

Análise da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição através de um modelo de otimização *

Mariana O. Escarati* Igor D Melo* Vinicius M.R. Diogo*
Matheus P. Antunes*

* Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: mariana.novais@engenharia.ufjf.br, igor.delgado2008@engenharia.ufjf.br, rai.medina@engenharia.ufjf.br).

Abstract: This paper presents a methodology whose main objective is to determine the maximum hosting capacity of distributed generation in three-phase power distribution systems. An optimization problem is formulated aiming to maximize the insertion of distributed generation considering constraints related to voltage magnitudes, unbalance factor, and reverse power flow at the substation. An index is proposed to evaluate the total amount of distributed generation with respect to the nominal load of the network. Tests are conducted using IEEE 33 bus test system to validate, analyse some case studies and to show the versatility and usage of the proposed method.

Resumo: Este artigo apresenta uma metodologia cujo objetivo é determinar a máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas trifásicos de distribuição. Um problema de otimização é formulado almejando-se maximizar a inserção de geração distribuída (GD) considerando restrições relativas às magnitudes de tensões nos barramentos do sistema, fator de desequilíbrio entre fases, e reversão de fluxo na subestação. Um índice é proposto para avaliar a quantidade de inserção de GD em relação à carga nominal do sistema sob análise. Testes são conduzidos usando o sistema IEEE 33 barras com o objetivo de validar, analisar diversos estudos de casos e mostrar a versatilidade e utilidade do método proposto.

Keywords: Hosting Capacity; Distribution systems; Optimization, Power quality; Distributed generation.

Palavras-chaves: Capacidade de Hospedagem; Sistemas de Distribuição; Otimização, Qualidade de Energia; Geração distribuída.

1. INTRODUÇÃO

Com a expectativa de crescimento econômico e demográfico do Brasil, projeta-se um aumento anual de 3,8% do consumo total de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN). Logo, espera-se um aumento significativo da demanda por energia elétrica no país entre 2019 e 2029.

A matriz elétrica brasileira é majoritariamente hidroelétrica e centralizada. Porém, atualmente vem sofrendo mudanças significativas. Além de o país possuir grande potencial para exploração de fontes alternativas, a diminuição nos custos de novas tecnologias e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFRA) vem aumentando sua competitividade econômica e participação no parque gerador (EPE, 2019).

Desde a implantação das Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015 pela ANEEL, consumidores cativos podem produzir sua própria energia elétrica advinda de fontes alternativas. Dessa maneira, as instalações de geração distribuída (GD) aumentam continuamente, com destaque

a geração solar fotovoltaica. Ressalta-se que o Brasil já excedeu 1 Gigawatt de potência instalada em micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2019).

A inserção de GD nos sistemas elétricos fornece várias vantagens como redução de perdas elétricas, melhoria do perfil de tensão, aumento da variabilidade da matriz energética. Entretanto, caso estas fontes sejam inseridas sem o correto planejamento, essas podem resultar em sobretensões em barramentos dos sistemas de média tensão, aumento de desequilíbrio de tensão, problemas de qualidade de energia como aumento de distorções harmônicas e resultar nos denominados fluxos reversos. Esses últimos são responsáveis por queima de equipamentos nas subestações, atuação indevida do sistema de proteção, e desenergização indesejada de circuitos elétricos. Portanto, é extremamente necessário que haja metodologias capazes de analisar o montante máximo de GD que pode ser inserida no sistema sem que a qualidade e o fornecimento de energia sejam comprometidos. Tais metodologias encontram-se inseridas no contexto das pesquisas relacionadas à máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas de distribuição.

* Os autores agradecem o apoio financeiro fornecido pela CAPES, CNPq, FAPEMIG, INERGE.

A Máxima Capacidade de Hospedagem (MCH) é a quantidade de GD que pode ser conectada a um sistema elétrico de distribuição sem que ocorram sobretensões, distorções harmônicas ou desvios de frequência acima de valores limites estabelecidos por normas (Braga et al., 2018) (Bollen and Rönnberg, 2017).

Em (Mulenga et al., 2020) é apresentada uma revisão sobre os métodos determinístico, estocástico e séries temporais para obtenção da capacidade de hospedagem de geração solar fotovoltaica em sistemas de distribuição de baixa tensão. Apesar de os três métodos, encontrados na literatura, apresentarem-se fundamentalmente diferentes, consideram o aumento das magnitudes da tensão como principais fenômenos do estudo. Os três métodos discutidos de maneira geral são resumidamente explanados a seguir:

- Determinísticos: são baseados em algoritmos que fornecem uma resposta única e exata para um determinado cenário ou estudo de caso. São propostas formulações de problemas de otimização e fluxo de potência entre outros;
- Estocásticos: são determinados à partir de uma abordagem estatística de resultados supondo variações de carga ao longo de um período e tempo representadas por distribuições estatísticas como o modelo gaussiano por exemplo. Neste caso, é avaliado de maneira estatística quais limites são violados em um sistema de distribuição supondo diversos cenários hipotéticos criados de maneira aleatória ou através de testes de Monte Carlo;
- Séries temporais: são usadas para avaliar a máxima capacidade de hospedagem no sistema em instantes de tempo supondo conhecidas curva de carga do sistema e da geração distribuída a ser inserida.

Os resultados da pesquisa em (Lee et al., 2020) apontam que o controle automático de subestações pode permitir o aumento da capacidade de hospedagem no sistema de distribuição sem a necessidade de melhorias da infraestrutura da rede, além de contribuir na redução de emissão dos gases do efeito estufa.

O artigo (Duong et al., 2019) utiliza os sistemas teste IEEE 33 e 69 para o estudo de localização e dimensionamento ideais para unidades de geração solar fotovoltaica a partir de otimização baseada em biogeografia, visando salientar benefícios como melhoria na qualidade de energia e perfil de tensão quando há um dimensionamento correto, e malefícios como distorções harmônicas e perda de energia quando o mesmo se encontra incorreto. Seus resultados são comparados com algoritmo genético, otimização de exame de partículas e colônias de abelhas artificiais.

A inserção de geração distribuída na rede elétrica pode resultar no aumento de distorções harmônicas, já que contém dispositivos não lineares utilizados para integração com a rede. O estudo de caso realizado em (Santos and Issa, 2014) avalia uma metodologia para determinação da capacidade de hospedagem onde o limitante para a qualidade de energia são as distorções harmônicas.

Já em (de Oliveira et al., 2018) são realizadas simulações a partir de dados experimentais coletados em campo para estudos de capacidade de hospedagem de sistemas

de distribuição, abordando seus efeitos em relação às distorções harmônicas.

O uso de baterias vem sendo considerado como uma boa alternativa para armazenamento de energia nas redes de distribuição, produzida por sistemas solares fotovoltaicos. Para isso, condições como o nível de inserção de geração distribuída devem ser levadas em consideração. Dessa forma, no artigo (Akagi et al., 2020) é proposto um método de controle e planejamento multiuso para determinação de local e tipo de BESS (*Battery Energy Storage System*) adequados dependendo do nível de penetração na rede.

Este artigo propõe uma formulação baseada em otimização para se estabelecer a MCH considerando restrições de magnitudes de tensão, desequilíbrio e reversão de fluxo. Além disso, é proposto um índice para o cálculo de MCH para redes trifásicas desequilibradas. Testes são conduzidos no sistema IEEE 33 barras no intuito de validar a aplicabilidade da metodologia.

2. METODOLOGIA

O método proposto baseia-se na modelagem de um problema de otimização, em que a função objetivo (1) é maximizada sujeito às (s.a.) restrições (2), (3), (4), (5), (6), (7), (8) e (9).

$$\max \sum_{s \in \{a,b,c\}} \sum_{k=1}^{N_{GD}} I_k^s \quad (1)$$

s.a.

$$P_k^{s,calc} - (P_{g,k}^{s,esp} - P_{l,k}^{s,esp}) = 0 \quad (2)$$

$$Q_k^{s,calc} - (Q_{g,k}^{s,esp} - Q_{l,k}^{s,esp}) = 0 \quad (3)$$

$$V_k^{s,min} \leq V_k^s \leq V_k^{s,max} \quad (4)$$

$$0 \leq \delta_k \leq \delta_k^{max} \quad (5)$$

$$0 \leq P_{g,k}^s \leq P_{g,k}^{s,max} \quad (6)$$

$$Q_{g,k}^{s,min} \leq Q_{g,k}^s \leq Q_{g,k}^{s,max} \quad (7)$$

$$\sum_{k=1}^{N_{GD}} P_{g,k}^s \leq \sum_{k=1}^N P_{l,k}^{s,nom} \quad (8)$$

$$\delta_k = \frac{|\dot{V}_k^{neg}|}{|\dot{V}_k^{pos}|} = \frac{\dot{V}_k^a + \alpha^2 \dot{V}_k^b + \alpha \dot{V}_k^c}{\dot{V}_k^a + \alpha \dot{V}_k^b + \alpha^2 \dot{V}_k^c} \quad (9)$$

s representa as fases a , b e c ;

k denota as barras do sistema;

N_{GD} é o número total de barras com GD;

$P_{g,k}^{s,esp}$ é a potência ativa especificada gerada, em cada barra, por fase;

$Q_{g,k}^{s,esp}$ é a potência reativa especificada gerada, em cada barra, por fase;

$P_{g,k}^{s,calc}$ é a potência ativa calculada gerada, em cada barra, por fase;

$Q_{g,k}^{s,calc}$ é a potência reativa calculada gerada, em cada barra, por fase;

$P_{l,k}^{s,esp}$ é a potência ativa especificada consumida, em cada barra, por fase;

$Q_{g,k}^{s,esp}$ é a potência reativa especificada consumida, em cada barra, por fase;

V_k^s é a tensão em cada barra k , por fase s com seus valores mínimos $V_k^{s,min}$ e máximos $V_k^{s,max}$;

$P_{l,k}^{s,nom}$ é a potência ativa demandada nominal, em cada barra, por fase;

N indica o número total de barras do sistema;

α denota o Operador Rotacional $\alpha = 1 \angle 120^\circ$;

\tilde{V}_k^{neg} e \tilde{V}_k^{pos} são os fasores de tensão calculados em sequência negativa e positiva;

δ_k é o fator de desequilíbrio calculado para cada barra k do sistema, que varia entre um limite mínimo de zero e um valor máximo δ_k^{max} .

A função objetivo apresentada pela equação (1) maximiza a quantidade de GD no sistema a partir da inserção de corrente I_k^s , em cada barra k e por fase s , de modo que a mesma não ultrapasse nenhum limite de qualidade de energia preestabelecido pelas restrições.

As equações (2) e (3) representam o balanço de potência ativa e reativa, respectivamente, do fluxo de carga do problema, considerando as potências demandada e gerada em cada barra k e por fase s . Desta forma, os valores especificados de potências devem ser iguais aos calculados em função das variáveis do problema (magnitudes e ângulos de tensões e as injeções de GD).

A restrição representada na equação (6), tem a função de não permitir que a potência ativa gerada em cada barra k e por fase s , ultrapasse a capacidade de geração máxima de uma GD. A equação (7) possui função similar para a potência reativa. Note que os valores de potência reativa associadas às GDs dependem de um valor de fator de potência ajustado. Neste artigo, como não haverá controle volt/var sendo considerado, presume-se que as GDs não irão prover energia reativa para o sistema, sendo os fatores de potências das instalações iguais ao valor unitário.

Os limites aceitáveis para grandezas elétricas relacionadas à qualidade de energia são estabelecidos na referência (PRODIST, 2018).

Neste artigo, a tensão mínima $V_k^{s,min}$ em cada barra k por fase s deve ser superior a 95% e tensão máxima $V_k^{s,max}$ inferior a 105% da tensão nominal de operação. Esses limites são representados pela restrição descrita na Equação (4). O PRODIST também estabelece limites para o desequilíbrio de tensão, em que o mesmo varia de zero, quando não há o desequilíbrio, a um valor máximo δ_k^{max} de 1,5%, como representado pela Equação (5).

Por fim, a equação (8) representa a não reversão de fluxo de potência na subestação. Ou seja, o somatório da potência ativa gerada por todas as barras k e por fase s , deve ser menor ou igual ao somatório das potências nominais demandadas.

O problema formulado é resolvido via método de pontos interiores através do uso da *fmincon* do software MATLAB®. A solução fornece como resposta as variáveis de estado do problema: magnitudes e ângulos de tensões em todas as barras e os valores das injeções de cada GD.

Dessa forma, com a Equação (10), deseja-se encontrar, em porcentagem, a quantidade de potência que pode ser gerada pelas barras k e por fase s em relação à potência demandada nominal de todo o sistema. Nota-se que, este índice *MCH* é proposto por este trabalho para avaliar a capacidade de hospedagem de GD, sendo uma contribuição do trabalho para avaliação do problema em redes trifásicas desequilibradas.

$$MCH = \frac{\sum_{s \in \{a,b,c\}} \sum_{k=1}^{N_{GD}} P_{g,k}^{s}}{\sum_{s \in \{a,b,c\}} \sum_{k=1}^N P_{l,k}^{s,nom}} \quad (10)$$

3. RESULTADOS

A pesquisa é realizada com base nos dados do sistema teste IEEE 33 barras, o qual é apresentado na Figura 1. A barra 33 condiz à barra de subestação e as demais representam barras de carga. As fases do sistema são desequilibradas entre si, sendo os dados de linha e carga do sistema apresentados em (Melo et al., 2020).

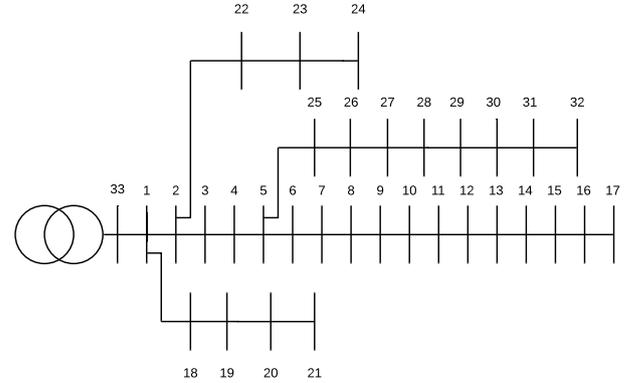


Figura 1. Diagrama unifilar do sistema

(Garcia et al., 2000) apresenta o método de injeção de correntes trifásicos para utilização em sistemas desequilibrados. Este é utilizado para analisar o estado operativo da rede no caso base.

A Figura 2 exibe os resultados de tensão em cada fase de todas as barras do sistema para o caso base em que o sistema encontra-se desequilibrado.

A Figura 3 apresenta o fator de desequilíbrio calculado para cada uma das barras.

Nota-se que há barras com um desequilíbrio expressivo, maior que 1%, especialmente as barras em finais de ramais laterais longos.

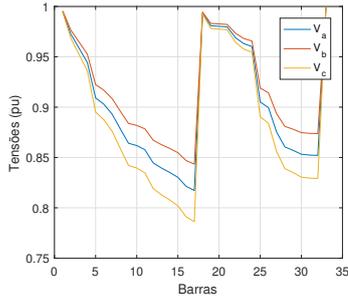


Figura 2. Magnitude de tensão para o caso base

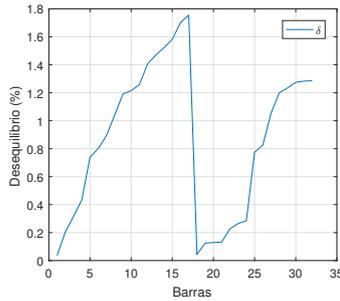


Figura 3. Desequilíbrio de tensão para o caso base

Os cenários apresentados a seguir mostram os resultados do problema de otimização, considerando que não haverá fluxo reverso na subestação, assim como estabelecido pela restrição (8). Deseja-se analisar, além da máxima capacidade de hospedagem (MCH), qual influência a inserção de GD causa à tensão das barras vizinhas aos barramentos escolhidos, e ao sistema como um todo.

3.1 Caso 1:

Neste caso, a escolha das barras 5, 16 e 32, foi feita visando combinar barras próximas à geração com barras nos finais de ramais laterais do alimentador analisado, ou seja, aquelas que possuíam menores valores de tensão.

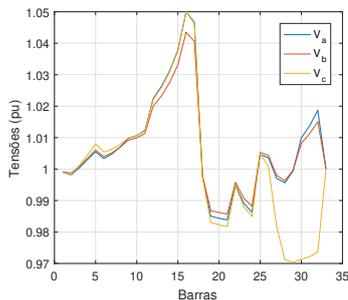


Figura 4. Magnitudes de tensão-caso 1

A tensão da barra 16, nesse caso, esbarrou no limite superior de 1,05 pu e as demais tensões mantiveram-se dentro de valores aceitáveis. Além disso, o desequilíbrio de tensão nas barras entre 27 e 32 mostram-se salientes em relação às demais barras do sistema. O valor do desequilíbrio na barra 32, em especial, alcançou o limite permitido, mostrado na Figura 4. As análises podem ser verificadas na Figura 5, e o MCH é de 93,56%.

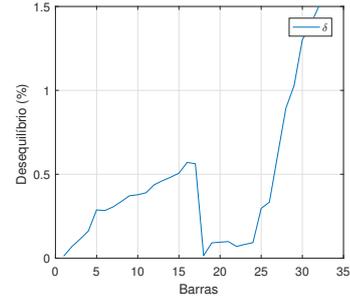


Figura 5. Desequilíbrio de tensão-caso 1

3.2 Caso 2:

As três barras do presente cenário (GD nas barras 5, 8, 11) foram escolhidas aleatoriamente no ramo principal do sistema.

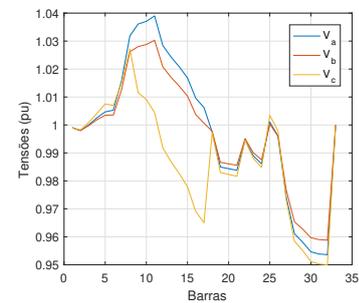


Figura 6. Magnitudes de tensão-caso 2

Os resultados de magnitudes de tensão exibidos na Figura 6 mostram um desequilíbrio notável entre as fases das barras no intervalo de 9 a 17, que são evidenciados no gráfico de desequilíbrio de tensão da Figura 7. A barra 32 apresenta o menor valor para a tensão, onde o mesmo esbarra no limite inferior de 0,95 pu para magnitude. O MCH para este caso é de 94,06%.

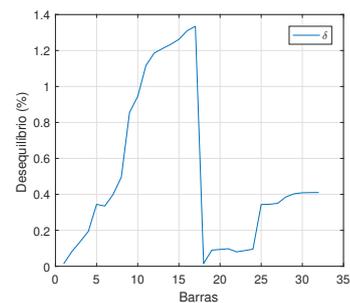


Figura 7. Desequilíbrio de tensão-caso 2

3.3 Caso 3:

Para este cenário as GDs, são alocadas nas barras 15, 21 e 29. As simulações são realizadas de acordo com o caso apresentado em (Duong et al., 2019).

É possível perceber, pelo gráfico de tensão da Figura 8, um pico acentuado na fase *c* entre as barras de 10 a 17, e um outro pico menos acentuado em todas as fases da barra 21. Há um desequilíbrio da tensão das barras de 10

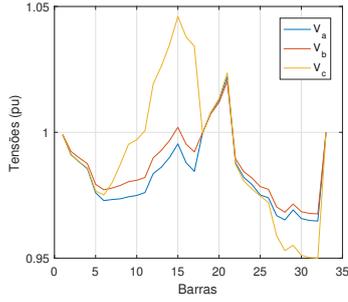


Figura 8. Magnitude de tensão-caso 3.

a 17 que pode ser notado no gráfico de desequilíbrio de tensão, Figura 9. Encontra-se um MCH de 93,34% para este cenário.

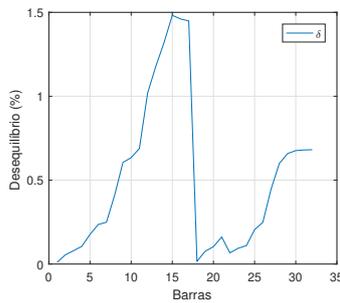


Figura 9. Desequilíbrio de tensão-caso 3.

3.4 Caso 4:

Deseja-se então, aumentar o número de barras com inserção de GD e analisar os resultados. Para este cenário, escolhe-se realizar as simulações com alocação em 6 barras do sistema, sendo elas as barras 5, 8, 11, 16, 21 e 32.

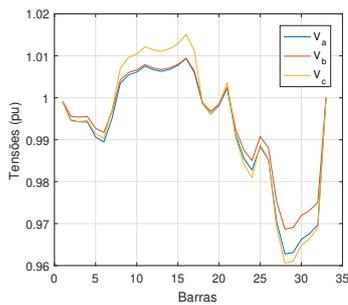


Figura 10. Magnitudes de tensão-caso 4.

Os maiores valores para a tensão encontram-se entre as barras de 11 a 16, mas não ultrapassam 1,05 pu. Já o menor valor encontra-se nas barras do intervalo de 28 a 29, respeitando também os limites impostos. Tais análises podem ser verificadas na Figura 10. Os limites para o desequilíbrio de tensão, como mostrado pela Figura 10, encontram-se reduzidos e o MCH encontrado é de 92,54%. Comparando com os casos em que a inserção de GD acontece em 3 barras do sistema, o desequilíbrio de tensão apresenta valores menores.

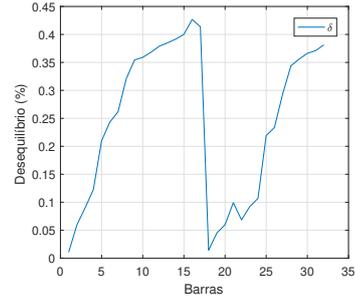


Figura 11. Desequilíbrio de tensão-caso 4.

3.5 Caso 5:

Para o caso 5, foram selecionadas as barras 5, 8, 11, 13, 16, 21, 23 e 32.

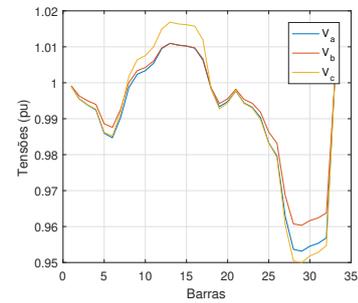


Figura 12. Magnitudes de tensão-caso 5.

Na Figura 12 estão apresentados os resultados para inserção em 8 barras do sistema, e a partir dela observa-se que os resultados encontram-se dentro dos limites permitidos. O MCH para esse caso é de 92,49%. Nota-se que todas as tensões e desequilíbrios estão dentro de valores aceitáveis, de acordo com as restrições impostas ao problema formulado. Tal fato é comprovado pelos resultados apresentados na Figura 13.

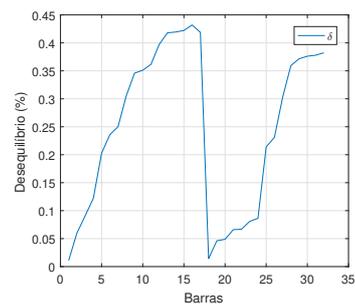


Figura 13. Desequilíbrio de tensão-caso 5.

3.6 Caso 6: GD em todas as barras

Para este caso, as simulações são realizadas com inserção de GD em todas as barras de carga.

Os valores encontram-se dentro da faixa permitida, tanto para a magnitude, quanto para o desequilíbrio de tensão. Nota-se, pela Figura 14, que a maior tensão encontrada não ultrapassa o valor nominal (1 pu). Analisando os resultados da Figura 2, em que não há inserção de GD em

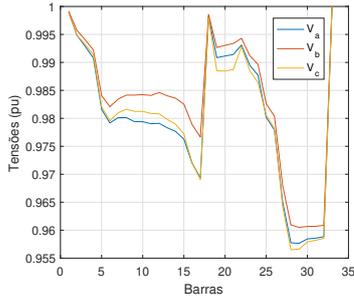


Figura 14. Magnitude de tensão-caso 6.

nenhuma barra, com os da Figura 14, a segunda mostra que seus valores de desequilíbrio de tensão encontram-se mais satisfatórios, de acordo com a Figura 15. O MCH é de 91,57%.

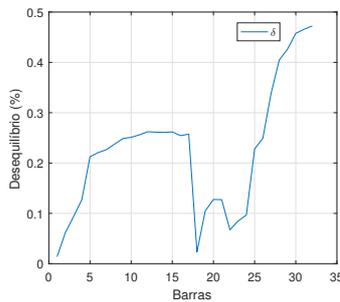


Figura 15. Desequilíbrio de tensão-caso 6.

3.7 Caso 7: GD em todas as barras do sistema com carga leve (10% da nominal)

A Figura 16 mostra a situação do sistema sem inserção de GD e com o carregamento do sistema a 10% do valor nominal, ou seja, em condição de carga leve. As tensões são naturalmente maiores se comparadas ao sistema em condição de carga nominal.

Os desequilíbrios deste caso são mostrados pela Figura 17.

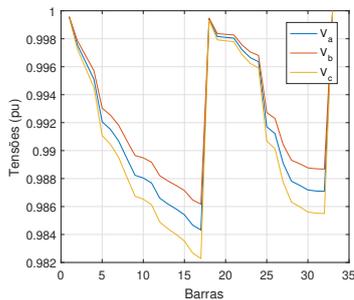


Figura 16. Magnitude de tensão-carga leve

Analisando a Figura 18, é possível observar que com a inserção de GD em todas as barras utilizando a formulação proposta, embora as tensões estejam elevadas, os valores limites continuam sendo respeitados. O MCH para esse caso é 17,47%, mostrando que em carga leve o sistema suporta menos GD, e o limitante para seu valor foi o fluxo reverso na SE.

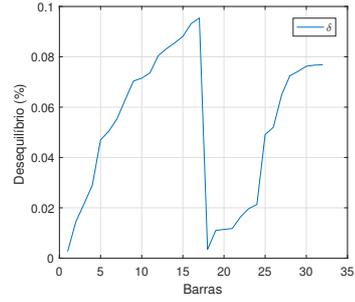


Figura 17. Desequilíbrio de tensão-carga leve

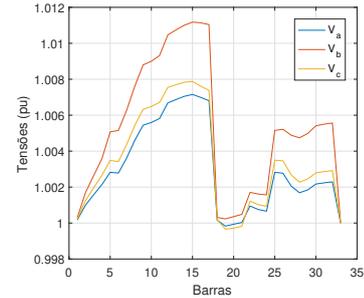


Figura 18. Magnitude de tensão-caso 7.

A Figura 19 mostra os desequilíbrios de tensão deste caso de estudo. Percebem-se valores menores que 0,09%.

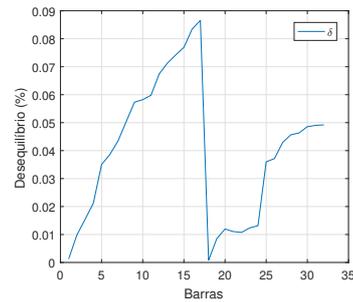


Figura 19. Desequilíbrio de tensão-caso 7.

3.8 Caso 8: GD em todas as barras do sistema com carga pesada (120% da nominal)

Considerando a carga do sistema 120% acima da nominal, a Figura 20 mostra as magnitudes das tensões do mesmo, antes da inserção de GD no sistema. A Figura 21 mostra o fator de desequilíbrio calculado para cada barra.

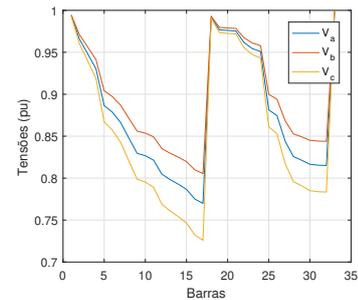


Figura 20. Magnitude de tensão-carga pesada.

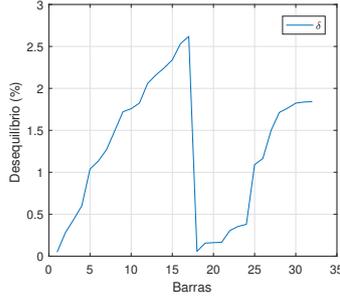


Figura 21. Desequilíbrio de tensão-carga pesada.

Com a inserção de GD, as tensões aumentam porém, entre as barras 28 e 32 os limites inferiores são violados, como mostra a Figura 22 e 23 que apresentam os valores de magnitudes de tensões em todas as barras e fases do sistema e os desequilíbrios, respectivamente.

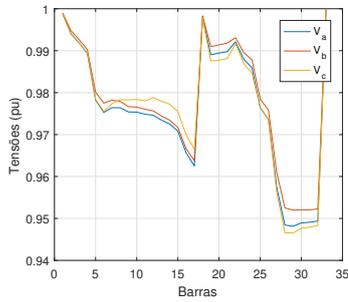


Figura 22. Magnitude de tensão-caso 8.

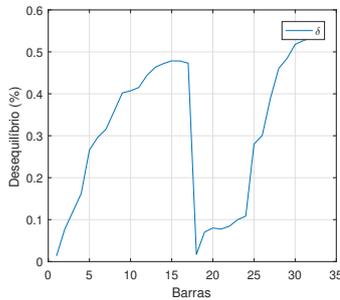


Figura 23. Desequilíbrio de tensão-caso 8.

3.9 Análises Comparativas

A Tabela 1 mostra um comparativo entre valores de MCH para os casos de estudo incluindo o máximo valor de desequilíbrio para cada caso por análise gráfica.

Tabela 1. MCH dos casos de estudo.

Caso	MCH (%)	δ_k (%)
1	93,56	1,50
2	94,06	1,40
3	93,34	1,50
4	92,54	0,45
5	92,49	0,45

A Tabela 2 apresenta os resultados de MCH para os cenários 6, 7 e 8. A mesma encontra-se separada da Tabela 1 pois, os três casos citados apresentam análises para o sistema com inserção de GD em todas as barras porém,

em diferentes condições operativas. O cenário 6 é para o caso em que a carga do sistema é nominal, já os cenários 7 e 8 o sistema encontra-se com 10% da carga nominal e 20% de sobrecarga, respectivamente.

Tabela 2. MCH considerando GD em todas as barras para carga nominal, leve e sobrecarga.

Cenário	MCH (%)	δ (%)
6	91,57	0,50
7	14,55	0,09
8	141,11	0,60

Observando o caso 7, é nítido que o MCH é reduzido se comparado aos demais. Isso acontece, pois sistemas operando em carga leve apresentam seus níveis de tensão mais altos. Com a inserção de GD, a tensão tende a aumentar fazendo com que uma quantidade inferior de inserção de geração seja necessária, até que o limite de sobretensão seja alcançado.

Em contrapartida, em momentos que o sistema está operando em carga pesada os níveis de tensão se encontram mais baixos, devido às quedas de tensão ao longo da linha. Levando em consideração a restrição para níveis de tensão, tal situação permite que uma quantidade maior de GD possa ser injetada na rede, como mostra o resultado para o caso 8 contido na Tabela 2.

Com maior quantidade de geração dispersa na rede, pode-se observar melhoria significativa do desequilíbrio de tensão para todos os casos avaliados.

4. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma formulação de um problema de otimização destinado a calcular a máxima capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição trifásicos desequilibrados.

A inserção de geração distribuída em pontos mais distantes da subestação principal de sistemas radiais, apresentam menores capacidades de hospedagem quando comparadas à barras mais próximas.

Em posse dos resultados para todos os cenários propostos, conclui-se que o valor do MCH depende do número de GDs a serem alocadas, bem como o local em que serão instaladas. De maneira geral, a inserção em mais barras do sistema, apresentou alta capacidade de hospedagem.

Quanto maior for a quantidade de GD inserida, mais a tensão e o fluxo reverso irão se elevar. Tais situações podem causar prejuízos para a rede, como atuação indevida dos sistemas de proteção, queima de equipamentos e instabilidade de tensão.

Para um planejamento adequado da inserção de GD no sistema, essa poderia ser uma boa estratégia adotada pelas concessionárias para resolução de problemas com subtensão, principalmente em final de ramais que sofrem com as quedas de tensão inerentes a esse tipo de sistema.

A inserção de geração distribuída, seja ela em um ponto do sistema, em alguns ou em todos, é capaz de alterar o perfil de tensão do sistema inteiro. Quando a GD é alocada em apenas uma barra, a tensão mostrou-se mais

influenciada localmente, ou seja, as tensões alcançaram valores maiores na própria barra e suas adjacentes. Pode-se concluir com isso que, quanto maior o número de barras com GD, melhor é o perfil de tensão do sistema, sempre respeitando os limites impostos para magnitude de tensão, ditados pelo PRODIST.

Conclui-se também, que o carregamento do sistema influencia diretamente no resultado do MCH. Quando o sistema encontra-se em situação de carga leve, o MCH é menor quando comparado ao sistema com carga nominal, enquanto o sistema em carga pesada apresenta um MCH maior. A geração próxima ao consumo pode colaborar no alívio de carga em momentos de alta demanda do sistema, desde que a penetração de GD não seja tanta, a ponto de avariar o sistema.

O método proposto para a realização das simulações deste trabalho, permite que as concessionárias possam realizar estudos sistêmicos acerca da capacidade de hospedagem. Tais estudos são úteis para o planejamento de redes elétricas, de maneira prática e adequada aos limites necessários para que o sistema opere de maneira segura.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – (Brasil) CAPES – Código de Financiamento 001. Os autores agradecem ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da UFJF pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- Akagi, S., Yoshizawa, S., Ito, M., Fujimoto, Y., Miyazaki, T., Hayashi, Y., Tawa, K., Hisada, T., and Yano, T. (2020). Multipurpose control and planning method for battery energy storage systems in distribution network with photovoltaic plant. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 116, 105485.
- ANEEL (2019). Brasil ultrapassa marca de 1gw em geração distribuída. <https://www.aneel.gov.br/>.
- Bollen, M.H. and Rönnberg, S.K. (2017). Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment. *Energies*, 10(9), 1325.
- Braga, M.D., Machado, S.D., Oliveira, I., de Oliveira, T.E., Ribeiro, P.F., and Lopes, B.I.L. (2018). Harmonic hosting capacity approach in a radial distribution system due to pv integration using opendss. In *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 222–228. IEEE.
- de Oliveira, T.E., Carvalho, P., Ribeiro, P.F., and Bonatto, B.D. (2018). Pv hosting capacity dependence on harmonic voltage distortion in low-voltage grids: Model validation with experimental data. *Energies*, 11(2), 465.
- Duong, M.Q., Pham, T.D., Nguyen, T.T., Doan, A.T., and Tran, H.V. (2019). Determination of optimal location and sizing of solar photovoltaic distribution generation units in radial distribution systems. *Energies*, 12(1), 174.
- EPE (2019). Plano decenal de expansão de energia 2029. <http://www.epe.gov.br>.
- Garcia, P.A., Pereira, J.L.R., Carneiro, S., Da Costa, V.M., and Martins, N. (2000). Three-phase power flow calculations using the current injection method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), 508–514.
- Lee, J., Bérard, J.P., Razeghi, G., and Samuelsen, S. (2020). Maximizing pv hosting capacity of distribution feeder microgrid. *Applied Energy*, 261, 114400.
- Melo, I.D., Pereira, J.L., Variz, A.M., and Ribeiro, P.F. (2020). Allocation and sizing of single tuned passive filters in three-phase distribution systems for power quality improvement. *Electric Power Systems Research*, 180, 106128.
- Mulenga, E., Bollen, M.H., and Etherden, N. (2020). A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 115, 105445.
- PRODIST (2018). Procedimentos de distribuição - modulo 8. Versão 10.
- Santos, I.N. and Issa, L.E. (2014). Calculando a capacidade de hospedagem da rede com vistas à inserção de geração distribuída no tocante às distorções harmônicas. In *Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica (XII CEEL)*, Universidade Federal de Uberlândia–UFU, Uberlândia.