REVISTA TÓPICOS
ISSN 2965-6672 | Qualis A2

IMPACTO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

IMPACT OF DISTRIBUTED MICROGENERATION ON THE ELECTRIC POWER DISTRIBUTION GRID

Engenharias • 25/11/2026

REGISTRO DOI: 10.70773/revistatopicos/795527873

Guilherme Sampaio Oliveira[1]

Marcelo O'Donnell Krause[2]

RESUMO

Introdução: A expansão da microgeração distribuída fotovoltaica tem modificado o funcionamento das redes de distribuição de energia elétrica, originalmente planejadas para operar com o fluxo de potência partindo da subestação em direção aos consumidores. Com o aumento dos sistemas conectados, podem ocorrer alterações na tensão, nas perdas elétricas, no carregamento dos equipamentos e no sentido do fluxo de potência. Objetivo: Analisar os principais impactos técnicos causados pela inserção da microgeração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição de energia elétrica. Materiais e Métodos: Trata-se de uma revisão bibliográfica, com abordagem qualitativa e descritiva. Foram utilizados artigos científicos publicados entre 2021 e 2026, pesquisados nas bases IEEE Xplore, ScienceDirect, Scopus e Google Acadêmico, além de documentos técnicos da ANEEL e da EPE e da legislação brasileira relacionada à geração distribuída. Resultados: A literatura analisada indica que a microgeração pode reduzir o fornecimento de potência pela subestação e as perdas em determinados trechos da rede. Entretanto, níveis elevados de inserção podem provocar elevação de tensão, fluxo reverso de potência, aumento do carregamento dos transformadores e alterações na coordenação dos sistemas de proteção. Os estudos também apontam que esses efeitos dependem da localização dos geradores, das características dos alimentadores e da relação entre geração e consumo. Conclusão: Conclui-se que a microgeração fotovoltaica pode trazer benefícios ao sistema elétrico, mas sua expansão deve ser acompanhada por avaliações técnicas e planejamento adequado. Medidas como ajuste de tensão, reforço da rede e utilização de recursos dos inversores podem contribuir para reduzir os impactos e permitir uma integração mais segura da geração distribuída.

Palavras-chave: Microgeração distribuída; Energia solar fotovoltaica;

Rede de distribuição; Fluxo reverso de potência; Capacidade de hospedagem.

ABSTRACT

Introduction: The expansion of photovoltaic distributed microgeneration has changed the operation of electricity distribution networks, which were originally designed for power to flow from substations toward consumers. As the number of connected photovoltaic systems increases, changes may occur in voltage levels, electrical losses, equipment loading, and power flow direction. Objective: To analyze the main technical impacts caused by the integration of photovoltaic distributed microgeneration into electricity distribution networks. Materials and Methods: This study consists of a qualitative and descriptive literature review. Scientific articles published between 2021 and 2026 were consulted in IEEE Xplore, ScienceDirect, Scopus, and Google Scholar, along with technical documents from ANEEL and EPE and Brazilian legislation concerning distributed generation. Results: The literature indicates that microgeneration can reduce the power supplied by substations and electrical losses in certain sections of the network. However, high penetration levels may cause voltage rise, reverse power flow, increased transformer loading, and changes in protection system coordination. These effects also depend on generator location, feeder characteristics, and the relationship between electricity generation and consumption. Conclusion: Photovoltaic microgeneration can provide benefits to the electrical system, but its expansion requires proper technical assessment and planning. Measures such as voltage adjustment, network reinforcement, and the use of inverter control functions can help reduce negative impacts and support the safer integration of distributed generation.

Keywords: Distributed microgeneration; Solar photovoltaic energy; Distribution network; Reverse power flow; Hosting capacity.

1. INTRODUÇÃO

A microgeração distribuída fotovoltaica vem apresentando um crescimento significativo no setor elétrico brasileiro, principalmente pela instalação de sistemas solares em residências, comércios e pequenas indústrias. Nesse modelo, a energia é produzida próxima ao local de consumo, reduzindo a dependência do fornecimento proveniente da rede em determinados períodos. A expansão dessa modalidade também está relacionada à redução dos custos dos equipamentos e à regulamentação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Brasil, 2022; EPE, 2026)

As redes de distribuição foram tradicionalmente planejadas para operar com o fluxo de potência partindo da subestação em direção aos consumidores. Com a conexão de sistemas fotovoltaicos, o consumidor deixa de atuar somente como carga e passa também a fornecer energia para a rede. Essa mudança modifica o comportamento original do sistema, tornando o fluxo de potência bidirecional nos períodos em que a geração é superior ao consumo local (Hossain *et al.*, 2023).

Em níveis moderados, a microgeração pode trazer benefícios para a rede, como a redução da potência fornecida pela subestação e das perdas elétricas em determinados trechos. No entanto, à medida que a potência fotovoltaica instalada aumenta, esses benefícios podem não permanecer nas mesmas proporções. Os efeitos dependem da localização dos geradores, das características dos

alimentadores e da relação entre as curvas de geração e de consumo (Umoh *et al.*, 2023).

Entre os principais impactos associados à elevada penetração fotovoltaica estão a elevação de tensão, o fluxo reverso de potência e as alterações no carregamento dos transformadores. Também podem ocorrer mudanças nas perdas elétricas, desequilíbrio entre as fases e interferências no funcionamento dos dispositivos de proteção. Esses problemas se tornam mais evidentes durante os períodos de alta geração solar e baixo consumo das unidades conectadas (Majeed; Nwulu, 2022).

A intensidade desses impactos não é igual em todas as redes de distribuição. Alimentadores extensos, condutores com maior impedância, transformadores com menor capacidade e sistemas fotovoltaicos concentrados em pontos mais afastados da subestação podem apresentar maior sensibilidade à inserção da geração. Por isso, somente a quantidade total de potência instalada não é suficiente para determinar se uma rede está preparada para receber novas conexões (Chathurangi; Jayatunga; Perera, 2022).

Nesse contexto, destaca-se o conceito de capacidade de hospedagem, que representa a quantidade de geração distribuída que pode ser conectada sem provocar violações nos limites técnicos de operação. Essa avaliação considera parâmetros como tensão, carregamento dos equipamentos, fluxo reverso e qualidade da energia. A capacidade de hospedagem varia conforme as características da rede e pode ser ampliada por medidas de controle, reforço ou reconfiguração do sistema (Umoh *et al.*, 2023).

Apesar dos benefícios proporcionados pela geração fotovoltaica, sua expansão precisa ser acompanhada por estudos técnicos capazes de identificar como a rede se comporta diante de diferentes níveis de penetração. Sem essa avaliação, novas conexões podem ser realizadas em pontos que já apresentam limitações, aumentando o risco de alterações na tensão, nas perdas e no carregamento dos principais componentes do sistema.

O objetivo geral deste trabalho é analisar os impactos da microgeração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição de energia elétrica, identificando os principais efeitos sobre o funcionamento e a qualidade do fornecimento. Como objetivos específicos, busca-se: avaliar as alterações no perfil de tensão e no fluxo de potência; verificar os efeitos da microgeração distribuída sobre as perdas elétricas e o carregamento dos equipamentos; e comparar as alternativas técnicas apresentadas na literatura para minimizar os impactos da inserção de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. Microgeração Distribuída Fotovoltaica no Brasil

A geração distribuída é caracterizada pela produção de energia elétrica próxima ao local de consumo, por meio de sistemas conectados diretamente à rede de distribuição. Diferente do modelo tradicional, no qual a energia percorre grandes distâncias desde as unidades geradoras, a geração distribuída permite que residências, comércios e pequenas indústrias produzam parte da energia que utilizam. Entre as fontes empregadas, a solar fotovoltaica se destaca

pela possibilidade de instalação em telhados e pequenos espaços, além da facilidade de expansão dos sistemas (Hossain *et al.*, 2023).

No Brasil, a micro e minigeração distribuída apresentou um crescimento expressivo nos últimos anos, com predominância da fonte solar fotovoltaica. Essa expansão está relacionada à redução dos custos dos equipamentos, ao aumento das tarifas de energia e à criação de mecanismos que permitem o aproveitamento da energia excedente. Os dados reunidos pela Empresa de Pesquisa Energética mostram que a geração distribuída já possui participação importante no planejamento da expansão do setor elétrico nacional (EPE, 2026).

A Lei nº 14.300/2022 estabeleceu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída no país. A legislação também regulamentou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, no qual a energia excedente injetada na rede pode ser convertida em créditos para utilização posterior. De acordo com essa lei, a microgeração distribuída corresponde às centrais geradoras com potência instalada de até 75 kW, conectadas à rede por meio das instalações de uma unidade consumidora (Brasil, 2022).

As condições para conexão e faturamento foram detalhadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica. A Resolução Normativa nº 1.059/2023 atualizou a Resolução Normativa nº 1.000/2021 para adequá-la ao marco legal da geração distribuída. Já os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional estabelecem os requisitos técnicos relacionados ao acesso, à medição, à operação e à qualidade da energia fornecida (ANEEL, 2021a; ANEEL, 2021b; ANEEL, 2023).

A regulamentação brasileira permite que a geração seja utilizada de diferentes formas, como autoconsumo local, autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. No autoconsumo local, a energia é produzida e utilizada na mesma unidade. Nas outras modalidades, os créditos podem ser destinados a unidades consumidoras vinculadas ao mesmo titular ou aos participantes de consórcios e cooperativas, respeitando as condições definidas na legislação (Brasil, 2022).

O crescimento da microgeração traz benefícios relacionados à diversificação da matriz elétrica e à produção próxima das cargas. Entretanto, a conexão de muitos sistemas em um mesmo alimentador exige maior atenção das distribuidoras, pois as redes existentes nem sempre foram planejadas para receber grandes volumes de energia provenientes dos consumidores. Por isso, a expansão da geração fotovoltaica deve ser acompanhada por estudos de acesso, fluxo de potência e capacidade da rede (EPE, 2026; Umoh *et al.*, 2023).

2.2. Funcionamento dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é composto principalmente por módulos solares, inversor, dispositivos de proteção, condutores e sistema de medição. Os módulos convertem a radiação solar em energia elétrica na forma de corrente contínua. Em seguida, o inversor transforma essa energia em corrente alternada, compatível com os níveis de tensão e frequência da rede e dos equipamentos utilizados na unidade consumidora (Hossain *et al.*, 2023).

A potência fornecida pelos módulos varia conforme a irradiância, a temperatura e as condições de instalação. Para melhorar o aproveitamento da energia disponível, os inversores utilizam o rastreamento do ponto de máxima potência, conhecido como MPPT. Essa função ajusta o ponto de operação do sistema durante o dia, buscando extrair a maior potência possível dos módulos mesmo quando ocorrem mudanças nas condições ambientais (Hossain *et al.*, 2023).

O comportamento da unidade consumidora depende da relação entre a geração fotovoltaica e a carga naquele momento. Quando a geração é menor que o consumo, a rede complementa a energia necessária. Quando os valores são próximos, a produção atende grande parte da demanda instantânea. Caso a geração ultrapasse o consumo, o excedente é injetado na rede, sendo registrado por um sistema de medição bidirecional (Brasil, 2022; ANEEL, 2023).

O inversor também exerce funções relacionadas à segurança e à qualidade da conexão. O equipamento deve monitorar grandezas como tensão e frequência, além de interromper a injeção de energia quando identifica condições inadequadas de operação. Entre essas funções está a proteção anti-ilhamento, que evita que o sistema fotovoltaico continue energizando parte da rede após a interrupção do fornecimento da distribuidora (ANEEL, 2021b; ANEEL, 2023).

2.3. Impactos Técnicos da Microgeração na Rede de Distribuição

Um dos principais impactos associados à microgeração fotovoltaica é a alteração do perfil de tensão. Em uma rede radial convencional, a tensão tende a diminuir ao longo do alimentador devido à corrente e à impedância dos condutores. Com a injeção de potência pelos

sistemas fotovoltaicos, essa queda pode ser reduzida ou até invertida, ocasionando elevação de tensão, principalmente nos pontos mais afastados do transformador e durante períodos de elevada geração e baixo consumo (Chathurangi, Jayatunga e Perera, 2022).

Outro efeito importante é o fluxo reverso de potência. Ele ocorre quando a soma da energia produzida pelas unidades geradoras é maior que o consumo das cargas atendidas naquele trecho. Nesse caso, parte da potência passa a circular no sentido dos consumidores para o transformador ou para a subestação. Esse comportamento modifica o fluxo tradicional da rede e pode afetar equipamentos projetados considerando apenas o sentido direto da energia (Majeed e Nwulu, 2022).

As perdas elétricas também podem sofrer alterações com a inserção da microgeração. Em níveis menores de penetração, a geração próxima das cargas tende a reduzir a corrente fornecida pela subestação e, consequentemente, as perdas por efeito Joule. Porém, quando a geração excedente produz correntes elevadas no sentido contrário, as perdas podem voltar a crescer. Portanto, a redução das perdas não depende somente da potência instalada, mas também da localização dos geradores e da relação entre geração e consumo (Hossain *et al.*, 2023)

O carregamento dos transformadores e alimentadores também deve ser observado. Durante parte do dia, a geração fotovoltaica pode aliviar esses equipamentos ao atender às cargas locais. Em períodos de produção elevada, porém, o fluxo reverso pode aumentar novamente a potência que atravessa o transformador. Simulações realizadas em redes de baixa tensão mostram que altos

níveis de penetração podem produzir fluxo reverso e ultrapassar limites de carregamento, com possíveis efeitos sobre a vida útil dos transformadores (Majeed e Nwulu, 2022).

A conexão de sistemas fotovoltaicos ainda pode interferir na qualidade da energia e na proteção da rede. A presença de inversores, principalmente quando associada a instalações inadequadas, pode contribuir para distorções harmônicas e variações de tensão. Sistemas monofásicos distribuídos de forma desigual também podem aumentar o desequilíbrio entre as fases. Na proteção, a mudança no sentido do fluxo e a alteração das correntes de curto-circuito podem comprometer a coordenação entre fusíveis, religadores e relés (Usama *et al.*, 2021; Hossain *et al.*, 2023).

2.4. Nível de Penetração e Capacidade de Hospedagem

O nível de penetração representa a participação da geração distribuída em relação a uma potência adotada como referência. Essa referência pode ser a demanda máxima, a potência total das cargas ou a capacidade nominal do transformador. Como não existe uma única definição utilizada em todos os estudos, a metodologia escolhida deve indicar claramente qual relação será adotada e mantê-la nos diferentes cenários analisados (Umoh *et al.*, 2023).

A capacidade de hospedagem corresponde à quantidade de geração distribuída que uma rede consegue receber sem ultrapassar seus limites técnicos e sem exigir modificações imediatas em sua estrutura. Esse valor não é fixo para todas as redes, pois depende da topologia, da impedância dos condutores, do nível

das cargas, da potência dos transformadores e da localização das unidades geradoras (Chathurangi, Jayatunga e Perera, 2022).

A determinação dessa capacidade pode considerar limites de tensão, carregamento térmico, fluxo reverso, desequilíbrio e qualidade da energia. Na prática, o parâmetro que primeiro ultrapassa seu limite passa a restringir a entrada de novos sistemas. Em redes de baixa tensão, a elevação de tensão costuma ser um dos principais fatores limitantes, especialmente em alimentadores extensos, com baixa demanda e elevada concentração de geração fotovoltaica (Umoh *et al.*, 2023).

Os métodos de avaliação podem ser determinísticos ou probabilísticos. Na análise determinística, a potência fotovoltaica é aumentada progressivamente até que seja identificada a primeira violação técnica. Já os métodos probabilísticos consideram as variações das cargas, da geração solar e da localização dos sistemas, fornecendo resultados que representam diferentes possibilidades de operação. Embora a abordagem probabilística seja mais completa, ela também exige maior quantidade de dados e esforço computacional (Umoh *et al.*, 2023).

A capacidade de hospedagem pode ser avaliada por meio de simulações de fluxo de potência, utilizando redes reais ou sistemas-teste. Para aumentar a confiabilidade dos resultados, é importante empregar curvas de carga e de geração ao longo do dia, pois uma análise baseada em apenas um ponto de operação pode não representar as condições críticas da rede. Estudos recentes confirmam que a estrutura do alimentador e a localização dos sistemas possuem influência direta na quantidade de geração que

pode ser conectada (Püvi e Lehtonen, 2023; Jaramillo-León *et al.*, 2024).

2.5. Medidas para Redução dos Impactos

Quando são identificadas violações técnicas, algumas medidas podem ser adotadas para aumentar a capacidade da rede. Entre as alternativas convencionais estão o ajuste dos taps dos transformadores, a instalação de reguladores de tensão, a substituição de condutores e o aumento da potência dos transformadores. Essas soluções podem ser eficientes, mas geralmente envolvem obras e investimentos por parte da distribuidora (Püvi e Lehtonen, 2023).

Outra possibilidade é utilizar recursos presentes nos inversores inteligentes. As funções Volt-VAr e Volt-Watt permitem controlar a potência reativa ou limitar a potência ativa conforme a tensão no ponto de conexão. Estudos demonstram que esses controles podem reduzir violações de tensão e ampliar a quantidade de geração fotovoltaica conectada. Entretanto, sua aplicação deve considerar as características do alimentador, pois resultados diferentes podem ocorrer conforme o tipo de condutor e a localização dos sistemas (Chathurangi *et al.*, 2021; Pato, Trindade e Wang, 2023).

O armazenamento de energia também pode ser utilizado para absorver parte da geração excedente e devolver essa energia em períodos de maior consumo. Outras medidas incluem a redistribuição dos sistemas fotovoltaicos, a reconfiguração da rede e a limitação temporária da geração. A escolha da solução deve considerar o problema encontrado, os custos envolvidos e as

características da rede, pois não existe uma única medida adequada para todos os alimentadores (Jaramillo-León *et al.*, 2024).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1. Caracterização da Pesquisa

O presente trabalho caracteriza-se como uma pesquisa de natureza aplicada, com abordagem qualitativa e caráter exploratório e descritivo. Seu desenvolvimento foi realizado por meio de revisão bibliográfica e análise documental, buscando compreender os principais impactos provocados pela inserção da microgeração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição de energia elétrica (Prodanov; |Freitas, 2013).

A pesquisa concentra-se nos sistemas de distribuição em baixa e média tensão, considerando aspectos relacionados ao perfil de tensão, fluxo reverso de potência, perdas elétricas, carregamento dos equipamentos e qualidade da energia elétrica. A abordagem adotada permite analisar o comportamento das redes diante do aumento da geração fotovoltaica, utilizando como base estudos técnicos e científicos já publicados.

3.2. Levantamento Bibliográfico

O levantamento bibliográfico foi estruturado a partir da consulta a artigos científicos, trabalhos acadêmicos, publicações técnicas e documentos normativos relacionados à geração distribuída e aos sistemas elétricos de distribuição (Prodanov; Freitas, 2013).

Foram considerados estudos que abordam a integração de sistemas fotovoltaicos às redes elétricas, principalmente aqueles que

discutem os efeitos da injeção de potência sobre os níveis de tensão, o sentido do fluxo de energia, as perdas técnicas e a operação dos equipamentos de distribuição (Gao *et al.*, 2024).

Também foram utilizados como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), especialmente os módulos relacionados à conexão de sistemas de geração, perdas elétricas e qualidade do fornecimento (ANEEL, 2021).

3.3. Procedimento de Análise

A análise foi organizada a partir da identificação dos principais efeitos técnicos associados à presença da microgeração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição.

Inicialmente, foram examinadas as características de funcionamento das redes convencionais, nas quais o fluxo de potência ocorre predominantemente das subestações em direção às unidades consumidoras. Em seguida, foram analisadas as modificações que podem ocorrer quando parte dos consumidores também passa a gerar e injetar energia elétrica na rede.

Foram considerados diferentes cenários operacionais, especialmente os períodos de maior produção fotovoltaica e de menor consumo de energia. Essa relação é importante para compreender situações em que a geração local supera a demanda e ocasiona alterações no fluxo de potência e no perfil de tensão (Rahman; Elphick; Robinson, 2026).

Por fim, foram analisadas alternativas técnicas apresentadas na literatura para reduzir os impactos identificados, incluindo ajustes nos sistemas de regulação de tensão, adequação dos dispositivos de proteção, reforço de condutores e reconfiguração dos circuitos de distribuição (Gao *et al.*, 2024).

3.4. Critérios de Avaliação

Para organizar a análise dos impactos da microgeração distribuída, foram definidos cinco aspectos principais: variação dos níveis de tensão, ocorrência de fluxo reverso de potência, perdas elétricas, carregamento dos equipamentos e qualidade da energia elétrica.

A avaliação desses fatores foi realizada de forma descritiva, relacionando as características da geração fotovoltaica às condições operacionais das redes de distribuição. Também foram considerados fatores como localização dos sistemas geradores, concentração de unidades com microgeração, características dos alimentadores e comportamento da demanda ao longo do dia.

Os aspectos relacionados à qualidade da energia foram analisados considerando as diretrizes estabelecidas pelo Módulo 8 do PRODIST, que trata da conformidade dos níveis de tensão e de fenômenos como harmônicos, desequilíbrio e flutuação de tensão (ANEEL, 2021).

3.5. Limitações do Estudo

O trabalho foi desenvolvido com base em revisão bibliográfica e análise de documentos técnicos, não contemplando medições em campo ou simulações computacionais de alimentadores específicos.

Dessa forma, não foram determinados valores numéricos próprios de elevação de tensão, redução de perdas ou carregamento dos equipamentos. A análise foi direcionada à interpretação dos fenômenos apresentados na literatura, permitindo identificar tendências, condições de ocorrência e possíveis medidas de mitigação.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Impactos da Microgeração Distribuída no Perfil de Tensão e no Fluxo de Potência

A inserção da microgeração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição provoca mudanças nas condições de operação do sistema elétrico, principalmente em relação aos níveis de tensão e ao sentido do fluxo de potência. Em redes convencionais, a energia elétrica é fornecida pelas subestações e distribuída até as unidades consumidoras. Entretanto, com a instalação de sistemas fotovoltaicos, parte da energia passa a ser produzida pelos próprios consumidores, modificando o comportamento dos alimentadores e a quantidade de potência fornecida pela rede.

Segundo Gao *et al.* (2024), a elevada participação da geração fotovoltaica nas redes de baixa tensão pode provocar dificuldades no controle dos níveis de tensão, especialmente nos períodos em que a geração solar é elevada e o consumo local é reduzido. Nessas condições, a potência injetada pelos sistemas fotovoltaicos pode ocasionar elevação da tensão nos pontos de conexão, principalmente em redes com maior impedância elétrica e elevada concentração de unidades geradoras.

Outro efeito observado é a ocorrência do fluxo reverso de potência, caracterizado pela circulação de energia em sentido contrário ao tradicional. Rahman, Elphick e Robinson (2026) identificaram, em um estudo de redes residenciais com elevada participação fotovoltaica, que os períodos de maior geração solar podem apresentar fluxo reverso, elevação de tensão e desequilíbrios entre fases. Esses resultados demonstram que o comportamento da rede passa a depender não apenas da demanda dos consumidores, mas também da localização e da quantidade de energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos.

Dessa forma, verifica-se que a microgeração distribuída pode contribuir para melhorar o perfil de tensão em determinadas condições, mas também pode provocar sobretensões quando a potência gerada supera a demanda local. Portanto, a avaliação dos níveis de tensão e do fluxo de potência é fundamental para determinar a capacidade da rede de receber novos sistemas de geração sem comprometer suas condições operacionais.

4.2. Influência nas Perdas Elétricas, no Carregamento da Rede e na Qualidade da Energia

A presença da microgeração distribuída também influencia as perdas elétricas e o carregamento dos equipamentos que compõem os sistemas de distribuição. Quando a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos é consumida próxima ao local de geração, ocorre uma redução da potência transportada pelos alimentadores, podendo diminuir a corrente elétrica e, consequentemente, as perdas por efeito Joule nos condutores.

Entretanto, esse comportamento não ocorre de maneira uniforme. Em situações de elevada geração e baixo consumo, o excedente de energia pode circular por diferentes trechos da rede, aumentando a corrente elétrica e provocando alterações nas perdas técnicas. Majeed e Nwulu (2022) demonstraram que o aumento da participação fotovoltaica pode ocasionar fluxo reverso de potência e modificar o carregamento dos transformadores de distribuição, tornando necessário avaliar os limites operacionais desses equipamentos.

O carregamento de transformadores e condutores também pode sofrer modificações. A redução da demanda líquida pode aliviar a utilização desses equipamentos em determinados horários, enquanto níveis elevados de geração podem provocar circulação de potência em sentido reverso e exigir avaliações adicionais de sua capacidade operacional. Dessa forma, os impactos dependem da potência instalada, da distribuição dos geradores e do comportamento das cargas ao longo do dia.

Em relação à qualidade da energia elétrica, destacam-se as variações de tensão, os desequilíbrios entre fases e a presença de distorções harmônicas. Conforme estabelece a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021), por meio do Módulo 8 do PRODIST, a qualidade do fornecimento deve observar critérios relacionados à conformidade da tensão e a outros fenômenos elétricos. Assim, a expansão da microgeração fotovoltaica exige acompanhamento técnico para garantir que a energia fornecida permaneça dentro dos padrões estabelecidos pela regulamentação.

4.3. Alternativas Técnicas para Minimizar os Impactos da Microgeração Distribuída

Diante dos impactos identificados, torna-se necessário considerar alternativas que permitam ampliar a participação da geração fotovoltaica sem comprometer a segurança e a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Entre as principais medidas estão a utilização de equipamentos de regulação de tensão, o reforço dos condutores, a adequação dos sistemas de proteção e a reconfiguração dos alimentadores de distribuição.

Gao *et al.* (2024) apresentam diferentes estratégias de controle de tensão aplicadas às redes de baixa tensão com elevada participação fotovoltaica. Entre essas estratégias estão os métodos de regulação convencionais e o uso de recursos de controle associados aos inversores, que podem contribuir para reduzir problemas de sobretensão e melhorar o comportamento da rede em diferentes condições de geração e consumo.

Outra possibilidade consiste na adequação da infraestrutura elétrica por meio da substituição de condutores, avaliação da capacidade dos transformadores e revisão das configurações dos circuitos. Essas intervenções podem ser necessárias quando a rede apresenta limitações para receber novas unidades geradoras. Além disso, a revisão da coordenação e dos ajustes dos dispositivos de proteção contribui para manter a seletividade e a segurança operacional diante das alterações no fluxo de potência.

Rahman, Elphick e Robinson (2026) também destacam a importância de estratégias coordenadas de gerenciamento de tensão em redes com elevada concentração de sistemas fotovoltaicos. Nesse sentido, observa-se que não existe uma única solução aplicável a todas as redes, sendo necessário avaliar as características dos alimentadores, a localização dos geradores e a

relação entre geração e consumo para selecionar as medidas mais adequadas.

4.4. Discussão dos Resultados com Base na Literatura

A análise dos estudos apresentados demonstra que a microgeração distribuída fotovoltaica representa uma mudança importante na operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A possibilidade de produzir energia próxima aos pontos de consumo pode contribuir para a redução da demanda atendida pelas subestações e para a diminuição das perdas em determinadas condições. Entretanto, o aumento da participação fotovoltaica também pode provocar alterações no perfil de tensão e no sentido do fluxo de potência.

Os estudos de Gao *et al.* (2024) e Rahman, Elphick e Robinson (2026) apresentam resultados semelhantes em relação aos desafios de regulação de tensão associados à elevada concentração de geração fotovoltaica. Ambos destacam que a produção de energia em períodos de baixo consumo pode favorecer a ocorrência de sobretensões, tornando necessário o desenvolvimento de estratégias de controle e gerenciamento da rede.

Por outro lado, Majeed e Nwulu (2022) apresentam uma análise sobre os impactos do fluxo reverso de potência nos transformadores de distribuição, destacando os desafios relacionados à integração de sistemas fotovoltaicos nas redes elétricas. Essa abordagem reforça que os impactos não dependem exclusivamente da quantidade de energia produzida, mas também das características dos equipamentos, da infraestrutura existente e das condições de funcionamento da rede.

Ao relacionar os resultados desses estudos, verifica-se que os efeitos da microgeração distribuída não podem ser considerados exclusivamente positivos ou negativos. Em determinadas condições, a geração fotovoltaica contribui para melhorar o funcionamento da rede, enquanto, em outras situações, pode exigir investimentos em controle, proteção e adequação da infraestrutura elétrica.

Portanto, os resultados encontrados na literatura indicam que a expansão da microgeração distribuída deve ser acompanhada de planejamento técnico e avaliações das condições operacionais dos alimentadores. A adoção de medidas adequadas permite aproveitar os benefícios da geração fotovoltaica e reduzir os possíveis impactos sobre a qualidade, a confiabilidade e a segurança do fornecimento de energia elétrica.

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo analisar os impactos da microgeração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição de energia elétrica, considerando principalmente as alterações no perfil de tensão, no fluxo de potência, nas perdas elétricas, no carregamento dos equipamentos e na qualidade da energia.

A partir da revisão bibliográfica realizada, foi possível compreender que a inserção de sistemas fotovoltaicos modifica as condições tradicionais de funcionamento das redes de distribuição, uma vez que os consumidores passam também a produzir e injetar energia elétrica no sistema. Essa mudança pode proporcionar benefícios, como a redução da potência demandada das subestações, a melhoria dos níveis de tensão e a diminuição das perdas elétricas em determinadas condições de operação.

Entretanto, a análise também demonstrou que a elevada concentração de sistemas fotovoltaicos pode provocar desafios operacionais, principalmente nos períodos de maior geração solar e menor consumo de energia. Entre os principais impactos identificados estão a elevação dos níveis de tensão, o fluxo reverso de potência e a necessidade de adequação dos equipamentos de regulação e proteção.

Verificou-se ainda que alternativas como a utilização de reguladores de tensão, o reforço dos condutores, a reconfiguração dos alimentadores e a adequação dos sistemas de proteção podem contribuir para minimizar esses efeitos. A escolha dessas soluções deve considerar as características de cada rede, buscando manter a qualidade do fornecimento e a segurança operacional.

Dessa forma, conclui-se que a microgeração distribuída fotovoltaica representa uma alternativa importante para a diversificação da matriz elétrica e o desenvolvimento de um sistema energético mais sustentável. Entretanto, sua expansão deve ocorrer de maneira planejada, considerando os limites operacionais das redes e a necessidade de adaptações na infraestrutura existente. Como possibilidade para trabalhos futuros, recomenda-se a realização de simulações computacionais em alimentadores de baixa e média tensão, permitindo avaliar quantitativamente os impactos da geração fotovoltaica em diferentes níveis de penetração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.** Brasília: ANEEL, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023.** Brasília: ANEEL, 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021.** Brasília: ANEEL, 2021.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Brasília: Presidência da República, 2022.

CHATHURANGI, D. *et al.* Comparative evaluation of solar PV hosting capacity enhancement using Volt-VAr and Volt-Watt control strategies. **Renewable Energy,** 2021.

CHATHURANGI, D.; JAYATUNGA, U.; PERERA, S. Recent investigations on the evaluation of solar PV hosting capacity in LV distribution networks constrained by voltage rise. **Renewable Energy,** 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída.** Rio de Janeiro: EPE, 2026.

GAO, X. *et al.* A review of voltage control studies on low voltage distribution networks containing high penetration distributed photovoltaics. **Energies,** v. 17, n. 13, art. 3058, 2024.

HOSSAIN, M. S. *et al.* High penetration of solar photovoltaic structure on the grid system disruption: an overview of technology advancement. **Sustainability,** 2023.

JARAMILLO-LEÓN, B. D. *et al.* Allocation and smart inverter setting of ground-mounted photovoltaic power plants for the maximization of hosting capacity in distribution networks. **Renewable Energy,** 2024.

MAJEED, I. B.; NWULU, N. I. Impact of reverse power flow on distributed transformers in a solar-photovoltaic-integrated low-voltage network. **Energies,** 2022.

MARTINS, R. M.; MARCHESAN, G.; CARDOSO JUNIOR, G. Operation modes of the Volt/var function in multiple inverters for voltage regulation in secondary distribution networks. **Congresso Brasileiro de Automática – CBA,** v. 4, n. 1, 2024.

PATO, P. A. V.; TRINDADE, F. C. L.; WANG, X. Hosting high PV penetration on distribution feeders with smart inverters providing local var compensation. **Electric Power Systems Research,** 2023.

PRODANOV, CLEBER CRISTIANO; FREITAS, Ernani Cesar de. **Metodologia do trabalho científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico.** 2. ed. Novo Hamburgo: Feevale, 2013.

PÜVI, V.; LEHTONEN, M. Evaluating distribution network optimal structure with respect to solar hosting capacity. **Electric Power Systems Research,** 2023.

QAMAR, N.; ARSHAD, A.; MAHMOUD, K.; LEHTONEN, M. Hosting capacity in distribution grids: a review of definitions, performance indices, determination methodologies, and enhancement techniques. **Energy Science & Engineering,** v. 11, n. 4, p. 1536-1559, 2023.

RAHMAN, O.; ELPHICK, S.; ROBINSON, D. A. Voltage regulation in rooftop PV-rich distribution networks: a review and detailed case study. **Electronics,** v. 15, n. 5, art. 1074, 2026.

SUCHITHRA, J.; ROBINSON, D.; RAJABI, A. Hosting capacity assessment strategies and reinforcement learning methods for coordinated voltage control in electricity distribution networks: a review. **Energies,** v. 16, n. 5, art. 2371, 2023.

UMOH, V. *et al.* Methods and tools for PV and EV hosting capacity determination in low voltage distribution networks: a review. **Energies,** 2023.

USAMA, M. *et al.* A comprehensive review on protection strategies to mitigate the impact of renewable energy sources on interconnected distribution networks. **IEEE Access,** 2021.

XIE, S.; KANEKO, A.; HAYASHI, Y. A decentralized voltage regulation scheme using improved Volt-Var function of PV smart inverter. **IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering,** v. 19, n. 8, p. 1300-1310, 2024.

---

[1] Discente do curso de Engenharia Elétrica da Faculdade de Ilhéus, Centro de Ensino Superior, Ilhéus, Bahia. E-mail: acesse o artigo original para visualizar o e-mail

[2] Docente do curso de Engenharia Elétrica da Faculdade de Ilhéus, Centro de Ensino Superior, Ilhéus, Bahia. E-mail: acesse o artigo original para visualizar o e-mail