada com cargas locais reduzidas, eleva a tensão acima dos limites normativos e promove operações de proteção indesejadas (BERNARDES, 2021).

Deste modo, o presente tópico visa fornecer uma base teórica para compreender as complexidades apresentadas pela GD fotovoltaica nas redes de distribuição.

2.2.1 Rede elétrica de distribuição

A rede elétrica de distribuição conduz a energia elétrica das subestações até as unidades consumidoras. Com isso, ela compõe a etapa final do sistema elétrico, sendo estruturada principalmente em três níveis de tensão: alta, média e baixa tensão. O processo se inicia com a geração da energia em usinas e sua transmissão em alta tensão até as subestações. Nessas, a energia é rebaixada para média tensão e, posteriormente, transformada em baixa tensão para consumo final (SILVA, 2020). A operação dos níveis de tensão de cada sistema é determinada pela ANEEL, como apresentada na tabela 2.

Tabela 2 - Níveis de tensão nas classificações de rede elétrica

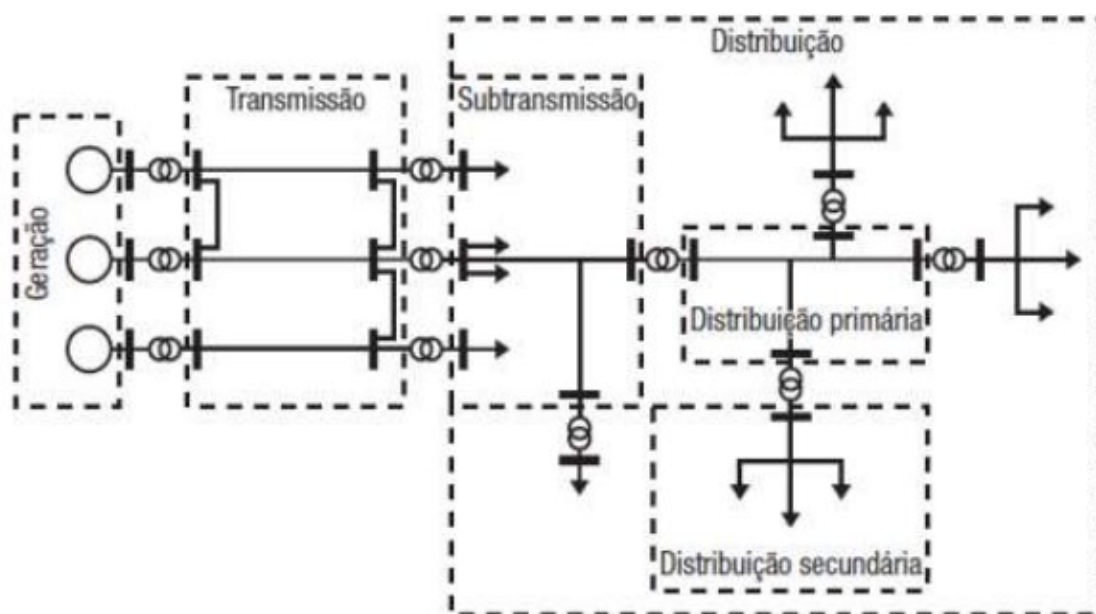
Classificação	Nível de Tensão [kV]
Alta Tensão (SDAT)	69 – 230
Média Tensão (SDMT)	1 – 69
Baixa Tensão (SDBT)	≤ 1

Fonte: ANEEL, 2020.

De acordo com Oliveira et al. (2020), o Sistema de Distribuição (SD) de energia elétrica é estruturado em três níveis principais: a subtransmissão, a distribuição primária e a distribuição secundária. A subtransmissão funciona como a porta de entrada da energia das grandes redes de transmissão. Nela, a eletricidade é recebida e então direcionada tanto para as subestações (SEs) de distribuição quanto para grandes consumidores que demandam altas tensões, geralmente na faixa de 138 kV e 69 kV. Em seguida, temos a distribuição primária, que opera em média tensão. Ela se inicia logo na saída das subestações de distribuição e se estende até os transformadores de distribuição (OLIVEIRA et al., 2020). Nesse estágio, os níveis de tensão comumente empregados são de 13,8 kV e 34,5 kV. Por fim, a distribuição secundária que de acordo com Gönen et al. (2024), é responsável por entregar a eletricidade a partir dos

transformadores até os medidores dos consumidores, operando tipicamente em tensão de 220/127 V ou 380/220 V, dependendo do padrão adotado no país. Essa malha é projetada com estrutura radial ou, em casos de maior confiabilidade, em malha, permitindo manter o fornecimento mesmo quando há falhas pontuais nos alimentadores (GONEN et al., 2024). Essa organização do sistema pode ser visualizada na Figura 5.

Figura 5- Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência



Fonte: Kagan, 2010

A topologia mais comum das redes de distribuição é radial, ou seja, com um único caminho de alimentação para os consumidores. O transformador de distribuição tem papel fundamental nesse contexto, rebaixando a tensão de média para baixa e possibilitando o fornecimento adequado às residências, comércios e pequenas indústrias (MEFFÉ, 2007). A Equação (2), é fundamental para descrever o comportamento do fluxo de carga em redes de distribuição. Ela estabelece que a corrente se move em uma única direção, do transformador até o ponto de carga. Ao longo desse percurso, ocorre uma queda de tensão progressiva, que é determinada pela seguinte equação, conforme Gönen et al. (2024):

$$\Delta V = I (R \cos \phi + X \sin \phi) \quad (2)$$

Em que R e X são a resistência e reatância equivalente da linha, enquanto I e ϕ representam a corrente e o ângulo de fase (GONEN et al., 2024).

Já em redes em malha, o fluxo se distribui por múltiplos caminhos, exigindo maior complexidade no cálculo do equilíbrio de corrente e tensão. O sistema de transmissão opera em malha, o de subtransmissão opera de forma radial, porém pode operar em malha sob algumas condições. Já os sistemas de distribuição, objeto deste estudo, opera geralmente de forma radial, e o de distribuição secundária pode operar quer em malha ou radialmente (UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA, 2013).

A literatura destaca que o dimensionamento dos condutores, as perdas técnicas e os equipamentos de proteção e regulação são aspectos críticos para a eficiência do sistema (HONÓRIO, 2015). Segundo Ochoa (2006), a qualidade da energia entregue, como a estabilidade da tensão, depende diretamente do planejamento da rede e da manutenção dos equipamentos.

2.2.2 Sobretensão e inversão de fluxo.

As principais causas da sobretensão estão relacionadas ao excesso de geração local em períodos de baixa demanda, à alta impedância das linhas de distribuição e à topologia radial das redes elétricas, que não foram originalmente projetadas para receber injeção de energia em seus extremos (SILVA et al., 2021).

As sobretensões podem ser classificadas em transitórias (eventos de curta duração, microssegundos, com picos de tensão muito elevados), temporárias (que possuem duração mais longa, milissegundos a segundos) e níveis de tensão geralmente menores que os transitórios, mas ainda assim prejudiciais (SILVA, 2017).

Em períodos de baixa demanda de carga e alta geração, pode ocorrer o fluxo reverso de potência, onde a energia flui da unidade geradora para a rede. Esse fluxo reverso, combinado com a impedância da linha, pode causar uma elevação significativa da tensão nos pontos mais distantes da subestação, levando a sobretensões sustentadas que violam os limites regulatórios (ALMEIDA et al., 2018). Por fim, fenômenos de ressonância, especialmente a ferro-ressonância (interação entre indutâncias não-lineares, como as dos transformadores, e capacitâncias do sistema), podem gerar sobretensões temporárias de grande magnitude e de forma sustentada, representando alto risco aos equipamentos (GÖNEN et al., 2024).

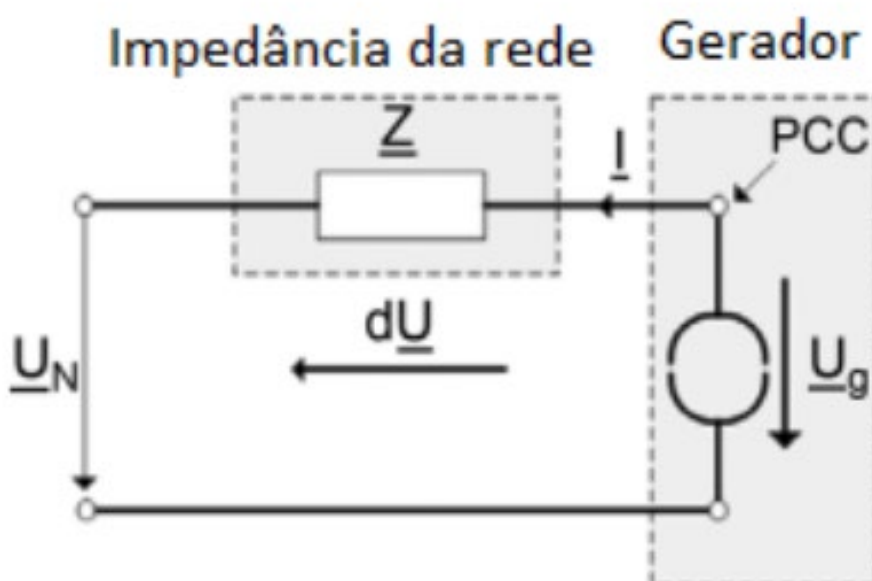
Os impactos da sobretensão afetam desde a qualidade do fornecimento até a vida útil dos ativos da distribuidora e dos consumidores. O isolamento dos equipamentos elétricos (transformadores, cabos, isoladores, disjuntores) é projetado para suportar tensões dentro de

uma faixa específica, e sobretensões que excedam esses limites podem levar à falha do isolamento, causando a queima ou danos irreversíveis. Dispositivos eletrônicos sensíveis, presentes em residências e indústrias, são particularmente vulneráveis (GÖNEN et al., 2024). Mesmo sem falha imediata, a exposição contínua ou recorrente a níveis de sobretensão pode acelerar o envelhecimento do isolamento, diminuindo a vida útil dos equipamentos. Além disso, a sobretensão contribui para o aumento das perdas técnicas na rede (SBA, 2024).

Pesquisas demonstram que a elevação de tensão representa um fator limitante para a máxima penetração de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição, uma vez que excede os limites de tensão estabelecidos, sendo este efeito ilustrado inclusive em modelos elétricos simplificados (Elrayyah et al., 2017). Adicionalmente, Hasheminamin et al. (2015), comprovaram essa ocorrência por meio de simulações em uma rede, testando níveis de penetração fotovoltaica que variaram de 20% a 100%.

Para melhor compreensão da variação de tensão, a Figura 6 apresenta a rede de distribuição através da impedância Z , a tensão no barramento de potência infinita, sendo dU o desvio no valor da tensão e I é a corrente do gerador conectado, usados para calcular o desvio de tensão por meio da potência aparente S do gerador.

Figura 6 - Representação da rede de distribuição



Fonte: (Stetz et al., 2013)

Logo, a corrente I pode ser calculada através da Equação 3:

$$I = \left(\frac{|S_{pv}|}{|U_n|} \right) = \left(\frac{P}{|U_n|} - j \frac{Q}{|U_n|} \right) \quad (3).$$

$$Z = R + jX \quad (4).$$

Onde, S_{pv} , P e Q representam as injeções de potência, complexa, ativa e reativa. R e X descrevem a parte resistiva e a parte reativa da impedância da rede.

$$\frac{dU}{|U_n|} = \frac{Z \cdot I}{|U_n|} \quad (5).$$

Substituindo as Equações (3) e (4) na Equação (5), obtém-se a seguinte expressão:

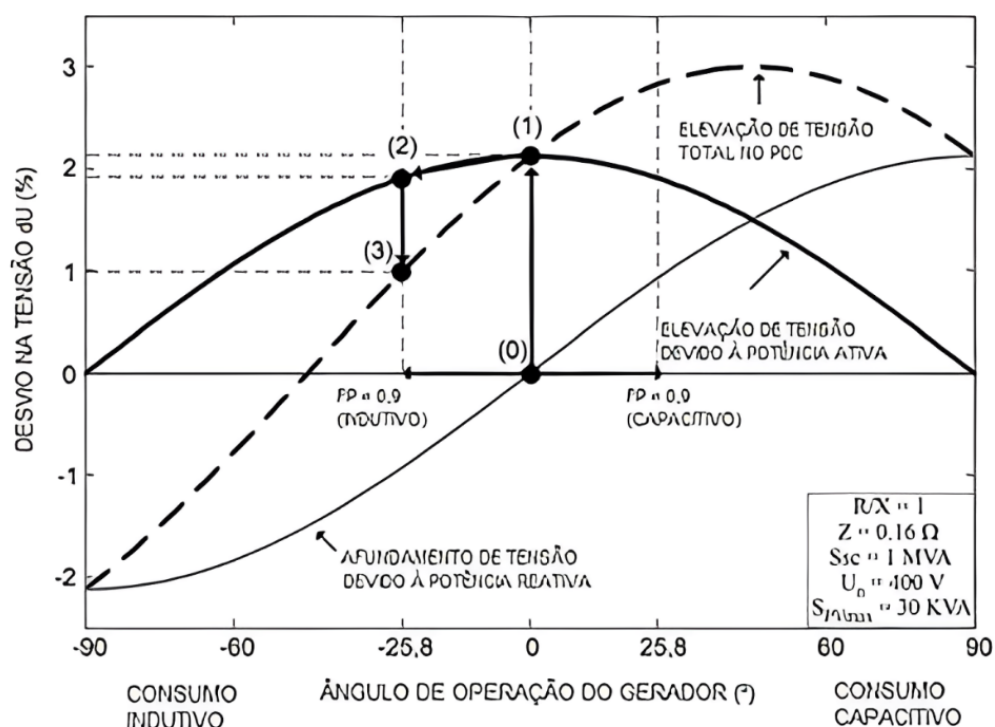
$$\frac{dU}{|U_n|} = \left(\frac{(P \cdot R) + (\pm Q \cdot X)}{|U_n|^2} + j \frac{(P \cdot X) - (\pm Q \cdot R)}{|U_n|^2} \right) = dU_d + j dU_q \quad (6).$$

Nessa equação, dU_d representa o componente real do desvio de tensão, enquanto dU_q é o componente em quadratura, no eixo imaginário. Contudo, em sistemas fotovoltaicos de GD, a contribuição da parcela em quadratura para a tensão no ponto de acoplamento é desprezível, pois em redes de distribuição de baixa tensão, a resistência (R) é significativamente maior que a reatância (X). Por isso, a variação de tensão é causada principalmente pelo fluxo de potência ativa (P) na resistência, tornando a contribuição da parcela em quadratura desprezível. Dessa forma o desvio de tensão pode ser simplificado pela Equação 7.

$$\frac{dU}{|U_n|} = \left(\frac{(P \cdot R) + (\pm Q \cdot X)}{|U_n|^2} \right) \quad (7)$$

Interpretando a equação, a geração de potência ativa sempre causará uma elevação na tensão, sendo mais notável em redes com maior impedância resistiva. Já a potência reativa pode tanto elevar quanto reduzir a tensão, dependendo se o fator de potência no PCC for capacitivo ou indutivo, respectivamente (STETZ et al., 2013).

Figura 7- Desvio no valor da tensão causado pelas potências ativa e reativa



Fonte: ALMEIDA et al., 2018 e STETZ et al., 2013

A Figura 7 valida as interpretações da Equação (6). A construção deste gráfico considerou uma rede com relação R/X unitária e um gerador de 30 kVA de potência aparente máxima. Ele permite analisar a contribuição das potências ativa e reativa e o desvio total de tensão no PCC, sob diversas condições de ângulo de operação e fator de potência (STETZ et al., 2013).

Para regularizar e buscar controle desse problema, a norma brasileira ABNT NBR-16149:2013 destaca os requisitos e exigências para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. No tópico 5.2.1 da norma (ABNT NBR-16149, 2013), são apresentados os requisitos de variação de tensão, informando que a faixa de operação de tensão deve atender ao limite estabelecido pela norma. Para melhor compreensão, a norma apresenta uma tabela com respostas às condições anormais de tensão. A Tabela 3 abaixo apresenta os dados fornecidos na norma (ABNT, 2013, p. 7).

Tabela 3 - Porcentagem da variação de tensão permitida

Tensão ponto de conexão (% em relação à V nominal)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80$	0,4 s
$80 \% \leq V \leq 110\%$	Regime normal
$110 \% < V$	0,2 s

Fonte: ANEEL, 2013.

A Tabela 3 estabelece que a variação de tensão deve respeitar os parâmetros de 80% a 110% do valor nominal, em conformidade com a norma técnica aplicável. Adicionalmente, observa-se que esses mesmos limites são os especificados pelo fabricante Sungrow para a operação de seus equipamentos. Isso significa que os inversores fotovoltaicos devem cessar a injeção de potência ativa quando a tensão estiver acima ou abaixo dessa faixa, em relação à tensão nominal permitida pela concessionária. Considerando a tensão nominal de 220V determinada pela concessionária COSERN responsável pela cidade de Mossoró, local onde será analisado o estudo de caso apresentado no artigo, pode-se considerar que a tensão aceitável para a unidade geradora nesse local seja entre 176V e 242V.

Sobretensões contínuas violam esses padrões, afetando o desempenho de cargas sensíveis. Por fim, níveis de tensão muito elevados representam um risco à segurança de operadores de campo e da população em geral devido a choques elétricos e arcos voltaicos.

Em regiões onde os transformadores operam com elevada carga, e onde há pouca flexibilidade para o ajuste automático de tensão devido o aumento do número de sistemas fotovoltaicos instalados sem reforço proporcional na infraestrutura elétrica, pode levar à saturação da rede, inviabilizando novas conexões e prejudicando a qualidade do fornecimento para todos os consumidores conectados (BERNARDES, 2021). Além de causar os impactos de sobretensão ou diretamente a inversão de fluxo.

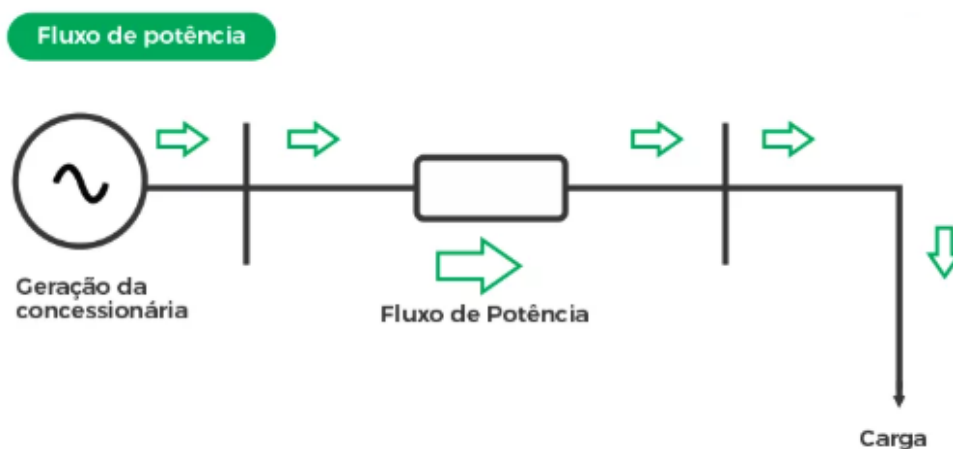
O fenômeno é quantificado por meio de cálculos de correntes reversas no alimentador. Um ponto comum é determinado pela Equação 8:

$$I_{rev} = \frac{P_{gerada} - P_{consumida}}{V_{nominal}} \quad (8).$$

Onde P_{gerada} é a potência ativa injetada, $P_{consumida}$ é a carga local, e $V_{nominal}$ a tensão de operação da rede (SOUZA & LIMA, 2019).

Nessa situação a sobrecarga dos transformadores elevadores pode resultar em falhas nas proteções, que foram projetadas para um fluxo de potência no sentido oposto (BERNARDES, 2021). A Figura 8 apresenta o fluxo de potência de forma unidirecional, seguindo do sentido da geração até as cargas que são as unidades residências, comerciais e industriais.

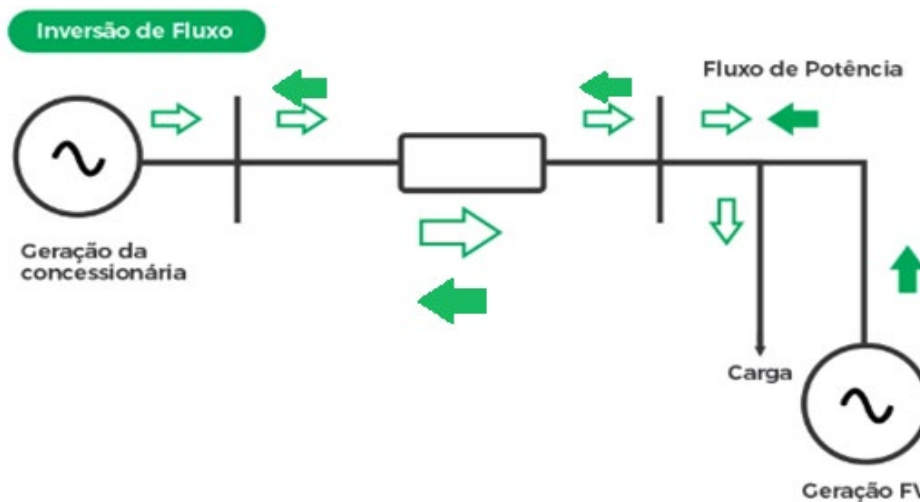
Figura 8 - Fluxo de potência



Fonte: Minha Casa Solar, 2023.

Já a Figura 9, apresenta o fluxo reverso, apresentando movimentação de potência de forma bidirecional.

Figura 9 - Fluxo reverso



Fonte: Minha Casa Solar, 2023.

A inversão de fluxo impõe desafios como o controle da tensão, proteção de equipamentos, manutenção da qualidade da energia e necessidade de protocolos técnicos aprimorados.

As normas NBR 16149 e a Resolução ANEEL 482/2012, permitem incorporar a geração distribuída de forma sustentável ao sistema elétrico, com o intuito de minimizar ou evitar riscos de inversão de fluxo.

A viabilidade técnica e a inserção legal de sistemas de micro e minigeração distribuída na rede elétrica brasileira são amparadas por regulamentações complementares. A NBR 16149:2013 atua como o principal padrão técnico, detalhando os requisitos mínimos para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de baixa tensão. Essa norma é crucial para garantir a segurança e a qualidade da energia, ao estabelecer critérios rigorosos de operação, incluindo os limites de tensão e frequência, além das especificações para o funcionamento de inversores e proteções. Sua aplicação é indispensável para o processo de homologação de geradores, visando prevenir impactos adversos na rede, como a sobretensão e a inversão de fluxo de potência. Paralelamente, a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 estabeleceu o arcabouço regulatório que viabilizou a modalidade da geração distribuída. Ao instituir o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), a resolução transformou o papel do consumidor, permitindo-lhe gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis e injetar o excedente na rede. Este incentivo regulatório foi decisivo para impulsionar a descentralização da produção de energia e fomentar a autossuficiência energética dos consumidores. Juntas, essas duas normativas moldaram o cenário atual, proporcionando as bases técnicas e legais para a expansão da energia solar no país.

Além disso, a manutenção da qualidade da tensão na rede elétrica é necessária para garantir o desempenho adequado dos consumidores e possibilitar a integração segura de geradores distribuídos. Gönen et al. (2024, capítulos 8 e 9) destacam algumas técnicas fundamentais, como a utilização de bancos de capacitores, que contribuem para a correção do fator de potência e o suporte a flutuações de tensão; os reguladores de tensão sob carga, que ajustam dinamicamente os níveis de tensão ao longo do alimentador conforme a variação da demanda.

Estratégias eficazes para a mitigação da elevação de tensão causada pela alta penetração de Geração Distribuída (GDs) são propostas por Stetz et al. (2013) e Cappelle et al. (2011). Essas táticas estão detalhadas na Tabela 4, que também resume o estágio atual de

implementação de cada uma. Vale ressaltar que algumas dessas abordagens ainda estão em fase de pesquisa e desenvolvimento.

Tabela 4 - Status de implementação de estratégias para limitar os impactos do crescimento da capacidade dos sistemas

Estratégia	Status de implementação
A – Reforços nas redes de distribuição	Medições e reforços nas redes são prática comum na Alemanha.
B – Limitação do fornecimento de potência ativa a 70% da capacidade instalada	Obrigatório a partir de 2012 para todos os geradores fotovoltaicos com capacidade inferior a 30 kWp e sem capacidade de serem remotamente controlados.
C – Controle de tensão via <i>buffer</i> de energia	Tecnologias de inversores encontram-se em desenvolvimento.
D – Fornecimento de potência reativa	A partir de 2012 distribuidoras podem solicitar aos geradores conectados às redes de baixa tensão o fornecimento de potência reativa.
E – Limitação automática de tensão limitado por um controle dinâmico de potência ativa	Não disponível comercialmente.
F – Limitação automática de tensão limitado por um controle dinâmico de potência ativa e reativa	Não disponível comercialmente.
G – Transformadores de distribuição com mudança de <i>tap</i> sob carga	Disponível somente em protótipos.

Fonte: Stetz et al., 2013 e de Cappelle et al., 2011

2.3 Desafios na integração da geração distribuída

Baseado nos dados apresentados anteriormente, é notório que a geração distribuída apresenta desafios técnicos e operacionais que se tornam barreiras para sua plena integração ao sistema elétrico. Tais fenômenos podem acarretar em impactos significativos na qualidade da energia e na segurança do sistema. As principais barreiras enfrentadas são barreiras regulatórias e desafios na aprovação de projetos e impactos econômicos para empresas integradoras, consumidores e rede de distribuição.

A adequação da infraestrutura existente à nova dinâmica imposta pela GD tem sido um ponto crítico. Os procedimentos para a conexão de micro e minigeradores, embora tenham sido simplificados por normativas como a Resolução Normativa nº 687/2015, ainda podem apresentar complexidades e morosidade, resultando em desafios para integradores e consumidores (SANTOS; OLIVEIRA, 2019). A documentação exigida, a necessidade de estudos de impacto detalhados e a própria capacidade de resposta das distribuidoras são fatores que frequentemente geram atrasos na aprovação e energização de projetos (COSTA; VIEIRA, 2020). Em muitos casos, as distribuidoras podem alegar a necessidade de adequações na rede ou o risco de sobrecarga e inversão de fluxo para justificar a recusa ou o prolongamento do processo de aprovação, como já observado em diferentes estados (GREENER, 2024).

As barreiras e atrasos na aprovação de projetos de geração distribuída, bem como os problemas operacionais como a sobretensão e os desligamentos de inversores, geram impactos econômicos substanciais para as empresas integradoras do setor, consumidores e até a rede elétrica de distribuição. A perda de contratos é um dos prejuízos mais evidentes, pois a inviabilidade ou a demora excessiva na aprovação de um projeto pode levar o cliente a desistir da instalação do sistema fotovoltaico (PEREIRA et al., 2021). A incerteza regulatória e a falta de padronização nos procedimentos entre as diferentes distribuidoras também contribuem para um ambiente de negócios menos previsível, o que pode levar à desistência de clientes devido à frustração com a burocracia ou com os custos adicionais inesperados (ABSOLAR, 2023). Esses fatores, em conjunto, freiam o desenvolvimento do mercado e a concretização dos benefícios da GD para o país.

2.4 Medidas de mitigação e soluções técnicas

Diante dos desafios operacionais impostos pela alta penetração da geração distribuída, diversas medidas de mitigação e soluções técnicas têm sido propostas e desenvolvidas para garantir a estabilidade e a qualidade da energia nas redes. Essas soluções visam principalmente controlar o perfil de tensão, gerenciar o fluxo de potência e otimizar a operação dos equipamentos conectados (CHEN et al., 2019).

Em algumas situações a utilização das funcionalidades avançadas dos inversores, como o controle de potência reativa e a capacidade de operar em faixas de tensão e frequência mais amplas, permite que estes equipamentos contribuam ativamente para a estabilidade da rede

(IEEE, 2018). Normas internacionais e nacionais têm sido atualizadas para exigir que os inversores possuam essas capacidades *grid-friendly*, como o ajuste de parâmetros de tensão/frequência para evitar desligamentos desnecessários e atuar na regulação da tensão local (ABNT NBR 16149:2013). Ao configurar esses parâmetros para serem mais flexíveis e responsivos às condições da rede, é possível reduzir a frequência de eventos de sobretensão e, conseqüentemente, os desligamentos de inversores, otimizando a injeção de energia (VIEIRA FILHO & LIMA, 2020).

Além disso, a modernização da infraestrutura da rede de distribuição é medida necessária para acomodar a crescente penetração da GD. Isso inclui ações como a troca de transformadores por modelos mais adequados a fluxos bidirecionais, a substituição ou o reforço de cabos para reduzir impedâncias e perdas, e a instalação de bancos de capacitores estrategicamente posicionados para compensar a potência reativa e auxiliar no controle de tensão (SILVA et al., 2021).

Sistemas de armazenamento de energia (SAE) também podem absorver o excesso de geração fotovoltaica em períodos de alta produção e baixa demanda, evitando a injeção de potência reativa excessiva na rede e, conseqüentemente, a sobretensão (OLIVEIRA, 2020).

Além das soluções técnicas, estratégias regulatórias e um planejamento energético integrado são fundamentais para a integração eficiente da GD. A regulamentação precisa evoluir continuamente para se adaptar à dinâmica da GD, oferecendo incentivos adequados e estabelecendo regras claras para o compartilhamento dos custos de reforço da rede (ANEEL, 2023). Propostas para integração eficiente incluem a revisão de limites de injeção de potência, a implementação de tarifas horárias que incentivem o consumo local da energia gerada e a criação de mercados de serviços ancilares onde a GD possa participar ativamente da estabilização da rede (BRASIL, 2022). O planejamento energético deve considerar cenários de alta penetração de GD, prevendo as necessidades de investimento em infraestrutura e o desenvolvimento de novas tecnologias, garantindo que a expansão da geração distribuída ocorra de forma ordenada e benéfica para todo o sistema elétrico nos próximos anos.

2.5 Considerações finais do capítulo

Este capítulo de fundamentação teórica explorou os conceitos essenciais para a compreensão dos impactos da Geração Distribuída (GD) na qualidade da energia, com foco na sobretensão e na inversão de fluxo de potência em redes de baixa tensão. Iniciou-se com uma

revisão dos princípios da energia solar fotovoltaica e do funcionamento dos sistemas on-grid, destacando o papel crucial dos inversores e suas funcionalidades de proteção e controle. Em seguida, foram detalhadas as barreiras e desafios enfrentados na integração da GD, incluindo aspectos regulatórios e seus impactos econômicos para as empresas integradoras, ressaltando a complexidade dos procedimentos de aprovação e as perdas financeiras decorrentes.

Por fim, foram apresentadas algumas medidas de mitigação e soluções técnicas disponíveis, que vão desde ajustes nos parâmetros de operação dos inversores até o reforço da infraestrutura da rede de distribuição. A discussão também enfatizou a importância de estratégias regulatórias e de um planejamento energético robusto para uma integração eficiente e sustentável da GD.

Este referencial teórico estabelece a base para a próxima fase da pesquisa, conectando-se diretamente aos objetivos do trabalho e à metodologia que será detalhada no Capítulo 3. A compreensão aprofundada dos mecanismos, desafios e soluções abordados aqui é fundamental para a análise do estudo de caso, a avaliação econômica e a proposição de contribuições práticas para o setor.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo apresenta os procedimentos metodológicos adotados na condução desta pesquisa, cujo objetivo é analisar a ocorrência de sobretensões em uma usina fotovoltaica conectada à rede de baixa tensão, bem como compreender os impactos operacionais, regulatórios e econômicos associados a esse fenômeno. A investigação busca evidenciar como a presença de sobretensões pode comprometer a estabilidade da rede elétrica, afetar a operação dos sistemas fotovoltaicos e limitar a expansão de novos projetos, contribuindo, assim, para o entendimento dos desafios enfrentados no contexto da geração distribuída no Brasil.

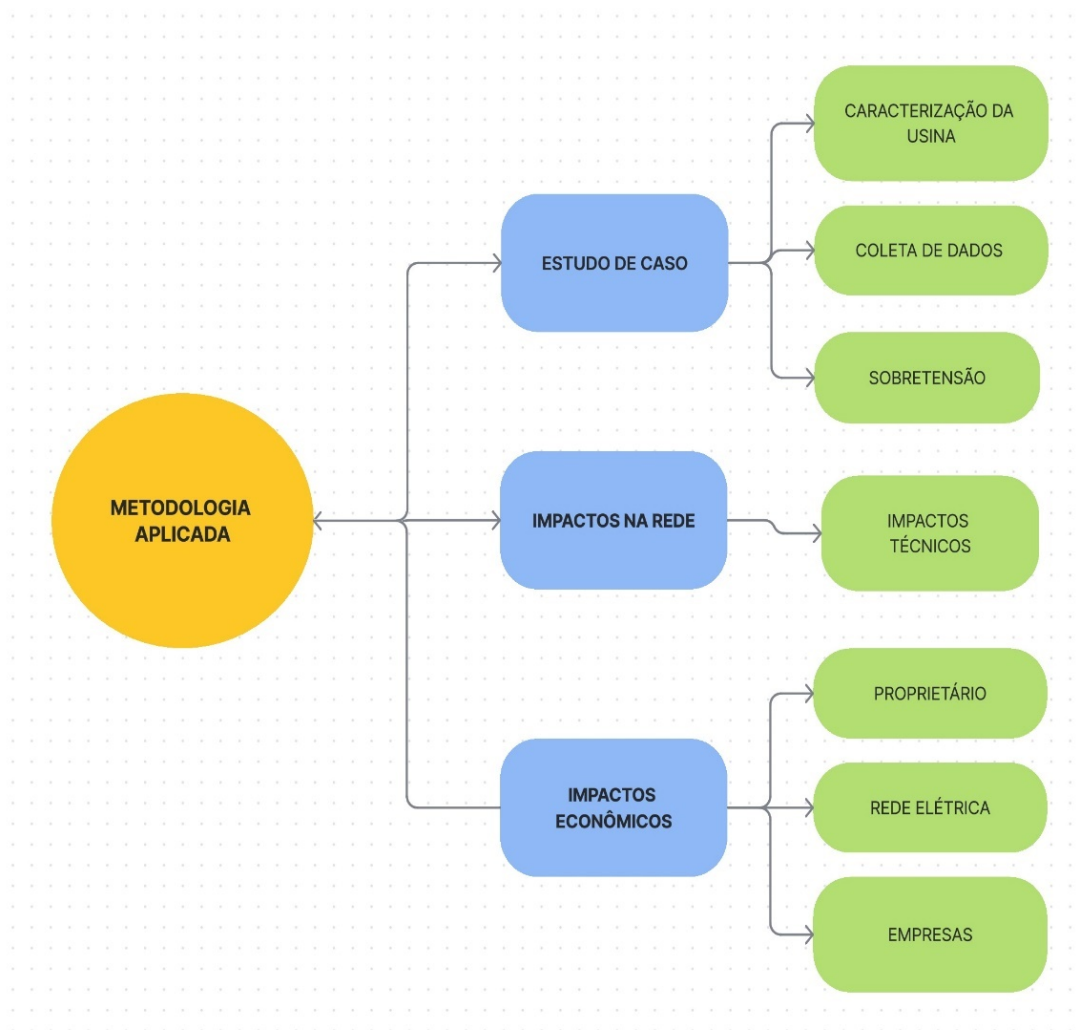
A metodologia adotada está estruturada em três etapas. A primeira consiste na análise do estudo de caso com caracterização técnica da usina fotovoltaica estudada, a coleta e organização dos dados de tensão, a identificação de episódios de sobretensão com base em critérios técnicos e normativos.

A segunda frente de análise aborda os impactos da sobretensão na rede elétrica, considerando efeitos como a inversão de fluxo de potência, que pode causar a elevação dos níveis de tensão além do permitido, resultando em desconexões automáticas, distúrbios operacionais e sobrecargas em componentes da infraestrutura da concessionária. Essa etapa utiliza como referência dados e informações extraídas da literatura técnica e acadêmica.

Por fim, a terceira análise refere-se aos impactos econômicos provocados pela ocorrência de sobretensão, considerando prejuízos para as empresas do setor de energia solar, prejuízos ao proprietário das usinas e das redes de distribuição de maneira geral. São destacados casos de recusa de novos projetos fotovoltaicos por parte das concessionárias devido ao risco de fluxo reverso, paralisações na ampliação de usinas e danos a equipamentos elétricos conectados à rede. Essa etapa é complementada com dados extraídos de artigos técnicos.

A seguir, é apresentado o fluxograma que ilustra de forma esquemática as etapas da metodologia aplicada nesta pesquisa.

Figura 10 - Fluxograma da metodologia aplicada



Fonte: Elaboração própria, 2025.

3.1 Análise do estudo de caso

O estudo concentra-se na avaliação de dados reais de tensão elétrica registrados na unidade fotovoltaica ao longo de um período específico de operação. A escolha do estudo de caso se justifica pela necessidade de investigar a ocorrência de sobretensões em um cenário real, no qual foram reportados episódios de desconexão do sistema.

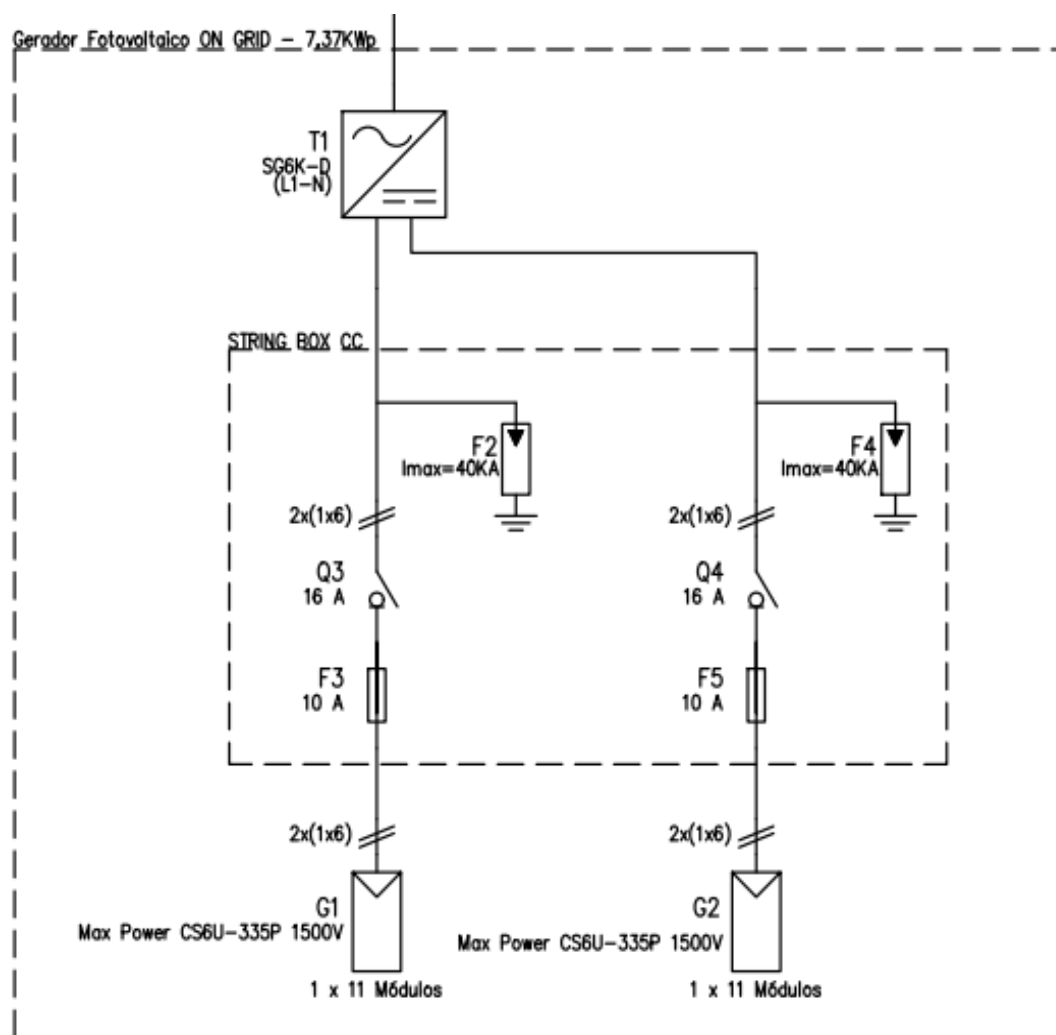
3.1.1 Caracterização do objeto de estudo

Para a condução do estudo de caso, foi selecionado um sistema fotovoltaico residencial localizado em um condomínio na cidade de Mossoró-RN, região caracterizada por elevado índice de radiação solar e crescente adesão à geração distribuída por meio de painéis

fotovoltaicos. A escolha desta unidade se deu não apenas pela disponibilidade de dados operacionais, mas também pelo histórico de falhas associado a episódios de sobretensão registrados no sistema, tornando-o representativo para os objetivos da pesquisa.

O sistema fotovoltaico analisado é composto por 22 módulos fotovoltaicos, dispostos em duas *strings* de 11 módulos cada. A proteção em corrente contínua (CC) é realizada por meio de uma *stringbox*. O sistema conta ainda com um inversor fotovoltaico do fabricante Sungrow, modelo SG6K-D, com potência nominal de 6 kW, responsável pela conversão da energia gerada em corrente alternada (CA) e sua injeção na rede elétrica. A Figura 11 apresenta o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico.

Figura 11 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico



Fonte: Elaboração própria, 2025.

Os dados analisados foram extraídos por meio do aplicativo de monitoramento ISolarCloud, fornecido pelo próprio fabricante do inversor. Essa plataforma disponibiliza informações detalhadas sobre o desempenho do sistema, tais como gráficos de geração, dados instantâneos e históricos de tensão e corrente (em CC e CA), bem como registros de falhas e alertas emitidos pelo inversor.

Durante o monitoramento, foi identificado que o inversor apresentava desligamentos frequentes, com religamento automático em seguida. A partir da análise dos registros disponíveis no aplicativo ISolarCloud, observou-se que o motivo das falhas estava relacionado a episódios de sobretensão em corrente alternada, ultrapassando os limites de operação definidos pelo equipamento. Diante disso, iniciaram as falhas e alertas registradas no aplicativo, evidenciando a repetição dos eventos ao longo do período analisado.

Sempre que a tensão no ponto de conexão excedia o valor máximo permitido, o inversor era automaticamente desligado como medida de proteção.

Com base na ocorrência desses eventos, foi realizada uma investigação aprofundada para identificar a origem das sobretensões e compreender de que forma o comportamento da rede elétrica estava afetando o sistema fotovoltaico. A análise envolveu a avaliação de curvas de geração diária, correlação com o horário de maior produção de energia, e identificação dos momentos exatos em que ocorriam as falhas. Essa abordagem permitiu observar que os desligamentos coincidiam com os horários de pico de geração solar, quando o sistema injetava maior quantidade de energia na rede e, simultaneamente, a demanda local era reduzida, cenário típico que favorece o aumento da tensão no ponto de conexão.

Além disso, foi realizado um comparativo gráfico entre os períodos com e sem ocorrência de sobretensão, possibilitando verificar perdas de geração energética associadas à desconexão do equipamento. Essas perdas, embora pontuais, tornam-se significativas quando ocorrem de forma recorrente, impactando negativamente o retorno financeiro do investimento e a confiabilidade do sistema.

O estudo de caso fundamenta-se na coleta e análise direta de dados de campo, no exame de registros históricos e na correlação de variáveis técnicas relevantes ao fenômeno de sobretensão. A partir desse levantamento, busca-se não apenas identificar e quantificar os danos causados pelas sobretensões, mas também discutir e propor medidas corretivas eficazes.

3.2 Rede elétrica: Análise dos impactos causados na rede elétrica

A análise da rede elétrica proposta neste estudo tem como objetivo compreender os efeitos da ocorrência de sobretensão provocados pela injeção de energia de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de baixa tensão. Para tanto, a metodologia adotada fundamenta-se em uma abordagem descritiva e interpretativa dos dados coletados, permitindo identificar padrões, causas e consequências técnicas relacionadas à elevação dos níveis de tensão.

Inicialmente, será considerada a topologia da rede onde o sistema fotovoltaico está inserido, com especial atenção ao contexto da geração distribuída na região e ao histórico de expansão dos sistemas solares residenciais no condomínio estudado, localizado na cidade de Mossoró-RN. A presença de diversos geradores conectados em um mesmo trecho da rede será um aspecto central para a compreensão dos efeitos acumulativos na elevação dos níveis de tensão e, conseqüentemente, na qualidade do fornecimento de energia.

Adicionalmente, será feita uma comparação entre os dados coletados e os limites estabelecidos pelas normas técnicas aplicáveis, como a NBR 5410 e as resoluções normativas da ANEEL, especialmente no que se refere às faixas de tensão admissíveis para sistemas conectados à rede pública. Essa análise normativa é essencial para qualificar a ocorrência de sobretensão como não apenas um evento técnico, mas também um desvio que compromete a conformidade regulatória e a segurança dos equipamentos conectados à rede.

Além disso, a análise incluirá a investigação das possíveis causas da elevação da tensão, como a baixa demanda local no período de maior geração. Será explorado também o fenômeno de inversão de fluxo de potência, que ocorre quando a geração local excede o consumo e a energia é injetada de volta na rede, o que pode contribuir significativamente para o aumento da tensão nas extremidades dos alimentadores.

Por fim, a análise buscará apresentar de forma crítica os impactos identificados na rede elétrica a partir dos dados levantados, com destaque para os riscos técnicos, como instabilidade no fornecimento, perda de desempenho dos sistemas fotovoltaicos e desgaste prematuro de componentes. Também serão discutidas possíveis medidas de mitigação, como ajustes de configuração nos inversores, melhorias na infraestrutura da rede de distribuição e o gerenciamento da inserção de novos sistemas fotovoltaicos.

3.3 Análise dos impactos econômicos

A presente seção tem como objetivo descrever a metodologia adotada para a análise econômica dos impactos provocados pela ocorrência de sobretensões e da inversão de fluxo de potência em redes de baixa tensão com alta penetração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. A análise econômica será dividida em duas abordagens complementares: impactos na unidade consumidora do estudo de caso, impactos para a rede de distribuição e impactos no mercado de geração distribuída. Cada uma dessas frentes metodológicas foi estruturada para fornecer uma visão abrangente das consequências financeiras associadas à geração descentralizada sob condições adversas de operação da rede elétrica.

3.3.1 Análise econômica na unidade consumidora: Estudo de caso

Nesta etapa, será conduzida uma análise detalhada dos efeitos financeiros sofridos por uma unidade residencial localizada em Mossoró-RN, cuja operação do sistema fotovoltaico tem sido prejudicada por eventos recorrentes de sobretensão, causados principalmente pela elevada penetração de geração distribuída no bairro onde está situada. A alta penetração de geração distribuída em redes elétricas refere-se à condição em que a capacidade de geração instalada localmente atinge um nível que induz impactos operacionais significativos e desafiadores à infraestrutura existente. Embora não haja um limiar percentual universalmente fixo, essa condição é tipicamente caracterizada quando a potência injetada pelos geradores se torna comparável ou superior à demanda de carga local (atingindo, por exemplo, 50%, 75% ou 100% da carga), levando à violação dos limites regulatórios de tensão, à inversão do fluxo de potência, à complexidade na coordenação das proteções, ou a distorções na qualidade da energia (PALUDO, 2014; ALMEIDA; JOTA, 2018). Na metodologia aplicada serão seguidos sequencialmente os tópicos apresentados abaixo:

- A análise dos registros históricos de falhas do inversor fotovoltaico do fabricante Sungrow, utilizando o sistema de monitoramento *ISolarCloud*;
- Identificação de períodos em que o equipamento foi desligado por segurança, devido à ultrapassagem do limite de tensão de operação;
- Cálculo da energia que deixou de ser gerada (perda de geração estimada) e comparação com a geração projetada;

- Estimativa da perda financeira mensal e acumulada, com base na tarifa da distribuidora local e na compensação de créditos de energia;

Essa abordagem visa apresentar de forma prática como eventos de sobretensão, embora sejam fenômenos técnicos, têm consequências diretas e significativas para os consumidores que investem em sistemas de geração solar distribuída.

3.3.2 Análise econômica na rede de distribuição

Com a grande problemática e necessidade de melhorias na rede, a análise econômica dos impactos da sobretensão na rede de distribuição será desenvolvida por meio de um levantamento e compilação de dados e informações secundárias. Esta etapa metodológica visa aprofundar a compreensão dos prejuízos econômicos associados à ocorrência de sobretensão, em resposta à crescente problemática e necessidade de melhorias na infraestrutura elétrica.

As informações e dados para esta análise serão exclusivamente extraídos e sintetizados da literatura técnica e acadêmica previamente selecionada, incluindo artigos científicos, dissertações, teses, relatórios técnicos de concessionárias e órgãos reguladores, e publicações especializadas que abordam a temática dos impactos econômicos da sobretensão e da inversão de fluxo em sistemas com geração distribuída. A abordagem será qualitativa, buscando identificar e categorizar os diferentes tipos de prejuízos e os fatores que os influenciam, sem a realização de novos cálculos ou simulações originais.

3.3.3 Análise econômica no mercado solar fotovoltaico

A terceira vertente da análise econômica aborda os reflexos da incidência de sobretensão e da inversão de fluxo no setor de geração distribuída, especialmente no que se refere à recusa de projetos por parte das distribuidoras e às dificuldades enfrentadas pelas empresas integradoras para aprovação de novos sistemas.

Neste contexto, será realizado um levantamento de informações, incluindo a análise de um caso específico de reprovação de projeto na região de Mossoró/RN, local do estudo de caso principal. Esta reprovação será examinada sob a ótica da alta concentração de geradores no local.

Além disso, será feito o levantamento de informações secundárias através dos dados levantados pela ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica), visando compreender o volume estimado de projetos fotovoltaicos recusados em regiões críticas no país.

Essa abordagem permitirá construir uma análise crítica sobre como problemas técnicos podem gerar gargalos econômicos, prejudicando a cadeia produtiva do setor fotovoltaico como um todo.

Essa integração proporciona uma visão abrangente, crítica e prática dos desafios enfrentados pelo setor elétrico nacional diante da rápida expansão da energia solar. Em síntese, o estudo se dedica à análise detalhada dos principais impactos provocados pela ocorrência de sobretensões em redes elétricas com alta concentração de sistemas fotovoltaicos conectados, buscando compreender seus efeitos técnicos, econômicos e regulatórios. As evidências são extraídas de estudos de caso reais, informações técnicas de empresas do setor, artigos científicos e relatórios especializados.

No capítulo seguinte, serão apresentados os resultados obtidos a partir dessa abordagem metodológica, incluindo a organização dos dados coletados, as análises realizadas e as principais conclusões identificadas ao longo do estudo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia descrita anteriormente. Com o objetivo de analisar os impactos da sobretensão em sistemas fotovoltaicos conectados à rede de baixa tensão, a pesquisa foi estruturada em três frentes principais: o estudo de caso de um sistema real, a análise dos impactos operacionais na rede elétrica e a avaliação dos prejuízos econômicos associados.

Inicialmente, são caracterizadas as condições técnicas do sistema fotovoltaico estudado, bem como o comportamento observado nas medições de tensão em momentos críticos de operação. Em seguida, são discutidos os efeitos da elevada penetração de geração distribuída sobre a qualidade da energia fornecida e o surgimento de fenômenos como inversão de fluxo e variações indesejadas de tensão. Por fim, aborda-se o impacto econômico decorrente das perdas de geração e das dificuldades enfrentadas por empresas integradoras no processo de aprovação de novos projetos junto às distribuidoras de energia.

Os resultados são apresentados de forma a possibilitar uma análise crítica dos principais desafios técnicos e econômicos associados ao crescimento da geração solar distribuída no contexto brasileiro.

4.1 Estudo de caso: análise técnica do sistema fotovoltaico

Os resultados obtidos a partir do estudo de caso analisado apresentam informações detalhadas sobre o comportamento do sistema fotovoltaico durante episódios de sobretensão na rede elétrica. A partir dos dados coletados, foi possível observar como as variações anormais de tensão afetam diretamente a operação do sistema. A análise também permitiu identificar os principais impactos associados a essa condição, tanto do ponto de vista técnico, quanto do ponto de vista econômico.

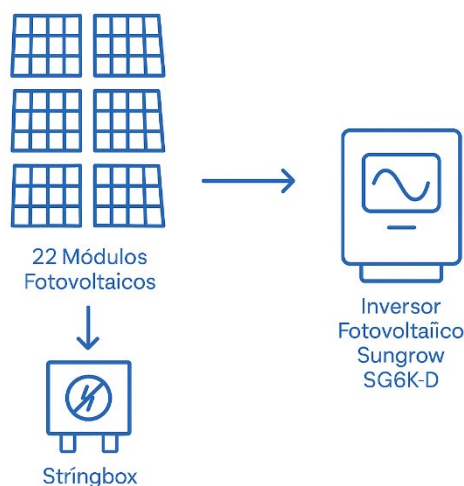
4.1.1 Caracterização do sistema analisado

O sistema fotovoltaico analisado neste estudo de caso está instalado em uma unidade residencial localizada em um condomínio na cidade de Mossoró, no estado do Rio Grande do Norte. A escolha desse local se justifica pela crescente presença de sistemas de geração distribuída na região e pelos desafios técnicos relatados, sobretudo no que se refere à ocorrência de sobretensões na rede de baixa tensão.

O condomínio onde o sistema está instalado apresenta características peculiares que o tornam relevante para este estudo. Há uma alta densidade de geração fotovoltaica distribuída, com múltiplas unidades consumidoras possuindo seus próprios sistemas de microgeração. Esse cenário tem contribuído para eventos recorrentes de sobretensão registrados por diversos usuários, incluindo o proprietário da instalação analisada. Tais eventos, conforme será detalhado em tópicos posteriores, ocasionam desligamentos automáticos do inversor como mecanismo de proteção, resultando em perda de geração e impacto na performance do sistema.

A escolha deste sistema como objeto de estudo permite não apenas a observação de fenômenos técnicos em condições reais de operação, mas também a análise de um caso representativo dos desafios enfrentados por diversos usuários de energia solar no Brasil, especialmente em áreas urbanas com elevada concentração de geradores fotovoltaicos conectados à rede.

Conforme descrito anteriormente, o sistema é constituído pelos equipamentos ilustrados na Figura 12.

Figura 12 - Equipamentos que compõe o sistema - Estudo de caso

Fonte: Elaboração própria (2025)

No capítulo anterior, foi apresentada a fonte de onde foram extraídas as informações detalhadas do sistema analisado. Com base na metodologia descrita, este capítulo se dedica à análise dos principais resultados obtidos a partir dos dados coletados na plataforma *ISolarCloud*.

4.1.2 Identificação de episódios de sobretensão

O início dos episódios de sobretensão foi identificado por meio de alertas emitidos pelo aplicativo de monitoramento do sistema fotovoltaico. A Figura 13 ilustra o arranjo do sistema analisado, no qual foram registrados avisos relacionados à elevação dos níveis de tensão na rede elétrica durante o seu funcionamento.

Figura 13 - Histórico de alertas no inversor

Ativa

Histórico de falhas

2023-07

Nome do ala...

Código de fal...

SG6K-D

Q

Tarefa do registrador de falhas

Tipo de alarme

☒ Falha

☒ Aviso

☐ Interface de comando

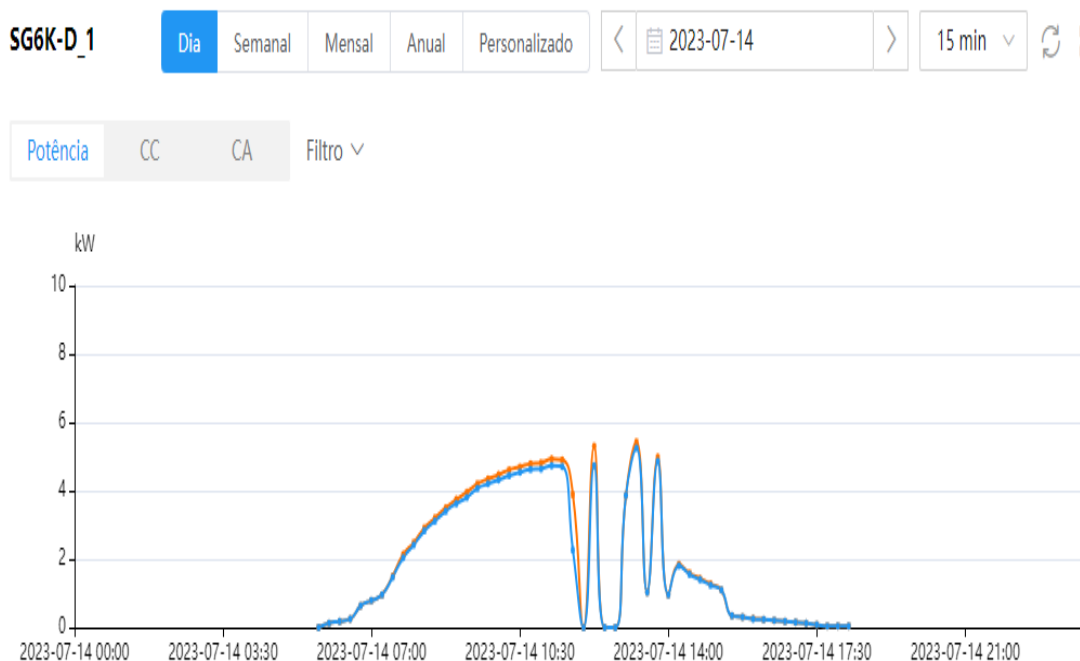
☒ Recomendação

☐	Tipo de alarme	Código de falha	Nome do alarme	Nome do dispositivo	Modelo	Data da ocorrência	Tempo de recuperação	Operação
☐	Falha	2	Sobretensão da rede	SG6K-D_1	SG6K-D	2023-07-14 09:46:09	2023-07-14 09:47:23	
☐	Falha	2	Sobretensão da rede	SG6K-D_1	SG6K-D	2023-07-14 08:43:04	2023-07-14 08:44:18	
☐	Falha	2	Sobretensão da rede	SG6K-D_1	SG6K-D	2023-07-13 13:24:56	2023-07-13 13:26:10	
☐	Falha	2	Sobretensão da rede	SG6K-D_1	SG6K-D	2023-07-13 13:16:21	2023-07-13 13:17:33	
☐	Falha	2	Sobretensão da rede	SG6K-D_1	SG6K-D	2023-07-13 13:07:26	2023-07-13 13:08:38	
☐	Falha	2	Sobretensão da rede	SG6K-D_1	SG6K-D	2023-07-13 12:57:42	2023-07-13 12:58:56	
☐	Falha	2	Sobretensão da rede	SG6K-D_1	SG6K-D	2023-07-13 12:48:45	2023-07-13 12:49:59	
☐	Falha	2	Sobretensão da rede	SG6K-D_1	SG6K-D	2023-07-13 12:39:52	2023-07-13 12:41:05	
☐	Falha	2	Sobretensão da rede	SG6K-D_1	SG6K-D	2023-07-13 12:33:48	2023-07-13 12:35:01	
☐	Falha	2	Sobretensão da rede	SG6K-D_1	SG6K-D	2023-07-13 12:26:48	2023-07-13 12:28:02	

Fonte: ISolarCloud (2025)

Durante os períodos de ocorrência desse alerta, constatou-se que o sistema fotovoltaico desligava automaticamente, interrompendo temporariamente a geração de energia. O momento do desligamento é evidenciado pelas quedas significativas na curva de geração, conforme exibido na Figura 14.

Figura 14 - Curva de geração (Potência x tempo)



Fonte: ISolarCloud (2025)

O gráfico apresentado na Figura 14 ilustra a relação entre a potência gerada pelo sistema fotovoltaico e o tempo (hora e data dos eventos analisados). O gráfico de geração de potência apresentado é referente a geração do dia 14 de julho de 2023, com intervalos de medição a cada 15 minutos. Observa-se uma curva típica de geração solar durante o período da manhã, com aumento progressivo da potência gerada até por volta das 11h30, quando o sistema atinge sua geração próxima à potência nominal, em torno de 6 kW. No entanto, entre aproximadamente 12h00 e 13h30, ocorrem quedas repentinas na curva de potência, seguidas de retomadas parciais e novos desligamentos.

Esse intervalo coincide justamente com o período de maior potencial de geração do sistema fotovoltaico. Segundo Campos (2015), os sistemas fotovoltaicos apresentam maior geração de energia entre as 10h e 14h, período em que a incidência de radiação solar é mais intensa. Considerando essa referência, verifica-se que as interrupções no funcionamento do sistema ocorreram em um momento crítico para o aproveitamento energético.

Esse comportamento indica que o sistema fotovoltaico sofreu interrupções automáticas, ocasionadas por eventos de sobretensão na rede elétrica. O inversor SG6K-D da *Sungrow* utilizado neste estudo, é programado para se desligar temporariamente sempre que a tensão

ultrapassa os limites estabelecidos pelas normas de operação da concessionária, como mecanismo de proteção dos equipamentos e da rede. Após o desligamento, o equipamento realiza tentativas de reconexão, que podem ser vistas nas oscilações na curva de potência.

As quedas bruscas na curva são, portanto, indicativas do acionamento do sistema de proteção contra sobretensão, que impede o inversor de continuar injetando energia na rede até que os parâmetros retornem aos níveis aceitáveis. Isso resulta em perdas de geração justamente no período de maior irradiância solar do dia, entre 12h e 14h, o que agrava os prejuízos operacionais e econômicos do sistema.

Esse padrão evidencia o impacto negativo da alta concentração de geração distribuída na rede local, uma vez que a elevação da tensão é amplificada pela injeção simultânea de energia por diversos sistemas fotovoltaicos da vizinhança, como observado no condomínio analisado.

A Figura 15 apresenta os gráficos de tensão e potência de acordo com a variação do horário.

Figura 15 - Curva de tensão e curva de potência



Fonte: ISolarCloud (2025)

A Figura 15 apresenta as curvas de tensão (em azul) e de potência de saída (em vermelho) do sistema fotovoltaico, registradas ao longo de um dia de operação. Observa-se que,

nos momentos em que a curva azul correspondente à tensão da rede se eleva significativamente, a potência de saída do sistema sofre quedas, atingindo o valor nulo. Esse comportamento indica que o sistema foi desligado automaticamente, como mecanismo de proteção do inversor, em resposta à ocorrência de sobretensão na rede elétrica.

Diante da recorrência desses desligamentos, foram realizados testes de comissionamento e verificação no sistema fotovoltaico, com o intuito de identificar eventuais falhas de instalação ou operação. Os resultados dos testes não indicaram qualquer anomalia nos componentes ou na configuração do sistema, sendo observada apenas a elevação dos níveis de tensão na rede elétrica. Essa constatação sugeriu que a origem do problema não estava na instalação do sistema em si.

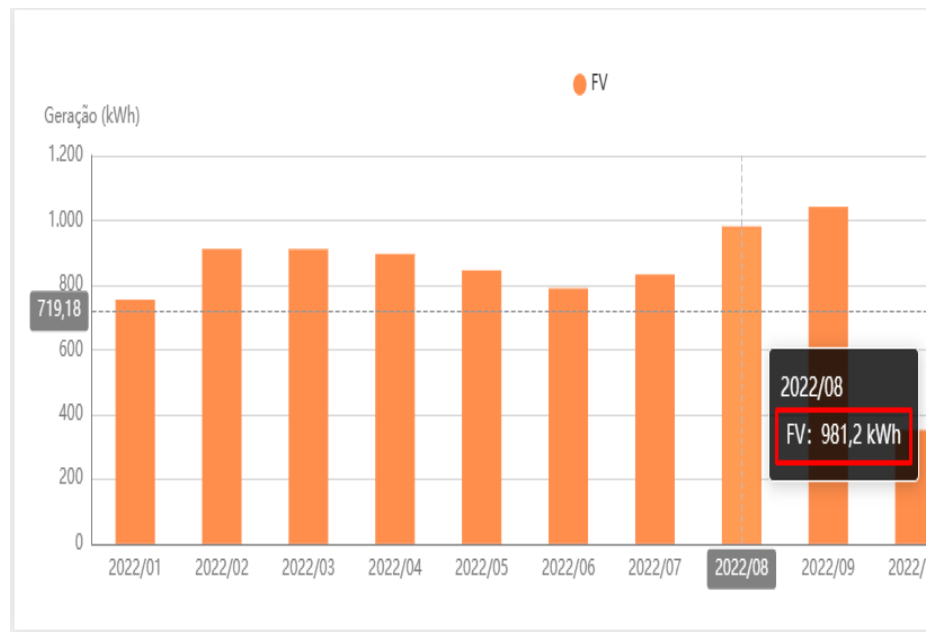
Em continuidade à investigação, a concessionária local foi acionada para avaliação da situação. Após análise técnica, foi identificado que a sobretensão ocorria de forma generalizada em toda a rede elétrica do condomínio, afetando diversas unidades consumidora. Diante do cenário apresentado, a distribuidora de energia realizou os ajustes necessários na rede, executando a alteração do TAP do transformador. Tal medida teve como objetivo principal estabilizar os níveis de tensão e, consequentemente, evitar novos desligamentos dos inversores.

Como consequência do problema de sobretensão, o sistema fotovoltaico apresentou desempenho reduzido, com perda de geração de energia justamente nos horários de maior irradiação solar, períodos em que o sistema deveria operar com sua máxima eficiência.

4.1.3 Impactos de sobretensão no estudo de caso

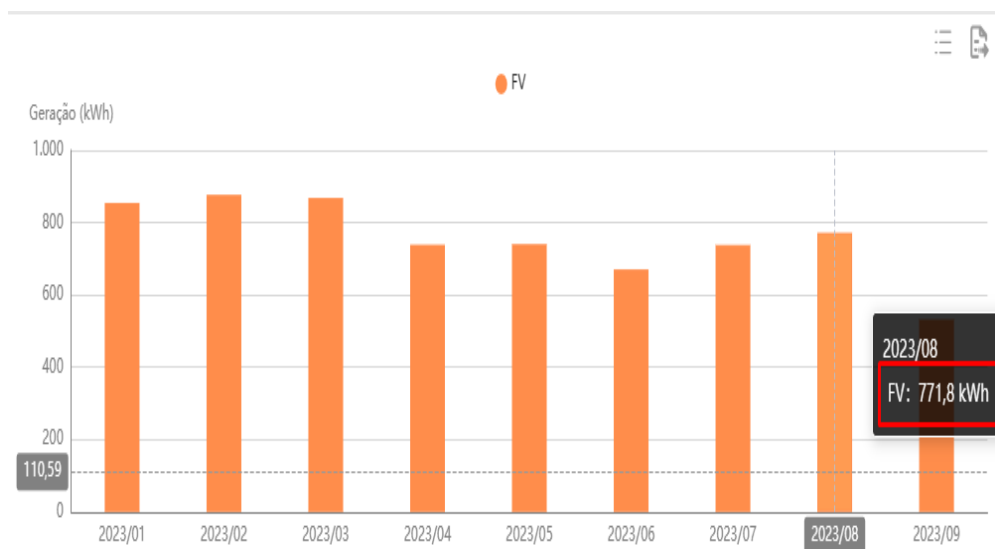
As Figuras 16 e 17, a seguir, apresentam um comparativo da geração de energia antes e depois da intervenção na rede, evidenciando os impactos da sobretensão e os ganhos obtidos com a correção aplicada.

Figura 16 - Geração do sistema em 2022 (sem sobretensão)



Fonte: ISolarCloud (2025)

Figura 17- Geração do sistema em 2023 (com sobretensão)



Fonte: ISolarCloud (2025)

Com base nos dados de geração apresentados nas Figuras 16 e 17, foi realizada uma análise comparativa entre os meses de agosto dos anos de 2022 e 2023, com o objetivo de avaliar o impacto da sobretensão na performance do sistema fotovoltaico analisado. Em agosto

de 2022, período em que o sistema operou normalmente, sem registro de falhas por sobretensão, a geração registrada foi de 981,2 kWh. Já em agosto de 2023, quando o sistema enfrentou desligamentos recorrentes devido à elevação da tensão na rede, a geração foi reduzida para 771,8 kWh. A Tabela 5 resume os valores analisados:

Tabela 5 - Dados de geração do mês mais crítico

Mês/Ano	Geração (kWh)	Redução (kWh)	Redução (%)
Agosto/2022	981,2	-	-
Agosto/2023	771,8	209,4	21,3%

Fonte: Elaboração própria (2025)

A diferença de energia gerada entre os dois períodos é de 209,4 kWh, representando uma queda de aproximadamente 21,3% na produção do sistema fotovoltaico. Essa redução significativa está diretamente associada às interrupções automáticas do inversor, que atuou como mecanismo de proteção ao detectar níveis de tensão acima dos limites estabelecidos pela norma técnica NBR 16149:2023, que trata da conexão de micro e minigeração distribuída à rede elétrica.

Considerando um período ainda maior, entre abril e agosto de 2022 e no mesmo período em 2023 (onde foi acometido a sobretensão), podemos obter o resultado apresentado na tabela 6.

Tabela 6 - Comparativo de geração 2022x2023

Mês	Geração 2022 (kWh)	Geração 2023 (kWh)	Diferença (kWh)	Redução (%)
Abril	896,1	738,2	157,9	17,6%
Maio	845,30	740,1	105,2	12,4%
Junho	790	670,3	119,7	15,15%
Julho	832,2	738,2	94,0	11,3%
Agosto	981,2	771,8	209,4	21,3%
Total	4344,8	3658,6	686,2	15,8%

Fonte: Autoral, 2025

Com a geração em 2022 de 4344,8 kWh e em 2023 3658,6 kWh, é notório uma diminuição de 686,2 kWh, 15,8% a menos de geração que o previsto, e praticamente o equivalente a um mês de geração.

A análise reforça o impacto técnico provocado pela sobretensão em sistemas conectados à rede elétrica, especialmente em locais com alta concentração de geração distribuída. A queda na geração, além de comprometer a performance energética do sistema, também afeta o retorno financeiro do investimento, evidenciando a necessidade de soluções técnicas e estruturais para minimizar esse tipo de ocorrência.

O manual de instalação do inversor *Sungrow SG6K-D* apresenta, em seu datasheet, que o equipamento opera em uma faixa de tensão entre 176 V e 242 V (SUNGROW, 2020). Caso ocorra alteração dessa faixa de operação, o inversor poderá funcionar fora dos limites estabelecidos pela norma ABNT NBR 16149:2013, a qual determina que a tensão máxima permitida para unidades geradoras conectadas em baixa tensão não deve ultrapassar 242 V, conforme mencionado na introdução deste trabalho. Além da não conformidade normativa, a elevação sustentada da tensão em uma unidade consumidora pode resultar na queima de equipamentos elétricos ou eletroeletrônicos projetados para operar a 220 V.

Compreendido o contexto do problema, evidencia-se que o aumento da tensão nas redes de distribuição constitui um dos principais efeitos associados à elevada penetração de geradores conectados à rede elétrica (ALMEIDA; JOTA, 2018). Segundo Coster et al. (2011), esse fenômeno ocorre quando a potência ativa injetada pelos geradores distribuídos excede a carga instantânea conectada à mesma rede, sendo menos significativo quando a geração é inferior ou igual à demanda. O exemplo alemão de elevada concentração de geradores, bem como estudos conduzidos por diversas universidades ao redor do mundo (PATIL et al., 2014), já indicavam os impactos da injeção simultânea de potência ativa, como as variações de tensão observadas.

Considerando-se que o estudo de caso em questão trata-se de um condomínio de alto padrão, onde há significativa presença de sistemas fotovoltaicos, a probabilidade de ocorrência de sobretensão é acentuada. Patil et al. (2014) apontam diversos efeitos da alta penetração de geração distribuída, incluindo benefícios como o aumento da vida útil dos transformadores e a melhoria do isolamento elétrico, mas também desvantagens, como a elevação do nível de tensão, situação evidenciada no presente estudo.

A expansão da geração fotovoltaica no país trouxe benefícios significativos; contudo, muitas redes elétricas ainda não estão plenamente preparadas para absorver tamanha quantidade de energia gerada localmente.

Dessa forma, torna-se indispensável que a concessionária realize as adequações necessárias na infraestrutura da rede de distribuição, de modo a assegurar o funcionamento adequado dos sistemas fotovoltaicos e evitar a interrupção da geração por motivo de sobretensão. Ressalta-se que este estudo de caso representa apenas uma entre as diversas unidades consumidoras impactadas por esse fenômeno.

4.2 Impactos técnicos da sobretensão e inversão de fluxo

Este tópico apresenta os resultados da pesquisa sobre os impactos técnicos da elevada penetração da geração distribuída, com foco no problema de inversão de fluxo de potência em redes de baixa tensão. São discutidos fenômenos como sobretensão e inversão de fluxo. Adicionalmente, aborda-se o caso do estado de Minas Gerais, onde a elevada concentração de usinas fotovoltaicas tem provocado problemas de sobretensão. Nessas regiões, integradores relataram a suspensão de novos projetos devido à saturação da rede de distribuição, o que gerou entraves operacionais e regulatórios para o avanço da geração distribuída (BERNARDES, 2021; AMARAL, 2019). Esse cenário levou à discussão e aprovação de medidas regulatórias, reforçando a necessidade de modernização das redes e adoção de soluções tecnológicas para mitigação dos impactos (FRATE; BRANNSTROM, 2017).

4.2.1 Ocorrência de sobretensão em redes de baixa tensão

Em Minas Gerais, está localizada um dos maiores parques solares da América Latina, com 1,2 GW de capacidade instalada, com 20 usinas fotovoltaicas e 2,2 milhões de painéis solares, ocupando uma área de mais de 3 mil hectares (BRASIL, 2023). Além da grande usina no local, há também os geradores residenciais e comerciais, e o excesso de geradores ocasionou um grande problema de sobretensão local onde a concessionária recusou projetos de grande injeção de potência na rede elétrica em algumas regiões. Em diversas regiões do Estado, muitos integradores estão enfrentando a suspensão, por prazo indeterminado, das solicitações de projetos fotovoltaicos de seus clientes pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), que justifica a medida alegando saturação de rede.

Devido a esse problema, foi aprovado no senado um projeto de lei que proíbe as distribuidoras de limitar injeção de energia na microgeração. O PL 671/2024 busca proibir

distribuidoras de energia e suas coligadas de atuar em micro e minigeração distribuída. O objetivo é garantir a livre concorrência e evitar que problemas técnicos da rede sirvam de pretexto para limitar a expansão da GD, exigindo que as concessionárias invistam em melhorias na infraestrutura para se adequar ao crescimento do mercado solar.

Diversos estudos acadêmicos têm evidenciado o aumento expressivo de queixas de consumidores em regiões com alta penetração de geração distribuída (GD), especialmente relacionadas à qualidade da energia elétrica fornecida, como variações de tensão, afundamentos momentâneos, *flickers* e sobretensões.

Por exemplo, a dissertação de mestrado de Silva (2018), defendida na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), analisou os impactos da inserção de fontes de GD, como fotovoltaicas e eólicas, na qualidade da energia elétrica. O estudo concluiu que a presença de GD pode provocar variações nos parâmetros de qualidade da energia, incluindo sobretensões e afundamentos de tensão, afetando o desempenho dos equipamentos e a estabilidade do sistema elétrico (SILVA, 2018).

Adicionalmente, a dissertação de Cardoso (2018), apresentada na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), investigou a influência da geração fotovoltaica distribuída na qualidade da energia elétrica em cidades do sul de Santa Catarina. Os resultados indicaram que, em conexões de baixa tensão, a injeção de potência excedente por sistemas fotovoltaicos pode causar variações nos níveis de tensão, em alguns casos ultrapassando os limites regulatórios de sobretensão estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (CARDOSO, 2018).

Outro impacto da alta penetração de geração em redes inadequadas que não tem capacidade para receber mais geração, foi evidenciado pelo apagão de 15 de agosto de 2023, que expôs fragilidades na integração da geração solar fotovoltaica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), especialmente no que diz respeito ao controle de tensão em situações críticas. Segundo o Relatório de Análise de Perturbação elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a falha teve início com a queda de tensão na linha de transmissão Quixadá–Fortaleza II, no estado do Ceará, seguida por atuações inadequadas de dispositivos de controle em parques eólicos e fotovoltaicos, o que contribuiu para desligamentos em cascata no sistema (ONS, 2023).

Embora os inversores fotovoltaicos sejam projetados para injetar corrente senoidal, a eletrônica de potência utilizada pode gerar harmônicas na corrente e/ou tensão (SOUSA & GOMES, 2021). Em cenários de alta penetração de GD, a soma das harmônicas injetadas por múltiplos inversores pode levar a níveis de distorção que excedem os limites normativos (como os do PRODIST). Isso pode resultar em aquecimento excessivo de equipamentos (transformadores, motores, capacitores), mau funcionamento de cargas sensíveis (equipamentos eletrônicos, sistemas de controle) e a possibilidade de ressonâncias na rede, que amplificam ainda mais as distorções.

A complexidade introduzida pela GD impacta também diretamente a estabilidade operacional geral da rede. O gerenciamento e controle de tensão tornam-se mais desafiadores, exigindo soluções sofisticadas como inversores com controle de potência reativa ou instalação de dispositivos de compensação. A operação e o restabelecimento da rede após falhas também são complicados, pois a presença de múltiplas fontes de geração distribuída demanda novos procedimentos e tecnologias para garantir uma energização segura e eficiente.

Entre as principais soluções para mitigar os efeitos da corrente reversa estão os reguladores de tensão com controle de potência reativa, que ajustam o fator de potência e limitam o aumento da tensão local. Outra estratégia é o uso de transformadores com maior capacidade térmica, capazes de absorver correntes reversas sem comprometer sua integridade estrutural. Além disso, sistemas híbridos que integram armazenamento de energia ou gestão ativa da demanda possibilitam o aproveitamento do excedente energético ou a redistribuição inteligente da geração. A gestão ativa da demanda é um conjunto de ações que incentiva o consumidor a alterar seu padrão de consumo, como deslocar a carga para horários de menor demanda ou reduzir o consumo em períodos de pico, diminuindo a necessidade de injeção reversa na rede.

4.3 Impactos econômicos

A vasta adoção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de baixa tensão tem provocado grandes impactos técnicos, mas também apresentam reflexos diretos na viabilidade econômica para as unidades consumidoras, impactos econômicos nas empresas do mercado de energia solar e para as concessionárias.

Os desligamentos dos inversores resultam na interrupção da geração de energia, reduzindo a geração e impactando diretamente o retorno do investimento realizado e na

economia dos consumidores com geração distribuída. Assim, os proprietários de sistemas fotovoltaicos passam a acumular prejuízos financeiros pela perda da energia que poderia ter sido gerada e compensada.

As empresas integradoras de sistemas fotovoltaicos também enfrentam sérias consequências. A sobrecarga das redes, em decorrência da elevada concentração de geração distribuída em determinadas regiões, tem levado as concessionárias a recusarem novas conexões, mesmo quando os projetos atendem aos critérios técnicos básicos. Essa recusa gera a suspensão de contratos, perda de receitas e comprometimento da imagem empresarial, visto que os clientes finais, em muitos casos, já realizaram investimentos iniciais e esperavam o funcionamento dos sistemas.

As concessionárias de energia são afetadas e também enfrentam desafios significativos. A ocorrência frequente de sobretensões exige maior atenção com manutenção corretiva e preventiva, além da necessidade de investimentos em melhorias na infraestrutura da rede de distribuição.

Torna-se notório que os efeitos da sobretensão não se limitam apenas ao campo técnico, mas geram também perdas econômicas consideráveis. A compreensão desses impactos é essencial para o desenvolvimento de estratégias eficazes de mitigação e para a formulação de políticas públicas que garantam a expansão sustentável da geração distribuída no país.

Dessa forma, este tópico apresenta as perdas econômicas associadas à sobretensão sob três diferentes perspectivas: o estudo de caso analisado, as empresas integradoras impactadas por recusas técnicas, e os custos operacionais e de manutenção enfrentados pelas distribuidoras.

4.3.1 Impactos econômicos: estudo de caso

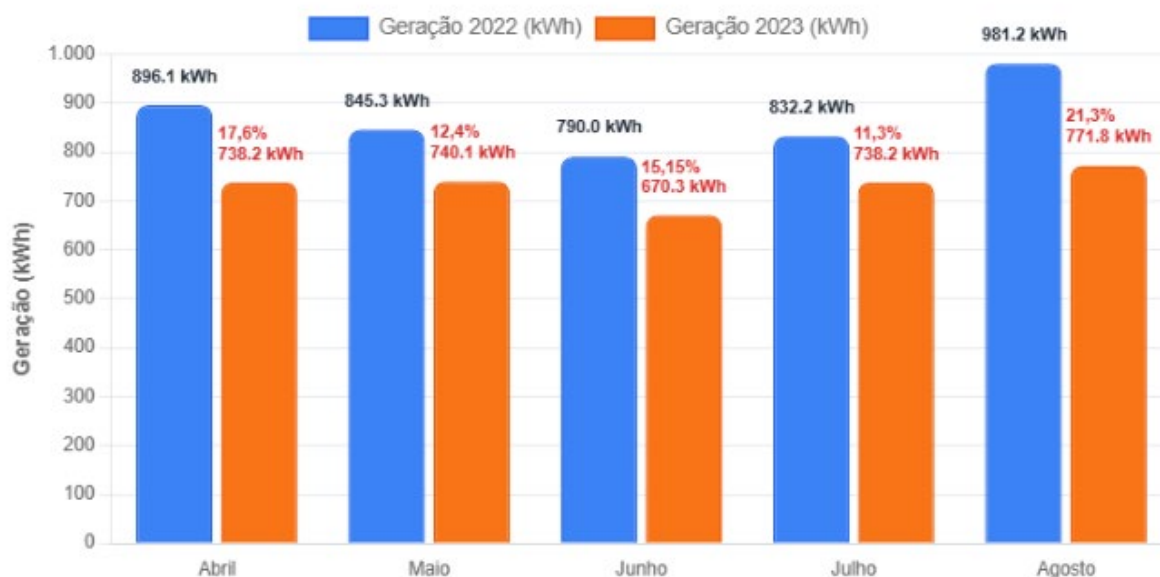
No sistema fotovoltaico utilizado como objeto de estudo, a ocorrência de sobretensão resultou no desligamento automático do inversor em múltiplos momentos ao longo do dia. O desligamento temporário interrompeu a injeção de energia na rede, reduzindo a quantidade de energia efetivamente gerada e impactando diretamente a economia prevista pelo consumidor.

Em 2023, a tarifa de energia elétrica da Neoenergia Cosern para consumidores residenciais (classe B1) foi ajustada conforme a Resolução Homologatória nº 3.187, de 18 de abril de 2023, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A tarifa total (soma da Tarifa

de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD e da Tarifa de Energia - TE) para consumidores residenciais convencionais foi estabelecida em R\$ 0,744/kWh (ANEEL,2023). Com base nos dados fornecidos e considerando a tarifa residencial da concessionária da região Neoenergia Cosern, é possível calcular a perda financeira decorrente da redução na geração de energia do sistema fotovoltaico devido à ocorrência de sobretensão.

A ocorrência de sobretensão no sistema tornou-se mais intensa a partir de abril de 2023, período em que os desligamentos do equipamento passaram a ser mais frequentes. Para fins de comparação, serão analisados os dados de geração de energia elétrica dos meses afetados em 2023 em relação ao mesmo período de 2022, quando o sistema operava normalmente e não havia registro de sobretensão. A análise foi realizada considerando condições climáticas semelhantes, podem existir outros fatores de variações, mas conforme análise técnica realizada, não havia sujeira nos módulos suficiente para causar tal impacto. Por isso, os desligamentos devido a sobretensão foram grande agravante para o baixo desempenho. Dadas essas informações, observou-se, nesse comparativo, uma redução significativa na geração de energia, como apresenta o gráfico da Figura 18.

Figura 18 - Comparativo de geração 2022x2023



Fonte: Elaboração própria (2025)

Conforme a análise dos dados mensais de geração de energia da usina, entre os meses de abril e agosto dos anos de 2022 e 2023, revela-se uma redução no desempenho do sistema

em 2023. Em abril de 2022, foram gerados 896,1 kWh, enquanto no mesmo mês em 2023, a produção caiu para 738,2 kWh, uma redução de 157,9 kWh, correspondendo a 17,6% de perda, o que representa aproximadamente R\$ 117,47 em perdas financeiras. No mês de maio, a perda foi ainda significativa: a geração de 845,3 kWh em 2022 caiu para 740,1 kWh em 2023. Isso corresponde a uma perda de 105,2 kWh ou 12,4%, o que representa R\$ 78,29 em perdas. Em junho, a queda foi de 119,7 kWh (de 790,0 kWh para 670,3 kWh), uma redução de 15,15% no rendimento, com impacto financeiro estimado em R\$ 89,02. O mês de julho apresentou uma queda de 94,0 kWh (de 832,2 kWh em 2022 para 738,2 kWh em 2023), equivalente a 11,3%, ou cerca de R\$ 69,94. Por fim, em agosto, a geração caiu de 981,2 kWh em 2022 para 771,8 kWh em 2023, o que representa 209,4 kWh a menos ou 21,3% de redução, gerando uma perda de R\$ 155,77.

Com base nas informações levantadas, a energia total perdida devido aos eventos de sobretensão ao longo do período analisado (abril a agosto) foi de 686,2 kWh, o que equivale a quase um mês completo de geração do sistema fotovoltaico. Esse valor representa uma redução média de 15,8% na geração mensal, evidenciando os impactos significativos da qualidade da tensão sobre o desempenho do sistema. Em termos financeiros, essa perda resultou em um prejuízo total de R\$ 510,46, considerando os valores médios da tarifa aplicada.

Esses dados apresentam de forma clara que a ocorrência recorrente de sobretensão em redes de distribuição não apenas compromete a eficiência dos sistemas fotovoltaicos, como também acarreta prejuízos econômicos relevantes para o consumidor. A perda equivalente a um mês de geração evidencia a necessidade urgente de ações mitigadoras, como reforço da infraestrutura elétrica, aplicação de dispositivos de controle de tensão e revisão das diretrizes de integração à rede.

4.3.2 Impactos econômicos: concessionárias e setor elétrico.

Além dos impactos causados às empresas, a grande expansão da geração distribuída tem gerado às concessionárias de distribuição uma série de desafios financeiros. Os impactos de sobretensão, inversão de fluxo e outros fatores, tem demandado custos operacionais das distribuidoras, que precisam adaptar suas redes a uma nova realidade de fluxo bidirecional de energia, alteração de perfis de carga e variações mais intensas de tensão e frequência. Essas mudanças exigem investimentos de alto valor na infraestrutura elétrica, o que repercute diretamente no aumento de seus custos operacionais.

Segundo Bernardes (2021), as anomalias na rede elétrica decorrem da grande parte da injeção de energia em redes projetadas originalmente para o fluxo unidirecional, o que pode comprometer o desempenho de equipamentos, causar a queima de transformadores e aumentar a ocorrência de perdas técnicas na rede. Nesse caso, a inversão de fluxo é uma grande problemática e motivo de grande investimento para correção de rede, pois a proteção da rede elétrica deve proteger o sistema nos dois sentidos propostos.

As sobretensões geradas pelo excesso de geradores em baixa tensão, são uma das principais causas de queima de transformadores e outros componentes da rede de distribuição. Como esses equipamentos geralmente não foram dimensionados para suportar a inversão de fluxo ou os picos momentâneos de geração, tornam-se mais suscetíveis a falhas operacionais. Além disso, há um aumento nas perdas técnicas associadas às correntes reativas e à elevação da corrente de neutro, especialmente em redes trifásicas com desequilíbrios de carga acentuados (FERREIRA, 2017).

Com o intuito de reduzir ou mitigar tais efeitos, as concessionárias têm sido forçadas a investir na substituição de transformadores, instalação de reguladores de tensão, reconfiguração de alimentadores, uso de compensadores reativos e até na duplicação de trechos de rede. Esses investimentos são frequentemente não previstos no planejamento original das distribuidoras e, portanto, não contemplados na estrutura tarifária, o que gera impactos econômicos consideráveis para as empresas (Pereira et al., 2019). A necessidade de reforço estrutural, além de urgente, torna-se um fator crítico para a sustentabilidade técnica e financeira da operação do sistema de distribuição.

Outro ponto relevante é a complexidade crescente na operação do sistema. A presença massiva de GD exige uma coordenação mais sofisticada dos dispositivos de proteção, controle de fluxo e manutenção do equilíbrio entre geração e consumo, sobretudo em horários com menor demanda. Tais aspectos, que antes eram de responsabilidade quase exclusiva das transmissoras e geradoras centrais, passam a demandar soluções no âmbito da distribuição, o que amplia o escopo e a responsabilidade das concessionárias locais (SILVA et al., 2020).

Nesse contexto, o papel das distribuidoras vai além do fornecimento de energia. Elas passam a atuar como gestoras de redes complexas e dinâmicas, que requerem monitoramento constante, automação e uso intensivo de tecnologias de rede inteligente. Isso implica, por consequência, em um modelo de negócios mais oneroso e tecnicamente exigente. A adoção de

ferramentas de planejamento mais precisas e com horizonte de longo prazo torna-se essencial para acomodar o avanço da GD sem comprometer a qualidade e a confiabilidade do fornecimento (BERNARDES, 2021).

Em síntese, embora a GD represente um avanço importante para a democratização da geração elétrica e para a sustentabilidade ambiental, ela impõe custos significativos para as concessionárias. Esses custos não se limitam às adaptações técnicas imediatas, mas envolvem também reconfigurações estruturais da lógica de operação e planejamento do setor elétrico. A ausência de mecanismos regulatórios que internalizem esses custos pode comprometer a eficiência econômica do setor de distribuição e, em última instância, refletir negativamente sobre os próprios consumidores.

Diante desses elementos, torna-se evidente que a integração da geração distribuída fotovoltaica ao sistema elétrico nacional demanda uma reestruturação institucional, técnica e regulatória que permita mitigar os riscos econômicos impostos às empresas integradoras. A ausência de garantias operacionais e a instabilidade regulatória comprometem não apenas a sustentabilidade financeira dos empreendimentos existentes, mas também o potencial de expansão da matriz renovável brasileira. A continuidade desse cenário pode representar um retrocesso no avanço das energias limpas, com reflexos diretos nos compromissos ambientais do país e na competitividade do setor.

4.3.3 Impactos econômicos: empresas integradoras de sistemas fotovoltaicos.

Além dos impactos econômicos enfrentados pelos proprietários dos sistemas fotovoltaicos, a elevada concentração de usinas fotovoltaicas em determinadas regiões gera impacto significativo na rede de distribuição, e quando não acompanhado de investimentos em infraestrutura e melhorias do sistema elétrico, pode provocar sobrecargas, elevação de tensão, inversão de fluxo de potência e funcionamento inadequado dos equipamentos de proteção. Esses problemas afetam diretamente a capacidade da rede, o que tem levado as concessionárias a limitar ou até reprovarem projetos fotovoltaicos em determinadas áreas e regiões. Como consequência, as empresas integradoras enfrentam uma redução nas vendas e na viabilidade de instalação de novos projetos, comprometendo a economia e o crescimento do setor.

Entre os principais problemas técnicos enfrentados, um grande destaque é o principal motivo de reprovação de projetos na concessionária é a inversão de fluxo de potência. Na inversão de fluxo a energia gerada flui no sentido oposto, e isso exige da rede elétrica uma

capacidade de adaptação que não é comum na maioria das concessionárias. A falta de planejamento e de investimentos compatíveis com a expansão da geração distribuída tem limitado a aprovação de novos projetos pelas concessionárias. Como consequência, as empresas integradoras, responsáveis por projetar, instalar e manter os sistemas, vêm enfrentando uma queda considerável na economia e reduzindo a instalação de novos projetos.

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), entre 2022 e 2024, as perdas econômicas acumuladas pela geração solar em razão de medidas de restrição técnica, como o corte de geração e a recusa de conexão por parte das distribuidoras, ultrapassaram R\$ 236,9 milhões. Esse valor reflete os prejuízos diretamente ligados às empresas que instalam o sistema, e contribui com desaceleração no ritmo de novos investimentos e a postergação de projetos em desenvolvimento (ABSOLAR, 2024).

Em suma, os impactos econômicos enfrentados pelas empresas integradoras de sistemas fotovoltaicos no Brasil exigem uma abordagem abrangente que envolva ações coordenadas entre o setor privado, o governo e as instituições financeiras. A superação desses desafios é crucial para garantir a continuidade do crescimento do setor e a contribuição efetiva da energia solar para a matriz energética brasileira.

Logo, a análise dos resultados obtidos ao longo deste trabalho evidencia, de forma clara e consistente, os múltiplos impactos associados à crescente inserção da geração distribuída fotovoltaica em redes de baixa tensão no Brasil. A partir do estudo técnico realizado, foi possível identificar ocorrências recorrentes de sobretensões, inversão de fluxo e comprometimento da qualidade da energia, especialmente em regiões onde a densidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é mais elevada. Esses fenômenos, embora tecnicamente compreensíveis, resultam em desafios significativos para a operação e planejamento das redes de distribuição, exigindo adaptações que ainda não acompanham o ritmo de expansão da GD.

Do ponto de vista econômico, os efeitos são igualmente expressivos. Para os proprietários de sistemas fotovoltaicos, os desligamentos automáticos de inversores, provocados por excedentes de tensão, representam perdas diretas de geração e consequentes prejuízos financeiros. Já para as empresas integradoras, os entraves regulatórios, as recusas de conexão por parte das concessionárias e o aumento das incertezas operacionais comprometem a previsibilidade de mercado, limitando novos projetos e freando o crescimento do setor. Soma-

se a isso os custos indiretos suportados pelas distribuidoras, que incluem a necessidade de reforços de rede, substituição de equipamentos danificados e investimentos em sistemas de regulação e monitoramento da qualidade da energia.

De modo geral, os resultados desta pesquisa indicam que, embora a expansão da energia solar distribuída seja um vetor relevante para a transição energética e a diversificação da matriz elétrica nacional, sua evolução ainda esbarra em limitações estruturais, operacionais e econômicas. A ausência de mecanismos adequados de controle, coordenação e investimento em infraestrutura coloca em risco não apenas a eficiência técnica do sistema, mas também a sustentabilidade econômica de todos os agentes envolvidos.

É imprescindível, portanto, que os próximos avanços do setor caminhem junto a políticas públicas claras, regulamentações mais eficazes e estratégias de modernização das redes, de forma a garantir a integração segura da geração distribuída, o fortalecimento do mercado fotovoltaico e a consolidação de um modelo energético mais resiliente, justo e sustentável.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Embora seja essencial para a diversificação da matriz energética e a descarbonização, o crescimento acelerado da geração distribuída tem imposto desafios significativos às redes de distribuição de energia elétrica. O presente trabalho buscou, através de uma metodologia que integrou a análise de um estudo de caso real, o levantamento bibliográfico robusto e a investigação de dados secundários relevantes, proporcionar uma compreensão aprofundada dos impactos técnicos e econômicos decorrentes da sobretensão e da inversão de fluxo de potência em redes de baixa tensão com alta penetração de GD, particularmente no contexto brasileiro.

Os resultados obtidos evidenciam que a sobretensão e a inversão de fluxo de potência não são apenas fenômenos teóricos, mas causam impactos técnicos concretos que comprometem a qualidade e a segurança do fornecimento de energia. A elevação dos níveis de tensão, conforme identificado no estudo de caso e corroborado pela literatura (ALMEIDA & JOTA, 2018; SILVA, 2018), pode levar a desligamentos automáticos de inversores e à degradação acelerada de equipamentos da rede, além de violar limites normativos (ABNT NBR 16149:2013). A inversão de fluxo, por sua vez, acarreta desafios complexos para a coordenação da proteção e pode levar a atuações indevidas, risco de sobrecarga de componentes, como transformadores.

Do ponto de vista econômico, os impactos identificados são igualmente relevantes. No estudo de caso específico em Mossoró/RN, demonstrou-se uma perda significativa de 686,2 kWh entre abril e agosto de 2023 em comparação com 2022, resultando em um prejuízo financeiro direto de R\$ 510,53 para o proprietário da usina. Além das perdas diretas para os geradores, a análise revelou que os problemas técnicos associados à alta penetração de GD levam a prejuízos para as empresas integradoras e para a concessionária. O caso de recusa de projetos, ilustra uma barreira regulatória e a vedação de projetos para se enquadrar como microgerador (REN nº 1000/2021) que, embora formalmente não seja uma "reprovação por inversão de fluxo", visa mitigar indiretamente os desafios técnicos que grandes potências instaladas podem gerar.

Este trabalho contribui para o entendimento dos desafios da expansão da GD no Brasil ao integrar uma visão técnica e econômica, utilizando dados de um estudo de caso real para ilustrar as problemáticas abordadas na literatura. A análise dos prejuízos diretos e indiretos, bem como a complexidade regulatória e operacional, reforça a necessidade de contínuas melhorias na infraestrutura e nas diretrizes do setor elétrico para garantir a sustentabilidade e a confiabilidade da rede em um cenário de crescente participação da energia solar.

Com base na construção deste estudo, sugere-se, como principal linha de pesquisa futura, simular o impacto de diferentes configurações de rede como a interligação de alimentadores, divisão de circuitos, ou de reforços de infraestrutura. Outra oportunidade que também podem ser destacadas como a simulação de novos esquemas de proteção e coordenação de relés que sejam adequados para redes com fluxo de potência bidirecional.

REFERÊNCIAS

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16149:2013** – Sistemas de energia fotovoltaica – Requisitos para conexão à rede elétrica de distribuição – Interface do sistema em corrente alternada (CA). Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ABNT. **ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ABSOLAR. **ABSOLAR contesta relatório do ONS que associa usinas eólicas e solares ao apagão de 15/08**. pv magazine Brasil, 2023. Disponível em: <https://www.pv-magazine-brasil.com/2023/10/25/absolar-contesta-relatorio-do-ons-que-associa-usinas-eolicas-e-solares-ao-apagao-de/>. Acesso em: 2 maio. 2025.

ABSOLAR. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/>. Acesso em: 12 mar. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Micro e minigeração distribuída apresenta acréscimo de 7,4 GW em 2023**. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/micro-e-minigeracao-distribuida-apresenta-acrescimo-de-7-4-gw-em-2023>. Acesso em: 10 fev. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, 2023.

ALMEIDA, Erick Santos de. **Estudo de viabilidade técnica e econômica de sistema fotovoltaico híbrido com baterias na configuração grid zero**. 2024. Universidade Federal do Amazonas. Manaus, 2024.

ALMEIDA, Gabriel Luiz Silva; JOTA, Patrícia Romeiro da Silva. **Estudo da elevação de tensão em redes de distribuição de energia elétrica com alta concentração de geradores**. In: *CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 7., 2018, Gramado. Anais... Gramado: CBENS, 2018.

ALVES, G. C. C. **Estudo e análise da conexão de sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída segundo a resolução normativa 482/2012 da ANEEL**. 2017. 80 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal do Pampa, Bagé, 2017.

AMARAL, B. S. **Avaliação dos impactos da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição e propostas de medidas mitigatórias**. Universidade Federal de Juiz de Fora, 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição – PRODIST: Módulo 8 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Versão 2023. Brasília: ANEEL, 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Infográfico do Mercado de Geração Distribuída**. [S. l.]: ABSOLAR, 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 5 abril. 2025.

BARBOSA, D. P.; COSTA, R. M.; SOUSA, A. C. **Impactos da geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição de energia elétrica.** *Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS 2018*, Gramado-RS, 2018.

BERNARDES, Raphael Fidelis. **O impacto da geração distribuída remota nos investimentos do sistema elétrico de distribuição da CEMIG-D.** 2021. 83 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2021.

BRASIL. *Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.* Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, p. 1, 7 jan. 2022.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, p. 1, 7 jan. 2022. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/antigos/d96671.htm. Acesso em: 17 maio. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Maior usina de produção de energia solar do Brasil entra em operação no interior de Minas Gerais.** Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 3 jul. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/maior-usina-de-producao-de-energia-solar-do-brasil-entra-em-operacao-no-interior-de-minas-gerais>. Acesso em: 17 jun. 2025.

BRASIL. *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482/2012, para aprimorar as condições de acesso de micro e minigeração distribuída.* Diário Oficial da União, Brasília, 25 nov. 2015.

CAMPOS, H. M. V. B. **Geração distribuída de energia solar fotovoltaica: análise da viabilidade técnica e econômica para consumidores residenciais no Brasil.** 2015. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

CAMPOS, Rodrigo da Silva. **Estudo de viabilidade de um sistema fotovoltaico on-grid e híbrido.** 2022. 100 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2022.

CAPPELLE, J. et al. **Introducing small storage capacity at residential PV installations to prevent overvoltages.** In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID COMMUNICATIONS (SMARTGRIDCOMM), 2., 2011, Bruxelas, Bélgica. *Proceedings*. Piscataway: IEEE, 2011. p. 433-438.

CHEN, T. et al. Voltage Control Strategies for High-Penetration Photovoltaic Systems: A Review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 115, p. 109355, 2019.

COSTA, L. F.; VIEIRA, P. H. **Impactos da Burocracia na Expansão da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza: ABENS, 2020.

COSTER, E. J. et al. **Integration issues of distributed generation in distribution grids.** *Proceedings of the IEEE*, v. 99, n. 1, p. 28-39, 2011.

DIAS, André Lage Almeida. **Modelagem, projeto e implementação de um inversor monofásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. Monografia (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, 2019.

DJAMBOLAKDJIAN, G. S. **Análise dos impactos técnicos da geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica de baixa tensão**. 2022. [Número de folhas, se disponível] f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

Elrayyah, A. Y. et al., 2017, “**Simplified Approach to Analyze Voltage Rise in LV Systems With PV Installations Using Equivalent Power Systems Diagrams**”, IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 32, Issue: 4, Aug. 2017)

FERREIRA, D. L. **Análise dos impactos técnicos da geração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição de baixa tensão**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.

FRATE, C.; BRANNSTROM, C. **Barreiras e motivações para a implantação de usinas fotovoltaicas em larga escala no estado de Minas Gerais**. Universidade do Porto, 2017.

GOMES, L. R.; ARAÚJO, J. F. **Análise dos impactos técnicos da geração distribuída fotovoltaica em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2020. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2020.

GÖNEN, T.; TEN, C. W.; MEHRIZI-SANI, A. **Electric Power Distribution Engineering**. 4. ed. New York: Taylor & Francis, 2024.

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída**. (Relatório anual). Brasil, 2024.

GREENER. **Panorama do Mercado de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica – 2024**. São Paulo: Greener Consultoria, 2024.

HANSEN, Clifford W.; STEIN, Joshua S.; RILEY, Daniel M. **Effect of Time Scale on Analysis of PV System Performance**. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2012. SAND2012-1099

HASHEMINAMIN, M. et al. Index-Based Assessment of Voltage Rise and Reverse Power Flow Phenomena in a Distribution Feeder Under High PV Penetration. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 5, n. 4, p. 1158-1168, jul. 2015.

IEEE. **IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. IEEE Std 1547-2018, 2018. (Norma internacional importante para inversores inteligentes).

IMHOFF, J. **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. 2007. 146 f.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010.

MEFFÉ, A. **Otimização de unidades de geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

MINHA CASA SOLAR. **Inversão de fluxo na rede**. *Minha Casa Solar*, 8 nov. 2023. Disponível em: <http://blog.minhacasasolar.com.br/parecer-de-acesso-cemig/inversao-de-fluxo/>. Acesso em: 30 de maio. 2025.

OCHOA, L. **Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos**. Tese (Doutorado). Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira, 2006.

OLIVEIRA, Luana; BOTELHO, Vinicius; MENDONÇA, Marcus V. B.; ROSENTINO JR., Arnaldo J. P.; MOURA, Fabrício A. M. **Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Uma Abordagem Introdutória Sobre as Perdas Técnicas em um Contexto de Disseminação de Recursos Energéticos Distribuídos**. [S. l.]: NEPSEL, 2020.

ONS – **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica**. Brasília, set. 2021.

ONS. *Relatório de Análise de Perturbação – Evento de 15/08/2023*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Brasil, 2023.

PALMTIER, R. et al. **Voltage Rise Challenges in Photovoltaic Distribution Networks**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 1, p. 434–442, 2016.

PALUDO, Juliana Aramizu. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. 186 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

PATIL, V. B. et al. **Impact of grid-connected photovoltaic systems on the power quality of distribution networks**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 43, p. 623–634, 2014.

PEREIRA, E. B. et al. **Geração distribuída de energia elétrica: fundamentos, tecnologias e perspectivas**. 2. ed. Rio de Janeiro: Eletrobras/CEPEL, 2021.

PEREIRA, F.; OLIVEIRA, M. **Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica**. Porto: Publindústria, 2011.

PRAIS, D. G. **Impactos Técnicos da Geração Distribuída na Rede Elétrica Brasileira**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, 2022.

PRAIS, Matheus Barros. **SOBRETENSÕES EM CIRCUITOS SECUNDÁRIOS DE DISTRIBUIÇÃO COM A PRESENÇA DE GERADORES FOTOVOLTAICOS**. 2022. 65 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2022.

PATIL, A. et al. **Impacts of Increasing Photovoltaic Penetration on Distribution Grid – Voltage Rise Case Study**. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCES IN GREEN ENERGY (ICAGE), 2014, Thiruvananthapuram, Índia.

RÜTHER, Ricardo. Edifícios solares fotovoltaicos. Florianópolis: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004.

SANTOS, Clarice do Amaral; SOUSA, Tiago de Paula. **Aplicações de sistemas fotovoltaicos On Grid e Off Grid**. 2022. Instituto Federal do Espírito Santo, Espírito Santo, 2022.

SANTOS, R. L.; OLIVEIRA, C. D. **A Complexidade dos Processos de Conexão de Geração Distribuída no Cenário Brasileiro**. Revista de Engenharia da Energia, v. 3, n. 1, p. 45-60, 2019.

SBA. **Armazenadores de energia para redução de sobretensões em alimentadores de distribuição com alta penetração de geração fotovoltaica**. 2024. Disponível em: https://www.sba.org.br/cba2024/papers/paper_5717.pdf. Acesso em: 10 jun. 2025.

SILVA, A. C.; BARBOSA, F. S. **Resposta da Demanda como Ferramenta para Estabilização de Redes com Alta Penetração de GD**. Journal of Electric Power Systems Research, v. 165, p. 1-10, 2019.

SILVA, Alexsander de Souza. **Análise de sobretensões de manobra e transitórias em sistemas elétricos**. 2017. 111 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

SILVA, F. M. **Regulação da geração distribuída e os impactos da Lei nº 14.300/2022 no setor elétrico brasileiro**. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 8, n. 1, p. 65–78, 2022.

SILVA, F. M.; CAPELHUCHNIK, A. H. **Geração distribuída: natureza jurídica e hipótese de (não) incidência do ICMS**. Teoria Jurídica Contemporânea, v. 7, p. 1–29, 2022.

SILVA, F. R.; OLIVEIRA, R. B.; COSTA, C. A. Impactos técnicos da geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição de baixa tensão. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 10, 2021.

SILVA, L. E. F. da; NEVES, D. A. de B. **Ciência como técnica ou técnica como ciência: nas trilhas da arquivologia e seu status de cientificidade**. In: ENCONTRO NACIONAL DE PESQUISA EM CIÊNCIA DA INFORMAÇÃO, 14., 2013, Florianópolis.

SILVA, M. L. C. **Avaliação da performance das redes de distribuição de energia elétrica no Brasil**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2020.

SILVA, M. R. et al. **Avaliação de Impactos e Soluções para Redes de Distribuição com Alta Inserção de Geração Fotovoltaica**. Revista de Engenharia Elétrica, v. 25, n. 3, p. 200-215, 2021.

SILVA, R. M. **Geração Distribuída no Brasil: Avanços Regulatórios e Perspectivas Futuras**. Revista Brasileira de Energia, v. 23, n. 2, p. 34–48, 2017.

SILVA, T. R.; ANDRADE, G. A. **Requisitos técnicos de conexão de microgeração à rede elétrica: análise da norma ABNT NBR 16149/2013**. Revista de Engenharia e Tecnologia Aplicada, v. 7, n. 1, p. 112–122, 2019.

SOUSA, L. R.; GOMES, D. C. **Análise dos distúrbios de qualidade de energia em redes com alta penetração de geração fotovoltaica.** *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, 2021.

SOUZA, Arthur Costa de. **Análise dos impactos da geração distribuída por fonte solar fotovoltaica na qualidade da energia elétrica.** 2016. 160 f. Dissertação (Mestrado em Engenharias) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.

SOUZA, R. M.; LIMA, A. P. **Cálculos de correntes reversas em redes com GD.** *Revista Eletricidade*, v. 14, n. 1, p. 22-30, 2019.

SOUZA, T. L. **Impactos da Regulação na Expansão da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.** *Revista de Políticas Energéticas*, v. 8, n. 1, p. 12–27, 2020.

Stetz, T. et al., 2013 , “**Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany,**” em Power and Energy Society General Meeting (PES).

SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD. *Manual do usuário: inversor grid-tie SG2K-S / SG3K-S / SG3K-D / SG4K-D / SG5K-D / SG6K-D / SG8K3-D para sistema fotovoltaico.* Hefei, China: Sungrow, 2020.

TAVARES, M. C. S. et al. Geração distribuída de energia elétrica: uma alternativa para o desenvolvimento sustentável no Brasil. **Revista de Engenharia e Sustentabilidade**, v. 7, n. 1, p. 45–60, 2020.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA (UNESP). Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Departamento de Engenharia Elétrica. **Sistema de Distribuição.** Ilha Solteira, 2013.

VIEIRA, Paula Andrade. **Energia solar fotovoltaica e geração distribuída: um salto de inovação na matriz elétrica brasileira entre 2009-2018.** 2019. 147 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia) – Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2019

VILLALVA, M.; GAZOLI, J.; LIMA, E. *Modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos.* 2. ed. Campinas: Unicamp, 2012.