



ANÁLISE DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Mariana Moraes Sousa¹, Jackson Angell Alves e Silva², Ednardo Pereira Rocha^{1,2}

¹Estudante de graduação da Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, Brasil
(smoraesmari@gmail.com)

² Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, Brasil
Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, Brasil

Resumo: Este trabalho tem como objetivo analisar os impactos da geração fotovoltaica distribuída sobre o perfil de tensão, as perdas técnicas e os níveis de curto-circuito do sistema IEEE 123 barras. A análise foi realizada no sistema IEEE 123 barras, utilizando o software OpenDSS integrado ao Python para automação das simulações em regime permanente. Foram avaliados três níveis de penetração fotovoltaica — 30%, 60% e 90% da potência da subestação — e cinco pontos de aplicação de faltas trifásicas, selecionados de modo a representar diferentes condições operacionais do alimentador. Os cenários de simulação combinaram a presença ou ausência de geração fotovoltaica, de curto-circuito e da atuação do regulador de tensão. Os resultados de tensão permaneceram dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST em todos os cenários. A análise de perdas técnicas mostrou redução progressiva com o aumento da penetração fotovoltaica, atingindo 81% no cenário de 90%. Os resultados de curto-circuito indicaram variações na corrente de falta, dependentes da posição elétrica da geração em relação ao ponto analisado, com implicações para o posicionamento da GD e para a proteção do sistema.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica; Redes de distribuição; Corrente de curto-circuito; Perdas elétricas; OpenDSS.

INTRODUÇÃO

A busca por fontes de energia mais sustentáveis tem impulsionado o crescimento da geração distribuída (GD) em diversos países, especialmente da geração fotovoltaica (FV). No Brasil, esse crescimento tem sido favorecido por fatores como os elevados índices de irradiação solar, a consolidação de marcos regulatórios, como a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e sua atualização pela Lei nº 14.300/2022, além dos incentivos à micro e minigeração distribuída conectadas às redes de distribuição de energia elétrica. Com a inserção crescente de sistemas FV nas redes elétricas, consumidores passaram a atuar como pequenos produtores de energia, injetando potência diretamente no sistema de distribuição. Esse novo perfil operacional impõe desafios técnicos à rede, especialmente em relação aos serviços ancilares, como regulação de tensão, controle de perdas e coordenação da proteção. Segundo Siffert e Rocha (2026), a rápida expansão da geração renovável distribuída tem aumentado a complexidade operacional dos sistemas elétricos, enquanto os instrumentos regulatórios e as políticas públicas ainda buscam acompanhar essas novas demandas.

Apesar das vantagens associadas à redução das emissões e à descentralização energética, elevados níveis de penetração da geração FV podem provocar impactos na rede, como variações de tensão, fluxo reverso de potência e alterações nos níveis de corrente de curto-circuito. Pham et al. (2022) demonstram que a inserção de unidades fotovoltaicas em sistemas de distribuição desbalanceados reduz significativamente as perdas elétricas e melhora o perfil de tensão ao longo do alimentador, sendo a escolha adequada da localização e da capacidade instalada determinante para a magnitude desses benefícios. Wang et al. (2026) reforçam que esses impactos se estendem às condições de falta, evidenciando a necessidade de estudos que avaliem de forma integrada o comportamento do sistema elétrico diante da expansão da geração fotovoltaica, tanto em regime normal quanto sob condições de curto-circuito.

Apesar dos avanços da literatura, ainda há pouca integração entre os parâmetros que caracterizam o impacto da geração fotovoltaica em redes de distribuição, sendo comum que tensão, perdas e níveis de curto-circuito sejam analisados separadamente. Diante disso, este trabalho propõe uma análise integrada desses três aspectos no sistema



IEEE 123 barras, sob diferentes níveis de penetração fotovoltaica, contribuindo para uma avaliação mais abrangente dos efeitos da geração distribuída sobre a operação da rede.

MATERIAL E MÉTODOS

Nesta seção são descritos o sistema de distribuição analisado, a arquitetura de simulação desenvolvida e os critérios adotados para definição dos cenários avaliados.

Sistema teste 123 Barras IEEE

As análises foram realizadas utilizando o modelo IEEE 123 Node Test Feeder, disponibilizado pelo IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. A rede foi escolhida por apresentar características típicas de sistemas de distribuição reais, como reguladores de tensão e cargas distribuídas ao longo do alimentador. O sistema opera em 4,16 kV e apresenta características representativas de redes reais, incluindo trechos monofásicos, bifásicos e trifásicos, cargas desequilibradas, reguladores de tensão e bancos de capacitores, tornando-o adequado para estudos de fluxo de potência, perfil de tensão e integração de geração distribuída.

A potência ativa fornecida pela subestação no caso base é de 3.615,24 kW, adotando-se os valores de tensão de 1,00 até 1,02 pu como dados de referência estipulados para a realização da análise do perfil de tensão do sistema. Para as simulações da rede primária de média tensão (superior a 1 kV), foram selecionadas apenas as barras trifásicas, excluindo-se as barras da subestação e as secundárias associadas a transformadores monofásicos. Essa escolha justifica-se por representar de forma mais adequada a conexão de geradores distribuídos e usinas fotovoltaicas de maior porte, prática comum em estudos de planejamento e operação. Além disso, a abordagem evita distorções associadas a ramais monofásicos e bifásicos, permitindo avaliar de forma consistente os impactos da geração distribuída sobre os níveis de tensão, perdas técnicas e correntes de curto-circuito, em concordância com abordagens empregadas na literatura para estudos de redes de distribuição com geração fotovoltaica (Freitas, 2019; Moura et al., 2020).

Modelagem computacional

As simulações foram realizadas no software OpenDSS, conforme descrito por Dugan e Montenegro, com automação desenvolvida em Python por meio da biblioteca PyDSSInterface. O OpenDSS foi empregado para modelagem da rede e execução dos estudos de fluxo de potência e curto-circuito, enquanto o Python foi utilizado para automatização dos cenários, processamento dos

resultados e geração das análises gráficas. Os principais comandos e funções utilizados na comunicação entre as duas plataformas são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Funções empregadas na automação das simulações.

Comando	Descrição
dss.text()	Executa comandos OpenDSS via script.
dss.circuit.total_power	Potência ativa e reativa total da subestação.
dss.circuit.losses	Perdas totais do circuito.
dss.bus.pu_voltages	Tensões da barra em valores por unidade (pu).
dss.lines.names	Lista das linhas do sistema.
dss.loads.names	Lista das cargas do circuito.

Fluxograma da metodologia proposta

A Figura 1 apresenta um fluxograma apresentando uma ideia da arquitetura computacional desenvolvida para automatização dos estudos realizados. Inicialmente, o sistema IEEE 123 barras é carregado e resolvido em condição de operação normal, estabelecendo o caso base de referência. Em seguida, são executadas rotinas automáticas para identificação das barras candidatas à inserção de geração fotovoltaica e aplicação dos curtos-circuitos trifásicos. Com base nessas definições, são construídos os cenários de simulação contemplando a rede base, a rede com geração fotovoltaica, a rede com curto-circuito e a rede com geração fotovoltaica associada ao curto-circuito. Para cada cenário, o OpenDSS realiza os cálculos elétricos e os resultados são processados em Python para extração das grandezas de interesse e geração das análises apresentadas neste trabalho.

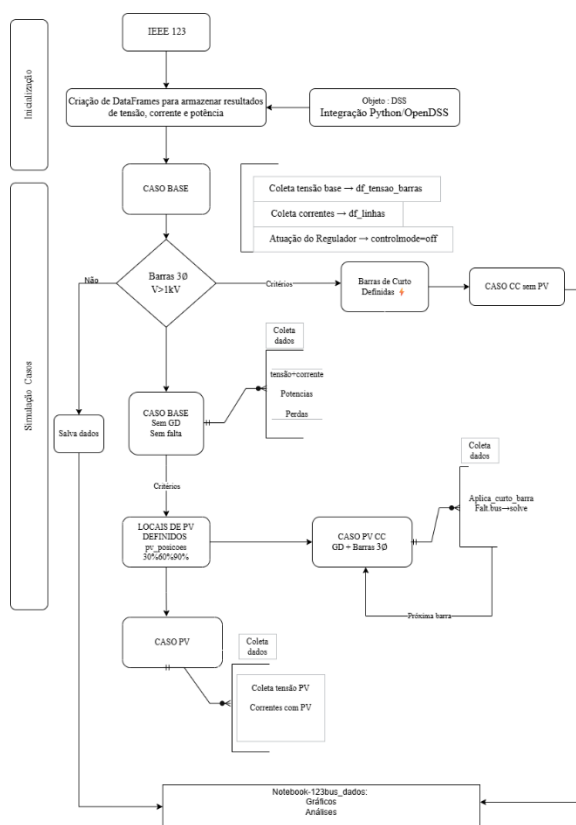


Figura 1. Arquitetura do código desenvolvido.

Definição dos cenários de simulação

A Figura 2 apresenta a topologia do sistema IEEE 123 barras utilizado neste estudo, destacando os pontos de inserção da geração fotovoltaica e os pontos selecionados para aplicação das faltas trifásicas. Para os estudos de curto-circuito, foram selecionadas barras trifásicas representativas de diferentes condições do alimentador, incluindo regiões próximas e distantes da subestação, barras com menores níveis de tensão, maiores carregamentos e barras adjacentes a reguladores de tensão. Para a alocação da geração fotovoltaica, foram priorizadas barras distribuídas ao longo do alimentador, localizadas antes e após os pontos de falta e em regiões mais afastadas da subestação, buscando representar diferentes condições de suporte de tensão e fluxo de potência.

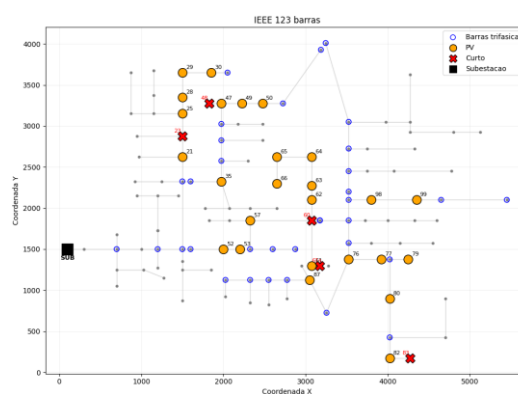


Figura 2. Barras selecionadas para inserção de FV e análise de curto-circuito na rede IEEE 123 barras.

Os quatro casos foram definidos de forma a permitir comparações sistemáticas entre si. O Caso 0 corresponde à operação normal da rede sem geração distribuída ou perturbações, servindo como referência para as demais análises. O Caso 1 considera a aplicação de faltas trifásicas nos pontos selecionados. O Caso 2 contempla a inserção da geração fotovoltaica sem aplicação de faltas. Por fim, o Caso 3 combina a presença da geração fotovoltaica com a ocorrência das mesmas faltas analisadas no Caso 1, permitindo avaliar a influência da GD sobre o comportamento elétrico da rede em condições normais e sob contingência.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção são apresentados e discutidos os principais resultados obtidos para os cenários analisados, considerando o comportamento da rede no caso base e após a inserção da geração fotovoltaica, com ênfase nos níveis de tensão, correntes de curto-circuito e perdas técnicas.

Perfil de tensão e atuação do regulador

A Figura 3 apresenta a topologia do sistema IEEE 123 barras com o perfil de tensão do caso base, classificado em três faixas: $V > 1,02$ pu (azul), $1,00 \leq V \leq 1,02$ pu (verde) e $V < 1,00$ pu (vermelho). Observa-se que parcela significativa das barras opera abaixo de 1,00 pu, concentrada nas regiões mais afastadas da subestação e nas ramificações laterais do alimentador, onde o acúmulo de quedas de tensão ao longo do percurso é mais pronunciado. Nenhuma barra viola o limite inferior estabelecido pelo PRODIST (0,93 pu), indicando operação dentro dos limites regulatórios no caso base.

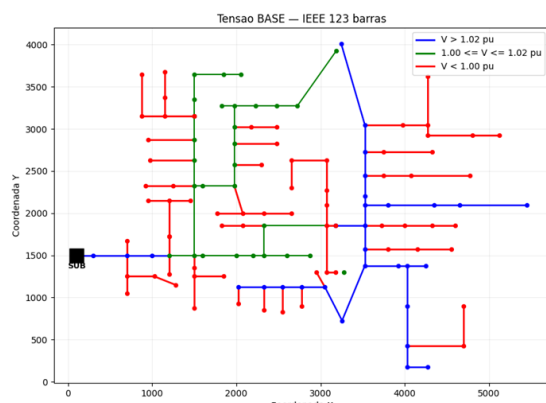


Figura 3. Distribuição dos níveis de tensão no sistema IEEE 123 barras para o caso base

Com a inserção da geração fotovoltaica, observou-se elevação do perfil de tensão em relação ao caso base, decorrente da injeção local de potência ativa nas barras de alocação. Nos cenários com regulador ativo, os níveis de tensão permaneceram dentro da faixa operacional do PRODIST em todos os pontos da rede, sem violação do limite superior de 1,05 pu. No cenário sem regulador e com GD, a geração distribuída compensou parcialmente a ausência do controle de tensão, sustentando os níveis em patamares superiores ao cenário sem regulador e sem GD, embora com maior dispersão entre barras.

Fluxo de potência e perdas técnicas

A inserção da geração fotovoltaica reduziu a potência ativa fornecida pela subestação em todos os níveis de penetração analisados, evidenciando o atendimento crescente da demanda local pelos sistemas FV. As reduções foram de 30,25%, 60,04% e 89,47% para os níveis de 30%, 60% e 90% de penetração, respectivamente, em relação ao caso base de 3.615,24 kW. Nos cenários simulados, não se verificou inversão do sentido do fluxo de potência nas linhas do alimentador, o que indica que, nas condições adotadas, a geração local não superou a demanda em nenhum trecho da rede.

O gráfico 1 apresenta como a corrente elétrica em trechos selecionados do alimentador se comporta nos quatro cenários simulados. Foram observados os principais condutores de saída da subestação, por onde passa a maior parte da energia do sistema, e os condutores próximos ao regulador de tensão, equipamento responsável por manter a tensão dentro de limites adequados. Os resultados mostram que, conforme aumenta a participação da geração fotovoltaica, a corrente nesses trechos diminui progressivamente, chegando a valores inferiores a 30% do caso original nos condutores principais quando a penetração atinge 90%. Esse resultado mostra que a energia gerada localmente reduz a

necessidade de transporte de energia desde a subestação, o que está diretamente relacionado à redução de perdas observada anteriormente.

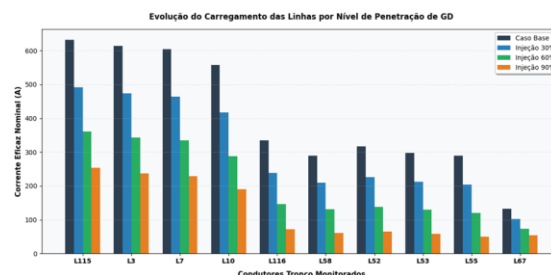


Gráfico 1. Correntes nas linhas mais impactadas pela inserção de geração fotovoltaica.

Impacto nos níveis de curto-circuito

A inserção de geração fotovoltaica alterou as correntes de curto-circuito em relação ao caso base, com variações distintas conforme a localização do ponto de falta. A Tabela 2 apresenta os valores de Icc para os cinco pontos de falta simulados, com e sem GD, e a variação percentual correspondente.

Tabela 2. Resultados de curto-circuito.

Barra	Critério	Icc Base (A)	Icc GD (A)	$\Delta\%$
23	Extrema início	7.901,8	7.613,1	-3,65
61s	Transformador XFM1	5.301,1	9.514,6	+79,4
83	Menor tensão	3.421,1	3.672,7	+7,35
48	Maior carga	5.509,9	5.736,6	+4,11
60	Próx. regulador	6.218,6	5.800,3	-6,73

Os resultados mostram que a presença de GD pode tanto elevar quanto reduzir os níveis de curto-circuito, dependendo da posição elétrica do ponto de falta em relação aos sistemas fotovoltaicos. O aumento de +79,49% observado na barra 61s exemplifica o risco de perda de seletividade entre dispositivos de proteção dimensionados para o caso base, enquanto a redução de -3,65% na barra 23 ilustra o risco oposto — diminuição da sensibilidade de detecção, fenômeno apontado na literatura como contribuinte para retardos na atuação da proteção (Freitas, 2019). Esses resultados indicam que a magnitude e o sentido da variação da corrente de curto-circuito dependem do posicionamento elétrico dos sistemas fotovoltaicos em relação ao ponto de falta, o que pode representar implicações para os dispositivos de proteção dimensionados com base no caso base sem GD.



CONCLUSÃO

Os resultados mostraram que os impactos da geração fotovoltaica distribuída não ocorrem de forma uniforme na rede, variando conforme o aspecto analisado. A análise de tensão e perdas indicou comportamento predominantemente favorável, com redução progressiva das perdas técnicas conforme o aumento da penetração, atingindo 81% no cenário de maior inserção. Já a análise de curto-circuito, que demandou maior aprofundamento, mostrou variações na corrente de falta dependentes da posição elétrica da geração em relação ao ponto analisado, evidenciando que o posicionamento da GD é determinante para o tipo de impacto observado. Como estudos futuros, indica-se a investigação mais detalhada da atuação do regulador de tensão e a ampliação do número de pontos de curto-circuito analisados.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.

Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>. Acesso em: 25 maio 2026.

ALMEIDA NETO, J.C.S. Políticas públicas e modelamento da microgeração fotovoltaica distribuída no cenário brasileiro. Tese (Doutorado em Ciências), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

DUGAN, R.C.; MONTENEGRO, D. Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, USA, 2021.

FREITAS, P.R.R. Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

IEEE DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS SUBCOMMITTEE. IEEE 123 Node Test Feeder. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 12 maio 2026.

MOURA, A.P.; MOURA, A.A.F.; ROCHA, E.P. Engenharia de sistemas de potência: modelos computacionais para fluxo de carga trifásico, fluxo de potência continuado e equivalentes externos. Imprensa Universitária, Fortaleza, 2020.

PHAM, T.D.; NGUYEN, T.T.; KIEN, L.C. Optimal Placement of Photovoltaic Distributed Generation Units in Radial Unbalanced Distribution Systems Using MATLAB and OpenDSS-Based Cosimulation and a Proposed Metaheuristic

Algorithm. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2022.

SIFFERT, N.; ROCHA, K. As energias renováveis variáveis e os novos desafios da integração e regulação do setor elétrico. *Radar*, n. 81, p. 24–29, 2026.

WANG, Y.; HUANG, Y.; ZHANG, S.; JIANG, A.; WANG, Y.; DINAVAH, V.; LIANG, J. PV Hosting Capacity Assessment of Storage-Integrated Distribution Systems With Constrained PV Curtailment and Load Shedding Under Fault Conditions. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, aceito para publicação, 2026.