

Análise dos Impactos Técnicos da Inserção de Carregadores de Veículos Elétricos *Plug-in* em um Alimentador de Distribuição

1st Paulo Raimundo Gomes de Lima

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Minas Gerais
 Belo Horizonte, MG, Brasil
 paulogomes-ppgee@ufmg.br

2nd Sidelmo Magalhães Silva

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Minas Gerais
 Belo Horizonte, MG, Brasil
 sidelmo@ufmg.br

Abstract—O contexto atual de transição energética traz consigo o desenvolvimento e implementação de novas tecnologias cada vez mais baseadas em eletrônica de potência, aplicadas aos sistemas de energia elétrica. Neste cenário, a mobilidade elétrica é um dos temas debatidos atualmente e traz consigo benefícios, desafios técnicos e regulatórios. Neste contexto, esse artigo demonstra um estudo dos impactos técnicos de carregadores rápidos de veículos elétricos *plug-in*, nos limites operativos e qualidade da energia elétrica na rede secundária de um alimentador de distribuição. É realizada uma modelagem de um sistema elétrico extraído da Base de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD) em um cenário proposto de inserção de carregadores veiculares, utilizando o *software Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*, com controle realizado via linguagem Python. Os resultados demonstram que, a inserção de postos de recarga rápida na rede secundária de distribuição representa um aumento expressivo na demanda dos transformadores de distribuição, considerando o cenário proposto. Além disso, é constatado também violação da tensão nas barras de conexão desses postos de recarga.

Index Terms—Veículos Elétricos *Plug-in*, Carregadores, Qualidade da Energia Elétrica, Limites Operativos, OpenDSS.

I. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência em um contexto mundial passa por uma modernização em função da integração de novas tecnologias em um cenário de transição energética. Neste contexto, a mobilidade elétrica vem se tornando um dos temas debatidos atualmente e traz consigo benefícios, desafios técnicos e econômicos.

O grande crescimento do mercado de Veículos Elétricos (VEs) *Plug-in* é uma realidade em diversos países. De acordo com a *International Energy Agency (IEA)* em seu relatório anual *Global EV Outlook 2023* [1] sobre veículos elétricos, o *Market Share* global de VEs ultrapassou 10 milhões de vendas em 2022, representando 14% de todos os carros vendidos no ano. A expansão no mercado segue sendo liderada pela China, Europa e Estados Unidos, respectivamente, sendo mais de 60% de todas as vendas no mundo [1]. Segundo projeções do relatório, espera-se um aumento de 35% de vendas ao final de 2023 em relação a 2022.

Em um contexto nacional, o Brasil segue a tendência mundial em implementar a eletrificação veicular, não somente pelos benefícios da tecnologia, mas também pela pauta de compromissos e metas para descarbonização dos meios de transportes, conforme colocado no 2^o Anuário Brasileiro da

Mobilidade Elétrica [2]. De acordo com o levantamento da Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE) [3], o mercado no Brasil de veículos leves eletrificados expandiu 58% no primeiro semestre de 2023 em relação ao ano anterior, sendo esse crescimento liderado pela tecnologia PHEV (*Hybrid Electric Plug-in Vehicle*), com um aumento expressivo de 206%.

Neste contexto de expansão, um dos desafios técnicos se encontra no sistema elétrico de distribuição com a conexão dos carregadores de VEs para recarga das baterias. Necessitam de estratégias para modernização e reforço do sistema elétrico a fim de suportar a integração desses novos elementos, bem como desenvolver mecanismos para avaliar possíveis impactos nas redes elétricas, novas políticas públicas e regulamentações específicas [4-6].

Desse modo, são propostas na literatura técnica diferentes abordagens para avaliarem o comportamento de determinada grandezas elétricas no sistema de distribuição frente a penetração de VEs. Em [6] é avaliado os impactos técnicos no desequilíbrio e violação da tensão em uma rede de média tensão em um sistema de distribuição devido ao carregamento massivo de VEs não coordenado. Já em [7], foi feito um estudo em um sistema elétrico real sobre a variabilidade no horário de carregamento e como isso impactada na rede, nos parâmetros de demanda de energia, tensão e perdas no sistema, sendo propostas estratégias de tarifação em diferentes horários para mitigar eventuais impactos.

Outra análise diz respeito à sobrecarga nos transformadores de distribuição, demonstrado em [8], onde, verifica-se a importância de se estabelecer uma inserção de VEs coordenada com geradores distribuídos, como estratégia para mitigar o problema da sobrecarga. Já no estudo de caso realizado em [9], é projetado um cenário com crescimento significativo de VEs no norte da Califórnia e analisada a suportabilidade do sistema elétrico estudado. É constatado na pesquisa a necessidade de atualização de quase 20% (443 alimentadores) de todos os circuitos para atender uma penetração massiva de VEs, no qual, apenas 88 destes possuem algum planejamento de modernização.

Em [10], é evidenciado que a rede elétrica estudada não conseguirá atender a demanda em função das projeções de aumento de VEs. O estudo é feito em 20 municípios da região norte de Portugal, com projeções de vendas de VEs no hori-

zonte até 2030. Os autores utilizam simulações computacionais de Monte Carlos em três cenários determinístico, levando em conta a taxa diária de consumo resultante da combinação de rotas de longa e curta distância dos veículos.

Com base no que foi posto, este trabalho tem como finalidade avaliar os impactos técnicos de postos de recarga rápida de VEs em alimentadores de baixa tensão de um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), sob a ótica dos limites operativos de tensão e carregamento. Mais especificamente, as próximas seções demonstrarão o comportamento do SDEE com e sem a presença de VEs, sendo observado os perfis da tensão nos pontos de conexão com a rede e o aumento na demanda dos transformadores.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esta seção apresentará premissas e os conceitos básicos para um melhor entendimento do trabalho.

A. Obtenção e tratamento dos dados do SDEE

As informações do sistema elétrico base utilizado neste trabalho foram obtidas do BDGD. O BDGD é uma base de dados geográfica de todo o sistema elétrico da distribuidora, que é aberto ao público, disponibilizado pelas distribuidoras anualmente à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [11].

Essa base tem como objetivo a representação do sistema elétrico real da distribuidora, visando refletir tanto a situação dos ativos quanto as informações técnicas e comerciais de interesse. Essa base de dados (BDGD) é estruturada por meio de entidades, que são modelos abstratos de dados contendo as informações de interesse do sistema, dos ativos até as perdas estimadas [11]. O módulo 10 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [12] e o manual do BDGD [13], fornecidos pela ANEEL, possuem as instruções, padronizações e definições de cada entidade.

O BDGD é fornecido com modelo de arquivo no formato Geodabase(.gdb). Neste trabalho, é utilizada como ferramenta intermediária a *Geographic Information System* (QGIS) para visualização e projeção geográfica de cada entidade, bem como a exportação desses arquivos como um banco de dados em *Structured Query Language* (SQL), no qual são tratados posteriormente na linguagem de programação Python para realizar o modelagem do sistema.

B. Modelagem do Sistema Elétrico de Potência

A modelagem computacional do sistema elétrico com e sem carregadores veiculares é implementada no *software* OpenDSS.

O OpenDSS é um *software* específico para simulações computacionais e estudos de sistemas elétricos de distribuição com inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs). Este, possui em seu algoritmo interno formulação baseada em técnicas de decomposição de matrizes de admitâncias nodais, sendo obtida uma matriz para cada elemento linear do circuito. Já elementos não lineares são modelados como fontes de

injeção de correntes no modo de simulação padrão (fluxo de potência iterativo) [14]. A Figura 1 exemplifica o cálculo iterativo implementado pelo algoritmo interno do *software*.

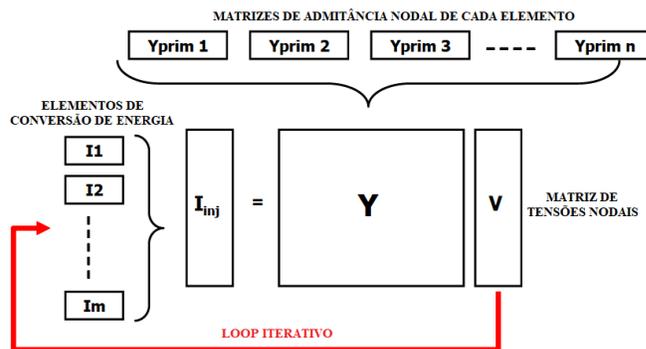


Fig. 1. Cálculo iterativo do OpenDSS.
Fonte: Adaptado de [14].

A implementação da modelagem do SDEE é baseada em linhas de comandos que representam cada componente do circuito a ser modelado. Essas linhas podem ser definidas diretamente pelo usuário, importadas de um arquivo de texto fixo ou inseridas por meio de programas externos com a interface *Componet Object Model* (COM) que o OpenDSS possui [14].

No contexto deste trabalho, além dos componentes típicos de um SDEE, é utilizado o elemento *Storage* para modelar e representar os carregadores veiculares. Este componente do OpenDSS fornece um modelo de um sistema armazenador de energia elétrica versátil, tratado como elemento de conversão de energia.

O elemento *Storage* é modelado como uma carga de potência constante quando configurado no modo de carregamento e como gerador, quando configurado no modo de descarga, fornecendo energia para a rede. Além disso, este pode ser configurado em três estados diferentes e operar isoladamente ou ser controlado pelo elemento *StorageController* do próprio OpenDSS ou por um *software* externo via COM [14-15]. A Figura 2 exemplifica o modelo do circuito equivalente do elemento *Storage* no modo de carga.

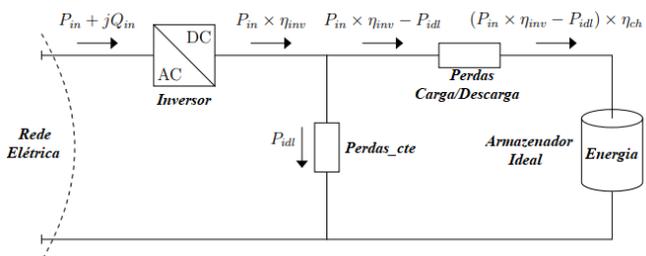


Fig. 2. Modelo geral do circuito equivalente do elemento *Storage* no modo de carga.

Fonte: Adaptado de [15].

A formulação matemática desse modelo de armazenador

para o cálculo de atualização da energia e perdas no modo de carga são apresentadas pelas equações (1), (2) e (3).

$$P_{Perdas}(t) = P_{in}(t) - (P_{in}(t) \cdot \eta_{inv} - Perdas_{cte}) \cdot \eta_{ch} \quad (1)$$

$$P_{efetiva}(t) = P_{in}(t) - P_{Perdas}(t) \quad (2)$$

$$Energia_{armazenada}(t + \delta t) = E(t) + P_{efetiva}(t) \cdot \delta t \quad (3)$$

onde,

- $P_{Perdas}(t)$ são as perdas totais do elemento armazenador;
- $P_{in}(t)$ é a potência injetada no elemento armazenador;
- η_{inv} é a eficiência do inversor;
- $Perdas_{cte}$ são as perdas por inatividade (perdas associadas ao funcionamento de controles internos, aquecedores e ventiladores, com o intuito de manter a temperatura das baterias em um nível adequado);
- η_{ch} é a eficiência do processo de recarga;
- $P_{efetiva}(t)$ é a potência efetiva que é disponibilizada para o armazenador ideal;
- $Energia_{armazenada}(t + \delta t)$ é a energia armazenada, atualizada no passo de tempo δt ;

C. Limites Operacionais de um SDEE

De acordo com a definição no módulo 1 do PRODIST, os limites operacionais de um SDEE são valores numéricos supervisionados e controlados, que estão associados aos parâmetros do sistema elétrico e das instalações, onde, estes estabelecem níveis de confiabilidade e suportabilidade operativa do sistema de distribuição [16]. Tais parâmetros são normalizados e padronizados pelos módulos que compõem o PRODIST.

Neste contexto, a operação adequada de um SDEE deve manter seus parâmetros de grandezas elétricas dentro desses limites operativos de modo a garantir o fornecimento de energia com qualidade.

Para o propósito deste trabalho, são considerados para análise os limites operativos da tensão em regime permanente e carregamento dos transformadores em função do aumento da demanda pelo carregamento dos VEs.

No que diz respeito a operação e especificação das infraestruturas de recarga dos VEs, existem diferentes padrões internacionais estabelecidos que normatizam a operação e especificações desses equipamentos, como a *International Electrotechnical Commission* (IEC) e o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). No Brasil, a ABNT adotou os padrões estabelecidos pela IEC, desenvolvendo normas de referência para operação e instalação desses equipamentos, tais como: ABNT NBR 17019:2022, ABNT NBR IEC 61851-1:2021, ABNT NBR IEC 61851-21-1:2021, ABNT NBR IEC 61851-21-2:2021 [17-20].

III. METODOLOGIA

A Figura 3 demonstra o fluxograma do processo para construção dos cenários e obtenção dos resultados.

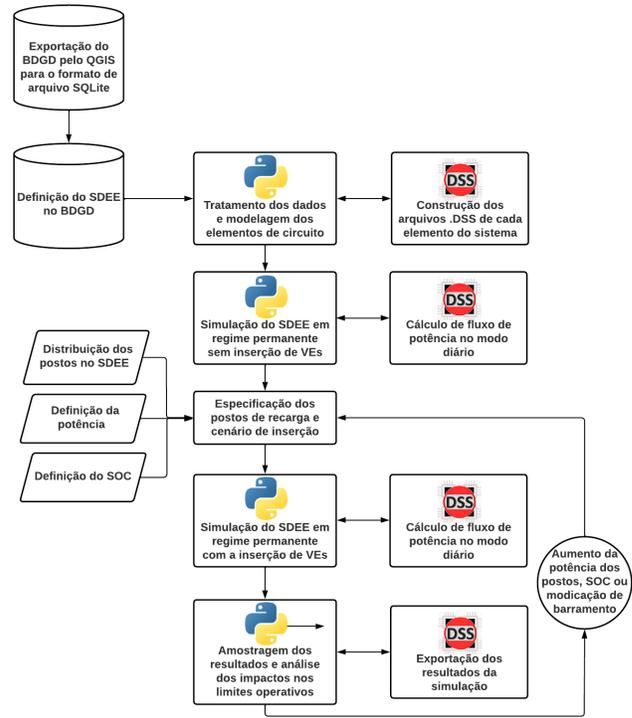


Fig. 3. Fluxograma da metodologia implementada.

A. Definição e modelagem do SDEE

O SDEE escolhido para ser modelado consiste em um alimentador de distribuição da cidade de Belo Horizonte-Minas Gerais, com código BHMR27. Este alimentador atende majoritariamente cargas dentro das instalações da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e algumas cargas no estádio de futebol Mineirão. Os dados do sistema elétrico são extraídos do BDGD [21] e tratados como descrito na seção II. A Figura 4 demonstra o *layout* do alimentador com marcações dos pontos de inserção dos carregadores.

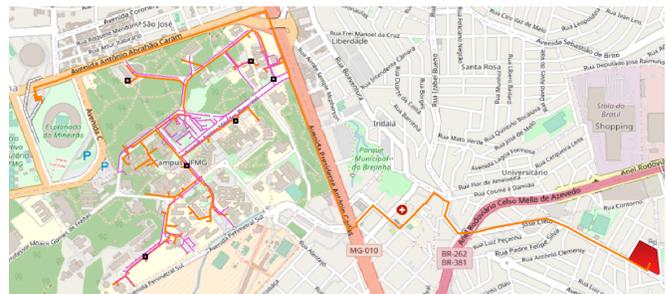


Fig. 4. Alimentador BHMR27 e rede secundária.

As características do alimentador e das cargas que este atende são sumarizadas na Tabela 1.

Além das informações disposta na Tabela 1, o BDGD fornece a tipologia da curva de cada carga atendida, contendo variações entre curvas residenciais, comerciais e industriais. A Figura 5 apresenta um perfil médio para cada classe de

TABLE I
CARACTERÍSTICAS DO SDEE SIMULADO.

Parâmetros do SDEE	
Descrição	Qtd
Unidades consumidoras em Baixa Tensão (BT)	41
Unidades consumidoras em Média Tensão (MT)	36
Carga instalada	10,264 MW
Demanda total	6,28 MW
Número de seguimentos MT	306
Número de seguimentos BT	629
Transformadores trifásicos	55
Transformadores monofásicos	5

consumo, com amostragem a cada 15 minutos em um período de 24 horas, construído com as variadas tipologias de curvas de cargas extraídas do BDGD e que são utilizadas na modelagem e simulação do sistema.

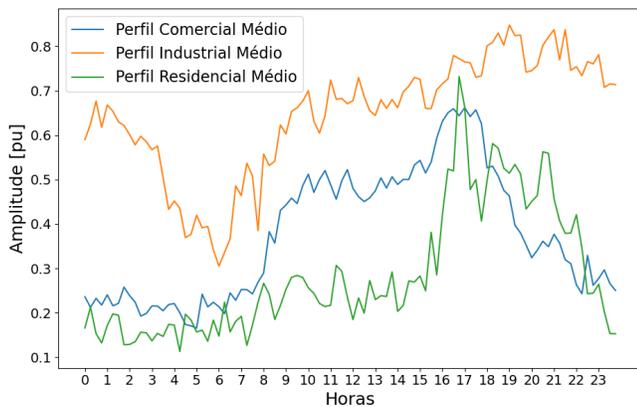


Fig. 5. Perfil médio das curvas de carga para cada classe de consumo.

B. Especificação das estações de recarga e cenários de inserção

A especificação das estações de recarga é baseada na descrição dos modos de recarga apresentados na ABNT NBR IEC 61851-1:2021 [17]. Para esse estudo são consideradas estações de recarga rápida, que, tipicamente, são postos de recarga instalados em locais públicos e se enquadram no modo de recarga 4, com potências nominais que vão até 50kW para plugues CHAdeMO, até 120kW para plugues Tesla e até 150kW para plugues CCS, conforme [17].

A inserção dos postos de recarga é realizada nos alimentadores de Baixa Tensão (BT) em um cenário proposto, sendo a potência total desses postos variada em porcentagem da potência nominal do transformador ao qual este está conectado. As porcentagens adotadas são 40%, 60% e 80%, onde, para cada valor é realizada uma simulação diária no OpenDSS e verificado o estado da rede.

A distribuição dos postos de recarga rápida é pré-definida em pontos fixos de fácil acesso, escolhidos de forma estratégica, de modo a possibilitar maior probabilidade de uso, como os estacionamentos, portarias, locais próximos a praças de alimentação. Além disso, são considerados horários de

carregamento coincidentes com os horários de pico comerciais, início, meio e fim do dia.

Uma vez definida a distribuição dos postos de recarga, especificadas as potências e o SOC do elemento armazenador no cenário proposto, realiza-se a simulação do SDEE no OpenDSS. Para cada incremento de potência, é realizado o cálculo do fluxo de potência no modo diário, para determinar o estado da rede em regime permanente em um período de 24 horas.

IV. RESULTADOS

De acordo com os dados extraídos no BDGD CEMIG e o procedimento descrito na seção III, inicialmente foi modelado e simulado o circuito da Figura 4, tendo este como cenário base, sem a conexão de nenhum elemento carregador de VEs. A Figura 6 demonstra o perfil da tensão em pu ao longo da extensão do alimentador, sendo possível observar que essas tensões se encontram dentro dos limites operativos adequados, compreendido entre 0,92 e 1,047 pu para tensões inferiores a 2,3kV e 0,95 e 1,05 pu para tensões iguais ou acima de 2,3kV, conforme módulo 8 do PRODIST [22].

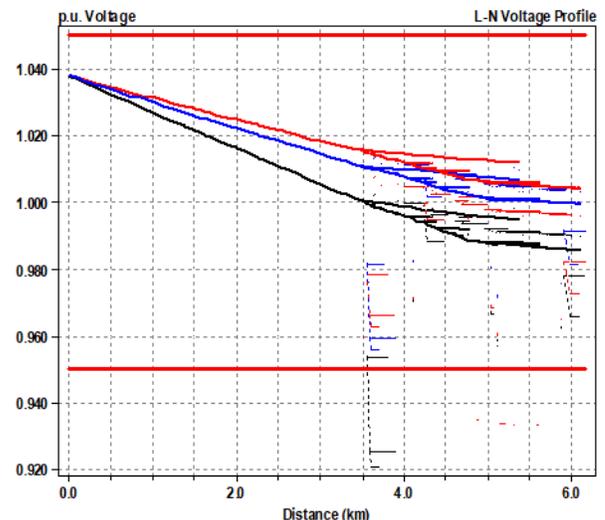


Fig. 6. Perfil de tensão ao longo do alimentador BHMR27 sem conexão de carregadores de VEs.

A. Análise de sobrecarga

Após modelar e verificar o estado da rede por meio da simulação no OpenDSS, é realizada a inserção das estações de recarga rápida, nas porcentagens anteriormente especificadas, e monitorada a tensão nos pontos de conexão dos postos de recarga e a curva de carga dos transformadores que atendem os carregadores. As Figuras 7 e 8 demonstram a curva de carga por fase de quatro transformadores selecionados para a análise dos resultados, sendo um transformador de 30kVA, um de 150kVA e dois de 75kVA. Para cada transformador, é apresentada uma demanda máxima, considerando um Fator de Sobrecarga (FS) de 1,3, a demanda base desse transformador sem inserção de VEs (linha contínua) e a demanda do

transformador para cada percentual de incremento de potência nominal das estações de recarga.

É possível notar nas Figuras 7 e 8 a influência das estações no aumento da demanda de potência dos transformadores. O transformador de 30kVA da Figura 7(a) e o transformador de 75kVA da Figura 8(a) mesmo com o aumento significativo de carga proveniente dos postos de recarga, mantém-se abaixo do carregamento máximo previsto. Isto ocorre devido a estes transformadores estarem com uma carga leve inicialmente, não havendo assim uma sobrecarga ao se incluir os carregadores. Contudo, os transformadores de 150kVA da Figura 7(b) e de 75kVA da Figura 8(b), que já se encontram sobrecarregados em uma das fases, passam a ter uma sobrecarga ainda maior em todas as fases ao considerar uma penetração de VEs ainda em 40% em relação a sua potência nominal.

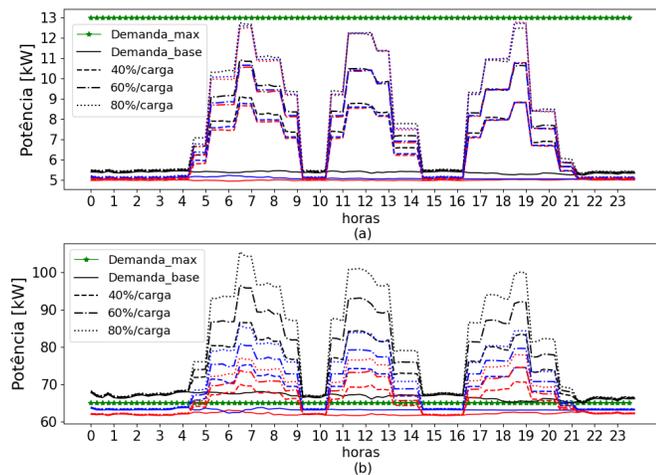


Fig. 7. Demanda com estação de recarga (a) Transformador de 30kVA (b) Transformador de 150kVA.

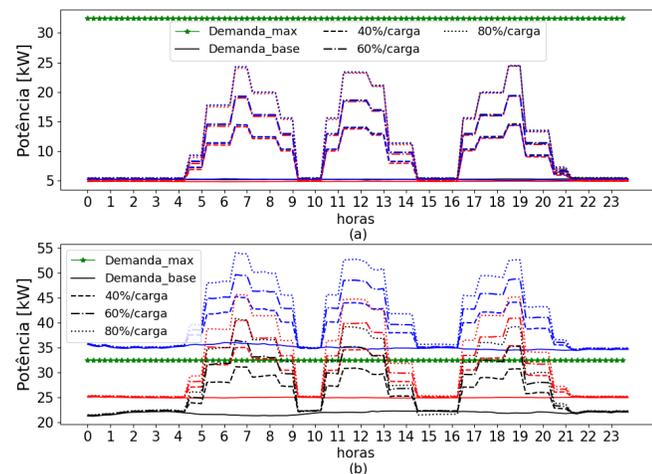


Fig. 8. Demanda com estação de recarga (a) Transformador de 75kVA (b) Transformador de 75kVA.

B. Violação dos limites da tensão

Para a análise dos limites operativos da tensão são monitorados os barramentos de conexão desses carregadores em cada

porcentagem de penetração. As Figuras 9 e 10 demonstram a tensão por fase em regime permanente dos barramentos de conexão dos postos de recarga, alocados nos transformadores apresentados nas Figuras 7 e 8, sendo apenas uma estação alocada em cada um.

Pode-se observar em cada gráfico das Figuras 9 e 10 a redução no perfil da tensão em função do carregamento em cada posto de recarga. São destacados em cada gráfico os limites operativos adequados da tensão de acordo com o estabelecido no módulo 8 do PRODIST [22]. É possível verificar nos gráficos que apenas um dos barramentos não apresenta violação do limite inferior de 0,92 pu, Figura 9(a), localizado no circuito BT do transformador de 30 kVA.

Nos demais barramentos com a conexão das estações, é observada a violação da tensão nos intervalos de carregamento de VEs em cada porcentagem de penetração. Notam-se subtensões significativas no barramento de conexão do carregador bifásico localizado no circuito BT do transformador de 150 kVA, Figura 9(b), e também no barramento de conexão do carregador inserido no circuito BT do transformador de 75kVA, Figura 10(b).

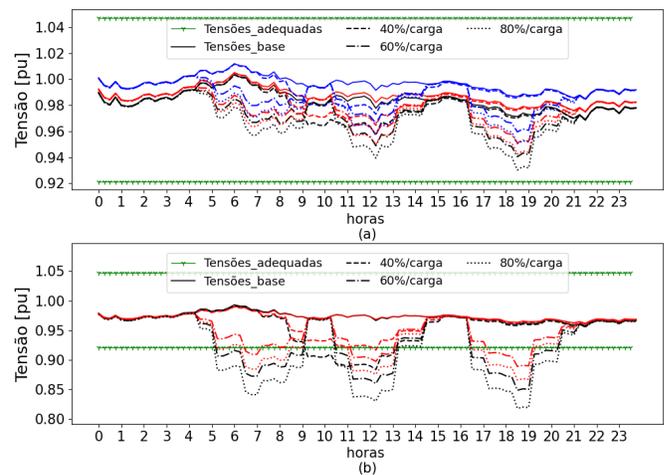


Fig. 9. Tensões monofásicas no barramento de conexão das estações (a) estação de recarga 12-24 kW (b) estação de recarga 60-120 kW.

Em uma análise pontual em cada gráfico dos barramentos com violação da tensão, nota-se que com 40% de carga de VEs em relação a potência do transformador, já ocasiona subtensões precárias ($0,866 \text{ pu} \leq TL < 0,921 \text{ pu}$), enquanto com 80% já são observadas subtensões críticas ($TL < 0,866 \text{ pu}$).

V. CONCLUSÃO

A expansão do mercado da mobilidade elétrica é um fato que se consolida cada vez mais e, mais especificamente, os VEs *Plug-in* representam parte significativa desse novo cenário global e nacional. Aliado a isso, o contexto da infraestrutura elétrica é parte crucial para poder suportar e agregar essas novas tecnologias. As redes elétricas devem estar em condições adequadas para suportar a integração desses novos elementos e

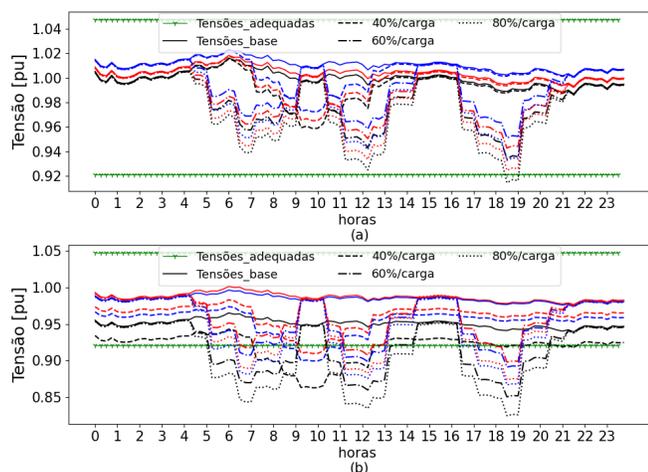


Fig. 10. Tensões monofásicas no barramento de conexão das estações (a) Estação de recarga 30-60 kW (b) Estação de recarga 30-60 kW.

ao mesmo tempo continuar o fornecimento de energia elétrica com confiabilidade.

Neste contexto, este trabalho apresenta um estudo de caso em um alimentador de distribuição onde são avaliados os impactos técnicos de estações de recarga rápida de VEs na rede secundária. É verificado, dentro do cenário proposto, como a solicitação de potência em um curto período de tempo pode afetar o carregamento dos transformadores de distribuição, bem como os limites operativos da tensão nos pontos de conexão com a rede.

No cenário colocado, é constatado o sobrecarregamento de alguns transformadores de distribuição quando inserida estação de recarga rápida em porcentagens da sua potência nominal. Além disso, é identificada a violação dos limites operativos normatizados da tensão em regime permanente nos barramentos de conexão dos postos de recarga. Com base nessas análises e resultados, pode-se constatar a importância de se realizar um planejamento de modernização e readequação do SDEE para suportar a integração desses novos elementos na rede, bem como traçar estratégias de uma melhor distribuição dos postos de recarga afim de mitigar eventuais impactos. Vale ressaltar ainda que, a metodologia proposta possibilita analisar a inserção de novos elementos em qualquer parte do sistema elétrico, uma vez que é utilizado o BDGD.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) por meio do Programa de Excelência Acadêmica (PROEX) para a realização deste trabalho.

REFERENCES

- [1] International Energy Agency (IEA), “Global EV Outlook 2023: Catching up with climate ambitions”, p. 8-12, 2023.
- [2] Plataforma Nacional da Mobilidade Elétrica (PNME), “2º Anuário Brasileiro da Mobilidade Elétrica: O Brasil em direção ao mix de tecnologias para a descarbonização e digitalização do transporte”, p. 5-9, 2022.

- [3] Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE), “PHEV crescem e mudam mercado de eletrificados”, Disponível em: <<https://shorturl.at/rBN26>>, 2023.
- [4] N. Castro, D. Falcão and C. Colombari, “Veículos elétricos e possíveis impactos nas redes de distribuição”, 2019.
- [5] F. Grassi and C. Rech, “Análise normativa perante ao impacto de veículos elétricos em redes de distribuição secundária”, Sociedade Brasileira de Automática (SBA), Vol 2, 2020, doi: <https://doi.org/10.48011/asba.v2i1.1201>.
- [6] B. B. Garcia, D. S. Gazzana, R. G. Ferraz, and F. F. Vidor, “Análise dos impactos da inserção massiva de veículos elétricos em uma rede convencional de energia”, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021.
- [7] V. L. A. De Azevedo, A. C. Castro, T. M. Blasi and A. R. Aoki, “Impact on the distribution grid due to the introduction of electric vehicles on fernando de noronha island (brazil)”, Brazilian Archives of Biology and Technology, 65, 2022.
- [8] R. F. De Melo, L. S. D’Oliveira, C. E. S. Dos Santos, and B. S. M. C. Borba, “Evaluation of a distribution transformer impacts considering electric vehicles and distributed generation”, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2018.
- [9] A. Jenn, J. Highleyman, “Distribution grid impacts of electric vehicles: A california case study”. iScience 25, 103686, January 21, 2022.
- [10] T. Nogueira, J. Magano, E. Sousa and G.R. Alves, “The Impact of Battery Electric Vehicles on the Power Grid: A Monte Carlo Method Approach”, Energies 2021, 14, 8102, doi: <https://doi.org/10.3390/en14238102>.
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD”, Disponível em: <<https://shorturl.at/gpxKV>>, 2023.
- [12] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), “Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório”, Disponível em: <<https://shorturl.at/adeyI>>, 2023.
- [13] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Manual de Instruções da Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD”, Disponível em: <<https://shorturl.at/IFHMR>>, 2023.
- [14] R. C. Dugan and D. Montenegro, “The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)”, Electric Power Research Institute, Inc. Estados Unidos, Novembro 2022.
- [15] C. Rocha, J. Peppanen, P. Radatz, M. Rylander, R. C. Dugan, “Storage Element”, Electric Power Research Institute, Inc. Estados Unidos, Maio 2020.
- [16] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), “Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do Prodist”, Disponível em: <<https://shorturl.at/eCMQX>>, 2023.
- [17] Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, “ABNT NBR 17019:2022 - Instalações elétricas de baixa tensão - Requisitos para instalações em locais especiais - Alimentação de veículos elétricos”, 978-85-07-09041-0, p. 1-14, 2022.
- [18] Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, “ABNT NBR IEC 61851-1 - Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos. Parte 1: Requisitos gerais”, 978-85-07-08790-8, p. 1-145, 2021.
- [19] Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, “ABNT NBR IEC 61851-21-1:2021 - Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos. Parte 21-1: Requisitos EMC para os carregadores embarcados no veículo elétrico para serem conectados à alimentação CA/CC”, 978-85-07-08776-2, p. 1-42, 2021.
- [20] Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, “ABNT NBR IEC 61851-21-2:2021 - Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos. Parte 21-2: Requisitos aplicáveis aos veículos elétricos para conexão por condução a uma alimentação em corrente alternada ou em corrente contínua — Requisitos de compatibilidade eletromagnética (EMC) para sistemas de recarga não embarcados para veículos elétricos”, 978-85-07-08777-9, p. 1-46, 2021.
- [21] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Base de Dados Geográfica da Distribuidora da CEMIG-D”, Disponível em: <<https://shorturl.at/euKOT>>, 2023.
- [22] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), “Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica”, Disponível em: <<https://shorturl.at/twHS9>>, 2023.