

Análise Técnica da Inserção de Veículos Elétricos e Geração Fotovoltaica no Sistema de Distribuição

Leonardo Jonas Piotrowski, Nelson Knak Neto, Alzenira da Rosa Abaide, Felix Alberto Farret
Universidade Federal de Santa Maria – UFSM
Santa Maria, Brasil

leonardoljp@gmail.com, nelsonknakneto.eng@gmail.com, alzenira@ufsm.br, fafarret@gmail.com

Resumo— A análise do sistema de distribuição de energia elétrica (SD) perante a crescente inserção de veículos elétricos (VEs) e o constante crescimento da geração distribuída fotovoltaica (GD) permite fornecer uma nova viabilidade técnica para a disseminação desse meio de transporte diante dessa fonte de energia renovável. O principal objetivo deste artigo está em analisar o impacto técnico do carregamento dos VEs juntamente com inserção da GD considerando diferentes níveis de implantação no SD. Logo, um estudo de caso é simulado no *software* OpenDSS utilizando o circuito Ckt 5 para identificar os impactos no SD em relação à integração de VEs e GD. As simulações são realizadas para um horizonte de dez anos considerando a expectativa de crescimento dos VEs e sua inserção em conjunto com painéis fotovoltaicos residenciais. Os resultados mostram que a combinação de VEs e GD pode ser uma excelente alternativa para uma maior disseminação dessas tecnologias.

Palavras-Chave— Carregamento elétrico, Geração distribuída fotovoltaica, Mobilidade elétrica, Sistema de distribuição, Veículos elétricos.

I. INTRODUÇÃO

Uma análise do sistema de distribuição de energia elétrica (SD) é fundamental para que os veículos elétricos (VEs) surjam como uma solução mais eficiente e menos poluente dos recursos energéticos, tanto para a mobilidade urbana como para as preocupações ambientais e de saúde pública [1]. A implantação de veículos elétricos em grande escala traz uma enorme redução na emissão dos gases de efeito estufa servindo como uma alternativa para a redução nos índices mundiais de poluição [2]. Para consolidar essa redução, a geração de energia “limpa” precisa estar atrelada ao suprimento da energia elétrica utilizada nos VEs. Além disso, existe um crescente aprimoramento na tecnologia das baterias, tanto no aumento da autonomia como nos carregamentos mais rápidos. Tudo isto, torna os VEs essenciais para o transporte nos cenários nacional e internacional em relação aos veículos movidos a combustíveis fósseis [3].

Uma significativa quantidade de VEs inseridos ao sistema elétrico impõe desafios ao gerenciamento de redes devido à alta demanda de energia elétrica [4]. Um grande número de recargas de baterias juntamente com a demanda convencional do sistema pode diminuir a qualidade de energia, elevar os picos de demanda, causar sobrecargas e, conseqüentemente, afetar os níveis de confiabilidade da rede [5] e [6]. Nesse sentido, os VEs podem ser classificados como cargas que não se têm controle algum. Nesses casos, é necessário analisar os

prováveis impactos gerados pela inserção dos VEs. Segundo [7], isso permite uma predição de possíveis novos investimentos em sistemas de energia tanto de distribuição quanto de transmissão.

Com o intuito de minimizar os efeitos negativos tanto da massiva penetração dos VEs quanto da geração distribuída fotovoltaica (GD) no SD, este artigo propõe uma combinação entre ambos para que um complemente o outro. Com isto torna-se possível suprir-se a demanda dos VEs com a geração distribuída, amenizando os impactos negativos na rede elétrica e permitindo a disseminação tanto de VEs como de GD.

O objetivo geral deste artigo é analisar a inserção dos VEs e painéis fotovoltaicos em um sistema de distribuição composto predominantemente por linhas de baixa tensão (BT). Especificamente, pretende-se analisar o comportamento de um SD ante diferentes taxas de inserção de VEs e de GD durante um período de dez anos. Um outro objetivo é comparar os resultados obtidos nas simulações de diferentes cenários tendo um caso base para referência, outro caso que trata da inserção de VEs e um outro caso com VEs e GD.

Este artigo constitui-se de uma fundamentação teórica na Seção II e uma modelagem na Seção III. Na Seção IV são apresentados os resultados e as discussões. Por fim, na Seção V estão as conclusões obtidas nesta pesquisa.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O Brasil apresenta uma forte tendência de crescimento da geração fotovoltaica nos próximos anos. Nota-se que existe um interesse crescente dos consumidores em produzir sua própria energia, principalmente por conta da energia limpa, dos aumentos no custo da energia elétrica da rede e pela diminuição do valor dos painéis fotovoltaicos.

A Fig. 1 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) mostra a predominância da geração elétrica por fontes renováveis na matriz brasileira durante o ano de 2020. Apesar do enorme potencial energético fotovoltaico do Brasil, o percentual desse tipo de geração na matriz ainda é baixo, cerca de 0,9%. A fatia da matriz composta pelas usinas eólicas e térmicas possui cerca de 8,4% e 13,7%, respectivamente. O tipo de usina com a maior parcela de geração foi a hidrelétrica com 75%. Nesse sentido, uma combinação de geração fotovoltaica para suprir a crescente demanda por energia dos VEs mostra-se como uma ótima alternativa de expansão.

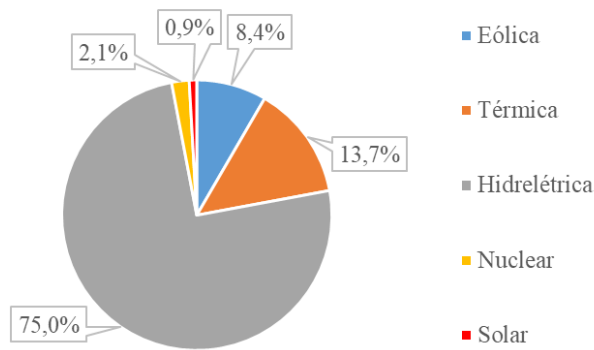


Fig. 1. Composição da matriz elétrica brasileira por tipo de usina [8].

Diversas pesquisas relacionadas aos VEs podem ser encontradas, tanto em relação às tecnologias de carregamento [9] como às estações de carregamento [10]. Em [11] é proposto um modelo de acoplamento de um VE em uma *smart home*, considerando um sistema de geração de energia fotovoltaica e as operações *Vehicle-to-Home* (V2H) e *Home-to-Vehicle* (H2V) com resultados analisados a partir de dados tarifários. Em [12] são indicados diferentes programas de resposta à demanda para evitar a formação de novos picos na rede de distribuição de energia elétrica.

A falta da análise do SD para o planejamento da rede considerando as novas conexões de GD e de VEs nas projeções segundo [13] pode resultar em altos investimentos futuros no SD. Em [14] é apresentada uma metodologia para análise do impacto do carregamento residencial de VEs que permite um melhor planejamento de reforços em determinadas partes do SD. Nesse contexto, este estudo apresenta um possível caminho para a expansão da mobilidade elétrica e das instalações fotovoltaicas, fazendo com que os impactos negativos se tornem cada vez mais previsíveis e solúveis.

A inserção de VEs no SD requer a coleta de dados sobre o tipo de carregamento das baterias e o perfil de mobilidade urbana dos veículos convencionais. Por outro lado, para a inserção de GD faz-se necessário a obtenção de algumas informações, dentre elas, a curva de irradiância e a potência média instalada por consumidor. Em [15], por exemplo, foi comprovada a viabilidade técnica e econômica de instalações com geração fotovoltaica possibilitando um grande impacto positivo para a expansão dessas plantas de geração.

III. MODELAGEM

As principais etapas da modelagem consistem numa análise inicial do SD, na obtenção da curva de carga dos VEs para a estratégia de carregamento vale [7] e na obtenção da curva de geração fotovoltaica. Assim como em [15], para o cálculo das irradiâncias, utilizou-se como base um algoritmo de posicionamento solar desenvolvido pela NOAA (traduzido do inglês para Administração Oceânica e Atmosférica Nacional) [16]. Em cada cenário configurado, a análise foi delimitada para uma projeção de crescimento dos VEs com valores definidos por [13] seguida por uma previsão de instalações fotovoltaicas durante um período de dez anos.

Um sistema de carga e de geração foram conectados em um conjunto de consumidores distribuídos aleatoriamente na rede para as simulações deste estudo. As análises do fluxo de potência foram feitas no OpenDSS [17] (do inglês *Software Open Distribution System Simulator*) que é mantido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) [18]. Alguns medidores e funções do programa foram utilizados para o monitoramento anual do SD. As simulações foram realizadas através do método “Normal”, o qual possui iteração de injeção de corrente num ponto fixo, por ser o método mais adequado para a maioria dos cálculos de fluxo de potência em sistemas de distribuição [17].

A modelagem é composta pela inserção dos dados de um SD e de acordo com a caracterização de três cenários definidos nesta Seção. Para cada cenário foram analisadas as perdas, níveis de tensão e sobrecargas nas linhas de distribuição de BT, assim como, as sobrecargas nos transformadores.

A. Sistema de distribuição de energia elétrica

A composição do SD considerado neste artigo é a partir de uma subestação de distribuição que rebaixa a tensão até o nível das redes primárias de distribuição em média tensão (MT), também chamados de alimentadores onde estão conectados os transformadores de distribuição, de onde saem as redes de distribuição secundárias (BT) até as unidades consumidoras.

As partes do SD analisadas neste trabalho incluem o carregamento dos transformadores de distribuição, o circuito secundário onde estão as redes de BT e o ponto de conexão da GD e dos VEs. Dessa forma, realizaram-se análises para verificar os limites de operação das redes de BT e as condições que trazem as melhores respostas para manter a confiabilidade da rede e permitir a maior implantação de VEs, bem como o atendimento da carga convencional dos consumidores.

O OpenDSS oferece alguns exemplos e sugestões de diferentes tipos de circuitos para a utilização da comunidade científica como, por exemplo, o Circuito 5 - Ckt 5 [17]. Entre essas sugestões para este estudo de caso, optou-se pelo Ckt 5 como SD. O Ckt 5 foi escolhido para os testes e as análises devido a predominância de consumidores residenciais. Isto possibilita as análises deste artigo, uma vez que a estratégia de carregamento utilizada para os VEs também é residencial. Algumas características que esse circuito possui são as tensões de 12,47 kV na rede de MT e 240 V na rede de BT constituindo-se por 1043 barras localizadas na rede primária (MT) onde existem trechos monofásicos, bifásicos e trifásicos, e 1.956 barras na rede secundária (BT) onde existem apenas trechos monofásicos. Na rede de BT estão conectadas 1379 cargas residenciais monofásicas caracterizadas por uma curva de demanda em pu (por unidade) que varia diariamente de hora em hora durante um ano inteiro.

Um esboço da estrutura física do Ckt 5 é apresentado na Fig. 2 com a espessura das linhas desenhadas proporcionais aos seus fluxos de potência. Com essa figura é possível verificar-se a dimensão e as ramificações do sistema, bem como os trechos por onde ocorrem os maiores fluxos de potência. Este SD possui apenas um alimentador (MDV_SUB_1) em rede de MT (representada por linhas contínuas). Por outro lado, a rede de BT (representada por linhas tracejadas) possui 591

transformadores de distribuição monofásicos com potência entre 5 kVA e 75 kVA que interligam a MT com a BT.



Fig. 2. Fluxo de potência do alimentador da rede Ckt 5 [18].

O perfil de demanda da rede Ckt 5 possui um comportamento predominantemente residencial e, por isso, tem um carregamento maior durante o dia e no final das tardes. O perfil da carga do SD Ckt 5 pode ser visto na Fig. 3 para uma amostra de cinco dias. Nela é possível notar-se as variações horárias na demanda ao longo dos dias.

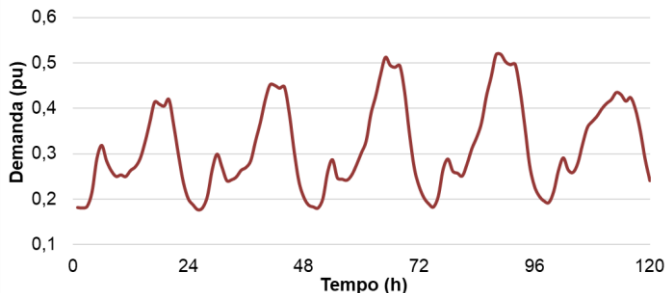


Fig. 3. Perfil de carga do sistema de distribuição Ckt 5.

B. Curva de carga para veículos elétricos

A elaboração da curva de carga para os VEs necessita do conhecimento dos padrões de mobilidade de determinado local e da definição de estratégias de carregamento. Para tanto, utilizou-se o embasamento dos modelos utilizados em [7] com modificações em relação à estratégia de carregamento e à caracterização da carga.

Entre as estratégias de carregamento existentes foi definida a estratégia de carregamento vale, a qual se caracteriza por um carregamento residencial sem controle ocorrendo usualmente no período da noite, com início após as dez horas da noite. Entretanto, sabendo-se que a geração fotovoltaica ocorre

durante o dia, considerou-se o carregamento dos VEs acontecendo a partir das dez horas da manhã ao invés das dez horas da noite. Essa particularidade considera que a concessionária de energia define algum tipo de estímulo para que o carregamento ocorra nesse período do dia, fazendo com que seja utilizada a energia gerada pelas próprias unidades consumidoras em horários que a geração fotovoltaica é, geralmente, elevada. Assim, o pico de demanda que essa estratégia de carregamento causaria durante a noite é transferido para o meio dia, onde a GD pode fornecer a energia necessária para suprimir esse pico.

A curva de carregamento do tipo vale deslocada (Fig. 4) foi utilizada como padrão para todos os consumidores que possuem VEs e GD. É importante destacar que uma curva como essa só seria possível se houvesse um incentivo por parte do governo ou pela iniciativa privada. Outrossim, o mesmo seria esperado para viabilizar uma maior disseminação de VEs. Com essas considerações, a taxa de inserção de VEs na rede foi utilizada pelas projeções definidas por [13] ao longo de 10 anos alcançando algo em torno de 35% da frota total de veículos para o ano de 2030.

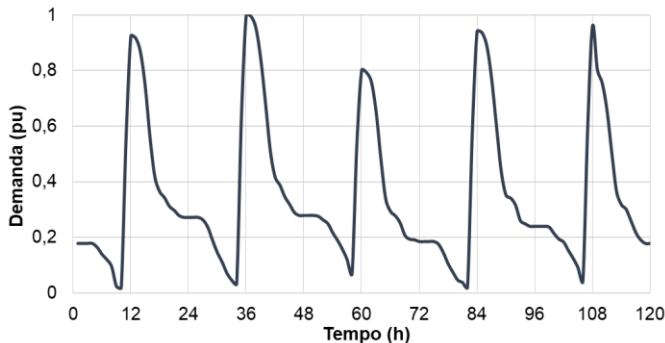


Fig. 4. Estratégia de carregamento dos VEs vale deslocada.

C. Modelagem da curva de geração fotovoltaica

A instalação de painéis fixos residenciais geralmente é colocada em posicionamento ótimo para a geração anual na região sul do Brasil. Este posicionamento maximiza a captação da radiação solar recebida por ser voltado para o equador com alinhamento Norte-Sul [19] e [20]. Com base nisso, calculou-se a incidência de radiação solar nas placas fotovoltaicas posicionadas a 30° com alinhamento Norte-Sul de acordo com a posição solar horária calculada. Tomando como base o algoritmo de posicionamento solar desenvolvido pela NOAA [16] calculou-se para a cidade de Santa Maria - RS a posição solar horária para o período simulado.

A Fig. 5 apresenta a radiação solar recebida por uma instalação fotovoltaica fixa com posicionamento ótimo em Santa Maria - RS considerando o valor de radiação solar padrão de 1000 W/m². Com isto, é possível observar-se os valores médios de radiação solar para cada mês e a média anual mostrada na última barra a direita da figura.

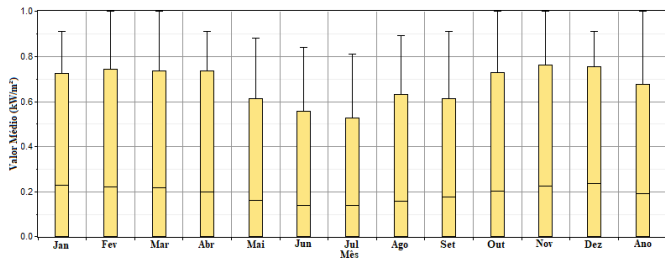


Fig. 5. Perfil de radiação solar mensal.

Neste estudo, a potência da geração fotovoltaica instalada em cada consumidor foi parametrizada em 7,7 kWp a qual condiz com a média da potência instalada da GD por autogerador de energia solar no Brasil [21]. Os pontos de conexão utilizados foram os mesmos que possuem VEs, ou seja, foi considerado que todo consumidor que possui um veículo elétrico possui também um sistema de geração fotovoltaico de 7,7 kWp. Isso foi definido por conta do poder aquisitivo do consumidor, por possíveis restrições tarifárias e pela conexão do VE na rede elétrica sem nenhuma compensação que possa ser imposta pelas concessionárias.

D. Cenários

Para a análise dos impactos causados pela inserção de VEs e de GD configuraram-se três cenários ao longo de dez anos. Dentro de cada cenário foram levadas em consideração as taxas de crescimento da carga residencial do SD e a penetração de VEs [13] para os anos de 2020, 2025 e 2030.

Para a distribuição da quantidade de VEs de acordo com a taxa de penetração tomou-se como referência o número total de unidades consumidoras assumindo que, em média, cada residência teria um veículo movido à combustão. Logo, as barras de BT dos transformadores com maior número de unidades consumidoras teriam maiores probabilidades de ter VEs. Por fim, realizou-se uma distribuição aleatória dos VEs pelo método de Monte Carlo [22].

O primeiro cenário da análise foi composto pelo SD sem o acoplamento de VEs. Esse cenário, chamado de “Base”, tem como propósito verificar o carregamento atual do SD e o seu comportamento em relação ao crescimento (4% ao ano) da carga convencional, no período analisado.

O segundo cenário, ou “cenário 2”, trata-se da inserção dos VEs no SD para se analisar os impactos considerando a estratégia de carregamento vale com o deslocamento do seu pico de demanda para o meio dia. O terceiro cenário (cenário 3) diz respeito à inserção de VEs com a estratégia de carregamento vale (assim como no cenário 2) juntamente com a GD de 7,7 kWp nas mesmas unidades consumidoras.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As análises dos resultados obtidos pela inserção de VEs e de GD mostraram os principais impactos que afetaram a distribuição de energia em BT do SD. Os parâmetros que foram analisados neste trabalho incluíram: as quedas de tensão, a sobrecarga em transformadores, as perdas nas linhas de BT e as sobrecargas em linhas de BT.

A. Carregamento em transformadores

A quantidade de transformadores do SD que passaram por sobrecargas durante as simulações é apresentada na Fig. 6. Para o período analisado no ano de 2020 ocorreu uma pequena diferença na quantidade de transformadores com sobrecarga nos cenários analisados. Porém, para o ano de 2025 ocorreram mais que o triplo de sobrecargas para a inserção de VEs na estratégia de carregamento vale em relação à base. Agora, com a inserção de GD no cenário 3 ocorreu uma queda de 5% dos transformadores com sobrecarga em relação ao cenário 2.

Para o ano de 2030, o cenário 2 atingiu quase 45% das sobrecargas em transformadores. Entretanto, com a inserção de GD é possível notar uma redução de quase 12% no cenário 3 em relação ao cenário 2. Apesar disso, o cenário 3 ainda apresenta mais que o dobro de transformadores em sobrecarga que a base. Portanto, a GD pode reduzir os impactos relacionados a sobrecarga nos transformadores devido a inserção de VEs, mas não a eliminá-las por completo.

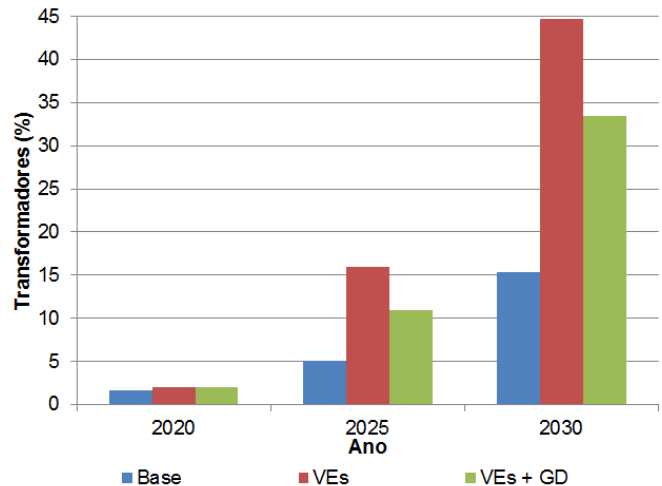


Fig. 6. Quantidade de transformadores com sobrecarga.

B. Níveis de tensão em linhas de baixa tensão

Os níveis de tensão obtidos pelas simulações foram verificados juntamente com os limites definidos nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica da ANEEL [23]. Assim, foi possível identificar-se as possíveis sobretensões e/ou subtensões.

Os níveis de tensão na rede de BT chegaram a valores críticos no ano de 2030 para os cenários 2 e 3, conforme mostrado na Fig. 7. Assim sendo, o cenário 2 foi o responsável pelos piores níveis de tensão medidos no SD seguido pelo cenário 3. Somente no ano de 2020, em todos os cenários, o SD se encontra com os níveis de tensão dentro dos limites adequados para o seu funcionamento.

Em síntese, os níveis de tensão que não se enquadram como “adequados” podem causar a inoperacionalidade e a instabilidade do sistema de distribuição. Isto é visto pela distribuidora de energia como um prejuízo. Dessa forma, é preciso evitar esse problema através de reforços e investimentos no SD.

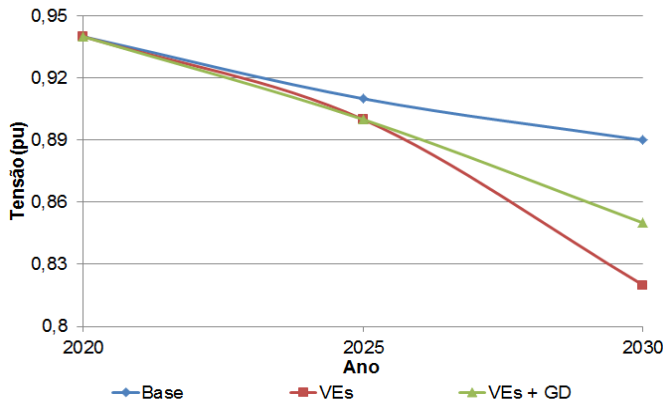


Fig. 7. Níveis de tensão no sistema de baixa tensão.

C. Perdas de energia em linhas de baixa tensão

Pode-se verificar na Fig. 8 que as perdas em linhas de distribuição de energia elétrica de BT aumentam com o passar do tempo simulado de uma forma não linear. Isso se deve, principalmente, a taxa de penetração dos VEs e ao fato de as linhas de BT do Ckt 5 possuírem pequenas extensões e folgas no dimensionamento. A inserção de VEs como carga no SD aumenta as perdas durante todo o período simulado e a GD contribui para a diminuição de quase 0,3% em relação ao cenário 2 para o ano de 2030.

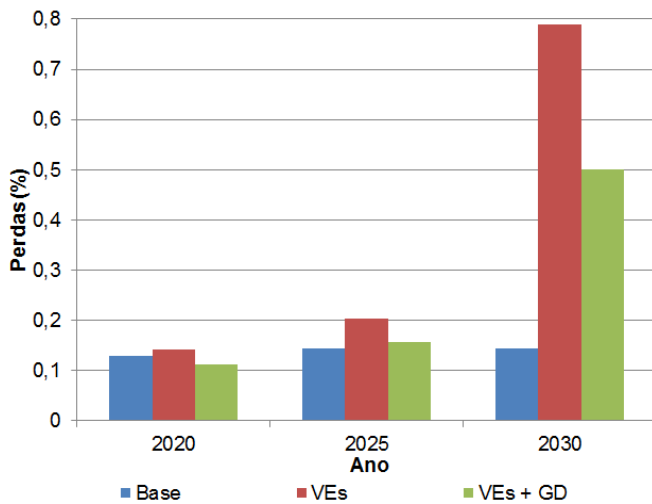


Fig. 8. Perdas em linhas de baixa tensão.

D. Linhas de baixa tensão com sobrecarga

A Fig. 9 mostra a porcentagem das linhas de BT com sobrecarga. Para o ano de 2020, poucas linhas de BT passaram por sobrecarga em todos os cenários simulados. Entretanto, no ano de 2025 para o cenário 2, a inserção de quase 17% de VEs no SD acarretou numa sobrecarga de 12% das linhas de BT. Em compensação, o cenário 3 se manteve similar ao cenário 1, ou seja, fez-se quase que imperceptível a presença de VEs na sobrecarga das linhas de BT com a contribuição de GD. Em 2030, novamente o cenário 2 foi a pior situação para o SD podendo causar o deterioramento da isolação dos condutores e das conexões e até mesmo a uma diminuição da vida útil e da

qualidade de energia do SD. Contudo, no cenário 3 a GD contribuiu significativamente para a diminuição do impacto negativo da inserção de VEs.

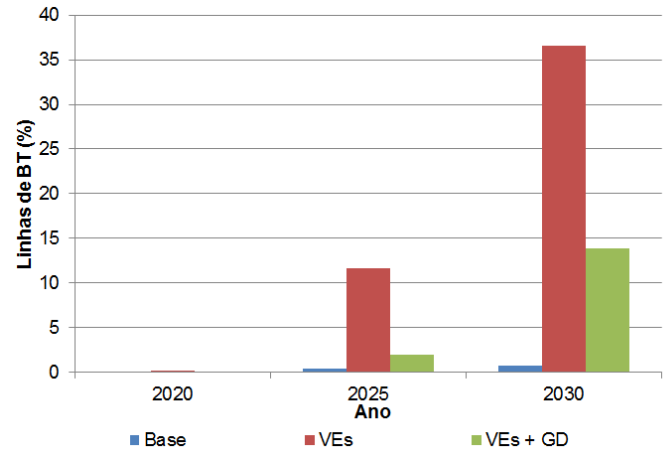


Fig. 9. Quantidade de linhas de baixa tensão com sobrecarga.

V. CONCLUSÕES

Este artigo permite a análise técnica dos impactos da inserção de veículos elétricos e da geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição de energia elétrica de baixa tensão. A curva de carga dos VEs foi simulada juntamente com o perfil de geração fotovoltaica em diferentes cenários de crescimento de VEs. Os resultados permitem concluir sobre o melhor cenário a ser adotado frente a uma massiva penetração de VEs.

A análise técnica da inserção de GD e dos VEs na estratégia de carregamento do tipo vale deslocado abre alternativas para a melhor implantação de VEs. A combinação da estratégia de carregamento dos VEs com o período de maior geração fotovoltaica ameniza os picos de consumo que os VEs causariam na rede e evitaria, com isso, a redução da vida útil dos elementos que compõe o SD e o comprometimento do funcionamento do sistema elétrico como um todo. Além disso, proporcionaria um menor valor de perdas de energia e menores possibilidades de violações nos níveis de tensão.

Conforme os resultados apresentados neste estudo, o SD pode suportar a inserção dos VEs até um certo período simulado e taxa de crescimento de VEs. Observa-se que a GD contribui de forma expressiva para amenizar os impactos negativos do carregamento por VEs. Entretanto, verifica-se uma grande necessidade de modificações e reforços no sistema após o ano de 2025, bem como, a criação de novos modelos de tarifa para um melhor gerenciamento da demanda e da geração de energia elétrica.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001. Os autores agradecem a CAPES e ao Programa de Excelência Acadêmica (PROEX) por seu apoio decisivo.

REFERÊNCIAS

- [1] E. A. Nanaki, C. J. Koroneos, “Climate change mitigation and deployment of electric vehicles in urban areas,” *Renew Energy*, vol. 99, pp. 1153-1160, 2016.
- [2] R. Godina et al., “Innovative impact assessment of electric vehicles charging loads on distribution transformers using real data,” *Energy Conversion and Management*, vol. 120, pp. 206–216, 2016.
- [3] A. Khaligh, Z. Li, “Battery, ultracapacitor, fuel cell, and hybrid energy storage systems for electric, hybrid electric, fuel cell, and plug-in hybrid electric vehicles: state of the art.” *IEEE Trans Veh Technol*, vol. 59, no. 6, pp. 2806-14, 2010.
- [4] P. Mallet et al., “Power to the People!: European Perspectives on the Future of Electric Distribution,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 12, no. 2, pp. 51–64, Mar. 2014.
- [5] H. Shareef, M. M. Islam, A. Mohamed, “A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 403–420, 2016.
- [6] D. Bozic, M. Pantos, “Impact of electric-drive vehicles on power system reliability,” *Energy*, vol. 83, pp. 511-20, 2015.
- [7] L. E. Brememann et al., “Electric vehicle models for evaluating the security of supply,” *Electric Power Systems Research*, vol. 111, pp. 32–39, Jun. 2014.
- [8] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Histórico de Operação - Geração,” 2021, Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>.
- [9] I. Karakitsios, E. Karfopoulos, N. Hatzigiorgiou, “Impact of dynamic and static fast inductive charging of electric vehicles on the distribution network,” *Electric Power Systems Research*, vol. 140, pp. 107–115, 2015.
- [10] Y. Xiang et al., “Economic planning of electric vehicle charging stations considering traffic constraints and load profile templates,” *Applied Energy*, vol. 178, pp. 647–659, 2016.
- [11] J. P. Sausen, et al. “Economic Feasibility Study Of Using An Electric Vehicle And Photovoltaic Microgeneration In A Smart Home”, *IEEE Latin America Transactions*, Jul. 2018.
- [12] E. Veldman, R. A. Verzijlbergh, “Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 333–342, 2015.
- [13] T. A. Becker, “Electric Vehicles in the United States. A New Model with Forecasts to 2030,” *Center for Entrepreneurship & Technology*, 2009.
- [14] L. J. Piotrowski and N. Knak, “Methodology for analysis of the impact of residential charging of electric vehicles,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 17, pp. 953–961, 2019.
- [15] L. J. Piotrowski, M. G. Simões, F. A. Farret, “Feasibility of water-cooled photovoltaic panels under the efficiency and durability aspects,” *Solar Energy*, vol. 207, pp. 103-109, 2020.
- [16] NOAA, “General Solar Position Calculations,” 2018. Disponível em: <<https://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc/solareqns.pdf>>
- [17] OPENDSS, “Open Distribution System Simulator,” *Program Sourceforge.Net*, 2017. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>>.
- [18] EPRI, “Electric Power Research Institute,” 2017. Disponível em: <<https://www.epri.com>>.
- [19] A. Bahrami, C. Onyeka, U. Atikol, “Technical and economic assessment of fixed, single and dual-axis tracking PV panels in low latitude countries,” *Renewable Energy*, vol. 113, pp. 563–579, 2017.
- [20] A. Z. Hafez, A. M. Yousef, N. M. Harag, “Solar tracking systems: Technologies and trackers drive types – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 754–782, 2018.
- [21] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL”, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PR_OJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>.
- [22] H. Hashemi-Dezaki, M. Hamzeh, H. Askarian-Abyaneh, H. Haeri-Khiavi, “Risk management of smart grids based on managed charging of PHEVs and vehicle-to-grid strategy using Monte Carlo simulation,” *Energy Convers Manag*, vol. 100, pp. 262-76, 2015.
- [23] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica,” 2018.