



Ajuste da contribuição reativa de inversores fotovoltaicos para mitigação de perdas técnicas em redes de distribuição sob presença de geração distribuída

Adjustment of photovoltaic inverter reactive power contribution to mitigate technical losses in distribution networks with distributed generation

Wendell Azevedo da Silva^{1,*}, Samir Camil Yazbek Salame¹, Luis Carlos Macedo Blasques²

¹ Aluno do Curso de Engenharia Elétrica e membro do Grupo de Estudos Estratégicos em Energia Elétrica, Instituto Federal do Pará - IFPA

² Professor do Curso de Engenharia Elétrica e Coordenador do Grupo de Estudos Estratégicos em Energia Elétrica, Instituto Federal do Pará - IFPA

*Autor para correspondência, E-mail: wendellazevedo13@gmail.com

Received: 13 June 2028 | Accepted: 30 August 2026 | Published online: 02 September 2026

Resumo: Este artigo propõe uma metodologia e apresenta resultados de simulações para o ajuste da contribuição reativa de inversores de tensão de sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição. O estudo, desenvolvido em ambiente MATPOWER/MATLAB, parte da caracterização elétrica de um conjunto amostral de barras do sistema IEEE 33 barras, identificando seus fatores de potência originais, predominantemente indutivos. O objetivo central é demonstrar como o ajuste da potência reativa do inversor, a partir de uma estratégia de controle de fator de potência, permite que o sistema fotovoltaico contribua simultaneamente com a injeção de energia ativa e com a compensação do consumo de reativos da carga local. Através de simulações com adição de sistemas fotovoltaicos a nove barras distintas, quantificam-se as potências ativa e reativa máximas injetáveis, evidenciando as limitações e potencialidades do uso de inversores fotovoltaicos como dispositivos de compensação de reativos. Os resultados demonstram redução de mais de 60% nas perdas ativas e mais de 80% nas perdas reativas com a operação dos inversores como fornecedores de energia reativa, além de elevação dos perfis de tensão nas barras críticas de mínimos de 0,91 pu para patamares entre 0,98 e 0,99 pu.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos; Geração Distribuída; Potência Reativa; Perdas Técnicas; Redes de Distribuição.

Abstract: This paper proposes a methodology and presents simulation results for adjusting the reactive power contribution of voltage-source inverters in photovoltaic (PV) systems connected to distribution networks. The study, developed in the MATPOWER/MATLAB environment, is based on the electrical characterization of a sample set of buses from the IEEE 33-bus system, identifying their original power factors, predominantly inductive. The main objective is to demonstrate how reactive power adjustment through a power factor control strategy enables PV systems to simultaneously inject active power and compensate the local load reactive power demand. Simulations incorporating photovoltaic systems at nine different buses quantify the maximum injectable active and reactive power, highlighting both the limitations and potential of using PV inverters as reactive power compensation devices. Results show a reduction of over 60% in active power losses and over 80% in reactive power losses when inverters operate as reactive power sources, along with an increase in voltage profiles at critical buses from minimum values of 0.91 pu to levels between 0.98 and 0.99 pu.

Keywords: Photovoltaic Systems; Distributed Generation; Reactive Power; Technical Losses; Distribution Networks.

1 Introdução

A expansão contínua da Geração Distribuída (GD), especialmente por meio da fonte solar fotovoltaica, tem transformado o paradigma de operação das redes elétricas modernas. O que antes era visto apenas como

uma fonte de injeção de energia ativa, hoje, graças aos avanços na eletrônica de potência, assume um papel crucial na gestão da qualidade de energia e no suporte à rede elétrica (*ancillary services*).

A discussão sobre GD com fontes renováveis costuma ser associada principalmente à diversificação da matriz energética e à redução de emissões, mas seus impactos técnicos sobre as redes de distribuição são igualmente relevantes. Entre esses impactos, destacam-se as alterações nos fluxos de potência, na utilização da infraestrutura existente e, principalmente, no comportamento das perdas técnicas. Keane e O'Malley (2010) mostram que a inserção de GD modifica de forma significativa a circulação de potência ao longo dos alimentadores, afetando diretamente as correntes e, por consequência, as perdas elétricas. Assim, avaliar a geração fotovoltaica apenas pelo volume de energia produzido é insuficiente; é necessário entender como essa energia circula na rede e que consequências isso traz para a eficiência do sistema.

As perdas técnicas representam um dos principais fatores de ineficiência dos sistemas elétricos de potência. Elas correspondem à parcela da energia que é desperdiçada ou absorvida pela linha, devido aos efeitos elétricos ao longo da rede, principalmente na forma de calor nos condutores. Em sistemas tradicionais, essas perdas estão fortemente ligadas ao nível de carregamento, ao fator de potência das cargas e às características físicas dos alimentadores (Nascimento et al., 2019). Com a inserção da GD, esse cenário se torna mais complexo, pois os pontos de injeção de potência se multiplicam e os fluxos deixam de seguir um único sentido, exigindo novas formas de análise do comportamento das perdas.

Em sistemas de potência, a análise precisa das características da carga é o passo fundamental para qualquer projeto de expansão ou integração. O perfil de consumo, definido pelas potências ativa (P) e reativa (Q), determina o fator de potência (FP) na barra, um indicador vital da eficiência energética e da estabilidade da tensão local. Cargas com baixo fator de potência exigem maior fluxo de corrente para realizar o mesmo trabalho, aumentando as perdas técnicas e exigindo compensação reativa.

Nesse novo contexto, a geração distribuída fotovoltaica (GDFV) passa a ter um papel ambíguo em relação às perdas. Por um lado, ao produzir energia próxima às cargas, ela pode reduzir a corrente que percorre longos trechos do alimentador, diminuindo as perdas por efeito Joule (Iantoc et al., 2019); por outro, se mal localizada ou superdimensionada, pode gerar fluxos internos desnecessários, aumentar correntes em certos trechos e elevar novamente as perdas (Wang et al., 2015). Isso mostra que a relação entre GDFV e perdas técnicas não é trivial, dependendo de fatores como localização, potência instalada, perfil de carga e forma de operação dos inversores.

O presente artigo propõe uma metodologia sistemática para ajuste da injeção de potência reativa por inversores em GDFV, visando ao controle do fluxo reativo e à redução de perdas em redes de distribuição, utilizando dados padronizados de sistemas de potência (formato MATPOWER). O estudo parte da caracterização elétrica de um conjunto amostral de barras, identificando seus fatores de potência originais, predominantemente indutivos. Diferente da abordagem tradicional, que prioriza apenas a injeção de potência ativa (fator de potência unitário), explora-se a capacidade dos inversores modernos de operar com fatores de potência ajustáveis.

O objetivo central é demonstrar como o ajuste da potência aparente (S) do inversor, aliado a uma estratégia de controle de FP , permite que o sistema fotovoltaico contribua simultaneamente com a injeção de energia ativa e com a mitigação do excedente reativo em circulação nas redes elétricas. Através de simulações numéricas aplicadas a um sistema elétrico hipotético, quantificam-se as potências ativa e reativa máximas injetáveis, evidenciando as limitações e potencialidades do uso de inversores fotovoltaicos como dispositivos de compensação de reativos em cenários de cargas de grande porte.

Dessa forma, estudar o impacto da GDFV sobre as perdas técnicas é fundamental para que a expansão dessa fonte ocorra de maneira tecnicamente eficiente. É preciso saber como essa geração altera o uso da rede existente, se contribui para reduzir desperdícios energéticos ou se cria fontes de ineficiência. Trabalhos como os de Nascimento et al. (2019) e Cortez, Broma e Magwili (2022) mostram que decisões inadequadas de localização e dimensionamento podem anular os benefícios esperados da GD, reforçando a necessidade de análises detalhadas para orientar o planejamento moderno das redes de distribuição.

Para alcançar os objetivos do trabalho deve-se analisar o impacto operacional da integração de GDFV em redes de distribuição de média tensão, propondo uma estratégia de ajuste operacional de inversores que priorize não apenas o balanço energético ativo, mas também a mitigação de perdas e a regulação de tensão através da injeção controlada de potência reativa. Para tal, este trabalho se propõe a:

- a) Determinar, a partir da potência aparente nominal dos inversores, uma relação P – Q que concilie o aproveitamento da geração ativa com a disponibilidade de capacidade do inversor para injeção de potência reativa.

- b) Desenvolver uma estratégia de ajuste do FP na qual o inversor reproduza, de forma espelhada (capacitiva), o fator de potência da carga, maximizando a compensação local sem violar os limites térmicos do equipamento.
- c) Simular o fluxo de potência, por meio do método do somatório de potências, em ambiente computacional MATPOWER, a fim de quantificar comparativamente os ganhos nos níveis de tensão (V_{pu}) e a redução das perdas técnicas totais, ativas (P_{loss}) e reativas (Q_{loss}), antes e após a inserção da GDFV.

Nesta análise, o termo Q_{loss} é designado de maneira simplificada como “perda reativa”, para definir a potência reativa líquida absorvida pela rede, decorrente sobretudo da reatância das linhas. Embora não se trate de uma dissipação térmica de energia, essa grandeza reflete a demanda reativa adicional do sistema e sua influência sobre as correntes e as perdas ativas. Assim, a redução de Q_{loss} sinaliza uma menor circulação de reativos pelo alimentador, resultando na diminuição da corrente total nos condutores e, por conseguinte, na mitigação das perdas por efeito Joule. As Eqs. 1 e 2 apresentam os cálculos de P_{loss} e Q_{loss} , respectivamente.

$$P_{loss} = \sum R \cdot I^2 \quad (1)$$

$$Q_{loss} \approx \sum X \cdot I^2 \quad (2)$$

Sendo R e X a resistência e a reatância da linha, respectivamente, e I a corrente que circula por ela.

2 Os impactos das perdas em um sistema de distribuição

A eficiência das redes de distribuição de energia elétrica enfrenta um grande obstáculo técnico e econômico relacionado ao fluxo de potência reativa. Embora a energia reativa seja indispensável para a adequada operação do sistema elétrico e de suas cargas, o seu trânsito excessivo pelas linhas de transmissão gera uma cadeia de ineficiências.

O problema central reside no fato de que a corrente elétrica total que circula pelos condutores da rede para permitir o transporte dessa energia reativa é elevada. A matriz de produção de energia elétrica no Brasil apresenta o predomínio de grandes empreendimentos, que normalmente se localizam distantes dos centros de consumo, tornando necessária a construção de extensos sistemas de transmissão e distribuição, o que naturalmente faz com que os níveis de perdas sejam consideráveis. Segundo dados da ANEEL (BRASIL, 2025), estima-se que as perdas técnicas médias em redes de distribuição sejam da ordem de 7,4% em todo o Brasil, conforme ilustrado na Figura 1.

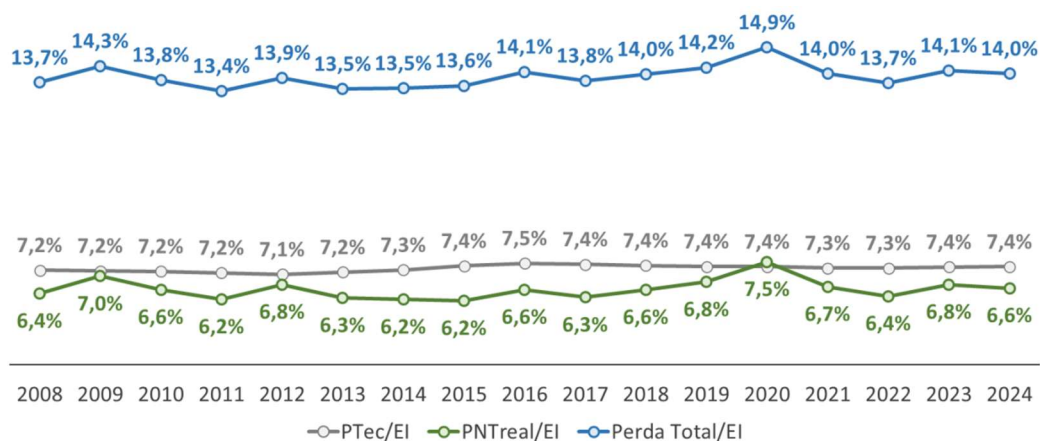


Figura 1. Evolução das perdas técnicas (cinza) e totais (azul) nas distribuidoras de energia. Fonte: BRASIL (2025).

Se somado às perdas ativas por efeito Joule, o aumento da corrente associado ao fornecimento de potência reativa intensifica as perdas na rede. Embora não represente energia consumida, a potência reativa eleva as correntes e, conseqüentemente, as perdas ativas, reduzindo a eficiência do sistema.

A relação entre geração distribuída e perdas técnicas tem sido amplamente discutida na literatura, principalmente no contexto de redes radiais. Estudos mostram que a injeção de potência ativa próxima aos centros de carga reduz a corrente que percorre longos trechos do alimentador, o que leva diretamente à diminuição das perdas. Iantoc et al. (2019) demonstram, a partir de simulações no sistema IEEE 33 barras,

que a inserção de unidades de geração distribuída não apenas melhora o perfil de tensão, mas também reduz de forma consistente as perdas do sistema, desde que a localização seja escolhida de maneira adequada.

Além do desperdício térmico, o fluxo descontrolado de reativos causa a subutilização da infraestrutura instalada. Transformadores e cabos possuem limites nominais de operação (em kVA); quando parte significativa dessa capacidade é tomada pela circulação de energia reativa, resta menos capacidade disponível para a transmissão de energia ativa. Isso cria uma situação paradoxal onde o sistema pode estar operando no seu limite de corrente, exigindo investimentos em cabos de seção maior e transformadores maiores, mesmo que a energia útil entregue esteja bem abaixo do seu valor máximo possível.

Entretanto, o efeito da geração distribuída sobre as perdas não é sempre positivo. Instalações mal localizadas ou superdimensionadas podem provocar aumento de fluxos de potência além do esperado, elevando as correntes em trechos além dos seus limites e, conseqüentemente, aumentando as perdas. Cortez, Broma e Magwili (2022) analisam esse comportamento ao estudar a alocação ótima de geração solar e eólica em um sistema radial de 33 barras. Os resultados indicam que configurações não otimizadas podem inclusive piorar o desempenho elétrico, enquanto a aplicação de técnicas de otimização, como o algoritmo de enxame de partículas, permite reduzir as perdas totais quando comparado ao sistema sem geração distribuída.

Em sistemas de GDFV operando com fator de potência unitário, os inversores injetam exclusivamente potência ativa, o que tende a reduzir as perdas ao diminuir o fluxo de potência proveniente da subestação. Entretanto, permanece a necessidade de suprimento de potência reativa pelas fontes convencionais, mantendo a circulação de corrente reativa ao longo do alimentador e, conseqüentemente, as perdas associadas. Ao operar com fator de potência não unitário, os inversores passam a fornecer (ou absorver) potência reativa, podendo compensar localmente a demanda e reduzir o fluxo de potência reativa na rede. Essa redução resulta em menor corrente total circulando nos condutores e, portanto, diminuição adicional das perdas ativas. Contudo, caso a compensação reativa não seja devidamente coordenada com o perfil de carga, podem surgir fluxos reversos de potência reativa, comprometendo o fator de potência global e a eficiência do sistema.

Um fator determinante na operação de redes com GD é a variabilidade temporal da geração, característica intrínseca da fonte solar fotovoltaica, que impõe uma oscilação dinâmica nas perdas elétricas ao longo do dia. Em cenários de elevada geração e baixa demanda local, a ocorrência de fluxos reversos altera a direção das correntes, redistribuindo o perfil de perdas no alimentador. Nesse contexto, Wang, Gao e Zou (2015) demonstram que a integração de recursos energéticos distribuídos modifica a configuração dos fluxos de potência na rede de distribuição, impactando não apenas os perfis de tensão, mas também a magnitude das perdas nas linhas, cuja variação depende diretamente da localização e da capacidade instalada da geração.

Dessa forma, a literatura técnica converge para a premissa de que a geração distribuída atua como uma ferramenta eficaz na redução de perdas, desde que sua integração seja otimizada. Trabalhos como os de Cortez et al. (2022) e Iantoc et al. (2019) evidenciam que a definição dos pontos de conexão e o dimensionamento da potência instalada devem ser abordados como problemas de planejamento e otimização da rede. Enquanto Cortez et al. (2022) utilizam algoritmos como o de enxame de partículas para minimizar perdas e melhorar o perfil de tensão, Iantoc et al. (2019) reforçam que essa alocação estratégica é fundamental para garantir a estabilidade de tensão do sistema, transformando o que seria uma decisão individual do consumidor em um elemento chave para o desempenho global do alimentador.

3 Metodologia

O desenvolvimento deste trabalho fundamenta-se em uma abordagem quantitativa e simulação computacional, estruturada em quatro etapas sequenciais descritas a seguir.

3.1 Etapa I: Sistema e seleção amostral

O objeto de estudo é um sistema de distribuição radial de 33 barras (baseado no IEEE 33-bus test system), operando em 12,66 kV. Os dados originais de barras e de linhas da rede são apresentados na Tabela 1. Todos estes dados foram mantidos no desenvolvimento do presente trabalho, com a inserção da geração distribuída fotovoltaica como única alteração, conforme explicado mais à frente.

Tabela 1. Dados de barra e de linha do sistema objeto do estudo.

Bus	Potência Ativa na Barra (kW)	Potência Reativa na Barra (kVAr)	Potência Aparente na Barra (kVA)	Ramais	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
1	3715	2300	4548.55			
2	100	60	116.62	1>2	0.0922	0.0470
3	90	40	98.49	2>3	0.4930	0.2511
4	120	80	144.22	3>4	0.3660	0.1864
5	60	30	67.08	4>5	0.3811	0.1941
6	60	20	63.25	5>6	0.8190	0.7070
7	200	100	223.61	6>7	0.1872	0.6188
8	200	100	223.61	7>8	0.7114	0.2351
9	60	20	63.25	8>9	1.0300	0.7400
10	60	20	63.25	9>10	1.0440	0.7400
11	45	30	54.08	10>11	0.1966	0.0650
12	60	35	69.46	11>12	0.3744	0.1238
13	60	35	69.46	12>13	1.4680	1.1550
14	120	80	144.22	13>14	0.5416	0.7129
15	60	10	60.83	14>15	0.5910	0.5260
16	60	20	63.25	15>16	0.7463	0.5450
17	60	20	63.25	16>17	1.2890	1.7210
18	90	40	98.49	17>18	0.7320	0.5740
19	90	40	98.49	2>19	0.1640	0.1565
20	90	40	98.49	19>20	1.5042	1.3554
21	90	40	98.49	20>21	0.4095	0.4784
22	90	40	98.49	21>22	0.7089	0.9373
23	90	50	102.96	3>23	0.4512	0.3083
24	420	200	465.19	23>24	0.8980	0.7091
25	420	200	465.19	24>25	0.8960	0.7011
26	60	25	65.00	6>26	0.2030	0.1034
27	60	25	65.00	26>27	0.2842	0.1447
28	60	20	63.25	27>28	1.0590	0.9337
29	120	70	138.92	28>29	0.8042	0.7006
30	200	600	632.46	29>30	0.5075	0.2585
31	150	70	165.53	30>31	0.9744	0.9630
32	210	100	232.59	31>32	0.3105	0.3619
33	60	40	72.11	32>33	0.3410	0.5302

Para a determinação da potência aparente ($S_{d,i}$) em cada barra i , foi utilizada a Eq. 3.

$$S_{d,i} = \sqrt{P_{d,i}^2 + Q_{d,i}^2}, \quad (3)$$

sendo $P_{d,i}$ e $Q_{d,i}$ as potências ativa e reativa da carga, respectivamente, permitindo a determinação do fator de potência local (FP_{load}).

3.2 Etapa II: Injeção de potência nas barras

Para a análise de sensibilidade, foi realizada uma amostragem aleatória simples de 9 barras de carga ($n=9$), excluindo-se a barra de referência, para receberem injeção de potência fotovoltaica. A determinação desta potência fotovoltaica injetada baseou-se no próprio carregamento das barras, onde a potência aparente de injeção (S_{inj}) será igual à potência do inversor (S_{inv}), que será igual a duas vezes a potência da barra. Tal valor foi escolhido por representar uma condição crescente de penetração da GDFV, condição em que grande parte dos países do mundo, incluindo o Brasil, já vem experimentando.

3.3 Etapa III: Seleção do inversor e estratégia de ajuste de reativos

Diferente da abordagem convencional, que determina o inversor estritamente pela potência ativa ($FP=1$), este estudo adota uma estratégia de ajuste onde será manipulado o FP do inversor, de maneira que ele se tornará uma fonte P-Q.

Esta restrição garante que o inversor possua uma capacidade de corrente nominal superior à corrente máxima de geração ativa, criando uma margem operativa para a injeção de potência reativa. Além disso, o FP do inversor é variado, podendo assumir valores iguais a FP_{load} , 0,8 indutivo, 0,9 indutivo, 0,9 capacitivo e 0,8 capacitivo. A estratégia proposta define as referências de injeção de potências ativa e reativa (P_{inj} , Q_{inj}) baseadas na capacidade nominal aparente do inversor (S_{inv}), conforme abaixo.

I. Potência ativa: prioriza-se a sua injeção, limitada pela capacidade do inversor, segundo Eq. 4.

$$P_{inj} = S_{inv} \cdot FP_{load} \quad (4)$$

II. Potência reativa: a capacidade remanescente é utilizada para injetar reativo capacitivo (Q_{inj}), visando compensar o caráter indutivo da carga local, conforme Eq. 5.

$$Q_{inj} = \sqrt{S_{inv}^2 - P_{inj}^2} \quad (5)$$

3.4 Etapa IV: Modelagem e simulação do fluxo de potência

A validação da proposta foi realizada através de simulações de fluxo de carga em regime permanente utilizando o ambiente MATPOWER/MATLAB, versão Student. O algoritmo de solução adotado foi o método do somatório de potências, devido à sua robustez e convergência quadrática para sistemas radiais complexos.

Foram modelados dois cenários distintos para comparação:

- a) Caso Base: sistema operando apenas com as cargas originais, sem geração distribuída.
- b) Caso FV: sistema com GDFV integrada, com inclusão das barras subtraídas, ou somadas no caso da reativa indutiva, das potências P_{inj} e Q_{inj} , que garantem fidelidade a uma situação real de injeção na rede.

Os indicadores de desempenho avaliados são a magnitude da tensão nodal em pu (V_{pu}) e as perdas totais nas linhas.

4 Simulações e resultados

O objeto de estudo das simulações deste trabalho é o sistema radial de 33 barras proposto por Baran e Wu (1989). Esse sistema é amplamente utilizado como *benchmark* na literatura de sistemas de distribuição de energia elétrica, sendo adotado na avaliação de metodologias relacionadas à reconfiguração de redes, alocação de bancos de capacitores e integração de geração distribuída. O trabalho original aborda o problema de reconfiguração de alimentadores em redes radiais, com o objetivo de modificar a topologia do sistema por meio da abertura e fechamento de chaves, visando principalmente à redução das perdas de potência ativa e ao balanceamento de carga entre os alimentadores.

No presente trabalho, cujo foco não é a reconfiguração topológica da rede para minimização de perdas, como no artigo de Baran e Wu, investiga-se o papel da geração fotovoltaica como recurso ativo na operação do sistema. Especificamente, avalia-se a capacidade dos inversores fotovoltaicos de operar sob estratégias de controle do FP, fornecendo suporte de potência reativa de forma coordenada com a demanda local.

Essa abordagem permite a redução dos fluxos de potência reativa ao longo do alimentador, resultando em menores correntes e, conseqüentemente, na redução das perdas ativas, sem comprometer de forma significativa a injeção de potência ativa. Dessa forma, demonstra-se que a geração distribuída pode contribuir para a melhoria do desempenho elétrico da rede, atuando não apenas como fonte de energia, mas também como provedora de suporte operacional.

O fluxo de potência com o método de somatório de potência é simulado na rede elétrica da Figura 2, obtendo-se, assim, os dados do Caso Base, que servirão de comparação com os demais cenários simulados.

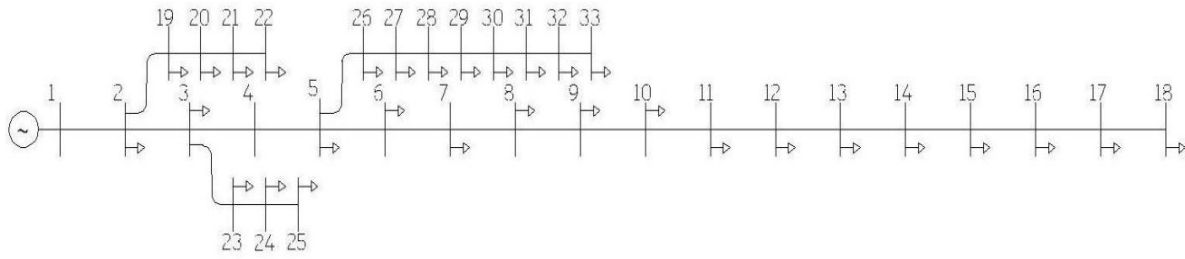


Figura 2. Sistema IEEE 33 barras utilizado nas simulações.

A execução do fluxo de carga no ambiente MATPOWER resulta na atualização da matriz de barras (bus), fornecendo o estado estacionário completo de cada nó da rede. Nesta estrutura, encontram-se disponíveis as magnitudes de tensão (em pu) e os ângulos de fase, dados fundamentais para a análise de qualidade de energia e para a identificação de violações de limites operacionais, como quedas de tensão críticas nas extremidades dos alimentadores.

Complementarmente, as matrizes de ramos e geradores detalham o comportamento do transporte de energia e o balanço de potência. É possível extrair os fluxos de potência ativa e reativa nas extremidades de cada linha, como mostrado na Tabela 1, o que permite o cálculo exato das perdas técnicas ôhmicas por trecho através da diferença entre os fluxos de entrada e saída, além de se obter o total de potência injetada pela barra de referência (subestação) necessária para suprir a demanda total e as perdas do sistema.

A Figura 3 apresenta o perfil de tensão nas 33 barras do sistema considerando-se o Caso Base. Os resultados das simulações revelam quedas de tensão significativas, especialmente nas extremidades dos alimentadores radiais, mais distantes da barra de referência, e em função da demanda reativa das cargas indutivas. As perdas ativas, em um total de 203 kW (5,5% da demanda total), e o fluxo total de energia reativa nas 33 barras do sistema confirmam o impacto causado, na tensão e nas perdas, pelo fluxo excessivo de corrente necessário para suprir a potência reativa das cargas residenciais e comerciais mistas.

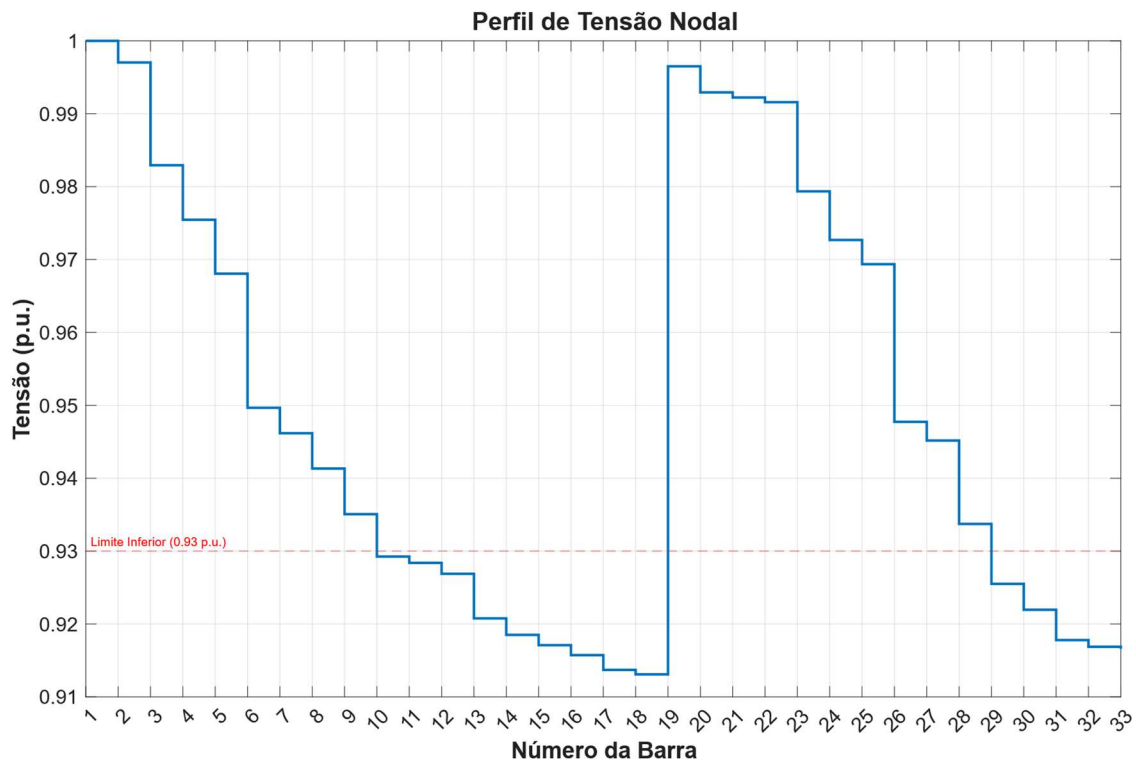


Figura 3. Perfil de tensão do caso base.

Para o estudo da rede com a presença de GDFV foram alocados pontos de geração em 9 barras escolhidas de forma aleatória: barras 7, 9, 10, 13, 14, 23, 28, 29 e 33. A rede com a presença dos pontos de GDFV é apresentada na Figura 4.

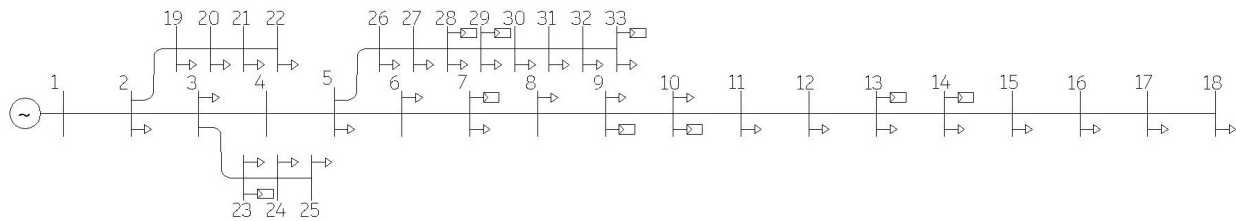


Figura 4. Rede com inserção fotovoltaica nas barras selecionadas.

Após a primeira etapa, de simulação do sistema no Caso Base, sem injeção de potência fotovoltaica, avalia-se como segunda etapa a inserção de GDFV operando com fator de potência unitário, a fim de analisar seus impactos no perfil de tensão e nas perdas da rede. Posteriormente, com o sistema configurado para diferentes modos de operação dos inversores, é realizada a terceira e última etapa, com simulações adicionais considerando distintos fatores de potência (*FPload*, 0,8 indutivo, 0,9 indutivo, 0,9 capacitivo e 0,8 capacitivo), permitindo a comparação dos efeitos sobre o comportamento elétrico da rede. Neste ponto, é importante ressaltar que todos os fatores de potência são considerados fixos em todas as barras, com exceção de *FPload*, que varia para representar o valor exato, capacitivo, do FP indutivo da carga verificado em cada barra.

Com todas as possibilidades das três etapas simuladas, a análise dos resultados baseia-se na comparação entre o cenário de operação original (Caso Base, sem GD) e os cenários com integração de GDFV (Caso FV) sob diferentes configurações de fator de potência do inversor, unitário, indutivo (0,8 e 0,9) e capacitivo (0,8 e 0,9), cujos dados de potência nas barras são apresentados, respectivamente, nas tabelas 2, 3 e 4. Os valores de potência negativos, apresentados entre parênteses nas tabelas, referem-se à potência fotovoltaica injetada no sentido inverso ao fluxo original nas barras.

Tabela 2. Dados de potência de cada barra com injeção fotovoltaica e inversores com ajuste de FP unitário.

Bus	Ajuste FP = 1,00	
	Potência Ativa na Barra (kW)	Potência Reativa na Barra (kVAr)
1	-	-
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200 (-447.21)	100
8	200	100
9	60 (-126.49)	20
10	60 (-126.49)	20
11	45	30
12	60	35
13	60 (-138.92)	35
14	120 (-288.44)	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40

23	90 (-205.91)	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60 (-126.49)	20
29	120 (-277.85)	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60 (-144.22)	40

Tabela 3. Dados de potência de cada barra com injeção fotovoltaica e inversores com ajuste de FP indutivo.

Bus	Ajuste FP = 0,8 Indutivo		Ajuste FP = 0,9 Indutivo	
	Potência Ativa na Barra (kW)	Potência Reativa na Barra (kVAr)	Potência Ativa na Barra (kW)	Potência Reativa na Barra (kVAr)
1	-	-	-	-
2	100	60	100	60
3	90	40	90	40
4	120	80	120	80
5	60	30	60	30
6	60	20	60	20
7	200 (-357.77)	100 (268.33)	200 (-402.49)	100 (194.94)
8	200	100	200	100
9	60 (-101.19)	20 (75.89)	60 (-113.84)	20 (55.14)
10	60 (-101.19)	20 (75.89)	60 (-113.84)	20 (55.14)
11	45	30	45	30
12	60	35	60	35
13	60 (-111.14)	35 (83.35)	60 (-125.03)	35 (60.56)
14	120 (-230.76)	80 (173.07)	120 (-259.60)	80 (125.73)
15	60	10	60	10
16	60	20	60	20
17	60	20	60	20
18	90	40	90	40
19	90	40	90	40
20	90	40	90	40
21	90	40	90	40
22	90	40	90	40
23	90 (-164.73)	50 (123.55)	90 (-185.32)	50 (89.76)
24	420	200	420	200
25	420	200	420	200
26	60	25	60	25
27	60	25	60	25
28	60 (-101.19)	20 (75.89)	60 (-113.84)	20 (55.14)
29	120 (-222.28)	70 (166.71)	120 (-250.06)	70 (121.11)
30	200	600	200	600
31	150	70	150	70

32	210	100	210	100
33	60 (-115.38)	40 (86.53)	60 (-129.80)	40 (62.86)

Os indicadores centrais de resultados são a magnitude da tensão nodal e as perdas técnicas totais no sistema de 33 barras. A Figura 5 apresenta os resultados do perfil de tensão nas barras.

Tabela 4. Dados de potência de cada barra com injeção fotovoltaica e inversores com ajuste de FP capacitivo.

Bus	Ajuste FP = 0,9 Capacitivo		Ajuste FP = 0,8 Capacitivo		Ajuste FP = <i>FPload</i>	
	Potência Ativa na Barra (kW)	Potência Reativa na Barra (kVAr)	Potência Ativa na Barra (kW)	Potência Reativa na Barra (kVAr)	Potência Ativa na Barra (kW)	Potência Reativa na Barra (kVAr)
1	-	-	-	-	-	-
2	100	60	100	60	100	60
3	90	40	90	40	90	40
4	120	80	120	80	120	80
5	60	30	60	30	60	30
6	60	20	60	20	60	20
7	200 (-402.49)	100 (-194.94)	200 (-357.77)	100 (-268.33)	200 (-400)	100 (-200)
8	200	100	200	100	200	100
9	60 (-113.84)	20 (-55.14)	60 (-101.19)	20 (-75.89)	60 (-120)	20 (-40)
10	60 (-113.84)	20 (-55.14)	60 (-101.19)	20 (-75.89)	60 (-120)	20 (-40)
11	45	30	45	30	45	30
12	60	35	60	35	60	35
13	60 (-125.03)	35 (-60.56)	60 (-111.14)	35 (-83.35)	60 (-120)	35 (-70)
14	120 (-259.60)	80 (-125.73)	120 (-230.76)	80 (-173.07)	120 (-240)	80 (-160)
15	60	10	60	10	60	10
16	60	20	60	20	60	20
17	60	20	60	20	60	20
18	90	40	90	40	90	40
19	90	40	90	40	90	40
20	90	40	90	40	90	40
21	90	40	90	40	90	40
22	90	40	90	40	90	40
23	90 (-185.32)	50 (-89.76)	90 (-164.73)	50 (-123.55)	90 (-180)	50 (-100)
24	420	200	420	200	420	200
25	420	200	420	200	420	200
26	60	25	60	25	60	25
27	60	25	60	25	60	25
28	60 (-113.84)	20 (-55.14)	60 (-101.19)	20 (-75.89)	60 (-120)	20 (-40)
29	120 (-250.06)	70 (-121.11)	120 (-222.28)	70 (-166.71)	120 (-240)	70 (-140)
30	200	600	200	600	200	600
31	150	70	150	70	150	70
32	210	100	210	100	210	100
33	60 (-129.80)	40 (-62.86)	60 (-115.38)	40 (-86.53)	60 (-120)	40 (-80)

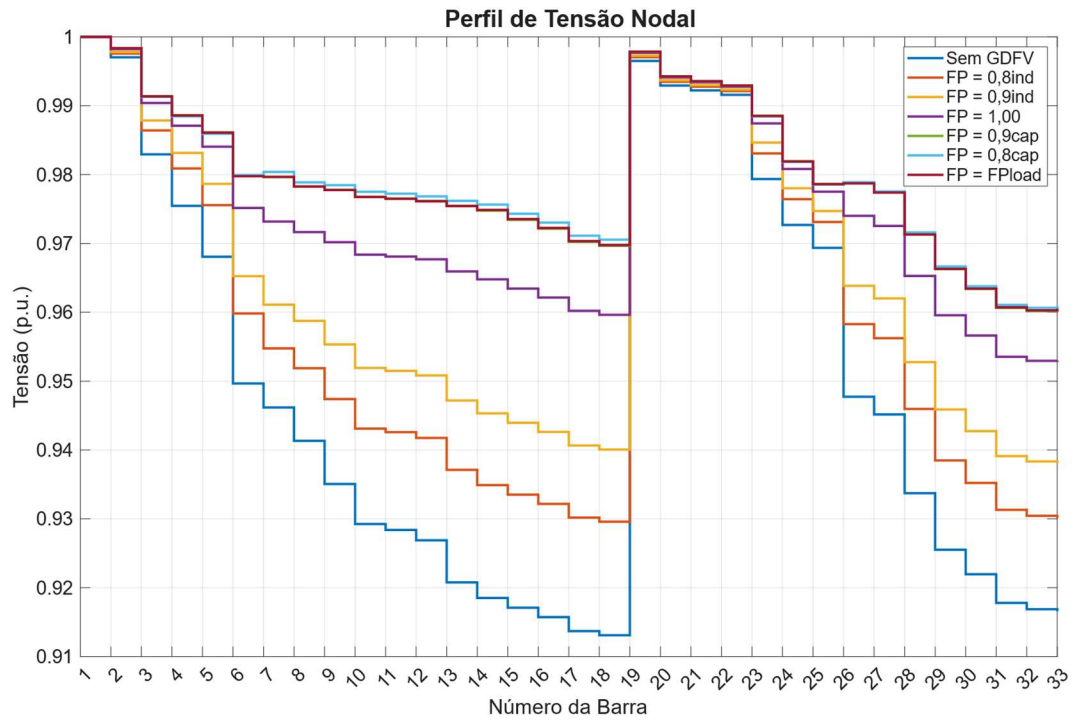


Figura 5. Comparação dos perfis de tensão entre os cenários simulados.

A inserção de sistemas fotovoltaicos operando com FP unitário (apenas injeção de potência ativa) nas barras 7, 9, 10, 13, 14, 23, 28, 29 e 33 resulta em uma redução das perdas técnicas totais. No entanto, com o FP não ajustado, esta configuração não compensa parte do consumo reativo da rede, o que pode levar a uma redução acentuada do fator de potência global nos pontos de conexão, mantendo a necessidade de transporte de energia reativa por toda a rede de distribuição.

Ao ajustar os inversores para operar como fontes P-Q, explorando sua capacidade de corrente nominal remanescente, os resultados demonstram ganhos significativos, apresentados em forma gráfica na Figura 6, e comentados a seguir, para cada faixa de ajuste do FP.

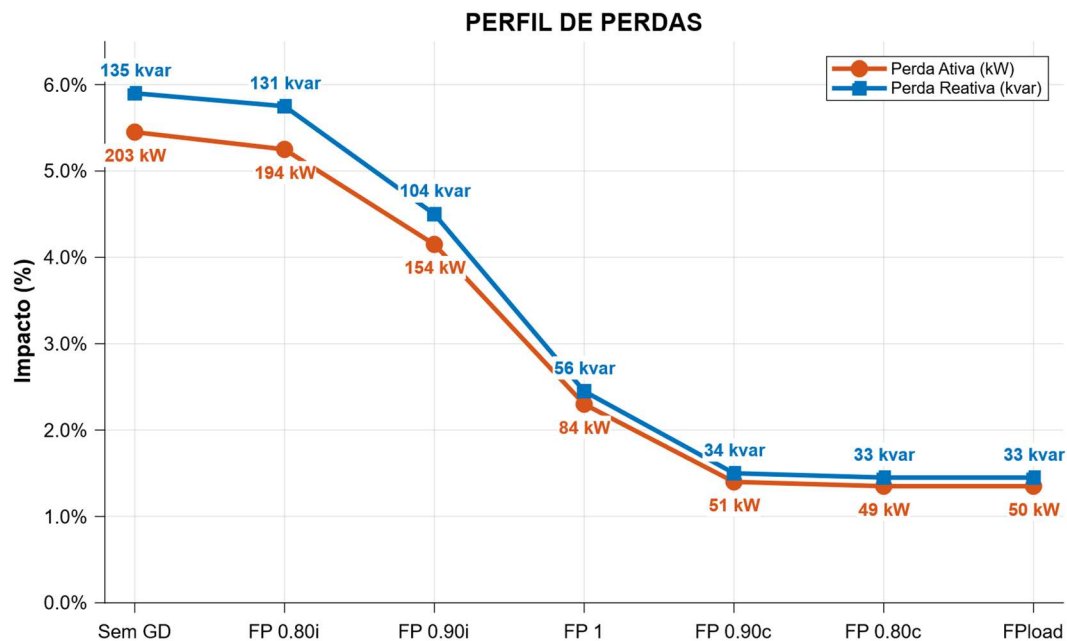


Figura 6. Perfil das perdas técnicas totais na rede para diferentes ajustes de FP do inversor.

Com o FP ajustado para 0,8 a 0,9 indutivo (Tabela 3) e mantendo a mesma configuração de ramais, observa-se que ocorre uma degradação dos indicadores elétricos da rede, comportamento esperado devido ao fato do inversor operar como absorvedor de potência reativa (modo indutivo). Nesse cenário, permanece o afundamento de tensão ao longo do alimentador, embora de forma menos acentuada em razão da simultânea injeção de potência ativa pelos sistemas fotovoltaicos.

O impacto mais significativo, contudo, é verificado no perfil de perdas. Para o ajuste com fator de potência 0,8 indutivo observa-se um aumento das perdas reativas em relação ao caso com geração distribuída operando em fator de potência unitário. Já no ajuste de 0,9 indutivo, a parcela de potência reativa absorvida pelo inversor é reduzida, permitindo maior injeção de potência ativa na rede. Como consequência, há melhora tanto no perfil de tensão quanto no desempenho das perdas, com redução de aproximadamente 25% nas perdas reativas, passando de 135 kVAr para 104 kVAr.

Esses resultados demonstram que, mesmo em sistemas conectados a cargas predominantemente indutivas, a inserção de potência ativa proveniente da geração fotovoltaica pode trazer benefícios operacionais à rede. Embora as perdas ativas não apresentem diferenças expressivas entre os cenários indutivos analisados, ambos ainda resultam em redução em relação ao cenário sem geração distribuída, com diminuição aproximada de 49 kW, equivalente a cerca de 25%.

Com o ajuste do FP do inversor para valores capacitivos (0,8c, 0,9c e *FPload*, Tabela 4) houve melhorias significativas no desempenho elétrico da rede, diferentemente dos cenários com operação indutiva. No ajuste com fator de potência para 0,9 capacitivo observa-se uma ação regulatória efetiva sobre os níveis de tensão, eliminando condições anteriormente classificáveis como precárias segundo o Módulo 8 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição da ANEEL (BRASIL, 2021). Além da melhoria no perfil de tensão, verifica-se uma redução expressiva das perdas totais do sistema.

Em comparação ao cenário com fator de potência unitário, o ajuste em 0,9 capacitivo proporciona redução de aproximadamente 40% tanto nas perdas ativas quanto nas perdas reativas. Para o ajuste em 0,8 capacitivo e *FPload*, muito próximos, os impactos adicionais são menos expressivos, com redução de 1 a 2 kW nas perdas ativas e 1 kVAr nas perdas reativas.

Todos os cenários capacitivos apresentam desempenho superior ao sistema sem penetração de geração distribuída. Quando o fator de potência de injeção é ajustado de forma a compensar a necessidade reativa da carga, observa-se redução aproximada de 181 kW nas perdas ativas, equivalente a cerca de 90% em relação ao Caso Base, além de redução de aproximadamente 100 kVAr nas perdas reativas, correspondente a uma redução de 84%. Adicionalmente, o perfil de tensão também apresenta considerável melhora.

4 Análises gerais dos resultados

No que tange ao perfil de tensão (Figura 5), as simulações demonstram que a injeção coordenada de reativos pelos inversores fotovoltaicos elevou a tensão nas barras críticas de níveis de alerta (0,91 pu) para patamares de excelência (0,98 a 0,99 pu). Este comportamento confirma a eficácia do ajuste local em mitigar tanto a sobretensão (em momentos de alta irradiação e baixa carga) quanto a subtensão, alinhando-se às estratégias propostas por Carvalho et al. (2008), que destacam a superioridade da regulação descentralizada frente aos métodos convencionais centralizados.

Em termos de eficiência energética, observou-se uma redução expressiva nas perdas técnicas totais, com a operação capacitiva reduzindo as perdas ativas em mais de 90% e as reativas em mais de 80% comparado ao caso base (Figura 6). Ao suprir a demanda de reativos localmente (próximo à carga), o sistema deixou de transportar corrente reativa desde a subestação, um fenômeno de otimização de fluxo descrito matematicamente por Farivar et al. (2012), que comprovam que a injeção de potência reativa via inversores é fundamental para liberar capacidade dos condutores.

O método não apenas contribui para a manutenção da estabilidade do sistema, como também possibilita a identificação de falhas de ajuste. Isso ocorre porque os inversores, principais elementos utilizados no estudo para a compensação de perdas, possuem mecanismos próprios de proteção para sua operação integrada à rede, atuando somente dentro de faixas específicas de tensão. Dessa forma, em situações de sobretensão ou subtensão, o inversor tende a interromper sua operação, aumentando a segurança tanto para a estabilidade da rede quanto para a preservação do próprio equipamento.

A validação da metodologia proposta foi realizada utilizando o sistema teste de 33 barras do IEEE, uma rede de distribuição radial com alta relação R/X, característica típica de alimentadores rurais ou suburbanos extensos. A escolha deste sistema é estratégica, pois permite a comparação direta com a literatura clássica de Baran e Wu (1989), que estabeleceram as bases para a análise de fluxo de carga e reconfiguração de redes visando o equilíbrio de carga e minimização de perdas, servindo aqui como o cenário base (caso sem ajuste).

5 Conclusões

Os resultados obtidos neste estudo evidenciam a necessidade de uma mudança de paradigma no setor elétrico, marcada pela transição de uma geração distribuída passiva para uma rede ativa, na qual os recursos distribuídos atuem de forma efetiva na regulação do sistema. Essa transformação envolve não apenas aspectos técnicos, mas também regulatórios, alinhando-se às atualizações normativas internacionais, como a IEEE Std 1547 (IEEE, 2018), que estabelece requisitos de interoperabilidade e de suporte à rede para as fontes de energia distribuída.

Ao assumirem o controle do fluxo de potência reativa, os inversores deixam de atuar apenas como injetores de potência ativa e passam a desempenhar papel estratégico na oferta de serviços ancilares. A capacidade desses equipamentos de contribuir para a regulação de tensão sem a necessidade de instalação de novos bancos de capacitores ou outros ativos de compensação reativa confirma o conceito de “rede inteligente”, discutido por Turitsyn et al. (2011), evidenciando que a infraestrutura já existente pode ser utilizada de forma mais eficiente por meio de ajustes eletrônicos.

Além disso, a viabilidade dessa operação foi reforçada pelas reduções expressivas nas perdas elétricas, indicando que os benefícios econômicos tendem a superar eventuais desgastes dos equipamentos. Pesquisas complementares sobre a vida útil dos inversores, como as conduzidas pelo NREL e apresentadas por Thiagarajan et al. (2019), apontam que, quando corretamente dimensionados, a oferta de potência reativa exerce impacto desprezível na confiabilidade do *hardware*, tornando essa estratégia sustentável no longo prazo.

Cabe salientar que estratégias de ajuste do fator de potência (FP) em inversores, se inadequadamente implementadas, podem ser ineficazes ou até prejudiciais, elevando as perdas elétricas da rede. Tal fenômeno foi evidenciado nas simulações em que os inversores operaram com característica indutiva (absorção de reativo). Especificamente, o ajuste para $FP = 0,8i$ resultou em um desempenho inferior ao Caso Base, devido ao acréscimo no fluxo de corrente total e ao consequente aumento das perdas ôhmicas. Embora previsível sob a ótica da análise de circuitos, essa constatação constitui um alerta crítico para o planejamento operacional, reforçando que a operação indutiva de recursos distribuídos pode comprometer severamente a eficiência energética do alimentador.

Enfim, a mera integração da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) não assegura, por si só, a otimização plena do sistema elétrico. Para que os benefícios sistêmicos sejam maximizados, a inserção dessa fonte deve ser obrigatoriamente coordenada com o controle da potência reativa nos inversores, garantindo que a injeção de potência ativa não resulte em impactos negativos no fluxo de corrente e na regulação de tensão.

Referências bibliográficas

- Baran, ME and Wu, FF (1989) 'Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing', *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 3, p. 1401–1407. <https://doi.org/10.1109/61.31209>
- BRASIL (2021). Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Anexo VIII: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8: Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. Revisão 14. Brasília: ANEEL, (2021/2025)
- BRASIL (2025). Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Relatório: Perdas de Energia Elétrica na Distribuição 2024/2025. Brasília: ANEEL, 2025.
- Carvalho, PMS, Correia, PF and Ferreira, LAFM (2008) 'Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks', *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 2, p. 766–772.
- Chamana, M and Chowdhury, BH (2018) 'Optimal voltage regulation of distribution networks with cascaded voltage regulators in the presence of high PV penetration', *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 2, p. 1427–1436.
- Cortez, LT, Broma, AY and Magwili, GV (2022) 'Optimal placement and sizing of solar and wind distributed generation in IEEE 33-bus system', *IEEE TENCON*, p. 1–6.

- Farivar, M, Clarke, CW, Low, SH and Chandy, KM (2012) 'Inverter VAR control for distribution systems with renewables', IEEE SmartGridComm, p. 457–462.
- Iantoc, V, Ungureanu, S, Grigoras, G and Scarlatache, F (2019) 'Distributed generation impact on losses and voltage profile in electric distribution networks', 2019 International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN), p. 1–6.
- IEEE Std 1547 (2018). Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. New York: IEEE.
- Keane, A and O'Malley, M (2010) 'Optimal distributed generation plant mix with novel loss adjustment factors', IEEE Power Engineering Society General Meeting, p. 1–6.
- Nascimento, CF, Goedtel, A, Mengatto, MF and Frizzo, AF (2019) Analysis of losses in distributed generation systems, Brazilian Journal of Electrical Engineering, v. 15, n. 1, p. 45–58.
- Thiagarajan, S, Agathoklis, P and Mousavi, SA (2019) 'Reliability impacts of reactive power operation on photovoltaic inverters', NREL Technical Report. Golden: NREL.
- Turitsyn, K, Sulc, P, Backhaus, S and Chertkov, M (2011) 'Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators', Proceedings of the IEEE, v. 99, n. 6, p. 1063–1073.
- Wang, Y, Tan, KT, Peng, X and So, PL (2015) 'Coordinated control of distributed energy-storage systems for voltage regulation in distribution networks', IEEE Transactions on Power Delivery, v. 31, n. 3, p. 1132–1141.