

Metodologia para determinação de valor locacional de estação V2G associada à alocação ótima de geração Fotovoltaica e Eólica

C. F. B. Machado* I.C. Silva Jr.**
L. W. Oliveira*** V. A. Cabral****

*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,
Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF,
CEP: 36036-900, Juiz de Fora/MG-Brasil
(e-mail: caio.bernardo@estudante.ufjf.br).
(e-mail: ivo.junior@ufjf.br)
(e-mail: leonardo.willer@ufjf.br)
(e-mail: albuquerque.vinicius@engenharia.ufjf.br)*

Abstract: This article highlights the moment of energy transition and the modernization of electrical systems, motivated by the need for environmental preservation, demand growth, technological development and popularization of Distributed Energy Resources (RED), emphasizing the large volume of insertion of distributed generation and the need to mitigate the uncertainties arising from the intermittent characteristic of these renewable sources that represent a large portion of the RED. As tools to contribute to the damping of fluctuations generated by renewable sources, energy storage resources can be pointed out, among which are the battery banks and the charging and discharging parking for electric vehicles (V2G). This work presents the locational value methodology for a V2G parking in the IEEE 13-Bus system considering loss relief index in two scenarios with insertion of RED, the first scenario with optimal allocation and sizing of three PV generators; and the second considering two PV generators and one Wind Generator.

Resumo: Este artigo destaca o momento de transição energética e a modernização dos sistemas elétricos, motivados pela necessidade de preservação ambiental, crescimento da demanda, desenvolvimento tecnológico e popularização dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), ressaltando o grande volume de inserção de geração distribuída e a necessidade de amenizar as incertezas oriundas da característica intermitente destas fontes renováveis que representam grande parcela dos RED. Como ferramentas para contribuir no amortecimento das flutuações geradas pelas fontes renováveis, podem-se destacar recursos de armazenamento de energia, entre os quais estão os bancos de baterias e as estações de carga e descarga de veículos elétricos (V2G). Este trabalho apresenta a metodologia de valor locacional para uma estação V2G no sistema IEEE 13-Barras considerando índice de alívio de perdas em dois cenários com inserção de RED, o primeiro cenário com alocação e dimensionamento ótimo de três geradores FV; e o segundo considerando dois geradores FV e um Eólico.

Keywords: Distribution Systems; Total Power losses; Power losses Reduction; Distributed Energy Resources; IEEE 13-Nodes; Electric Vehicle; V2G parking.

Palavras-chaves: Sistemas de Distribuição; Total de Perdas Elétricas; Redução de Perdas Elétricas; Recursos Energéticos Distribuídos; IEEE 13-Barras; Veículo Elétrico; Estação V2G.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos pelo mundo estão passando por transição energética e por uma considerável modernização, principalmente os sistemas de distribuição. Alguns fatores podem ser considerados responsáveis por isso, e entre eles estão: a preservação do meio ambiente, que traz consigo um grande apelo pelas fontes de energia renováveis; o aumento da demanda de energia elétrica, que exige a instalação de usinas ou micro usinas; o desenvolvimento tecnológico, que vem atendendo a essas necessidades; e a popularização dos

Recursos Energéticos Distribuídos (RED) que são os resultados dos desenvolvimentos tecnológicos os quais se concretizaram.

Um Recurso Energético Distribuído (RED) é um recurso de pequena dimensão, localizado próximo aos clientes, ou nas instalações do cliente, que pode suprir necessidades energéticas dos próprios clientes, e, também, do sistema de distribuição, fornecendo energia, capacidade, ou serviços ancilares. Alguns exemplos de RED são: Dispositivos de geração distribuída, usinas fotovoltaicas e eólicas;

Dispositivos de armazenamento de energia; Veículos elétricos com estações V2G (Vehicle-to-grid); entre outros (Frick et al., 2021).

A popularização de instalação de micro usinas de painéis fotovoltaicos privadas e o início da eletrificação dos veículos são evidentes na sociedade; porém, a instalação de RED não fica restrita às aplicações privadas. As concessionárias de distribuição também podem e devem investir na instalação de RED em suas redes de distribuição a fim de adiar, mitigar ou eliminar necessidade de investimento em reforços ou reelaboração de rede (Frick et al., 2021), diminuir perdas de potência e melhorar perfil de tensão.

São inúmeras as pesquisas voltadas para inserção dos mais diversos RED em sistemas de distribuição. Dessas, destacam-se: o artigo de Qin et al. (2021) em que estudam a inserção dos Sistemas de armazenamento de múltiplas energias a um sistema regional; os trabalhos de Glover et al. (2020), Ikeda e Ohmori (2017) e Jailaini et al. (2023) cujos temas tratam da aplicação de geração FV à distribuição; a pesquisa de Wu e Sun (2021) a qual aborda a alocação de geração Eólica à rede; o estudo de Souza et al. (2019) que versa sobre a alocação ótima de sistemas de bateria em sistemas de distribuição; o artigo de Seif (2022) o qual analisa a melhoria da qualidade de energia de uma rede de distribuição que recebe uma estação de carregamento de veículos (V2G).

Em outros trabalhos acadêmicos, o que se propõe é a alocação de um combinado de RED e não somente um único recurso, tais como: Geração FV e Baterias (Shao et al., 2022); e (Abidin et al., 2023); Geração Eólica e Geração FV (Zakaria et al., 2021); (Venkatreddy et al., 2022); Geração Eólica, Geração FV e Baterias (Ghaffari et al., 2022); Estação de carregamento de Veículos elétricos e Geração Eólica (Asgharzadeh et al., 2023); Estação de carregamento de Veículos elétricos e Geração FV (Pal et al., 2023).

Davies et al. (2022) reforçam a ideia de que à medida que mais energia renovável é inserida, nos sistemas de distribuição, há uma forte necessidade de aumentar a flexibilidade da carga para amortecer as flutuações desta nova classe de geração limpa. As aplicações do Vehicle-to-grid (V2G), que permitem o fluxo de energia bidirecional entre grupos de veículos e rede de energia, podem proporcionar uma melhor integração entre as fontes de energia renováveis e o sistema de potência, gerando um melhor equilíbrio entre oferta e demanda; e, ainda, proporcionando lucro àqueles que utilizarem tal tecnologia.

Diante deste contexto, este trabalho tem por objetivo a inserção de um conjunto de RED em um sistema de distribuição de pequeno porte, o IEEE 13-Barras (Kersting, 2001), que pode ser visto na Fig. 1, a fim de reduzir índices de perdas. O primeiro conjunto de RED a ser inserido contará com três sistemas de geração FV que serão dimensionados e alocados utilizando otimização por Algoritmo Genético. O segundo conjunto de RED será formado por dois sistemas de geração FV e um sistema de geração Eólica. Em seguida, os autores deste trabalho lançarão mão do método de determinação de valor locacional para tomada de decisão da alocação de uma estação de V2G para os dois cenários.

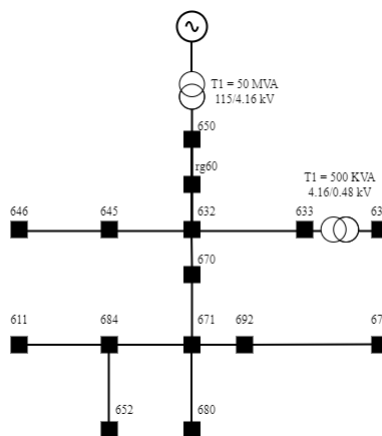


Fig. 1 Diagrama unifilar do sistema IEEE 13-Barras

O valor potencial de um RED, em determinado local da rede (barra), é influenciado por sua dimensão e capacidade, sendo determinado pelos benefícios que ele pode trazer à rede os quais, por sua vez, trarão retornos econômicos para a concessionária (Frick et al., 2021).

Como já foi mencionado anteriormente, neste estudo, o benefício a ser considerado na determinação do valor locacional para a estação V2G será a redução dos índices de perdas. Vale a pena ressaltar que a decisão de alocação da estação V2G se diferenciará da decisão de alocação dos sistemas de geração FV e de geração eólica pelo fato de que a proposta de valoração locacional de RED, em redes de distribuição, não apresentará somente o ponto ótimo para inserção da estação de carga e descarga de veículos (V2G) como a otimização por Algoritmo Genético apresentará para os sistemas de geração FV e Eólica. Mas, além de mostrar o ponto ótimo para a inserção, também apontará um índice de valorização do impacto da inserção da estação V2G para cada uma das barras do sistema, assim, exibindo quais são as melhores barras para aplicação desta; para, por fim, auxiliar na tomada de decisão da concessionária de distribuição.

2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A fim de simular o que vem acontecendo nos sistemas de distribuição ao redor do mundo, este trabalho depara-se com o primeiro problema que é a inserção e o dimensionamento ótimos dos sistemas de geração FV e Eólica, que para tal, a função objetivo pode ser expressa por (1), tendo como objetivo a minimização das perdas elétricas do sistema, onde $Perd$ são as perdas do sistema com os GD inseridos e, $Perd_{base}$ são as perdas do sistema original.

$$FOB = \frac{Perd}{Perd_{base}} \quad (1)$$

Após alocação ideal dos sistemas de geração, esta pesquisa se dedica ao problema de encontrar o valor locacional da inserção da estação V2G na rede, a fim de apresentar um índice para cada uma das barras do sistema no qual já existirá a geração FV em sua ótima alocação, considerando as barras que apresentam maiores índices as que exercem os melhores impactos na rede quando a estação V2G está alocada nela. Este

melhor índice se traduz como maior alívio de perdas em comparação com as perdas do sistema original.

O alívio das perdas do sistema com a inserção da estação V2G com potência p na barra i . $\Delta P^{p,i}$ pode ser expresso por (2), onde: P_{base} é o valor das perdas elétricas no caso base; e $P^{p,i}$ é o valor da perda elétrica do sistema com a inserção do banco de capacitores de potência p na barra i .

$$\Delta P^{p,i} = P_{base} - P^{p,i} \quad (2)$$

3. METODOLOGIA

3.1 Algoritmo Genético

O Algoritmo Genético tem cinco etapas, a saber: inicialização, seleção, reprodução, avaliação e finalização. Todas essas etapas são executadas durante qualquer implementação ou conjunto de dados de treinamento usando o Algoritmo Genético. Se os critérios de parada forem satisfeitos, o valor final será considerado o daquela iteração específica; caso contrário, a seleção para próximas etapas será chamada até que satisfaça os critérios de parada (Fahad e Beenish, 2019). O fluxograma de aplicação do Algoritmo Genético pode ser visto na Fig. 2.

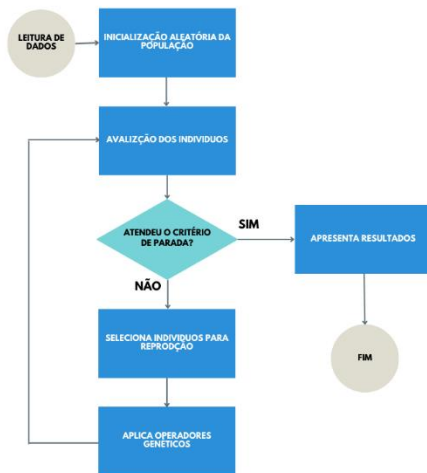


Fig. 2 Fluxograma de Aplicação do Algoritmo Genético

Para este artigo a modelagem dos indivíduos foi concebida a fim de encontrar as barras mais aptas e determinar o melhor dimensionamento dos sistemas de geração FV e Eólico, nos quais cada gene é um elemento binário e o conjunto de 8 genes decodificados representam a localização e o dimensionamento ótimos de um dos sistemas de geração. Como três sistemas de geração serão inseridos em cada cenário, necessitou-se de 24 genes por cenário. A Fig. 3 exibe a modelagem da representação do indivíduo.



Fig. 3 Representação do indivíduo

Por se tratar de um sistema de pequeno porte, e após inúmeras simulações, os parâmetros definidos para o AG foram: Número de genes: 24; Tamanho da população: 4 indivíduos; Mutação randômica; Taxa de muta o: 15%; Número de pais: 2; Critério de parada   o número máximo de 50 Gera es.

3.2 Metodologia de Valor Locacional

A metodologia para o cálculo de valor locacional levando-se em considera o o  ndice de perdas I_p , inicia-se com a obten o do valor das perdas elétricas do caso base P_{base} do sistema que será inserido na esta o V2G. Em seguida,   calculado o valor da perda $P^{p,i}$ que   a perda elétrica do sistema com a esta o de capacidade em potência p na barra i . Desse modo, obt m-se o alívio das perdas $\Delta P^{p,i}$, como pode ser visto em (2).

Os al vios das perdas $\Delta P^{p,i}$ obtidos compõem um vetor ΔP^p que cont m os valores de todas as barras. E, por fim, para se ter o  ndice de perdas I_p , aplicou-se a (3), na qual os valores do vetor ΔP^p são divididos pelo maior dos valores do vetor, normalizando o  ndice e tornando o maior dos valores do  ndice de perdas igual a 1.

$$I_p = \frac{\Delta P^p}{\max(\Delta P^p)} \quad (3)$$

No entanto, a metodologia de normaliza o se torna falha quando o RED piora o sistema em todos os nós. Neste caso, quando todos os valores de ΔP^p são negativos, os valores normalizados de I_p assumirão valores acima de 1 em situa es em que o sistema piora. Portanto, somente   utilizada a (3) se o máximo valor de ΔP^p for positivo. Caso contrário, I_p   definido pela (4). E, nessa situa o, o valor máximo de I_p sempre será zero e quanto pior ficar o sistema, mais negativo será o valor de I_p .

$$I_p = \frac{\Delta P^p - \max(\Delta P^p)}{|\max(\Delta P^p)|} \quad (4)$$

3.3 Informa es da Simula o

Para modelagem e simula o do sistema de distribui o de 13-Barras, foi utilizado o software OpenDSS (Open Distribution Systems Simulator). Através da interface COM do OpenDSS,   possível implementar algoritmo em softwares externos que não podem ser implementados diretamente no OpenDSS. A otimiza o por AG e a metodologia do valor locacional foram implementadas em python, através do qual foi possível acoplar o OpenDSS para obten o dos valores de perdas através da execu o do fluxo de potência trifásico. Vale enfatizar que o sistema IEEE 13-Barras no OpenDSS tem a barra 670 incorporada entre as barras 632 e 671, e tal barra também foi

considerada neste estudo. Veja a Fig. 1. Outro ponto de destaque é a ausência proposital da Subestação para a análise de valor locacional, já que não faz sentido alocar RED neste ponto do sistema.

4. RESULTADOS

Este estudo foi elaborado levando em conta o fluxo de potência diário para o sistema IEEE 13-Barras, e para tal foi considerada a curva de carga diária apresentada na Fig. 4, na qual o eixo x apresenta as 24 horas do dia e o eixo y exibe a demanda do sistema em pu.

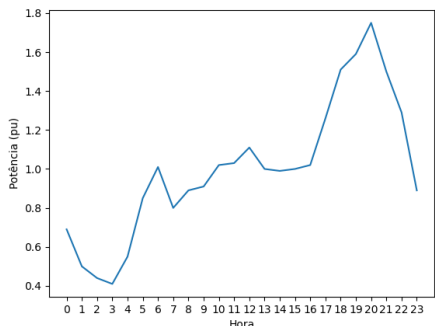


Fig. 4 Curva de carga adotada

As curvas adotadas para os sistemas de geração FV e geração Eólica podem ser vistas nas Fig. 5 e Fig. 6, respectivamente.

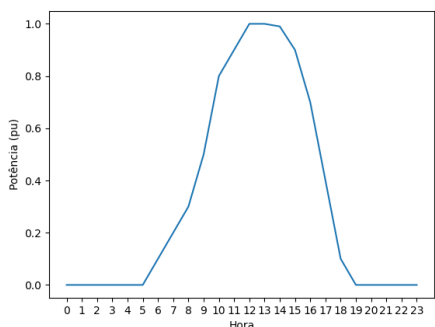


Fig. 5 Curva de Geração FV adotada

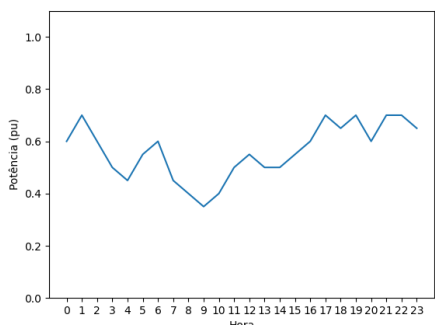


Fig. 6 Curva de Geração Eólica adotada

Tendo estas informações de curva de carga e as curvas de geração definidas, e utilizando os parâmetros citados na metodologia, foi rodada a otimização com Algoritmo Genético

para os seguintes cenários: Cenário 1: Alocação e dimensionamento de três sistemas de geração FV; Cenário 2: Alocação e dimensionamento de dois sistemas de geração FV e um sistema de geração Eólico. A Tabela 1 exibe os resultados de alocação e dimensionamento ótimos dos cenários.

Tabela 1. Resultados dos cenários considerados

	Cenário 1		Cenário 2		
	Barra	Potência (kVA)	Barra	Potência (kVA)	
Sistema FV 1	652	600	Sistema FV 1	633	1000
Sistema FV 2	632	1200	Sistema FV 2	611	1800
Sistema FV 3	645	100	Sistema Eólico	675	1800

As Fig. 7 e Fig. 8 apresentam os diagramas unifilares do sistema IEEE 13-Barras para os dois cenários, respectivamente, contendo os sistemas de geração conectados às barras ótimas e o dimensionamento ótimo também representado nas figuras. Para cada um dos cenários, também podem-se observar as curvas de convergência da função fitness (de aptidão) nas Fig. 9 e 10, revelado que as barras exibidas na Tabela 1 eram as mais aptas depois de 50 gerações.

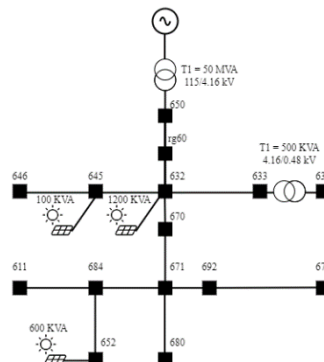


Fig. 7 Diagrama unifilar do sistema IEEE 13-Barras do resultado do Cenário 1

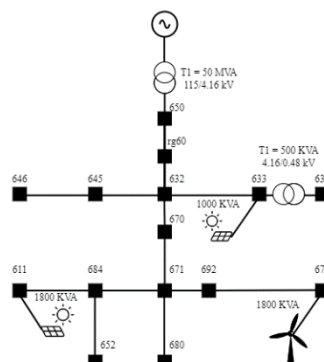


Fig. 8 Diagrama unifilar do sistema IEEE 13-Barras do resultado do Cenário 2

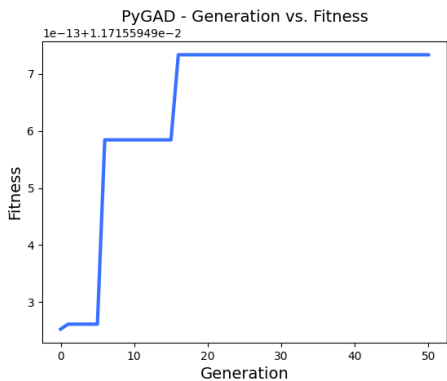


Fig. 9 Curva de convergência da função fitness (de aptidão) do Cenário 1

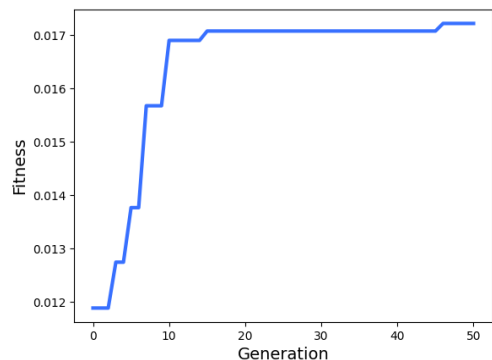


Fig. 10 Curva de convergência da função fitness (de aptidão) do Cenário 2

Em seguida, a metodologia de cálculo de valor locacional foi aplicada para análise da inserção da estação V2G.

Para modelagem da estação, considerando a inserção dos sistemas de geração FV, o sistema de geração Eólica, e a variação dos custos de energia elétrica entre os horários de maior consumo e os outros horários; e pensando nos fatores técnicos e econômicos envolvendo a instalação da estação V2G, optou-se por simular a estação como carregadora de veículos somente durante o horário de maior geração FV, compreendido entre a 11ª hora e a 15ª hora. E a simulação da estação como descarregadora de veículos, usando-os como fonte de energia elétrica, se deu nos horários de maior consumo do sistema em questão, os quais estão contidos entre a 18ª e a 22ª hora, formando um gráfico que pode ser visto na Fig. 11, em que o valor expressa o momento no qual os veículos elétricos estão se carregando na rede do sistema, e o pico expressa o momento quando os veículos elétricos estão sendo ativos de geração do sistema. A capacidade do sistema V2G idealizado é de 500 Kw por hora, totalizando cerca de 2500 kw em suas 5 horas de funcionamento, tanto como carga, quanto como gerador.

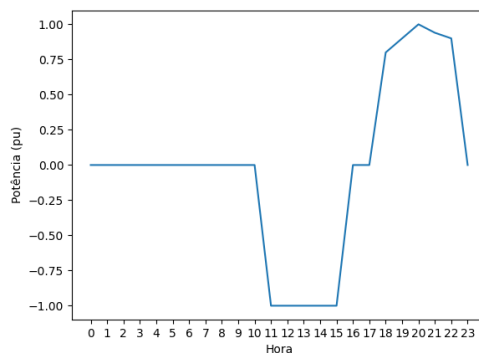


Fig. 11 Curva adotada para estação V2G

Suprimindo a metodologia de cálculo de valor locacional com os dados citados neste artigo e rodando o código, obtiveram-se os mapas de calor demonstrados nas Fig. 12 e 13. Neles é possível encontrar os valores locais máximos atingidos por cada barra, sendo a barra cujo entorno está com verde mais forte aquela de melhor aptidão para receber a estação V2G. Também vale ressaltar que quanto maior a intensidade de vermelho no entorno de determinada barra, pior é o impacto que a estação proporciona ao sistema quando aplicada a essa barra.

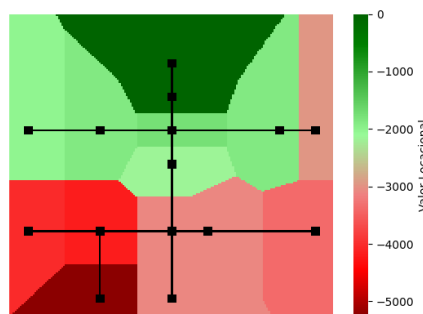


Fig. 12 Mapa de calor do valor locacional para estação V2G instalada no primeiro Cenário

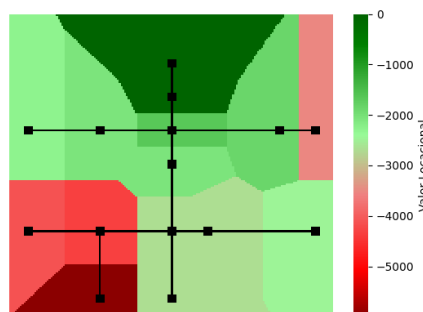


Fig. 13 Mapa de calor do valor locacional para estação V2G instalada no segundo Cenário

Analisando o mapa de calor do primeiro cenário, Fig. 12, pode-se constatar que a alocação da estação V2G ao sistema não trará nenhum benefício relacionado ao alívio de perdas na

rede, pois as barras de melhor índice receberam os seus índices próximos a zero sem ter nenhuma barra com índice positivo. Mas isso em si não é um problema, pois os impactos econômicos podem fazer valer a pena a instalação da estação V2G neste sistema de distribuição. O que se pode tirar de benefício desta análise é que quando existem sistemas de geração distribuída FV inserida na rede de distribuição, parte do suprimento oriundo da subestação que era destinada às cargas marginais acaba não circulando no tronco dos alimentadores; liberando, assim, potencial para outras aplicações.

Pelo mapa de calor da Fig. 12, também podemos observar que as barras mais aptas a receberem a estação V2G modelada, quando os sistemas de geração FV estão aplicados à rede, são as barras mais próximas da subestação que estão em verde.

Se tratando do segundo cenário, Fig. 13, observa-se que a inserção do sistema de geração Eólica, na barra 675, traz um certo alívio à extremidade sudeste do sistema, tornando as barras contidas nessa localidade mais aptas para receber a estação V2G, se comparadas às mesmas barras do sudeste, no cenário 1, em que somente havia inserção de geradores FV.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho destacou o momento de transição energética e modernização dos sistemas elétricos, revisitando a literatura recente para salientar o ato do grande volume de geração distribuída que tem sido popularizada e inserida nos sistemas de distribuição, ressaltando que a característica intermitente das novas fontes renováveis deve ser amenizada por novas tecnologias que também têm sido inseridas no mercado, entre as quais estão as estações V2G.

Com estas questões em destaque, este estudo inseriu e dimensionou três blocos de geradores FV nos pontos ideais relacionados ao índice de alívio de perdas do sistema IEEE 13-Barras, no primeiro cenário; em seguida, também inseriu e dimensionou dois blocos de geradores FV e um bloco de geradores Eólicos nos pontos ideais; ambos utilizando otimização por AG, e os pontos e dimensões encontrados estão detalhados na Tabela 1 e exibidos nas Fig. 7 e 8. Posteriormente, os autores lançaram mão da metodologia de valor locacional para apresentar índices de alívio de perdas para cada barra do sistema em questão que recebeu a estação V2G para os dois cenários. Pelas Fig. 12 e 13, pode-se constatar que as barras mais próximas à subestação são as mais aptas para receber a estação V2G no cenário 1 e no cenário 2. Além das barras próximas à subestação, as barras à sudeste do sistema também tiveram o seu índice melhorado se comparado ao das mesmas barras no cenário 1. Vale ressaltar que o ponto de nenhuma das barras indica impacto positivo em relação a alívio de perdas quando recebe a estação de carga e descarga de veículos elétricos.

Diante dos pontos apresentados neste artigo, sugere-se que índices econômicos para o valor locacional da estação V2G sejam considerados para trabalhos futuros, também podem-se considerar outros fatores técnicos, tais como: melhoria do perfil de tensão e alívio de carregamento nas linhas do sistema. Outras sugestões para futuros trabalhos são: aplicação da metodologia de valor locacional a sistemas de distribuição de

grande porte; alocação ótima de outros RED à rede e otimização da curva de carga e descarga da estação V2G.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFJF, ao INERGE, FAPEMIG, CAPES e CNPq pelo suporte financeiro para desenvolvimento deste estudo.

REFERÊNCIAS

- Abidin, S. B. S. Z., Othman, M. M., Ahmadipour, M., and Hasan, K. (2023). Optimal Allocation of Photovoltaic (PV) System Incorporating Energy Storage System (ESS) using Evolutionary Programming (EP) for Power System Reliability. *IEEE 3rd International Conference in Power Engineering Applications*, pp. 362-367, ICPEA, Putrajaya, Malaysia.
- Asgharzadeh, F., Tabar, V. S., Ghassemzadeh, S. (2023). Stochastic bi-level allocation of electric vehicle charging stations in the presence of wind turbines, crypto-currency loads and demand side management. *Electric Power Systems Research*, Volum (220).
- Chakraborty, A. K., and Bhattacharya, A. (2023). Allocation of PV Mounted EV Fast Charging Station in Superimposed System Considering Vehicle Flow. *IEEE IAS Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies*, pp. 1-5. GlobConHT, Male, Maldives.
- Davies, K., Bayram, I. S., and Galloway, S. (2022). Challenges and Opportunities for Car Retail Business in Electric Vehicle Charging Ecosystem. *3rd International Conference on Smart Grid and Renewable Energy*, pp. 1-6, SGRE, Doha, Qatar.
- Fahad, M., and Beenish, H. (2019). Efficient V2G Model on Smart Grid Power Systems Using Genetic Algorithm. *1st Global Power, Energy and Communication Conference*, pp. 445-450, GPECOM, Nevsehir, Turkey.
- Frick, N. M., Price, S., Schwartz, L. C., Hanus, N. L., Shapiro, B. (2021). Locational Value of Distributed Energy Resources. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Ghaffari, A., Askarzadeh, A., Fadaeinedjad, R. (2022). Optimal allocation of energy storage systems, wind turbines and photovoltaic systems in distribution network considering flicker mitigation. *Applied Energy*, Volume (319).
- Glover, D., Devadason, J., and Moses, P. (2020). Multi-Solar PV Allocation for Optimal Sizing and Placement on Distribution Feeders. *International Conference on Smart Grids and Energy Systems*, pp. 946-951. SGES, Perth, Australia.
- Ikeda, S., and Ohmori, H. (2017). Optimization-based analysis for residential PV spreading considering non-residential PV allocation in distribution networks. *56th Annual Conference of the Society of Instrument and Control*

- Engineers of Japan*, pp. 1228-1233, SICE, Kanazawa, Japan.
- Jailaini, N. T. E. M., Othman, M. M., Ahmadipour, M., and Hasan, K. (2023). Optimal Allocation of Photovoltaic (PV) System Considering Weather Conditions using Evolutionary Programming (EP) for Enhanced Power System Resiliency. *IEEE 3rd International Conference in Power Engineering Applications*. pp. 368-373, ICPEA, Putrajaya, Malaysia.
- Kersting, W.H. (2001). Radial distribution test feeders. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings*, vol. (2), pp 908-920.
- Pal, A., Chakraborty, A. K., and Bhattacharya, A. (2023). Allocation of PV Mounted EV Fast Charging Station in Superimposed System Considering Vehicle Flow. *IEEE IAS Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies*, pp. 1-5, GlobConHT, Male, Maldivas.
- Qin, H., Wan, C., Shao, N., Yin J., and Zhao, L. (2021). Optimal Allocation of Multi-energy Storage in Regional Integrated Energy System with High Penetration of PV Generation. *IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia*, pp. 338-343. I&CPS Asia, Chengdu, China.
- Seif, A. (2022). Improving the power quality of the distribution network using the optimal placement of the electric car parking. *26th International Electrical Power Distribution Conference*, pp. 102-107, EPDC, Tehran, Iran, Islamic Republic.
- Shao, X., Ren, X. Y., Song, Li, Z., Ye, Y., and Xu, X. (2022). Capacity Allocation Optimization of PV-and-storage Microgrid Considering Demand Response. *Power System and Green Energy Conference*, pp. 79-84. PSGEC, Shanghai, China.
- Souza, J. V., Faria, W. R., Monteiro, F. M. dos S., Otto, R. B., Biczkowski, M., and Asada, E. N. (2019). Battery Energy Storage System Allocation in Distribution Systems for Power Loss and Operational Costs Reduction. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America*, pp. 1-6, ISGT Latin America, Gramado, Brazil.
- Venkatareddy, P., Sambaiah, K. S., and Samanvitha, N. (2022). Optimal Mix and allocation of Solar and Wind Energy Sources in Active Distribution System Using Jaya Optimization Algorithm. *Trends in Electrical, Electronics, Computer Engineering Conference*, pp. 45-49, TEECCON, Bengaluru, India.
- Wu, Y., and Sun, W. (2021). Research on the Reliability Allocation Method for a Wind Turbine Generator System Based on a Fuzzy Analytic Hierarchy Process Considering Multiple Factors. *IEEE Access*, vol. (9), pp. 64461-64467.
- Zakaria, A., Fang, D., Zou, M., Harrison, G., and Djokic, S. Z. (2021). Comparison of Deterministic and Probabilistic Approaches for Hosting Capacity Allocation of Wind and PV Generation in Distribution Networks. *IEEE Madrid PowerTech*, pp. 1-6, Madrid, Spain.