v7.n10.2026

REVISTA CIENTÍFICA - RECIMA21 ISSN 2675-6218

IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM REDES URBANAS: ANÁLISE TÉCNICA E AMBIENTAL

IMPACTS OF DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION ON URBAN NETWORKS: TECHNICAL AND ENVIRONMENTAL ANALYSIS

IMPACTOS DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN REDES URBANAS: ANÁLISIS TÉCNICO Y AMBIENTAL

Giuseppe Antonio Bigotte[1], Ronaldo Gomes Figueira[2]

e7109158
https://doi.org/10.47820/recima21.v7i10.9185

PUBLICADO: 10/2026

RESUMO

A expansão da geração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição torna necessária a avaliação conjunta de seus efeitos técnicos e ambientais. Este trabalho teve como objetivo analisar os impactos dessa tecnologia em áreas urbanas, considerando as perdas técnicas na rede elétrica e os aspectos relacionados ao ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos. A pesquisa foi desenvolvida por meio de análise bibliográfica comparativa, utilizando resultados de estudos sobre perdas elétricas, comportamento da tensão, fluxo reverso de potência, emissões de gases de efeito estufa, tempo de retorno energético e etapas do ciclo de vida. Os resultados mostraram que a geração fotovoltaica pode reduzir perdas técnicas em determinadas condições, mas o aumento da penetração também pode modificar o perfil de tensão e favorecer o fluxo reverso quando a geração local supera o consumo. Na análise ambiental, verificou-se a importância da fabricação dos equipamentos e a influência de fatores como tecnologia, produtividade, matriz elétrica associada à fabricação e fim de vida. A análise integrada indicou que os benefícios técnicos e ambientais não aumentam necessariamente na mesma proporção que a potência instalada e que, a partir dos estudos analisados, não foi identificado um nível universal de penetração aplicável a todas as redes. Conclui-se que a expansão da geração distribuída fotovoltaica deve considerar conjuntamente as características da rede, a relação entre geração e consumo e as condições do ciclo de vida dos sistemas.

PALAVRAS-CHAVE: Geração distribuída. Energia fotovoltaica. Perdas técnicas. Avaliação do ciclo de vida. Redes de distribuição.

ABSTRACT

The expansion of distributed photovoltaic generation in distribution networks makes it necessary to jointly assess its technical and environmental effects. This study aimed to analyze the impacts of this technology in urban areas, considering technical losses in the electrical network and aspects related to the life cycle of photovoltaic systems. The research was conducted through a comparative literature analysis using results from studies on electrical losses, voltage behavior, reverse power flow, greenhouse gas emissions, energy payback time, and life-cycle stages. The results showed that photovoltaic generation can reduce technical losses under certain conditions, but increasing penetration can also modify voltage profiles and favor reverse power flow when local generation exceeds consumption. The environmental analysis highlighted the importance of equipment manufacturing and the influence of factors such as technology, energy yield, the electricity mix associated with manufacturing, and end-of-life conditions.

[1] Universidade de Araraquara (UNIARA). Graduando em Engenharia Elétrica pela Universidade de Araraquara (UNIARA) e Eletricista de Aeronaves na Embraer, com atuação em sistemas elétricos aeronáuticos e experiência em sistemas fotovoltaicos.

[2] Universidade de Araraquara (UNIARA). Engenheiro Eletricista pela Universidade de Araraquara (UNIARA), especialista em Engenharia de Segurança do Trabalho e docente do curso de Engenharia Elétrica da UNIARA, com atuação em eletroeletrônica e sistemas de energia.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

The integrated analysis indicated that technical and environmental benefits do not necessarily increase in the same proportion as installed capacity and that, based on the studies analyzed, no universal penetration level applicable to all networks was identified. It is concluded that the expansion of distributed photovoltaic generation should jointly consider network characteristics, the relationship between generation and consumption, and the life-cycle conditions of the systems.

KEYWORDS: *Distributed generation. Photovoltaic energy. Technical losses. Life cycle assessment. Distribution networks.*

RESUMEN
La expansión de la generación fotovoltaica distribuida en las redes de distribución hace necesaria la evaluación conjunta de sus efectos técnicos y ambientales. Este trabajo tuvo como objetivo analizar los impactos de esta tecnología en áreas urbanas, considerando las pérdidas técnicas de la red eléctrica y los aspectos relacionados con el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos. La investigación se desarrolló mediante un análisis bibliográfico comparativo de estudios sobre pérdidas eléctricas, comportamiento de la tensión, flujo inverso de potencia, emisiones de gases de efecto invernadero, tiempo de retorno energético y etapas del ciclo de vida. Los resultados indican que la generación fotovoltaica puede reducir las pérdidas técnicas en determinadas condiciones, aunque una mayor penetración también puede modificar el perfil de tensión y favorecer el flujo inverso cuando la generación local supera el consumo. En el análisis ambiental, se verificó la importancia de la fabricación de los equipos y la influencia de factores como la tecnología, la productividad, la matriz eléctrica asociada a la fabricación y el fin de vida. El análisis integrado mostró que los beneficios técnicos y ambientales no aumentan necesariamente en la misma proporción que la potencia instalada y que no existe, a partir de los estudios analizados, un nivel universal de penetración aplicable a todas las redes. Se concluye que la expansión de la generación fotovoltaica distribuida debe considerar conjuntamente las características de la red, la relación entre generación y consumo y las condiciones del ciclo de vida de los sistemas.

PALABRAS CLAVE: *Generación distribuida. Energía fotovoltaica. Pérdidas técnicas. Evaluación del ciclo de vida. Redes de distribución.*

INTRODUÇÃO

Embora frequentemente associada à redução das perdas técnicas e das emissões de gases de efeito estufa, a elevada penetração da geração distribuída pode provocar efeitos adversos, como alterações no perfil de tensão, fluxo reverso de potência e aumento das perdas em determinadas condições operacionais (FATIMA *et al.*, 2021; MAJEED; NWULU, 2022). Esses aspectos evidenciam a necessidade de avaliar os impactos decorrentes da integração dessa tecnologia às redes urbanas.

Além dos impactos técnicos, torna-se relevante considerar a dimensão ambiental dos sistemas fotovoltaicos. Apesar de sua operação apresentar baixas emissões diretas, etapas como fabricação, transporte e fim de vida envolvem consumo de energia e utilização de matérias-

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

primas que também precisam ser consideradas (ISO, 2006a; MUTERI *et al.*, 2020). Nesse contexto, a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) permite analisar esses impactos ao longo das diferentes etapas do sistema.

Diante desse panorama, surge a seguinte questão de pesquisa: de que forma a geração distribuída fotovoltaica influencia simultaneamente as perdas técnicas em redes urbanas de distribuição e os impactos ambientais associados ao ciclo de vida dos módulos fotovoltaicos?

O presente trabalho tem como objetivo analisar os impactos da geração distribuída fotovoltaica em áreas urbanas, considerando as perdas técnicas na rede elétrica e os aspectos ambientais relacionados ao ciclo de vida dos módulos fotovoltaicos. Justifica-se a realização deste estudo pelo crescimento contínuo dessa tecnologia no cenário brasileiro e pela necessidade de avaliar seus efeitos técnicos e ambientais, contribuindo para o planejamento e a expansão mais adequada da geração distribuída.

Como objetivos específicos, busca-se comparar os efeitos da penetração fotovoltaica sobre perdas técnicas, tensão e fluxo reverso de potência; analisar indicadores ambientais associados ao ciclo de vida, com ênfase em emissões de gases de efeito estufa e tempo de retorno energético; e relacionar os dois eixos para discutir as condições que influenciam a expansão da geração distribuída em redes urbanas.

1. REFERENCIAL TEÓRICO

1.1. Geração distribuída e energia fotovoltaica

A geração distribuída (GD) caracteriza-se pela produção de energia elétrica em unidades próximas aos centros de consumo, sendo integrada diretamente às redes de distribuição. No cenário brasileiro, esse modelo tem apresentado crescimento expressivo, impulsionado por políticas regulatórias, incentivos econômicos e pela crescente adoção de fontes renováveis (ANEEL, 2022).

De acordo com a ANEEL, a GD abrange sistemas de micro e minigeração, sendo a energia solar fotovoltaica a principal tecnologia empregada no país. A regulamentação estabelecida pela Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022) consolidou diretrizes para expansão da geração distribuída e ampliação da participação dos consumidores na geração de eletricidade.

A conversão da radiação solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico constitui a base dos sistemas fotovoltaicos. Esse processo ocorre em materiais semicondutores, principalmente o silício, capazes de gerar corrente elétrica quando submetidos à incidência luminosa.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

1.2. Perdas técnicas e operação da rede

As perdas técnicas nos sistemas de distribuição estão associadas principalmente à dissipação de energia em forma de calor nos condutores elétricos, fenômeno conhecido como efeito Joule. Essas perdas dependem de fatores como corrente elétrica, resistência dos materiais, carregamento e configuração da rede.

A inserção da geração distribuída pode contribuir para a redução das perdas ao diminuir a potência transportada em determinados trechos da rede. Entretanto, esse comportamento depende do nível de penetração, da localização da geração e das características do alimentador, podendo se modificar à medida que a geração local aumenta (COHEN; CALLAWAY, 2016; FATIMA *et al.*, 2021).

A relação entre geração distribuída e perdas técnicas varia entre as redes, pois topologia, localização dos sistemas fotovoltaicos, perfil de carga e nível de penetração influenciam os resultados obtidos (COHEN; CALLAWAY, 2016; FATIMA *et al.*, 2021).

1.3. Avaliação do ciclo de vida e impactos ambientais

A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) consiste em metodologia utilizada para mensurar os impactos ambientais de um produto ou sistema ao longo de todas as etapas de sua existência, desde a extração das matérias-primas até sua disposição final.

Segundo as normas ISO 14040 e ISO 14044 (ISO, 2006a, 2006b), a ACV é composta por quatro etapas fundamentais: definição de objetivo e escopo, análise de inventário, avaliação de impacto e interpretação dos resultados.

Os impactos ambientais associados aos sistemas fotovoltaicos ocorrem em diferentes etapas do ciclo de vida, com contribuição importante da fabricação dos módulos e demais componentes. Essa etapa envolve consumo de energia e materiais, e seus resultados variam de acordo com a tecnologia e as condições de produção consideradas (IEA-PVPS, 2024; MUTERI *et al.*, 2020).

Muteri *et al.* (2020) ressaltam que a Avaliação do Ciclo de Vida constitui uma ferramenta importante para comparar impactos energéticos e ambientais entre diferentes tecnologias e configurações de sistemas fotovoltaicos.

Constantino *et al.* (2018), em estudo aplicado ao contexto brasileiro, demonstraram que o desempenho ambiental dos sistemas fotovoltaicos depende de fatores como origem dos equipamentos, matriz elétrica associada à fabricação e condições de operação ao longo da vida útil.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

2. METODOLOGIA

2.1. Delineamento e seleção dos estudos

A pesquisa desenvolvida neste trabalho possui natureza aplicada e caráter exploratório, sendo direcionada à análise dos impactos da geração distribuída fotovoltaica em redes urbanas. O estudo busca reunir e interpretar resultados disponíveis na literatura relacionados ao comportamento das redes elétricas e aos impactos ambientais associados aos sistemas fotovoltaicos.

A análise utiliza abordagens qualitativa e quantitativa. A abordagem qualitativa é empregada na interpretação dos comportamentos e das condições apresentadas pelos estudos selecionados, enquanto a abordagem quantitativa é utilizada na organização e comparação dos resultados numéricos disponíveis, como perdas técnicas, níveis de tensão, ocorrência de fluxo reverso e indicadores ambientais.

Para o desenvolvimento da pesquisa, foi realizada uma análise bibliográfica comparativa estruturada, baseada na consulta de artigos científicos, normas técnicas, relatórios e documentos institucionais relacionados à geração distribuída fotovoltaica, às perdas técnicas em redes elétricas e à Avaliação do Ciclo de Vida dos módulos fotovoltaicos.

Os estudos selecionados foram organizados de acordo com dois eixos principais de análise. O primeiro foi direcionado aos impactos técnicos da geração distribuída fotovoltaica sobre as redes de distribuição, enquanto o segundo foi destinado aos impactos ambientais associados ao ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos.

Para o eixo técnico, foram considerados estudos relacionados à inserção da geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição que apresentassem metodologia identificável e resultados referentes a pelo menos um dos seguintes indicadores: perdas técnicas, níveis de tensão ou fluxo reverso de potência.

2.2. Indicadores técnicos e ambientais

A análise técnica considerou principalmente os níveis de penetração fotovoltaica, as perdas técnicas, o comportamento da tensão e a ocorrência de fluxo reverso de potência.

Foram selecionados estudos com resultados quantitativos relacionados a pelo menos um desses indicadores.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

Paralelamente à análise técnica, foi realizada uma avaliação dos impactos ambientais associados aos sistemas fotovoltaicos, utilizando como referência os princípios da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV). Para essa análise foram consideradas a ISO 14040:2006, que apresenta os princípios e a estrutura da ACV, e a ISO 14044:2006, que estabelece requisitos e diretrizes para sua aplicação.

Com base nessas referências, foram considerados estudos que analisaram diferentes etapas do ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos, incluindo obtenção das matérias-primas, fabricação dos módulos e demais componentes, transporte, instalação, operação e fim de vida. A consideração dessas etapas permite avaliar impactos que não aparecem diretamente durante a geração de eletricidade, mas fazem parte do desempenho ambiental da tecnologia ao longo de sua vida útil.

2.3. Tratamento, integração e limitações

Após a seleção dos estudos, os dados obtidos foram organizados em matrizes comparativas distintas para os eixos técnico e ambiental. Essa organização teve como objetivo facilitar a identificação das principais características de cada estudo e permitir uma comparação mais adequada dos resultados encontrados na literatura.

Na análise técnica, foram registrados, sempre que disponíveis, o tipo de rede analisada, o nível de penetração da geração fotovoltaica, as perdas técnicas, os níveis de tensão e a ocorrência de fluxo reverso de potência.

Após a análise individual dos resultados técnicos e ambientais, foi realizada uma discussão integrada com o objetivo de compreender de forma conjunta os efeitos associados à expansão da geração distribuída fotovoltaica.

No aspecto técnico, foram considerados os benefícios e limitações relacionados às perdas técnicas, aos níveis de tensão e ao fluxo de potência conforme o aumento da participação da geração fotovoltaica nas redes de distribuição.

O presente trabalho foi desenvolvido predominantemente a partir de dados secundários obtidos na literatura técnica e científica e em documentos institucionais, não sendo realizadas medições experimentais, análises laboratoriais ou simulações próprias de redes de distribuição.

Dessa forma, os resultados e as discussões estão condicionados às informações disponibilizadas pelos estudos selecionados e às características específicas dos sistemas analisados por seus respectivos autores.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Resultados técnicos

A análise dos estudos selecionados mostrou que os efeitos da geração distribuída fotovoltaica sobre as redes de distribuição variam de acordo com o nível de penetração, as características do alimentador, a localização dos sistemas fotovoltaicos e o comportamento das cargas. De forma geral, os trabalhos analisados indicam que a geração próxima aos centros de consumo pode reduzir as perdas técnicas, mas níveis mais elevados de inserção também podem aumentar a ocorrência de fluxo reverso e alterações nos níveis de tensão.

Machado (2016) avaliou diferentes cenários de inserção de geração distribuída em um alimentador real associado ao projeto Cidade Inteligente Búzios, no Rio de Janeiro. No caso-base, as perdas técnicas anuais foram de 59,61 MWh. Com o aumento da participação da geração distribuída nos cenários avaliados, as perdas diminuíram progressivamente, chegando a 52,08 MWh no cenário 6.

Tabela 1. Perdas técnicas nos cenários analisados por Machado (2016)

Cenário	Perdas anuais (MWh)	Redução em relação ao caso-base
Caso-base	59,61	0,0%
Cenário 1	58,47	1,9%
Cenário 2	56,71	4,9%
Cenário 3	56,45	5,3%
Cenário 4	55,03	7,7%
Cenário 5	53,57	10,1%
Cenário 6	52,08	12,6%

Fonte: Elaborado pelos autores com base em Machado (2016).

A Tabela 1 mostra que a redução das perdas variou de 1,9% no cenário 1 a 12,6% no cenário 6.

Esse comportamento indica que, para a rede e para as condições avaliadas por Machado (2016), a geração distribuída contribuiu para diminuir a energia dissipada no sistema.

Os resultados de Machado (2016) não significam, porém, que o aumento da geração fotovoltaica sempre provoque redução das perdas. Cohen e Callaway (2016), ao simularem oito

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

alimentadores de distribuição na Califórnia, observaram redução das perdas entre 7% e 28% no nível de 100% de penetração fotovoltaica, com diferenças importantes entre as topologias dos alimentadores. Esse resultado mostra que as características da rede influenciam diretamente o efeito da geração fotovoltaica sobre as perdas.

Goop, Odenberger e Johnsson (2016) avaliaram os efeitos da geração distribuída solar e eólica sobre as perdas de distribuição. No modelo analisado pelos autores, níveis totais de penetração de aproximadamente 40% a 50% em base energética apresentaram potencial de redução das perdas. Em níveis mais elevados de geração distribuída, entretanto, os autores observaram possibilidade de aumento das perdas e ocorrência de fluxo reverso. Como o estudo considera conjuntamente geração solar e eólica, seus resultados são utilizados neste trabalho como referência complementar para o comportamento da geração distribuída, e não como um limite específico para sistemas fotovoltaicos.

Fatima *et al.* (2021) encontraram comportamento semelhante ao avaliar redes rural, suburbana e urbana. Os pontos de mínima perda foram associados a níveis de penetração fotovoltaica de aproximadamente 41,6%, 42,0% e 36,9%, respectivamente. Esses valores correspondem às condições específicas das redes estudadas e, portanto, não devem ser interpretados como níveis ideais aplicáveis a outras redes.

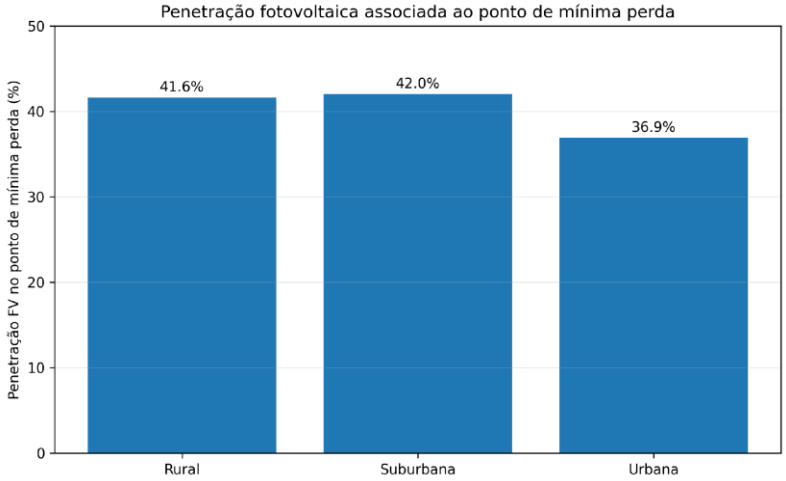
A Figura 1 evidencia que, mesmo dentro de um único estudo e utilizando uma mesma abordagem de análise, diferentes tipos de rede apresentaram pontos distintos de mínima perda. A rede suburbana apresentou o maior valor, com 42,0%, seguida da rede rural, com 41,6%, e da rede urbana, com 36,9%.

Esse resultado reforça que o comportamento das perdas não depende exclusivamente da quantidade de geração fotovoltaica instalada. As características elétricas da rede, a distribuição das cargas e a relação entre geração e consumo também exercem influência sobre os resultados.

Dessa forma, a comparação dos estudos analisados não indica a existência de um único nível de penetração fotovoltaica capaz de garantir a menor perda técnica em qualquer sistema.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

Figura 1. Níveis de penetração fotovoltaica associados aos pontos de mínima perda nas redes analisadas



Fonte: Elaborado pelos autores com base em Fatima *et al.* (2021).

3.1.1. Tensão e fluxo reverso

Em relação à tensão, Machado (2016) observou que a inserção da geração distribuída provocou elevação moderada dos níveis de tensão e contribuiu para reduzir a queda de tensão em alguns pontos da rede. Mesmo nos cenários de maior inserção avaliados no estudo, não foram observadas violações significativas dos limites de tensão.

Esse resultado, entretanto, também depende das características do alimentador. Cohen e Callaway (2016) verificaram que a localização dos sistemas fotovoltaicos e as condições climáticas influenciaram a ocorrência de excursões de tensão. Assim, redes submetidas a níveis semelhantes de penetração podem apresentar respostas diferentes.

O fluxo reverso ocorre quando, em determinados períodos, a geração conectada a uma região da rede supera o consumo local e parte da potência passa a circular no sentido contrário ao fluxo convencional. No estudo de Machado (2016), a ocorrência de fluxo reverso aumentou nos cenários de maior inserção da geração distribuída. Em alguns trechos analisados, essa condição ocorreu durante aproximadamente 30% das horas do ano no cenário de maior inserção. O autor relacionou esse comportamento à demanda, às características físicas dos trechos do alimentador e ao nível de penetração da geração distribuída.

Cohen e Callaway (2016) também observaram que a ocorrência de fluxo reverso é influenciada pelas condições locais. No estudo realizado pelos autores, a localização, associada às condições climáticas, apresentou influência maior sobre a incidência de fluxo reverso do que o tipo de alimentador.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

Majeed e Nwulu (2022), ao analisarem uma rede de baixa tensão integrada à geração fotovoltaica, identificaram um limite máximo de penetração de aproximadamente 88,30% associado ao limiar de fluxo reverso no sistema estudado. O trabalho relaciona o carregamento do transformador com a penetração fotovoltaica e mostra que, em níveis elevados, pode ocorrer retorno de potência através do transformador.

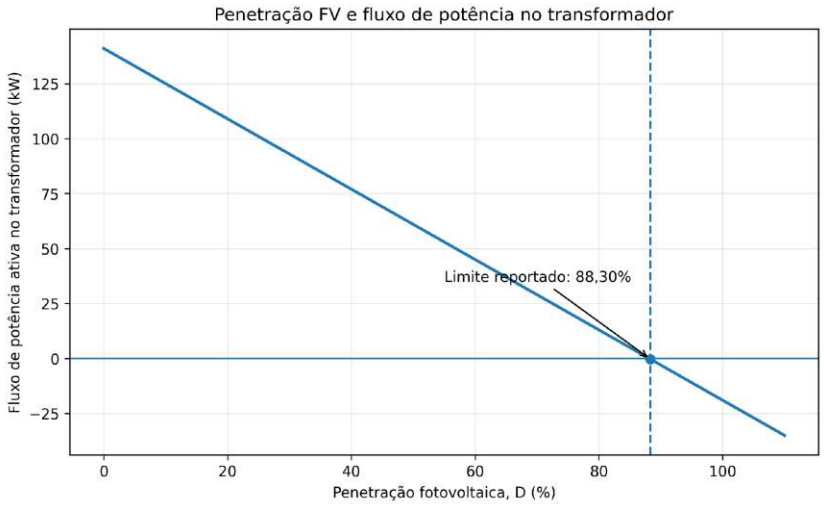
Esse valor representa exclusivamente as condições do sistema analisado por Majeed e Nwulu (2022). Portanto, não deve ser utilizado como limite geral de penetração fotovoltaica para outras redes de distribuição.

A Figura 2 auxilia na visualização da relação entre o aumento da penetração fotovoltaica e a alteração do fluxo de potência no transformador para o sistema analisado pelos autores. À medida que a penetração fotovoltaica aumenta, o fluxo de potência ativa diminui até atingir a região associada ao início do fluxo reverso.

O limite de 88,30% indicado no gráfico não representa uma restrição universal para redes de baixa tensão, mas um resultado obtido para as condições específicas avaliadas por Majeed e Nwulu (2022). Os próprios autores relacionam esse limite às condições de carregamento e de penetração fotovoltaica utilizadas no modelo.

A análise conjunta dos estudos mostra que o fluxo reverso se torna mais relevante quando a geração local se aproxima ou supera a demanda em determinados períodos. Sua ocorrência depende não apenas da potência fotovoltaica instalada, mas também do perfil de consumo, da localização dos sistemas e das características da infraestrutura elétrica.

Figura 2. Relação entre a penetração fotovoltaica e o fluxo de potência ativa no transformador



Fonte: Elaborado pelos autores com base em Majeed e Nwulu (2022).

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

3.1.2. Síntese técnica

A comparação entre os estudos mostra que a geração distribuída fotovoltaica pode apresentar benefícios técnicos para as redes de distribuição, principalmente pela possibilidade de redução das perdas e melhoria do perfil de tensão em determinadas condições. Entretanto, esses benefícios não aumentam necessariamente de forma contínua com o nível de penetração.

Tabela 2. Síntese dos resultados técnicos dos estudos analisados

Estudo	Sistema analisado	Indicadores	Principal resultado
Machado (2016)	Alimentador real – Brasil	Perdas, tensão e fluxo reverso	Redução das perdas entre 1,9% e 12,6%; ocorrência de fluxo reverso no cenário de maior inserção
Cohen e Callaway (2016)	8 alimentadores – Califórnia	Perdas, tensão e fluxo reverso	Redução das perdas entre 7% e 28% a 100% de penetração; resultados dependentes das características dos alimentadores
Goop, Odenberger e Johnsson (2016)	Sistema de distribuição	Perdas	Redução das perdas em determinados níveis de geração distribuída, com possibilidade de aumento em níveis elevados
Fatima *et al.* (2021)	Redes rural, suburbana e urbana	Perdas	Pontos de mínima perda associados a aproximadamente 41,6%, 42,0% e 36,9% de penetração, respectivamente
Majeed e Nwulu (2022)	Rede de baixa tensão	Fluxo reverso e transformador	Limite máximo de penetração de 88,30% associado ao limiar de fluxo reverso no sistema estudado

Fonte: Elaborado pelos autores com base nos estudos analisados.

3.2. Resultados ambientais

A análise ambiental foi realizada a partir de estudos de Avaliação do Ciclo de Vida aplicados a sistemas fotovoltaicos. Diferentemente da etapa técnica, em que foram observados

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

principalmente os efeitos da geração distribuída sobre a rede elétrica, nesta etapa foram considerados os impactos associados às diferentes fases do ciclo de vida dos sistemas.

Os estudos analisados mostram que o desempenho ambiental da geração fotovoltaica não depende somente da eletricidade produzida durante a operação. A tecnologia utilizada, o processo de fabricação, a matriz elétrica empregada na produção dos componentes, a localização da instalação e a quantidade de energia gerada ao longo da vida útil também influenciam os resultados da ACV. Muteri *et al.* (2020), em uma revisão de 39 estudos, identificaram justamente a influência de fatores como tecnologia fotovoltaica, localização, eficiência e escolhas metodológicas nos resultados das avaliações.

Embora os sistemas fotovoltaicos não apresentem emissões diretas significativas durante a geração de eletricidade, existem emissões associadas às demais etapas de seu ciclo de vida. Entre elas estão a obtenção e o processamento dos materiais, a fabricação dos módulos e demais componentes, o transporte, a instalação e o tratamento ao final da vida útil.

A IEA-PVPS (2024) destaca que, no sistema residencial utilizado como referência em sua avaliação, a fabricação representa a principal contribuição para as emissões do ciclo de vida. A publicação também aponta que avanços como o aumento da eficiência dos módulos e a redução do consumo de materiais e energia nos processos produtivos contribuíram para diminuir os impactos ambientais da tecnologia fotovoltaica em relação às avaliações anteriores.

No contexto brasileiro, Constantino *et al.* (2018) avaliaram dez instalações fotovoltaicas de silício multicristalino localizadas no Nordeste do Brasil, totalizando 1,1 MWp de potência instalada. O estudo utilizou dados reais de geração referentes a dois anos de operação e avaliou, entre outros indicadores, a taxa de emissão de gases de efeito estufa e o tempo de retorno energético dos sistemas.

As taxas de emissão calculadas para as dez instalações variaram entre 58,38 e 81,92 g CO_2-eq/kWh, com média de 68,35 g CO_2-eq/kWh. Os autores compararam esses resultados com o valor de 63,9 g CO_2-eq/kWh adotado no estudo como projeção para o Sistema Interligado Nacional em 2020, verificando que 70% das instalações avaliadas ficaram acima dessa referência. Essa comparação é específica às premissas adotadas no artigo e não deve ser interpretada como um fator atual da matriz elétrica brasileira.

O resultado está relacionado, entre outros fatores, à origem dos equipamentos considerados no estudo. Os sistemas avaliados utilizaram módulos fabricados na China, e os autores identificaram influência significativa da matriz elétrica empregada na fabricação sobre as emissões calculadas ao longo do ciclo de vida. Assim, a análise evidencia que o local de geração

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

da eletricidade e as condições de fabricação dos equipamentos precisam ser considerados separadamente na interpretação dos resultados.

3.2.1. Fabricação, tecnologia e condições de operação

A etapa de fabricação merece atenção porque parte dos impactos ambientais do sistema fotovoltaico ocorre antes mesmo de sua instalação. A produção dos materiais e dos componentes exige energia e, consequentemente, o impacto associado a essa etapa também depende das fontes utilizadas para fornecer essa energia.

Constantino *et al.* (2018) avaliaram essa influência por meio de uma análise de sensibilidade que considerou alterações em parâmetros como vida útil, energia gerada, energia necessária à fabricação e fator de emissão da matriz elétrica do país fabricante. Entre os cenários avaliados, os autores simularam a fabricação dos equipamentos no Brasil e no Canadá, obtendo taxas de emissão inferiores às calculadas para os equipamentos fabricados na China. Esses cenários são hipotéticos e foram utilizados pelos autores para demonstrar a influência da matriz elétrica de fabricação, não correspondendo a instalações efetivamente produzidas nesses países.

Esse comportamento ajuda a explicar por que sistemas fotovoltaicos com características semelhantes podem apresentar resultados ambientais diferentes. Além da quantidade de energia necessária para produzir os equipamentos, a origem dessa energia interfere nas emissões incorporadas ao sistema antes de sua entrada em operação.

Os resultados ambientais dos sistemas fotovoltaicos também são influenciados pela tecnologia utilizada e pelas condições em que o sistema opera. Essas diferenças afetam tanto a energia necessária para a fabricação dos módulos quanto a quantidade de eletricidade produzida ao longo de sua vida útil.

Muteri *et al.* (2020), ao comparar diferentes estudos de ACV, identificaram como fatores relevantes o tipo de tecnologia fotovoltaica, a eficiência dos módulos, a localização geográfica e as condições consideradas na avaliação. Os autores também destacam que diferenças metodológicas podem alterar os resultados obtidos, razão pela qual a comparação entre estudos exige atenção às premissas adotadas.

A localização apresenta influência principalmente por causa das condições disponíveis para geração. Em locais onde um mesmo sistema consegue produzir maior quantidade de energia ao longo de sua vida útil, os impactos associados às etapas anteriores à operação são distribuídos por uma quantidade maior de eletricidade gerada.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

Dias (2017), em um estudo voltado ao desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas na Região dos Lagos, analisou módulos de silício amorfo (a-Si), silício amorfo/microcristalino (a-Si/μSi), silício policristalino (p-Si), silício monocristalino (m-Si), CIGS e CdTe. Os resultados mostraram influência principalmente da irradiância e da temperatura dos módulos sobre o desempenho das tecnologias avaliadas. Embora o estudo não seja uma ACV, ele contribui para compreender um dos fatores que interfere na quantidade de energia produzida, variável que participa do cálculo de indicadores ambientais expressos por unidade de eletricidade gerada.

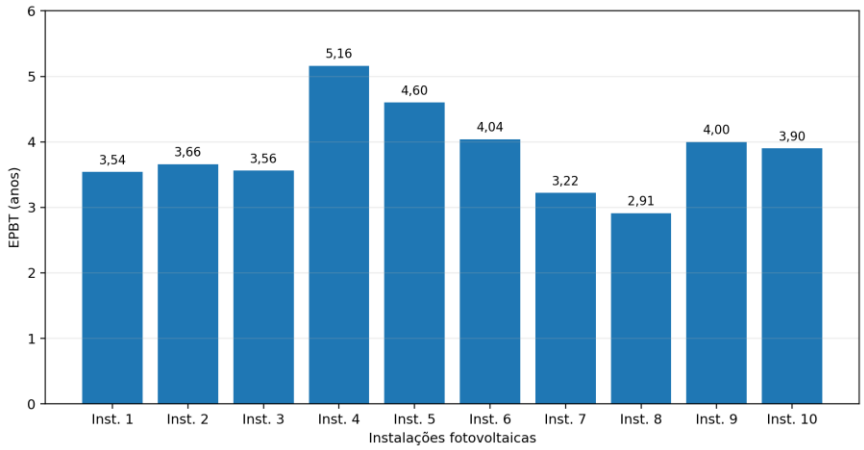
3.2.2. Tempo de retorno energético e fim de vida

O tempo de retorno energético, conhecido como *Energy Payback Time* (EPBT), representa o período necessário para que um sistema fotovoltaico produza uma quantidade de energia equivalente àquela utilizada nas etapas consideradas em seu ciclo de vida. Quanto menor o EPBT, mais rapidamente o sistema recupera energeticamente o consumo associado à sua produção e instalação.

No estudo de Constantino *et al.* (2018), o EPBT foi calculado para dez instalações fotovoltaicas localizadas no Nordeste brasileiro. Os resultados variaram entre 2,91 e 5,16 anos. Considerando a vida útil de 25 anos adotada pelos autores, o EPBT correspondeu, em média, a aproximadamente 16% desse período.

A Figura 3 apresenta os valores individuais de EPBT obtidos para as dez instalações avaliadas no estudo.

Figura 3. Tempo de retorno energético das instalações fotovoltaicas analisadas por Constantino *et al.* (2018)



Fonte: Elaborado pelos autores com base em Constantino *et al.* (2018).

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

A diferença entre as instalações mostra que sistemas avaliados sob uma mesma metodologia podem apresentar tempos de retorno energético distintos. A instalação 8 apresentou o menor EPBT, de 2,91 anos, e produtividade anual de aproximadamente 1.546 kWh/kWp. Já a instalação 4 apresentou o maior EPBT, de 5,16 anos, e produtividade próxima de 1.236 kWh/kWp. Constantino *et al.* (2018) também relacionaram o resultado da instalação 4 à maior energia associada ao *Balance of System* (BOS), pois essa instalação utilizava estrutura em solo, diferentemente das instalações em telhado consideradas no estudo.

O fim de vida dos módulos fotovoltaicos também deve ser considerado na avaliação ambiental. Embora esses equipamentos apresentem longa vida útil, o crescimento da capacidade instalada tende a aumentar a quantidade de módulos descartados nas próximas décadas, tornando necessário o desenvolvimento de formas adequadas de reutilização, tratamento e reciclagem.

As projeções apresentadas pela IRENA e pela IEA-PVPS (2016) indicaram que o volume acumulado de resíduos de módulos fotovoltaicos poderia alcançar entre 60 e 78 milhões de toneladas globalmente até 2050, dependendo do cenário de fim de vida considerado. Por se tratar de uma projeção publicada em 2016, esses valores são utilizados neste trabalho como referência dos cenários avaliados naquele relatório, e não como uma previsão atualizada.

A reciclagem pode permitir a recuperação de materiais utilizados na fabricação dos módulos e reduzir a necessidade de recursos primários. Entretanto, os resultados dessa etapa dependem da tecnologia dos equipamentos, dos processos de reciclagem disponíveis e da existência de infraestrutura adequada para coleta e tratamento.

O fim de vida, portanto, não representa apenas uma questão de descarte. À medida que cresce o número de sistemas instalados, o planejamento para recuperação e destinação dos materiais passa a integrar a própria avaliação ambiental da expansão fotovoltaica.

3.2.3. Síntese ambiental

A análise dos estudos mostra que os impactos ambientais dos sistemas fotovoltaicos estão distribuídos ao longo de diferentes etapas do ciclo de vida. A fabricação apresenta contribuição relevante, enquanto tecnologia, matriz elétrica utilizada na produção dos componentes, condições locais de geração e características da instalação modificam os indicadores obtidos.

Os resultados de Constantino *et al.* (2018) ilustram essa relação ao mostrar diferenças tanto nas emissões de gases de efeito estufa quanto no tempo de retorno energético entre

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

instalações analisadas sob uma mesma metodologia. A revisão de Muteri *et al.* (2020), por sua vez, reforça que tecnologia, localização, eficiência e escolhas metodológicas precisam ser observadas quando resultados de ACV provenientes de estudos distintos são comparados.

Tabela 3. Síntese dos resultados ambientais dos estudos analisados

Estudo	Condição analisada	Indicador/tema	Resultado considerado na análise
Constantino *et al.* (2018)	10 instalações multi-Si no Nordeste brasileiro; equipamentos fabricados na China	GHGe-rate e EPBT	Emissões de 58,38 a 81,92 g CO_2-eq/kWh e EPBT de 2,91 a 5,16 anos; influência da fabricação e da produtividade
Muteri *et al.* (2020)	Revisão de 39 estudos de ACV	Indicadores ambientais e energéticos	Tecnologia, localização, eficiência e metodologia influenciam os resultados
Dias (2017)	Diferentes tecnologias FV na Região dos Lagos	Desempenho energético	Irradiância e temperatura dos módulos influenciam o desempenho das tecnologias avaliadas
IEA-PVPS (2024)	ACV de referência de sistemas fotovoltaicos residenciais	Ciclo de vida e fabricação	Fabricação apresenta contribuição relevante para as emissões do ciclo de vida; avanços tecnológicos reduziram impactos
IRENA; IEA-PVPS (2016)	Cenários globais de fim de vida	Resíduos e reciclagem	Projeção de 60 a 78 milhões de toneladas acumuladas de resíduos FV até 2050, conforme o cenário considerado

Fonte: Elaborado pelos autores com base nos estudos analisados.

3.3. Discussão integrada

A análise integrada mostra que os efeitos técnicos e ambientais da geração distribuída fotovoltaica dependem de condições distintas, embora relacionadas. No eixo técnico, os estudos indicam que a geração próxima às cargas pode reduzir perdas e favorecer o perfil de tensão, enquanto níveis mais elevados de inserção podem alterar o fluxo de potência e provocar fluxo reverso. No eixo ambiental, fabricação, produtividade, tecnologia, matriz elétrica associada à produção e fim de vida influenciam o desempenho dos sistemas.

A comparação dos resultados técnicos evidencia que os percentuais de penetração apresentados na literatura correspondem a redes, critérios e condições de operação diferentes. Configuração do alimentador, localização da geração, perfil das cargas e relação entre produção e consumo modificam a resposta da rede; por isso, os valores encontrados não sustentam a

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

definição de um nível universal de penetração fotovoltaica aplicável a todos os sistemas de distribuição.

Na dimensão ambiental, os estudos analisados mostram que o desempenho também não pode ser explicado apenas pela potência instalada. Produtividade, tecnologia, condições de fabricação e escolhas metodológicas da Avaliação do Ciclo de Vida alteram indicadores como emissões e tempo de retorno energético. Assim, uma condição tecnicamente adequada para determinada rede não define, isoladamente, o desempenho ambiental do sistema fotovoltaico.

A relação entre geração e consumo local conecta as duas perspectivas. O consumo próximo ao ponto de geração pode reduzir a potência transferida por trechos da rede, enquanto a geração superior à demanda local aumenta a possibilidade de fluxo reverso. Ao mesmo tempo, maior produção de eletricidade ao longo da vida útil pode favorecer indicadores ambientais calculados por unidade de energia gerada, sem significar que a rede possa receber qualquer nível de geração instantânea.

Dessa forma, a expansão da geração distribuída fotovoltaica deve considerar conjuntamente as características da rede, a relação entre geração e consumo e as condições do ciclo de vida dos sistemas. Essa abordagem evita associar automaticamente o aumento da potência instalada a benefícios técnicos e ambientais proporcionais.

Tabela 4. Síntese integrada dos resultados técnicos e ambientais da geração distribuída fotovoltaica

Aspecto	Resultado observado	Condição/limitação	Implicação
Perdas técnicas	A inserção de GD FV pode reduzir perdas em determinadas condições	A magnitude da redução varia entre redes e níveis de penetração	Maior penetração não implica redução proporcional das perdas
Tensão	A GD FV pode reduzir quedas de tensão em determinadas condições	O comportamento depende do alimentador, das cargas e da localização da geração	O nível de penetração não deve ser analisado isoladamente
Fluxo de potência	A geração local reduz a potência fornecida a partir da rede a montante em determinadas condições	Quando a geração supera o consumo local, pode ocorrer fluxo reverso	A relação geração-consumo é relevante para a integração

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

Emissões	A operação apresenta baixas emissões diretas	Fabricação e demais etapas contribuem para a ACV	O desempenho ambiental deve considerar o ciclo de vida
EPBT	A energia incorporada pode ser compensada durante a vida operacional	Varia com produtividade e características do sistema	Maior produção ao longo da vida útil pode reduzir o tempo de retorno energético
Fim de vida	Parte dos materiais pode ser recuperada	Depende da tecnologia e da infraestrutura de tratamento	A gestão do fim de vida integra a avaliação ambiental
Análise integrada	A GD FV pode proporcionar benefícios técnicos e ambientais	Os resultados dependem da rede e do ciclo de vida considerado	A expansão deve considerar conjuntamente as duas perspectivas

Fonte: Elaborado pelos autores com base nos resultados analisados.

A Tabela 4 apresenta uma síntese das relações identificadas entre os resultados técnicos e ambientais.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo analisar os impactos da geração distribuída fotovoltaica em áreas urbanas, considerando os efeitos técnicos sobre a rede elétrica e os aspectos ambientais associados ao ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos. A análise comparativa dos estudos selecionados mostrou que a inserção dessa tecnologia pode proporcionar benefícios nas duas perspectivas, mas que esses resultados dependem das condições da rede, da forma como a geração se relaciona com o consumo e das características do próprio sistema fotovoltaico.

Na análise técnica, observou-se que a geração próxima às cargas pode contribuir para a redução das perdas elétricas e para alterações favoráveis no perfil de tensão em determinadas condições. Esses benefícios, entretanto, não ocorreram de forma igual em todos os estudos. À medida que a geração aumenta em relação à demanda local, podem surgir mudanças no fluxo de potência e ocorrência de fluxo reverso. Por isso, o aumento da potência fotovoltaica instalada não deve ser associado automaticamente a um aumento proporcional dos benefícios técnicos.

Na perspectiva ambiental, verificou-se que os impactos não estão restritos à etapa de operação. A fabricação dos módulos e dos demais componentes apresentou participação

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

importante nas avaliações de ciclo de vida analisadas, enquanto tecnologia, matriz elétrica empregada na fabricação, produtividade da instalação e condições de fim de vida também influenciaram os resultados. O tempo de retorno energético reforçou essa relação ao mostrar que a energia empregada nas etapas consideradas do ciclo de vida pode ser recuperada durante a operação, embora o período necessário varie conforme as características do sistema.

A análise conjunta evidenciou que desempenho ambiental e capacidade técnica de integração representam aspectos diferentes da expansão fotovoltaica. Uma maior produção de energia ao longo da vida útil pode favorecer indicadores ambientais calculados por unidade de eletricidade gerada, enquanto a rede precisa apresentar condições adequadas para receber essa geração nos diferentes períodos de operação. Assim, um sistema com desempenho ambiental favorável não significa, por si só, que determinada rede possa receber qualquer nível de geração fotovoltaica.

Outro resultado importante foi a impossibilidade de definir, a partir dos estudos analisados, um único nível de penetração fotovoltaica que represente a melhor condição para todas as redes de distribuição. Os percentuais encontrados na literatura correspondem a critérios e sistemas distintos, como pontos de menores perdas, limiares associados ao fluxo reverso e cenários de penetração avaliados. As características do alimentador, o perfil das cargas, a localização da geração e as condições de operação precisam, portanto, ser consideradas na interpretação desses valores.

Conclui-se que a geração distribuída fotovoltaica pode proporcionar benefícios técnicos e ambientais, porém esses benefícios não aumentam necessariamente na mesma proporção que a potência instalada. Sua expansão em áreas urbanas deve considerar conjuntamente as características da rede elétrica, a relação entre geração e consumo e as condições associadas ao ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos. Essa abordagem permite avaliar a inserção da tecnologia de forma mais completa, sem reduzir sua análise apenas à capacidade instalada ou a um único indicador.

Como continuidade deste trabalho, estudos futuros podem aplicar essa análise integrada a alimentadores urbanos específicos, utilizando simulações elétricas em diferentes níveis de penetração fotovoltaica e dados de ciclo de vida compatíveis com os sistemas avaliados. Dessa forma, seria possível relacionar, para uma mesma condição de estudo, perdas técnicas, comportamento da tensão, fluxo reverso e indicadores ambientais, aprofundando a comparação desenvolvida neste trabalho.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Micro e Minigeração Distribuída. Brasília, DF: ANEEL, 2022. Atualizado em 09 jun. 2026. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida. Acesso em: 13 set. 2026.

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 (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 19 set. 2026.

COHEN, M. A.; CALLAWAY, D. S. Effects of distributed PV generation on California's distribution system, Part 1: Engineering simulations. Solar Energy, v. 128, p. 126-138, 2016. DOI: 10.1016/j.solener.2016.01.002. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.01.002. Acesso em: 19 set. 2026.

CONSTANTINO, G.; FREITAS, M.; FIDELIS, N.; PEREIRA, M. G. Adoption of photovoltaic systems along a sure path: a life-cycle assessment (LCA) study applied to the analysis of GHG emission impacts. Energies, v. 11, n. 10, art. 2806, 2018. DOI: 10.3390/en11102806. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en11102806. Acesso em: 19 set. 2026.

DIAS, César Luiz de Azevedo. Modelos de avaliação de desempenho de diferentes tecnologias de geração fotovoltaica: estudo de caso para a Região dos Lagos. 2017. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: https://www.ppe.coppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/C%C3%A9sar_Luiz_de_Azevedo_Dias.pdf. Acesso em: 19 set. 2026.

FATIMA, S.; PÜVI, V.; ARSHAD, A.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; LEHTONEN, M. Comparison of economical and technical photovoltaic hosting capacity limits in distribution networks. Energies, v. 14, n. 9, art. 2405, 2021. DOI: 10.3390/en14092405. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en14092405. Acesso em: 19 set. 2026.

GOOP, J.; ODENBERGER, M.; JOHNSSON, F. Distributed solar and wind power – Impact on distribution losses. Energy, v. 112, p. 273-284, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.06.029. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.029. Acesso em: 19 set. 2026.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME (IEA-PVPS). Environmental life cycle assessment of electricity from PV systems. Fact Sheet. Paris: IEA-PVPS, May 2024. Disponível em: https://iea-pvps.org/fact-sheets/fact-sheet-environmental-life-cycle-assessment-of-electricity-from-pv-systems/. Acesso em: 19 set. 2026.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). ISO 14040:2006: Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework. Geneva: ISO, 2006a. Disponível em: https://www.iso.org/standard/37456.html. Acesso em: 19 set. 2026.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). ISO 14044:2006: Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines. Geneva: ISO, 2006b. Disponível em: https://www.iso.org/standard/38498.html. Acesso em: 19 set. 2026.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA); INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME (IEA-PVPS). End-of-life management: solar photovoltaic panels. Abu Dhabi, 2016. Disponível em: https://www.irena.org/Publications/2016/Jun/End-of-life-management-Solar-Photovoltaic-Panels. Acesso em: 19 set. 2026.

MACHADO, Ivan de Souza. Análise técnico-econômica do impacto da penetração da geração distribuída em redes de distribuição. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2016. Disponível em: https://ppgeet.uff.br/index.php/en/thesisrepository/. Acesso em: 19 set. 2026.

MAJEED, I. B.; NWULU, N. I. Impact of reverse power flow on distributed transformers in a solar-photovoltaic-integrated low-voltage network. Energies, v. 15, n. 23, art. 9238, 2022. DOI: 10.3390/en15239238. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en15239238. Acesso em: 19 set. 2026.

MUTERI, V.; CELLURA, M.; CURTO, D.; FRANZITTA, V.; LONGO, S.; MISTRETTA, M.; PARISI, M. L. Review on life cycle assessment of solar photovoltaic panels. Energies, v. 13, n. 1, art. 252, 2020. DOI: 10.3390/en13010252. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en13010252. Acesso em: 19 set. 2026.

Este artigo é publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC-BY), que permite uso, distribuição e reprodução irrestritos em qualquer meio, desde que o autor original e a fonte sejam creditados.