

Análise dos impactos da recarga de Veículos Elétricos em um sistema de distribuição residencial considerando diferentes modos de recarga

Kaio H. S. Forte*, Gabriel A. S. Couto*, Marcus V. A. Nunes*

**Faculdade de Engenharia Elétrica e Biomédica
Universidade Federal do Pará, Belém, PA, 66075-110*

Abstract: The use of electric vehicles has been growing rapidly over the last years in many countries, which can cause technical impacts on distribution system operation. This paper analyzes the impacts that the uncontrolled insertion of these EVs causes in a low voltage distribution network. Simulations are conducted through OpenDSS software in a real distribution system in Brazil. Different recharge modes and several penetration levels are considered. Results show that an uncontrolled electric vehicle charging scenario with high penetration level can cause significant transformer overload, undervoltage, voltage unbalance and increase in active power losses.

Resumo: O uso de veículos elétricos vem crescendo rapidamente nos últimos anos em muitos países, o que pode causar impactos técnicos na operação do sistema de distribuição. Este artigo analisa os impactos que a inserção não controlada desses VEs ocasiona em uma rede de distribuição de baixa tensão. As simulações são realizadas através do software *OpenDSS* em uma rede de distribuição real do Brasil. São considerados dois modos de recarga e vários níveis de penetração. Os resultados mostram que um cenário de recarga não controlada de veículos elétricos com alto nível de penetração pode causar sobrecarga significativa no transformador, além de problemas de subtensão, desequilíbrios de tensão e aumento das perdas ativas.

Keywords: Electric vehicle; distribution system; power quality, transformer capacity.

Palavras-chaves: Veículos elétricos; rede de distribuição, qualidade de energia, capacidade do transformador.

1. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a crescente preocupação com as mudanças climáticas e com a segurança do fornecimento de energia aceleraram o caminho para a descarbonização do setor de transportes, o qual é responsável por 24% das emissões diretas de CO₂ devido a queima de combustível (IEA, 2021). Nesse sentido, os veículos elétricos (VEs) são uma tecnologia promissora para redução dessas emissões e de outros poluentes, uma vez que os motores elétricos são significativamente mais eficientes em termos energéticos do que os convencionais, e a eletricidade utilizada para supri-los pode ser proveniente de fontes de energia renováveis (Nanaki, 2021).

O número estimado de estações de recarga privadas para 2020 foi de 9.5 milhões, dos quais 7 milhões estão em residências e o restante em locais de trabalho. Isso representa 40 gigawatts (GW) de capacidade instalada nas residências e mais de 15 GW de capacidade instalada nos locais de trabalho (IEA, 2021). E apesar do número de VEs vendidos no Brasil ainda ser pouco expressivo em comparação com o mercado mundial, espera-se que o número de vendas aumente em um futuro próximo, sendo fundamental avaliar as atuais condições da rede de distribuição e propor possíveis soluções de adequação.

Dentre os diversos tipos de VEs, os plug-in utilizam a energia armazenada em sua bateria para se movimentar, e esta bateria é recarregada através de uma conexão com a rede elétrica, que pode ser em nível 1, 2 ou 3, conforme o nível de tensão e

corrente adotado (Falvo et al., 2014). Para a rede elétrica, a recarga de VEs plug-in é vista como uma carga adicional e que apesar de seus benefícios ambientais, caso a sua conexão seja feita de maneira não controlada, esta pode trazer diversos desafios para o sistema elétrico.

Segundo Clement-Nyns, Haesen e Driesen (2011), a recarga não controlada de VEs pode ocasionar problemas locais na rede de distribuição, como o aumento das perdas de potência ativa e desvios de tensão, afetando a qualidade da energia entregue pela concessionária. O trabalho de revisão de Dubey e Santoso (2015) também chega em conclusões parecidas, mas desta vez mostrando como a inserção de postos de recarga traz diversos problemas de subtensão e sobrecarga em transformadores.

Similarmente, Bitencourt et al. (2019), analisa os impactos que a carga extra advinda da recarga de VEs ocasiona nos transformadores em duas épocas do ano, utilizando modelos tarifários distintos. Em nenhum dos casos analisados a introdução dos veículos ao sistema causa sobrecargas significativas ao transformador, o que indica que os VEs podem ser introduzidos em regiões de baixa demanda de carga para substituir veículos ultrapassados. Por sua vez, o artigo de Ul-Haq et al. (2015) busca analisar os desequilíbrios que a introdução de veículos elétricos pode causar na tensão de uma rede. Concluiu-se que com uma estratégia de otimização baseada em tarifas os desequilíbrios de tensão se mantêm dentro dos limites.

Desta forma, este artigo propõe uma análise dos impactos que a inserção desses veículos pode trazer para a rede de distribuição residencial. Os resultados são avaliados considerando diferentes modos de recarga e para diferentes níveis de penetração. A metodologia proposta considera o caráter aleatório desse tipo de carga, avaliando a ocorrência de sobrecarga no transformador, violações de tensão nas barras da rede, e as perdas totais do sistema. As simulações computacionais são realizadas em uma rede real de baixa tensão do Brasil, utilizando o software OpenDSS e Python.

2. SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Foram utilizados dados de um sistema de distribuição real localizado no município de Ijuí, no Rio Grande do Sul, Brasil (Teixeira, 2018), composto por um transformador abaixador de 112,5 kVA, com relação de 22,5 kV/380 V, e 88 unidades consumidoras residenciais, variando entre conexões trifásicas (380 V) e monofásicas (220 V) que são distribuídas entre as 50 barras do sistema, conforme mostra a Figura 1 (Ferreira, Santos e Affonso, 2022).

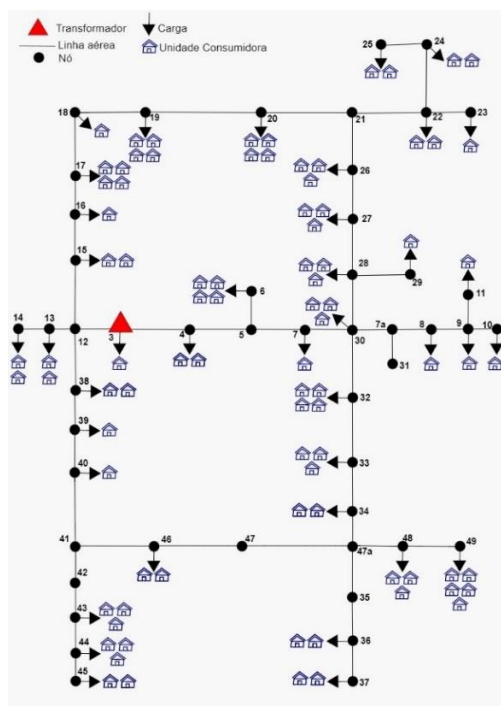


Figura 1 - Sistema de distribuição de Ijuí/RS.

O perfil de demanda das residências foi baseado em medições de 10 em 10 minutos reais da região centro oeste dos EUA (Muratori, 2017), sendo adaptado para a demanda média da região de Ijuí. A Figura 2 mostra a curva de carga adotada sendo este também o caso base deste estudo, onde não há a conexão de nenhum veículo elétrico na rede.

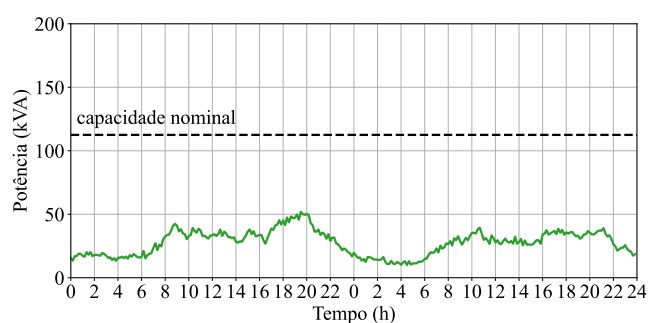


Figura 2 - Curva de carga das unidades consumidoras residenciais adotada (Caso Base).

3. MODELAGEM DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

A modelagem do veículo elétrico deste estudo tomou como base o modelo real de um VE plug-in, *Nissan Leaf*, bastante popular, que conta com um banco de baterias com capacidade de 40 kWh e uma autonomia aproximada de 389 km.

Para o carregador, levou-se em consideração que as recargas residências são feitas no modo 2 (modo rápido) (SAE, 2017), dessa forma, como a rede é 220/380V duas potências de recarga foram consideradas, 7.7kW (monofásica) e 22kW (trifásica). Por sua vez, a eficiência de recarga foi definida em 0.95.

Na Figura 3 é mostrado a potência e o estado de carga para um carregador recarregando um VE qualquer. É possível observar como as diferentes potências afetam o tempo de recarga das baterias, com o carregador de 7.7kW levando cerca de 4,5h para recarregar a bateria de 20% até os 100% de SOC, e o carregador de 22kW levando cerca de 1,5h.

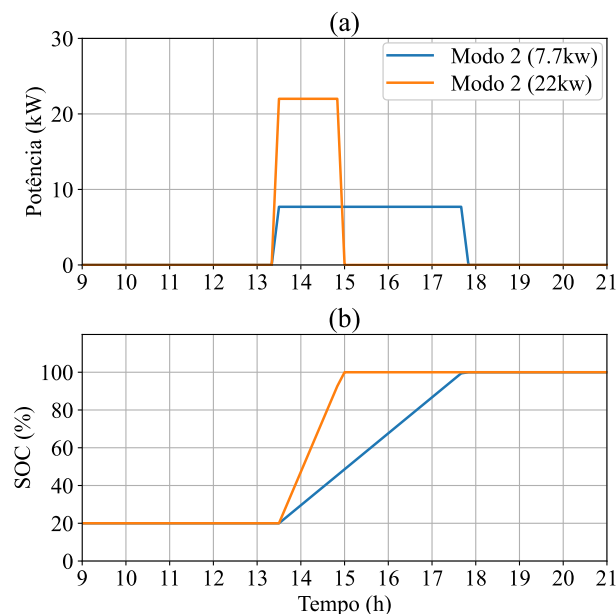


Figura 3 - Potência e SOC para diferentes modos de recarga.

Também foi preciso definir os horários de chegada dos veículos. Assim, para conciliar com a curva de carga utilizada, estes horários foram escolhidos aleatoriamente a partir de uma base de dados também dos EUA (Dudek et. al., 2019), onde

foram coletados dados reais de mais de 98 mil eventos de conexão de veículos elétricos na rede. A Figura 4 mostra a distribuição de horários de conexão dos veículos para os dias da semana.

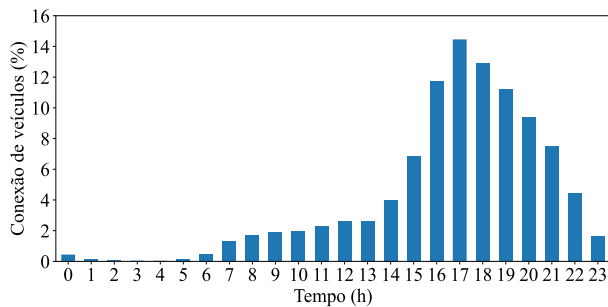


Figura 4 - Distribuição dos horários de chegada dos veículos elétricos para os dias da semana.

4. SIMULAÇÕES

As simulações deste estudo foram desenvolvidas no software *Open Distribution System Simulator* – OpenDSS (Dugan, 2010) em conjunto com Python, considerando dois dias consecutivos com amostragem de 10 minutos, totalizando um intervalo de 48 horas.

Dois casos de recarga não controlada foram estudados, um para a recarga monofásica (7.7kW) e outro para a recarga trifásica (22kW), para os dois casos diversos níveis de penetração foram analisados. Além disso, para aproximar os resultados da realidade para cada caso foram consideradas 300 simulações, variando entre elas: a barra na qual o VE se conectava e o seu horário de chegada.

5. RESULTADOS

Os impactos no carregamento do transformador, nível de tensão e nas perdas técnicas causados pela recarga não controlada de VEs na rede de distribuição de baixa tensão obtidos nas simulações serão apresentados conforme o tipo de recarga e a penetração de veículos

5.1 Carregamento do Transformador de Distribuição

O carregamento do transformador de distribuição apresentou um aumento considerável a medida em que se elevou o grau de penetração dos VEs na rede. Nas Figuras 5 e 6, apresenta-se o carregamento do transformador durante uma simulação de 48 horas para as penetrações de 20%, 30% e 40% utilizando a recarga monofásica e trifásica, respectivamente.

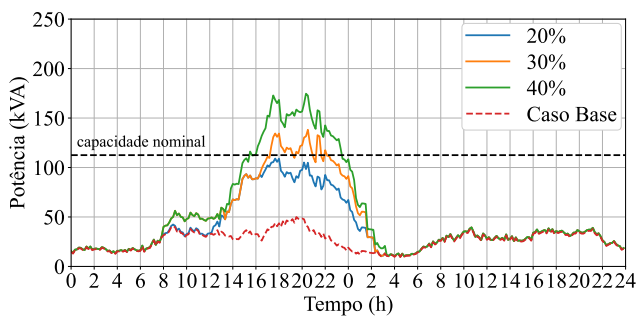


Figura 5 - Demanda do transformador em diferentes penetrações com VEs utilizando recarga monofásica.

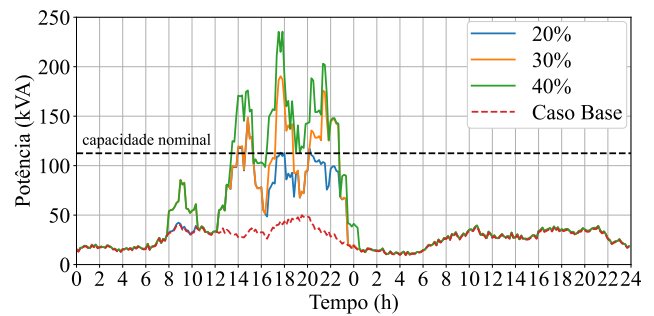


Figura 6 - Demanda do transformador em diferentes penetrações com VEs utilizando recarga trifásica.

Nota-se que, a partir de 30% de penetração de VEs com recarga monofásica, ocorre uma superação da potência nominal do transformador durante o horário de maior consumo das residências e o horário mais provável de recarga de VEs. Além disso, como esperado devido a maior potência e rápida recarga, a utilização da recarga trifásica apresenta picos de consumo, sendo estes de duração próximas a 1,5 horas e oriundos da chegada de um veículo para a recarga.

A curva de duração do transformador é apresentada na Figura 7 e 8 e mostra o cenário médio de 300 simulações para cada tipo de recarga e magnitude de penetração de VEs.

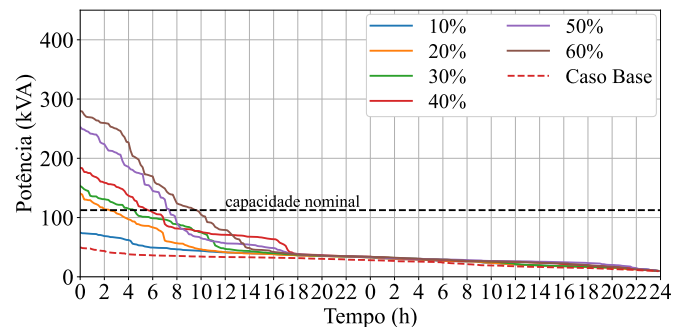


Figura 7 - Curva de duração do transformador em diferentes penetrações com VEs utilizando recarga monofásica.

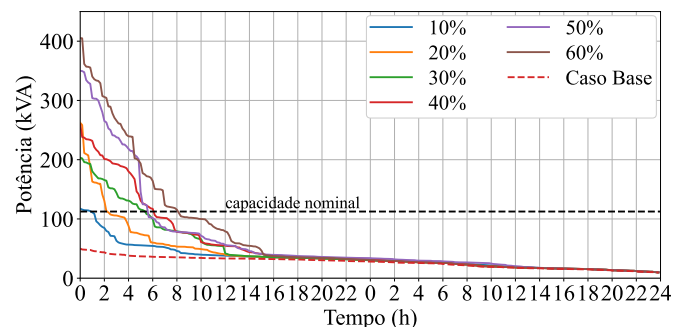


Figura 8 - Curva de duração do transformador em diferentes penetrações com VEs utilizando recarga trifásica.

Em ambos os tipos de recarga, nota-se que quanto maior a penetração, maior o pico e o tempo de operação do transformador em sobrecarga. Entretanto, a recarga trifásica por trabalhar com potências maiores, alcança picos ainda mais expressivos. Percebe-se também como para níveis de penetração baixos os dois modos de recarga têm durações de

sobrecarga similares, mas conforme a penetração aumenta (a partir de 40%) a recarga trifásica apresenta uma duração de sobrecarga menor do que a recarga monofásica. Esse comportamento é esperado já que os veículos estão carregando mais rapidamente.

4.2 Nível de Tensão

O nível de tensão do sistema de distribuição em baixa tensão possui uma grande sensibilidade ao aumento de carga, principalmente nas barras mais distantes do transformador abaixador.

Nas Figuras 9 e 10, apresenta-se o nível de tensão da barra 37, por este ser um dos mais comprometidos da rede, durante uma simulação de 48 horas para as penetrações de 20%, 30% e 40% utilizando a recarga monofásica e trifásica, respectivamente.

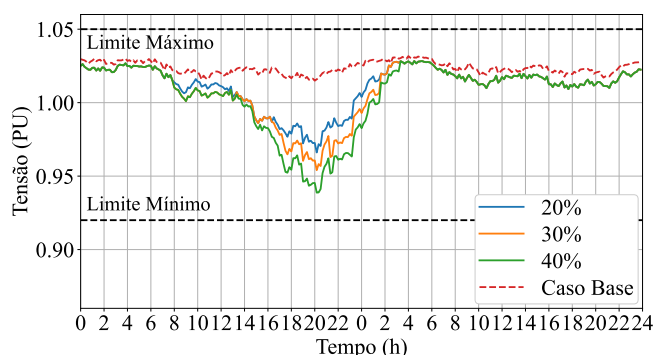


Figura 9 - Tensão trifásica média no barramento 37 em diferentes penetrações de VEs com a utilização da recarga monofásica.

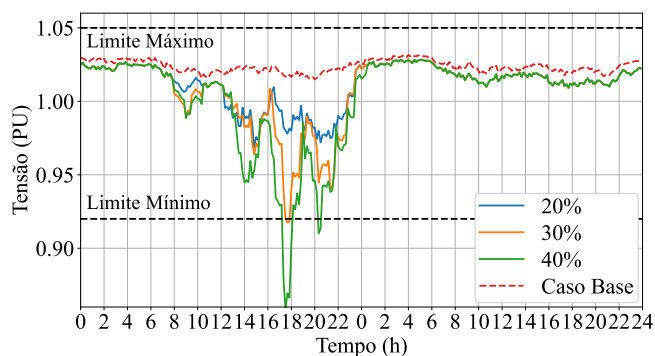


Figura 10 - Tensão trifásica média no barramento 37 em diferentes penetrações de VEs com a utilização da recarga trifásica.

Verifica-se a ocorrência de afundamentos consideráveis de tensão, na ordem de 5%, que, embora se utilize a tensão de operação nominal de 1,035 pu no sistema, foram capazes de violar o limite mínimo regulatório para o nível de tensão de redes de baixa tensão, sendo este igual a 1,02 pu.

Outro impacto, dessa vez específico da recarga monofásica, é o aumento no desbalanceamento entre as tensões de fases do sistema, alcançando impressionantes 10% em alguns casos, conforme apresentado na Figura 11 para a tensão na barra 37 para uma simulação com 30% de penetração, e que por sua vez na Figura 12 onde a recarga é trifásica estes desbalanceamentos são muito menos expressivos.

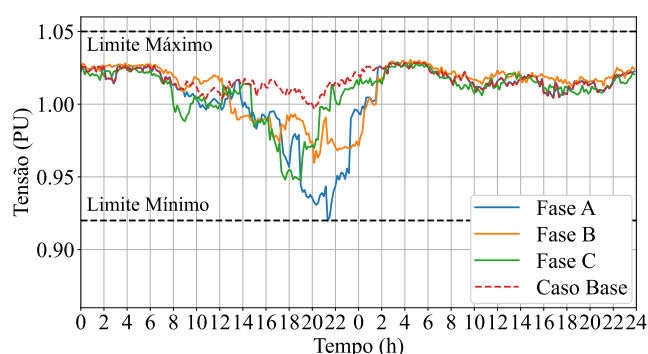


Figura 11 - Tensão de fase no barramento 37 para 30% de penetração de VEs com a utilização da recarga monofásica.

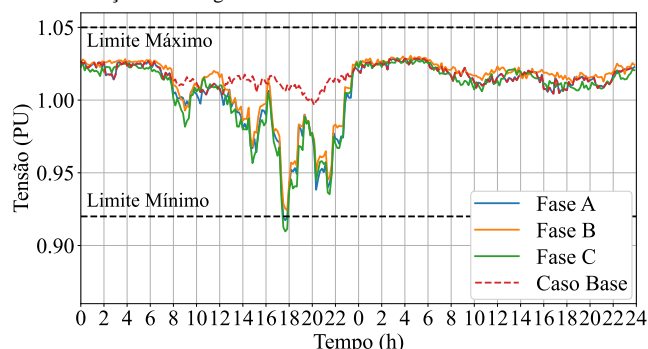


Figura 12 - Tensão de fase no barramento 37 para 30% de penetração de VEs com a utilização da recarga trifásica.

Pode-se afirmar que as barras mais robustas tendem a suportar o incremento de demanda oriundo da inserção de VEs sem violar os critérios regulatórios. As Figuras 13 e 14 apresentam a quantidade de violações por barra em um espaço amostral de 300 simulações de 48 horas.

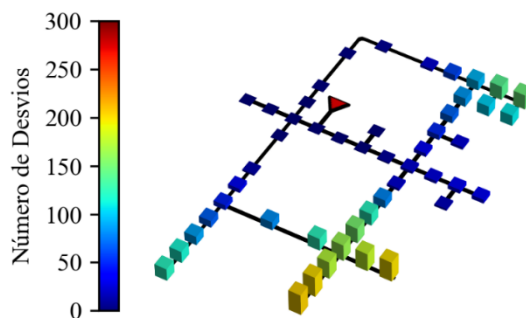


Figura 13 - Quantidade de violações por barra em um cenário com 30% de penetração e recarga trifásica.

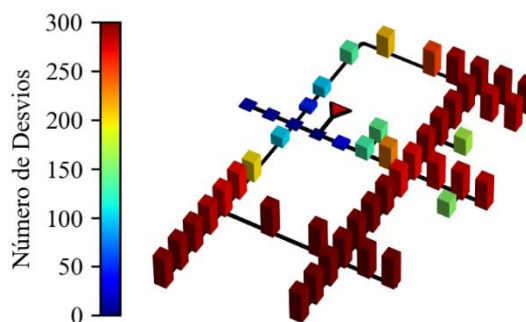


Figura 14 - Quantidade de violações por barra em um cenário com 50% de penetração e recarga trifásica.

Nota-se que barras mais distantes do transformador de distribuição tendem apresentar mais tensões inferiores ao limite regulatório com maior sensibilidade ao acréscimo de carga. Além disso, percebe-se o aumento exponencial na quantidade de violações na medida que se eleva a quantidade de VEs na rede.

4.3 Perdas

De modo geral, sistema de distribuição de baixa tensão tendem a apresentar grandes níveis de perda na medida em que seu carregamento e sua extensão aumentam. A Figura 15, apresenta a evolução das perdas técnicas no sistema estudado a medida que se eleva o nível de penetração de VEs. Nota-se que a recarga trifásica apresenta uma evolução de perdas ligeiramente maior que a recarga monofásica.

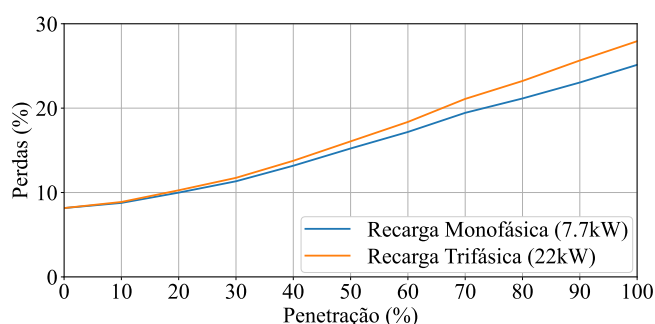


Figura 15 - Evolução das perdas técnicas no sistema em relação ao nível de penetração de VEs.

6. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou análises do impacto ocasionado pela inserção não controlada de VEs em uma rede de distribuição residencial. Foram avaliados a carga no transformador, desvios de tensão e perdas de potência ativas. As simulações foram realizadas em um sistema de distribuição real do Brasil. Foram considerados dois modos de recarga, monofásico (7.7kW) e trifásico (22kW) e diferentes níveis de penetração. Além disso, foram feitas 300 simulações para representar o caráter aleatório do problema. Os resultados apontam para as seguintes conclusões:

- A conexão não controlada de VEs em redes de distribuição tem como efeito mais significativo a sobrecarga no transformador e problema de subtensão. Além disso, as perdas de potência ativa também aumentam para altos níveis de penetração.
- A recarga monofásica impacta no balanceamento das fases, porém, visto que o tronco da rede estudada é totalmente trifásico, esse impacto poderia ser mitigado com pouco esforço (trocar a fase que o carro foi conectado).
- Apesar da rede operar em 1,035 pu a partir de 30% de penetração os critérios regulatórios para tensão mínima foram violados.
- Na prática, a inserção de novos pontos de recarga de veículos elétricos necessitaria de um aumento de potência disponibilizada na maioria dos casos, podendo haver um reforço na rede.

Os resultados reforçam a necessidade de uma coordenação para a conexão desses veículos na rede. Dessa forma, diversos trabalhos futuros podem ser feitos para se estudar algoritmos e métodos para a otimização da recarga de VEs, podendo citar a programação dinâmica e algoritmos de machine learning como os mais promissores. Ou como uma solução mais imediata seria mitigar os impactos da inserção de VE com reforços na rede ou incentivos fiscais.

REFERÊNCIAS

- Bitencourt, L. de A., Borba, B. S. M. C., Dias, B. H., Maciel, R. S., Dias, D. H. N., and Oliveira, L. W. (2019). Electric Vehicles Charging Optimization to Improve the Insertion Considering the Brazilian Regulatory Framework. *Energy Storage*, 1(4), 1–13.
- Clement-Nyns, K., Haesen, E., and Driesen, J. (2011). The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid. *Electric Power Systems Research*, 81(1), 185–192.
- Dubey, A., and Santoso, S. (2015). Electric Vehicle Charging on Residential Distribution Systems: Impacts and Mitigations. *IEEE Access*, 3(May 2021), 1871–1893.
- Dudek, E., Platt, K., Storer, N., Barnfather, P., and Duke, R. (2019). Electric Nation Customer Trial Final Report. Western Power Distribution.
- Dugan, R. C (2010). Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). EPRI
- Falvo, M. C., Sbordon, D., Bayram, I. S., and Devetsikiotis, M. (2014). EV charging stations and modes: International standards. Em: 2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion. Ischia, Itália.
- Ferreira, V. L. N., Santos, H. H. and Affonso, C. M. (2022) Combined Effects of Reactive Power Support from Solar and Electric Vehicles Inverters in a Residential Distribution System. Unpublished.
- IEA (2021). Global EV Outlook 2021. International Energy Agency. Available at: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021> (Accessed: 23 January 2022).
- Muratori, M. (2017). Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand - supplementary data. *National Renewable Energy Laboratory*.
- Nanaki, Evanthia A. Electric vehicles. In: *ELECTRIC VEHICLES FOR SMART CITIES*. [S.l.]: Elsevier, 2021. p. 13–49. Available at: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-815801-2.00006-X>.
- SAE (2017). J1772-2017: SAE Electric Vehicle Conductive Charge Coupler.
- Teixeira, J. H. (2018). Análise das perdas elétricas devido a conexão de geração distribuída em um sistema de distribuição secundário. Bachelor's thesis. Universidade Regional Do Noroeste Do Estado Do Rio Grande Do Sul.
- Ul-Haq, A., Cecati, C., Strunz, K., and Abbasi, E. (2015). Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network. *Intelligent Industrial Systems*, 1, 51–60.