

Revisão sobre os impactos e soluções para inserção de veículos elétricos e usinas fotovoltaicas em redes de distribuição

Natanael Amaral Faleiro
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e de Computação
Universidade Federal de Goiás
Goiânia, Brasil
natanaelfaleiro@gmail.com

Raul Vitor Arantes Monteiro
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e de Computação
Universidade Federal de Mato Grosso
Goiânia, Brasil
raulvitoramonteiro@gmail.com

André Luiz Amorim da Fonseca
IFMT - Instituto Federal de Educação,
Ciência e Tecnologia de Mato Grosso,
Campus Cel. Octayde Jorge da Silva
Cuiabá, Brasil
andre.fonseca@ifmt.edu.br

Lina Paola Garces Negrete
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e de Computação
Universidade Federal de Goiás
Goiânia, Brasil
lina_negrete@ufg.br

Resumo—A inserção de veículos elétricos e usinas fotovoltaicas nas redes de distribuição de energia elétrica traz desafios críticos, como sobrecarga dos sistemas e instabilidades na qualidade da energia elétrica, exigindo reavaliações das infraestruturas. Este trabalho tem como objetivo analisar os impactos relatados na literatura, com foco nos principais desafios e nas soluções para a integração eficiente desses veículos e usinas nas redes. Abordam-se técnicas de controle e otimização como estratégias fundamentais para mitigar problemas de desempenho e garantir a confiabilidade do sistema. Conclui-se que há inovações tecnológicas importantes como o controle Volt/Var e algoritmos de carregamento inteligente que são essenciais para a estabilidade e eficiência das redes de distribuição diante da mobilidade elétrica crescente.

Keywords—energias renováveis, impactos, redes de distribuição, veículos elétricos.

I. INTRODUÇÃO

A adoção de veículos elétricos (VEs) tem crescido nos últimos anos, impulsionada por sua eficiência energética, baixo impacto ambiental e economia de custos a longo prazo, no entanto, essa crescente utilização traz novos desafios para as redes de distribuição de energia elétrica. A integração de veículos elétricos nas redes pode causar variações de tensão e sobrecarga, afetando a estabilidade e a qualidade da energia elétrica principalmente nos grandes centros urbanos [1].

Este artigo tem como objetivos revisar a literatura sobre os impactos dos veículos elétricos nas redes de distribuição de energia, investigar os desafios urbanos específicos e analisar propostas de resolução dos desafios que estão apresentadas no meio científico. Este artigo é justificado pela necessidade de planejar redes de distribuição para absorver o impacto da adoção de VEs, preservando a estabilidade e a qualidade do serviço, além disso, contribui para o aprimoramento de políticas públicas voltadas à mobilidade urbana sustentável, promovendo a redução de emissões e do consumo de combustíveis fósseis.

Muitas cidades em crescimento enfrentam esses desafios, necessitando de soluções para integrar esses veículos de maneira eficaz. Historicamente, a mobilidade elétrica passou por muitos avanços e recuos. No final do século XIX e início

do século XX, os veículos elétricos eram uma das principais opções de transporte, mas foram substituídos pelo motor de combustão interna com o aumento da produção de petróleo [2]. Atualmente, devido à crescente conscientização ambiental e aos progressos tecnológicos, os veículos elétricos ressurgem como uma opção viável para a mobilidade urbana, alinhando-se perfeitamente com a tendência de integração de energias renováveis [3].

A sinergia entre carga e descarga de veículos elétricos e energia solar fotovoltaica (FV) é uma estratégia promissora para mitigar os impactos na rede de distribuição. Integrar pontos de carregamento de veículos elétricos com sistemas fotovoltaicos permite direcionar a energia solar gerada, diretamente para a recarga dos veículos, reduzindo a dependência das redes de distribuição. Os veículos elétricos também podem ser utilizados como elementos auxiliares para auxiliar na qualidade de energia elétrica, onde atuam como armazenadores de energia móvel, fornecendo energia de volta à rede em momentos de alta demanda e ajudando a estabilizar as flutuações de tensão.

II. IMPACTOS DA ADOÇÃO DE VES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Estudos indicam que a introdução massiva de veículos elétricos pode afetar significativamente a operação das redes de distribuição de energia elétrica. A recarga dos veículos elétricos altera os fluxos de energia no sistema elétrico, exigindo um novo dimensionamento das infraestruturas, incluindo condutores, linhas e cabos de distribuição. Na Fig. 1 [4], observa-se um crescimento significativo no número de VEs em diversos países. Essa rápida inserção impacta diretamente a operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE), independentemente dos pontos de conexão.

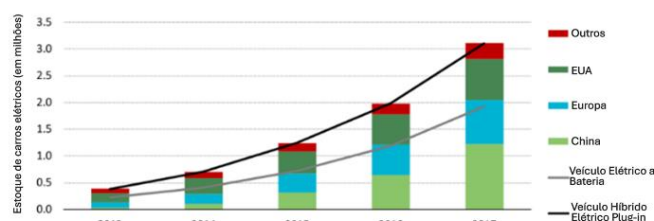


Fig. 1. Aumento do uso de EVs de 2013 a 2017. Adaptado de [4]

Os operadores dos sistemas de distribuição (OSD) devem estar preparados para essa nova realidade. Além disso, a previsão de que empresas privadas passarão a oferecer serviços relacionados à mobilidade elétrica traz novos desafios, exigindo adaptações tanto na operação quanto na expansão das redes de distribuição [4].

As simulações de recargas não controladas de veículos elétricos, realizadas por [1] no software OpenDSS, evidenciaram o impacto do aumento da penetração desses veículos no sistema elétrico. Foram considerados cenários com penetrações médias de 5% e 10% de carros de uma população que poderia ter um veículo elétrico, simulados por meio de 500 casos gerados aleatoriamente, além de um caso base sem conexões de veículos elétricos. Onde foi possível identificar pontos da rede com risco de subtensão, devido ao aumento da demanda que ocasiona maiores quedas de tensão, bem como transformadores operando acima da capacidade nominal em determinados períodos.

Conforme evidenciado por diversas pesquisas citadas na revisão [5]. A demanda de carga da rede elétrica pode aumentar entre 7% e 14% durante os horários de pico, resultando em uma pressão adicional sobre a infraestrutura existente. Uma estratégia que pode ser utilizada é a implementação de tarifas em função do tempo (ToU) pode mitigar esses picos, deslocando a carga de carregamento de VEs para períodos de menor demanda e reduzindo a carga de pico em até 5%.

III. IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A presença da geração fotovoltaica distribuída tem crescido significativamente nos últimos anos, com uma tendência de continuidade desse crescimento conforme mostrado na Fig. 2 [6].

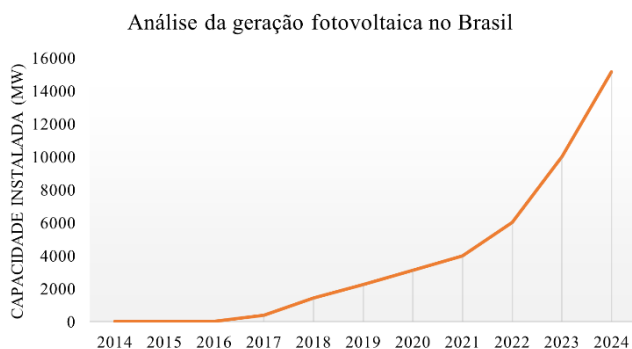


Fig. 2. Potência instalada de usinas fotovoltaicas no Brasil.[6]

Os níveis mais elevados de penetração resultam em efeitos mais marcantes na rede de distribuição, tanto positivos quanto negativos. O progresso tecnológico dos inversores de frequência e na área de comunicação possibilitou novas formas de atuação da geração fotovoltaica na rede, visando potencializar os efeitos benéficos e mitigar os adversos [7].

A volatilidade da geração fotovoltaica resulta em uma maior comutação de TAP dos transformadores reguladores de tensão, essa comutação frequente pode causar estresses mecânicos nos transformadores e afetar a estabilidade do sistema, contribuindo para a ocorrência de flutuações de tensão. Os inversores de frequência utilizados em sistemas de geração FV podem também introduzir distorções harmônicas, comprometendo a qualidade da energia elétrica e causando

sobrecarga em equipamentos sensíveis. A configuração tradicional de proteções contra curto-circuito, baseada no fluxo unidirecional de corrente, pode perder eficácia com a presença de geração distribuída, necessitando ajustes nos dispositivos de proteção para manter a segurança da rede. Outro desafio é a operação ilhada, quando uma parte da rede continua energizada pela FV mesmo após a desconexão da rede principal, representando riscos operacionais [8].

IV. SOLUÇÕES PARA A INTEGRAÇÃO DE VES E GERADORES FOTOVOLTAICOS

Foram desenvolvidas várias pesquisas para otimizar o carregamento de veículos elétricos em estações de recarga, integrando energia renovável, especialmente a geração fotovoltaica. A pesquisa [9] incluiu a criação de um algoritmo centralizado para avaliar a usabilidade e a integração de fontes renováveis, além da implementação de um modelo de controle dinâmico que usa previsões em tempo real para gerenciar o carregamento de VEs e otimizar o uso de energia.

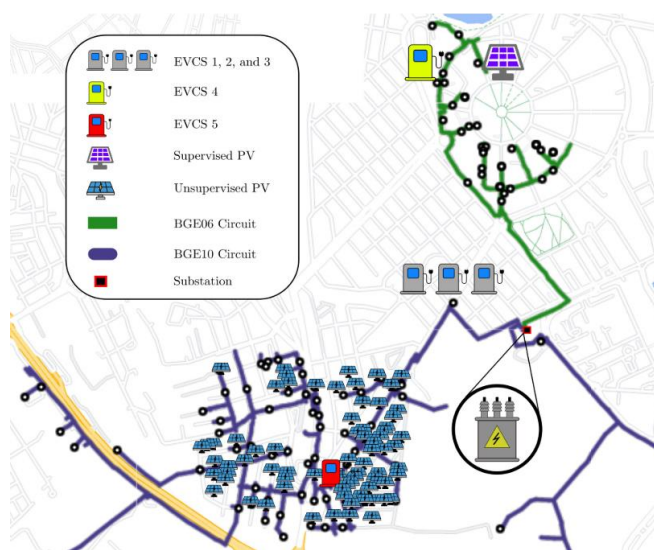


Fig. 3. Rede de Distribuição de Energia Real composta por dois alimentadores: BGE06 em verde e BGE10 em roxo. Os círculos representam os transformadores de distribuição e a subestação principal é representada pelo quadrado vermelho. [9]

A Fig. 3 [9], ilustra a topologia de uma rede de distribuição real de dois alimentadores (BGE06 em verde e BGE10 em roxo), destacando a localização dos dispositivos de campo conectados, no alimentador BGE06 cinco Estações de Carregamento de Veículos Elétricos (EVCSs), com potência máxima de 30 kW cada, são monitoradas e controladas pela plataforma. Além disso, uma instalação FV de grande porte, com capacidade de 300 kWp, está conectada ao BGE06 e registrada como Recurso de Energia Distribuída (DER), permitindo supervisão pela mesma plataforma IoT, o que influencia diretamente todas as EVCSs conectadas a esse alimentador. Em contraste, o alimentador BGE10 conta com pequenos sistemas fotovoltaicos residenciais, com potências variando entre 2 e 8 kW, que não são supervisionados pela plataforma IoT. Por isso, as EVCSs conectadas ao BGE10 são indiretamente afetadas por esses sistemas FV. Esse algoritmo possui duas aplicações principais: a primeira gera perfis de usabilidade e disponibilidade, considerando a demanda crescente por carregamento e a geração fotovoltaica; a segunda elabora políticas para gerenciar o consumo de energia dos VEs e ajustar os preços de recarga, que são aprovadas pelo

operador do ponto de carga (CPO). Os resultados demonstraram a eficácia do algoritmo na otimização do uso de energia renovável. As conclusões indicam que a abordagem proposta é benéfica, pois melhora a eficiência e a adaptabilidade dos sistemas de carregamento de VEs, promove uma mobilidade elétrica mais sustentável e reduz a dependência de fontes de energia não renováveis. Os resultados mostram que a utilização otimizada de energia renovável não só atende à crescente demanda por carregamento de VEs, mas também contribui para a redução das emissões de carbono.

A principal proposta apresentada por [10] é a elevação da tensão de saída da subestação para mitigar o impacto dos carregadores de veículos elétricos no perfil de tensão da rede. Ajustar o regulador de tensão na saída da subestação ajuda a compensar a queda de tensão adicional, permitindo uma maior penetração desses veículos. No entanto, esse aumento é limitado pela possibilidade de violação do limite superior de tensão em cargas próximas à subestação. Alternativas de infraestrutura, como o recondutoramento de redes secundárias e a troca de transformadores, são sugeridas como soluções adicionais para enfrentar esses desafios. O aumento da demanda elétrica pode levar à sobrecarga dos condutores nas redes de distribuição; embora o recondutoramento ajude a reduzir essa sobrecarga, a abordagem utilizada não elimina completamente o problema. Com a maior penetração de VEs, o coeficiente de perdas elétricas aumentou em aproximadamente 1,8 vezes para uma penetração de 30%. O recondutoramento, ao aumentar a bitola dos condutores, diminui a resistência dos ramos de distribuição, o que resulta em menores perdas elétricas. A substituição de transformadores por equipamentos de maior potência também contribui para a redução da resistência interna, melhorando a eficiência da rede.

A pesquisa [11] apresenta uma proposta para a agregação de VEs, funcionando como uma interface entre os operadores de sistemas elétricos e a frota de veículos conforme Fig. 4 [11]. O principal objetivo é otimizar o processo de recarga dos VEs, gerando impactos positivos na rede elétrica. A metodologia desenvolvida envolve um controlador fuzzy que gerencia a recarga, considerando variáveis como estados de carga da bateria, períodos de conexão, prioridades dos consumidores e parâmetros da rede elétrica, essa abordagem busca maximizar a eficiência do sistema elétrico, aproveitando a capacidade de armazenamento e geração dos veículos conectados. Entre os benefícios destacados, a regulação de frequência e tensão se sobressai, permitindo que os VEs participem ativamente da estabilização da rede elétrica. Essa participação não apenas melhora a qualidade do serviço, mas também proporciona um retorno financeiro significativo. A comunicação bidirecional entre o agregador e os VEs possibilita um controle mais eficiente da recarga, resultando em uma redução das perdas elétricas na rede. O sistema demonstrou ainda a capacidade de resposta inteligente, adaptando as taxas de recarga conforme os estados dos veículos e as prioridades dos consumidores, o que contribui para uma operação mais dinâmica e eficiente. Entretanto, a proposta também apresenta algumas limitações. Um ponto é que o sistema não garante que veículos com prioridade elevada tenham suas recargas finalizadas antes do tempo de desconexão da rede elétrica, o que pode ser problemático em situações de alta demanda.

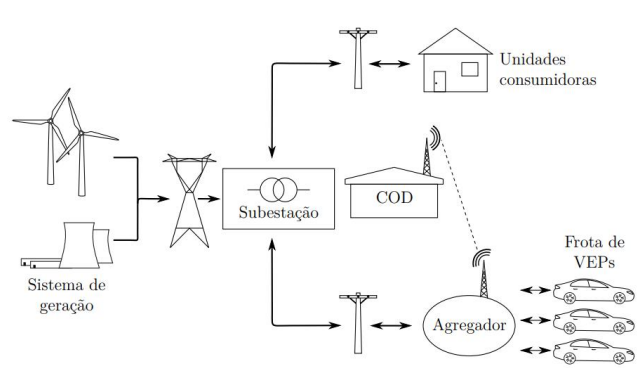


Fig. 4. Esquema ilustrativo da comunicação entre o agregador e o sistema elétrico de potência. [11]

A pesquisa [12] revisou a modelagem do problema de alocação de eletropostos, as soluções obtidas pelos algoritmos demonstraram a validade da modelagem proposta, que não apenas reduz perdas e desvios de tensão, mas também distribui os eletropostos pela rede de forma eficaz. Para abordar o problema de otimização, foram aplicados dois métodos clássicos da literatura, o *Differential Evolution* (DE) e o *Multi-Verse Optimizer* (MVO), além de um novo algoritmo híbrido, o DE-MVO, que combina características dos dois métodos clássicos. Comparações com outros estudos confirmaram o desempenho competitivo das meta-heurísticas implementadas. Os resultados indicaram que a abordagem proposta não apenas atendeu aos critérios de otimização, mas também promoveu uma distribuição mais eficiente dos eletropostos, o que é fundamental para a infraestrutura de carregamento de veículos elétricos.

O problema de Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição de Médio Prazo (PESDM) foi abordado em [4] um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), considerando o impacto da integração de Estações de Carregamento de Veículos Elétricos (ECVEs). A formulação proposta engloba a construção de novas subestações, ECVEs e circuitos e além do reforço de infraestruturas já existentes, também foi considerada a alocação de unidades de Geração Distribuída (GD) e bancos de capacitores. A robustez do modelo é evidenciada pela consideração das incertezas associadas à demanda convencional e à penetração de VEs, utilizando programação com restrições probabilísticas para garantir a capacidade das subestações e atender aos requisitos dos VEs com determinado nível de confiança. Além disso, ficou demonstrado que o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) é significativamente impactado pela integração dos VEs, com reflexos tanto nos investimentos em subestações e circuitos quanto na topologia da rede. O custo total de expansão é reduzido quando as ECVEs são consideradas, tornando mais vantajoso para os Operadores do Sistema de Distribuição (OSDs) atender a carga agregada dos VEs por meio dessas estações, em vez de expandir a rede para atender ao aumento disperso da demanda. Os resultados também indicaram que, embora um plano de expansão baseado em uma abordagem determinística seja mais econômico, ele pode falhar em ambientes incertos, especialmente em relação à capacidade das subestações. Por outro lado, uma solução robusta, ainda que mais cara, oferece maior segurança contra incertezas na demanda. Isso proporciona aos tomadores de decisão a possibilidade de escolher o plano mais adequado ao nível de risco aceitável, associado às variações de demanda.

A integração de VEs e fontes de energias renováveis nas redes de distribuição apresenta desafios significativos, como a imprevisibilidade da recarga dos veículos e a variabilidade da geração de energia renovável. A recarga aleatória dos VEs e a dependência de condições climáticas para a geração das energias renováveis exigem novas abordagens para o planejamento e operação das redes elétricas. Técnicas avançadas de otimização e mitigação são necessárias para garantir a estabilidade e a eficiência operacional, incluindo o desenvolvimento de modelos de planejamento robustos e estratégias de gestão da demanda.

V. TECNOLOGIAS E MÉTODOS PARA CONTROLE E OTIMIZAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO VOLT/VAR

O conceito de controle Volt/VAr (VVC) foi desenvolvido para melhorar a qualidade da tensão, minimizar perdas de potência ativa e manter o perfil de tensão em redes de distribuição ativas (ADNs). Mecanismos de controle de tensão, como reguladores automáticos e bancos de capacitores, operam de forma discreta e lenta, tornando-os inadequados para a regulação ótima em ADNs. Com o aumento do uso de medidores inteligentes e ferramentas analíticas, abordagens baseadas em dados, especialmente aquelas fundamentadas em aprendizado por reforço, têm ganhado destaque para resolver o problema de tomada de decisão em VVC. Embora esses métodos baseados em dados mostrem potencial para melhorar a eficiência, confiabilidade e segurança dos sistemas de distribuição de energia, vários desafios persistem, incluindo a necessidade de dados de treinamento de alta qualidade, recursos computacionais, interpretabilidade dos modelos de aprendizado por reforço profundo (DRL) e robustez em ambientes reais [13].

As operações da rede elétrica de distribuição tradicionalmente dependem de técnicas de controle centralizado e local não-otimizado. No entanto, técnicas de otimização distribuída, que utilizam comunicações entre agentes vizinhos para alcançar uma operação ótima, estão se tornando cada vez mais importantes devido à crescente integração de recursos energéticos distribuídos. Essas técnicas oferecem vantagens em termos de escalabilidade, flexibilidade, privacidade e robustez em comparação com a otimização centralizada [14].

O controle da tensão e da potência reativa em redes de distribuição é essencial para garantir a estabilidade e a eficiência dos sistemas elétricos modernos. Os bancos de capacitores têm sido amplamente utilizados para controlar a tensão nas redes de distribuição em casos de subtensão, devido ao seu custo-benefício, eles ajudam a manter a tensão dentro dos limites desejados absorvendo potência ativa e injetando reativa, no entanto, apresentam desvantagens significativas: são dispositivos unidimensionais que apenas absorvem potência reativa e não podem injetar potência reativa na rede. Além disso, a comutação dos capacitores pode causar oscilações na tensão, impactando a qualidade da energia elétrica fornecida, e eles têm dificuldade em controlar sobretensões.

Por outro lado, os inversores fotovoltaicos oferecem uma alternativa mais flexível, são dispositivos bidimensionais capazes de injetar potência reativa, permitindo um controle mais dinâmico da tensão. Eles respondem rapidamente às variações de carga e geração, melhorando a estabilidade da rede.

Os programas de resposta à demanda incentivam os consumidores a alterarem seu consumo de energia em resposta a sinais de preços ou incentivos [15]. Embora esses programas possam ser complexos de implementar, especialmente no setor residencial, eles podem representar uma estratégia de baixo custo para controlar a tensão, com a possibilidade de os consumidores receberem créditos por sua participação.

Os transformadores com mudança de tap sob carga fazem uso de um método tradicional de ajuste da tensão da subestação em resposta às variações de carga. No entanto, a alta variabilidade das energias renováveis pode exigir ajustes frequentes, reduzindo a vida útil do transformador. Além disso, comparados a outras técnicas, os *On-Load Tap Changers* OLTCs (Comutadores de Tap Sob Carga) podem não responder tão rapidamente às mudanças, tornando-os menos eficazes em situações dinâmicas.

A escolha da tecnologia de controle de tensão e potência reativa deve ser feita com base nas características específicas da rede de distribuição e nas necessidades operacionais. Embora os capacitores tenham sido tradicionalmente utilizados devido ao seu custo, os inversores FV oferecem uma solução mais flexível e eficiente.

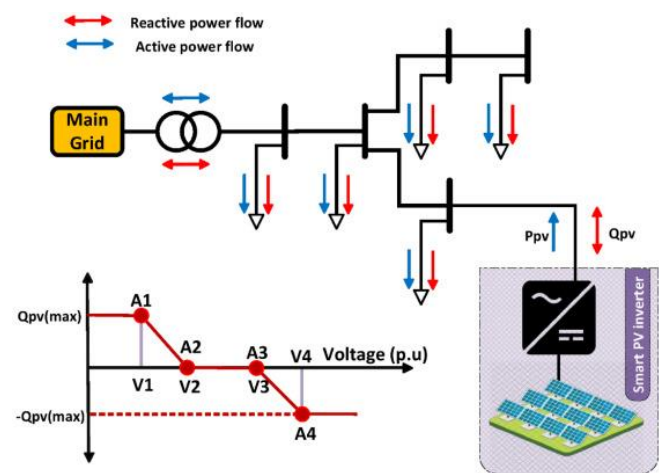


Fig. 5 Inversor fotovoltaico inteligente integrado à rede de distribuição, ajustando dinamicamente a potência reativa para estabilização de tensão e utilizando controle de queda para resposta automática às variações da rede. [16]

A Figura 5 [16] apresenta o diagrama de um inversor inteligente conectado à rede de distribuição, que desempenha duas funções principais: a conversão da energia ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos de corrente contínua para corrente alternada, e o uso da capacidade adicional do inversor para a absorção ou injeção de potência reativa na rede, contribuindo para o controle de tensão e melhoria da estabilidade do sistema elétrico [16]. Programas de resposta à demanda podem ser uma alternativa de baixo custo, enquanto técnicas como *Conservation Voltage Reduction* CVR (Redução de Tensão para Conservação) e OLTCs têm suas próprias vantagens e limitações. A recomendação geral é utilizar inversores FV para um controle rápido e eficaz da tensão e considerar a resposta à demanda como uma estratégia complementar para otimizar os custos e a eficiência do sistema [16].

Os autores em [17] mostraram que o controle Volt-Watt (VW) contribui pouco para a regulação de tensão em redes de distribuição de média tensão (MT) quando há reguladores de tensão (RT) presentes. Isso se deve ao fato de que os RT já

conseguem evitar tensões elevadas causadas pela geração distribuída FV, reduzindo a necessidade de limitação significativa de potência ativa pelo controle VW. O controle VVC, quando implementado junto com o RT, demonstrou uma melhoria significativa na regulação de tensão. Ele conseguiu manter a tensão dentro dos limites apropriados nos dois cenários analisados (com e sem variação solar). O VVC fez com que o inversor FV absorvesse potência reativa, diminuindo a tensão e reduzindo o número de comutações de taps do RT em até 99,06% em comparação com o caso sem VVC.

Além disso, a saída de potência reativa do FV com o VVC não apresentou mudanças significativas com a presença ou ausência do RT, pois o controle do inversor é mais rápido e eficiente. A combinação do controle VV com o RT proporciona maiores benefícios para a regulação de tensão, reduzindo a sobretensão e o número de comutações de taps do RT, o que pode diminuir custos de manutenção e aumentar a vida útil do equipamento.

VI. DISCUSSÕES

Historicamente, os VEs já desempenharam um papel importante no início do século XX, mas foram superados pelos motores a combustão interna devido ao avanço da produção de petróleo. Agora, com a crescente preocupação ambiental global e a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, os veículos elétricos ressurgem como uma possível solução. A transição para uma economia mais sustentável, aliada ao avanço tecnológico em baterias de íon de lítio e à integração com energias renováveis, como a solar e a eólica, tem permitido que os VEs sejam mais competitivos em termos de desempenho, custo e conveniência, além disso, políticas governamentais e incentivos financeiros estão promovendo a adoção dos VEs, tornando-os uma escolha cada vez mais viável [2].

Portanto é inegável o aumento na adoção de veículos elétricos nos últimos anos, impulsionada por fatores como eficiência energética, economia de custos a longo prazo e menor impacto ambiental, esse crescimento reflete tanto avanços tecnológicos quanto uma maior conscientização ambiental, posicionando os VEs como uma alternativa viável para a mobilidade sustentável, especialmente em grandes centros urbanos. No entanto, essa tendência traz desafios para as redes de distribuição de energia elétrica, que precisam se adaptar para absorver o impacto da integração desses veículos sem comprometer a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Além dos veículos elétricos, o crescente aumento de usinas fotovoltaicas em redes de distribuição traz desafios e oportunidades. A geração fotovoltaica, ao mesmo tempo em que contribui para a redução das emissões de carbono e promove a descentralização da matriz energética, exige adaptações nas redes para lidar com suas características intermitentes e bidirecionais.

Os principais impactos das inserções de VEs e GDs evidenciados nas revisões de casos práticos, são sobrecarga de transformadores, queda de tensão em horários de pico e aumento nas distorções harmônicas. A sobrecarga dos transformadores é um dos impactos mais críticos da inserção de veículos elétricos e geração distribuída nas redes de distribuição. A elevada demanda por energia durante os horários de pico, principalmente em áreas com alta densidade de carregadores de veículos elétricos, pode exceder a

capacidade nominal dos transformadores, reduzindo sua vida útil e aumentando a probabilidade de falhas. Além disso, o comportamento intermitente da geração fotovoltaica, adiciona uma complexidade extra à operação dos transformadores, exigindo ajustes constantes na regulação de tensão para manter a estabilidade do sistema.

As quedas de tensão em horários de pico, por sua vez, representam um problema para a qualidade do fornecimento de energia elétrica. A conexão simultânea de veículos elétricos para recarga pode levar a variações bruscas na tensão, especialmente em regiões com infraestrutura de distribuição já saturada. Essa condição não apenas afeta o desempenho dos equipamentos conectados à rede, mas também compromete o atendimento às normas de qualidade da energia elétrica.

Com isso para estratégias tradicionais como recondutoramento e troca de transformadores mencionado por [10] ou mesmo o planejamento para reforço das infraestruturas proposto por [4], são necessários investimentos bastante elevados. Outras estratégias analisadas buscam soluções além do tradicional, visando a melhora nos resultados sem a necessidade de substituição de grande parte dos elementos que compõe a rede de distribuição.

Outra questão relevante é a dificuldade de aplicar soluções tradicionais, como recondutoramento e troca de transformadores, em redes com limitações de espaço físico e financeiras. Essas estratégias, embora sejam eficazes para mitigar problemas pontuais, não endereçam a complexidade de redes modernas que operam com fluxos bidirecionais de energia, por exemplo, as quedas de tensão em horários de pico, amplificadas pela simultaneidade na recarga de veículos elétricos, muitas vezes requerem intervenções dinâmicas e contínuas, que vão além do escopo das soluções físicas convencionais. Isso evidencia a necessidade de abordagens mais inteligentes e menos intrusivas.

A aplicação de tarifas baseadas no tempo e estratégias de carregamento inteligente apresentada em [5], surgem como soluções deslocando a demanda para horários de menor consumo e reduzindo picos de carga. Embora as tarifas baseadas no tempo e as estratégias de carregamento inteligente sejam eficazes em deslocar a demanda de horários de pico para períodos de menor consumo, sua implementação enfrentam desafios. Os carregadores públicos, geralmente localizados em áreas de alta demanda, operam de acordo com as necessidades imediatas dos usuários, limitando a flexibilidade de horários, essa dependência de carregamento em tempo real torna difícil aplicar políticas de deslocamento de carga nesses locais, especialmente em centros urbanos e regiões de alta circulação, onde os usuários priorizam conveniência e velocidade sobre custo.

Se tratando de carregamento inteligente, a ausência de uma infraestrutura de comunicação robusta entre os dispositivos de carregamento e a rede elétrica pode dificultar a coordenação das cargas e a distribuição eficiente da energia. Outra limitação das estratégias de carregamento inteligente está relacionada à variabilidade da demanda em diferentes contextos, enquanto horários de menor consumo pode ser viáveis para deslocar parte da carga residencial ou corporativa, a imprevisibilidade de eventos locais, como viagens ou atividades comerciais, pode gerar picos inesperados em horários não planejados.

A integração entre veículos elétricos e geração fotovoltaica como proposto por [9], também por [11] e [12],

embora pareça uma solução viável, requer uma infraestrutura de comunicação robusta e algoritmos de controle adaptativos para maximizar os benefícios e a implementação de agregadores de VEs e controladores inteligentes apresenta limitações em ambientes reais, onde a incerteza e as condições dinâmicas podem comprometer a eficácia dessas soluções.

Essa integração enfrenta desafios relacionados à falta de padronização nas infraestruturas de comunicação e no gerenciamento dos sistemas, para que essa integração seja eficiente, é indispensável a criação de plataformas interoperáveis que permitam a troca de dados em tempo real entre veículos, carregadores e sistemas de geração. No entanto, em muitos casos, os equipamentos existentes não foram projetados para operar de maneira coordenada, o que limita a capacidade de implementar algoritmos adaptativos de controle. Também, os custos associados à modernização da infraestrutura de comunicação e à instalação de dispositivos inteligentes em larga escala continuam sendo um obstáculo para os operadores e consumidores finais.

Outro aspecto crítico é a variabilidade inerente à geração fotovoltaica, que depende de fatores climáticos imprevisíveis, como cobertura de nuvens e sazonalidade. Essa intermitência exige que os algoritmos de controle considerem não apenas o estado atual da geração e da demanda, mas também previsões baseadas em dados históricos e condições meteorológicas. Em ambientes reais, onde as condições de operação são frequentemente dinâmicas e sujeitas a incertezas, esses algoritmos podem não alcançar a eficiência esperada. Além disso, o tempo de resposta dos controladores inteligentes deve ser suficientemente rápido para ajustar a operação em função das rápidas mudanças de geração e carga, o que pode ser comprometido pela falta de capacidade computacional ou de dados confiáveis. Apesar dessas limitações, avanços em tecnologias oferecem perspectivas promissoras para superar esses desafios no futuro.

O controle de tensão e a otimização de potência reativa nas redes de distribuição discutidos em [13], [14], [16] e [17], continuarão a evoluir, impulsionados pelos avanços em inteligência artificial e aprendizado por reforço. O controle Volt/Var (VVC) tem se destacado como uma das soluções mais eficazes para melhorar a estabilidade e a eficiência das redes de distribuição. Sua capacidade de realizar ajustes dinâmicos e precisos no perfil de tensão e potência reativa permite uma operação mais estável mesmo em cenários de alta penetração de geração distribuída e veículos elétricos. Ao contrário dos métodos tradicionais, que operam de forma lenta e discreta, o VVC responde rapidamente às variações na demanda e na geração, garantindo que os níveis de tensão permaneçam dentro dos limites regulatórios e reduzindo as perdas de potência ativa na rede.

Além de sua eficácia técnica, o VVC também apresenta benefícios econômicos significativos. A redução no número de comutações dos transformadores, como observado nas simulações de [17], não apenas prolonga a vida útil desses equipamentos, mas também diminui os custos operacionais associados à manutenção e ao desgaste. Essa redução nos custos operacionais é especialmente importante em redes de distribuição modernas, onde a complexidade crescente exige soluções que sejam tanto eficientes quanto financeiramente viáveis.

Outro ponto forte do VVC é sua flexibilidade na integração com tecnologias emergentes, como inversores

fotovoltaicos e sistemas de medição inteligente, além de poder ser integrado com sistemas de armazenamentos. Inversores com controle Volt/Var permitem a injeção de potência reativa diretamente na rede, contribuindo para a estabilização da tensão e minimizando os impactos negativos da geração intermitente. Com o uso de medidores inteligentes, o VVC pode operar em tempo real, analisando dados e ajustando parâmetros de forma proativa, o que resulta em uma operação mais eficiente e adaptativa às condições dinâmicas do sistema.

O VVC é uma tecnologia escalável, capaz de ser implementada tanto em redes de baixa tensão quanto em redes de média e alta tensão. Sua adaptabilidade a diferentes contextos operacionais o torna uma ferramenta para o futuro das redes de distribuição, especialmente em um cenário de transição energética marcado pelo aumento da geração renovável e da eletrificação do transporte.

No entanto, a aplicabilidade desses métodos em contextos de sistemas reais ainda enfrenta barreiras, como a necessidade de dados de alta qualidade e recursos computacionais. Mas, com o uso crescente de medidores inteligentes, ferramentas analíticas, técnicas baseadas em dados, especialmente aquelas fundamentadas em aprendizado por reforço, estão ganhando destaque, essas abordagens oferecem uma tomada de decisão otimizada e adaptativa, melhorando a eficiência, a confiabilidade e a segurança das operações da rede.

Outro ponto relevante a ser destacado é a crescente importância de uma infraestrutura de comunicação robusta para viabilizar a integração eficiente de veículos elétricos e usinas fotovoltaicas nas redes de distribuição. Para isso a implementação de algoritmos mais sofisticados, como os baseados em aprendizado por reforço é importante para lidar com a variabilidade da geração renovável e a imprevisibilidade da demanda.

A aplicação de modelos preditivos para prever comportamentos de carregamento de veículos elétricos e flutuações na geração fotovoltaica pode oferecer uma camada adicional de confiabilidade. Estratégias baseadas em gêmeos digitais também se mostram promissoras, permitindo simulações avançadas e a antecipação de falhas ou gargalos antes que afetem o sistema.

Portanto é imprescindível discutir as barreiras para a adoção em larga escala das soluções apresentadas. Desafios como altos custos iniciais, resistência à mudança por parte de consumidores e operadores, além da necessidade de regulamentações claras, ainda limitam o avanço dessas tecnologias. Superar essas barreiras requer esforços conjuntos entre setores público e privado, com incentivos econômicos e campanhas de conscientização para acelerar a transição para uma infraestrutura mais inteligente e sustentável.

VII. CONCLUSÃO

A inserção de VEs nas redes de distribuição de energia elétrica representa um marco significativo na transição para uma mobilidade mais sustentável, mas também impõe desafios complexos que exigem soluções inovadoras. Este artigo analisou os impactos da adoção de VEs e usinas fotovoltaicas, destacando a necessidade de adaptações nas infraestruturas existentes para garantir a estabilidade e a qualidade da energia elétrica fornecida.

Entre as soluções propostas, a implementação de técnicas de controle e otimização, como o controle Volt/Var e algoritmos de carregamento inteligente, emergem como as

mais promissoras, estas abordagens não apenas mitigam os problemas de sobrecarga e variações de tensão, mas também promovem uma integração mais eficiente entre a geração distribuída de energia renovável e o consumo gerado pelos veículos elétricos. A utilização de estratégias de carregamento inteligente pode reduzir a carga de pico, otimizando a operação da rede e minimizando as distorções harmônicas, enquanto o controle da tensão de saída da subestação pode proporcionar maior flexibilidade na penetração de VEs.

Adicionalmente, o uso de bancos de capacitores e sistemas de armazenamento de energia, como os VEs atuando como elementos auxiliares, oferece uma solução para as flutuações de tensão na rede elétrica. Portando conclui-se que essas abordagens não só melhoram a qualidade do serviço, mas também geram benefícios econômicos significativos, à medida que os operadores de sistemas elétricos se adaptam a um cenário em constante evolução.

REFERÊNCIAS

- [1] G. H. S. De Oliveira et al., “Análise do impacto da recarga não controlada de veículos elétricos em alimentador real utilizando método de Monte Carlo para distribuição das cargas”, *Revista Contemporânea*, vol. 3, no 07, p. 7376–7392, jul. 2023, doi: 10.56083/rcv3n7-007.
- [2] R. Baran e L. F. L. Legey, “Veículos elétricos: história e perspectivas no Brasil,” *BNDES Setorial*, n. 33, pp. 207–224, mar. 2011. [Online]. Disponível em: <http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/1489>.
- [3] F. Ahmad, I. Ashraf, A. Iqbal, M. Marzband, e I. Khan, “A novel AI approach for optimal deployment of EV fast charging station and reliability analysis with solar based DGs in distribution network”, *Energy Reports*, vol. 8, p. 11646–11660, nov. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.09.058.
- [4] B. Arias e M. Nataly, “Integração de veículos elétricos no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição”, 2019, [Online]. Disponível em: https://bdt.d.ibt.br/vufind/Record/UNSP_3154b63193b4696385032da151d49d48
- [5] P. Sinha, K. Paul, S. Deb, e S. Sachan, “Comprehensive Review Based on the Impact of Integrating Electric Vehicle and Renewable Energy Sources to the Grid”, 1o de março de 2023, MDPI. doi: 10.3390/en16062924.
- [6] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Dados de Geração, CCEE - Dados e Análises. [Online]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao>. [Acessado: 03-abr-2025]
- [7] B. C. Gonçalves, “Impactos do tipo de controle dos inversores da microgeração fotovoltaica na rede de distribuição”.
- [8] F. Cirolini, F. Anselmini, e C. C. Martins, “Análise do impacto da Geração Distribuída fotovoltaica na rede elétrica da Universidade Federal De Santa Maria”.
- [9] L. Z. Terada, “Algoritmos de recarga inteligente de veículos elétricos considerando a integração de recursos energéticos distribuídos”, 2023.
- [10] Y. Pinto, F. Trindade, e L. Ramirez, Investigação de soluções para os impactos técnicos causados pela conexão massiva de veículos elétricos aos sistemas de distribuição de energia elétrica. 2016. Conference: XXI Congresso Brasileiro de Automática Vitória ES
- [11] J. Jefferson e A. Saldanha, “Universidade Federal Do Pampa Sistema Inteligente para o Controle da Recarga de Veículos Elétricos Híbridos Plug-in Visando o Benefício do Sistema Elétrico de Potência”.
- [12] Sami Nasser Lauar, “Otimização de posicionamento de eletropostos em redes de distribuição de energia elétrica com o método heurístico DE-MVO”, 2023. Acessado: 15 de outubro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://repositorio.ifes.edu.br/handle/123456789/3399>
- [13] S. M. Abdelkader et al., “Advancements in data-driven voltage control in active distribution networks: A Comprehensive review”, 1o de setembro de 2024, Elsevier B.V. doi: 10.1016/j.rineng.2024.102741.
- [14] N. Patari, V. Venkataramanan, A. Srivastava, D. K. Molzahn, N. Li, e A. Annaswamy, “Distributed Optimization in Distribution Systems: Use Cases, Limitations, and Research Needs”, 1o de setembro de 2022, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. doi: 10.1109/TPWRS.2021.3132348.
- [15] J. F. Goulart, *Programas de Resposta da Demanda no Setor Elétrico Brasileiro à Luz de Experiências Internacionais*. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Brasil, 2023.
- [16] K. Gholami, M. R. Islam, M. M. Rahman, A. Azizivahed, e A. Fekih, “State-of-the-art technologies for volt-var control to support the penetration of renewable energy into the smart distribution grids”, 1o de novembro de 2022, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.egyr.2022.06.080.
- [17] T. M. Wanzeler, B. G. de Oliveira, J. P. de A. Vieira, P. R. R. de Freitas, P. C. Lopes, e J. V. F. Calvino, “Efeitos das funções de controle em Volt-Watt e em Volt-Var na regulação de tensão em redes de distribuição com presença de sistemas fotovoltaicos”, *Brazilian Journal of Development*, vol. 8, no 9, p. 62307–62324, set. 2022, doi: 10.34117/bjdv8n9-125.