

Avaliação dos impactos ocasionados pela recarga de veículos elétricos em um sistema de distribuição residencial

Hugo Henrique da S. Santos*, Jorge H. C. Angelim*, Carolina de M. Affonso*

*Faculdade de Engenharia Elétrica e Biomédica
Universidade Federal do Pará, Belém, PA, 66075-110
(e-mail: hugo.hssan@gmail.com)

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 effect of single-phase connection of electric vehicles on a low-voltage distribution system, evaluating transformer load and voltage quality impacts. The test system adopted is the CIGRE benchmark model of low voltage distribution network. Simulations are conducted with load flow calculations using OpenDSS software. Different uncontrolled charging strategies are adopted including V2G (vehicle-to-grid) operation mode, considering two electric vehicle penetration levels. Results show that an uneven electric vehicle charging scenario with high penetration level can cause significant transformer overload and voltage unbalance.

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 o efeito da conexão monofásica de veículos elétricos em um sistema de distribuição de baixa tensão, avaliando a carga do transformador e os impactos na qualidade da tensão. O sistema teste adotado é a rede de distribuição do CIGRE. As simulações são conduzidas com cálculos de fluxo de carga usando o software *OpenDSS*. Diferentes estratégias de recarga não controlada são adotadas, incluindo o modo de operação V2G (*vehicle-to-grid*), considerando dois níveis de penetração de veículos elétricos. Os resultados mostram que um cenário de recarga de veículos elétricos desequilibrado com alto nível de penetração pode causar sobrecarga significativa no transformador, além de problemas de desequilíbrio de tensão.

Keywords: Distribution network; electric vehicles; power quality; transformer capacity.

Palavras-chaves: Rede de distribuição; veículos elétricos; qualidade da tensão; capacidade do transformador.

1. INTRODUÇÃO

O setor de transporte é um dos maiores responsáveis pela emissão de gases poluentes na atmosfera (IEA, 2019). Visando modificar este cenário, o uso de veículos elétricos (VE) tem aumentado significativamente nos últimos anos em diversos países, em substituição aos veículos a combustão interna tradicionais. Esse crescimento tende a se manter nos próximos anos, e espera-se assim, reduzir o uso de combustíveis fósseis.

Dentre os diversos tipos, os veículos elétricos *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 o sistema elétrico, a recarga de veículos elétricos *plug-in* é vista como uma carga adicional na rede, que pode ocasionar impactos técnicos negativos.

Segundo Clement-Nyns *et al.* (2011), a recarga de VEs de forma descoordenada pode ocasionar problemas locais na rede de distribuição, como o aumento das perdas de potência ativa e desvio de tensão, afetando a qualidade da energia entregue

pela concessionária. De acordo com Ul-Haq *et al.* (2015), também pode ocorrer sobrecarga no transformador e desequilíbrio de tensão. A análise de Turker *et al.* (2012) mostra que um transformador funcionando em sobrecarga tem sua vida útil diminuída, o que representa perda econômica para a concessionária de energia, reforçando a necessidade de planejamento frente à crescente adoção do uso de VEs.

Shahnia *et al.* (2013) investiga o desequilíbrio de tensão causado por veículos elétricos em redes de distribuição quando os veículos operam recarregando suas baterias (modo G2V – *grid to vehicle*) ou fornecendo energia para a rede (modo V2G – *vehicle to grid*). Como demonstrado por Silva e Pauletti (2019), a recarga de VEs em uma rede residencial ocorre principalmente entre as 16 h e 6 h do dia seguinte, aumentando ainda mais curva de carga no período de pico de demanda, o que não é desejável.

Este artigo tem como objetivo analisar os impactos ocasionados pela inserção não controlada de VEs em uma rede de distribuição residencial. São avaliados a carga no transformador de distribuição, perfil de tensão e fator de desequilíbrio de tensão. Verifica-se como o aumento do nível

de penetração dos VEs e o horário em que a recarga dos VEs ocorre contribui para desvios de qualidade de energia. As simulações são realizadas utilizando o software OpenDSS através de simulações de fluxo de carga, utilizando a rede de distribuição CIGRÉ.

2. ANÁLISE TÉCNICA

O impacto da inserção dos VEs no sistema de distribuição residencial é avaliado através do cálculo da carga no transformador, das tensões nodais em cada fase, e do fator de desequilíbrio de tensão (FD).

A demanda de potência ativa no transformador de distribuição (P_{Trans}) pode ser calculado através de (1), como sendo a soma da demanda de potência de todas as cargas fixas residenciais mais a demanda dos veículos elétricos realizando recarga, além das perdas.

$$P_{Trans}^t = P_{carga}^t + P_{VE}^t + P_{perdas}^t, \forall t = 1 \dots 24 \quad (1)$$

Os limites operacionais de tensão em rede de distribuição são definidos pela norma ANSI C84.1 (NEMA, 2006) em 114 V - 126 V para ligações monofásicas, e 228 V - 252 V para bifásicas em tensões de serviço, e 110 V - 126 V e 220 V - 252 V, respectivamente, para tensões de utilização. Em pu, os limites estão em 0,95-1,05 para serviço e 0,916-1,05 para utilização.

O Fator de Desequilíbrio (FD) em sistemas de distribuição secundário, segundo Gray e Morsi (2016), para sistemas bifásicos a três fios, pode ser calculado através de (2).

$$FD(\%) = \frac{|V_A - V_B|}{V_A + V_B} \times 100 \quad (2)$$

Onde V_A representa a tensão na fase A e V_B , a tensão na fase B.

Segundo Pillay e Manyage (2001), entre os métodos de cálculo existentes para as diversas definições de desequilíbrio de fase, o calculado por (2) apresenta boa precisão para resultados abaixo de 5%.

3. MODELAGEM DA REDE

O sistema utilizado foi a rede de distribuição secundária disponível em (CIGRÉ, 2014), cujo diagrama unifilar é apresentado na Fig. 1. Esta rede tem estrutura radial e segue o modelo americano, onde os consumidores são atendidos por um transformador monofásico de derivação central de 50 kVA 12,47kV/240V-120V. O sistema foi modelado no software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), onde foram realizadas simulações de fluxo de carga (Dugan, 2010). As simulações foram realizadas considerando dois dias consecutivos com amostragem de 1 h, totalizando um intervalo de 48 horas. A Fig. 2 apresenta a carga no transformador antes da conexão dos VEs.

Os veículos foram modelados com base no *Nissan Leaf*, com bateria de capacidade 40 kWh, sendo o veículo e a estação de recarga modelados como um elemento único, com fator de potência unitário. O inversor não teve sua dinâmica analisada.

Com base na rede modelada, foram propostos 3 modos de operação dos VEs com 2 níveis de penetração distintos. Além disso, foi considerado um cenário sem inserção de VEs para servir como referência (base). Os modos de operação adotados são apresentados na Fig. 3. No Modo 1, a recarga do VE é feita das 17 h às 22 h, sendo iniciada no horário em que o usuário geralmente retorna para casa após um dia de trabalho. No Modo 2, a recarga do VE é feita durante a madrugada, de 1 h às 6 h. No Modo 3, o veículo primeiramente opera fornecendo energia a rede (modo V2G – *vehicle to grid*) das 17 h às 20 h, e realiza a recarga da bateria das 22 h às 6 h.

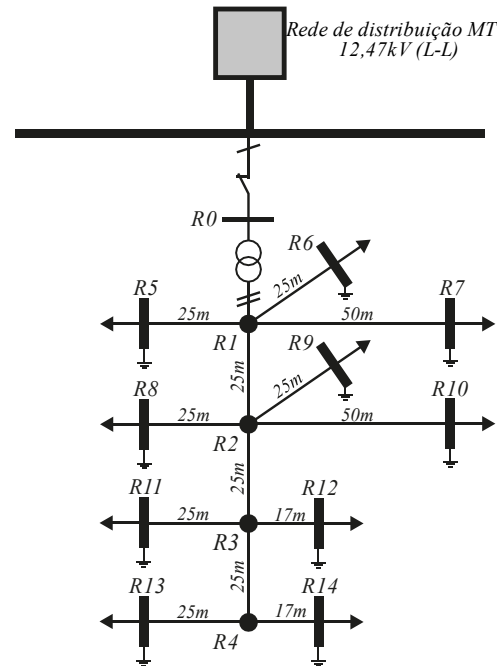


Fig. 1: Sistema de distribuição norte americano do CIGRÉ.

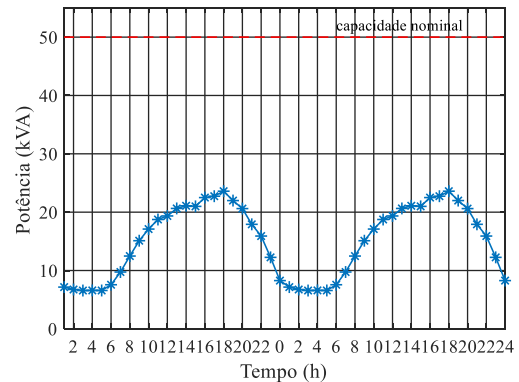


Fig. 2: Curva de carga no transformador (caso base).

O estado de carga da bateria (*State of Charge - SOC*) é um indicador da quantidade de energia disponível na bateria e foi considerada inicialmente igual a 55% em todas as simulações. Os valores finais de carga observados na Fig. 3 não foram estipulados, sendo resultados da simulação, que leva em consideração diversas variáveis para determinar os níveis de energia armazenados, como a taxa de descarga e recarga e o tempo de atividade.

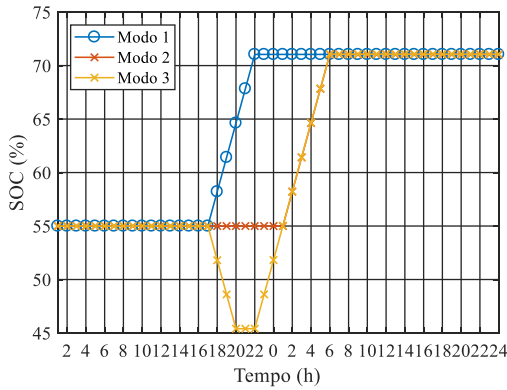


Fig. 3: Modos de recarga dos veículos elétricos.

Quanto ao nível de penetração dos VEs, o mesmo é definido como sendo a razão percentual entre o número de veículos elétricos conectados na rede pelo número total de veículos existentes (elétricos e convencionais). Considerou-se um total de 20 residências na área estudada e que cada residência possui 1 veículo, tendo assim no máximo 20 VEs conectados na rede de distribuição. Os VEs foram distribuídos de forma aleatória entre as fases, tendo conexão monofásica, como mostra a Fig. 4, e potência de recarga de 1.44kW, seguindo o padrão de conexão em nível 1 (Falvo *et al.*, 2014). Assim, foram considerados dois cenários com níveis de penetração de VEs distintos: 50% e 100%. Para o cenário 1, com nível de penetração de 50%, foram conectados um total de 10 VEs, sendo 7 na fase A e 3 na fase B. Para o cenário 2, com nível de penetração de 100%, foram conectados um total de 20 VEs, sendo 14 na fase A e 6 na fase B.

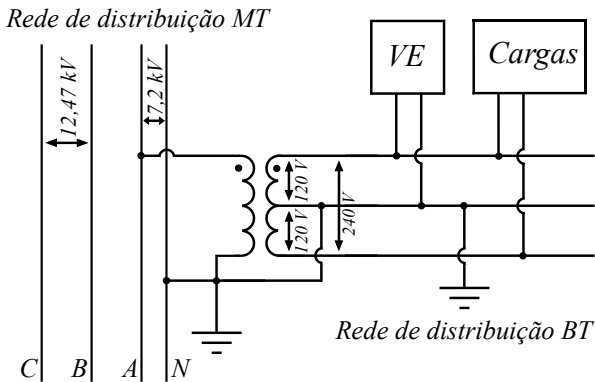


Fig. 4: Conexão dos veículos elétricos e cargas.

4.RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

4.1 Cenário 1: Nível de Penetração 50%

Para o nível de penetração em questão, a carga no transformador se mostra dentro dos limites nominais de operação para todos os modos de recarga adotados, conforme mostra a Fig. 5. A inserção de VEs na rede no modo 1 faz com que o pico da curva de carga seja acentuado, visto que o período de recarga dos VEs coincide com o horário de pico de demanda do sistema. Já no modo 2, como a recarga é feita fora do horário de pico, tem-se a suavização da curva de demanda. O modo de operação 3 reduz o pico de demanda da rede, visto que no horário de pico os VEs fornecem potência para a malha de distribuição.

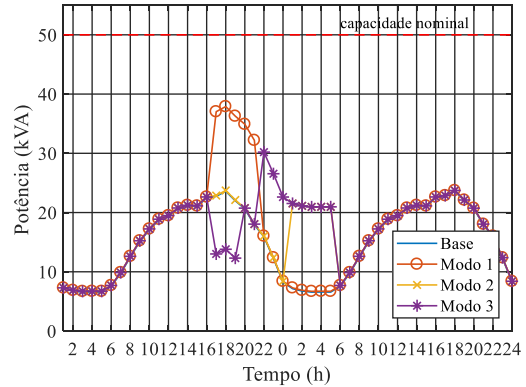


Fig. 5: Curva de carga no transformador (cenário 1).

A conexão de veículos nas barras de maneira desbalanceada provoca um aumento considerável no fator de desequilíbrio de tensão, conforme pode-se observar na Fig. 6. Nos períodos sem atividade de descarga ou recarga de VEs, o FD é próximo de zero, o que é esperado devido à equivalente distribuição de carga entre as fases para o caso base. Já em momentos de atividade dos VEs, é visto um aumento brusco de FD, que apesar de dentro dos limites toleráveis, evidencia o comportamento resultante da adição não planejada dos veículos com conexão monofásica. Valores superiores a 1% de FD são notados nas barras R10, R11, R12, R13 e R14.

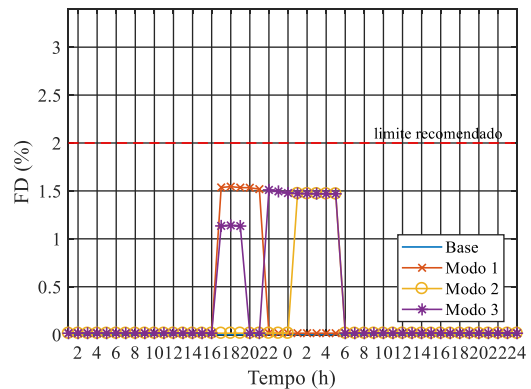


Fig. 6: Fator de desequilíbrio na barra R14 (cenário 1).

A Fig. 7 apresenta o perfil de tensão na barra R14 para as fases A e B. Nota-se que a recarga dos VEs ocasiona a queda da tensão, e a descarga dos VEs na rede (modo 3) ocasiona e aumento da tensão. Em todos os casos não ocorrem violações nos limites operacionais. Também é possível observar que a tensão na fase B apresenta variações em comparação ao caso base, nos momentos de atividade dos VEs na fase A, devido à influência mútua entre as linhas.

A Fig. 8 mostra a tensão nas barras da rede conforme a distância da barra em relação ao transformador de distribuição às 18h, para os modos de operação 1 e 3, onde há, respectivamente, recarga e descarga na rede no horário de pico. Para o caso base, é possível observar que ocorre uma queda de tensão conforme aumenta a distância do alimentador, que é intensificada no modo 1 devido à adição de demanda dos VEs na rede. Para o modo 3, o aumento de tensão provocado pela descarga dos VEs na rede (modo de operação V2G) é

suficiente para mitigar a queda de tensão provocada pelas perdas de linha, na maioria das barras.

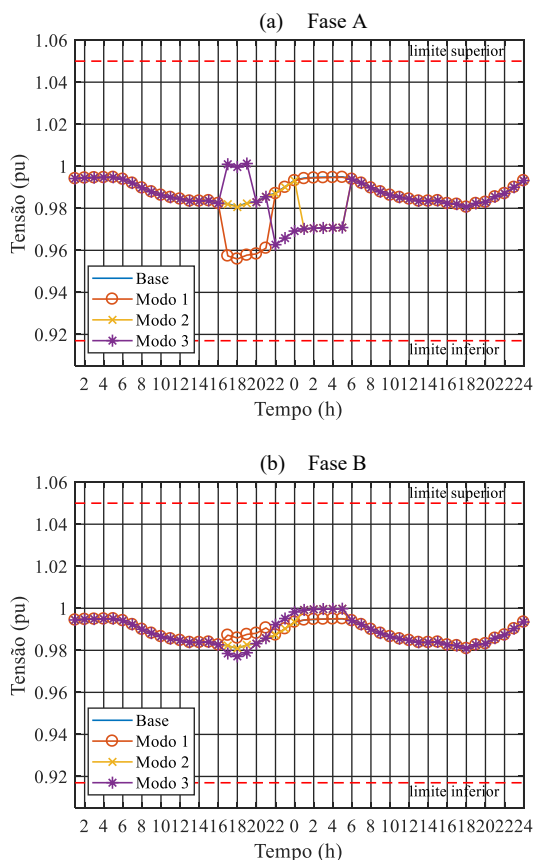


Fig. 7: Perfil de tensão na barra R14 para o cenário 1. a) Fase A. b) Fase B.

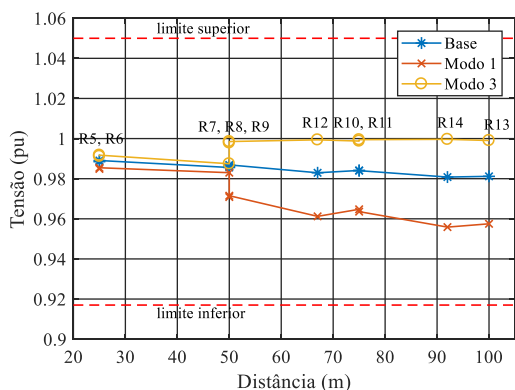


Fig. 8: Perfil de tensão ao longo do alimentador às 18 h (cenário 1 – fase A).

4.2 Cenário 2: Nível de Penetração 100%

Neste cenário, considera-se que cada residência possui um veículo elétrico, tendo no total a conexão de 20 VEs na rede. Com o aumento da demanda de VEs, a carga no transformador ultrapassa sua capacidade nominal, como mostra a Fig. 9. O funcionamento do transformador em regime de sobrecarga por um período de tempo muito longo pode provocar a redução da sua vida útil, ocasionando assim perdas econômicas para a concessionária de energia, o que não é desejado.

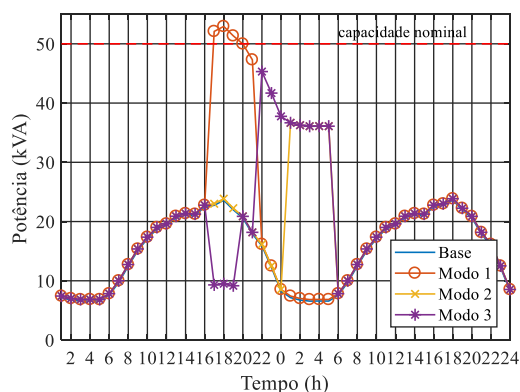


Fig. 9: Curva de carga no transformador (cenário 2).

A recarga de um número maior de VEs associado a conexão desequilibrada dos mesmos na rede ocasiona um incremento notável no fator de desequilíbrio. A Fig. 10 mostra que, para todos os modos de operação, o desequilíbrio entre fases extrapola os limites recomendados de 2%, podendo desencadear diversos problemas nas cargas conectadas à rede. As barras R10, R11, R12 e R13 também apresentam valores de FD acima do permitido. O desequilíbrio entre fases em um sistema de distribuição secundário tem como uma das consequências a perda de rendimento em motores. Equipamentos domésticos podem consumir mais energia da rede quando o FD é elevado. As alterações no FD exigem uma reordenação na rede interna das residências ou o uso de um dispositivo eletrônico capaz de medir o desequilíbrio da rede e alternar a fase de conexão conforme a necessidade.

A tensão teve comportamento dentro dos limites toleráveis, porém com quedas de tensão mais significativas, conforme mostra a Fig. 11. A Fig. 12 mostra a queda da tensão nas barras da rede conforme a sua distância ao transformador. Nota-se que no modo de operação 1, a queda de tensão é ainda mais acentuada para o cenário atual, cujo nível de penetração de VEs é mais elevado (100%). Ainda assim, a tensão permanece dentro dos limites estabelecidos em todas as barras da rede.

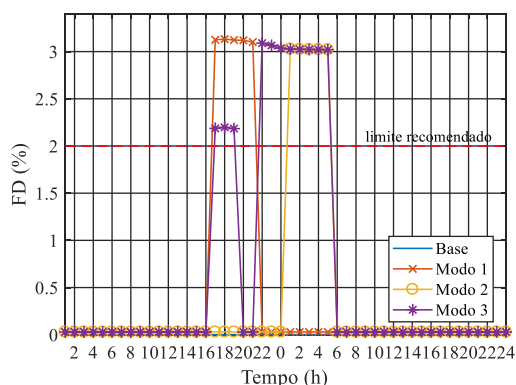


Fig. 10: Fator de desequilíbrio na barra R14 (cenário 2).

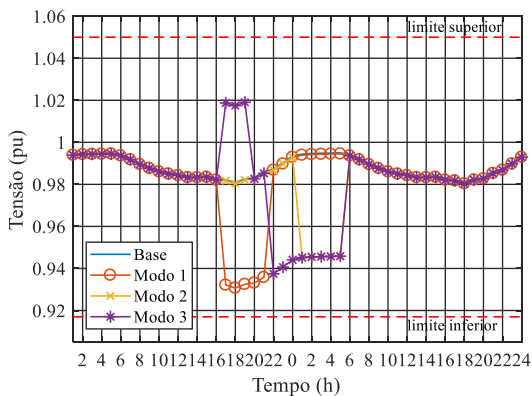


Fig. 11: Perfil de tensão na barra R14 Fase A (cenário 2)

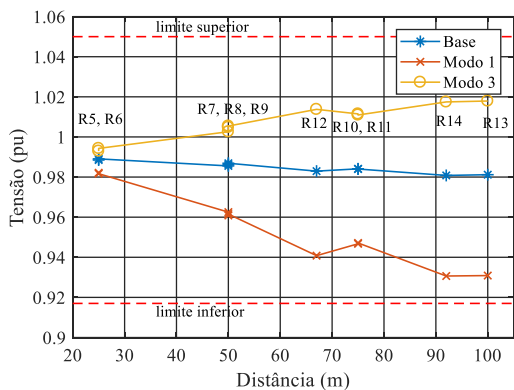


Fig. 12: Perfil de tensão ao longo do alimentador às 18 h (cenário 2 – fase A).

A Fig. 13 compara o perfil de tensão ao longo do alimentador nos cenários 1 e 2 (nível de penetração de VE de 50% e 100% respectivamente), para o modo de operação 1 às 18 h. Nota-se que o aumento do número de veículos conectados ao sistema acentua consideravelmente a queda de tensão ao longo do alimentador. É observado que as barras mais distantes do transformador apresentam maior sensibilidade frente as alterações na rede provocadas pela inserção de VEs.

A Fig. 14 compara o fator de desequilíbrio ao longo do alimentador nos cenários 1 e 2, quando os VEs operam no modo 1 às 18 h. Nota-se que o aumento do número de VEs conectados na rede também ocasiona um aumento no desequilíbrio da tensão, que se acentua conforme aumenta a distância da carga ao transformador de distribuição. No cenário 2, mesmo em barras mais próximas do transformador de distribuição, como na barra R12, o desequilíbrio entre fases já extrapola os limites recomendados de 2%. Para a barra mais distante, R13, o FD máximo alcançado é de 3,14%, muito acima do limite recomendado.

A Fig. 15 compara o fator de desequilíbrio ao longo do alimentador nos cenários 1 e 2, para o modo de operação 3 às 18 h. É possível observar que mesmo no modo 3, quando os VEs injetam energia na rede no horário de pico, o aumento no nível de penetração de VEs ocasiona também aumento no desequilíbrio da tensão. Isto ocorre devido a conexão monofásica desequilibrada dos VEs na rede.

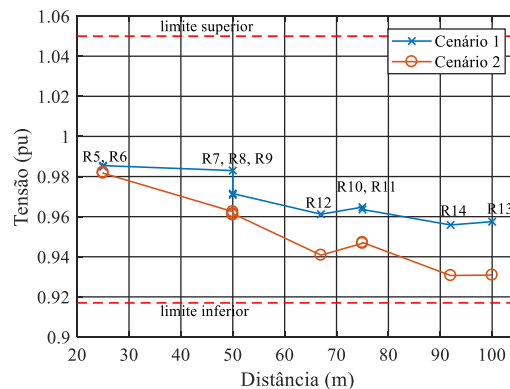


Fig. 13: Perfil de tensão ao longo do alimentador para o modo de operação 1 às 18 h.

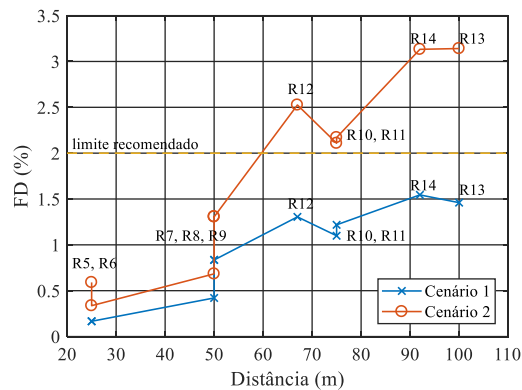


Fig. 14: FD ao longo do alimentador para o modo de operação 1 às 18 h.

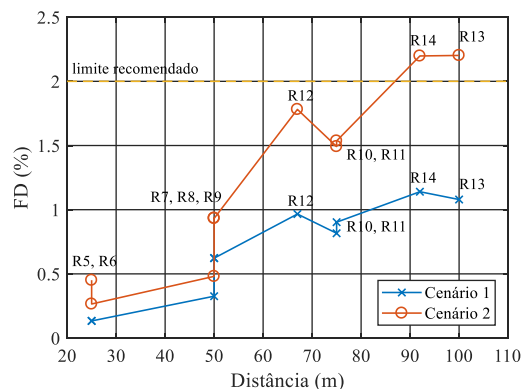


Fig. 15: FD ao longo do alimentador para o modo de operação 3 às 18 h.

O cenário com nível de penetração de 100% é mais extremo, e só deve ser alcançado no futuro quando houver inserção massiva dos VEs na rede.

5. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou análises do impacto ocasionado pela inserção não coordenada de VEs em uma rede de distribuição residencial. Foram avaliados a carga no transformador de distribuição, perfil de tensão e fator de desequilíbrio de tensão. As simulações foram realizadas em uma rede de distribuição do CIGRÉ, utilizando o software OpenDSS. Foram

considerados dois cenários de nível de penetração dos VEs (50% e 100%), além de 3 modos de operação dos VEs, de acordo com o horário em que a recarga dos mesmos ocorre. Os resultados apontam para as seguintes conclusões:

- A conexão descoordenada de VEs em redes de distribuição tem como efeito mais significativo a sobrecarga no transformador e o desequilíbrio de tensão ao longo do alimentador;
- Os maiores problemas ocorrem pela conexão desigual dos VEs na rede de distribuição secundária, visto que estes possuem ligação monofásica. Este problema é acentuado conforme a quantidade de veículos conectados aumenta;
- O pior cenário ocorre quando a recarga dos VEs acontece no horário de pico (modo 1), havendo sobrecarga no transformador e violação do FD. A recarga de VEs fora do horário de pico (modo 2 e modo 3) cria um outro pico de demanda, que também pode ocasionar sobrecarga no transformador e desequilíbrio de tensão conforme o nível de penetração dos VEs na rede;
- Quando os VEs operam no modo 3, eles fornecem energia para a rede no horário de pico, e mesmo assim ocorre violação do FD. Isto ocorre devido a conexão desigual dos VEs entre as fases na rede de distribuição secundária;
- Os resultados reforçam a necessidade de coordenação na conexão de veículos elétricos em sistemas de distribuição, quando feito através de conexão monofásica.

International Energy Agency. Air pollution by sector, 2015 and 2040. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/air-pollution-by-sector-2015-and-2040> (acesso em 08.06.20).

Pillay, P., and Manyage, M. (2011). Definitions of Voltage Unbalance. *IEEE Power Engineering Review*, May 2001, 50-51.

Shahnia, F., Ghosh, A., Ledwich, G., and Zare, F. (2013). Predicting Voltage Unbalance Impacts of Plug-in Electric Vehicles Penetration in Residential Low-voltage Distribution Networks. *Electric Power Components and Systems*, 41(16), 1594–1616.

Silva, G. M., Pfitscher, L. L., Pauletti, P., and Alves, Z. M. (2019). Recharging electric vehicles: Impact on the load curve of a low-voltage distribution network. Em: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. Gramado, Brasil.

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.

REFERÊNCIAS

American National Standard for Electric Power Systems and Equipment Voltage Ratings (60 Hz). ANSI C84.1-2011,2011.

Clement-Nyns, K., Haesen, E., and Driesen, J. (2011). The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid. *Electric Power Systems Research*, 81, 185–192.

Dugan, R. C. Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). EPRI, 2010

Falvo, M. C., Sbordone, 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.

Gray, M. K., and Morsi, W. G. (2016). Probabilistic quantification of voltage unbalance and neutral current in secondary distribution systems due to plug-in battery electric vehicles charging. *Electric Power Systems Research*, 133, 249–256.

CIGRÉ Task Force C6.04. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources; Cigré Brochure 575; Cigré: Paris, France, 2014.