

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Michel Girotto de Oliveira

**Metodologia para alocação de estações de recarga de
veículos elétricos em redes de distribuição de energia
elétrica**

São Carlos

2024

Michel Giroto de Oliveira

**Metodologia para alocação de estações de recarga de
veículos elétricos em redes de distribuição de energia
elétrica**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo
Vieira Júnior

**São Carlos
2024**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

048m	Oliveira, Michel Girotto Metodologia para alocação de estações de recarga de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica / Michel Girotto Oliveira; orientador José Carlos de Melo Vieira-Júnior. São Carlos, 2024. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2024. 1. Veículos Elétricos. 2. Distribuição de Energia Elétrica. 3. Recarga descoordenada. 4. Sensibilidade de Tensão. I. Título.
------	--

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Michel Giroto de Oliveira

Título: "Metodologia para alocação de estações de recarga de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 24 / 06 / 2024,

com NOTA 9,5 (nove, cinco), pela Comissão
Julgadora:

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador -
SEL/EESC/USP

Eng. Bruno Venâncio - CPFL Energia

Mestre Maurício Pavani da Silva - EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Professor Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

Este trabalho é dedicado a todos aqueles que fizeram parte dessa minha trajetória.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, à Santíssima Trindade, uma vez que, ao habitar em mim e se expressar por meio de minha alma, me dotou de condições para que eu pudesse almejar a Verdade, através da busca de meus sonhos.

Agradeço à minha família, em especial à minha mãe, Amélia, que, com seu amor, me ensinou a nunca deixar de buscar um bem maior. Da mesma forma, ao meu pai, José Francisco, que me educou sobre a importância do trabalho e do esforço diário na busca de nossos objetivos. Agradeço ainda aos meus irmãos, Dênis e Amanda, que são, sobretudo, amigos queridos e motivo de inspiração. Dedico ainda um agradecimento especial ao meu avô David, que, na simplicidade de sua vida, pôde demonstrar grandes feitos, porque foram realizados com intenso carinho e dedicação em servir àqueles que amava.

Sou grato ao meu orientador, Prof. Doutor José Carlos, por ter aceitado ser meu guia não só neste projeto, mas em tantos outros, incentivando e instruindo-me durante todo o meu percurso acadêmico. Seu profissionalismo e genialidade são uma inspiração que almejo seguir. Seus ensinamentos ultrapassam os limites universitários e, assim como nossa amizade, os levarei para a minha vida.

Agradeço à minha namorada, Vitória, que esteve ao meu lado em todos os momentos, por ser minha maior incentivadora e por me dar força nas horas de dúvida. Sua confiança em mim e seu apoio às minhas decisões foram fundamentais para o meu sucesso. Sou imensamente grato por estar presente, mesmo à distância, em todos os momentos importantes dessa jornada, tornando cada passo mais leve e significativo. Obrigado por seu amor, paciência e por compartilhar essa caminhada comigo.

Sou grato a todos os meus amigos de graduação e da CPFL, em especial aos amigos do LSEE, LACOSEP, COS, ADMS e da ROG, por serem meus companheiros, dividirem os dias comigo e tornarem minha jornada mais leve e tranquila. Tenho orgulho em dizer que um dia cruzamos nossos caminhos

Enfim, a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para o sucesso deste trabalho, meu sincero agradecimento.

*“Assim como o sol se põe no horizonte,
os ciclos se encerram para dar espaço a novas jornadas
Cada fim é o começo de algo extraordinário.”*
Paulo Coelho

RESUMO

OLIVEIRA, M.G. **Metodologia para alocação de estações de recarga de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica**. 2024. 78p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024.

O considerável aumento nas vendas de veículos elétricos (VEs), motivado por uma variedade de incentivos, suscita preocupações quanto aos efeitos da recarga descoordenada nas redes de distribuição de energia elétrica. Essas apreensões surgem em virtude da possibilidade de recargas de VEs ocorrerem em elevadas potências e se estenderem por longos períodos, o que pode sobrecarregar o sistema elétrico e comprometer a qualidade da energia elétrica. Posto isso, este estudo se dedica a avaliar os efeitos técnicos indesejáveis resultantes das operações de recarga de VEs em um sistema de distribuição real brasileiro. Por meio de simulações computacionais determinísticas realizadas utilizando o *software* OpenDSS, são explorados múltiplos níveis de adoção dessa tecnologia. Utilizam-se perfis de recarga reais que consideram variáveis cruciais, como diferentes tipos de eletropostos, horários de conexão dos veículos à rede, estado de carga das baterias e durações das sessões de carregamento. Após identificar e examinar os impactos resultantes da recarga descoordenada, propõem-se uma metodologia fundamentada na sensibilidade entre tensão e potência para identificar os locais ideais para implantação das estações de recarga e determinar sua capacidade máxima, visando evitar violações de tensão, que foi o principal limitante para a inserção dessa nova carga no sistema de distribuição examinado. Como conclusão, a metodologia proposta demonstrou eficácia, apresentando resultados favoráveis em comparação com outros métodos da literatura, com destaque para um baixo esforço computacional.

Palavras-chave: Veículos Elétricos. Distribuição de Energia Elétrica. Recarga Descoordenada. Sensibilidade de Tensão.

ABSTRACT

OLIVEIRA, M.G. **Methodology for Allocating Electric Vehicle Charging Stations in Power Distribution Networks**. 2024. 78p. Monograph (Conclusion Course Paper) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024.

The significant increase in sales of electric vehicles (EVs), driven by a variety of incentives, raises concerns regarding the effects of uncoordinated EV charging on electrical distribution networks. These apprehensions arise due to the possibility of EV recharges occurring at high power levels and lasting for extended periods, which can overload the electrical system and compromise the power quality. Therefore, this study is dedicated to evaluating the undesirable technical effects resulting from EV charging in a real Brazilian distribution system. Through deterministic computational simulations performed using the OpenDSS software, multiple levels of adoption of this technology are explored. Real recharging profiles are used, considering crucial variables such as different types of charging stations, vehicle connection times to the grid, state of charge of the battery, and durations of charging sessions. After identifying and examining the impacts resulting from uncoordinated charging, a methodology based on the relationship between voltage and power is proposed to identify the optimal locations for the deployment of charging stations and determine their maximum capacity, aiming to avoid voltage violations, which were the main limiting factor for the integration of this new load into the examined distribution system. In conclusion, the proposed methodology demonstrated effectiveness, yielding favorable results compared to other methods in the literature, particularly highlighting low computational effort.

Keywords: Electric Vehicles. Electric Power Distribution. Uncoordinated Charging. Voltage Sensitivity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Emissões globais por setor energético	25
Figura 2 – Mandatos globais de veículos elétricos e proibições de motores a combustão interna	27
Figura 3 – Frota global de carros elétricos	28
Figura 4 – Frota brasileira de veículos elétricos	30
Figura 5 – Diagrama unifilar da rede primária	35
Figura 6 – Exemplos de perfis de recarga	36
Figura 7 – Perfil de carga das unidades consumidoras	37
Figura 8 – Tensões mínimas para todos os cenários considerando a série temporal de 24 horas	39
Figura 9 – Posições dos TAPs do regulador de tensão para todos os cenários . . .	40
Figura 10 – Perfis de tensão no horário da mínima amplitude de tensão registrada de todos os cenários	41
Figura 11 – Tensões máximas para todos os cenários considerando a série temporal de 24 horas	41
Figura 12 – Valores máximos e mínimos do fator de desequilíbrio de tensão para todos os cenários	43
Figura 13 – Perfis de carregamento da subestação para todos os cenários	44
Figura 14 – Perfil de carga nos transformadores com maior sobrecarga em cada cenário	45
Figura 15 – Fluxograma de aplicação da metodologia proposta	57
Figura 16 – Fluxograma de validação da metodologia proposta	59
Figura 17 – Rede 4001 - radial	62
Figura 18 – Sensibilidades nodais da rede radial. a) V-P. b) V-Q.	62
Figura 19 – Perfis de tensão da fase A da rede 4001. a) Estação de recarga conectada em uma das cinco primeiras barras. b) Estação de recarga conectada em uma das cinco últimas barras	63
Figura 20 – Rede radial - 1001	64
Figura 21 – Rede 16001 - em malha	66
Figura 22 – Sensibilidades nodais da rede em malha. a) V-P. b) V-Q.	67
Figura 23 – Perfis de tensão da fase A da rede 16001 para diferentes opções de alocação	67
Figura 24 – Máximo acréscimo de potência ativa trifásica - rede primária	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características do sistema elétrico em estudo	34
Tabela 2 – Classificação das amostras de tensão e limites estabelecidos segundo o módulo 8 do PRODIST	38
Tabela 3 – Violações dos indicadores DRP e DRC	42
Tabela 4 – Valor máximo do indicador FD95% e quantidade de UCs com trans- gressão do limite	43
Tabela 5 – Transformadores em sobrecarga	45
Tabela 6 – Perdas técnicas	46
Tabela 7 – Máxima potência ativa trifásica que pode ser acrescida em cada barra - Rede Radial 4001	64
Tabela 8 – Máxima potência ativa trifásica que pode ser acrescida em cada barra - Rede Radial 1001	65
Tabela 9 – Máxima potência ativa trifásica que pode ser acrescida em cada barra - Rede em malha 16001	68
Tabela 10 – Classificação do erro absoluto na determinação da máxima potência ativa trifásica	69
Tabela 11 – Barramentos com maiores valores de sensibilidade V-P e valor máximo de acréscimo de carga	71

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Principais configurações dos veículos elétricos	26
Quadro 2 – Políticas públicas concernentes à mobilidade elétrica	29
Quadro 3 – Resumo dos trabalhos consultados referentes à alocação das estações de recarga	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
COP21	21 ^a Conferência das Partes
DRC	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária
FD	Fator de Desequilíbrio de Tensão
FD95%	Percentil 95 do Fator de Desequilíbrio de Tensão
fp	Fator de Potência
GEE	Gases de Efeito Estufa
CO ₂	Dióxido de Carbono
LTC	<i>Load Tap Changer</i> (Comutador Sob Carga)
MCI	Motor a Combustão Interna
MT	Média Tensão
N_p	Nível de Penetração
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
pu	Por Unidade
QSTS	<i>Quasi-static time series</i>
RT	Regulador de Tensão
UC	Unidade Consumidora
VE	Veículo Elétrico
VEB	Veículo Elétrico a Bateria
VECC	Veículo Elétrico a Célula de Combustível
VEH	Veículo Elétrico Híbrido

VEHP	Veículo Elétrico Híbrido <i>Plug-in</i>
VEP	Veículo Elétrico <i>Plug-in</i>

SUMÁRIO

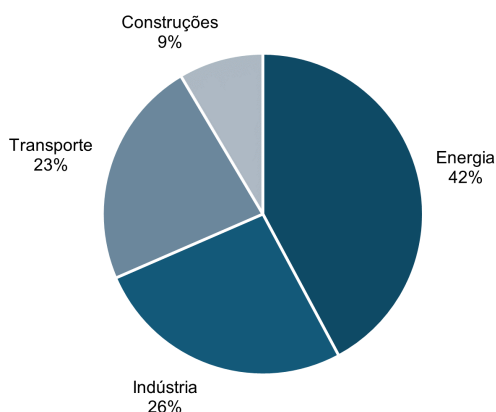
1	INTRODUÇÃO	25
1.1	Justificativas e Objetivos	31
2	IMPACTOS TÉCNICOS DA RECARGA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS <i>PLUG-IN</i> NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	33
2.1	Impactos técnicos da recarga de VEPs no sistema elétrico em estudo	34
2.1.1	Tensão em regime permanente	38
2.1.2	Desequilíbrio de tensão	42
2.1.3	Carregamento do sistema e dos transformadores	44
2.1.4	Perdas elétricas	46
2.2	Soluções para os impactos técnicos resultantes da recarga de VEPs	46
2.3	Considerações finais sobre o capítulo	48
3	METODOLOGIA PROPOSTA PARA ALOCAÇÃO DE ELETRO-POSTOS	49
3.1	Sensibilidade de tensão	51
3.2	Determinação da máxima potência por barra	53
3.3	Aplicação da metodologia na presença de reguladores de tensão	55
3.4	Avaliação de casos com múltiplas estações de recarga	56
3.5	Fluxograma para a aplicação da metodologia proposta para o problema de alocação de estações de recarga de veículos elétricos	56
3.6	Validação da metodologia proposta para o problema de alocação de estações de recarga de veículos elétricos	58
4	RESULTADOS	61
4.1	Resultados para as redes de baixa tensão	61
4.1.1	Rede Radial	61
4.1.2	Rede em malha	66
4.1.3	Resultados gerais	68
4.2	Resultados para a rede de média tensão	69
5	CONCLUSÕES	73
5.1	Sugestões de trabalhos futuros	74
	REFERÊNCIAS	75

1 INTRODUÇÃO

Na 21^a Conferência das Partes (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, realizada em Paris, foi promulgado um novo acordo, denominado Acordo de Paris, cujo objetivo central residia na potencialização da resposta global frente à ameaça representada pela mudança climática (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES, 2017). O Acordo de Paris recebeu a ratificação das 195 nações signatárias da referida convenção, convergindo no intento de mitigar as emissões de gases de efeito estufa (GEE) no contexto do desenvolvimento sustentável. Para isso, estabeleceu-se um compromisso voltado para conter o aumento temperatura média global a um valor inferior a 2°C acima dos patamares pré-industriais.

Neste contexto, merece particular destaque o setor de transportes, considerando sua substancial contribuição, quantificada em aproximadamente 23% das emissões globais no espectro do setor energético, conforme ilustrado na Figura 1 (IEA, 2023a). É relevante notar que os veículos terrestres, a saber, automóveis, caminhões e ônibus, desempenham um papel preponderante, abarcando quase três quartos das emissões de dióxido de carbono (CO_2) atribuíveis a esse segmento (RITCHIE, 2020). No âmbito brasileiro, o setor de transporte assume uma posição de destaque ainda maior, representando em torno de 50% do montante total de emissões antropogênicas vinculadas à matriz energética do país (EPE, 2023).

Figura 1 – Emissões globais por setor energético



Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por IEA (2023a)

Para além das preocupações ambientais inerentes ao domínio do transporte, é crucial ressaltar os impactos adversos que este setor acarreta na esfera da saúde pública. Tal realce se justifica pela emissão de substâncias poluentes na atmosfera por parte dos veículos dotados de motores a combustão interna (MCI), tais como o material particulado e os óxidos de nitrogênio. Esses poluentes representam um dos principais catalisadores para

a ocorrência de mortes prematuras em escala global, exercendo uma influência perniciosa na saúde humana que vai além do âmbito ambiental. Essas emissões veiculares são reconhecidas como contribuintes significativos para doenças respiratórias, cardiovasculares e outras condições de saúde que afetam diretamente a qualidade e a expectativa de vida das populações urbanas e densamente povoadas, ressaltando a urgência de estratégias direcionadas para mitigar tais impactos deletérios (PLATAFORMA NACIONAL DA MOBILIDADE ELÉTRICA, 2021).

Nesse contexto, diversos países têm direcionado esforços consideráveis para promover a adoção da mobilidade elétrica, visto que ela pode ser uma das alternativas para mitigar os problemas supracitados. No âmbito da mobilidade elétrica, é possível identificar duas categorias fundamentais de eletrificação: a parcial, que engloba as variantes de hibridização, seja com ou sem conexão à rede elétrica; e a eletrificação completa, a qual abraça os veículos puramente elétricos e independentes do uso de combustíveis fósseis para sua locomoção (PLATAFORMA NACIONAL DA MOBILIDADE ELÉTRICA, 2021). O Quadro 1 apresenta as quatro configurações principais dos veículos elétricos (VEs).

Quadro 1 – Principais configurações dos veículos elétricos

Configurações	Características
Veículo Elétrico a Bateria (VEB)	Opera mediante propulsão elétrica exclusiva, tendo como fonte primordial de energia a eletricidade armazenada na bateria. A bateria é recarregada pelos freios regenerativos e, principalmente, pela energia elétrica proveniente da rede elétrica.
Veículo Elétrico Híbrido (VEH)	Adota uma estrutura que concilia a presença de um motor elétrico, cuja energia é suprida por bateria, e um propulsor a combustão convencional, alimentado por combustíveis líquidos, sejam eles de origem fóssil ou renovável. Essa tecnologia se desdobra em distintas configurações (tais como micro híbridos, híbridos em série e em paralelo), uma vez que o motor de combustão pode ser abastecido por uma gama diversificada de combustíveis, inclusive os biocombustíveis.
Veículo Elétrico Híbrido <i>Plug-in</i> (VEHP)	Combina elementos do híbrido e do elétrico puro. Sua bateria possui a capacidade de ser recarregada tanto por meio de uma fonte interna, assemelhando-se aos modelos híbridos convencionais que utilizam um motor-gerador localizado a bordo do veículo, quanto por uma fonte externa, conectando-se à rede elétrica.
Veículo Elétrico a Célula de Combustível (VECC)	O motor é exclusivamente elétrico e a fonte energética é proveniente das células a combustível, principalmente do hidrogênio, ou de combustíveis líquidos quando há a presença de reformadores.

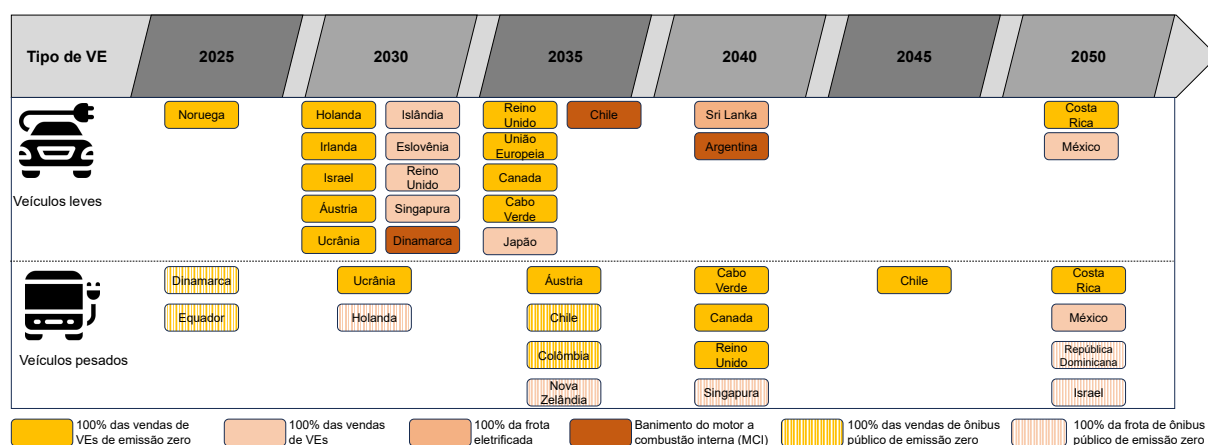
Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por Plataforma Nacional da Mobilidade Elétrica (2021)

Os VEB e VECC são considerados opções mais sustentáveis em comparação aos veículos movidos a combustíveis fósseis, pois não emitem poluentes atmosféricos diretamente durante seu funcionamento, sendo também denominados de veículos de zero emissão. Além disso, os VEBs possuem a vantagem de poderem ser recarregados utilizando fontes de energia renovável, como a solar e a eólica, o que potencializa sua contribuição para a redução das emissões de GEE. Já os VECCs emitem apenas vapor de água durante seu funcionamento (PLATAFORMA NACIONAL DA MOBILIDADE ELÉTRICA, 2021).

Os modelos pertencentes às categorias VEHP e VEB são conglomerados sob a designação abrangente de Veículos Elétricos *Plug-in* (VEP), dada a característica comum que compartilham: a conexão à rede de distribuição para recarga. Neste contexto, este estudo está direcionado para esses veículos, uma vez que apenas essa modalidade tecnológica está vinculada à dinâmica da rede de distribuição.

Diante deste cenário, algumas nações implementaram programas de subsídios e incentivos fiscais, como isenções de impostos na compra de VEs (MINISTERIO DE AMBIENTE Y ENERGÍA, 2019), bem como redução ou eliminação de taxas de registro e licenciamento (GOVERNO DA COLOMBIA, 2019). Além disso, políticas de incentivo à instalação de infraestrutura de recarga, como estações de carregamento público e privado, e programas de financiamento para pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de baterias e sistemas de propulsão elétrica têm sido adotados (REPÚBLICA DE PANAMÁ, 2019). A imposição de metas e regulamentações mais rígidas para reduzir as emissões veiculares, como restrições a carros a combustão em áreas urbanas e planos para banir gradualmente sua venda, também estão entre as estratégias implementadas por alguns países para acelerar a transição para a mobilidade elétrica (IEA, 2023b). A Figura 2 apresenta as metas já anunciadas para adoção de VEs e banimento dos veículos com motores a combustão interna.

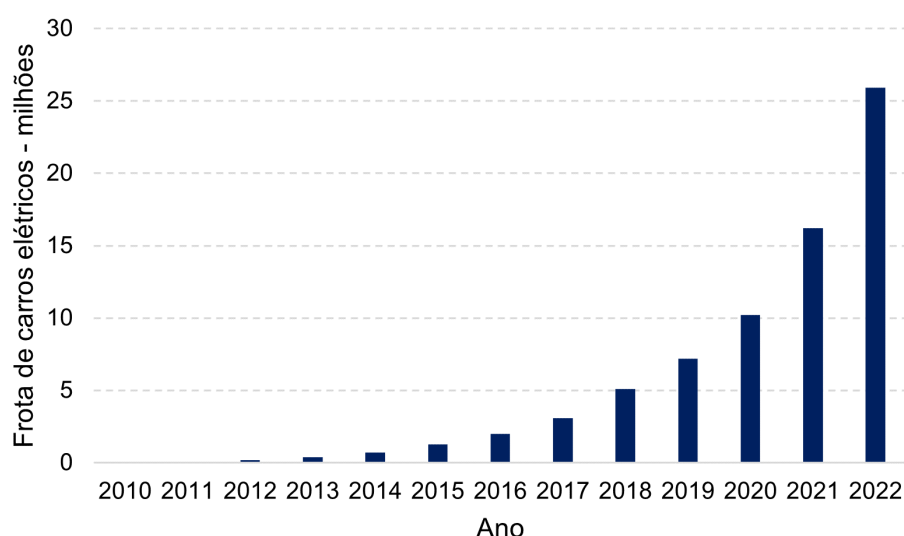
Figura 2 – Mandatos globais de veículos elétricos e proibições de motores a combustão interna



Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por IEA (2023b)

Sob a perspectiva global, a consequência desses estímulos é que a frota mundial de carros elétricos vem crescendo significativamente, atingindo a marca de 26 milhões de unidades em 2022, o que representa um aumento de 60% em relação ao ano de 2021, conforme pode ser visto na Figura 3. Os VEBs corresponderam a cerca de 70% das novas vendas e, com isso, a frota global de VEs consumiu cerca de 110 TWh de eletricidade em 2022, dobrando o valor de 55 TWh consumidos em 2021 (IEA, 2023b).

Figura 3 – Frota global de carros elétricos



Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por IEA (2023b)

No contexto brasileiro, observa-se um incremento gradual, porém ainda não substancial, da inserção dos VEs, estimando-se que seu impacto estatístico não se consolide expressivamente até 2030 (EPE, 2021). Este cenário decorre, em parte, do custo ainda elevado desses veículos, o qual se mostra incompatível com a realidade econômica do país. Ademais, a escassez de infraestrutura adequada para recarga representa outro obstáculo significativo, refletindo uma lacuna crítica no arcabouço regulatório. Contudo, apesar desses desafios, há estímulos substanciais para fomentar uma maior penetração dos VEs no setor de transporte brasileiro. Dentre essas iniciativas, tem-se o Projeto de Lei nº 403, de 2022, que isenta os VEs do Imposto de Importação até 31 de dezembro de 2025 (SENADO FEDERAL, 2022) e a Resolução Normativa nº 1.000/2021, que distingue os serviços de recarga de VEs das atividades de comercialização, fornecimento e distribuição de energia elétrica. Isso permite aos investidores escolherem o modelo de negócio mais conveniente e serve como uma regulamentação mínima que reduz as incertezas a respeito do serviço de infraestrutura de recarga (ANEEL, 2021). Além disso, a Lei 454/2017 prevê a vedação da comercialização e a circulação de automóveis movidos a combustíveis fósseis no Brasil a partir de 2060 (SENADO FEDERAL, 2017). No Quadro 2, encontram-se expostas algumas políticas públicas nacionais concernentes à mobilidade elétrica, categorizadas por níveis de

intervenção, referenciando os instrumentos legais correlatos (como leis ou resoluções), as entidades encarregadas pela concessão ou supervisão desses instrumentos, bem como o objetivo primordial associado a cada uma delas.

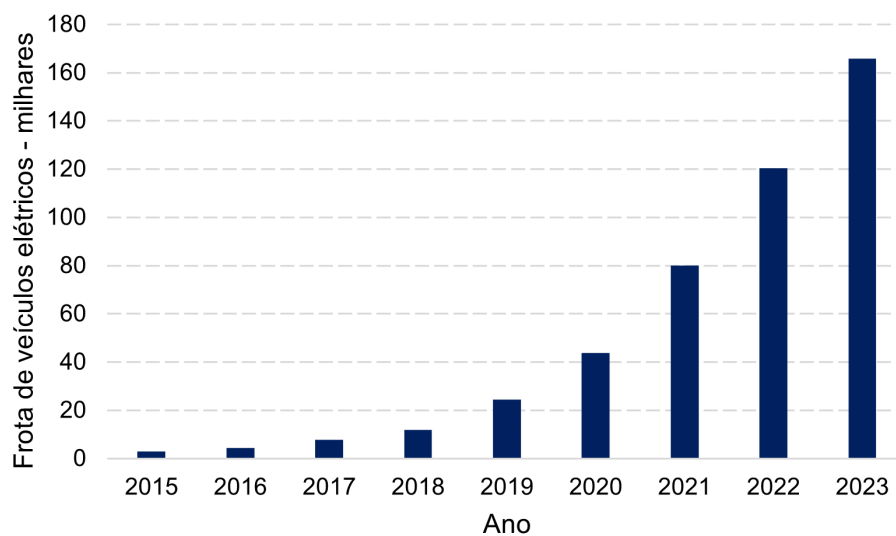
Quadro 2 – Políticas públicas concernentes à mobilidade elétrica

Política Pública	Órgão responsável	Objetivo principal	Esfera
Projeto de Lei nº 403/2022	Câmara de comércio exterior - Ministério da Economia	Isenção do Imposto de Importação para VEs até dezembro de 2025	Federal
Resolução Normativa nº 1.000/2021	Agência Nacional de Energia Elétrica - Ministério de Minas e Energia	Regulamentação mínima para o serviço de recarga de VEs	Federal
Lei 454/2017	Comissão de Meio Ambiente e Comissão de Assuntos Econômicos	Vedação da comercialização e a circulação de automóveis movidos a combustíveis fósseis a partir de 2060	Federal
Decreto da Presidência da República nº 9442/2018	Secretaria Geral da Presidência da República	Determina a diminuição da alíquota de Imposto sobre Produtos Industrializados para VEB e VEH	Federal
Isenção de Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores (IPVA)	Governos estaduais do CE, DF, MA, MS, PE, PI, PR, RJ e RN	Isenção total ou parcial do IPVA	Estadual
Metas de eletrificação	Governos estaduais do PE, MG e SP	Planos estaduais com metas de eletrificação	Estadual
Programa Pró Veículo Verde	Governo estadual do SP	Incentivo à produção de VEH ou movidos à energia limpa	Estadual
Decreto 1528/2019	Governo municipal de Curitiba/PR	Isenção dos VEBs do pagamento do estacionamento regulamentado	Municipal
Lei 17336/2020	Governo municipal de São Paulo/SP	Determina que edifícios residenciais e comerciais da capital paulista protocolados a partir de 2021 prevejam pontos de recarga de VEs	Municipal
BRT Salvador	Governo municipal de Salvador/BA	Eletificação dos veículos utilizados no BRT	Municipal
VLP Elétrico	Governo municipal de São José dos Campos/SP	Frota de VLPs 100% elétrica a partir de 2022	Municipal

Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por Plataforma Nacional da Mobilidade Elétrica (2022) e IEA (2023c)

Assim, dadas as políticas públicas de incentivo a adoção de VEs, os custos de operação e manutenção mais baixos e uma maior disponibilidade de modelos, observa-se um aumento no estoque de VEs no Brasil, como evidenciado na Figura 4, ainda que esse crescimento se dê em um ritmo mais gradual. Esse cenário sugere que, com a continuidade dos incentivos e o avanço das tecnologias de baterias, a tendência é que a adoção de VEs se acelere nos próximos anos.

Figura 4 – Frota brasileira de veículos elétricos



Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por IEA (2023b)

Porém, para sustentar esse crescimento contínuo da frota de VEs, é necessário investir em uma infraestrutura de pontos de recarga acessível e economicamente viável. Esta necessidade abarca tanto a possibilidade de carregamento privado, seja em residências ou ambientes laborais, quanto a existência de estações de carregamento públicas de fácil acesso para o usuário final. Com isso, a demanda de energia do setor de transporte, em princípio atendida via combustão interna nos veículos, será transferida, em partes, para o sistema elétrico. No entanto, as redes elétricas não foram projetadas considerando essa nova carga, de modo que a recarga de vários veículos elétricos ocorrendo simultaneamente pode acarretar em impactos técnicos no sistema elétrico.

Portanto, o escopo deste estudo está direcionado à análise dos possíveis impactos decorrentes do processo de recarga dos VEPs nos sistemas de distribuição de energia elétrica, buscando identificar estratégias para planejar a infraestrutura de recarga de modo a postergar esses impactos.

1.1 Justificativas e Objetivos

Com base nos fatos expostos anteriormente, o desenvolvimento constante do mercado de VEs impõe a premente necessidade de se expandir a infraestrutura de recarga, de modo que parte da energia dispendida no setor de transporte, outrora atendida via combustão interna nos veículos, será atendida pelas redes de distribuição de energia elétrica. Com isso, surge a necessidade de investigar os impactos potenciais que essa transição para a mobilidade elétrica acarreta, especialmente no que tange à infraestrutura elétrica já estabelecida, a qual foi majoritariamente concebida sem considerar essa carga adicional.

Compreender integralmente tais impactos representa um passo fundamental para o desenvolvimento de estratégias de planejamento da infraestrutura de recarga dos VEPs. Essas estratégias são cruciais para evitar ou postergar os possíveis efeitos adversos sobre a rede elétrica, contribuindo para adiar investimentos significativos em modificações estruturais, uma vez que uma infraestrutura de recarga bem planejada não apenas minimiza as possíveis sobrecargas nas redes elétricas, mas também prolonga sua capacidade operacional de forma mais eficiente.

Nessa perspectiva, neste trabalho de conclusão de curso, almeja-se:

- Realizar um estudo para avaliar os possíveis impactos nos sistemas de distribuição de energia elétrica resultantes da recarga de VEPs;
- Elaborar uma metodologia destinada à alocação e dimensionamento de estações de recarga, considerando os impactos na rede elétrica.

2 IMPACTOS TÉCNICOS DA RECARGA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS *PLUG-IN* NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Embora os VEPs proporcionem vantagens significativas à sociedade, tais como a mitigação das emissões de poluentes atmosféricos e redução do ruído urbano, o aumento da conexão desses veículos à rede elétrica representa desafios substanciais à operacionalidade do sistema de distribuição de energia elétrica, haja vista que o processo de recarga representa uma carga adicional de elevada potência que pode permanecer conectada por horas. Essas recargas podem ser coordenadas, com a distribuidora de energia controlando o horário e a potência da recarga, ou descoordenadas, onde cada proprietário recarrega seu veículo conforme sua conveniência pessoal, potencialmente resultando em picos de demanda. Dada a predominância e o impacto da recarga descoordenada no sistema de distribuição, diversos estudos na literatura têm investigado seus potenciais impactos.

No estudo conduzido por Pereira *et al.* (2018), os autores empregam uma abordagem probabilística fundamentada em simulações de Monte Carlo, combinada com dados reais sobre a utilização e recarga de VEPs, com o intuito de avaliar os impactos técnicos mais restritivos e estabelecer limites de penetração dos VEPs em mais de 35 mil redes secundárias no estado de São Paulo. Dentre os principais impactos técnicos identificados, destacam-se as violações de tensão, o aumento dos desequilíbrios de tensão, bem como a sobrecarga de condutores e transformadores. Notavelmente, as violações de tensão emergiram como o impacto técnico mais limitante, manifestando-se como a primeira vulnerabilidade em 75% das redes analisadas.

No trabalho de Muratori (2018) é descrito o impacto da recarga não coordenada dos VEPs em termos do aumento da demanda de pico do sistema e da sobrecarga nos transformadores de distribuição. O autor conclui que, para a rede em estudo, a recarga dos VEPs não produz um impacto significativo no carregamento do sistema, visto que nem todos os veículos recarregam ao mesmo tempo. No entanto, mesmo com baixa penetração, o incremento na carga resultante da recarga dos VEPs pode sobrecarregar os transformadores de distribuição, acarretando em uma redução na sua vida útil.

Em Jiang *et al.* (2014) são analisadas as distorções harmônicas originadas durante o processo de recarga dos VEPs. Para realizar tal análise, os autores empregaram simulações de Monte Carlo, considerando as características estocásticas inerentes ao processo de recarga dos VEPs, juntamente com o fluxo de potência harmônico. Os resultados obtidos indicam que a recarga dos VEPs, até um nível de penetração de 30%, não promove distorções significativas na forma de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

O trabalho conduzido por Quirós-Tortós *et al.* (2016) abordou os efeitos da re-

carga residencial de VEPs em dois sistemas elétricos reais, considerando diferentes níveis de adoção dessa tecnologia. Os impactos examinados incluíram sobrecarga térmica em transformadores e alimentadores, devido à ultrapassagem de suas capacidades nominais, bem como transgressões de tensão nos consumidores. Os resultados indicaram que o impacto técnico mais restritivo é diferente nos dois sistemas, mas que eles se tornam mais notáveis após uma penetração de VEPs de 20%. Para mitigar esses efeitos adversos, os autores propuseram um esquema de gerenciamento da recarga que consistia na desconexão dos VEPs quando observados impactos na rede elétrica, seguida pela reconexão quando não houvesse mais impactos detectados. Esse esquema demonstrou eficácia na mitigação dos impactos analisados. Em consonância com as conclusões, os autores sublinham a imperatividade de empregar sistemas elétricos reais como base para as investigações, a fim de capturar as peculiaridades de cada rede elétrica.

Posto isso, este capítulo empreende uma análise dos principais impactos decorrentes da recarga de VEPs no sistema elétrico adotado como objeto de estudo neste trabalho. Essas análises são utilizadas como norteadoras para o desenvolvimento da metodologia proposta nesse estudo.

2.1 Impactos técnicos da recarga de VEPs no sistema elétrico em estudo

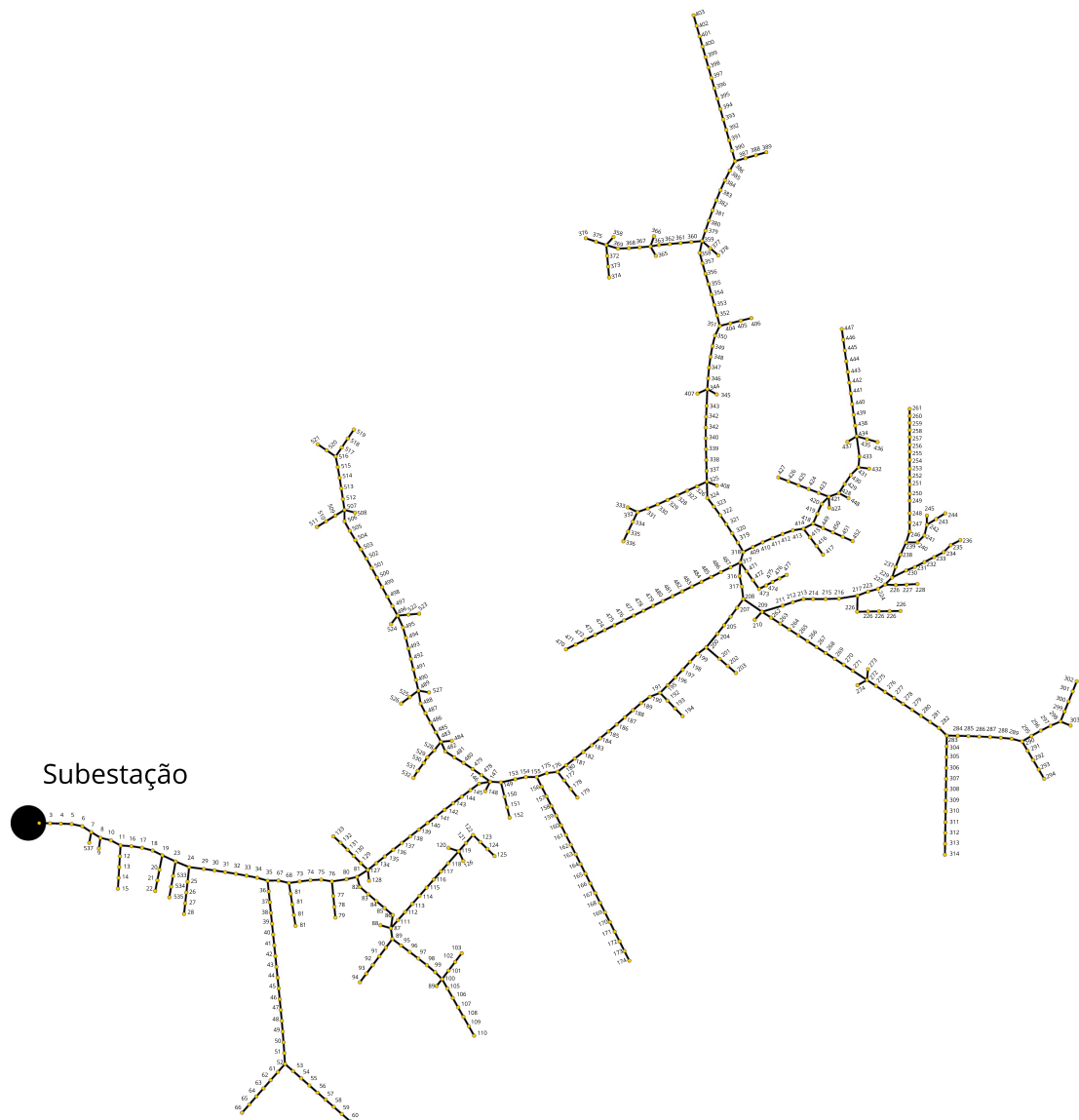
A metodologia utilizada para investigar o impacto da recarga dos VEPs baseia-se em simulações computacionais de um sistema elétrico real brasileiro na presença de VEPs. Para isso, utiliza-se o *software* OpenDSS, que é um *software* de simulação de sistemas elétricos em regime permanente senoidal. O diagrama unifilar da rede primária utilizada nesse estudo é apresentado na Figura 5, sendo modelada por Brolin, Rolim e Trindade (2019) no OpenDSS. As principais características desse sistema elétrico são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Características do sistema elétrico em estudo

Características	Dados
Comprimento da rede de média tensão	4,71 km
Nível de curto-circuito na subestação	525MVA
Tensão de linha na média tensão	13,8kV
Tensão de linha na baixa tensão	0,22kV
Tensão na subestação	1,04pu
Número de UCs nas redes de média tensão	159
Número de UCs nas redes de baixa tensão	1659
Número de UCs monofásicas nas redes de baixa tensão	1259
Número de UCs bifásicas nas redes de baixa tensão	388
Número de UCs trifásicas nas redes de baixa tensão	12
Número de transformadores de distribuição média/baixa tensão	47

Fonte: Elaboração própria

Figura 5 – Diagrama unifilar da rede primária



Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por Brolin, Rolim e Trindade (2019)

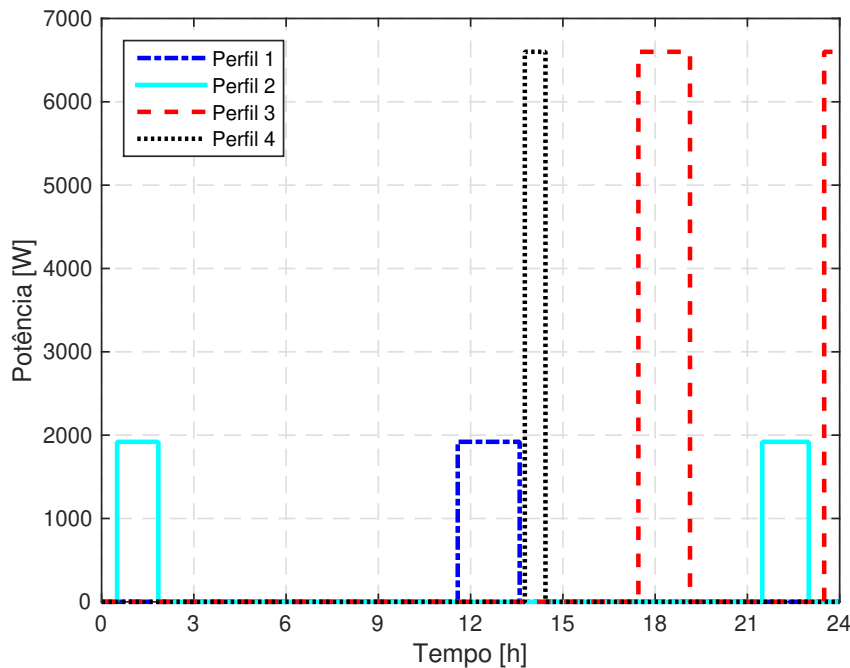
Para fins deste estudo, foi acrescentado um banco de reguladores de tensão entre as barras 205 e 207, o qual permite uma faixa de regulação de $\pm 10\%$ com 32 posições de TAP. A tensão desejada na saída do regulador, barra 207, foi definida em 1,034 pu. A largura de banda adotada foi de 3 V, considerando uma base de 120 V, sendo este um valor padrão usado no *software* OpenDSS. O atraso de tempo foi definido em 15 segundos. A capacidade nominal do banco regulador de tensão foi definida em 6 MVA.

A modelagem das cargas é um ponto crucial para estudos dos sistemas de distribuição, uma vez que ela está vinculada à tensão no ponto de conexão. No OpenDSS, as cargas podem ser classificadas em diferentes modelos. Os principais são: cargas a potência constante com a tensão; cargas a corrente constante com a tensão; cargas com impedância

constante com a tensão; e cargas ZIP (combinação das características anteriores). Dessa forma, para realizar a modelagem das estações de recarga, é preciso avaliar o comportamento da potência consumida com a variação de tensão. Em (ARIOLI, 2016), realiza-se essa análise por meio de curvas características de recarga de VEs. O autor conclui que o modelo de potência constante com a tensão e fator de potência unitário é o mais adequado para estudos em regime permanente, levando também a resultados mais conservadores. Dessa forma, esse foi o modelo adotado nesse trabalho de conclusão de curso.

Os perfis de recarga utilizados neste estudo foram criados e disponibilizados por (MURATORI, 2018). Eles consistem em um conjunto de 254.040 perfis de recarga residencial relacionados a 348 veículos, abrangendo tanto carregamentos de nível 1 (1,92 kW) quanto nível 2 (6,6 kW). Os níveis de carregamento referem-se às diferentes potências e velocidades com que um veículo elétrico pode ser carregado. Essas potências são consideradas para os carregamentos em modo monofásico e bifásico, respectivamente. Os perfis têm uma resolução de 10 minutos e levam em conta fatores como o momento de conexão do veículo à rede, o estado de carga da bateria, a duração e a potência da recarga. A Figura 6 mostra exemplos desses padrões de recarga.

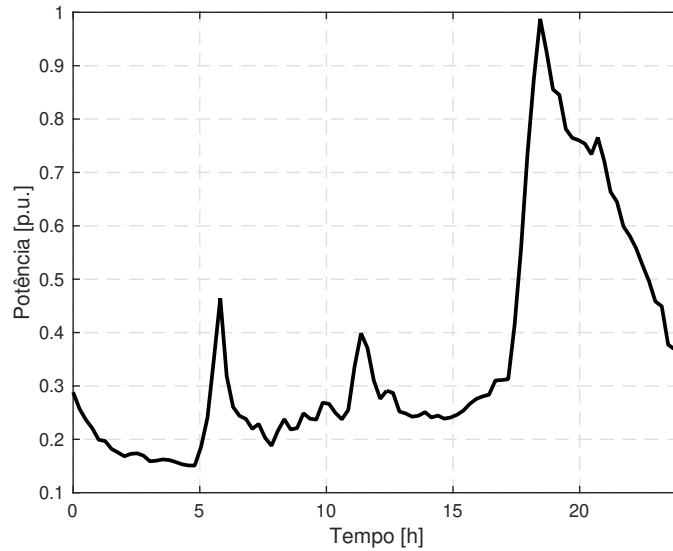
Figura 6 – Exemplos de perfis de recarga



Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por Muratori (2018)

Atribuiu-se o mesmo perfil de carga a todos as unidades consumidoras (UCs). Ele consiste em multiplicadores com discretização de 15 minutos, o qual foi extraído e adaptado de (BROLIN; ROLIM; TRINDADE, 2019) e está representado na Figura 7.

Figura 7 – Perfil de carga das unidades consumidoras



Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por Brolin, Rolim e Trindade (2019)

Em cada simulação, pontos de recarga são distribuídos de maneira aleatória entre as UCs, considerando o nível de penetração (N_p), que reflete a proporção de consumidores que possuem VEPs em relação ao total de consumidores nas redes secundárias. A cada UC é atribuída, no máximo, uma estação de recarga. Para UCs monofásicas, são atribuídas estações de recarga monofásicas, conectadas entre a fase do consumidor e o neutro; as UCs bifásicas recebem pontos de recarga bifásicos, conectados entre as duas fases do consumidor; enquanto as UCs trifásicas têm a possibilidade de receber qualquer um dos tipos de estações de recarga, com a(s) fase(s) sendo determinada por sorteio. Após essa alocação, o software *OpenDSS* é empregado para resolver o fluxo de potência.

São considerados quatro cenários distintos. No primeiro, denominado cenário base, nenhum VEP é alocado e serve como base para comparação. Nos três cenários seguintes, os níveis de penetração são definidos em 5%, 25% e 50%, respectivamente. Para cada nível de penetração, os VEPs são alocados aleatoriamente, bem como seus perfis de recarga, e calculam-se 50 diferentes cenários, de modo a abarcar certas características estocásticas do processo, como a localização do eletroposto e a simultaneidade da recarga. Posteriormente, selecionam-se os cenários mais críticos para cada nível de penetração. Como critério para avaliar a criticidade do cenário, utilizou-se a menor tensão registrada em uma série temporal de 24 horas.

Nas subseções seguintes, são apresentadas as métricas de impacto analisadas e os resultados da simulação computacional. As métricas de impacto foram determinadas em consonância com o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) em que são caracterizados os fenômenos e indicadores de qualidade do produto. As análises se concentraram em regime permanente.

2.1.1 Tensão em regime permanente

Segundo o módulo 8 do PRODIST, a observância da conformidade de tensão elétrica deve ser monitorada pela distribuidora, a qual deve atuar de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos limites estabelecidos pela legislação (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b). Para tal avaliação, a tensão em regime permanente deve ser mensurada e comparada com os níveis de tensão das faixas adequada, precária e crítica. Os limites de tensão para essas faixas, expressos em por unidade (pu) e particularmente para clientes de média (MT) e baixa tensão (BT), são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Classificação das amostras de tensão e limites estabelecidos segundo o módulo 8 do PRODIST

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão (pu)		Duração relativa (%)
	Baixa Tensão	Média Tensão	
Adequada	$0,92 \leq V \leq 1,05$	$0,93 \leq V \leq 1,05$	-
Precária	$0,87 \leq V < 0,92$ ou $1,05 < V \leq 1,06$	$0,9 \leq V < 0,93$	3,0
Crítica	$V < 0,87$ ou $V > 1,06$	$V < 0,9$ ou $V > 1,05$	0,5

Fonte: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por Agência Nacional de Energia Elétrica (2021b)

Para a elaboração dos indicadores individuais de conformidade de tensão, nomeadamente a Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária (DRP) e para a Tensão Crítica (DRC), são necessárias 1008 leituras válidas e consecutivas, considerando um período integralizado de 10 minutos cada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b). Os limites para esses indicadores também são apresentados na Tabela 2 e o cálculo é realizado com a Equação 2.1.

$$DRP = \frac{nlp}{nm} \cdot 100[\%] \quad DRC = \frac{nlc}{nm} \cdot 100[\%] \quad (2.1)$$

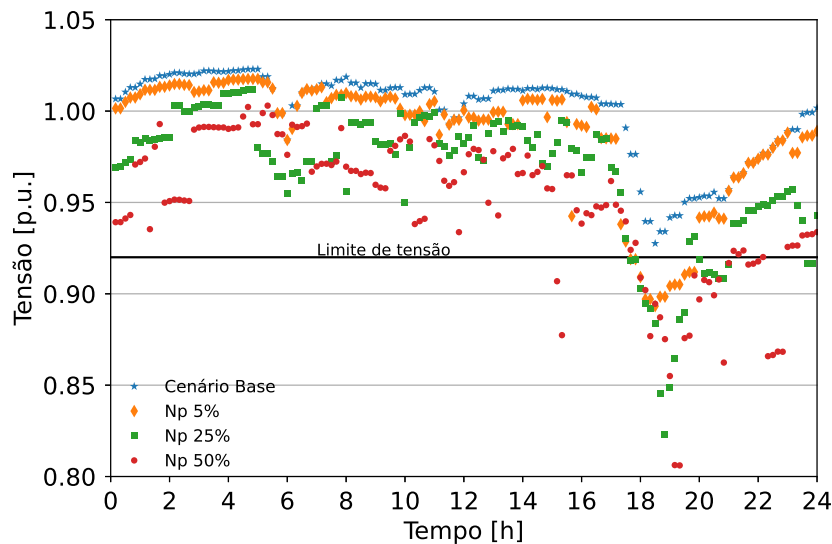
Em que nlp e nlc representam o maior valor entre as fases do número de medições situadas nas faixas precária e crítica, nessa ordem, e nm representa o número total de medições.

Neste estudo, as simulações do fluxo de potência são *Quasi-static time series* (*QSTS*), sendo realizadas considerando um período temporal de um dia e integralização de 10 minutos. Assim, para cada ponto de conexão com as UCs, são calculados 144 valores de tensão. Logo, a regra normativa que se aplica a 1008 medições foi adaptada para 144. Com isso, considera-se que acontece violação do indicador DRP se, em pelo menos 5 medições, a magnitude da tensão estiver dentro dos valores da faixa precária. Já o DRC é violado

quando a magnitude da tensão está classificada dentro da faixa crítica em pelo menos um instante da simulação.

A Figura 8 exibe as menores tensões calculadas para cada um dos cenários, considerando uma integralização de 10 minutos e uma série temporal de 24 horas. O cenário base é o único em que todas as medições de tensão se enquadram dentro da faixa adequada. Mesmo em um cenário de baixo nível de penetração, como o $N_p = 5\%$, são registradas tensões de magnitude inferior a 0,92 pu. Isso ocorre porque cada barra possui diferentes impactos nas tensões nodais do sistema e, como a alocação dos VEPs foi feita de maneira aleatória, o aumento de carga pode ter ocorrido em barras fracas do sistema.

Figura 8 – Tensões mínimas para todos os cenários considerando a série temporal de 24 horas

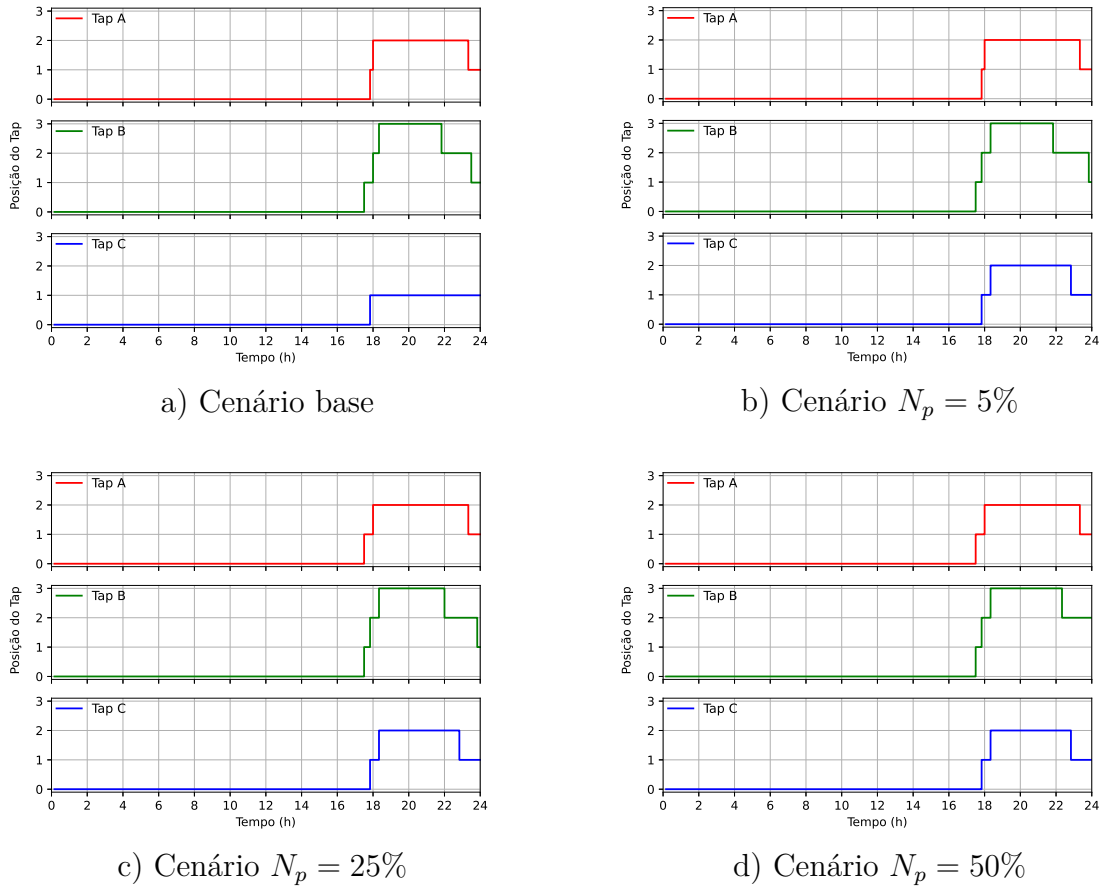


Fonte: Elaboração própria

A Figura 9 apresenta as posições dos TAPs associadas ao dispositivo regulador de tensão situado no tronco principal do alimentador, delineando um período temporal de 24 horas. Embora se tenha constatada a ocorrência de violações de tensão nas redes de BT, é notável que o TAP mais elevado alcançado pelo regulador de tensão tenha sido apenas 3, substancialmente inferior à posição máxima (+16) disponível. Isso ocorreu devido ao fato de que as tensões na rede de MT não sofreram variações significativas ao longo do período monitorado, não demandando, portanto, a comutação de TAP do equipamento.

Com base nos horários em que foram registradas as tensões mínimas, delineou-se o perfil de tensão do sistema, apresentado de maneira detalhada na Figura 10. A partir dos resultados obtidos, concluiu-se que a deterioração do perfil de tensão está diretamente vinculada à operação de recarga dos VEPs. Isso porque durante os horários em que ocorreu a transgressão do limite inferior de tensão, os veículos estavam efetuando o processo de recarga e conectados nas fases afetadas. Além disso, no cenário $N_p = 25\%$, verificou-se

Figura 9 – Posições dos TAPs do regulador de tensão para todos os cenários



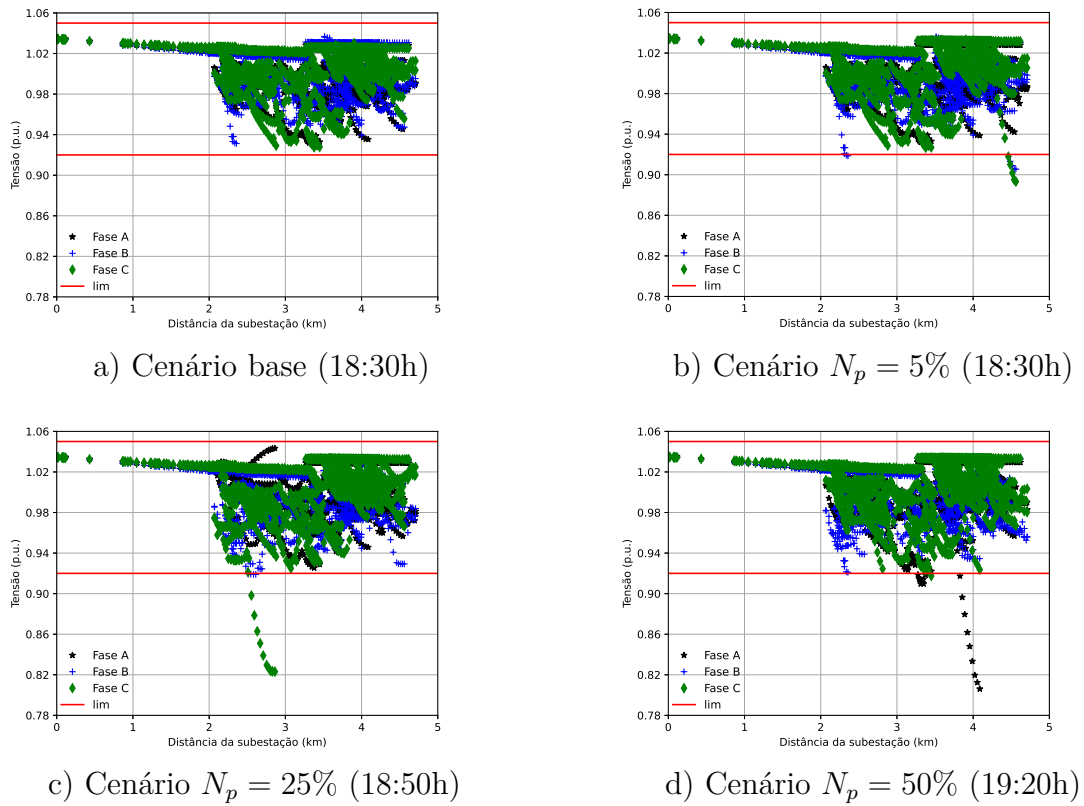
Fonte: Elaboração própria

uma elevação do perfil de tensão da fase A em uma das redes de BT, conforme pode ser visto na Figura 10c. Isso ocorreu devido ao aumento da corrente na fase C e à indutância mútua entre as fases do sistema, induzindo tensão na fase A.

Isso posto, fez-se uma investigação das possíveis violações do limite superior de tensão. A Figura 11 apresenta os maiores valores de tensão para todos os cenários e considerando uma série temporal de 24 horas, onde é observado que as tensões chegam a atingir o limite superior da faixa adequada, de 1,05 pu, mas não violam.

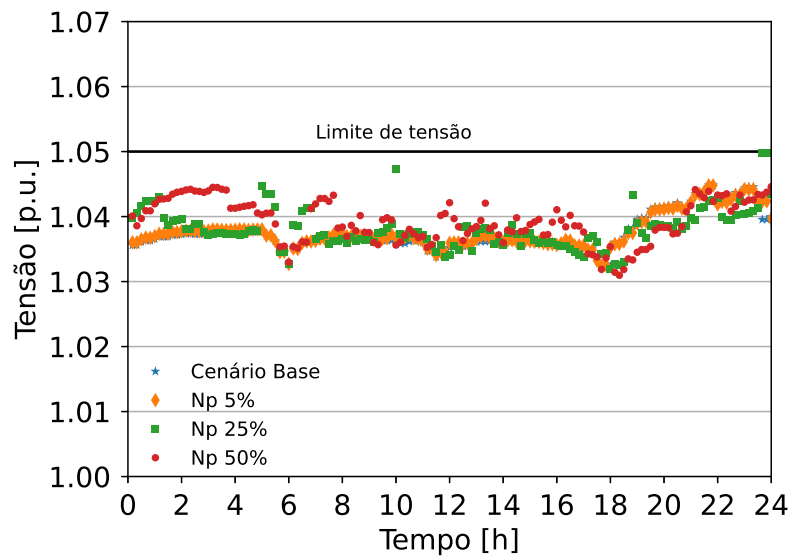
A Tabela 3 apresenta o número de UCs com violações de tensão e os maiores valores calculados para os indicadores DRC e DRP. Os resultados revelam que, mesmo no cenário com uma penetração de apenas 5%, algumas UCs apresentaram violações de tensão. Essa situação indica que a presença dos VEPs, mesmo em quantidades aparentemente reduzidas, pode ocasionar impactos substanciais nas tensões do sistema. Conforme o N_p aumenta, o número de clientes com violações de tensão aumenta e estes devem ser adequadamente compensados pela distribuidora, em consonância com os parâmetros regulatórios pertinentes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

Figura 10 – Perfis de tensão no horário da mínima amplitude de tensão registrada de todos os cenários



Fonte: Elaboração própria

Figura 11 – Tensões máximas para todos os cenários considerando a série temporal de 24 horas



Fonte: Elaboração própria

Tabela 3 – Violações dos indicadores DRP e DRC

Cenário	Nº de UCs com DRP > 3%	Nº de UCs com DRC > 0,5%	Maior DRP (%)	Maior DRC (%)
Base	0	0	0	0
N _p 5%	5	0	9,72	0
N _p 25%	13	8	8,33	2,78
N _p 50%	40	12	9,03	3,47

Fonte: Elaboração própria

2.1.2 Desequilíbrio de tensão

Em um sistema elétrico equilibrado, a amplitude das tensões das três fases possuem mesma magnitude e são defasadas 120° elétricos entre si. O desequilíbrio de tensão é o fenômeno no qual há uma diferença verificada em pelo menos uma das condições anteriores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b). Segundo estabelecido no módulo 8 do PRODIST, existem duas grandezas aplicáveis para mensuração dos desequilíbrios de tensão: (i) o fator de desequilíbrio de tensão (FD) e (ii) o percentil 95 do fator de desequilíbrio de tensão (FD95%). O FD é uma métrica que quantifica a disparidade em um período integralizado (10 minutos) entre as tensões nas fases de um sistema trifásico. O FD95% é uma medida estatística que indica que 95% das amostras de FD estão abaixo desse valor específico.

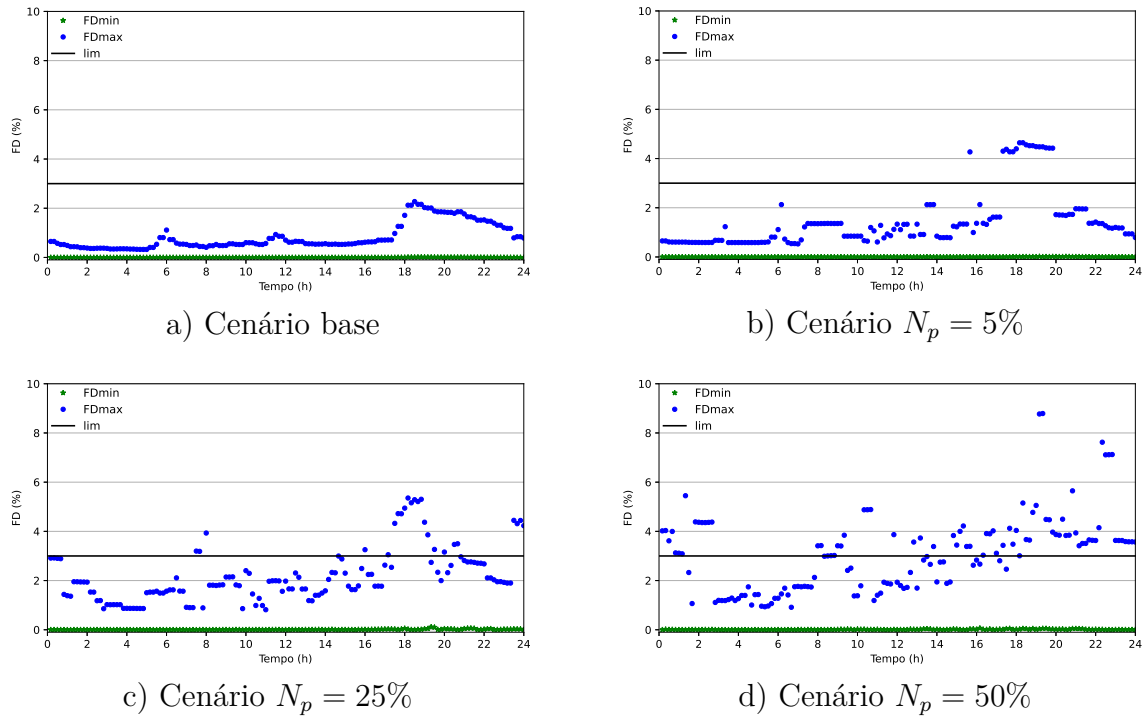
Conforme a regulamentação supracitada, o cálculo do FD é realizado pela Equação 2.2 e, com base em 1008 leituras válidas, determina-se o indicador FD95%. O limite para o FD95% é 3% para redes secundárias e 2% para a média e alta tensão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

$$FD(\%) = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (2.2)$$

em que V_- é a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa e V_+ é a magnitude da tensão eficaz de sequência positiva, ambas na frequência fundamental.

A Figura 12 ilustra os extremos de valores do indicador FD ao longo de uma série temporal de 24 horas, abrangendo todos os cenários considerados. No cenário base, o indicador FD mantém-se inferior a 3%. Entretanto, nos demais cenários, observa-se uma transgressão desse limite, a qual se intensifica tanto em amplitude quanto em frequência à medida que o nível de penetração de VEPs cresce. Esta intensificação é explicada pela predominância monofásica e bifásica das UCs que faz com que a maioria dos pontos de recarga sejam também monofásicos e bifásicos. Dessa forma, dada a característica estocástica da recarga e a aleatoriedade da alocação dos pontos de recarga, a carga dos VEPs contribui para o aumento do desequilíbrio de tensão, o qual é exacerbado proporcionalmente ao aumento do nível de penetração destes veículos.

Figura 12 – Valores máximos e mínimos do fator de desequilíbrio de tensão para todos os cenários



Fonte: Elaboração própria

A Tabela 4 apresenta o número de UCs cujo FD95% ultrapassou o limite estabelecido, além de indicar o maior valor registrado em cada cenário analisado.

Tabela 4 – Valor máximo do indicador FD95% e quantidade de UCs com transgressão do limite

Cenário	Nº de UCs com FD95% superior ao limite estabelecido	Máximo FD95%
Base	0	2,03
$N_p = 5\%$	5	4,48
$N_p = 25\%$	12	4,71
$N_p = 50\%$	20	4,87

Fonte: Elaboração própria

Mesmo em um cenário onde 50% das UCs BT possuem VEPs, apenas 20 consumidores, em um universo de 1659 UCs BT, registraram violação do indicador FD95%. Ainda assim, e apesar de não haver compensação devido a um sistema elétrico desequilibrado, os desequilíbrios de tensão podem ocasionar problemas indesejáveis em equipamentos, como sobreaquecimento de motores de indução, aumento das perdas em máquinas síncronas e geração de componentes harmônicos de terceira ordem em retificadores (PAULILO, 2013).

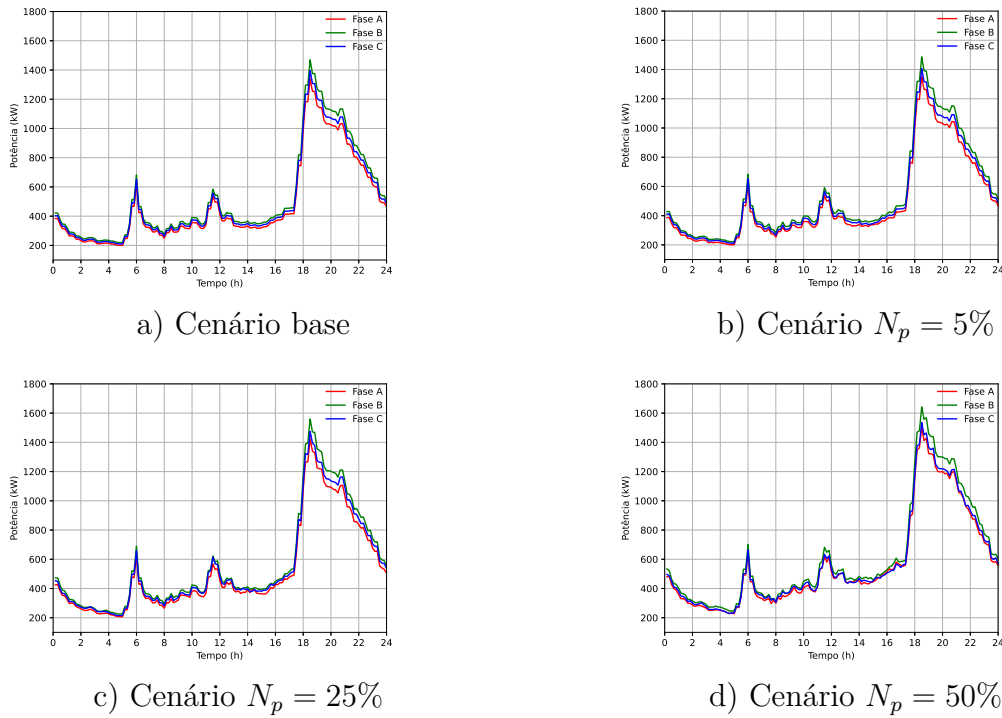
2.1.3 Carregamento do sistema e dos transformadores

Conforme mostra a Figura 13, verifica-se um incremento gradual no carregamento do sistema concomitantemente ao aumento do nível de penetração de VEPs. Tal tendência é evidenciada durante os períodos de pico de demanda, bem como ao redor do horário aproximado das 12 horas. Esse fato se justifica pelos padrões de recarga descritos em Muratori (2018). No cenário onde 50% das UCs possuem VEPs, há um aumento de aproximadamente 10% da demanda de pico, a qual determina os requisitos gerais da capacidade do sistema. Para calcular o acréscimo de demanda, foi utilizada a Equação 2.3.

$$\Delta P_{VEP} = \frac{P_{pico,VEP} - P_{pico}}{P_{pico}} \cdot 100 \quad (2.3)$$

em que ΔP_{VEP} é o acréscimo na demanda de pico do sistema devido a recarga dos VEPs, $P_{pico,VEP}$ e P_{pico} são as demandas de pico do sistema após a adição da carga dos VEPs e no cenário base, respectivamente.

Figura 13 – Perfis de carregamento da subestação para todos os cenários



Fonte: Elaboração própria

Também foi avaliado o impacto da recarga dos VEPs no carregamento dos transformadores de distribuição. A Tabela 5 apresenta o número de transformadores cuja capacidade nominal foi excedida, bem como a carga máxima registrada em relação à potência nominal. Mesmo no cenário base, três transformadores experienciaram cargas acima da capacidade nominal do equipamento. No cenário $N_p = 5\%$, houve um incremento

da sobrecarga máxima comparado ao cenário base, mas não no número de transformadores com sobrecarga. Nos cenários $N_p = 25\%$ e $N_p = 50\%$, há um incremento tanto da sobrecarga máxima quanto do número de transformadores com sobrecarga. Apesar disso, conforme diretrizes fornecidas na NBR5356-7, os transformadores de distribuição suportam ciclos de carregamento normal de até 1,5 pu (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2017). Esse limite foi transgredido em apenas um transformador e no cenário com maior nível de penetração, $N_p = 50\%$.

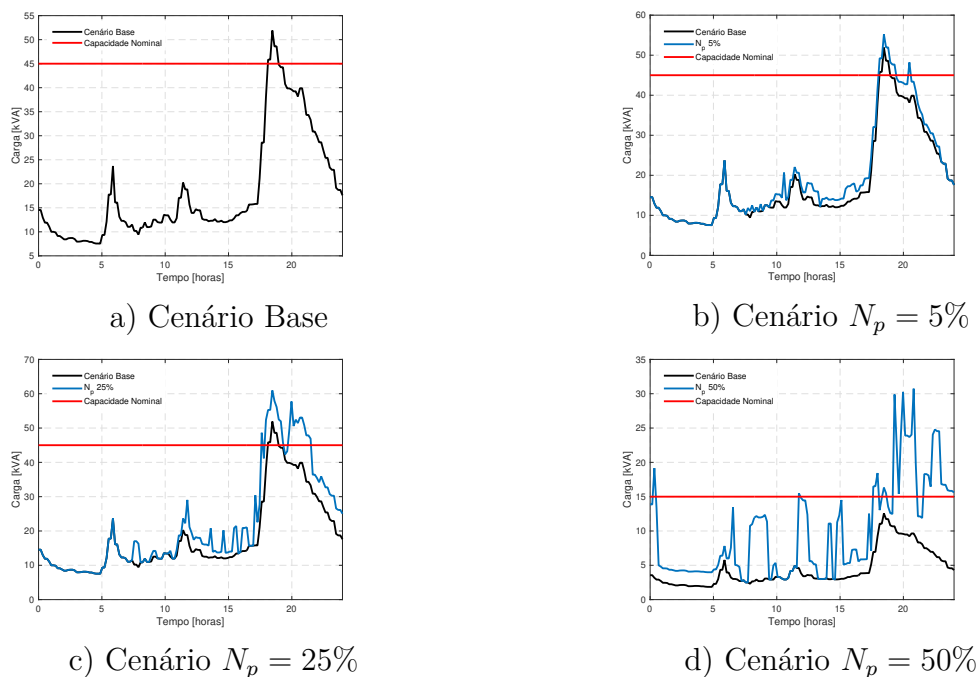
Tabela 5 – Transformadores em sobrecarga

Cenário	Quantidade de transformadores em sobrecarga	Carga máxima registrada em relação à potência nominal (%)
Base	3	115,3
$N_p 5\%$	3	122,7
$N_p 25\%$	7	135,5
$N_p 50\%$	14	204,93

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 14, são apresentados os perfis de carregamento nos transformadores que experienciaram a maior sobrecarga em cada cenário analisado. A partir dessa figura, observa-se que o carregamento dos transformadores de distribuição pode ser modificado pela carga dos VEPs. Além disso, essa carga adicional pode ocasionar sobrecargas inadmissíveis, como no cenário $N_p = 50\%$, que provocam a redução da vida útil do equipamento.

Figura 14 – Perfil de carga nos transformadores com maior sobrecarga em cada cenário



Fonte: Elaboração própria

2.1.4 Perdas elétricas

As perdas técnicas se referem à energia dissipada no transporte, transformação de tensão e medição, sendo inerentes aos sistemas elétricos. Essas perdas são consideradas nas metodologias de cálculo tarifário da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), restringidas aos níveis de eficiência regulatórios de cada área de concessão, sendo repassadas aos consumidores. A título de exemplo, em 2020, o custo das perdas técnicas na distribuição foi de R\$ 8,5 bilhões (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

A Tabela 6 detalha as perdas técnicas calculadas para cada cenário investigado. Observa-se uma tendência de aumento dessas perdas à medida que o nível de penetração cresce. Isso ocorre porque a recarga dos VEPs é uma carga adicional ao sistema elétrico, a qual se soma à carga convencional aumentando a corrente que flui pelos condutores e transformadores, ocasionando maiores perdas elétricas.

Tabela 6 – Perdas técnicas

Cenário	Perdas técnicas (kWh)
Base	412,14
N _p 5%	438,24
N _p 25%	556,50
N _p 50%	740,02

Fonte: Elaboração própria

2.2 Soluções para os impactos técnicos resultantes da recarga de VEPs

Segundo PINTO, TRINDADE e RAMIREZ (2017), as soluções para os impactos técnicos da recarga de VEPs podem ser classificadas em três grupos: (i) utilização de tarifa horosazonal, (ii) controle inteligente da recarga dos VEPs e (iii) soluções de infraestrutura.

Em uma esquema de tarifa horosazonal, o uso da eletricidade tem um preço diferente nos horários de ponta (tarifa mais cara) e fora ponta (tarifa mais baixa), o que motiva os clientes a deslocarem o consumo para os períodos fora ponta. Assim, em um cenário com VEPs, essa estratégia tem como intuito deslocar o início da recarga para horários de menor demanda de energia, de modo a adiar investimentos de melhorias nas redes elétricas.

Em Dubey *et al.* (2015), os autores procuram determinar o melhor esquema de precificação, considerando os impactos no perfil de tensão e na comodidade dos proprietários de VEPs. Eles concluem que o melhor horário para iniciar as tarifas fora ponta é após às 23 horas, de modo a evitar novos picos de carga devido a conexão dos VEPs na rede. Porém, a ansiedade de não ter o carro carregado caso algum imprevisto ocorra pode limitar a eficácia dessa solução.

O controle ativo e inteligente da recarga dos VEPs, realizado por parte das distribuidoras de energia, consiste em modificar a taxa e o horário de início da recarga. As

estratégias de gerenciamento de recarga podem abranger diferentes perspectivas, como a otimização dos benefícios para os clientes (como redução do custo por recarga) e para as distribuidoras, as quais podem postergar investimentos de melhorias nas redes e ainda sim garantir a qualidade da energia elétrica.

Em Quirós-Tortós *et al.* (2016), os autores propõem um esquema de gerenciamento centralizado da recarga de VEPs com o intuito de mitigar os impactos de sobrecarga térmica em transformadores e alimentadores, devido à ultrapassagem de suas capacidades nominais, bem como problemas de tensão para os consumidores. Esse esquema consistia na desconexão dos VEPs quando observados impactos na rede elétrica, seguido pela reconexão quando não houvesse mais impactos detectados. Apesar dessa proposta ter sido eficaz para mitigar os impactos analisados, o conforto e a comodidade dos donos de VEPs podem limitar a adoção desse tipo de solução. Além disso, é necessária uma infraestrutura de comunicação e controle para realizar o gerenciamento da recarga, podendo ser um problema dependendo do nível de penetração de VEPs.

Os reforços de infraestrutura constituem ações como a substituição de transformadores de distribuição por unidades de maior capacidade, recondutoramento, subdivisão dos circuitos secundários e implementação de dispositivos reguladores de tensão. Ou seja, esse grupo de solução é dependente diretamente de investimentos na rede por parte das concessionárias de energia.

Em PINTO, TRINDADE e RAMIREZ (2017), os autores avaliaram os efeitos de diferentes níveis de penetração de veículos elétricos (10%, 20% e 30%) em 25.949 redes secundárias reais no estado de São Paulo. A análise focou em impactos técnicos incluindo violações de tensão, aumento das perdas técnicas, sobrecarga de transformadores e cabos. Diante dos resultados, os pesquisadores investigaram soluções de infraestrutura para atenuar esses impactos. Para redes secundárias que experimentaram sobrecarga do transformador, foi proposta a substituição do equipamento por um de capacidade maior. Para redes que experienciaram sobrecarga de condutores, foi indicado o recondutoramento. Para redes impactadas por violação de tensão, elevou-se o tap do equipamento regulador de tensão na respectiva subestação. O desmembramento de circuito também foi considerado. Essas alternativas de solução demonstraram ser eficazes na mitigação dos impactos analisados, necessitando, porém, de maior investimento que os grupos de solução anteriores.

Na literatura consultada, é notório o direcionamento de consideráveis esforços para o desenvolvimento de soluções corretivas ou que dependem da adoção por parte dos proprietários de VEPs, conforme discutido anteriormente. Não obstante, vale ressaltar que uma abordagem preventiva, baseada em um planejamento dos locais para instalação das estações de recarga, pode ser uma medida eficaz para postergar de investimentos na infraestrutura elétrica.

2.3 Considerações finais sobre o capítulo

Nesse capítulo foram apresentados os resultados das simulações computacionais a cerca dos impactos técnicos ocasionados pela recarga descoordenada de VEPs em um sistema elétrico real brasileiro. Eles mostraram que até em cenários com baixo nível de penetração de VEPs, podem ocorrer violações de tensão nas redes de BT, mesmo considerando a presença de um regulador de tensão na rede primária e um TAP elevado na subestação (1,04 pu). Além disso, a recarga descoordenada dos VEPs provocou aumento da demanda de pico do sistema, sobrecarga nos transformadores MT/BT, aumento do desequilíbrio de tensão e das perdas elétricas.

O incremento da demanda de pico decorre dos padrões reais de recarga de VEPs associados à recarga não coordenada. Porém, mesmo em um cenário de elevada penetração, como o $N_p = 50\%$, esse aumento de carga é pouco expressivo devido ao fato de que nem todos os VEPs recarregam na mesma hora.

Apesar de haver sobrecargas dos transformadores de distribuição, eles suportam ciclos de carregamento normal de até 1,5 pu, conforme diretrizes fornecidas por Associação Brasileira de Normas Técnicas (2017). Posto isso, verificou-se que apenas um transformador teve esse limite violado, no cenário de maior penetração, indicando que, pelo menos para esse sistema elétrico em estudo, esse será um problema ainda distante.

O aumento dos desequilíbrios de tensão decorre das características monofásicas e bifásicas das cargas conectadas ao sistema de distribuição. No caso das cargas dos VEPs, as concessionárias podem atuar de maneira a tentar distribuir de maneira mais igualitária a carga do sistema.

Com o acréscimo da carga dos VEPs, há um incremento na corrente que flui pelos condutores e transformadores do sistema. Esse aumento na corrente resulta em maiores perdas resistivas (perdas Joule), que são proporcionais ao quadrado da corrente.

Dado o exposto, conclui-se que as violações de tensão em regime permanente se mostraram o fator mais limitante a uma maior penetração de VEPs. Considerar esse fator é, então, de substancial importância para um correto planejamento da infraestrutura de recarga.

3 METODOLOGIA PROPOSTA PARA ALOCAÇÃO DE ELETROPOSTOS

Conforme discutido no Capítulo 2, um dos principais obstáculos que podem restringir a plena integração de VEPs nos sistemas de distribuição de energia elétrica são as violações de tensão em regime permanente. Contudo, é possível mitigar esse impacto por meio de uma infraestrutura de recarga planejada, que considera os impactos na rede elétrica.

Para entender como o problema de alocação das estações de recarga vem sendo abordado na literatura, realizou-se um estudo de trabalhos nacionais e internacionais. Apresenta-se, no Quadro 3, um resumo dos trabalhos consultados. Eles tratam de diversos aspectos relacionados à alocação de estações de recarga, tais como o fluxo de veículos no local candidato (ANDRADE *et al.*, 2020; PEREIRA; ENCARNÇÃO; FARDIN, 2019; CELLI *et al.*, 2018; MELLO; PADILHA; MELO, 2016; LIU; WEN; LEDWICH, 2012; PAL; BHATTACHARYA; CHAKRABORTY, 2021); o tempo total de recarga e de espera por um carregador (CELLI *et al.*, 2018; PAL; BHATTACHARYA; CHAKRABORTY, 2021); o custo de investimento para implantação dos eletropostos (CELLI *et al.*, 2018; ZEB *et al.*, 2020; LIU; WEN; LEDWICH, 2012; DEB *et al.*, 2019); e os impactos na rede elétrica (CUI *et al.*, 2014; ANDRADE *et al.*, 2020; CELLI *et al.*, 2018; DEB *et al.*, 2018; ZEB *et al.*, 2020; LIU; WEN; LEDWICH, 2012; DEB *et al.*, 2019; SU *et al.*, 2013; CHAUDHARY; KARKI; KHAN, 2021; HOUSSEIN *et al.*, 2021; PAL; BHATTACHARYA; CHAKRABORTY, 2021).

Muitos desses estudos empregam métodos de otimização, os quais incorporam como restrições os parâmetros limitantes da operação da rede, tais como os limites de tensão e ampacidade. Todavia, para realizar essa análise, é necessário calcular um fluxo de carga para cada alternativa de localização das estações de recarga. Adicionalmente, as funções objetivo frequentemente assumem natureza combinatória. Assim sendo, em contextos práticos nos quais se demanda a avaliação de diversas redes de distribuição e a consideração da instalação de múltiplas estações de recarga, o ônus computacional necessário é substancialmente elevado, dada a proliferação das opções de combinação, o que amplia a complexidade do problema.

Segundo (AYRES *et al.*, 2010), a utilização de métodos analíticos facilita a realização de estudos, tornando-os mais rápidos, simples e diretos. O referido autor propôs uma metodologia fundamentada nas sensibilidades obtidas da matriz jacobiana, visando estimar a máxima integração de geradores distribuídos nas redes de média tensão de um sistema de distribuição equilibrado. O autor utiliza uma versão monofásica do sistema, assumindo uma situação equilibrada e limitando a análise à rede primária.

Quadro 3 – Resumo dos trabalhos consultados referentes à alocação das estações de recarga

Referência	Otimização	Função objetivo	Análise de tráfego	Análise elétrica
(CUI <i>et al.</i> , 2014)	Sim	Perdas elétricas	Não	Sim
(ANDRADE <i>et al.</i> , 2020)	Não	-	Sim	Sim
(PEREIRA; ENCARNÇÃO; FARDIN, 2019)	Sim	Atendimento dos consumidores	Sim	Não
(CELLI <i>et al.</i> , 2018)	Sim	Tráfego capturado, tempo de recarga, custo, perdas elétricas	Sim	Sim
(DEB <i>et al.</i> , 2018)	Sim	Estabilidade de tensão, confiabilidade e perdas elétricas	Não	Sim
(ZEB <i>et al.</i> , 2020)	Sim	Custo e perdas elétricas	Não	Sim
(MELLO; PADILHA; MELO, 2016)	Não	-	Sim	Não
(LIU; WEN; LEDWICH, 2012)	Sim	Custo e perdas elétricas	Sim	Sim
(DEB <i>et al.</i> , 2019)	Sim	Estabilidade de tensão, confiabilidade, perdas elétricas e custo	Não	Sim
(SU <i>et al.</i> , 2013)	Sim	Perdas elétricas	Não	Sim
(CHAUDHARY; KARKI; KHAN, 2021)	Sim	Estabilidade de tensão, confiabilidade e perdas elétricas	Não	Sim
(HOUSSEIN <i>et al.</i> , 2021)	Sim	Custo	Não	Sim
(PAL; BHATTACHARYA; CHAKRABORTY, 2021)	Sim	Perdas elétricas	Sim	Sim

Fonte: Elaboração própria.

Nesse cenário, o presente capítulo se concentra na concepção de uma metodologia analítica voltada à identificação dos locais mais propícios, sob a ótica da infraestrutura elétrica, para a implantação dos pontos de recarga de VEPs. Adicionalmente, é apresentada uma formulação destinada a calcular a máxima potência ativa trifásica que pode ser

demandada pela estação de recarga sem comprometer os limites de tensão. A abordagem delineada neste estudo se fundamenta no trabalho de (AYRES *et al.*, 2010), porém foi adaptada para contemplar a alocação de estações de recarga em redes de média e baixa tensão trifásicas e desequilibradas.

3.1 Sensibilidade de tensão

A metodologia analítica proposta neste trabalho de conclusão de curso consiste na utilização das sensibilidades entre a tensão e as potências ativa e reativa. As sensibilidades de tensão são indicadores usados para medir a variação da tensão em diferentes pontos da rede elétrica devido a incrementos de carga ou geração. Elas podem ser extraídas analiticamente da matriz jacobiana do método de Método de Newton–Raphson para fluxo de carga, que é a matriz que representa o modelo estático do sistema linearizado em torno de um ponto de equilíbrio $(V^0; \theta^0)$. A representação matricial desse modelo está apresentada na Equação 3.1.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix}}_J \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Sendo ΔP e ΔQ os vetores de variação incremental das potências ativa e reativa nodal, respectivamente; $\Delta \theta$ e ΔV , os vetores de variação incremental do ângulo e do módulo da tensão nodal, nessa ordem; $J_{P\theta}$, J_{PV} , $J_{Q\theta}$ e J_{QV} são as submatrizes da matriz Jacobiana (J) do sistema. O sistema foi linearizado no ponto de operação referente ao maior carregamento, haja vista que essa é a condição mais restritiva para instalação de novas cargas.

O problema básico do fluxo de potência trifásico em um sistema com nb barras do tipo PQ¹ é constituído de $6nb$ equações, pois cada barra apresenta três equações de potência ativa e três equações de potência reativa. Dessa forma, a matriz Jacobiana terá uma dimensão igual a $6nb \times 6nb$.

As Equações 3.2 e 3.3 representam as equações básicas de potência ativa e reativa líquidas injetadas nas barras, respectivamente, para a fase A, sendo análogas para as demais fases. Esses valores são previamente conhecidos para as barras PQ no problema de fluxo de potência.

¹ Para cada barra são associadas quatro variáveis: magnitude e ângulo da tensão nodal, injeção líquida de potência ativa e reativa nodal. Dependendo de quais são dados e quais são incógnitas, é possível classificar as barras em tipos. As barras do tipo PQ são aquelas cuja potência ativa e reativa são consideradas conhecidas.

$$\begin{aligned}
P_k^a = & \left[\sum_{m \in \Omega_k} V_k^a V_m^a (G_{km}^{aa} \cos \theta_{km}^{aa} + B_{km}^{aa} \sin \theta_{km}^{aa}) \right] + \\
& + \left[\sum_{m \in \Omega_k} V_k^a V_m^b (G_{km}^{ab} \cos \theta_{km}^{ab} + B_{km}^{ab} \sin \theta_{km}^{ab}) \right] + \\
& + \left[\sum_{m \in \Omega_k} V_k^a V_m^c (G_{km}^{ac} \cos \theta_{km}^{ac} + B_{km}^{ac} \sin \theta_{km}^{ac}) \right]
\end{aligned} \tag{3.2}$$

$$\begin{aligned}
Q_k^a = & \left[\sum_{m \in \Omega_k} V_k^a V_m^a (G_{km}^{aa} \sin \theta_{km}^{aa} - B_{km}^{aa} \cos \theta_{km}^{aa}) \right] + \\
& + \left[\sum_{m \in \Omega_k} V_k^a V_m^b (G_{km}^{ab} \sin \theta_{km}^{ab} - B_{km}^{ab} \cos \theta_{km}^{ab}) \right] + \\
& + \left[\sum_{m \in \Omega_k} V_k^a V_m^c (G_{km}^{ac} \sin \theta_{km}^{ac} - B_{km}^{ac} \cos \theta_{km}^{ac}) \right]
\end{aligned} \tag{3.3}$$

Em que Ω_k é o conjunto de barras adjacentes à barra k , incluindo a própria barra k ; G_{km} e B_{km} são a condutância e susceptância total do ramo k - m , nessa ordem, sendo que o sobrescrito indica a fase da barra k e m , respectivamente.

A matriz jacobiana é obtida pelas derivadas parciais das Equações 3.2 e 3.3 em relação às variáveis de estado do problema (módulo e ângulo da tensão nodal). As derivadas parciais são dadas pelas Equações 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7.

$$\frac{\partial P_k^i}{\partial \theta_m^j} = V_k^i V_m^j (G_{km}^{ij} \sin \theta_{km}^{ij} - B_{km}^{ij} \cos \theta_{km}^{ij}) \tag{3.4}$$

$$\frac{\partial P_k^i}{\partial V_m^j} = V_k^i (G_{km}^{ij} \cos \theta_{km}^{ij} + B_{km}^{ij} \sin \theta_{km}^{ij}) \tag{3.5}$$

$$\frac{\partial Q_k^i}{\partial \theta_m^j} = V_k^i V_m^j (-G_{km}^{ij} \cos \theta_{km}^{ij} - B_{km}^{ij} \sin \theta_{km}^{ij}) \tag{3.6}$$

$$\frac{\partial Q_k^i}{\partial V_m^j} = V_k^i (G_{km}^{ij} \sin \theta_{km}^{ij} - B_{km}^{ij} \cos \theta_{km}^{ij}) \tag{3.7}$$

Em que $m \in \Omega_k$; $i = a, b, c$ indica a fase da barra k e $j = a, b, c$, a fase da barra m .

Neste trabalho de conclusão de curso, as condutâncias e susceptâncias são obtidas da matriz de admitância nodal, Y_{barra} , a qual é extraída do modelo da rede no *software OpenDSS*. Os valores do módulo e ângulo das tensões no ponto de equilíbrio são obtidos por meio do cálculo do fluxo de carga realizado no *OpenDSS*. Esses dados são importados para o MATLAB para a construção da matriz jacobiana, visto que o *OpenDSS* não representa o modelo de rede pela Equação 3.1.

Após a montagem da matriz Jacobiana, procede-se à extração das matrizes de sensibilidade V-P (que relaciona a variação da tensão com a potência ativa) e V-Q (que relaciona a variação da tensão com a potência reativa). Supondo $\Delta Q = 0$, pode-se desenvolver a Equação 3.1 na Equação 3.8.

$$\Delta P = (J_{PV} - J_{P\theta} J_{Q\theta}^{-1} J_{QV}) \Delta V = J_{RPV} \Delta V \quad (3.8)$$

Logo, as variações de tensão devidas a incrementos de potência ativa podem ser calculadas com a Equação 3.9.

$$\Delta V = J_{RPV}^{-1} \Delta P \quad (3.9)$$

Sendo J_{RPV}^{-1} a matriz de Sensibilidade V-P.

Na Equação 3.8, a matriz $J_{Q\theta}$ só pode ser invertida se todas as barras, com exceção da barra de referência, forem modeladas como barras PQ, pois assim $J_{Q\theta}$ será uma matriz quadrada (AYRES *et al.*, 2010). Isso é comum em redes de baixa tensão, uma vez que mesmo as barras que apresentam geração não contribuem para o controle da tensão no sistema (JENKINS *et al.*, 2000). A aplicação da metodologia na presença do regulador de tensão será tratada na seção 3.3.

Analogamente, supondo $\Delta P = 0$, reescreve-se a Equação 3.1 como apresentado na Equação 3.10.

$$\Delta Q = (J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}) \Delta V = J_{RQV} \Delta V \quad (3.10)$$

Desse modo, as variações de tensão consequentes de incrementos de potência reativa podem ser calculadas com a Equação 3.11.

$$\Delta V = J_{RQV}^{-1} \Delta Q \quad (3.11)$$

Em que J_{RQV}^{-1} é a matriz de Sensibilidade V-Q.

Conforme pode ser visto na Equação 3.9 e na Equação 3.11, as variações do módulo da tensão são diretamente proporcionais às matrizes de sensibilidades. Logo, o acréscimo de carga ou geração nas barras com menores valores de sensibilidade provoca um impacto mínimo no perfil de tensão, sendo, neste caso, mais adequadas para a alocação dos pontos de recarga de VEPs.

3.2 Determinação da máxima potência por barra

Para o problema de alocação de estações de recarga, é importante saber não só o local, mas também qual o valor máximo de demanda que pode ser requisitada da rede elétrica pelo ponto de carregamento sem que haja violações de tensão. Normalmente, na

literatura, essa tarefa é realizada resolvendo sucessivos fluxos de carga, exigindo um esforço computacional considerável para sistemas elétricos com muitas barras (AYRES *et al.*, 2010). Contudo, o valor da máxima potência que pode ser demandada em cada barra pode ser estimada analiticamente por meio da manipulação matricial das Equações 3.9 e 3.11.

Sendo P_{ER} e Q_{ER} vetores cujos elementos não-nulos representam a potência ativa e reativa, respectivamente, de novas estações de recarga, os impactos dessa acréscimo de carga podem ser estimados pela Equação 3.12.

$$\Delta V_{(P_{ER})} = J_{RPV}^{-1} P_{ER} \quad \text{e} \quad \Delta V_{(Q_{ER})} = J_{RQV}^{-1} Q_{ER} \quad (3.12)$$

Reescrevendo Q_{ER} como função de P_{ER} e do fator de potência (fp), conforme apresentado na Equação 3.13, e aplicando o Princípio da Superposição, calcula-se a variação de tensão devido à instalação da estação de recarga com a Equação 3.14.

$$Q_{ER} = P_{ER} \tan[\arccos(fp)] \quad (3.13)$$

$$\Delta V = \Delta V_{(P_{ER})} + \Delta V_{(Q_{ER})} = (J_{RPV}^{-1} + J_{RQV}^{-1} \tan[\arccos(fp)]) P_{ER} = J_{PQ} P_{ER} \quad (3.14)$$

A Equação 3.14 apresenta-se como uma ferramenta para estimar o perfil de tensão atualizado após a implementação das estações de recarga, dispensando a necessidade de conduzir novos cálculos de fluxo de potência com esse propósito específico.

Do ponto de vista matricial, os incrementos de potência ativa e reativa, bem como a variação do módulo e ângulo da tensão nodal podem ser vetores ou matrizes com dimensões $3nb \times 1$ ou $3nb \times 3nb$, respectivamente. Dessa forma, considerando a representação vetorial, aplicando a Equação 3.14 para um caso particular em que se instala uma estação de recarga em uma barra k e deseja-se calcular a tensão final em uma barra m , tem-se:

$$V_{m3 \times 1} = V_{m3 \times 1}^0 + J_{PQ_{mk3 \times 3}} P_{ER_{k3 \times 1}} \quad (3.15)$$

Logo, a máxima potência que pode ser instalada na estação de recarga da barra k sem que haja violação do limite inferior de tensão na barra m pode ser determinada pela Equação 3.16. O resultado desse cálculo é a máxima potência ativa por fase do sistema, devendo ser somada para obter o valor trifásico.

$$P_{ER_{k3 \times 1}} = \text{inv} \left(J_{PQ_{mk3 \times 3}} \right) \Delta V_{m3 \times 1} \quad (3.16)$$

Sendo $\Delta V_m = V_m^{min} - V_m^{i0}$, em que V_m^{min} é o limite inferior de tensão, 0,92 pu para a BT e 0,93 pu para a MT (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b); V_m^{i0}

é a tensão na barra m antes da instalação da estação de recarga; $i = 1, 2, 3$ indica a fase analisada.

Porém, a instalação de uma estação de recarga na barra k afeta todas as barras do sistema. Logo, a máxima potência ativa da estação de recarga na barra k para que não ocorra violação de tensão em nenhuma barra do sistema é determinada pela Equação 3.17.

$$P_{ER_k}^{\max} = \mathbf{min} \left(P_{ER_k}^1, P_{ER_k}^2, P_{ER_k}^3, \dots, P_{ER_k}^{nb} \right) \quad (3.17)$$

Em que o operador **min** retorna o menor valor do vetor linha; $P_{ER_k}^m$ é o resultado da soma das potências das três fases da barra k, considerando o limite de tensão na barra m, em que $m = 1, 2, 3 \dots, nb$.

Com a representação matricial, é possível calcular, de forma simultânea, a máxima potência ativa para todas as fases e barras do sistema, conforme mostra as Equações 3.18 e 3.19.

$$P_{ER_{3nb \times 3nb}} = \left(J_{PQ_{3nb \times 3nb}}^* \cdot \Delta V_{3nb \times 3nb} \right) \quad (3.18)$$

Sendo J_{PQ}^* uma matriz com os elementos definidos por $J_{PQ(m,k)}^* = inv(J_{PQ(k,m)})$ e ΔV uma matriz diagonal formada pelos elementos $\Delta V_m = V_m^{min} - V_m^{i0}$, com $m = 1, 2, 3, \dots, nb$, indicando a barra, e $i = 1, 2, 3$, a fase. A matriz $P_{ER_{3nb \times 3nb}}$ é formada por submatrizes 3x3, que indicam a potência por fase que pode ser instalada em cada barra, considerando o limite de tensão. Fazendo a soma dos elementos dessas submatrizes, para obter a potência ativa trifásica, e sabendo que a máxima potência ativa para uma barra qualquer é dada pelo menor valor de potência necessária para violar ao menos uma tensão nodal do sistema, determina-se a máxima potência ativa trifásica de cada barra do sistema com a Equação 3.19.

$$\begin{aligned} P_{ER}^{\max} &= \mathbf{min} \left(\begin{bmatrix} P_{ER_1}^1 & P_{ER_1}^2 & \dots & P_{ER_1}^n \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ P_{ER_n}^1 & P_{ER_n}^2 & \dots & P_{ER_n}^n \end{bmatrix}_{nb \times nb} \right) \\ &= \begin{bmatrix} \mathbf{min} \{ P_{ER_1}^1, P_{ER_1}^2, \dots, P_{ER_1}^n \} \\ \vdots \\ \mathbf{min} \{ P_{ER_n}^1, P_{ER_n}^2, \dots, P_{ER_n}^n \} \end{bmatrix}_{nb \times 1} = \begin{bmatrix} P_{ER_1}^{\max} \\ P_{ER_2}^{\max} \\ \vdots \\ P_{ER_n}^{\max} \end{bmatrix}_{nb \times 1} \end{aligned} \quad (3.19)$$

3.3 Aplicação da metodologia na presença de reguladores de tensão

Os reguladores de tensão (RTs) nos sistemas de distribuição de energia elétrica são autotransformadores com um dispositivo automático de mudança da relação de transformação (*Load Tap Changer* - LTC) no enrolamento série (KERSTING, 2018). O

objetivo do regulador de tensão é manter a tensão na barra de conexão do secundário do autotransformador em um valor de referência (KERSTING, 2018).

O método analítico proposto nesse trabalho não considera diretamente esse dispositivo em sua formulação, mas, a partir de considerações apropriadas, é possível aplicá-la considerando sua presença nas redes de distribuição. Conforme observado no Capítulo 2, o acréscimo de estações de recarga na rede de BT não provocou alterações significativas no TAP do regulador de tensão presente na rede de MT. Dessa forma, para determinar a máxima potência nas redes de BT, considerando a presença de um RT na MT, substituiu-se o regulador automático de tensão por um banco trifásico de transformadores com o tap na posição fixa apresentado na Figura 9a.

Conforme proposto por (AYRES *et al.*, 2010), para a rede de MT, o regulador de tensão operará no limite superior de regulação de tensão para elevar as tensões e viabilizar o máximo consumo de potência. Dessa forma, para representar esse equipamento nas análises para a MT, substituiu-se esse dispositivo por um banco trifásico de transformadores com o TAP fixo na posição +16.

3.4 Avaliação de casos com múltiplas estações de recarga

Em certas situações, é necessário analisar a inserção de novas estações de recarga de VEPs, levando em conta a presença de outras estações já existentes na rede de distribuição. Nesses casos, as matrizes de sensibilidade V-P e V-Q continuam sendo determinadas para o caso base, sem as estações de recarga. Porém, o perfil de tensão a ser utilizado na determinação da máxima potência por barra pode ser calculado pela Equação 3.14, ou seja, $V' = V^o + J_{PQ}P_{ER}$, sendo P_{ER} o vetor com o valor de potência das estações de recarga já existentes. Dessa forma, o cálculo da máxima potência por barra considerando as múltiplas estações de recarga é feita por meio da Equação 3.18, mas substituindo ΔV por $\Delta V' = V^{min} - V'$. Com isso, não há a necessidade de novos cálculos de fluxo de carga.

3.5 Fluxograma para a aplicação da metodologia proposta para o problema de alocação de estações de recarga de veículos elétricos

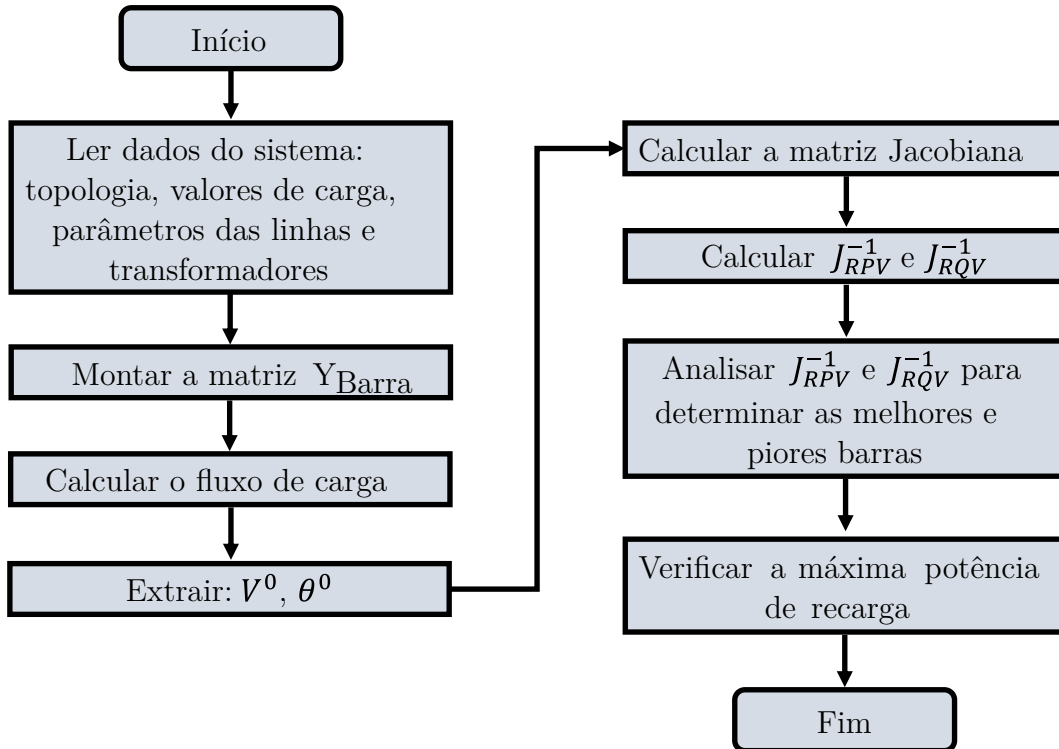
Os passos para aplicação da metodologia proposta no problema de alocação de estações de recarga são explicados a seguir, proporcionando uma visão detalhada de cada etapa necessária para a análise. O fluxograma apresentado na Figura 15 ilustra visualmente o processo, facilitando o entendimento da sequência e inter-relações entre os passos.

1. Construir a matriz de admitância nodal (Y_{barra}): Primeiramente, faz-se a leitura dos dados do sistema elétrico em estudo, como a topologia, valores de carga, parâmetros das linhas e transformadores. Essas informações são necessárias para construir a

matriz Y_{barra} . Nesse estudo, a matriz Y_{barra} foi extraída diretamente do modelo da rede no OpenDSS.

2. Calcular o fluxo de carga: calcula-se um fluxo de carga para obter o estado de operação da rede ($V^0; \theta^0$) antes da alocação das estações de recarga.
3. Calcular a matriz Jacobiana: com as informações do estado de operação e da matriz Y_{barra} , calcula-se a matriz Jacobiana do sistema linearizado.
4. Calcular as matrizes de sensibilidade (J_{RPV}^{-1} e J_{RQV}^{-1}): A partir da matriz Jacobiana, calculam-se as matrizes de sensibilidade V-P e V-Q.
5. Analisar J_{RPV}^{-1} e J_{RQV}^{-1} para determinar as melhores e piores barras: as variações de tensão são diretamente proporcionais às matrizes de sensibilidades. Logo, as melhores barras são aquelas cujos elementos de sensibilidades são menores. As piores barras apresentam maiores valores de sensibilidade.
6. Verificar a máxima potência de recarga: com operações matriciais, calcula-se a máxima potência ativa trifásica de cada barra, limitada à capacidade nominal do transformador e ao limite mínimo de tensão.

Figura 15 – Fluxograma de aplicação da metodologia proposta



Fonte: Elaboração própria

3.6 Validação da metodologia proposta para o problema de alocação de estações de recarga de veículos elétricos

Para validação da metodologia proposta, foi utilizado o método baseado em repetidos fluxos de carga. Supondo a instalação de uma estação de recarga em uma barra genérica k do sistema, realizam-se diversos fluxos de carga com incrementos de potência e avalia-se qual o valor limite tal que não sejam registradas violações de tensão. O valor de potência também é limitado pela capacidade nominal do transformador. Em seguida, repete-se o procedimento para a próxima barra, individualmente, até que todas as alocações possíveis sejam esgotadas. Para avaliar o erro entre as metodologias, calculou-se o erro médio absoluto ($Erro_{abs}$) e o erro médio relativo ($Erro_{rel}$) pelas Equações 3.20 e 3.21.

$$Erro_{abs} = \frac{1}{nb} \sum_{i=1}^{nb} |P_{ERmax_i}^{FC} - P_{ERmax_i}^{MP}| \quad (3.20)$$

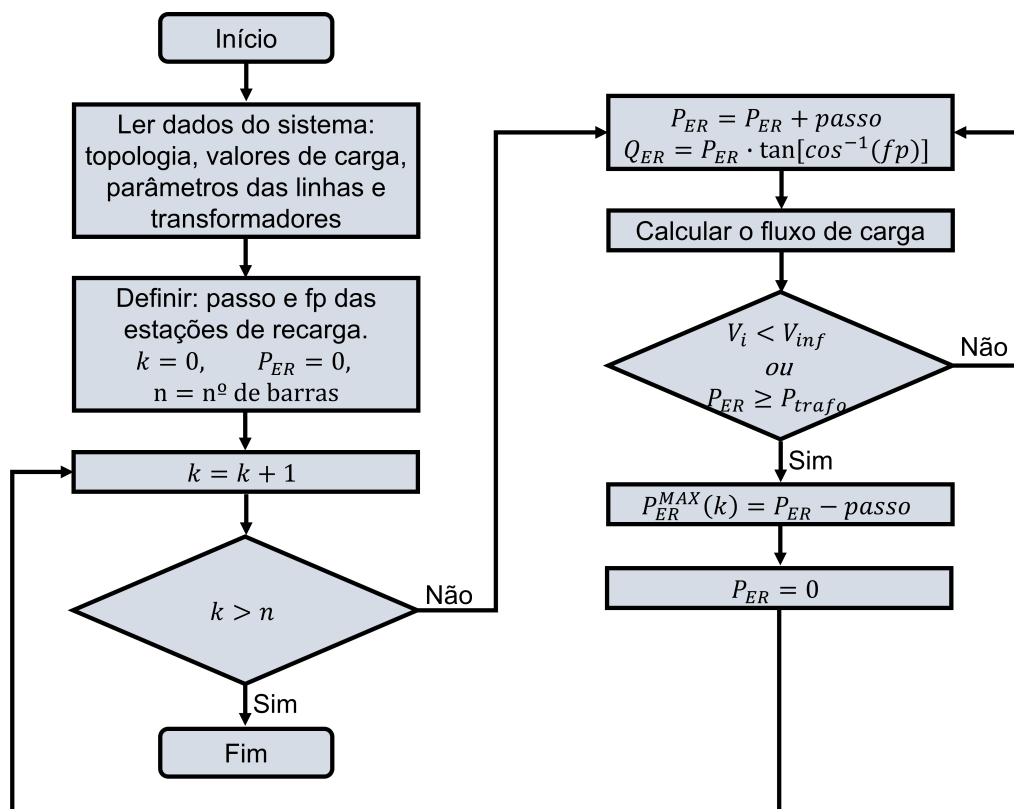
$$Erro_{rel} = \frac{1}{nb} \sum_{i=1}^{nb} \frac{|P_{ERmax_i}^{FC} - P_{ERmax_i}^{MP}|}{P_{ERmax_i}^{FC}} \cdot 100\% \quad (3.21)$$

em que $P_{ERmax_i}^{FC}$ é o maior valor de potência ativa trifásica da barra i calculado por sucessivos fluxos de carga e $P_{ERmax_i}^{MP}$ é o calculado pela metodologia proposta.

A Figura 16 apresenta o fluxograma que elucida o procedimento adotado. O valor do passo de simulação considerado no estudo foi de 1 kW para as redes de BT e 100 kW para as redes de MT.

Para validar os resultados referentes às melhores barras para a alocação das estações de recarga, procedeu-se ao cálculo do perfil de tensão para cada uma das opções de alocação. Dessa forma, verifica-se em quais opções as quedas de tensão são mínimas, sendo esses os melhores locais.

Figura 16 – Fluxograma de validação da metodologia proposta



passo: incremento de potência ativa
 fp: fator de potência
 k: contador para as barras
 n: número de barras
 P_{ER} : potência ativa da estação de recarga
 V_{inf} : limite inferior de tensão

Q_{ER} : potência reativa da estação de recarga
 P_{ER}^{MAX} : vetor com os valores de potência ativa máxima
 i: qualquer barra
 P_{trafo} : potência nominal do respectivo transformador

Fonte: Elaboração própria

4 RESULTADOS

O presente capítulo destina-se à apresentação e discussão dos resultados obtidos por meio das análises realizadas com a metodologia proposta e sua respectiva validação. Para uma abordagem clara e organizada, os resultados são divididos em duas seções distintas, focalizando as redes elétricas de baixa tensão e média tensão, respectivamente.

Na primeira seção, dedicada às redes de baixa tensão, são apresentadas as análises realizadas em duas configurações específicas: rede radial e em malha. Optou-se por essa abordagem a fim de exemplificar os resultados, considerando que redes com características semelhantes tendem a apresentar comportamentos comparáveis. Por conseguinte, após a exposição detalhada dos resultados para algumas redes de BT, é disponibilizada uma tabela resumizando os resultados para todas as redes de BT do sistema em estudo.

A segunda seção deste capítulo é destinada à discussão dos resultados obtidos para a rede de média tensão.

4.1 Resultados para as redes de baixa tensão

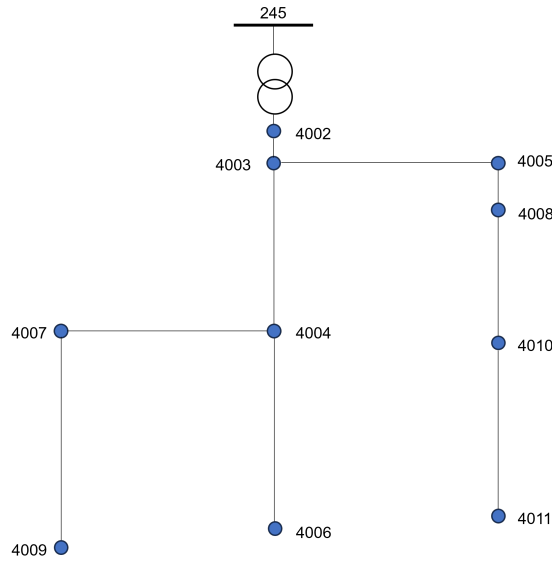
O sistema elétrico em análise apresenta um total de 47 redes de BT, abrangendo tanto configurações radiais quanto em malha. As redes radiais são mais prevalentes na infraestrutura de BT, devido à sua simplicidade de análise e configuração de proteção (AL-JAAFREH; MOKRYANI, 2019). Por outro lado, as redes em malha oferecem vantagens significativas na mitigação de certas questões técnicas, como variações de tensão e fluxo de potência reverso (AL-JAAFREH; MOKRYANI, 2019). Neste trabalho de conclusão de curso, as redes de BT configuradas em malha são caracterizadas por uma topologia "fraca", pois conectam apenas dois barramentos da rede.

4.1.1 Rede Radial

A Figura 17 ilustra a topologia radial da rede de baixa tensão selecionada para a exposição dos resultados, a qual é composta por dez barramentos e uma demanda máxima diversificada de 15,7 kVA. O transformador, com capacidade nominal de 30 kVA, está configurado em delta-estrela aterrado.

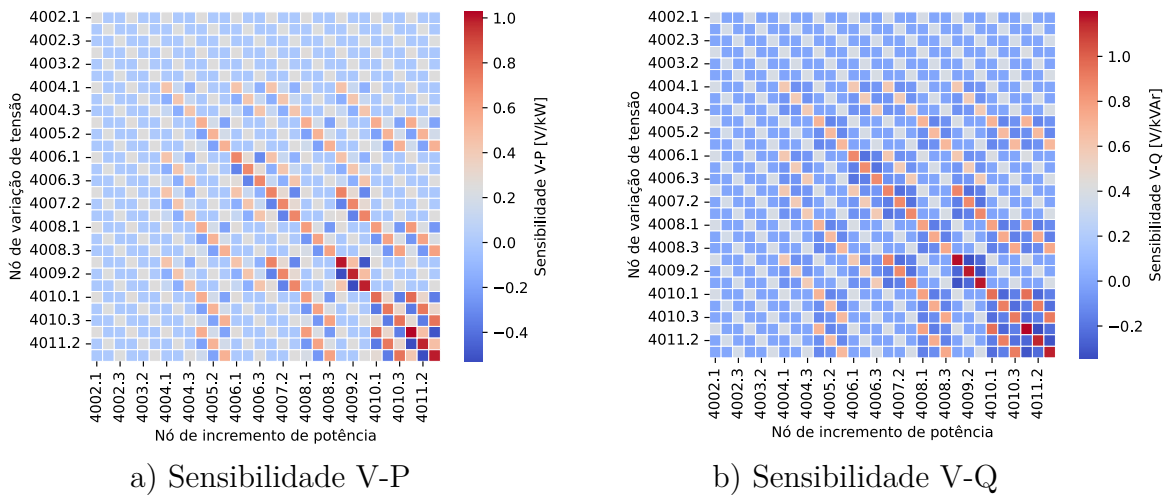
A Figura 18 exibe as sensibilidades entre a tensão e a potência ativa e reativa, respectivamente. Os índices “.1”, “.2” e “.3” correspondem às fases A, B e C, sequencialmente. O eixo X, intitulado “Nó de incremento de potência”, identifica o nó considerado para a instalação do ponto de recarga. As barras mais próximas ao transformador de distribuição apresentam menores valores de sensibilidade, sendo mais indicadas para a instalação de pontos de recarga porque os impactos no perfil de tensão serão menores. As barras mais

Figura 17 – Rede 4001 - radial



Fonte: Elaboração própria

Figura 18 – Sensibilidades nodais da rede radial. a) V-P. b) V-Q.



Fonte: Elaboração própria

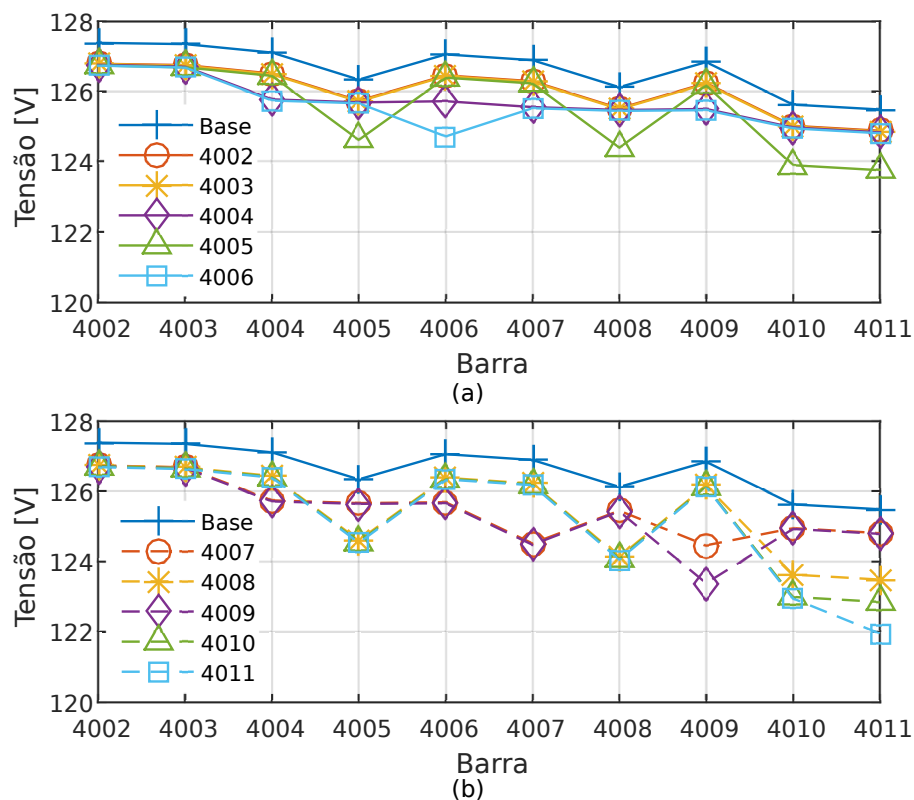
distantes do transformador de distribuição apresentam maiores valores de sensibilidade, indicando que as variações de tensão serão maiores, sendo essa uma tendência esperada em redes radiais.

Adicionalmente, são notadas sensibilidades negativas, indicativas de que a tensão em um nó específico é inversamente afetada por incrementos de geração ou carga em outro nó. Por exemplo, o elemento (4011.1, 4011.2) exibe uma sensibilidade negativa, implicando que a conexão de um ponto de recarga monofásico à fase A do barramento 4011 resultará em aumento de tensão na fase B do mesmo barramento durante a operação do ponto de

recarga. Esse fato ocorre devido ao acoplamento mútuo entre as fases do sistema e justifica a necessidade de se utilizar um modelo trifásico nos estudos de inserção de VEPs em redes de baixa e média tensão.

Para validar os resultados das melhores e piores barras para alocação dos pontos de recarga, simulou-se a instalação de uma estação de recarga trifásica de 11 kW na rede de BT em estudo, variando sua barra de conexão. Para cada localização possível, o perfil de tensão para as três fases foi computado. Na Figura 19, é mostrado o perfil de tensão da fase A para cada opção de alocação, com o cenário base representando a condição sem o ponto de recarga. O eixo horizontal do gráfico indica a barra de medição da tensão, enquanto a legenda interna indica a localização do ponto de recarga. As maiores quedas de tensão registradas para esta fase foram de 3,65 V e 3,52 V, respectivamente, quando o ponto de recarga estava conectado às barras 4011 e 4009, corroborando com os resultados indicados pela análise das sensibilidades de tensão.

Figura 19 – Perfis de tensão da fase A da rede 4001. a) Estação de recarga conectada em uma das cinco primeiras barras. b) Estação de recarga conectada em uma das cinco últimas barras



Fonte: Elaboração própria

A Tabela 7 exibe os valores da máxima potência que pode ser acrescida em cada barra, sendo calculados pelos dois métodos: o proposto nesse estudo (denotado pelo sobrescrito MP) e o de sucessivos fluxos de carga (sobrescrito FC). São apresentados

também erro absoluto e o erro relativo. O erro médio absoluto foi de 0,53 kW e o erro relativo médio foi de 2,03 %, indicando a acurácia do método proposto.

Tabela 7 – Máxima potência ativa trifásica que pode ser acrescida em cada barra - Rede Radial 4001

Barra	P_{ERmax}^{MP} [kW]	P_{ERmax}^{FC} [kW]	Erro [kW]	Erro [%]
4002	30,00	30,00	0,00	0,00
4003	30,00	30,00	0,00	0,00
4004	30,00	30,00	0,00	0,00
4005	30,00	30,00	0,00	0,00
4006	30,00	30,00	0,00	0,00
4007	30,00	30,00	0,00	0,00
4008	30,00	30,00	0,00	0,00
4009	25,22	27,00	1,78	6,59
4010	28,90	30,00	1,10	3,67
4011	21,58	24,00	2,42	10,08

Fonte: Elaboração própria

Para alcançar esses resultados, foi necessário calcular 291 fluxos de potência pela metodologia de sucessivos fluxos de carga, contrastando com apenas um utilizando a metodologia proposta. Isso indica que a metodologia proposta apresenta um esforço computacional menor, podendo ser uma ferramenta prática para um diagnóstico inicial das redes elétricas por parte dos engenheiros das concessionárias de energia

Os resultados indicam que essa rede possui uma boa capacidade de hospedagem de VEPs, visto que a potência que pode ser acrescida em cada barra de BT é elevada. Porém, outras redes BT do sistema em estudo possuem uma capacidade mais limitada. A título de exemplo, a Figura 20 apresenta uma outra rede radial do sistema elétrico em estudo, a qual é composta por 30 barras e uma demanda máxima diversificada de 53,8 kVA. O transformador, com capacidade nominal de 75 kVA, está configurado em delta-estrela aterrado.

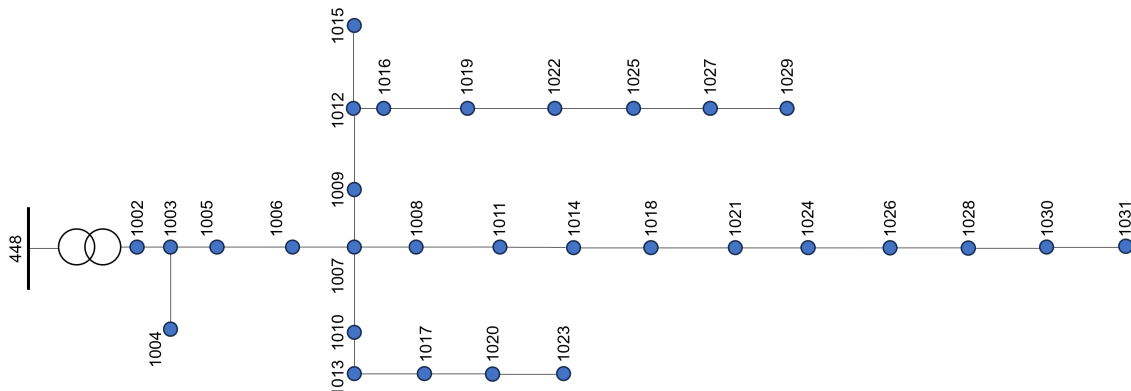


Figura 20 – Rede radial - 1001

A Tabela 8 apresenta a máxima potência ativa trifásica que pode ser acrescida em cada uma das barras desta rede. Enquanto as barras mais próximas ao transformador suportam a conexão de 75 kW de carga, as barras mais distantes suportam menos de 5 kW. Esse resultado indica que a localização das estações de recarga influenciam sobremaneira o nível de penetração de VEPs. O erro médio absoluto foi de 1,27 kW e o erro médio relativo de 12,06%.

Tabela 8 – Máxima potência ativa trifásica que pode ser acrescida em cada barra - Rede Radial 1001

Barra	P_{ERmax}^{MP} [kW]	P_{ERmax}^{FC} [kW]	Erro [kW]	Erro [%]
1002	75,00	75,00	0,00	0,00
1003	75,00	75,00	0,00	0,00
1004	75,00	75,00	0,00	0,00
1005	75,00	70,00	5,00	7,14
1006	37,00	35,00	2,00	5,71%
1007	25,82	25,00	0,82	3,26%
1008	19,05	18,00	1,05	5,83%
1009	25,70	25,00	0,70	2,80%
1010	24,10	25,00	0,90	3,59%
1011	13,18	12,00	1,18	9,82%
1012	19,18	23,00	3,82	16,60%
1013	21,79	24,00	2,21	9,20%
1014	10,43	9,00	1,43	15,85%
1015	18,51	19,00	0,49	2,58%
1016	17,52	18,00	0,48	2,68%
1017	18,15	19,00	0,85	4,46%
1018	8,53	7,00	1,53	21,80%
1019	12,81	14,00	1,19	8,50%
1020	15,66	18,00	2,34	12,99%
1021	7,09	6,00	1,09	18,20%
1022	10,03	11,00	0,97	8,86%
1023	13,71	16,00	2,29	14,31%
1024	6,21	5,00	1,21	24,25%
1025	8,42	9,00	0,58	6,45%
1026	5,45	4,00	1,45	36,33%
1027	7,31	8,00	0,69	8,67%
1028	4,88	4,00	0,88	22,01%
1029	6,46	7,00	0,54	7,75%
1030	4,42	3,00	1,42	47,38%
1031	4,05	3,00	1,05	34,84%

Fonte: Elaboração própria

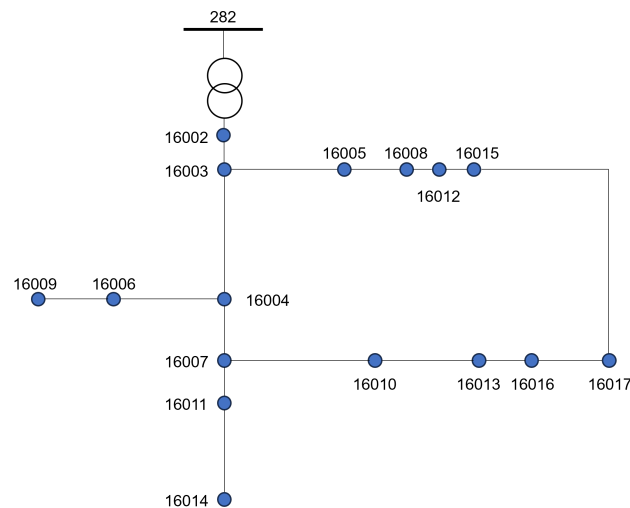
Observa-se um erro considerável em algumas barras, como as barras 1030 e 1031. Isso ocorre porque a potência máxima que pode ser acrescida a cada uma delas é pequena, tornando o passo de simulação (1 kW) relativamente grande. Utilizar um passo de simulação menor poderia reduzir o erro entre as metodologias; no entanto, isso exigiria

um número significativamente maior de cálculos de fluxos de carga pela metodologia convencional descrita na literatura, aumentando assim o esforço computacional. Ainda assim, os resultados obtidos com a metodologia proposta servem como orientação inicial para os engenheiros, indicando quais redes necessitam de uma análise mais detalhada e onde é provável que ocorram impactos devido à inserção de VEPs.

4.1.2 Rede em malha

A Figura 21 ilustra a topologia em malha da rede de baixa tensão selecionada para a exposição dos resultados, a qual é composta por dezesseis barramentos e uma demanda máxima diversificada de 24,8 kVA. O transformador, com capacidade nominal de 30 kVA, está configurado em delta-estrela aterrado.

Figura 21 – Rede 16001 - em malha

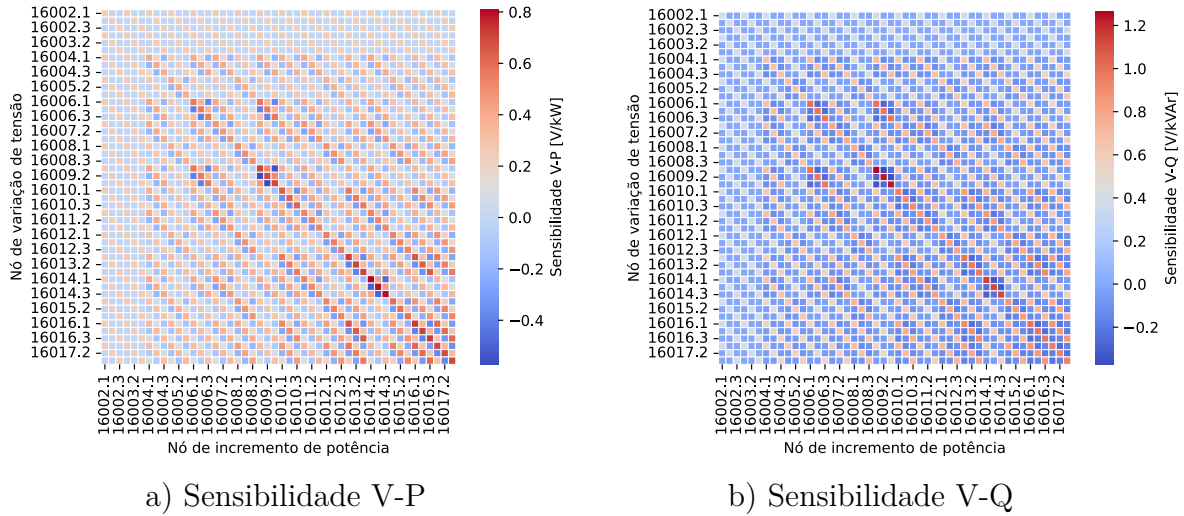


Fonte: Elaboração própria

A Figura 22 exibe as sensibilidades entre a tensão e a potência ativa e reativa, respectivamente. Novamente, as barras mais próximas ao transformador de distribuição apresentam menores valores de sensibilidade, visto que o caminho elétrico possui menor impedância, sendo mais indicadas para a instalação de pontos de recarga. Contudo, as barras que apresentam os valores de sensibilidade V-P mais elevados são, sequencialmente, 16014, 16016, 16013, 16009 e 16017. A barra 16017, embora situada a uma maior distância do transformador, exibe a quinta maior sensibilidade. Adicionalmente, tanto a barra 16016 quanto a 16013 não figuram como extremidades terminais da rede elétrica em análise. Contudo, com base nos valores de sensibilidade, instalar uma estação de recarga nessas barras resultaria em um impacto mais significativo nas tensões do sistema em comparação com a instalação na barra 16009, a qual é uma barra terminal.

Para validar esses resultados, alocou-se uma estação de recarga trifásica de 11 kW na rede 16001 e sua posição foi alternada entre as barras mencionadas anteriormente

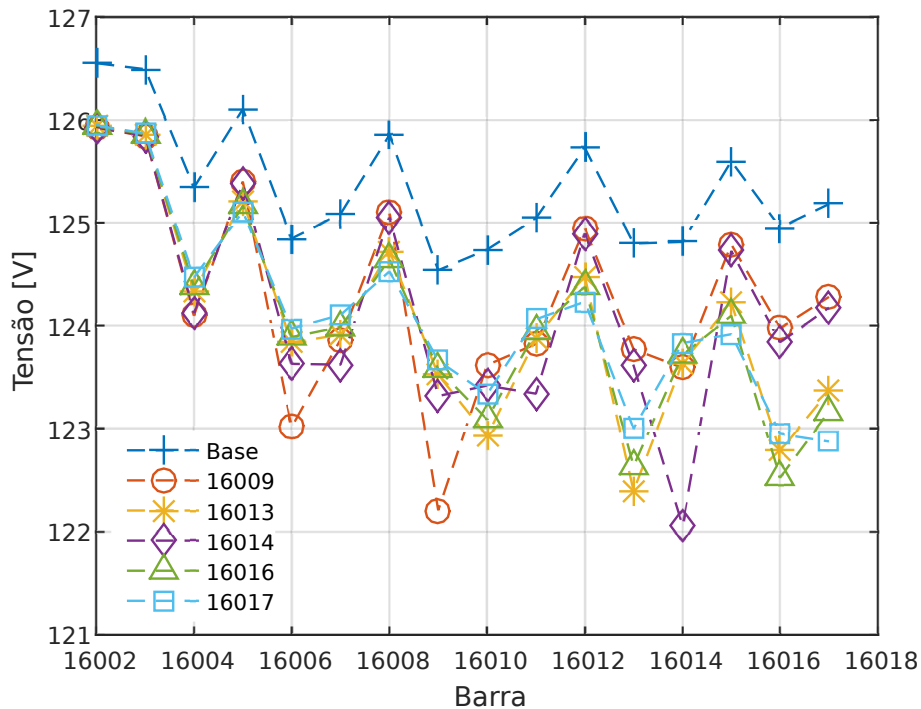
Figura 22 – Sensibilidades nodais da rede em malha. a) V-P. b) V-Q.



Fonte: Elaboração própria

(16009, 16013, 16014, 16016 e 16017), uma a cada vez. A Figura 23 apresenta o perfil de tensão da fase A para cada posição de alocação, identificada na legenda interna da figura. As maiores quedas de tensão se manifestaram de acordo com a sequência determinada pelas sensibilidades V-P.

Figura 23 – Perfis de tensão da fase A da rede 16001 para diferentes opções de alocação



Fonte: Elaboração própria

A Tabela 9 apresenta os resultados da máxima potência ativa que pode ser acrescida em cada barra calculada pelos dois métodos. É possível perceber um erro considerável nos valores de potência calculados para as barras 16009, 16013, 16014 e 16016. Contudo observa-se que os valores obtidos com o método proposto são mais conservadores, ou seja, na prática, o valor máximo é maior do que aquele estimado. Essa característica é desejada em métodos aproximados para que possam ser empregados com confiança (AYRES *et al.*, 2010). Além disso, o erro absoluto médio foi de apenas 1,52 kW e o erro relativo médio de 5,16 %. Isso indica que, na média, a metodologia apresentou bons resultados. Nesse caso, pelo método FC, foram necessários calcular 477 fluxos de carga.

Tabela 9 – Máxima potência ativa trifásica que pode ser acrescida em cada barra - Rede em malha 16001

Barra	P_{ERmax}^{MP} [kW]	P_{ERmax}^{FC} [kW]	Erro [kW]	Erro [%]
16002	30,00	30,00	0,00	0,00
16003	30,00	30,00	0,00	0,00
16004	30,00	30,00	0,00	0,00
16005	30,00	30,00	0,00	0,00
16006	29,31	30,00	0,69	2,30
16007	30,00	30,00	0,00	0,00
16008	30,00	30,00	0,00	0,00
16009	22,28	30,00	7,72	25,73
16010	28,59	30,00	1,41	4,70
16011	30,00	30,00	0,00	0,00
16012	30,00	30,00	0,00	0,00
16013	25,64	30,00	4,36	14,53
16014	23,06	27,00	3,94	14,59
16015	30,00	30,00	0,00	0,00
16016	25,92	30,00	4,08	13,06
16017	27,87	30,00	2,13	7,10

Fonte: Elaboração própria

O erro maior para a rede em malha pode ser atribuído às tensões mais elevadas no cenário base em comparação com outras redes. Na metodologia, o sistema foi linearizado, de modo que os resultados são mais precisos quanto mais próximo o sistema estiver do ponto de linearização. Como as tensões eram mais elevadas e, na determinação da máxima potência, elas são levadas ao limite inferior, a distância do ponto de linearização ao ponto do limite inferior de tensão é grande. Isso justifica os erros maiores observados.

4.1.3 Resultados gerais

Nessa seção, os resultados das análises para as demais redes de baixa tensão são sumarizados, visando explicitar os resultados gerais obtidos. Verificou-se que a metodologia é assertiva ao realizar a identificação das melhores barras para alocação das estações de recarga de VEs, considerando o impacto no perfil de tensão.

A Tabela 10 exibe os resultados da comparação entre a metodologia proposta e a de sucessivos fluxos de carga na determinação da máxima potência ativa trifásica. Em 66,06% das barras, o erro entre as duas metodologias foi inferior a 5 kW. Porém, o erro foi superior a 10 kW em cerca de 9,05% delas, sendo este um valor significativo. O erro absoluto médio foi de 3,92 kW e o erro relativo médio de 12,32%.

Tabela 10 – Classificação do erro absoluto na determinação da máxima potência ativa trifásica

Critério	Número de barras [%]
$\text{Erro} \leq 1kW$	33,71
$1 \text{ kW} < \text{Erro} \leq 5kW$	32,35
$5 \text{ kW} < \text{Erro} \leq 10kW$	24,89
$\text{Erro} > 10 \text{ kW}$	9,05

Fonte: Elaboração própria

Contudo, para determinar o valor da máxima potência ativa trifásica de todas as barras das redes de baixa tensão pelo método de sucessivos fluxos de carga, foram necessários calcular 32008 fluxos de carga. No entanto, com a metodologia proposta, é necessário apenas um cálculo, além de algumas operações matriciais. Além disso, o método proposto apresentou resultados mais conservadores para a maioria das barras do sistema. Portanto, ele pode ser utilizado como uma estratégia inicial na resolução do problema de alocação e dimensionamento das estações de recarga de VEPs devido à sua rapidez e simplicidade.

4.2 Resultados para a rede de média tensão

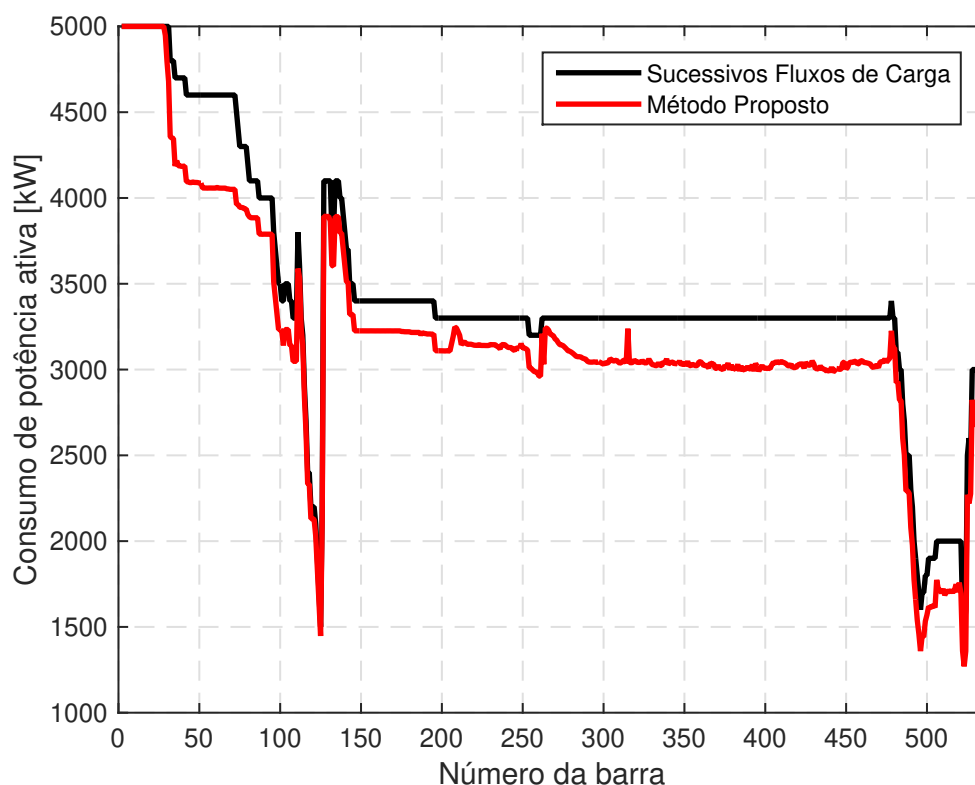
A rede primária do sistema elétrico em estudo possui 536 barras, numeradas conforme a Figura 5, e com uma demanda ativa máxima diversificada de 4,2 MW. Posto isso, o máximo incremento de carga será limitado em 5 MW, sendo que valores maiores podem ser considerados.

O incremento máximo de potência ativa trifásica que pode ser adicionado em cada uma dessas barras é exposto na Figura 24. O eixo vertical refere-se à quantidade máxima de potência ativa, em kW, que pode ser acrescentada por uma estação de recarga, por exemplo. Enquanto isso, o eixo horizontal mostra a barra em análise. Novamente, observa-se que os valores obtidos com o método proposto são mais conservadores.

As barras mais próximas à subestação suportam acréscimos de carga superiores a 4000 kW. Contudo, existem barras, como a de número 523, cuja capacidade de acréscimo de carga é mais limitada, avaliada em 1500 kW, conforme determinado pelo método de sucessivos fluxos de carga, ou 1270 kW segundo o método alternativo proposto.

A barra 523 está conectada ao lado de alta tensão do transformador de rede 32001, cuja potência nominal é de 75 kVA e que possui um carregamento de aproximadamente 85 kVA no horário de ponta. O acréscimo desse montante de carga (1500 kW) na barra 523 provoca violações de tensão no lado BT da rede.

Figura 24 – Máximo acréscimo de potência ativa trifásica - rede primária



Fonte: Elaboração própria

Para alcançar os resultados utilizando sucessivos fluxos de carga, com incrementos de 100 kW, foi necessário executar 19.013 fluxos de potência. Em contrapartida, com a aplicação da metodologia proposta, foi necessário executar apenas um único fluxo de potência. O erro médio absoluto associado a essa abordagem foi calculado em 236 kW, enquanto o erro médio relativo foi determinado em 7,11%. Esses dados evidenciam que a metodologia proposta produz resultados próximos aos obtidos por meio de sucessivos fluxos de carga, contudo, demandando um esforço computacional significativamente reduzido.

A Tabela 11 apresenta as barras com os maiores valores de sensibilidade entre a tensão e a potência ativa da própria barra, com os valores máximos de incremento de potência permitidos, determinados pelo método de sucessivos fluxos de carga. Os valores de sensibilidade apresentados referem-se à média dos valores de sensibilidade V-P por fase da própria barra, visto que, para a rede primária, os valores foram muito semelhantes entre as fases. Isso ocorreu porque, para este sistema em estudo, os desequilíbrios de

tensão são pouco significativos na rede primária. Assim, para este sistema, se os estudos se concentrarem apenas na rede de MT, uma análise monofásica das sensibilidades de tensão se revelaria suficiente

Além disso, observa-se que as barras com maiores valores de sensibilidade V-P situam-se na extremidade da rede elétrica, longe da subestação. Embora essas barras demonstrem uma sensibilidade mais alta, elas ainda permitem um aumento considerável na carga em comparação com outras barras do sistema. Esse fenômeno ocorre porque, nesse caso, os valores de sensibilidade mais elevados indicam um maior impacto na rede de média tensão, porém não necessariamente afetam o perfil de tensão em todo o sistema de mesma maneira. Apesar da barra 523 possuir um valor de sensibilidade entre a tensão e a potência ativa menor (0,14184 V/kW), o impacto da variação de tensão nessa barra reflete com mais significância na rede de BT que se conecta nesse ponto da rede elétrica, ocasionando violações de tensão.

Tabela 11 – Barramentos com maiores valores de sensibilidade V-P e valor máximo de acréscimo de carga

Sensibilidade [V/kW]	Barra	Máxima potência [kW]
0,24171	261	3200
0,23874	260	3200
0,23476	259	3200
0,23053	258	3200
0,22639	257	3200
0,2224	256	3200
0,21816	255	3200
0,21395	254	3200
0,20971	253	3300
0,20689	244	3300
0,20586	252	3300
0,20319	243	3300
0,2021	245	3300
0,2018	251	3300
0,20088	302	3300

Fonte: Elaboração própria

Como resultado da análise de sensibilidade entre a tensão e a potência ativa, obtém-se um valor numérico que quantifica o impacto decorrente da conexão de uma nova carga, como uma estação de recarga. Assim, esse método pode ser facilmente integrado com outros critérios necessários para determinar a localização ideal da estação de recarga, tais como o fluxo de veículos no local candidato e outros fatores relevantes.

5 CONCLUSÕES

No decorrer deste estudo, empreendeu-se uma análise dos impactos técnicos decorrentes da integração de VEPs em um sistema de distribuição real brasileiro, cuja rede primária e secundária são explicitamente modeladas. As investigações se direcionaram para aspectos como tensões em regime permanente, desequilíbrios de tensão, carregamento do sistema e transformadores, bem como perdas elétricas.

Apesar de a tensão na subestação ter sido ajustada para 1,04 pu e de um regulador de tensão ter sido instalado no tronco principal da rede primária, constatou-se que a violação do limite inferior de tensão foi o principal fator restritivo à adoção de VEPs no contexto analisado. Isso ocorreu porque a recarga dos VEPs causou violações de tensão nas redes de baixa tensão, enquanto o impacto nas tensões em regime permanente na rede primária foi marginal, de modo que não houve atuação do dispositivo regulador de tensão.

Além disso, verificou-se que, embora fossem registradas violações do indicador de desequilíbrio de tensão, o número de clientes afetados é pequeno. No entanto, ainda são necessárias ações corretivas, pois níveis elevados de desequilíbrio de tensão podem causar sobreaquecimento e aumento das perdas elétricas nos equipamentos.

Apesar das sobrecargas nos transformadores de distribuição, apenas um transformador apresentou sobrecarga superior ao limite estabelecido pelas normas vigentes, no cenário de maior penetração considerado. O aumento da demanda de pico do sistema também foi pouco significativo. Esses fatos decorrem do perfil aleatório de recarga dos VEPs, em que nem todos os veículos recarregam simultaneamente.

Após as análises de impacto, realizou-se uma revisão bibliográfica com o propósito de esclarecer as principais estratégias de mitigação para esses problemas. A literatura consultada revelou que as soluções predominantes incluem a adoção de tarifas horo-sazonais para incentivar o deslocamento do consumo, o controle inteligente da recarga, ou soluções de infraestrutura, que envolvem melhorias e investimentos para o reforço da rede elétrica existente. Os dois primeiros grupos de soluções dependem diretamente da adesão por parte dos proprietários de VEPs, enquanto as soluções de infraestrutura podem representar um custo significativo para a distribuidora.

No entanto, verificou-se que tais impactos podem ser adiados mediante um planejamento adequado da localização das estações de recarga. Todavia, os estudos existentes sobre o planejamento da infraestrutura de recarga frequentemente utilizam métodos computacionais baseados em sucessivos fluxos de carga e otimizações, o que pode demandar um esforço computacional considerável e limitar sua aplicação. Diante disso, foi explorada a viabilidade de uma metodologia analítica fundamentada nas sensibilidades entre tensão e

potência ativa e reativa, visando identificar os melhores locais para instalação de estações de recarga, assim como estimar a máxima potência que estas podem consumir da rede sem violar os limites de tensão nas barras. A metodologia proposta se baseia em um único cálculo de fluxo de carga para o caso base, combinado com operações matriciais simples.

O método proposto foi aplicado a um sistema de distribuição real brasileiro e comparado com o método de sucessivos fluxos de carga. Nas redes de baixa tensão, o erro médio relativo foi de 12,06%, enquanto na rede primária foi de 7,11%. O maior erro nas redes secundárias pode ser justificado pelo fato de que os desequilíbrios tornam-se mais expressivos nessas redes. No entanto, de modo geral, os valores obtidos com o método proposto foram mais conservadores, característica desejável em métodos aproximados. Posto isso, a metodologia apresentada pode se revelar uma ferramenta útil para os engenheiros de planejamento das concessionárias de energia, servindo como norteadora para identificar redes que podem ser impactadas com o acréscimo de carga resultante da recarga de VEPs.

Ademais, utilizando os valores de sensibilidade, investigaram-se os melhores locais para a instalação das estações de recarga. Os resultados foram validados através do cálculo do perfil de tensão para cada opção de alocação. Concluiu-se que a metodologia é capaz de identificar corretamente os locais onde o impacto no perfil de tensão será menor, sendo esses os melhores locais conforme os critérios definidos neste estudo.

Devido a simplicidade de aplicação, a metodologia proposta pode ser facilmente integrada a outras análises, como aquelas relacionadas ao tráfego e custos, a fim de contemplar as diversas perspectivas no planejamento da infraestrutura de recarga de veículos elétricos.

5.1 Sugestões de trabalhos futuros

Para dar continuidade ao trabalho apresentado, algumas sugestões para futuras pesquisas são propostas:

- Integrar à metodologia apresentada aspectos da malha de transporte, como o tráfego de veículos, e de custos de investimento para implantação dos eletropostos.
- Comparar os resultados dos locais candidatos para a instalação das estações de recarga fornecidos pela metodologia proposta com aqueles fornecidos por métodos de otimização.

REFERÊNCIAS

- 1º Anuário brasileiro da mobilidade elétrica. 2021. Disponível em: <<https://www.pnme.org.br/biblioteca/1o-anuario-brasileiro-da-mobilidade-eletrica/>>. Acesso em: 05 dez. 2023.
- 2º Anuário brasileiro da mobilidade elétrica. 2022. Disponível em: <<https://www.pnme.org.br/biblioteca/2o-anuario-brasileiro-da-mobilidade-eletrica-pnme/>>. Acesso em: 24 dez. 2022.
- ACORDO de Paris. 2017. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/acordo-de-paris-e-ndc/arquivos/pdf/acordo_paris.pdf. Acesso em: 09 fev. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**. [S.l.: s.n.], 2021. 17 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8: Qualidade da energia elétrica**. [S.l.: s.n.], 2021. 69 p.
- AL-JAAFREH, M. A.; MOKRYANI, G. Planning and operation of lv distribution networks: a comprehensive review. **IET Energy Systems Integration**, 2019.
- ANDRADE, J. C. *et al.* Alocação de eletropostos com análise integrada de tráfego e impactos técnicos nos sistemas de distribuição de energia elétrica. **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**, v. 2, n. 1, 2020.
- ANEEL. **Projeto de Lei nº 403, de 2022**. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 14 dez. 2023.
- ARIOLI, V. T. **Análise de impactos técnicos provocados pela penetração massiva de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica**. 2016. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2016.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-7: transformadores de potência parte 7: guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante**. Rio de Janeiro, 2017. 82 p.
- AYRES, H. *et al.* Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state voltage violations. **IET generation, transmission & distribution**, IET, v. 4, n. 4, p. 495–508, 2010.
- BROLIN, L. C.; ROLIM, F. B.; TRINDADE, F. C. Fast screening approach to estimate the hosting capacity of rooftop pv generators in electric power distribution systems. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 29, n. 3, p. e2740, 2019.
- CELLI, G. *et al.* Optimal multi-objective allocation of fast charging stations. **2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)**, v. 6, n. 1, 2018.

CHAUDHARY, R.; KARKI, M.; KHAN, S. Optimal placement of electric vehicle charging stations by genetic algorithm in pokhara's radial distribution network. v. 9, 2021.

CUI, S. *et al.* Electric vehicle charging station planning based on sensitivity analysis. **2014 IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)**, v. 2, n. 1, 2014.

DEB, S. *et al.* Impact of electric vehicle charging station load on distribution network. **Energies**, MDPI, v. 11, n. 1, 2018.

DEB, S. *et al.* Charging station placement for electric vehicles: a case study of guwahati city, india. **IEEE Access**, v. 7, 2019.

DUBEY, A. *et al.* Determining time-of-use schedules for electric vehicle loads: A practical perspective. **IEEE Power and Energy Technology Systems Journal**, v. 2, n. 1, p. 12–20, 2015.

EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2030**. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf. Acesso em: 14 dez. 2023.

EPE. **Balanco energético nacional 2023**: Relatório síntese 2023, ano base 2022. 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf. Acesso em: 05 dez. 2023.

ESTRATEGIA Nacional de Movilidad Eléctrica de Colombia. 2019. Disponível em: <https://archivo.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/Estrategia-Nacional-de-Movilidad-Eléctrica-en-me-minambiente.pdf>. Acesso em: 05 dez. 2023.

ESTRATEGIA nacional de movilidad eléctrica Panamá. 2019. Disponível em: https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/28892_A/75497.pdf. Acesso em: 14 dez. 2023.

HOUSSEIN, E. H. *et al.* Performance of gradient-based optimizer on charging station placement problem. **Mathematics**, v. 9, n. 21, 2021.

IEA. **CO2 Emissions in 2022**. 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>. Acesso em: 23 dez. 2023.

IEA. **Global EV Outlook 2023**. 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>. Acesso em: 23 dez. 2023.

IEA. **Global EV Policy Explorer**. 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-ev-policy-explorer>. Acesso em: 24 dez. 2023.

JENKINS, N. *et al.* Embedded generation. **IET**, IET, 2000.

JIANG, C. *et al.* Method to assess the power-quality impact of plug-in electric vehicles. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 2, p. 958–965, 2014.

KERSTING, W. H. Distribution system modeling and analysis. *In: Electric power generation, transmission, and distribution*. [S.l.: s.n.]: CRC press, 2018. p. 26–1.

LIU, Z.; WEN, F.; LEDWICH, G. Optimal planning of electric-vehicle charging stations in distribution systems. **IEEE transactions on power delivery**, v. 28, n. 1, 2012.

MELLO, I.; PADILHA, A.; MELO, J. Fluxo de veículos elétricos em zonas urbanas. **O Setor Elétrico**, 2016.

MURATORI, M. Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand. **Nature Energy**, Nature Publishing Group UK London, v. 3, n. 3, p. 193–201, 2018.

PAL, A.; BHATTACHARYA, A.; CHAKRABORTY, A. K. Placement of public fast-charging station and solar distributed generation with battery energy storage in distribution network considering uncertainties and traffic congestion. **Journal of Energy Storage**, v. 41, 2021.

PAULILO, G. Capítulo iii desequilíbrios de tensão. **Revista O Setor Elétrico, São Paulo**, n. 86, p. 42–48, 2013.

PEREIRA, A. L.; ENCARNACÃO, L. F.; FARDIN, J. F. Método de otimização para alocação geográfica de eletropostos. **Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, v. 1, n. 1, 2019.

PEREIRA, C. O. *et al.* Utilização de dados comportamentais reais em estudos dos impactos técnicos nos sistemas de distribuição de energia elétrica devido á recarga de veículos elétricos. **XXIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, Fortaleza, 2018.

PINTO, Y. G.; TRINDADE, F. C.; RAMIREZ, L. D. A. **Investigação de Soluções para os Impactos Técnicos Causados pela Conexão Massiva de Veículos Elétricos aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2017. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2017.

PLAN nacional de transporte eléctrico 2018-2030. 2019. Disponível em: <http://www.pgrweb.go.cr/DocsDescargar/Normas/No%20DE-41579/Version1/PlanTranspElect.pdf>. Acesso em: 05 dez. 2023.

PROJETO de Lei do Senado nº 454, de 2017. 2017. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/131656>. Acesso em: 24 dez. 2023.

PROJETO de Lei nº 403, de 2022. 2022. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/151951>. Acesso em: 14 dez. 2023.

QUIRÓS-TORTÓS, J. *et al.* Control of ev charging points for thermal and voltage management of lv networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 3028–3039, 2016.

RITCHIE, H. **Cars, planes, trains: where do CO2 emissions from transport come from?** 2020. Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2-emissions-from-transport>. Acesso em: 23 dez. 2023.

SU, C.-L. *et al.* Optimal electric vehicle charging stations placement in distribution systems. **IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**, 2013.

ZEB, M. Z. *et al.* Optimal placement of electric vehicle charging stations in the active distribution network. **IEEE Access**, v. 8, 2020.