

Sobrecarga na rede de distribuição convencional causada pela geração distribuída solar fotovoltaica residencial: uma análise técnica e regulatória no contexto brasileiro

Overload on the conventional distribution network caused by residential solar photovoltaic distributed generation: a technical and regulatory analysis in the brazilian context

Arthur Henrique Araujo dos Anjos¹

Marina Silvestre da Silva²

Melki Pinheiro Tavares³

Nathalia Martins da Silva Reis Pimentel⁴

RESUMO

O presente artigo analisa os impactos técnicos da inserção massiva de geração distribuída (GD) solar fotovoltaica residencial nas redes de distribuição convencionais, com foco nos fenômenos de sobrecarga e inversão de fluxo de potência. O problema central investigado reside na inadequação da infraestrutura passiva frente ao fluxo bidirecional de energia, gerando violações de tensão e aumento de perdas técnicas. A hipótese estabelecida sugere que níveis de penetração superiores a 50% comprometem a regulação de tensão em regime permanente, exigindo modernização dos sistemas de proteção e controle. O objetivo é quantificar esses impactos e avaliar as respostas regulatórias, como a Resolução Normativa nº 1.098/2024 da ANEEL. A metodologia adotou a pesquisa bibliográfica e documental, utilizando dados de simulações em OpenDSS e estatísticas reais de concessionárias como a Energisa Rondônia. Os resultados indicam que, embora a GD reduza perdas em níveis moderados, a alta penetração provoca fluxo reverso severo na subestação. Concluiu-se que a integração de sistemas de armazenamento e inversores inteligentes é fundamental para garantir a estabilidade operativa sem restringir o acesso do consumidor à matriz renovável.

Palavras-chaves: Geração Distribuída. Energia Solar Fotovoltaica. Rede de Distribuição. Sobrecarga. Inversão de Fluxo.

¹ Graduando em Engenharia Elétrica. E-mail: arthurhaa23@gmail.com

² Graduando em Engenharia Elétrica. E-mail: silvestremarina17@gmail.com

³ Graduando em Engenharia Elétrica. E-mail: melkitavares01@gmail.com

⁴ Professor Orientador(a), Mestre em Ciências Ambientais. E-mail: nathalia.pimentel@afya.com.br, Centro Universitário São Lucas – UniSL - Porto Velho, RO, Brasil

ABSTRACT

This article analyzes the technical impacts of the massive insertion of residential solar photovoltaic distributed generation (DG) on conventional distribution networks, focusing on overload phenomena and power flow inversion. The central problem investigated lies in the inadequacy of passive infrastructure facing bidirectional energy flow, generating voltage violations and increased technical losses. The established hypothesis suggests that penetration levels exceeding 50% compromise steady-state voltage regulation, requiring modernization of protection and control systems. The objective is to quantify these impacts and evaluate regulatory responses, such as ANEEL Normative Resolution No. 1,098/2024. The methodology adopted bibliographic and documentary research, using simulation data in OpenDSS and real statistics from utilities such as Energisa Rondônia. Results indicate that while DG reduces technical losses at moderate levels, high penetration causes severe reverse flow at the substation. It was concluded that the integration of storage systems and smart inverters is essential to ensure operational stability without restricting consumer access to the renewable matrix.

Keywords: Distributed Generation. Solar Photovoltaic Energy. Distribution Network. Overload. Reverse Flow.

1 INTRODUÇÃO

O cenário energético global tem passado por uma transformação sem precedentes, movida pela descentralização da produção e pela urgência em adotar fontes de baixa emissão de carbono. No Brasil, esse movimento ganhou tração jurídica e técnica a partir de 2012, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482, permitindo que o consumidor deixasse de ser um agente passivo para tornar-se um "prosumidor". O interesse por esta pesquisa nasceu da observação direta do crescimento dos módulos solares nos telhados de Porto Velho, Rondônia, onde o sol incide com uma média diária de radiação entre 5,5 e 6,0 kWh/m².² No entanto, o que parecia ser uma solução puramente benéfica revelou-se um desafio de engenharia complexo: as redes de distribuição, projetadas há décadas para um fluxo unidirecional (da subestação para o consumidor), começaram a apresentar sinais de "fadiga" técnica devido à injeção massiva de excedentes solares nos horários de pico de irradiância.

A narração deste fenômeno remonta ao período entre 2023 e 2025, quando o setor elétrico brasileiro atingiu a marca histórica de 39 GW de capacidade instalada em GD, beneficiando mais de 3,5 milhões de unidades consumidoras. Em Porto Velho, especificamente em novembro de 2024, ondas de calor extremas levaram o sistema elétrico a níveis de carga previstos apenas para o final da década, exacerbando os problemas de sobrecarga nos transformadores de distribuição que já lidavam com o fluxo reverso da geração solar residencial. Este contexto temporal e geográfico define o problema de pesquisa: como a infraestrutura de rede convencional pode suportar a sobrecarga e a inversão de fluxo sem comprometer a qualidade da energia entregue ao consumidor final?

A descrição técnica do objeto de estudo foca nos sistemas on grid, compostos por módulos fotovoltaicos, inversores de frequência e medidores bidirecionais. O inversor é o "cérebro" do sistema, responsável por converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e sincronizá-la com a frequência da rede (60 Hz no Brasil). Entretanto, sua aplicabilidade esbarra em limites físicos; quando muitos inversores em uma mesma vizinhança injetam energia simultaneamente, a tensão no barramento de baixa tensão sobe para níveis que podem danificar eletrodomésticos ou forçar o desligamento automático do próprio gerador solar.

O tema abordado neste trabalho organiza-se em torno da crítica à gestão puramente passiva das redes de distribuição. Utilizando o raciocínio de causa e consequência, observa-se que a falta de visibilidade das distribuidoras sobre o que ocorre atrás do medidor (*behind-the-meter*) tem levado a negativas de conexão fundamentadas no risco de sobrecarga, gerando conflitos com o marco legal estabelecido pela Lei nº 14.300/2022. A relevância deste estudo justifica-se pela necessidade de equilibrar o direito do consumidor de gerar sua própria energia com o dever das concessionárias de manter a estabilidade do sistema. O objetivo geral é analisar a sobrecarga e os impactos técnicos da GD solar em redes convencionais, enquanto os objetivos específicos buscam quantificar as perdas técnicas através de simulações e avaliar a eficácia da Resolução Normativa nº 1.098/2024 da ANEEL na solução desses impasses.

A hipótese levantada é que, embora a geração solar reduza perdas em níveis de penetração de até 20%, o crescimento desordenado acima desse patamar inverte o benefício, causando sobretensão severa e sobrecarga nos transformadores de topo de poste. Para testar essa premissa, o desenvolvimento deste artigo confrontará citações de autores renomados como Villalva (2021) e Shayani (2010) com dados experimentais e simulados em softwares de fluxo de potência. Através desta auditoria de conceitos e dados, pretende-se oferecer uma visão clara sobre as limitações e as soluções estratégicas para o futuro da distribuição de energia no Brasil.

2 METODOLOGIA E PROCEDIMENTOS TÉCNICOS

A realização desta pesquisa pautou-se em uma abordagem descritiva e analítica, utilizando o método de estudo de caso e simulação computacional. Para descrever o comportamento da rede de distribuição frente à sobrecarga fotovoltaica, adotou-se como modelo o sistema-teste de 13 barras do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), frequentemente utilizado na literatura técnica para representar alimentadores radiais de baixa e média tensão com alta densidade de carga. Este modelo foi parametrizado para refletir as características das redes brasileiras, operando em tensões de 13,8 kV (primário) e 220V/127V (secundário).

Os dados foram coletados através de duas frentes principais. A primeira consistiu na revisão de relatórios técnicos de concessionárias (Energisa Rondônia e Celesc) e órgãos reguladores (ANEEL e ONS), cobrindo o período de 2021 a 2025. A segunda frente envolveu a análise de resultados de simulações realizadas no software OpenDSS (Open Distribution System Simulator), integrado ao ambiente Matlab para a execução de fluxos de potência probabilísticos pelo método de Monte Carlo. A escolha do OpenDSS justifica-se por sua capacidade de modelar com precisão recursos energéticos distribuídos (DERs) e responder a variações temporais de carga e irradiância solar em intervalos de 15 minutos ao longo de um dia típico (simulação *Daily*).

A amostragem de dados incluiu curvas de irradiância reais coletadas em Porto Velho, onde a alta insolação média exige que o sistema suporte picos de geração superiores à capacidade de carga matinal das residências. Para o cálculo das perdas técnicas e violações de tensão, foram estabelecidos cenários de penetração variando de 0% (base) até 100% da potência nominal do transformador de distribuição. A análise estatística focou nos indicadores de tensão em regime permanente e no carregamento térmico dos condutores e transformadores, utilizando como referência os limites estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST.

A redação do desenvolvimento seguirá a técnica da descrição para apresentar os componentes da rede e os procedimentos de simulação, migrando para a dissertação crítica ao comparar os resultados obtidos com as hipóteses e as teorias de diversos autores. Este rigor metodológico visa garantir que a conclusão não seja fruto de impressões pessoais, mas sim de uma interpretação lógica de dados quantitativos e qualitativos colhidos durante a fase de investigação.

3 IMPACTOS TÉCNICOS DA GD SOLAR NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A integração da geração solar fotovoltaica residencial em redes convencionais introduz uma série de fenômenos eletromagnéticos e operativos que alteram o perfil de carga tradicional. Nesta seção, descrevem-se os principais impactos identificados nas pesquisas e simulações, organizados pela natureza do efeito técnico.

3.1 Elevação de Tensão e Regulação em Regime Permanente

A elevação de tensão (sobretensão) é o impacto mais comum e imediato da microgeração

fotovoltaica em redes de baixa tensão. Em sistemas radiais, a tensão tende a cair conforme nos distanciamos do transformador devido à impedância dos condutores e à carga conectada. Contudo, quando a unidade consumidora passa a injetar energia, a direção da corrente se inverte localmente, e a queda de tensão torna-se uma elevação de tensão para que o excedente possa fluir para o restante da rede.

A magnitude desta elevação depende da resistência (R) e reatância (X) do cabo, além da potência ativa (P) e reativa (Q) injetada. Em redes de baixa tensão, a relação X/R é tipicamente baixa, o que significa que a potência ativa tem um impacto desproporcional na variação da tensão. Estudos realizados com o método de Monte Carlo mostram que, em cenários de céu limpo (irradiação máxima), os limites de tensão normalizados podem ser violados em até 100% das simulações quando a penetração de GD é elevada, reduzindo para 87,3% em dias nublados.

A equação simplificada que rege esse comportamento nos pontos de conexão é dada por:

Neste contexto, se o valor de P (potência ativa injetada) for muito alto e a rede tiver alta resistência (cabos finos ou longos), o ΔV positivo resultará em tensões acima do limite superior permitido (1,05 p.u. ou 231V em sistemas de 220V).

3.2 Inversão de Fluxo de Potência e Sobrecarga de Transformadores

A inversão de fluxo ocorre quando a soma da geração solar em um trecho da rede supera a carga total conectada a esse mesmo trecho, fazendo com que a potência tenha um fluxo contrário, em direção à subestação. Este fenômeno é o cerne do debate atual entre distribuidoras e prosumidores. Tradicionalmente, os transformadores de distribuição operam reduzindo a tensão de 13,8 kV para 220V/127V. Com a inversão de fluxo, o transformador passa a operar como um elevador de tensão para a energia que vem das residências.

A sobrecarga ocorre quando esse fluxo reverso excede a capacidade térmica nominal do transformador ou dos condutores. Em Porto Velho, relatórios do ONS apontam que determinadas transformações de fronteira já operam no limite, exigindo restrições de geração para evitar falhas catastróficas.

3.3 Perdas Técnicas na Rede de Distribuição

As perdas técnicas são inerentes ao transporte de eletricidade e manifestam-se principalmente como calor devido ao efeito Joule ($P_{\text{perda}} = R \cdot I^2$). A inserção da GD tem um efeito parabólico sobre essas perdas. Inicialmente, as perdas diminuem porque a energia é gerada próxima à carga, reduzindo a corrente que vem da subestação. Entretanto, à medida que a penetração

aumenta e o fluxo reverso se torna dominante, a corrente na rede volta a subir, elevando novamente as perdas totais.

Simulações no sistema IEEE 13 barras demonstram que uma inserção de 1,1 MW de GD reduziu as perdas diárias em 19,61%. Contudo, ao triplicar essa potência para 3,6 MW, a redução caiu para apenas 16,63% em relação ao sistema base, evidenciando que o excesso de geração começa a "desperdiçar" energia na própria infraestrutura de cabos por sobrecarga.

3.4 Qualidade da Energia e Desequilíbrio de Fases

A maioria dos sistemas residenciais é monofásica. Como a conexão desses sistemas ocorre de forma aleatória nas fases A, B ou C, é comum que uma fase fique muito mais carregada de geração do que as outras. Isso agrava o desequilíbrio de tensão e aumenta a corrente no condutor neutro, o que pode causar o aquecimento indevido de motores de indução industriais e comerciais conectados na mesma vizinhança. Além disso, os inversores são fontes de harmônicos e inter-harmônicos que podem distorcer a forma de onda da tensão, prejudicando a vida útil de equipamentos eletrônicos sensíveis.

4 ANÁLISE DO CENÁRIO REGULATÓRIO BRASILEIRO (2012-2025)

A evolução das normas da ANEEL reflete o aprendizado técnico e a pressão econômica do setor. A Resolução Normativa nº 482/2012 foi o marco zero, estabelecendo o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), onde o excedente injetado gera créditos em kWh para uso em até 60 meses. Naquela época, a penetração era ínfima e os impactos técnicos eram desprezíveis.

Com o crescimento explosivo, surgiu a necessidade de revisar o modelo. A Lei nº 14.300/2022 introduziu o pagamento pelo uso do sistema de distribuição (Fio B), buscando equilibrar a balança financeira entre quem tem solar e quem não tem. No entanto, o conflito técnico sobre a "capacidade de rede" persistiu, levando à publicação da polêmica Resolução Normativa nº 1.098/2024.

Esta nova resolução tentou disciplinar a análise de inversão de fluxo, estabelecendo critérios onde a distribuidora não pode negar o acesso. Por exemplo, unidades com potência de geração igual ou inferior a 7,5 kW ou sistemas que não injetam na rede (*Zero Export*) ganharam gratuidade e simplificação na conexão. O debate em 2025 na Câmara dos Deputados revelou que as distribuidoras, representadas pela Abradee, consideram a inversão de fluxo um "gargalo intransponível" sem novos investimentos, enquanto o setor solar (Absolar) vê nessas negativas uma estratégia para frear a concorrência.

Em Rondônia, a Energisa tem mantido indicadores de qualidade (DEC e FEC) em níveis históricos, mas destaca que a integração segura da GD exige investimentos pesados em modernização e automação. A análise crítica indica que a regulação brasileira está migrando de um modelo de incentivo puro para um modelo de "custo-causalidade", onde o prosumidor deve gradualmente arcar com os impactos que causa à infraestrutura compartilhada.

5 ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO E MODERNIZAÇÃO

Para lidar com a sobrecarga sem banir a geração renovável, diversas soluções tecnológicas e operativas têm sido testadas e propostas.

5.1 Inversores Inteligentes (Smart Inverters)

A modernização dos inversores é a solução de menor custo. Através de funções como Volt-Var e Volt-Watt, o inversor pode ajustar sua saída de potência ativa e reativa para ajudar a manter a tensão dentro dos limites. Quando a tensão sobe demais, o inversor pode absorver potência reativa para "puxar" a tensão para baixo. Se isso não for suficiente, ele reduz sua geração ativa (Volt-Watt), protegendo a rede. Embora eficaz, o Volt-Watt é impopular entre os consumidores, pois resulta em perda financeira direta ao gerar menos energia do que o sol permitiria.

5.2 Sistemas de Armazenamento por Baterias (BESS)

O uso de baterias residenciais ou comunitárias é a estratégia mais robusta para gerenciar a sobrecarga. Ao armazenar o excedente solar no local durante o dia e utilizá-lo no horário de pico noturno (18h às 21h), o prosumidor elimina a inversão de fluxo e reduz a sobrecarga do transformador nos dois momentos críticos do dia. Simulações mostram que sistemas híbridos (solar + baterias de íon-lítio) podem reduzir as perdas técnicas totais em até 31,03%, um resultado superior a qualquer outra intervenção na rede.

5.3 Redes Inteligentes (Smart Grids) e IoT

A digitalização da rede através de medidores inteligentes e sensores de IoT (Internet das Coisas) permite que as distribuidoras monitorem o fluxo de potência em tempo real. Isso possibilita o "Despacho Dinâmico", onde a rede pode solicitar que grandes sistemas de GD reduzam a injeção apenas nos momentos de perigo iminente de sobrecarga, em vez de adotar bloqueios permanentes de conexão.

6 DISCUSSÃO E RESULTADOS

Ao cruzar os dados colhidos com as teorias vigentes, percebe-se que a sobrecarga causada pela GD solar é um problema de "sucesso excessivo". O modelo de rede convencional brasileiro, historicamente robusto para fornecer energia, mostrou-se frágil para recebê-la de forma distribuída.

A análise comparativa entre autores revela uma defasagem conceitual: enquanto Shayani (2010) sugeria limites rígidos de penetração para evitar instabilidade, Almeida (2024) demonstra que, com o uso de algoritmos de alocação estocástica e suporte de reativos, a rede pode suportar muito mais geração do que se imaginava.

Os resultados em Porto Velho corroboram a ideia de que o clima tropical acelera o problema. O calor aumenta a resistência dos cabos e reduz a eficiência dos painéis e inversores, ao mesmo tempo em que eleva a demanda por climatização. Esse "stress" térmico e elétrico simultâneo faz com que transformadores residenciais operem em condições extremas. A experiência com a Vila Restauração e o programa "Mais Luz Para Amazônia" mostra que microrredes isoladas com baterias são o modelo técnico ideal a ser replicado em escala urbana para mitigar a sobrecarga.

Finalmente, a crítica à Resolução nº 1.098/2024 reside no fato de que ela é uma solução jurídica para um problema físico. Abrir a rede por decreto não aumenta a bitola dos cabos. Portanto, o futuro exige que o "Sistema de Compensação" evolua para um "Sistema de Suporte à Rede", onde o prosumidor seja incentivado financeiramente a instalar baterias ou adotar perfis de injeção que não prejudiquem os vizinhos.

7 CONCLUSÃO

O estudo da sobrecarga na rede de distribuição causada pela geração solar residencial permitiu concluir que a infraestrutura convencional brasileira atingiu um ponto de saturação técnica em diversas localidades, especialmente em regiões de alta insolação como o estado de Rondônia. A hipótese de que a penetração elevada de GD compromete a qualidade da energia foi confirmada tanto por simulações computacionais quanto por dados operacionais das concessionárias, evidenciando violações de tensão e sobrecarga térmica em transformadores.

As respostas aos objetivos da pesquisa indicam que a inversão de fluxo de potência é o fenômeno crítico que exige uma mudança de paradigma operacional. Os resultados demonstraram que as perdas técnicas apresentam um comportamento não linear, diminuindo inicialmente, mas voltando a crescer de forma acentuada após o sistema atingir a capacidade de hospedagem (hosting capacity). A análise regulatória revelou que, embora a ANEEL tenha buscado garantir o direito de acesso do consumidor por meio da Resolução Normativa nº 1.098/2024, a solução definitiva para a sobrecarga não é normativa, mas tecnológica.

Dentre as principais limitações encontradas na pesquisa, destaca-se a dificuldade de acesso a dados em tempo real das redes secundárias, que ainda carecem de medidores inteligentes em larga escala. Para trabalhos futuros, recomenda-se a investigação do potencial de "usinas virtuais de energia" (*Virtual Power Plants*) no contexto das cidades

amazônicas, integrando GD residencial e frotas de veículos elétricos como buffers de carga. Conclui-se, em última análise, que a energia solar é uma peça fundamental para a transição energética, mas sua sustentabilidade técnica a longo prazo depende da transformação das redes de distribuição em sistemas ativos, inteligentes e dotados de capacidade de armazenamento local.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Lucas Rodrigues de. Contribuições para a Análise de Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia (UFU), Uberlândia, 2024. Disponível em:

<https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/41496/1/Contribui%C3%A7%C3%B5esAn%C3%A1liseImpactos.pdf>. Acesso em: 13 fev. 2026. HUANG LEE, H. **Finite Element Simulations With Ansys WorkBench 14: Theory, Applications, Case Studies.** Taiwan: SDC Publications, 2012.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.098, de 30 de julho de 2024.** Altera a Resolução Normativa nº 1.000/2021, para estabelecer regras sobre a inversão de fluxo de potência. Brasília, DF, 2024. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/aneel-resolucao-inversao-de-fluxo-diario-oficial/>. Acesso em: 13 fev. 2026.

DIAS JR, Wemberson José Ribeiro. **Estudo dos Impactos Técnicos Resultantes da Conexão de Geração Distribuída Fotovoltaica em uma Rede de Distribuição de Baixa Tensão.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás (IFG), Itumbiara, 2022. Disponível em:

<https://repositorio.ifg.edu.br/handle/prefix/1345>. Acesso em: 13 fev. 2026.

ENERGISA. **Grupo Energisa Avança com Resultados Sólidos no 3º Trimestre de 2025.** Rondônia: Assessoria de Comunicação, 2025. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/noticias/investidores/grupo-energisa-avanca-com-resultados-solidos-no-3o-trimestre>. Acesso em: 13 fev. 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Sumário Executivo PAR/PEL 2025: Desafios da Integração de Recursos Energéticos Distribuídos.** Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202025-VF.pdf>. Acesso em: 13 fev. 2026.

QUEIROGA, Gabriel Marques Sarmiento de. **Modelagem e Análise de Sistemas Fotovoltaicos e de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição Utilizando o OpenDSS**. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), Campina Grande, 2024. Disponível em: [https://dspace.sti.ufcg.edu.br/bitstream/riufcg/37248/1/GABRIEL%20MARQUES%20SARMENTO%20DE%20QUEIROGA-MONOGRAFIA-CEEI-ENGENHARIA%20EL%C3%89TRICA%20\(2024\).pdf](https://dspace.sti.ufcg.edu.br/bitstream/riufcg/37248/1/GABRIEL%20MARQUES%20SARMENTO%20DE%20QUEIROGA-MONOGRAFIA-CEEI-ENGENHARIA%20EL%C3%89TRICA%20(2024).pdf). Acesso em: 13 fev. 2026.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Impacto da Geração Fotovoltaica Dispersa no Sistema de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília (UnB), Brasília, 2010.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 3. ed. São Paulo: Érica, 2021.