



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Avaliação do Impacto da Instalação de Eletropostos em um Alimentador Real de Distribuição

Eutran de Jesus Ramalho

João Monlevade, MG
2026

Eutran de Jesus Ramalho

Avaliação do Impacto da Instalação de Eletropostos em um Alimentador Real de Distribuição

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso

**Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2026**

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

R165a Ramalho, Eutran de Jesus.

Avaliação do impacto da instalação de eletropostos em um alimentador real de distribuição. [manuscrito] / Eutran de Jesus Ramalho. - 2026.

91 f.: il.: color., gráf., tab., mapa.

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.

Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Automóveis - Instalações elétricas - Avaliação. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Estações de recarga de baterias (veículos elétricos). 4. Método de Monte Carlo. 5. Sistemas de energia elétrica. 6. Veículos elétricos. I. Galvis Manso, Juan Carlos. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.316.1:629.331-83

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6/2431



FOLHA DE APROVAÇÃO

Eutran de Jesus Ramalho

Avaliação do Impacto da Instalação de Eletropostos em um Alimentador Real de Distribuição

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Aprovada em 29 de julho de 2026

Membros da banca

Dr. Juan Carlos Galvis Manso - Orientador - Universidade Federal de Ouro Preto
Dr. Welbert Alves Rodrigues - Universidade Federal de Ouro Preto
Dr. Igor Dias Neto de Souza - Universidade Federal de Ouro Preto

Juan Carlos Galvis Manso, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 03/08/2026



Documento assinado eletronicamente por **Juan Carlos Galvis Manso, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 03/08/2026, às 17:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1151595** e o código CRC **2E6FAB3F**.

Agradecimentos

Agradeço a Deus por me conceder força, saúde e perseverança para superar os desafios encontrados ao longo desta trajetória.

À minha mãe, Maria, e aos meus irmãos, pelo apoio incondicional, incentivo constante, compreensão e confiança ao longo de toda a minha graduação.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso, pela orientação, paciência, dedicação e pelos valiosos ensinamentos que contribuíram para a realização deste trabalho.

Aos professores do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto, pelos conhecimentos transmitidos ao longo da graduação.

Aos meus amigos Carlos e Jhonathan, pelo companheirismo, apoio e pelos momentos compartilhados ao longo desta caminhada acadêmica, especialmente durante o período em que dividimos o mesmo teto.

Ao meu amigo Cauã, pela amizade, companheirismo, parceria e por todos os momentos compartilhados ao longo de toda a graduação.

Aos meus amigos André e Nilberth, pela amizade, apoio e companheirismo durante esta caminhada acadêmica.

A todos os demais colegas e amigos que fizeram parte desta trajetória acadêmica, pelo companheirismo e experiências compartilhadas.

Por fim, agradeço à Universidade Federal de Ouro Preto pela oportunidade de crescimento pessoal e profissional proporcionada durante minha formação.

Resumo

O cenário energético mundial passa por uma transição para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e as emissões de gases de efeito estufa. Neste contexto a mobilidade elétrica se destaca como estratégia central para a descarbonização do setor de transporte. Entretanto essa transição para a mobilidade elétrica pode afetar negativamente o sistema elétrico, devido ao aumento significativo da demanda de sistemas de recarga. Este trabalho tem como objetivo avaliar os impactos da instalação de eletropostos nos perfis de tensão, no fator de demanda dos transformadores e nas perdas técnicas de um alimentador de distribuição real, o JMLT308, localizado na cidade de João Monlevade-MG. Para isso, foi desenvolvida uma metodologia de co-simulação combinando simulação de mobilidade urbana no *Eclipse SUMO (Simulation of Urban MObility)* e modelagem elétrica no *OpenDSS (Open Distribution System Simulator)*. A demanda de recarga é representada por um modelo probabilístico via simulação de Monte Carlo, permitindo estimar perfis de carga e identificar cenários críticos. Também é proposto um critério iterativo para dimensionamento ótimo de eletropostos rápidos com base na taxa de ocupação, equilibrando desempenho técnico e viabilidade econômica. O alimentador foi modelado com base em dados extraídos da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD/ANEEL). Foram analisados quatro cenários, considerando penetrações de 0% (caso base), 10%, 50% e 100% de veículos elétricos na frota total de veículos leves, com os anos de ocorrência estimados a partir de projeções baseadas em dados de licenciamento de veículos híbridos e elétricos. Os resultados mostram que o sistema suporta níveis iniciais de eletrificação, mas altas taxas de penetração causam quedas de tensão na rede de baixa tensão, sobrecarga de transformadores e aumento de perdas, sobretudo no horário de ponta.

Palavras-chave: Veículos Elétricos; Eletropostos; Redes de Distribuição; Simulação de Monte Carlo; OpenDSS; Eclipse SUMO.

Abstract

The global energy landscape is undergoing a transition to reduce reliance on fossil fuels and lower greenhouse gas emissions. In this context, electric mobility stands out as a key strategy for decarbonizing the transport sector. However, this transition to electric mobility can negatively impact the electrical grid due to the significant increase in demand from charging systems. This study aims to evaluate the impacts of installing electric vehicle charging stations on voltage profiles, transformer demand factors, and technical losses in a real distribution feeder, the JMLT308, located in João Monlevade, Minas Gerais. To achieve this, a co-simulation methodology was developed, combining urban mobility simulation using Eclipse SUMO (Simulation of Urban MObility) with electrical modeling in OpenDSS (Open Distribution System Simulator). Charging demand is represented by a probabilistic model using Monte Carlo simulation, enabling the estimation of load profiles and the identification of critical scenarios. An iterative criterion for the optimal sizing of fast-charging stations based on occupancy rates is also proposed, balancing technical performance with economic viability. The feeder was modeled using data extracted from the Distributor's Geographic Database (BDGD/ANEEL). Four scenarios were analyzed, considering electric vehicle penetration rates of 0% (base case), 10%, 50%, and 100% of the total light-vehicle fleet; the years of occurrence were estimated based on projections derived from hybrid and electric vehicle registration data. The results indicate that the system can handle initial levels of electrification; however, high penetration rates lead to voltage drops in the low-voltage network, transformer overloading, and increased losses, particularly during peak hours.

Keywords: Electric Vehicles; Electrostations; Distribution Networks; Monte Carlo Simulation; OpenDSS; Eclipse SUMO.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Evolução das vendas globais de veículos elétricos entre 2014 e 2024.	1
Figura 2 – Licenciamento de veículos híbridos e elétricos no Brasil.	2
Figura 3 – Arquitetura de veículo elétrico a bateria.	11
Figura 4 – Arquitetura de um veículo elétrico híbrido plug-in.	12
Figura 5 – Representação do carregamento <i>on-board</i> e <i>off-board</i>	12
Figura 6 – Recarga no modo 1.	14
Figura 7 – Recarga no modo 2.	14
Figura 8 – Recarga no modo 3.	15
Figura 9 – Recarga no modo 4.	15
Figura 10 – Configuração da rede modelada.	19
Figura 11 – Equivalente de Thévenin da subestação de distribuição.	20
Figura 12 – Representação de uma linha trifásica curta.	22
Figura 13 – Representação de um transformador trifásico conexão $\Delta - Y$	23
Figura 14 – Circuito equivalente monofásico do transformador.	23
Figura 15 – Representação de uma carga trifásica.	25
Figura 16 – Circuito equivalente do elemento <i>storage</i> no estado de carga.	28
Figura 17 – Fluxograma das etapas do método de co-simulação adotado	31
Figura 18 – Percurso do Alimentador JMLT308 na cidade de João Monlevade.	33
Figura 19 – Seleção da malha urbana georreferenciada de João Monlevade-MG para exportação de dados pelo OSM Web Wizard.	34
Figura 20 – Estimativa da população de João Monlevade por faixa etária.	35
Figura 21 – Distribuição das viagens ao longo do dia geradas pela <i>activitygen</i>	36
Figura 22 – Distribuição dos pontos de taxis na cidade de João Monlevade.	37
Figura 23 – (a) Densidade de probabilidade para as distâncias percorridas pelos veículos de uso particular (b) Densidade de probabilidade para as distâncias percorridas pelos veículos de uso público.	38
Figura 24 – Densidade de probabilidade do horário de início de recarga dos VEs para os diferentes tipos de recarga.	39
Figura 25 – Método para extrair a demanda dos eletropostos rápidos.	41
Figura 26 – Representação do fator de balanço de potência em eletropostos rápidos.	42
Figura 27 – Perfil de demanda para os eletropostos.	43
Figura 28 – Método da simulação de Monte Carlo para inserção de eletropostos na rede de distribuição.	45
Figura 29 – (a) Projeção para o aumento de demanda (b) Ajuste usando o modelo de regressão.	47

Figura 30 – (a) Projeção para a taxa de penetração de VEs (b) Ajuste usando o modelo de regressão.	48
Figura 31 – Alimentador JMLT308 e suas principais características técnicas.	50
Figura 32 – Perfil médio diário do valor mínimo de tensão nas barras de baixa tensão.	52
Figura 33 – Perfil médio diário do valor mínimo de tensão nas barras de média tensão.	52
Figura 34 – Análise temporal da sobrecarga de transformadores baseada no fator de demanda médio obtido via simulação de Monte Carlo.	54
Figura 35 – Decomposição das perdas médias de potência ativa por setor para cada cenário.	55
Figura 36 – (a) Perdas médias de potência ativa em porcentagem (b) Perdas médias de energia ativa em porcentagem para um dia útil.	56
Figura 37 – Quantidade de eletropostos rápidos de acordo com a taxa de ocupação no processo de simulação de Monte Carlo.	57
Figura 38 – Comparação da demanda total dos VEs - Cenário 4	59
Figura 39 – Campo para obtenção dos dados BDGD	67
Figura 40 – Algumas edições dos dados BDGD da CEMIG	68
Figura 41 – Adicionando camadas dos dados BDGD - parte 1	69
Figura 42 – Adicionando camadas dos dados BDGD - parte 2	69
Figura 43 – Adicionando camadas dos dados BDGD - parte 3	70
Figura 44 – Camadas usadas na modelagem do alimentador	71
Figura 45 – Filtrando uma camada com base no código CTMT do alimentador	71
Figura 46 – Exportação de uma camada em formato <i>Shapefile</i>	72
Figura 47 – Iniciando <i>OSM Web Wizard</i>	76
Figura 48 – Selecionando mapa pelo <i>OSM Web Wizard</i>	77

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tabela resumo das características dos artigos.	4
Tabela 2 – Veículos elétricos mais emplacados no Brasil em 2025.	10
Tabela 3 – Comparativo entre os modos de recarga.	13
Tabela 4 – Modelos de eletropostos lentos e semirrápidos utilizados na simulação.	16
Tabela 5 – Modelos de estações de recarga rápida.	16
Tabela 6 – Camadas e filtros.	32
Tabela 7 – Principais parâmetros de entrada e saída da modelagem de tráfego no SUMO.	34
Tabela 8 – Distância média percorrida para diferentes taxas de carros por adulto	36
Tabela 9 – Dados estatísticos obtidos por meio das simulações no SUMO.	38
Tabela 10 – Parâmetros de entrada para o método de simulação de Monte Carlo.	46
Tabela 11 – Demanda média anual do alimentador.	47
Tabela 12 – Projeção de aumento de demanda em função da participação de VEs.	49
Tabela 13 – Composição da demanda média diária em p.u. (Base: 2002,6 kW)	51
Tabela 14 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 2,3 kV (220/127)	51
Tabela 15 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV.	53
Tabela 16 – Valores mínimo e máximo de tensão para diferentes cenários de penetração de VEs.	58

Lista de Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABVE	Associação Brasileira do Veículo Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BEV	Veículo Elétrico a Bateria
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COM	Component Object Model
CTMT	Código do Circuito de Média Tensão
EL	Eletroposto Lento
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Eletroposto Rápido
ES	Eletroposto Semirrápido
FCEV	Veículos Elétricos a Célula de Combustível
FD	Fator de Demanda
GA	Algoritmos Genéticos
GD	Geração Distribuída
GUI	Graphical User Interface
HEV	Veículo Elétrico Híbridos
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IC-CPD	In-Cable Control and Protection Device

KERS	Sistema de Recuperação de Energia Cinética (Kinetic Energy Recovery Systems)
MATLAB	Matrix Laboratory
MT	Média Tensão
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
OSM	OpenStreetMap
PDF	Função Densidade de Probabilidade
PHEV	Veículo Elétrico Híbridos Plug-in
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSO	Otimização por Enxame de Partículas
QGIS	Geographic Information System
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SIG	Sistema de Informação Geográfica
SoC	Estado da Carga
SUMO	Simulation of Urban MObility
TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência
TraCI	Traffic Control Interface
V2G	Vehicle to Grid
VEs	Veículos Elétricos
XML	eXtensible Markup Language

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Trabalhos Correlatos	2
1.2	Motivação e Identificação do Problema	5
1.3	Justificativa	6
1.4	Objetivos	7
1.4.1	Objetivos Específicos	7
1.5	Estrutura do Trabalho	7
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	9
2.1	Tipos de Veículos Elétricos	9
2.1.1	Veículos Elétricos a Bateria	10
2.1.2	Veículos Elétricos Híbridos Plug-in	11
2.2	Infraestrutura de Recarga de VEs	11
2.2.1	Modos de Recarga	13
2.3	Classificação dos Eletropostos por Tipos de Recarga	15
2.4	Eclipse SUMO	17
2.4.1	Activitygen	17
2.4.2	RandomTrips	17
3	MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	19
3.1	Subestação de Distribuição	19
3.2	Linhas de Distribuição	21
3.3	Transformadores	23
3.4	Cargas	25
3.5	Elemento Storage	27
3.6	Fluxo de Potência no OpenDSS	29
4	METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO	30
4.1	Modelagem do Alimentador Escolhido	30
4.2	Modelagem do Tráfego de Veículos no SUMO	33
4.2.1	Definição do Cenário de Tráfego no SUMO	34
4.2.2	Implementação das Rotas	35
4.2.2.1	Uso Privado	35
4.2.2.2	Uso Público	37
4.2.2.3	Resultados Estatísticos das Simulações de Tráfego	37
4.3	Modelagem Probabilística da Demanda de Recarga de VEs	38

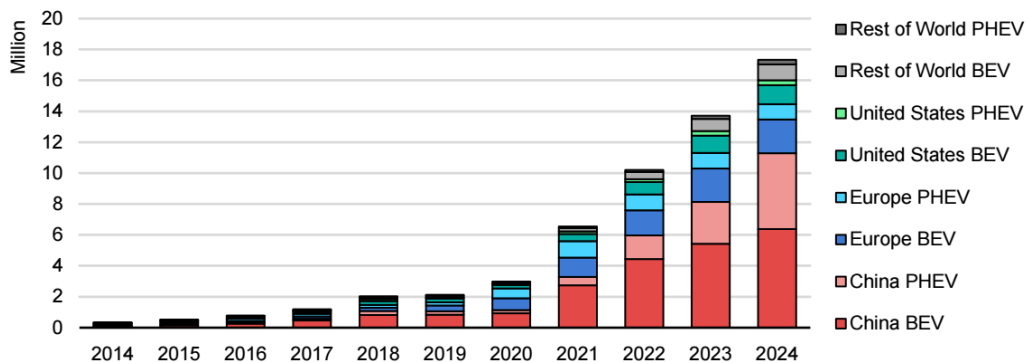
4.3.1	Modelagem do Horário de Início de Recarga, Estado de Carga Inicial e Duração de Recarga	38
4.3.2	Simulação e Análise no Sistema de Potência (OpenDSS e MATLAB) . .	42
4.4	Projeção do Aumento da Demanda Natural do Alimentador e da Taxa de Penetração de VEs	46
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	50
5.1	Análise do Perfil de Tensão	51
5.2	Carregamento de Transformadores de Distribuição	53
5.3	Perdas Técnicas de Potência Ativa do Sistema	55
5.4	Adequação da Oferta de Recarga Rápida e Análise de Casos Extremos	56
5.5	Discussão dos Resultados	58
6	CONCLUSÃO	61
6.1	Sugestões para Estudos Futuros	62
	REFERÊNCIAS	63
	ANEXO A – DADOS BDGD	67
A.1	Acesso aos Dados BDGD	67
A.2	Processamento dos dados BDGD	68
	ANEXO B – <i>OPENDSS</i>	73
B.1	Vsource (Subestação / Circuito)	73
B.2	Line (Linhas de Distribuição)	73
B.3	Transformer (Transformador)	74
B.4	Load (Carga)	74
B.5	Storage (Eletroposto)	75
	ANEXO C – ECLIPSE SUMO	76
C.1	Importação do Mapa com OSM Web Wizard	76
C.2	Variável de Ambiente	77
C.3	Geração de Demanda com <i>activitygen</i>	77
C.4	Geração de Clientes de Táxi com <i>randomTrips</i>	78
C.5	Interface TraCI (Traffic Control Interface)	79

1 INTRODUÇÃO

O cenário energético mundial atravessa um período de profunda transformação, impulsionado pela necessidade de combater as mudanças climáticas e reduzir a dependência de combustíveis fósseis. Nesse contexto, o setor de transportes é um ator central, sendo um dos principais consumidores de petróleo e gás e, consequentemente, um dos maiores contribuintes para as emissões de gases de efeito estufa. Como resposta a esses desafios, a mobilidade elétrica surge como uma alternativa tecnológica viável e uma das principais estratégias para a descarbonização do setor, ganhando destaque nas discussões sobre transição energética (WILSON; LIE, 2022).

O mercado global de carros elétricos manteve seu crescimento acelerado em 2024, ultrapassando a marca de 17 milhões de unidades vendidas, o que representa um aumento superior a 25% em relação ao ano anterior, conforme o relatório da Agência Internacional de Energia. A Figura 1 demonstra essa evolução, destacando que os 3,5 milhões de veículos adicionais vendidos em 2024, em relação a 2023, já superam o total de veículos elétricos (VEs) vendidos em todo o ano de 2020. Na figura, são apresentados os Veículos Elétricos a Bateria (BEV, do inglês *Battery Electric Vehicle*) e os Veículos Elétricos Híbridos Plug-in (PHEV, do inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*). A China se manteve como líder absoluta, com mais de 11 milhões de veículos vendidos em 2024. No entanto, esse avanço global foi desigual: na Europa, o mercado estagnou devido a mudanças nos subsídios e à manutenção das metas de emissão de CO₂; nos Estados Unidos, as vendas continuaram em alta, mas com um ritmo de crescimento inferior ao do ano anterior (International Energy Agency, 2025). Em contrapartida, os mercados fora do eixo China-EUA-Europa registraram um crescimento recorde de quase 40%, aproximando-se do volume de vendas norte-americano. (TORQUATO et al., 2022)

Figura 1 – Evolução das vendas globais de veículos elétricos entre 2014 e 2024.

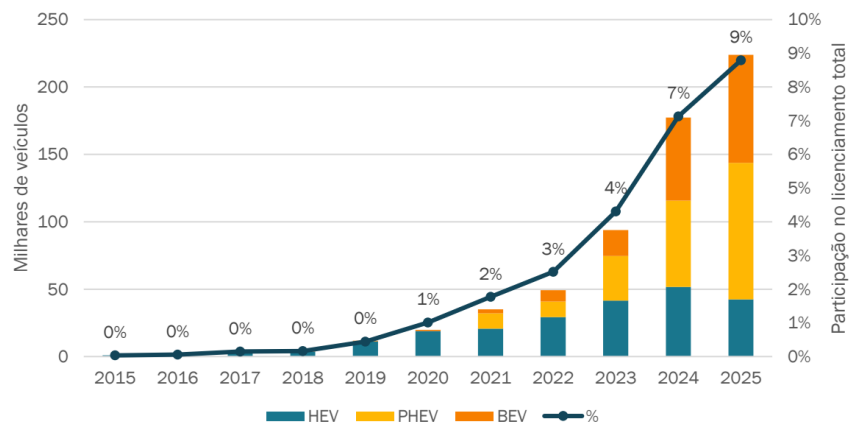


Fonte: Adaptado de (International Energy Agency, 2025).

O Brasil acompanha essa tendência mundial, implementando a eletrificação veicular

como parte de suas metas de descarbonização. A participação dos veículos eletrificados no total de licenciamentos tem apresentado crescimento acelerado nos últimos anos, conforme ilustrado na Figura 2. Na figura, os veículos eletrificados são classificados em diferentes categorias, incluindo os BEV, os PHEV e os Veículos Elétricos Híbridos (HEV, do inglês *Hybrid Electric Vehicles*). Em 2024, foram comercializadas aproximadamente 177 mil unidades eletrificadas, correspondendo a 7,1% do total de licenciamentos de veículos no país e representando um aumento de 88,8% em relação ao ano anterior. Em 2025, as vendas atingiram cerca de 224 mil unidades, elevando a participação dos eletrificados para 9% do mercado nacional e registrando crescimento de 26% em comparação com 2024. Esse avanço é impulsionado por fatores como incentivos governamentais, redução dos custos das baterias, expansão da infraestrutura de recarga e a busca por alternativas que contribuam para a redução das emissões de gases de efeito estufa e da dependência de combustíveis fósseis ([Associação Brasileira do Veículo Elétrico, 2026](#)).

Figura 2 – Licenciamento de veículos híbridos e elétricos no Brasil.



Fonte: Adaptado de ([Empresa de Pesquisa Energética, 2026](#)).

1.1 Trabalhos Correlatos

Com o objetivo de fundamentar tecnicamente o desenvolvimento deste trabalho, foram analisados diversos artigos científicos que abordam o impacto da instalação de eletropostos em sistemas de distribuição de energia elétrica. Para tal, foi elaborado um resumo identificando os principais aspectos discutidos nas publicações selecionadas, tais como os objetivos e as metodologias empregadas. Na Tabela 1, são apresentados os sistemas avaliados e as contribuições específicas de cada estudo. Essa análise comparativa permite identificar abordagens relevantes já existentes, bem como lacunas que ainda podem ser exploradas no contexto do presente estudo.

Grande parte dos estudos revisados teve como objetivo central analisar os impactos técnicos da inserção de estações de recarga de VEs nas redes de distribuição, com ênfase

em aspectos como variações de tensão, perdas técnicas, sobrecargas em transformadores e desequilíbrios de fase, conforme os estudos (SILVA; CERVEIRA; BAPTISTA, 2023), (HANG; KIEN, 2024), (BOONRAKSA et al., 2019) e (LIMA, 2023). Também foram identificados trabalhos que buscaram desenvolver ou aplicar ferramentas de simulação integradas para representar o comportamento conjunto dos veículos e da rede elétrica, como no caso do *software* que une o *Eclipse SUMO* (*Simulation of Urban MObility*, ou Simulação de Mobilidade Urbana) e o *OpenDSS* (*Open Distribution System Simulator*) (O. et al., 2021) e do modelo baseado em Monte Carlo (TORQUATO et al., 2022).

Além disso, outros autores se dedicaram à análise da qualidade da energia, investigando efeitos como variações de magnitude de tensão, injeção de harmônicos e desequilíbrios de fases, como observado nos artigos (KUMAR; FARHAN, 2023), (KHALID et al., 2019) e (TEIXEIRA, 2022). Por outro lado, alguns trabalhos apresentaram soluções, propondo a integração de fontes renováveis e sistemas de armazenamento como formas de mitigar os impactos negativos da mobilidade elétrica, de acordo (SILVA; CERVEIRA; BAPTISTA, 2023), (BOONRAKSA et al., 2019), (WILSON; LIE, 2022), (LIMA, 2023). Também vale destacar o artigo (JIANG et al., 2016), que teve como foco a análise estatística do uso das estações, oferecendo dados valiosos sobre os padrões de recarga e seus horários de pico.

As metodologias utilizadas variaram de acordo com os objetivos dos estudos. A simulação do fluxo de potência foi amplamente aplicada, com diferentes métodos, como o *Backward/Forward Sweep* (HANG; KIEN, 2024), *Newton-Raphson* (BOONRAKSA et al., 2019), e, principalmente, o uso do *software OpenDSS* ((O. et al., 2021), (TORQUATO et al., 2022) e (LIMA, 2023)).

Para otimização da alocação de estações e geração distribuída (GD), foram empregados algoritmos heurísticos, como algoritmos genéticos (GA) (SILVA; CERVEIRA; BAPTISTA, 2023) e o otimizador por enxame de partículas (PSO) (BOONRAKSA et al., 2019). O artigo (WILSON; LIE, 2022) utilizou o *software HOMER*, simulando diferentes combinações de fontes renováveis e baterias em um sistema *off-grid*, enquanto o artigo (TORQUATO et al., 2022) utilizou uma abordagem probabilística via Monte Carlo para capturar a aleatoriedade no comportamento dos usuários de eletropostos.

Outros estudos se basearam em dados reais, como os artigos (JIANG et al., 2016) e (TEIXEIRA, 2022), que realizaram análises estatísticas e campanhas de medição em campo durante o processo de recarga de veículos elétricos, respectivamente. Por fim, os artigos (KUMAR; FARHAN, 2023) e (KHALID et al., 2019) seguiram uma abordagem de revisão da literatura técnica, compilando os principais desafios e soluções apresentados por outros pesquisadores.

A Tabela 1 abaixo, está organizada em ordem cronológica (do mais antigo para o mais recente), onde sintetiza as principais características e contribuições de cada um dos artigos analisados, facilitando a visualização de seus diferenciais.

Tabela 1 – Tabela resumo das características dos artigos.

Artigo (Ref.)	Metodologia	Sistema Utilizado	Contribuição
(JIANG et al., 2016)	Análise estatística de 19.617 eventos de recarga.	Dados da UCLA; rede da Califórnia.	Identificação de que o pico de demanda dos VEs ocorre pela manhã, diferente do pico da rede geral.
(BOONRAKSA et al., 2019)	Otimização por Enxame de Partículas (PSO) para dimensionar e alocar GD para mitigar impactos da recarga de ônibus elétricos.	Sistema IEEE 33-nós.	Análise focada na carga de alta potência de ônibus elétricos e demonstração da eficácia da GD otimizada.
(KHALID et al., 2019)	Revisão da literatura.	Compilação de estudos e normas internacionais (IEEE-519).	Revisão focada em carregamento rápido e seus efeitos na qualidade de energia (harmônicos).
(O. et al., 2021)	Co-simulação das ferramentas SUMO (tráfego) e OpenDSS (rede elétrica).	Rede IEEE 34-nós e mapa de Barranquilla, Colômbia.	Criação de uma ferramenta de <i>software</i> integrada para análises que consideram o comportamento do tráfego.
(TORQUATO et al., 2022)	Método de Monte Carlo para modelagem comportamental e elétrica; OpenDSS.	Alimentador real da região Sudeste do Brasil.	O impacto em redes secundárias (baixa tensão) é mais significativo que em redes primárias.
(TEIXEIRA, 2022)	Campanha de medições com qualímetros.	Eletropostos em Campinas-SP (residenciais e corporativos).	Confirmação experimental de que o impacto mais significativo é na magnitude de tensão.
(WILSON; LIE, 2022)	Simulação no <i>software HOMER</i> com fontes híbridas (PV e eólica).	Conceitual para uma residência em Auckland, Nova Zelândia.	Demonstração da viabilidade de uma solução totalmente desconectada da rede, com grande potencial de geração de energia excedente.

Continua na próxima página

Tabela 1 – continuação

Artigo (Ref.)	Metodologia	Sistema Utili- zado	Contribuição
(KUMAR; FARHAN, 2023)	Revisão da literatura.	Diversas redes (indiana, IEEE 33-bus, etc.).	Revisão abrangente que consolida diversos impactos (tensão, perdas, sobrecarga, harmônicos) e benefícios potenciais (V2G).
(SILVA; CERVEIRA; BAPTISTA, 2023)	Algoritmos Genéticos para otimização de localização de eletropostos e Geração Distribuída - PV.	Sistema IEEE 69-nós.	Mitigação dos impactos dos VEs com a alocação otimizada de PV, provando a eficácia da abordagem combinada.
(LIMA, 2023)	Modelagem a partir de dados reais da BDGD; Simulação no OpenDSS.	Alimentador real BHMR27 (Belo Horizonte-MG).	Demonstração prática de que o armazenamento é uma solução eficiente.
(HANG; KIEN, 2024)	Método <i>Backward/Forward</i> (BFW) para fluxo de potência.	Sistema IEEE 33-nós.	Concluiu que a localização estratégica dos eletropostos é mais importante que a capacidade na redução de perdas ¹ .

Fonte: Elaborado pelo autor.

1.2 Motivação e Identificação do Problema

A crescente presença de VEs, que recarregam suas baterias por meio de dispositivos conectados à rede elétrica, tem trazido desafios importantes para os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). A instalação em larga escala de eletropostos (carregadores) representa uma nova categoria de carga com comportamento diferente das tradicionais, podendo alterar o perfil de consumo e elevar significativamente a demanda por potência.

Apesar dos benefícios ambientais trazidos pelos VEs, essa nova realidade exige atenção especial por parte das concessionárias, cujas redes não foram projetadas para esse tipo de carga adicional. Por muito tempo, o sistema elétrico foi dimensionado com foco no consumo de residências e comércios, agora, com o aumento no número de VEs, surge

¹ Colocar grandes centros de recarga perto da subestação (gerador) gera menos impactos negativos e menos desperdício de energia do que colocar pequenas estações nos fins de linha da rede elétrica.

uma nova demanda, que costuma se concentrar no fim do dia, quando muitos motoristas chegam em casa e iniciam a recarga dos veículos (KUMAR; FARHAN, 2023).

Dessa forma, este trabalho se justifica pela necessidade de entender como o sistema elétrico irá responder ao crescimento dessa demanda. Entre os problemas mais comuns estão as quedas de tensão, possibilidade de sobrecarga de transformadores e condutores, que pode levar ao superaquecimento e redução da vida útil desses equipamentos, comprometendo a continuidade do fornecimento. Também é importante considerar outros efeitos, como desequilíbrio de tensão entre as fases e distorções harmônicas, que afetam diretamente a qualidade da energia, embora o escopo deste estudo concentre-se apenas nas quedas de tensão, níveis de carregamento e perdas técnicas.

Apesar da urgência do tema, grande parte dos trabalhos na literatura (Seção 1.1) ainda se restringe a simulações em sistemas de testes IEEE (BOONRAKSA et al., 2019; HANG; KIEN, 2024; O. et al., 2021; KUMAR; FARHAN, 2023; KHALID et al., 2019).

1.3 Justificativa

Este trabalho busca contribuir para a compreensão dos impactos da inserção de VEs em sistemas reais de distribuição de energia. Para isso, propõe uma metodologia que integra dados de uma rede elétrica de distribuição real com uma análise de mobilidade baseada em tráfego urbano georreferenciado. Por meio do *Eclipse SUMO*, é possível estimar as distâncias percorridas pelos VEs considerando a topologia da malha viária da região analisada, refinando a estimativa do impacto energético sobre a rede elétrica. Integrando esses dados ao *OpenDSS* através de simulações de Monte Carlo, o estudo quantifica não apenas os riscos de sobrecarga e perdas técnicas, mas oferece um diagnóstico de como um sistema de distribuição real responderá à demanda do futuro próximo.

Como contribuições, este trabalho apresenta cinco avanços principais. Primeiramente, utiliza o *SUMO* para determinar as distâncias médias diárias específicas de veículos de passeio e frotas de táxi, refinando a estimativa da demanda de recarga. Em segundo lugar, considera tanto a simulação de veículos elétricos de uso público quanto de uso particular, diferentemente da maioria das referências, que normalmente analisam apenas veículos de uso particular. Em terceiro lugar, emprega simulações de Monte Carlo para analisar casos extremos de operação, abrangendo tanto condições favoráveis quanto críticas da rede. Além disso, utiliza esse mesmo processo para determinar a quantidade ideal de eletropostos rápidos para distintos níveis de penetração de VEs por meio de um controle iterativo baseado em faixas de taxa de ocupação, visando levar em conta a viabilidade econômica da infraestrutura. Por fim, propõe um algoritmo de balanceamento de potência para eletropostos rápidos, que distribui proporcionalmente a potência disponível entre veículos conectados, atualizando-a conforme entradas e saídas de VEs durante o carregamento.

1.4 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é avaliar e quantificar o impacto da instalação de eletropostos em um alimentador real de distribuição, utilizando uma metodologia que integra a co-simulação do tráfego de veículos e da rede de distribuição de energia elétrica, analisando seus efeitos no perfil de tensão, no fator de demanda dos transformadores e nas perdas técnicas do sistema.

1.4.1 Objetivos Específicos

- Modelar um alimentador de distribuição real pelo *MATLAB*, englobando as redes de média e baixa tensão, usando o *software OpenDSS* para execução do fluxo de potência.
- Desenvolver um modelo de tráfego no *software Eclipse SUMO*, para estimar as distâncias médias diárias percorridas por VEs particulares e frotas de táxi (uso público).
- Implementar uma interface de controle utilizando o *PYTHON* para automatizar a simulação de tráfego no *SUMO*.
- Aplicar o método de Monte Carlo para simular cenários estocásticos.
- Utilizar Monte Carlo, para determinar a quantidade ideal de eletropostos rápidos em diferentes níveis de penetração, utilizando um controle iterativo baseado em faixas de taxa de ocupação.
- Aplicar o método de Monte Carlo para a análise de casos extremos de operação e a avaliação de condições favoráveis e críticas da rede elétrica.
- Propor e implementar um algoritmo de balanceamento de potência para os eletropostos rápidos, focado na distribuição proporcional da capacidade disponível entre os veículos conectados simultaneamente.
- Analisar os perfis de tensão em conformidade com os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) ([ANEEL, 2021](#)), bem como o carregamento dos transformadores e as perdas técnicas, a fim de diagnosticar a capacidade da infraestrutura elétrica de distribuição para suportar a crescente eletrificação da frota.

1.5 Estrutura do Trabalho

Para alcançar os objetivos propostos, este trabalho foi dividido em seis capítulos. O Capítulo 1 introduziu o tema da mobilidade elétrica, contextualizando sua relevância e

definindo a justificativa, o problema e os objetivos da pesquisa. O Capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos, abordando conceitos sobre veículos elétricos, eletropostos de recarga e as ferramentas do *Eclipse SUMO*. O capítulo 3 é dedicado à modelagem da rede elétrica no *OpenDSS*. O Capítulo 4 descreve a metodologia adotada, incluindo a co-simulação de tráfego com o *SUMO* e o *OpenDSS*. No Capítulo 5, os resultados são apresentados e discutidos, com foco nos impactos técnicos observados. Por fim, o Capítulo 6 traz as conclusões do trabalho e sugestões para estudos futuros.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo, são apresentados os principais tipos de VEs disponíveis no mercado, destacando suas características técnicas.

Também são abordados os modos de recarga dos VEs (Modo 1, 2, 3 e 4), que estão diretamente relacionados aos eletropostos utilizados. Esses modos são classificados de acordo com o tipo de conexão com a rede elétrica, os mecanismos de comunicação e os requisitos de segurança do sistema de carregamento, conforme estabelecido pelas normas vigentes (ABNT NBR IEC 61851-1:2021).

Em seguida, são apresentados os tipos de recarga (Lenta, Semirrápida e Rápida), que estão associados à potência disponibilizada pela estação de carregamento e, conseqüentemente, ao tempo necessário para a recarga da bateria do veículo elétrico. Dessa forma, a escolha do modo e do tipo de recarga influencia diretamente a infraestrutura necessária e o desempenho do processo de carregamento.

Por fim, apresenta-se o *Eclipse SUMO* e uma descrição das ferramentas utilizadas na geração do modelo de tráfego. Essas ferramentas são empregadas na obtenção das distâncias médias percorridas pelos veículos, as quais subsidiam a estimativa do consumo energético dos VEs.

2.1 Tipos de Veículos Elétricos

Entre as categorias de veículos eletrificados, destacam-se os BEV, os PHEV, os HEV e os Veículos Elétricos a Célula de Combustível (FCEV, do inglês *Fuel Cell Electric Vehicles*). Os BEVs são alimentados exclusivamente por baterias recarregáveis, enquanto os PHEVs combinam um motor elétrico e um motor a combustão, permitindo o carregamento da bateria por meio de uma fonte externa. Já os HEVs não necessitam de recarga externa, pois suas baterias são carregadas pelo motor a combustão e pela frenagem regenerativa. Por sua vez, os FCEVs utilizam hidrogênio e células de combustível para gerar a eletricidade que alimenta o motor elétrico, sendo essa tecnologia ainda pouco difundida e concentrada principalmente em mercados como o dos Estados Unidos ([NEOCHARGE, 2025](#)).

Como apenas os veículos BEV e PHEV dependem de infraestrutura externa de recarga, somente essas categorias foram consideradas neste estudo.

A fim de representar os principais veículos elétricos em circulação no Brasil, a Tabela 2 apresenta os modelos mais emplacados em 2025, de acordo com dados da ABVE ([Associação Brasileira do Veículo Elétrico, 2026](#)). Nessa tabela, as colunas kWh e kW correspondem, respectivamente, à capacidade da bateria e à potência máxima de recarga dos veículos. A coluna *Qte VE* representa o número de emplacamentos de cada

modelo, enquanto a coluna *Prob* indica a probabilidade de seleção do veículo durante a simulação que será apresentada na Seção 4.3.

Na etapa de simulação, o modelo de VE atribuído a cada usuário será selecionado com base em uma distribuição de probabilidade ponderada, proporcional ao número de emplacamentos de cada modelo dentro do conjunto analisado, de modo a refletir a representatividade do mercado nacional.

Tabela 2 – Veículos elétricos mais emplacados no Brasil em 2025.

Modelo	Marca	Tipo	[kWh]	[kW]	Autonomia	Qtd VE	Prob
DOLPHIN MINI GS5EV	BYD	BEV	38	40	280 km	1345	19,22
SONG PLUS GS DM	BYD	PHEV	18,3	6,6	68 km	1270	18,15
HAVAL H6 PHEV 19	GWM	PHEV	19	33	74 km	852	12,18
DOLPHIN MINI GS EV	BYD	BEV	38	40	280 km	824	11,78
SONG PRO GS DM	BYD	PHEV	18,3	6,6	68 km	732	10,46
DOLPHIN GS 180EV	BYD	BEV	60	60	291 km	584	8,35
HAVAL H6 GT	GWM	PHEV	34	48	116 km	303	4,33
KING GS DM	BYD	PHEV	18,3	6,6	80 km	237	3,39
HAVAL H6 PREM PHEV	GWM	PHEV	34	6,6	113 km	236	3,37
YUAN PRO GS 290EV	BYD	BEV	45,1	60	250 km	213	3,04
DOLPHIN PLUS 310EV	BYD	BEV	80	80	330 km	211	3,02
ORA 03 SKIN BEV48	GWM	BEV	64	64	232 km	189	2,70

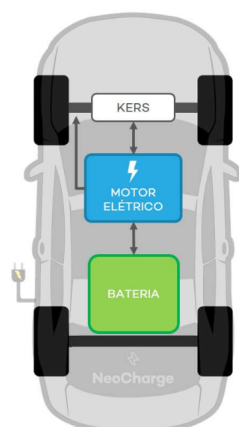
Fonte: Adaptado de ([Associação Brasileira do Veículo Elétrico, 2026](#)).

2.1.1 Veículos Elétricos a Bateria

Os BEV, também conhecidos como veículos 100% elétricos ou “puro”, utilizam exclusivamente a eletricidade armazenada em um banco de baterias para alimentar um ou mais motores elétricos que tracionam as rodas, conforme ilustrado na Figura 3.

A recarga da bateria é realizada principalmente através de uma fonte de energia externa, como tomadas residenciais ou eletropostos (estações de recarga) públicos ou privados. Além disso, os BEVs contam com um sistema de freios regenerativos, que recupera parte da energia cinética durante as desacelerações e a converte em eletricidade para recarregar a bateria, otimizando a autonomia. Na imagem apresentada, o termo KERS refere-se ao *Kinetic Energy Recovery System* (Sistema de Recuperação de Energia Cinética).

Figura 3 – Arquitetura de veículo elétrico a bateria.



Fonte: Adaptado de ([NEOCHARGE, 2025](#)).

2.1.2 Veículos Elétricos Híbridos Plug-in

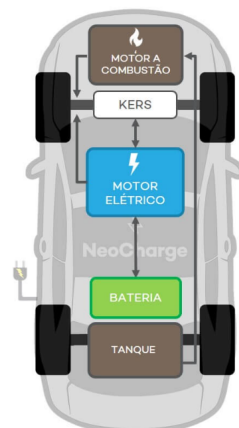
Os PHEV representam uma evolução dos híbridos convencionais. Assim como os HEVs, eles possuem tanto um motor a combustão quanto um motor elétrico, conforme ilustrado na Figura 4. A principal diferença e vantagem dos PHEVs é que suas baterias, geralmente de maior capacidade, podem ser recarregadas de duas formas: por intermédio dos freios regenerativos e, crucialmente, conectando o veículo a uma fonte de energia externa, como uma tomada ou um eletroposto.

Essa capacidade de recarga externa permite que os PHEVs rodem por distâncias consideráveis utilizando apenas o modo elétrico, funcionando como um BEV no dia a dia para trajetos curtos. Quando a carga da bateria se esgota, o motor a combustão é acionado, eliminando a necessidade de recarga imediata e permitindo viagens mais longas.

2.2 Infraestrutura de Recarga de VEs

A infraestrutura de recarga dos VEs é composta pelo conjunto de equipamentos, sistemas e serviços necessários para viabilizar o carregamento e a utilização dos VEs. O processo de recarga envolve uma série de fatores, como a compatibilidade entre os

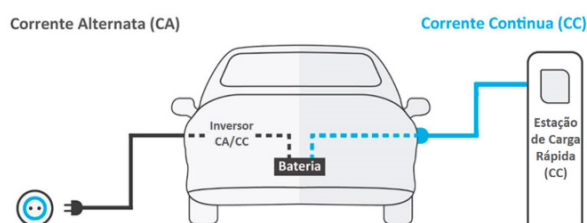
Figura 4 – Arquitetura de um veículo elétrico híbrido plug-in.



Fonte: Adaptado de (NEOCHARGE, 2025).

carregadores e os veículos, a localização dos eletropostos e a capacidade da rede elétrica em suportar a demanda energética exigida.

Os veículos elétricos podem contar com carregadores internos (*on-board*) ou externos (*off-board*), como ilustrado na Figura 5. No caso do carregamento *on-board*, é usado o conversor de energia do próprio veículo, permitindo a conexão direta a tomadas de corrente alternada (CA), como as residenciais ou industriais. Já no carregamento *off-board*, é usado o conversor do eletroposto, onde a alimentação é feita diretamente em corrente contínua (CC). Essa configuração permite a utilização de potências mais elevadas, viabilizando o carregamento rápido, com uma redução significativa no tempo total de recarga. Um ponto a ser considerado é que nem todos os veículos elétricos suportam ambos os modos de carregamento (CA e CC). No entanto, a maioria já oferece essa compatibilidade, embora a capacidade de recarga rápida possa variar conforme o modelo e as especificações do veículo.

Figura 5 – Representação do carregamento *on-board* e *off-board*.

Fonte: Adaptado de (NEOCHARGE, 2025).

Para garantir que tudo funcione de forma segura e padronizada, as concessionárias de energia, seguem normas técnicas que definem como essas instalações devem ser feitas. Essas regras valem tanto para uma nova ligação de energia quanto para o aumento de carga em um imóvel que já existe e que vai receber um ou mais carregadores. No Brasil, a

ABNT adotou os padrões estabelecidos pela série IEC 61851, desenvolvendo normas de referência para operação e instalação desses equipamentos. Entre as principais destacam-se: ABNT NBR 5410, que estabelece os requisitos para instalações elétricas de baixa tensão; ABNT NBR 14039, referente às instalações elétricas de média tensão; ABNT NBR IEC 61851-1:2021, que define os requisitos gerais para sistemas de recarga condutiva de veículos elétricos; ABNT NBR 17019:2022, que trata da infraestrutura para carregamento de veículos elétricos; e IEC 62752:2016, que especifica os dispositivos de controle e proteção incorporados ao cabo de recarga (IC-CPD) ([Energisa, 2022](#)).

2.2.1 Modos de Recarga

Os BEV e os PHEV necessitam de uma fonte externa de energia para recarregar suas baterias. Atualmente, o mercado oferece quatro modos distintos de recarga como estabelecido pela ABNT NBR IEC 61851-1:2021, sendo eles: Modo 1, Modo 2, Modo 3 e Modo 4.

A fim de destacar as principais características dos modos de recarga, a Tabela 3 apresenta um comparativo considerando fatores como: potência, tempo de recarga, tipo de conexão (monofásica ou trifásica), faixa de operação (em Volts) e corrente (em Ampères).

Tabela 3 – Comparativo entre os modos de recarga.

Modo	Potência [kW]	Conexão	Tempo de Recarga	Faixa de Operação	Corrente
Modo 1	Até 3,4 kW	AC-Monofásico/ Trifásico	6-8 horas	250/480 V	Máx 16 A
Modo 2	Até 3,4 kW	AC-Monofásico/ Trifásico	6-8 horas	250/480 V	Máx 32 A
Modo 3	3,7/43 kW	AC-Monofásico/ Trifásico	3-4 horas	250/480 V	Máx 63 A
Modo 4	Maior que 50 kW	DC	20-30 minutos	200/1000 V	Máx 500 A

Fonte: Adaptado de ([ABNT, 2022](#)), ([LIMA, 2023](#)) e ([NEOCHARGE, 2025](#)).

O Modo de Recarga 1 é a opção mais simples entre as disponíveis. A conexão do VE é realizada por meio de uma tomada doméstica comum ou uma tomada industrial, desde que possua aterramento adequado. A alimentação é feita em CA, utilizando um cabo e plugue convencionais, que não incluem funções de controle, como o condutor piloto ou contatos auxiliares. Devido à ausência de mecanismos de segurança definidos, esse modo não atende aos requisitos estabelecidos por normas técnicas em diversos países, sendo amplamente desencorajado e, em muitos casos, proibido conforme ABNT NBR IEC

61851-1:2021 ([Energisa, 2022](#)). A Figura 6 ilustra o esquemático para a recarga no Modo 1.

Figura 6 – Recarga no modo 1.

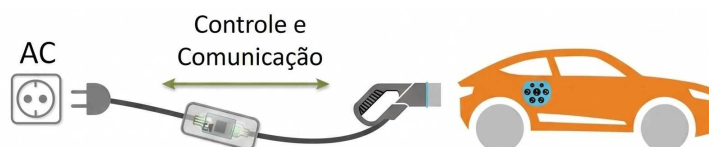


Fonte: Adaptado de ([Deltrix Chargers, 2019](#)).

O Modo de Recarga 2 utiliza o sistema elétrico monofásico e trifásico, sendo normalmente empregado para potências em torno de 3,7 kW. A alimentação do VE é feita por meio de uma tomada doméstica ou industrial de CA, com aterramento adequado. No entanto, diferentemente do Modo 1, esse arranjo conta com um dispositivo de controle e proteção instalado entre a rede elétrica e o veículo, denominado In-Cable Control and Protection Device (IC-CPD), ou Dispositivo de Controle e Proteção Integrado ao Cabo, conforme ilustrado na Figura 7.

Esse dispositivo incorpora as proteções necessárias, além do circuito de controle piloto, responsável por estabelecer a comunicação entre o VE e a estação de recarga. Sua especificação técnica está definida na norma IEC 62752 ([Energisa, 2022](#)).

Figura 7 – Recarga no modo 2.



Fonte: Adaptado de ([Deltrix Chargers, 2019](#)).

O Modo de Recarga 3 é consideravelmente mais rápido e seguro que os modos anteriores, pois utiliza uma estação de recarga dedicada, popularmente chamada de *wallbox*. Conectado ao veículo por um cabo específico, este equipamento gerencia o processo de forma inteligente, alimentando-o com CA. Seus circuitos de comando e proteção integrados garantem a segurança da instalação elétrica e do próprio veículo, otimizando a transferência de energia e evitando picos de consumo na rede ([Energisa, 2022](#)).

A potência de carregamento neste modo varia conforme a infraestrutura e o modelo do veículo, sendo ideal para carros 100% elétricos e híbridos plug-in. Instalações monofásicas podem fornecer até 7,4 kW, enquanto configurações trifásicas permitem atingir até 22 kW, reduzindo drasticamente o tempo de espera. O esquema de funcionamento deste modo é apresentado na Figura 8.

Figura 8 – Recarga no modo 3.



Fonte: Adaptado de (Deltrix Chargers, 2019).

O Modo de Recarga 4, ilustrado na Figura 9, representa a tecnologia de carregamento rápido e ultrarrápido, projetada para minimizar o tempo de parada. A principal diferença técnica deste modo é o fornecimento de energia em CC, enquanto os modos anteriores utilizam CA. Ao usar CC, a estação de recarga externa alimenta a bateria diretamente, sem a necessidade de passar pelo conversor interno do veículo. Isso possibilita o alcance de potências muito superiores, que começam em torno de 50 kW e podem chegar a mais de 350kW.

Na prática, essa alta potência se traduz em um tempo de recarga extremamente curto, permitindo recuperar até 80% da bateria em cerca de 30 minutos. Por isso, as estações de Modo 4 são destinadas ao uso público em locais estratégicos, como rodovias e eletropostos, onde a agilidade é fundamental. Apesar da conveniência, o uso frequente deste modo deve ser evitado no dia a dia, pois o estresse causado pela alta potência pode impactar a vida útil da bateria do veículo.

Figura 9 – Recarga no modo 4.



Fonte: Adaptado de (Deltrix Chargers, 2019).

2.3 Classificação dos Eletropostos por Tipos de Recarga

Os tipos de recarga de VEs estão diretamente relacionados ao tempo necessário para o carregamento da bateria e à potência fornecida pela estação de recarga. De forma geral, podem ser classificados em três categorias: recarga lenta, semirrápida e rápida (Energisa, 2022). A Tabela 4 apresenta alguns modelos de eletropostos lentos (EL) e semirrápidos (ES), enquanto a Tabela 5 apresenta alguns modelos de eletropostos rápidos (ER) disponíveis no mercado.

Tabela 4 – Modelos de eletropostos lentos e semirrápidos utilizados na simulação.

Tipo	Fabricante	Modelo	Potência	V_{in} [V_{CA}]	Plugues
EL	NeoCharge	NC12	3,7kW	120 - 220	1
EL	NeoCharge	NC100	3,7kW	120 - 220	1
ES	NeoCharge	NC5000	7,4kW	220	1
ES	NeoCharge	NC6000	22kW	220	1
ES	NeoCharge	NC4000S	22kW	220	1

Fonte: Adaptado de ([NEOCHARGE, 2025](#))

Tabela 5 – Modelos de estações de recarga rápida.

Fabricante	Modelo	Potência	V_{in}	V_{out}	Plugues
WEG	WEMOB-S-060	60kW	380/480 V_{CA}	150/920 V_{CC}	2
WEG	WEMOB-S-080	80kW	380/480 V_{CA}	150/920 V_{CC}	2
WEG	WEMOB-S-120	120kW	380/415 V_{CA}	150/920 V_{CC}	2
WEG	WEMOB-S-160	160kW	380/415 V_{CA}	150/920 V_{CC}	2
WEG	WEMOB-S-180	180kW	380/415 V_{CA}	150/920 V_{CC}	2
WEG	WEMOB-S-240	240kW	380/415 V_{CA}	150/920 V_{CC}	2

Fonte: Adaptado de ([WEG S/A, 2024](#)).

A recarga lenta, comumente associada ao EL, corresponde aos modos de carregamento 1 e 2. Esse tipo de recarga apresenta potências típicas entre 3,4 kW e 7 kW, com tempos de carregamento que variam aproximadamente entre 6 e 8 horas. Geralmente, é utilizada em ambientes residenciais e em empresas, onde os veículos permanecem estacionados por períodos mais longos ([Energisa, 2022](#)).

A recarga semirrápida, associada ao ES, corresponde ao modo de carregamento 3. Nesse caso, as potências de carregamento variam aproximadamente entre 7,4 kW e 22 kW, com tempo de recarga na faixa de 1 a 4 horas. Esse tipo de infraestrutura é normalmente empregado em locais públicos ou semipúblicos, como vias urbanas, centros comerciais, shopping centers e estacionamentos ([Energisa, 2022](#)).

A recarga rápida, associada ao ER, está relacionada ao modo de carregamento 4. Nesse tipo de carregamento, as potências são superiores a 50 kW, possibilitando tempos de recarga próximos de 30 minutos. Esse tipo de estação é comumente instalado em rodovias,

pontos de táxi e áreas públicas em geral, onde há necessidade de recargas em menor tempo (Energisa, 2022).

2.4 Eclipse SUMO

O *SUMO*, é um pacote de simulação de tráfego de código aberto, projetado para lidar com grandes redes e que inclui um amplo pacote de ferramentas (German Aerospace Center (DLR), 2024b). No contexto desse trabalho, duas dessas ferramentas foram essenciais para estimar o Estado de Carga (SoC, do inglês *State of Charge*) no instante de recarga, por meio da distância percorrida, sendo elas a *activitygen* e a *randomTrips*. A primeira foi utilizada para a obtenção da distância média percorrida pelos VEs de uso particular, as quais subsidiam a estimativa do consumo energético dos VEs que realizaram recargas em ELs e ESs, enquanto a segunda foi empregada para os VEs de uso público, no contexto desse trabalho são os táxis, permitindo a obtenção da distância média percorrida associada ao carregamento rápido. Todo o processo de simulação foi controlado por meio da interface *Traffic Control Interface* (*TraCI*), utilizada em conjunto com a linguagem *Python*.

Um aspecto importante a ser destacado refere-se às limitações do simulador SUMO, que pode apresentar congestionamentos artificiais quando submetido a um elevado número de veículos na simulação. Em razão dessa restrição, optou-se pela realização de duas simulações distintas: a primeira utilizando a demanda de tráfego gerada pela ferramenta *activitygen* e a segunda com a demanda obtida a partir da *randomTrips*.

2.4.1 Activitygen

Essa ferramenta gera uma demanda de tráfego a partir da descrição da população presente em uma região, considerando características demográficas como número de habitantes, domicílios, distribuição etária, taxa de motorização e níveis de emprego. Para isso, utiliza um modelo de tráfego baseado em atividades, contemplando trabalho, escola e lazer, cujos horários de início e término são definidos por distribuições temporais que reproduzem padrões reais de deslocamento diário. A localização das residências, empregos e escolas é distribuída espacialmente na rede viária, influenciando as origens e destinos das viagens. Os meios de transporte suportados incluem deslocamentos a pé, bicicleta, carro e ônibus.

2.4.2 RandomTrips

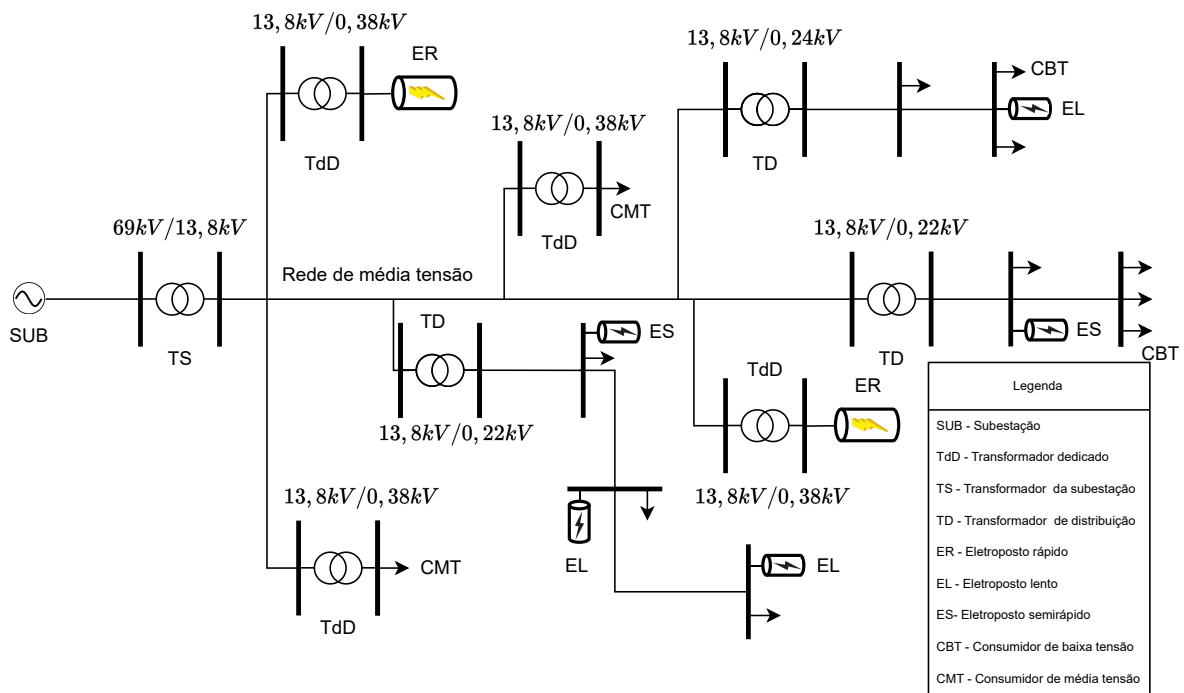
Essa ferramenta gera automaticamente um conjunto de viagens aleatórias para uma rede viária, tanto para carros quanto para pedestres. As origens e destinos das viagens podem ser definidos segundo uma distribuição uniformemente aleatória, na qual todas as vias da rede possuem a mesma probabilidade de serem selecionadas, ou segundo

uma distribuição modificada, que aplica pesos às vias com base em características como localização nas bordas da rede, comprimento, número de faixas ou outros parâmetros. As viagens são distribuídas ao longo de um intervalo de tempo especificado e armazenadas em um arquivo XML compatível com os demais módulos de roteamento do *SUMO*. No contexto deste trabalho, a ferramenta foi utilizada para gerar os clientes para a frota de táxis. A quantidade e a localização dos pontos de operação da frota, por sua vez, foram estimadas com base nas informações disponibilizadas pelo Google Maps para a região de interesse.

3 MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Este capítulo mostra como uma rede elétrica foi modelada no OpenDSS. Neste trabalho, o alimentador foi representado pela rede de média tensão e pela inclusão de componentes como transformadores dedicados e de distribuição, linhas de baixa tensão, cargas e eletropostos lentos, semirrápidos e rápidos. A Figura 10 resume a configuração final da rede modelada.

Figura 10 – Configuração da rede modelada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

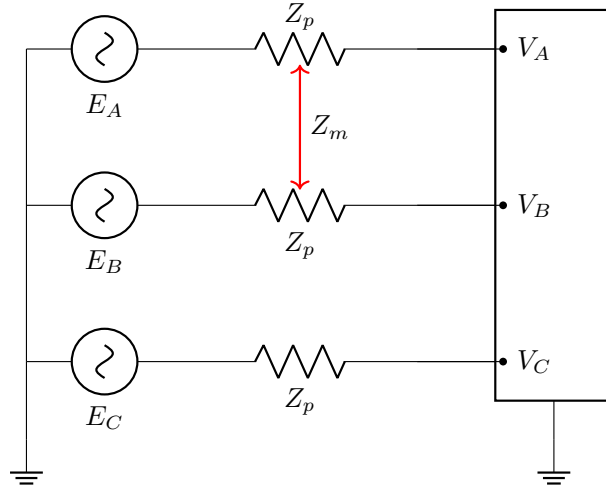
O OpenDSS é uma ferramenta de simulação bastante usada para analisar redes de distribuição de energia. Ele funciona com base em *scripts*, nos quais cada parte do sistema é descrita como um objeto com características próprias. Isso permite montar circuitos elétricos complexos de forma flexível (DUGAN, 2021). A seguir, são apresentados os principais elementos modelados neste trabalho.

3.1 Subestação de Distribuição

A modelagem do alimentador inicia na subestação de distribuição. Para modelar a subestação emprega-se o Teorema de Thévenin, uma técnica fundamental da análise de

circuitos elétricos. Esse método consiste em dois componentes principais que representam todo o sistema elétrico visto dos terminais de entrada do alimentador, sendo uma fonte de tensão equivalente e uma impedância série equivalente. A Figura 11 apresenta a representação esquemática deste circuito, na qual Z_p e Z_m correspondem, respectivamente, às impedâncias próprias e mútuas do transformador da subestação; E_A , E_B e E_C representam as tensões das três fases do gerador; e V_A , V_B e V_C são as tensões nos terminais do barramento da subestação.

Figura 11 – Equivalente de Thévenin da subestação de distribuição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No OpenDSS, a subestação é representada por meio de parâmetros que descrevem suas características elétricas. Entre os principais parâmetros utilizados estão a tensão base (*basekv*) e as potências de curto-circuito trifásica (*MVA_{sc3}*) e monofásica (*MVA_{sc1}*). Dessa forma, torna-se necessário determinar essas grandezas a partir do equivalente elétrico da subestação.

Considerando que as três fontes de tensão do equivalente de Thevenin são simétricas e equilibradas, ou seja, possuem o mesmo módulo e estão defasados entre si de 120° , a queda de tensão (ΔV) nas impedâncias do transformador:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_A \\ \Delta V_B \\ \Delta V_C \end{bmatrix} = \bar{Z} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad \text{com} \quad \bar{Z} = \begin{bmatrix} \bar{z}_p & \bar{z}_m & \bar{z}_m \\ \bar{z}_m & \bar{z}_p & \bar{z}_m \\ \bar{z}_m & \bar{z}_m & \bar{z}_p \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

, por meio da aplicação das Leis de Kirchhoff (KERSTING, 2012).

Aplicando a transformação para componentes simétricas, usando:

$$\bar{Z}_{012} = A^{-1} \bar{Z} A \quad \text{onde} \quad A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad \text{com} \quad \alpha = 1 \angle 120^\circ \quad (3.2)$$

é possível representar as impedâncias dos geradores nesse novo sistema de coordenadas, resultando na forma apresentada por:

$$\bar{Z}_{012} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Z}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{z}_p + 2\bar{z}_m & 0 & 0 \\ 0 & \bar{z}_p - \bar{z}_m & 0 \\ 0 & 0 & \bar{z}_p - \bar{z}_m \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Essa abordagem facilita a análise de sistemas trifásicos equilibrados e desequilibrados, ao separar as componentes de sequência zero (Z_0), positiva (Z_1) e negativa (Z_2) (KERSTING, 2012).

Na simulação, não é necessário que o usuário especifique a matriz de impedâncias para representar a subestação. Basta informar as potências de curto-circuito trifásica (MVA_{sc3}) e monofásica (MVA_{sc1}) nos parâmetros do elemento *Vsource*. Com essas informações, o OpenDSS calcula automaticamente as impedâncias internas correspondentes, representando o comportamento elétrico do ponto de conexão.

Para obter a potência de curto-circuito trifásico ($\bar{S}_{sc3}$), como essas faltas são simétricas, a análise pode ser realizada considerando apenas a sequência positiva. Assim:

$$\bar{S}_{sc3} = \left(\frac{V_L^2}{\bar{Z}_1} \right)^* \quad (3.4)$$

é válida para o cálculo da potência nesse tipo de contingência, onde $\bar{z}_1^*$, é o conjugado da impedância de sequência positiva (KERSTING, 2012). Para este cálculo, a tensão de linha V_L é representado por:

$$V_L = \sqrt{3}E_A \angle 30^\circ \quad (3.5)$$

relacionando-se com a tensão de fase do gerador.

Na análise da potência de curto-circuito monofásico, a potência é calculada por:

$$\bar{S}_{sc1} = 3 \cdot \left(\frac{V_L^2}{\bar{Z}_0 + 2\bar{Z}_1} \right)^* \quad (3.6)$$

que leva em conta a contribuição das componentes de sequência positiva e zero (KERSTING, 2012).

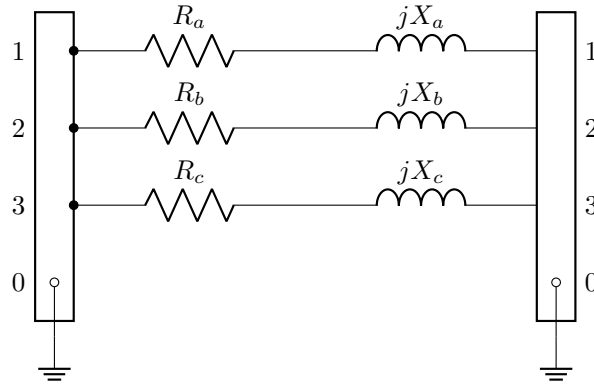
3.2 Linhas de Distribuição

As linhas de distribuição são os elementos da rede responsáveis por transportar a energia elétrica da subestação até os transformadores de distribuição e os consumidores de média e baixa tensão. No OpenDSS, cada trecho de condutor entre dois pontos (barras) do sistema é modelado como um elemento do tipo *Line*. Este elemento é um modelo “*Pi*” de dois terminais, que inclui tanto a impedância série quanto a admitância *shunt* (capacitância) (DUGAN, 2021).

A forma mais explícita de definir uma linha é fornecer diretamente sua matriz de impedância de fase. Esta matriz encapsula as características físicas dos condutores e sua disposição no espaço, sendo composta por resistências próprias e reatâncias próprias e mútuas. Também pode haver resistências mútuas, caso seja empregado a correção de *Carson* (KERSTING, 2012). Considerando que, em áreas urbanas, os trechos de linha são curtos, adota-se neste estudo o modelo de linha curta, no qual as admitâncias *shunt* são desconsideradas, pois possuem efeitos desprezíveis. Tal modelo é representado esquematicamente na Figura 12 e matematicamente por sua matriz de impedância série, conforme:

$$\bar{Z} = R + jX = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 \\ 0 & 0 & R_c \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} X_a & X_{ab} & X_{ac} \\ X_{ab} & X_b & X_{bc} \\ X_{ac} & X_{bc} & X_c \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Figura 12 – Representação de uma linha trifásica curta.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os elementos da diagonal, como R_a e X_a , representam a resistência e a reatância própria da fase A. Os elementos fora da diagonal, como X_{ab} , correspondem à reatância mútua entre as fases, que surge devido ao acoplamento magnético. Esta estrutura matricial é fundamental para modelar com precisão as assimetrias inerentes às redes de distribuição.

Embora seja possível definir diretamente a matriz de impedância, na prática utilizam-se métodos que simplificam esse processo, baseando-se em bibliotecas de dados ou na geometria da linha. Os principais métodos são:

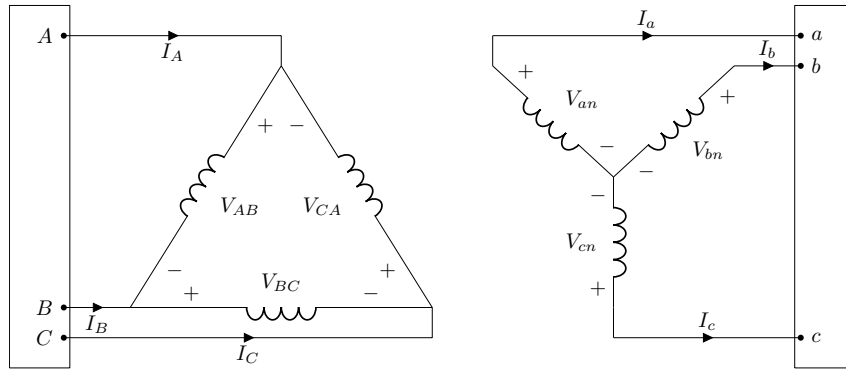
- **Uso de Códigos de Linha (*LineCode*):** Método mais comum, em que se utiliza um código com os parâmetros elétricos do cabo, como Z_1 e Z_0 , bastando referenciá-lo e informar o comprimento da linha.
- **Uso de Geometria da Linha (*LineGeometry*):** Aplicado em configurações não padronizadas, permite definir as posições dos condutores e o tipo de cabo. O OpenDSS calcula a matriz de impedância a partir dessas informações geométricas.

Para representar as impedâncias das linhas no OpenDSS, é necessário fornecer apenas os elementos da diagonal inferior da matriz de impedância apresentada em (3.7). Entretanto, neste estudo, optou-se por utilizar o recurso *LineCode*.

3.3 Transformadores

Os transformadores são os componentes da rede de distribuição responsáveis pela adequação dos níveis de média tensão (MT) para baixa tensão (BT). Para a simulação computacional, as características físicas e eletromagnéticas do transformador são representadas por meio de um modelo matemático. A Figura 13 ilustra o circuito elétrico de um transformador trifásico conexão $\Delta - Y$ (delta-estrela).

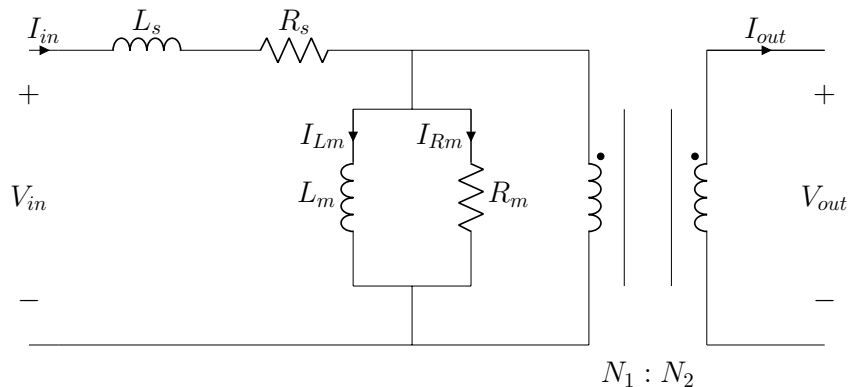
Figura 13 – Representação de um transformador trifásico conexão $\Delta - Y$.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a caracterização de seus parâmetros elétricos, utiliza-se o circuito monofásico equivalente, mostrado na Figura 14. Este modelo é uma ferramenta analítica padrão que representa o comportamento de cada fase do transformador e permite a incorporação de dados de ensaios de fábrica (dados de placa) no ambiente de simulação (UMANS, 2014).

Figura 14 – Circuito equivalente monofásico do transformador.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Entre os principais parâmetros representados nesse modelo destacam-se:

- **Relação de transformação** (N_1/N_2): Define a razão entre o número de espiras dos enrolamentos primário e secundário, determinando a relação entre as tensões nos dois lados do transformador.
- **Resistência de magnetização** (R_m): Modela as perdas no núcleo magnético, incluindo perdas por histerese e por correntes de Foucault.
- **Resistência série** (R_s): Representa as perdas ôhmicas (efeito Joule) nos enrolamentos.
- **Indutância série** (L_s): Modela a indutância de dispersão associada ao fluxo magnético que não se confina ao núcleo.
- **Indutância de magnetização** (L_m): Representa a indutância necessária para magnetizar o núcleo do transformador.
- **Corrente de perdas no ferro** (I_{Rm}): Corrente associada às perdas no núcleo magnético do transformador;
- **Corrente de magnetização** (I_{Lm}): Corrente responsável por magnetizar o núcleo;
- **Correntes do primário e secundário** (I_{in} e I_{out}): Correntes que circulam no enrolamento primário e no enrolamento secundário do transformador.
- **Tensões do primário e do secundário** (V_{in} e V_{out}): Representam, respectivamente, a tensão aplicada ao enrolamento primário e a tensão induzida no enrolamento secundário do transformador.

Com base no modelo conceitual, os parâmetros essenciais para a definição de um transformador no software *OpenDSS* são os seguintes:

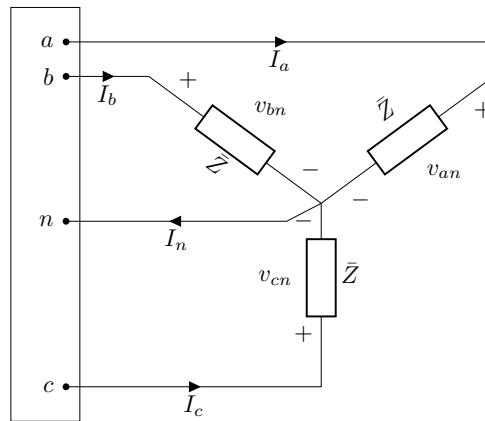
- **Potência Nominal**: Capacidade do transformador, geralmente expressa em kVA.
- **Número de Enrolamentos e Conexões**: Define se o transformador possui dois ou mais enrolamentos e como eles estão conectados (por exemplo: *Delta*, *Estrela Aterrada*, *Estrela Isolada*).
- **Tensão Nominal de Cada Enrolamento**: Tensões para as quais o primário e o(s) secundário(s) foram projetados.
- **Percentual de Perdas em Carga** ($P_{CC} \%$): Corresponde às perdas Joule nos enrolamentos, obtidas a partir do ensaio de curto-circuito. Esse parâmetro está diretamente relacionado à resistência série equivalente R_s .

- **Percentual de Perdas em Vazio (P_0 %):** Refere-se às perdas no núcleo de ferro do transformador, obtidas a partir do ensaio de circuito aberto. Representa perdas por histerese e correntes parasitas, associado a R_m .
- **Corrente de Magnetização (%imag):** Corrente, em percentual da corrente nominal, necessária para magnetizar o núcleo. Este valor é utilizado na representação do ramo paralelo (L_m) do modelo equivalente.
- **Reatância Equivalente (X_{HL} %):** Representa a reatância de dispersão entre os enrolamentos de alta e baixa tensão, relacionado a indutância de dispersão L_s .

3.4 Cargas

As cargas representam o ponto final do sistema de distribuição, correspondendo ao consumo de energia elétrica por parte dos consumidores residenciais, comerciais e industriais. Na simulação, cada unidade consumidora ou grupo de consumidores é modelado por meio do elemento *Load* no *OpenDSS*. Esse elemento é representado, fundamentalmente, como uma impedância ou uma fonte de corrente que consome potência do sistema. A Figura 15 ilustra uma carga trifásica conectada em estrela aos terminais de baixa tensão do sistema.

Figura 15 – Representação de uma carga trifásica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Diferentemente de outros componentes, as cargas não possuem um comportamento elétrico fixo. O consumo de potência pode variar em função do nível de tensão em seus terminais. O *OpenDSS* permite representar essa característica por meio de diferentes modelos matemáticos, os principais modelos disponíveis são:

- **Modelo de Potência Constante (P e Q constantes):** A carga consome uma potência ativa (P_n) e reativa (Q_n) constantes, independentemente das variações de tensão (KERSTING, 2012). Neste modelo, $\dot{V}^*$ representa o conjugado da tensão

($\dot{V}_n^* = |V_n| \angle -\delta$) no ponto da carga e S_n^* o conjugado da potência complexa nominal ($\dot{S}_n^* = |S_n| \angle -\theta$), assim:

$$\dot{I} = \frac{S_n^*}{\dot{V}_n^*} = \frac{P_n - jQ_n}{\dot{V}_n^*} = \frac{|S_n|}{|V_n|} \angle \delta - \theta = |I| \angle \alpha \quad (3.8)$$

- **Modelo de Corrente Constante (I constante):** Uma carga modelada como corrente constante, mantém o módulo e o ângulo (com relação a tensão aplicada) da corrente consumida constante, independente da tensão aplicada. O cálculo das correntes é realizado, inicialmente, utilizando a mesma equação do modelo de potência constante (3.8). Posteriormente, apenas o ângulo das correntes é atualizado, caso haja uma variação no ângulo δ da tensão aplicada, de modo que o fator de potência da carga permaneça constante (KERSTING, 2012). Assim:

$$\dot{I} = |I| \angle (\delta - \theta) \quad (3.9)$$

- **Modelo de Impedância Constante (Z constante):** Uma carga modelada como impedância constante mantém sua impedância constante independente da tensão aplicada. Neste modelo, a impedância da carga é calculada inicialmente com base na potência complexa e na tensão nominal aplicada à carga (KERSTING, 2012). Essa impedância permanece constante ao longo da análise:

$$Z = \left(\frac{V_n^2}{S_n^*} \right) = \left| \frac{V_n}{S_n^*} \right| \angle \theta = |Z| \angle \theta \quad (3.10)$$

depois, são calculadas as correntes consumidas pela carga para qualquer tensão aplicada, em função da impedância, que permanece constante:

$$\dot{I} = \left(\frac{V_n}{Z} \right) = \frac{|V_n|}{|Z|} \angle (\delta - \theta) = |I| \angle \alpha \quad (3.11)$$

- **Modelo Composto (ZIP):** Combina os três modelos anteriores em proporções definidas pelo usuário. Aqui, P_o e Q_o são as potências ativa e reativa no ponto de operação de referência, V é a tensão no ponto da carga, V_o a tensão de referência (nominal), e α , β , γ são os coeficientes que ponderam as parcelas de impedância constante, corrente constante e potência constante (VISCONTI, 2010), respectivamente:

$$P = P_o \left[\alpha_{Z_p} \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + \beta_{I_p} \left(\frac{V}{V_o} \right) + \gamma_{P_p} \right] \quad (3.12)$$

$$Q = Q_o \left[\alpha_{Z_q} \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + \beta_{I_q} \left(\frac{V}{V_o} \right) + \gamma_{P_q} \right] \quad (3.13)$$

os parâmetros devem obedecer à restrição:

$$\alpha + \beta + \gamma = 1 \quad (3.14)$$

garantindo que a soma das parcelas não ultrapasse 100% do modelo de carga.

Para caracterizar adequadamente uma carga no *OpenDSS*, são necessárias as seguintes informações:

- **Potência Ativa (kW) e Fator de Potência (FP):** Define o consumo ativo da carga e sua relação com a potência reativa. Alternativamente, pode-se fornecer a potência aparente (kVA).
- **Tensão Nominal (kV):** Tensão para a qual a carga foi projetada para operar.
- **Número de Fases e Tipo de Conexão:** Informa se a carga é monofásica, bifásica ou trifásica, além da forma de conexão (por exemplo, estrela ou delta).
- **Modelo de Carga:** Especifica como a potência consumida pela carga responde às variações de tensão (Potência Constante, Corrente Constante, Impedância Constante ou ZIP).

Neste trabalho, inicialmente foi adotado o modelo ZIP para representar as cargas dos consumidores. Entretanto, durante as simulações, esse modelo apresentou frequentes problemas de convergência do fluxo de potência. Dessa forma, optou-se por representar todos os consumidores de baixa tensão por meio do modelo de impedância constante (*Model=2*), que proporciona maior estabilidade numérica ao processo de solução do *OpenDSS*. Já os consumidores conectados em média tensão permaneceram representados pelo modelo ZIP, uma vez que não apresentaram problemas de convergência.

3.5 Elemento Storage

No *OpenDSS*, o elemento *Storage* é utilizado para representar dispositivos de armazenamento de energia, como baterias. Esse elemento permite simular tanto a carga quanto a descarga da bateria ao longo do tempo, possibilitando análises do comportamento de sistemas que utilizam fontes de energia armazenada. No contexto deste trabalho, o *Storage* foi utilizado para modelar os eletropostos de carregamento rápido, semirrápido e lento, uma vez que esses dispositivos funcionam como cargas controladas, com perfis de demanda definidos ao longo do tempo, permitindo avaliar seu impacto na rede de distribuição simulada.

Para gerenciar seu comportamento, o elemento *Storage* opera em três estados principais, conforme descrito na documentação oficial do *OpenDSS* ([DUGAN, 2021](#)):

- **Carga:** Neste estado, o dispositivo drena energia da rede para carregar sua bateria. A potência de carga é definida pela propriedade *charge*.
- **Descarga:** Neste estado, o dispositivo injeta a energia armazenada de volta na rede. A potência de descarga é controlada pela propriedade *discharge*.

- **Isolado:** Neste estado, o dispositivo não está carregando nem descarregando. Ele permanece conectado à rede, mas com uma transferência de potência praticamente nula, consumindo apenas uma pequena energia de manutenção.

Para representar os eletropostos, o elemento foi usado no modo de carga. Ao configurar o Storage com a propriedade *dispmode=follow*, o OpenDSS gerencia o estado automaticamente com base no sinal do multiplicador fornecido pelo *Loadshape*: um multiplicador negativo força o estado para *CHARGING*, um multiplicador positivo para *DISCHARGING*, e um multiplicador nulo para *IDLING*.

O fluxo de energia interna e as perdas associadas a esse elemento durante o estado de carga são representados por:

$$P_{\text{perdas-totais}}(t) = P_{\text{in}}(t) - (P_{\text{in}}(t) \cdot \eta_{\text{inv}} - P_{\text{idl}}) \cdot \eta_{\text{ch}} \quad (3.15)$$

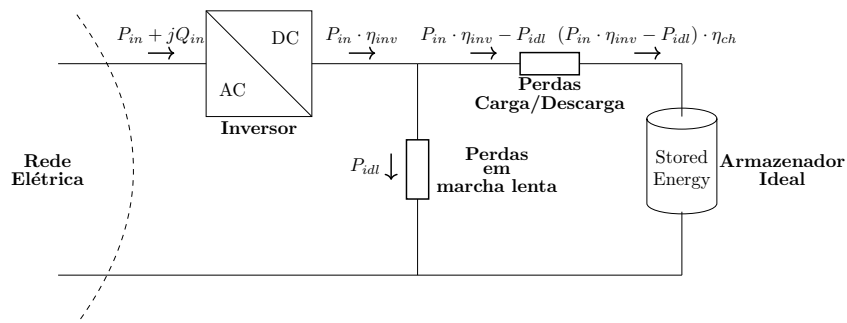
$$P_{\text{efetiva}}(t) = P_{\text{in}}(t) - P_{\text{perdas-totais}}(t) \quad (3.16)$$

$$E_{\text{arm}}(t + \delta t) = E(t) + P_{\text{efetiva}}(t) \cdot \delta t \quad (3.17)$$

A Figura 16 ilustra o diagrama do circuito equivalente do *Storage* nesse estado. Os parâmetros representados são:

- $P_{\text{in}}[t]$: potência fluindo da rede para o armazenamento no instante t ;
- P_{idl} : perdas constantes em marcha lenta;
- $\eta_{\text{inv}}[t]$: eficiência do inversor no instante t ;
- η_{ch} : eficiência de carga;
- η_{dch} : eficiência de descarga;
- $E_{\text{arm}}(t + \delta t)$ representa a energia armazenada atualizada no passo de tempo δt .

Figura 16 – Circuito equivalente do elemento *storage* no estado de carga.



Fonte: Adaptado de (EPRI, 2024).

3.6 Fluxo de Potência no OpenDSS

O OpenDSS foi projetado para simular o fluxo de potência em sistemas de distribuição, especialmente os que apresentam uma topologia radial. No entanto, ele se diferencia de outros solucionadores de circuitos radiais por possuir a capacidade de analisar sistemas interligados (em malha) com a mesma facilidade que sistemas radiais. O *software* foi desenvolvido pensando no uso por concessionárias de distribuição, incluindo aplicações que abrangem também sistemas de subtransmissão e transmissão ([DUGAN, 2021](#)).

Os dois tipos básicos de solução de fluxo de potência são:

- Fluxo de potencia iterativo;
- Fluxo de potencia direto.

No fluxo de potência iterativo, os elementos não lineares e os geradores são tratados como fontes de injeção de corrente. Atualmente, o OpenDSS utiliza dois algoritmos principais para resolver esse tipo de fluxo de potência, sendo eles:

- Modo de injeção de corrente "Normal" (padrão);
- Modo "Newton".

4 METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO

Inicialmente, foi escolhido um alimentador de distribuição real para modelar no *software OpenDSS*. Para isso, utilizaram-se os dados da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), disponibilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A conversão desses dados para o formato compatível com o *OpenDSS* envolveu duas etapas principais: primeiramente, os arquivos da BDGD foram lidos por meio do *software Geographic Information System (QGIS)*, um sistema de informação geográfica (SIG) de código aberto utilizado para visualização, manipulação e análise de dados geoespaciais, e exportados em formato de planilhas Excel. Em seguida, foi aprimorado um *script* em *MATLAB*, baseado no trabalho de (Silva, Henrique da, 2022), que processou essas planilhas e as converteu para a linguagem utilizada pelo *OpenDSS*.

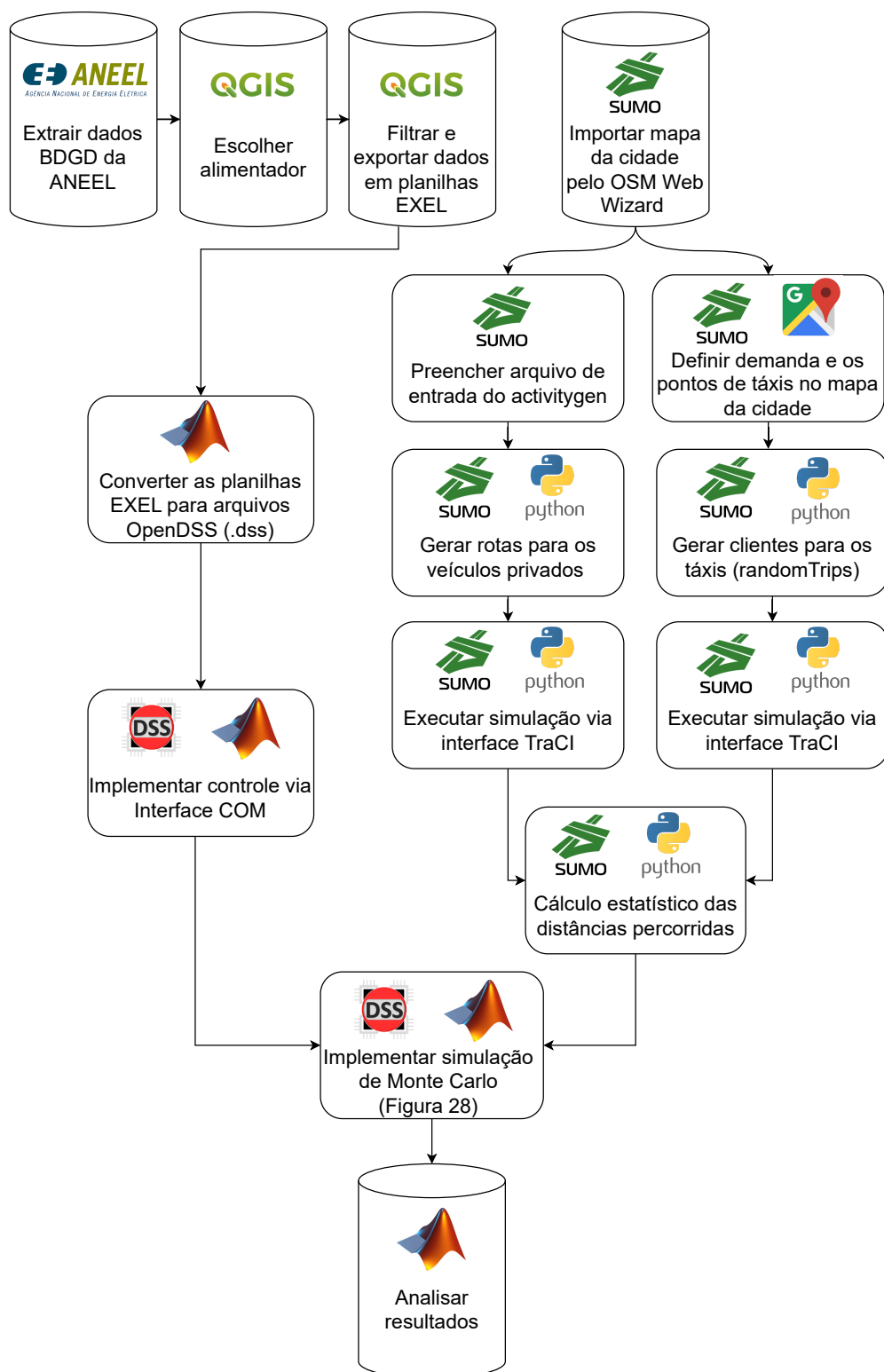
A etapa seguinte consistiu na modelagem do tráfego de veículos no *software Eclipse SUMO*, com o objetivo de extrair as distâncias médias diárias percorridas por veículos de uso particular e por veículos de uso público (táxis). Essas distâncias estão diretamente associadas à estimativa do consumo energético dos VEs.

Com o alimentador modelado e as distâncias médias obtidas, o próximo passo consistiu na aplicação de simulações baseadas no método de Monte Carlo. A Figura 17 apresenta a sequência de etapas desenvolvidas neste trabalho, o processo contempla a integração entre a simulação de mobilidade urbana e a modelagem da rede elétrica do sistema.

4.1 Modelagem do Alimentador Escolhido

O primeiro passo para a realização do trabalho foi obter os dados do sistema de distribuição da concessionária em formato de arquivo GDB. Para a abertura e tratamento desses dados, utilizou-se o *software QGIS*, que apresenta as informações geográficas das rotas dos alimentadores. Para extrair os dados do QGIS para as planilhas, foi necessário aplicar filtros baseados no código do alimentador escolhido. Dessa forma, apenas os dados correspondentes a esse alimentador foram transferidos. As camadas filtradas e exportadas estão descritas na Tabela 6.

Figura 17 – Fluxograma das etapas do método de co-simulação adotado



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 6 – Camadas e filtros.

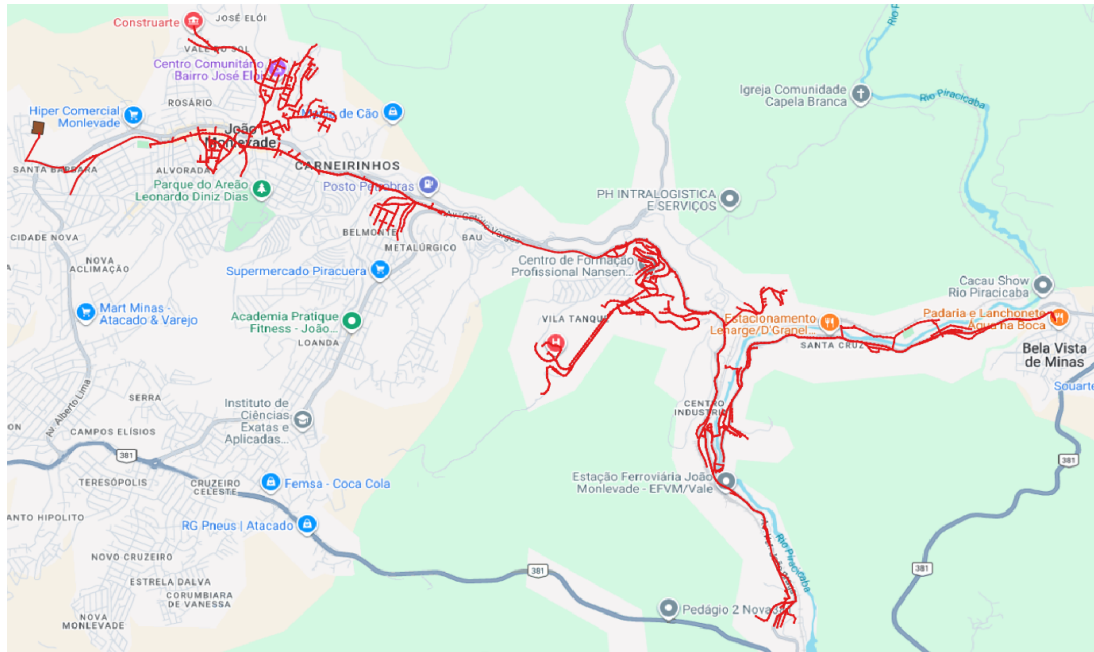
Sigla	Descrição da camada	Filtro
SUB	Cada feição desta entidade representa a área geográfica que delimita o espaço físico ocupado por uma determinada subestação de interesse	COD ID
PIP	Cada registro desta entidade representa a informação de um ponto de iluminação pública existente no sistema de distribuição.	CTMT
SSDBT	Cada feição desta entidade representa o traçado de um segmento de rede de distribuição em nível de baixa tensão entre duas estruturas de suporte da rede.	CTMT
SSDMT	Cada feição desta entidade representa o traçado de um segmento de rede de distribuição em nível de média tensão entre duas estruturas de suporte da rede.	CTMT
UCBT	Cada feição desta entidade representa a localização da unidade consumidora ou ponto de conexão com tensão de fornecimento em baixa tensão existente no sistema de distribuição.	CTMT
UCMT	Cada feição desta entidade representa a localização da unidade consumidora ou ponto de conexão com tensão de fornecimento em média tensão existente no sistema de distribuição.	CTMT
UNTRMT	Cada feição desta entidade representa a localização de uma unidade de transformação em média tensão instalada no sistema de distribuição.	CTMT
SEGCON	Cada registro desta entidade representa um arranjo de condutores de um trecho de rede existente no sistema de distribuição.	-
CTMT	Cada registro desta entidade representa um circuito de média tensão existente no sistema de distribuição.	-
EQTRMT	Cada registro desta entidade representa um equipamento transformador de média tensão instalado no sistema de distribuição e compõe a entidade unidade transformadora de média tensão.	-

Fonte: Adaptado de ((ANEEL), 2021).

O estudo de caso deste trabalho foi realizado no alimentador de distribuição “JMLT308”, apresentado na Figura 18, localizado na área urbana de João Monlevade.

Este alimentador foi selecionado por abranger uma área representativa do sistema de distribuição local, atendendo a um total de 14 bairros com perfis de consumo diversificados.

Figura 18 – Percurso do Alimentador JMLT308 na cidade de João Monlevade.



Fonte: Adaptado de ANEEL, QGIS e Google Maps.

Entre as áreas atendidas, os bairros Carneirinhos e Centro Industrial destacam-se por apresentarem predominância de atividades comerciais e industriais, enquanto as demais localidades possuem perfil majoritariamente residencial. Essa diversidade no perfil de consumo confere ao alimentador elevada relevância no fornecimento de energia do município, tornando-o um objeto de estudo adequado para a análise dos impactos decorrentes da inserção de novas cargas, como as estações de recarga de veículos elétricos.

4.2 Modelagem do Tráfego de Veículos no SUMO

O principal objetivo desta etapa, conforme mencionado na Seção 2.4, foi obter as distâncias médias percorridas por veículos de uso particular e por veículos de uso público. Para isso, inicialmente é necessário importar o mapa da região de interesse e, em seguida, gerar as rotas utilizando as ferramentas *activitygen* e *randomTrips*, em seguida, executar a simulação por meio da interface *TraCI*, a fim de registrar individualmente as distâncias percorridas por cada veículo na simulação. A Tabela 7 resume os principais parâmetros de entrada e saída na modelagem de tráfego no SUMO.

Tabela 7 – Principais parâmetros de entrada e saída da modelagem de tráfego no SUMO.

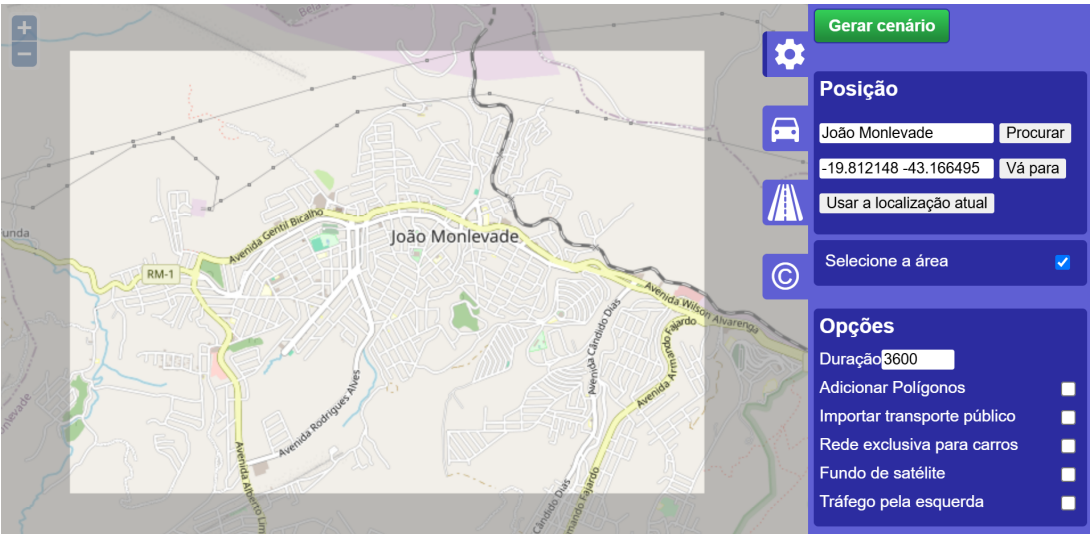
Tipo	Parâmetros
Entradas	Mapa viário de João Monlevade, número de habitantes, número de domicílios, distribuição etária da população, horários de trabalho, escola e lazer, localização de áreas residenciais e polos de emprego, quantidade e localização dos pontos de táxi e número de táxis
Saídas	Média e desvio-padrão das distâncias percorridas pelos veículos de uso particular e pelos veículos de uso público.

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.1 Definição do Cenário de Trafego no SUMO

Inicialmente, foi construído o cenário de tráfego no SUMO, utilizando o mapa da cidade de João Monlevade. Para importar o mapa da cidade, foi utilizada a ferramenta OSM Web Wizard, um recurso disponível na documentação oficial do SUMO ([German Aerospace Center \(DLR\), 2024b](#)). Este assistente *web* permite selecionar uma área geográfica específica a partir do OpenStreetMap e gerar automaticamente não apenas as ruas e cruzamentos, mas também um fluxo de tráfego de base, incluindo carros e ônibus. Essa funcionalidade acelera a criação do cenário inicial, que posteriormente pode ser visualizado e refinado na interface gráfica (GUI) do *software* para atender aos objetivos específicos do estudo. A Figura 19 representa uma breve ilustração do processo.

Figura 19 – Seleção da malha urbana georreferenciada de João Monlevade-MG para exportação de dados pelo OSM Web Wizard.



Fonte: Adaptado de ([German Aerospace Center \(DLR\), 2024b](#)).

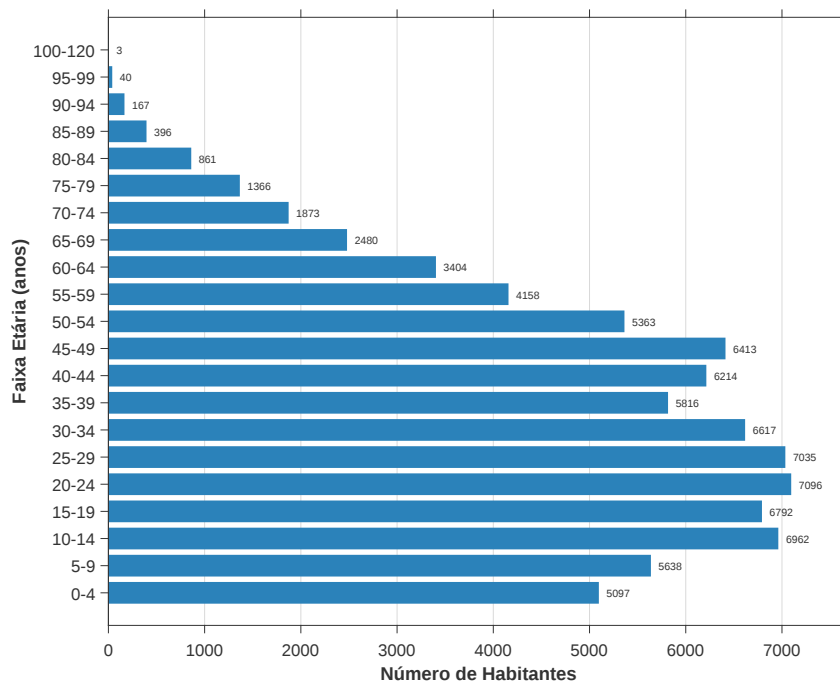
4.2.2 Implementação das Rotas

Com o cenário viário construído, esta etapa consistiu na geração das rotas dos veículos, com o objetivo de registrar os deslocamentos diários e subsidiar o cálculo das distâncias médias percorridas, as quais servem de base para a estimativa do consumo energético da frota. A seguir, apresenta-se a metodologia empregada para a criação dos fluxos de mobilidade dos veículos de uso privado e da frota de uso público (táxis), bem como os resultados estatísticos obtidos.

4.2.2.1 Uso Privado

Para obter as distâncias médias utilizadas na estimativa do consumo de energia dos VEs de uso privado consiste no preenchimento do arquivo de entrada da ferramenta *activitygen*. Para isso, alguns dos principais parâmetros de entrada como número de habitantes (83.791) e a faixa etária da população ilustrada na Figura 20, foram estimados a partir de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) ([Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2025](#)). O número de domicílios (25.240) foi estimado com base na publicação Estimativa do Número de Domicílios por Tipo de Domicílio ([Observatório do Trabalho do Estado de Minas Gerais; DIEESE, 2024](#)).

Figura 20 – Estimativa da população de João Monlevade por faixa etária.



Fonte: Adaptado de ([Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2025](#)).

Outras informações, como os horários de início e término das atividades de lazer, escola e trabalho, foram parametrizadas com base em dados observados no Google Maps, bem como na identificação das vias com maior concentração de áreas residenciais e polos de emprego, utilizadas para configurar a distribuição espacial da demanda no modelo.

Um dos parâmetros de entrada da ferramenta que se mostrou pouco relevante para o objetivo deste estudo foi o número de carros nas ruas, diretamente associado à taxa de carros por adulto. Considerando que devido a quantidade de carros, o *SUMO* pode apresentar problemas de congestionamento durante a simulação, o que pode influenciar os resultados, e que o objetivo desta etapa é apenas obter as distâncias médias percorridas pelos veículos, optou-se por não utilizar a taxa real de carros por adulto.

Essa decisão baseia-se no fato de que a análise busca apenas a média das distâncias percorridas pelo conjunto de veículos. Assim, o número absoluto de carros nas ruas não compromete os resultados finais. Na Tabela 8 são apresentados os resultados obtidos para diferentes taxas de carros por adulto. Como pode ser observado, os valores das distâncias médias permaneceram próximos entre si.

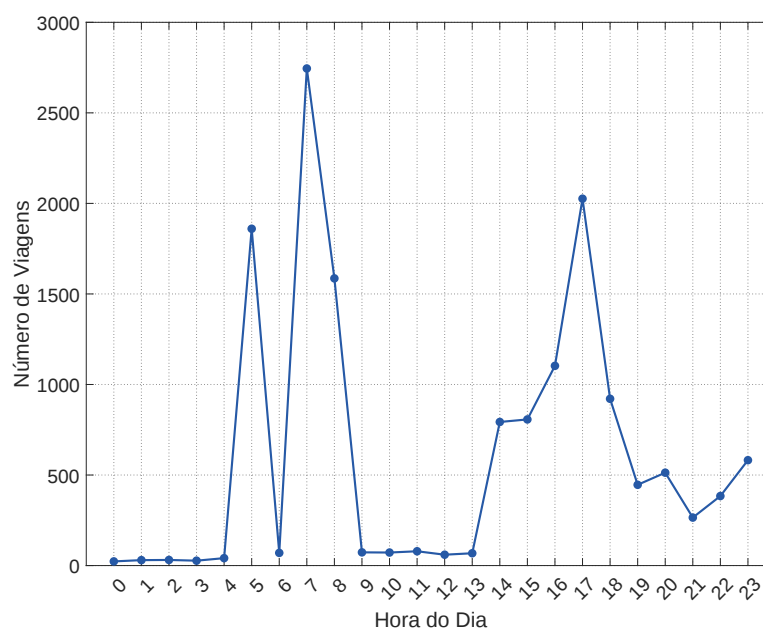
Tabela 8 – Distância média percorrida para diferentes taxas de carros por adulto

Taxa de carros por adulto	Média (km)	Desvio Padrão (km)
5%	14,33	7,88
7%	14,29	7,82
12%	14,86	7,20

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como resultado, para uma taxa de 12% de carros por adulto, foram geradas 14.605 viagens, considerando todos os modos de transporte produzidos pela ferramenta. A distribuição dessas viagens ao longo do dia, está apresentada na Figura 21.

Figura 21 – Distribuição das viagens ao longo do dia geradas pela *activitygen*.



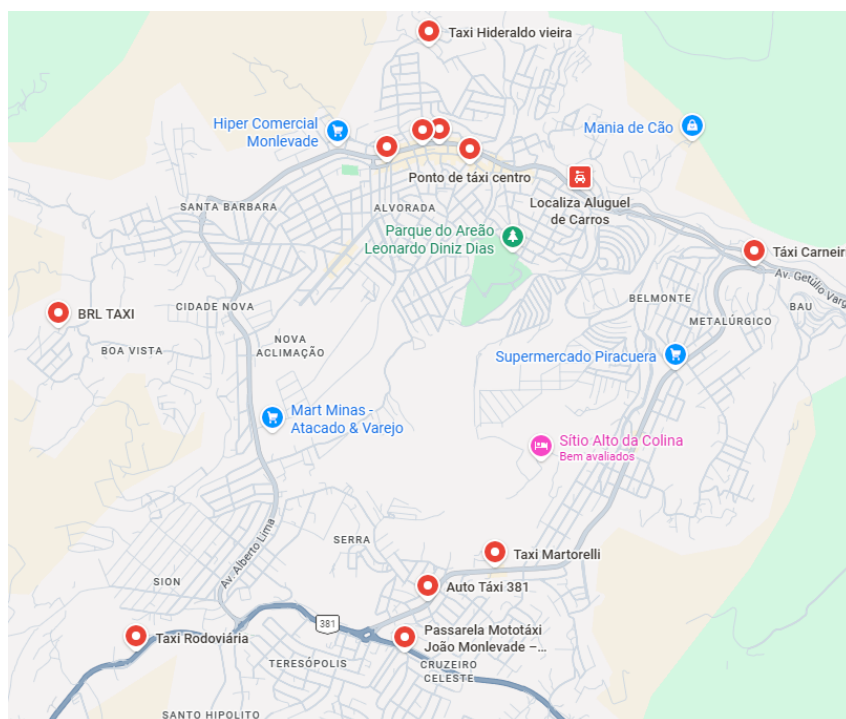
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2.2 Uso Público

Para a geração dos clientes da frota de táxi, observa-se que a ferramenta *randomTrips* não cria automaticamente passageiros para esse tipo de serviço. Assim, foi necessário converter as viagens originalmente geradas para pedestres em clientes potenciais para os táxis (conversão explicada no Anexo C.4).

A definição da frota foi baseada em informações do Google Maps referentes à quantidade e à localização dos pontos de táxi, conforme ilustrado na Figura 22. Com base nesses dados, foram alocados 6 táxis em cada um dos 11 pontos identificados, totalizando 66 veículos para atender a 845 clientes gerados pela ferramenta *randomTrips*.

Figura 22 – Distribuição dos pontos de taxis na cidade de João Monlevade.



Fonte: Google Maps.

4.2.2.3 Resultados Estatísticos das Simulações de Tráfego

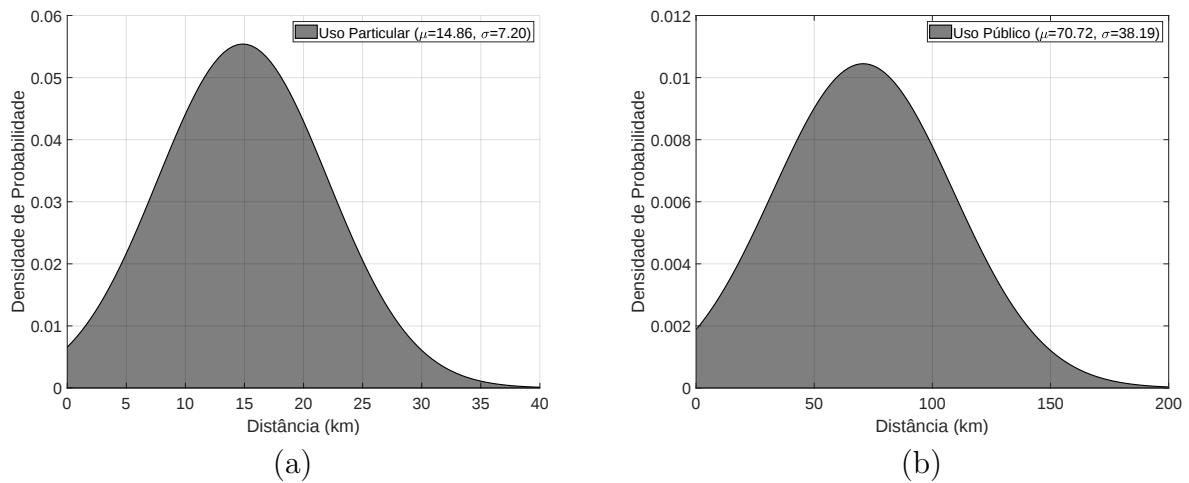
Os resultados finais obtidos para o cálculo das distâncias médias percorridas pelos dois grupos de veículos, transporte privado e transporte público, estão apresentados na Tabela 9. Aplicando a (4.1) (explicado na seção 4.3.1), obteve-se a curva de densidade de probabilidade das distâncias percorridas por esses dois grupos, a qual está representada na Figura 23. Conforme esperado, os veículos de uso público tendem a percorrer maiores distâncias que os de uso particular, o que resulta em um maior consumo de energia e, conseqüentemente, em diferentes demandas de recarga.

Tabela 9 – Dados estatísticos obtidos por meio das simulações no SUMO.

Grupo	Média (km)	Desvio padrão (km)
Privado	14,86	7,20
Público	70,72	38,19

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 23 – (a) Densidade de probabilidade para as distâncias percorridas pelos veículos de uso particular (b) Densidade de probabilidade para as distâncias percorridas pelos veículos de uso público.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 Modelagem Probabilística da Demanda de Recarga de VEs

Esta seção apresenta o método utilizado para estimar a demanda de recarga dos VEs, incluindo os parâmetros de início da recarga, estado de carga inicial e duração da recarga, bem como o método de balanço de potência empregado para estimar a demanda dos eletropostos de recarga rápida. Por fim, descreve-se a aplicação da simulação de Monte Carlo no contexto deste trabalho, por meio da Interface COM (*Component Object Model*), que permite ao *MATLAB* monitorar e controlar a simulação de fluxo de potência executada pelo *OpenDSS*.

4.3.1 Modelagem do Horário de Início de Recarga, Estado de Carga Inicial e Duração de Recarga

No processo de recarga de VEs, tanto o horário de início quanto a duração da recarga dependem diretamente do comportamento dos usuários, o qual é aleatório. Por esse motivo, na modelagem desses parâmetros, adotam-se funções densidade de probabilidade (PDFs) (LIMA, 2023; TORQUATO et al., 2022).

Para representar a aleatoriedade do instante de início de recarga, considerando que cada tipo de eletroposto apresenta um comportamento distinto, a distribuição probabilística

gaussiana, também conhecida como distribuição normal, é utilizada para esse caso (LIMA, 2023). A distribuição normal descreve como uma faixa de valores contínuos se distribui em torno de uma média (μ), com a dispersão definida pelo desvio-padrão (σ), sendo matematicamente representada por:

$$f(x | \mu, \sigma^2) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (4.1)$$

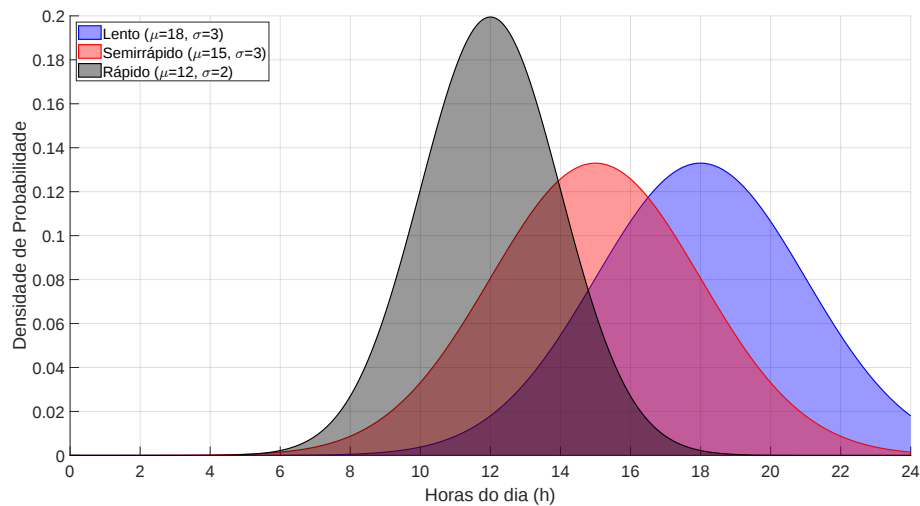
Partindo do pressuposto de que os ELs são utilizados predominantemente ao final do dia, período em que as pessoas normalmente retornam do trabalho, adota-se uma hora média de início de recarga de 18:00 horas, com desvio-padrão de 3 horas.

Para os ESs, considera-se uma hora média de 15:00 horas (horário arbitrado com base em (LIMA, 2023)), mantendo-se o mesmo desvio-padrão, uma vez que esse tipo de carregamento é comumente utilizado em shoppings, supermercados e áreas de lazer, no qual as pessoas ficam tempo suficiente para recuperar boa parte da autonomia dos VEs.

Por fim, para os ERs, assume-se uma hora média de 12:00, com desvio-padrão de 2 horas, pois se parte do pressuposto de que o carregamento rápido é realizado principalmente por veículos elétricos que percorrem longas distâncias ao longo do dia (como os táxis), sendo portanto mais provável que a recarga ocorra no horário de almoço.

A Figura 24, representa a curva de densidade de probabilidade para o horário de início de recarga dos VEs para os 3 tipos de recarga.

Figura 24 – Densidade de probabilidade do horário de início de recarga dos VEs para os diferentes tipos de recarga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Após a conexão do VE à rede elétrica, o próximo parâmetro a ser definido é a duração da recarga, a qual está diretamente relacionada ao SoC. Esse estado, por sua vez, depende da distância percorrida pelo veículo. Assim como adotado em (TORQUATO et al., 2022), outros trabalhos na literatura utilizaram uma função densidade de probabilidade (PDF) do tipo distribuição normal (4.1) para modelar a distância percorrida “ m ” ao longo

dia, e dessa forma estimar o SoC inicial por meio de:

$$SoC_i = \begin{cases} \frac{R-m}{R}, & 0 \leq m \leq R \\ 0, & m > R \end{cases} \quad (4.2)$$

em que R representa a autonomia do veículo elétrico. A principal diferença deste estudo em relação a esses trabalhos, reside no fato de que os parâmetros da distribuição (média e desvio-padrão) não foram arbitrados, mas sim estimados com maior precisão com base nos dados de tráfego simulados no software Eclipse SUMO.

Por fim, a duração de recarga é estimada por:

$$D = \frac{C(SoC_{max} - SoC_i) + 2C(1 - SoC_{max})}{P} \quad (4.3)$$

em que SoC_{max} representa o estado de carga no qual o carregador muda de modo (reduzindo a potência fornecida à bateria), SoC_i é o estado de carga no início da recarga, C é a capacidade da bateria do VE em kWh e P é a potência do carregador (TORQUATO et al., 2022).

(4.3) é aplicável apenas a eletropostos lentos e semirrápidos, pois parte do pressuposto de que cada ponto de recarga atende um único VE por vez, de modo que toda a potência nominal do carregador é dedicada exclusivamente a esse VE.

Entretanto, (4.3) não é válida para eletropostos rápidos, uma vez que estes podem atender múltiplos VEs simultaneamente, compartilhando uma potência total limitada do posto entre diferentes conectores. Nessa situação, a potência entregue a cada veículo não é fixa nem necessariamente igual, dependendo tanto da potência máxima solicitada por cada VE quanto da potência total disponível no eletroposto.

Dessa forma, a demanda de potência de eletropostos rápidos é estimada por meio de uma simulação temporal discreta, com resolução de um minuto, na qual são modelados: a chegada estocástica dos VEs (4.1), o estado inicial de carga (4.2), a ocupação dos conectores e o processo de balanceamento de potência (4.4) e (4.5) quando há mais de um VE carregando simultaneamente em um mesmo posto.

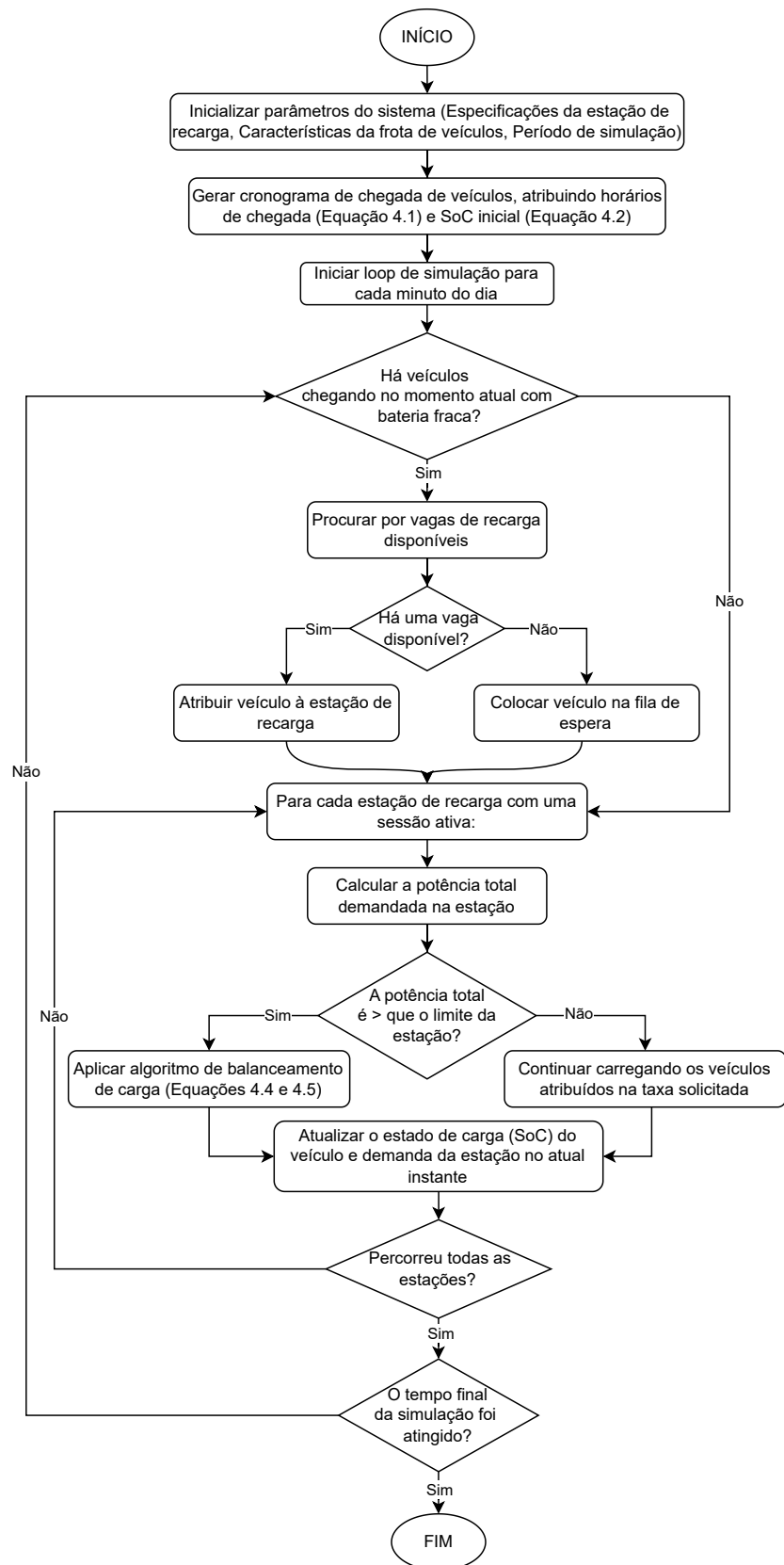
A ideia central do modelo está representado na Figura 25, no qual consiste na aplicação de um fator de balanço de potência, apresentado na Figura 26, responsável por garantir que a soma das potências efetivamente fornecidas aos VEs não ultrapasse a potência nominal do eletroposto. Inicialmente, cada VE solicita sua potência máxima admissível; caso a soma dessas potências exceda a capacidade do posto, todas as potências são reduzidas proporcionalmente.

O fator de balanço de potência é definido por:

$$f_b = \min \left(1, \frac{P_{\text{posto}}}{\sum_{i=1}^N P_i^{\text{req}}} \right) \quad (4.4)$$

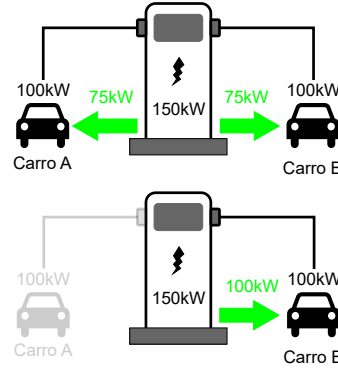
em que P_{posto} é a potência máxima disponível no eletroposto, P_i^{req} é a potência máxima solicitada pelo i -ésimo VE e N corresponde ao número de VEs carregando simultaneamente no eletroposto.

Figura 25 – Método para extrair a demanda dos eletropostos rápidos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 26 – Representação do fator de balanço de potência em eletropostos rápidos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, a potência efetivamente entregue a cada veículo é dada por:

$$P_i^{\text{real}} = f_b \cdot P_i^{\text{req}} \quad (4.5)$$

A principal vantagem de utilizar esse algoritmo em substituição à (4.3) reside na sua capacidade de atualizar a potência de recarga ao longo de toda a simulação. Em situações nas quais dois VEs estejam carregando simultaneamente e compartilhando a potência disponível do posto, ambos podem operar abaixo de suas potências máximas. Caso um dos veículos finalize o processo de recarga, o algoritmo realiza a redistribuição automática da potência remanescente ao veículo ainda conectado, possibilitando que este passe a operar em potência mais elevada ou a máxima de recarga, caso haja disponibilidade no eletroposto, de acordo a representação da Figura 26. Esse mecanismo reduz o tempo restante de carregamento e proporciona maior aderência ao funcionamento real dessas estações.

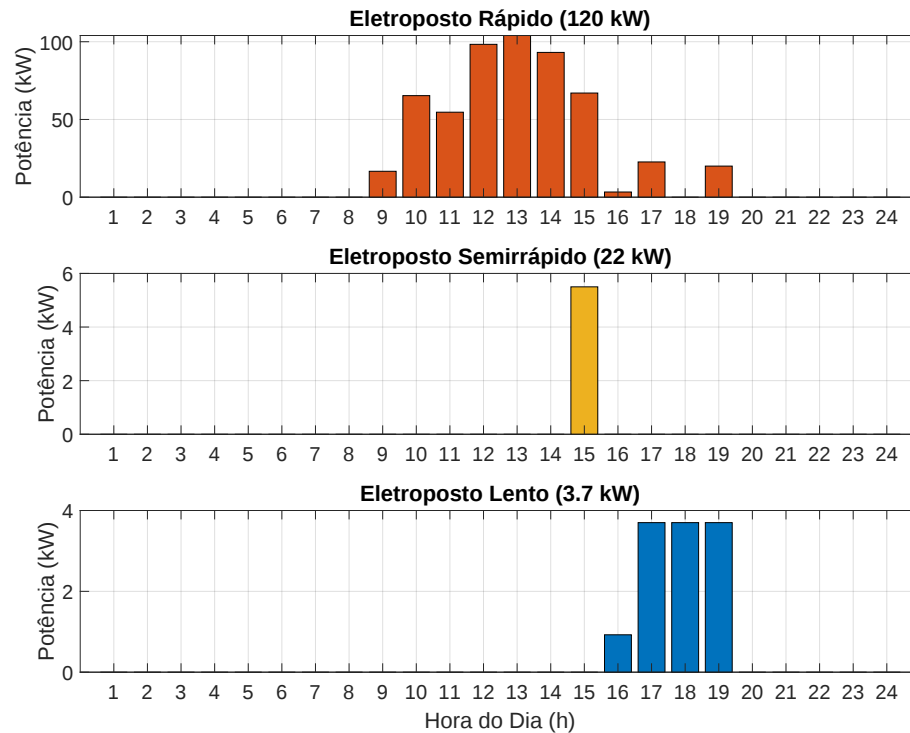
Adicionalmente, essa atualização permite estimar de forma mais precisa a taxa de ocupação do eletroposto. Quando se utiliza apenas a (4.3), a potência de recarga permanece constante durante toda a sessão, mesmo diante da liberação de capacidade após a saída de um veículo. Como consequência, os tempos de recarga tendem a ser maiores, resultando em um aumento artificial da taxa de ocupação e, consequentemente, em distorções nos resultados da simulação.

Os resultados referentes aos perfis de demanda de cada tipo de eletroposto estão apresentados na Figura 27.

4.3.2 Simulação e Análise no Sistema de Potência (OpenDSS e MATLAB)

Após a modelagem do sistema no OpenDSS, a etapa seguinte é executar as simulações e extrair os dados para análise. Para realizar essa tarefa de forma automatizada, foi utilizada a Interface COM (*Component Object Model*), um recurso nativo do OpenDSS

Figura 27 – Perfil de demanda para os eletropostos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

que permite o seu controle por meio de *softwares* externos, como o MATLAB ([EPRI, 2024](#)).

A comunicação funciona como uma “ponte” entre os dois programas. O *script* desenvolvido em MATLAB inicia criando uma instância do motor de simulação do OpenDSS. A partir daí, o MATLAB assume o controle total, enviando comandos para carregar os arquivos do alimentador, incluir os eletropostos, configurar o modo de simulação (como o modo diário com passos de uma hora) e executar o cálculo do fluxo de potência para cada cenário.

A grande vantagem desta abordagem é que, após cada simulação, o script MATLAB tem acesso direto a todos os resultados calculados pelo OpenDSS. O próximo passo consistiu em aplicar o método de Monte Carlo para analisar os diferentes cenários do estudo de caso (Capítulo 5).

Como base, foi utilizado o método proposto em ([TORQUATO et al., 2022](#)), que utiliza simulação de série temporal baseada no método de Monte Carlo, englobando as características elétricas e comportamentais de todos os tipos de eletropostos existentes. Porém, neste trabalho esse método foi explorado de uma forma um pouco diferente, principalmente para definir as quantidades de estações de carregamento rápido para cada etapa¹ da simulação de Monte Carlo. Dessa forma, estabeleceu-se inicialmente um número

¹ Neste trabalho, o termo “etapa” refere-se a uma única iteração da simulação de Monte Carlo para um determinado nível de penetração de veículos elétricos (10%, 50% ou 100%). Cada etapa consiste em uma amostragem completa das variáveis do sistema para aquele nível de eletrificação.

preliminar de ERs (Estações de Recarga Rápida) e, com base na taxa de ocupação obtida nas simulações, esse quantitativo foi ajustado, aumentando-o quando superior a 70% e reduzindo-o quando inferior a 30%, até que o cenário atendesse aos critérios definidos. A faixa de 30% a 70% foi adotada com base na viabilidade econômica do eletroposto, pois valores muito baixos indicam subutilização da infraestrutura e baixa rentabilidade, enquanto valores muito elevados podem indicar saturação do serviço e necessidade de novos investimentos, comprometendo a qualidade do atendimento e o equilíbrio financeiro do sistema.

No método proposto, identificam-se os casos extremos dentro das simulações, pior e melhor etapa da simulação de Monte Carlo para cada cenário. O pior caso foi considerado aquele que apresentou a menor tensão mínima diária, enquanto o melhor caso foi o que obteve a maior tensão mínima diária em qualquer ponto do alimentador. A Figura 28 ilustra o método proposto de simulação de Monte Carlo.

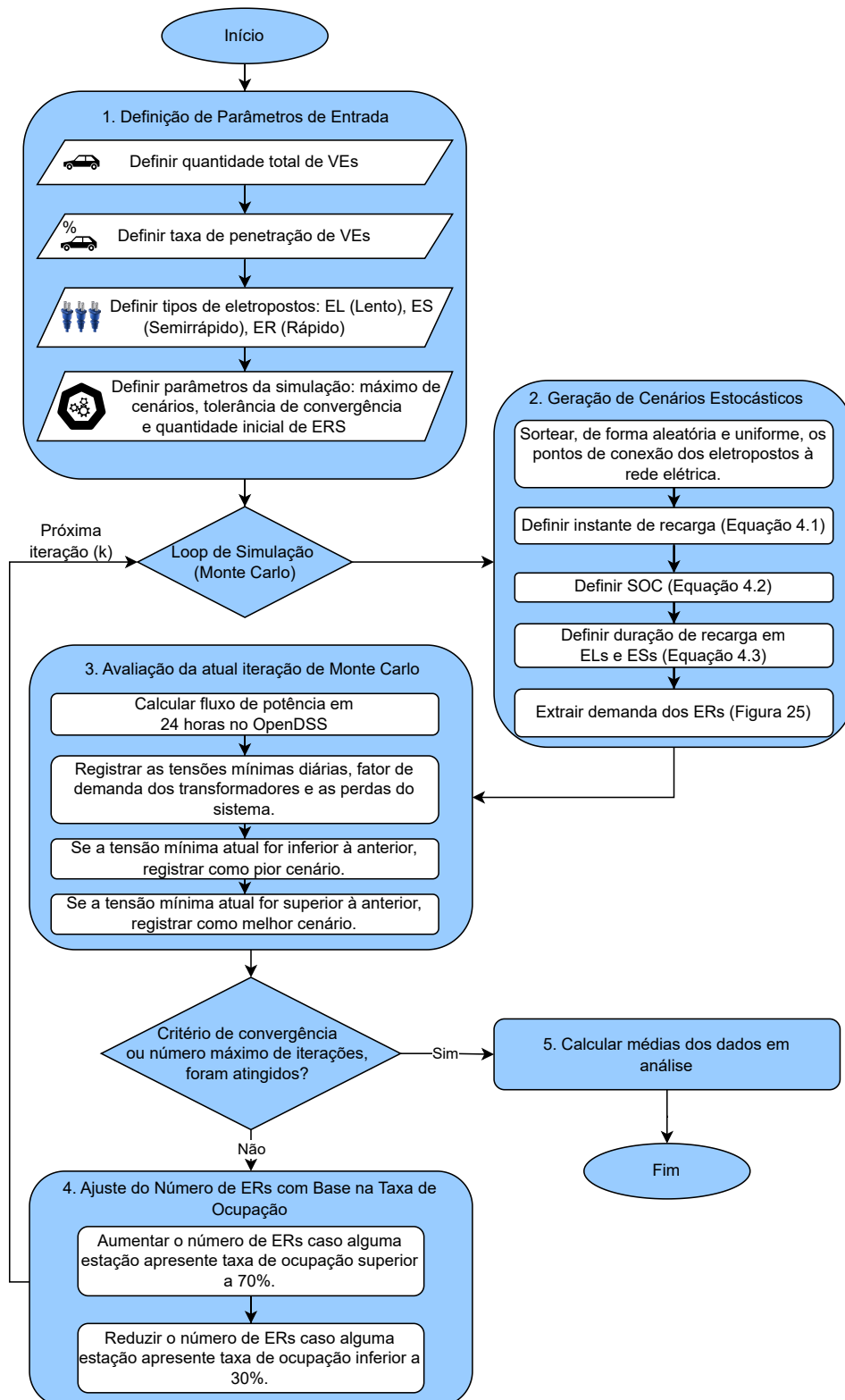
Para a implementação do método proposto na Figura 28, define-se inicialmente a quantidade total de VEs a serem considerados na simulação, bem como os tipos de eletropostos a serem modelados. A estimativa do número de VEs baseia-se na frota total de veículos leves (32.564 unidade) da região de interesse, obtida a partir de bases de dados oficiais disponibilizadas por órgãos de trânsito ((SENATRAN), 2025). A partir desse total, a quantidade de VEs é distribuída de forma proporcional entre os alimentadores da rede elétrica em estudo². Considerando que a área é atendida por nove alimentadores, adotou-se, para o alimentador um limite máximo estimado de 3.618 veículos elétricos que corresponde ao cenário com 100% de penetração. Quanto aos eletropostos, podem ser considerados os tipos mais comuns encontrados no mercado (Tabelas 4 e 5 da seção 2.3).

A próxima etapa consiste na parametrização das variáveis de entrada, incluindo o SoC_i , o horário de início da recarga, a quantidade de estações de carregamento rápido (ERs) e a taxa de penetração de VEs. Para as diferentes categorias de uso (público ou particular), os parâmetros de distância percorrida e seus respectivos desvios-padrão são obtidos com base em perfis de mobilidade urbana (Seção 2.4) que caracterizam o comportamento dos usuários no sistema analisado. A Tabela 10 resume esses parâmetros para essa etapa.

O passo subsequente envolve a execução de simulações de fluxo de potência em série temporal para a extração de indicadores técnicos relevantes, tais como perfis de tensão, fator de demanda dos transformadores e perdas nas redes de média e baixa tensão. O processo é repetido através de múltiplas iterações, onde os resultados finais são consolidados por meio da média estatística dos parâmetros de interesse. A simulação é encerrada quando os dados atingem a convergência ou quando se chega ao limite máximo de iterações definidos.

² A rede de distribuição da região é composta por nove alimentadores, cada um responsável pelo atendimento de uma parcela da área urbana. Assim, a quantidade total de VEs foi dividida proporcionalmente entre eles, estimando-se a parcela associada ao alimentador avaliado neste estudo.

Figura 28 – Método da simulação de Monte Carlo para inserção de eletropostos na rede de distribuição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 10 – Parâmetros de entrada para o método de simulação de Monte Carlo.

Categoria	Parâmetro de Entrada	Descrição / Valores
Definições Gerais e Infraestrutura	Quantidade total de VEs	Proporcional à frota de veículos leves (limite estimado de 3.618 VEs).
	Taxa de penetração de VEs	Porcentagem de VEs na frota (10%, 50%, 100%).
	Tipos de eletropostos	Lento, Semirrápido e Rápido (conforme as Tabelas 4 e 5).
	Quantidade inicial de ERs	Valor preliminar definido antes do ajuste iterativo baseado na taxa de ocupação.
Controle da Simulação	CrITÉrios de parada	Número fixo de etapas geradas (iterações) e limite de tolerância de convergência do erro.
Parâmetros Estocásticos	Pontos de conexão	Sorteados de forma aleatória com distribuição uniforme ao longo da rede elétrica.
	Distância percorrida	Distância média e desvio-padrão de acordo com a categoria de uso (público ou particular), obtidos via simulação no SUMO.
	Horário de início	Instante de recarga modelado por uma distribuição de probabilidade normal (4.1).
	Estado de Carga Inicial (SoC_i)	Estimado em função da distância percorrida e da autonomia do modelo do veículo (4.2).

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4 Projeção do Aumento da Demanda Natural do Alimentador e da Taxa de Penetração de VEs

A projeção do crescimento da demanda natural do alimentador foi realizada utilizando a ferramenta *Curve Fitting Tool* (*cftool*) do MATLAB. Para esse propósito, foi adotado um modelo de regressão do tipo *Power*, cuja forma funcional é dada por:

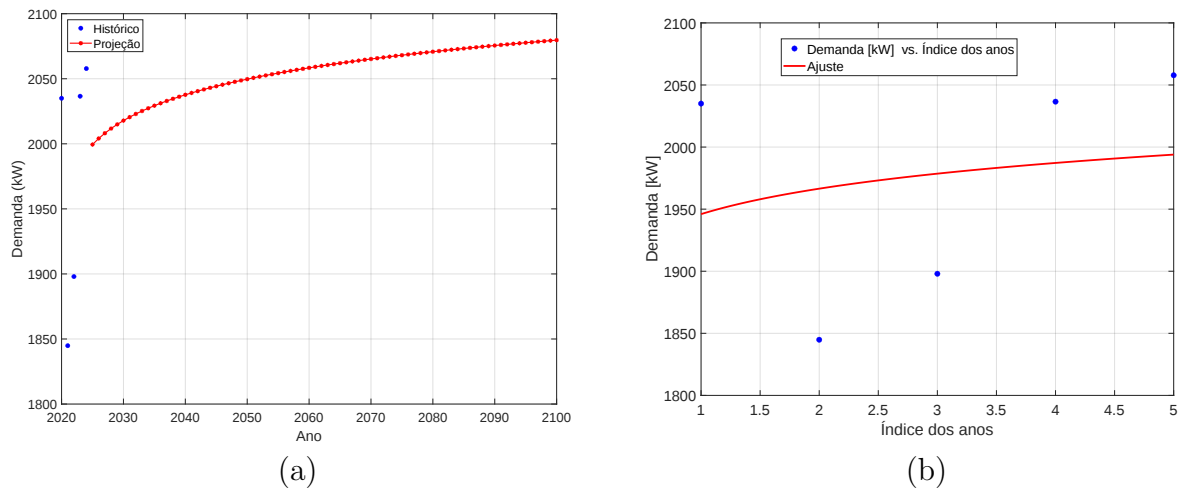
$$y = ax^b \quad (4.6)$$

em que y representa a variável dependente, x a variável independente, e a e b são parâmetros estimados por meio do método dos mínimos quadrados. Esse tipo de ajuste é adequado para representar processos de crescimento não linear ao longo do tempo, permitindo estimar a evolução futura da demanda com base em dados históricos (GÖNEN, 2007).

Com base nos dados da BDGD, que fornecem a demanda média do alimentador selecionado entre 2020 e 2024, conforme a Tabela 11, foi aplicado o ajuste descrito

anteriormente. A regressão resultou nos coeficientes $a = 1946,6$ e $b = 0,0151$. A partir desse ajuste, obteve-se a projeção apresentada na Figura 29. A Figura 29(b) mostra a curva de regressão sobreposta aos dados históricos, evidenciando a aderência do modelo ao comportamento da demanda no período analisado. Já a Figura 29(a) apresenta a projeção do crescimento da demanda, obtida pela extrapolação da curva de regressão para estimar a carga natural do alimentador nos próximos anos. Como pode ser observado na figura, a demanda do alimentador apresenta uma tendência à saturação, com baixo crescimento ao longo dos anos projetados. Esse comportamento indica que a carga natural tende a atingir a estabilidade, mantendo-se próxima a um valor de equilíbrio no horizonte analisado.

Figura 29 – (a) Projeção para o aumento de demanda (b) Ajuste usando o modelo de regressão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 11 – Demanda média anual do alimentador.

Ano	Demanda Média (kW)
2020	2035,02
2021	1844,84
2022	1897,99
2023	2036,58
2024	2057,82

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a projeção da taxa de penetração de VEs, foi utilizado um modelo do tipo *Interpolant*, também disponível na ferramenta de ajuste de curvas do MATLAB. Esse método consiste na interpolação entre pontos conhecidos da série de dados, permitindo estimar valores intermediários ao longo do horizonte de análise. Dessa forma, a função interpoladora reproduz exatamente os pontos fornecidos e gera uma curva contínua que representa a evolução da taxa de penetração ao longo do tempo.

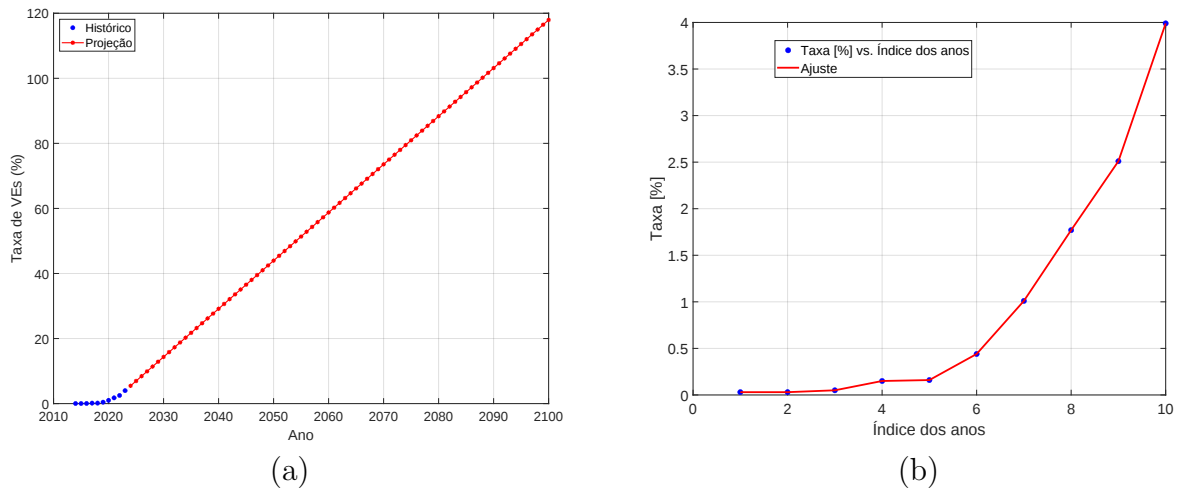
A adoção desse método foi necessária, pois os modelos de regressão testados apresentaram divergências e não se ajustaram adequadamente à tendência da série histórica, impossibilitando a obtenção de projeções confiáveis. Dessa forma, optou-se pelo método de interpolação linear (*Linear Interpolant*), que garante a convergência do ajuste e reproduz exatamente os valores conhecidos da série histórica. Nesse método, é ajustado um polinômio de primeiro grau (uma reta) entre cada par consecutivo de pontos, formando uma função composta por segmentos de reta. Matematicamente, a função interpolante é definida por:

$$\Pi_1(x) = \begin{cases} y_0 + \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0}(x - x_0), & x_0 \leq x \leq x_1, \\ \vdots \\ y_k + \frac{y_{k+1} - y_k}{x_{k+1} - x_k}(x - x_k), & x_k \leq x \leq x_{k+1}, \\ \vdots \\ y_{n-1} + \frac{y_n - y_{n-1}}{x_n - x_{n-1}}(x - x_{n-1}), & x_{n-1} \leq x \leq x_n. \end{cases} \quad (4.7)$$

em que (x_k, y_k) e (x_{k+1}, y_{k+1}) representam dois pontos consecutivos da série histórica. Dessa forma, cada trecho da função interpolante é descrito por uma reta que liga esses dois pontos, garantindo que a curva resultante passe exatamente por todos os valores conhecidos.

Baseado no relatório da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ([Empresa de Pesquisa Energética, 2026](#)), que apresenta a evolução histórica do licenciamento de veículos híbridos e elétricos no Brasil desde 2012 (Figura 2 do Capítulo 1), foi possível projetar a participação futura de VEs. O resultado dessa projeção, bem como o ajuste obtido por meio de regressão, está apresentado na Figura 30.

Figura 30 – (a) Projeção para a taxa de penetração de VEs (b) Ajuste usando o modelo de regressão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados finais das projeções estão resumidos na Tabela 12. A estimativa do aumento da demanda foi realizada tomando como referência os dados do ano de 2022,

uma vez que a modelagem do alimentador elétrico utilizada neste trabalho foi baseada nas informações desse mesmo ano.

Tabela 12 – Projeção de aumento de demanda em função da participação de VEs.

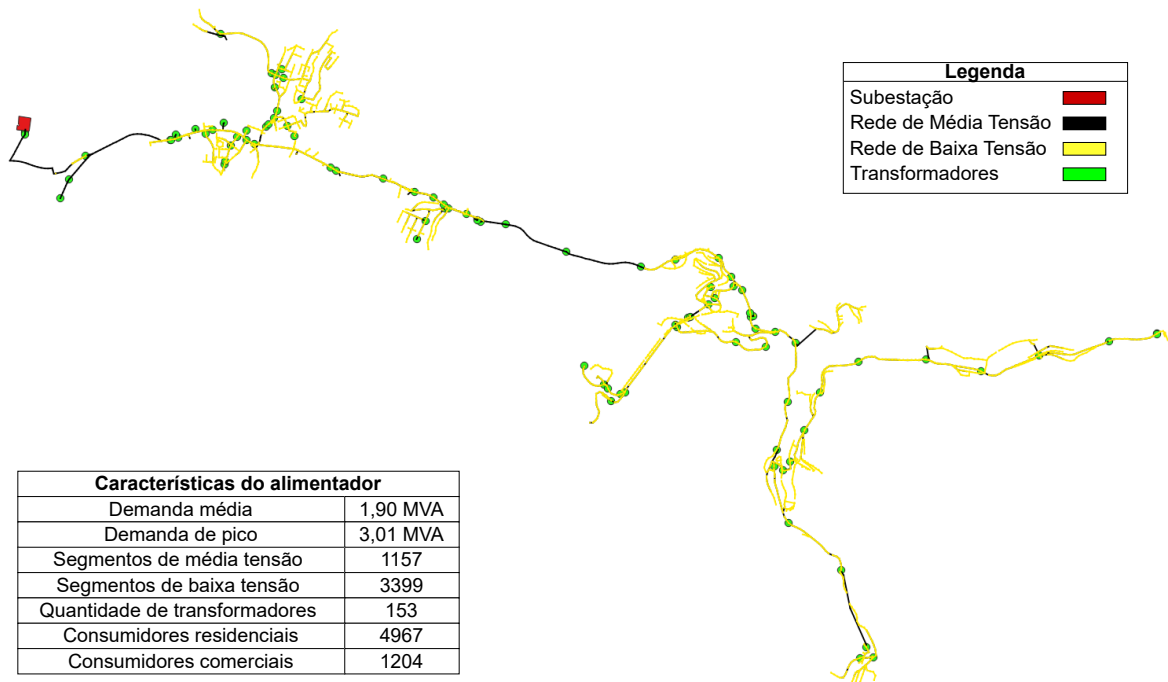
Caso	Ano de Ocorrência	Taxa (%)	Aumento da Demanda (p.u.)
Cenário 2	2027	10	1.0580
Cenário 3	2054	50	1.0819
Cenário 4	2088	100	1.0931

Fonte: Elaborado pelo autor.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção é apresentado o alimentador escolhido para análise utilizando o método proposto, bem como os resultados obtidos. Foi selecionado um alimentador localizado em uma cidade no interior de Minas Gerais, no Brasil. A Figura 31 apresenta o alimentador, destacando suas principais características técnicas.

Figura 31 – Alimentador JMLT308 e suas principais características técnicas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para avaliar os impactos da instalação de eletropostos neste alimentador, foram definidos quatro cenários de simulação: o Cenário 1 (caso base), que representa a operação normal do alimentador considerando apenas as cargas existentes; o Cenário 2 (inserção inicial), que simula um futuro próximo, por volta do ano de 2027, com penetração de 10% de VEs na frota; o Cenário 3 (expansão da frota), que avalia um estágio mais avançado de eletrificação, com aumento da participação de VEs para 50%, projetado para cerca de 2054; e o Cenário 4 (saturação), que representa a eletrificação total da frota, com 100% de penetração de VEs, prevista para o ano de 2088 (Tabela 12 da Seção 4.4).

Vale ressaltar que nos cenários com inserção de VEs (10%, 50% e 100%), também é levado em consideração o aumento da demanda natural do alimentador. Conforme a Tabela 12, os valores da coluna “Aumento da Demanda (p.u.)” correspondem aos multiplicadores aplicados às cargas de todos os consumidores já existentes no cenário base (sem VEs). A Tabela 13 detalha a composição da demanda total obtida na simulação,

discriminando as parcelas referentes ao crescimento natural da rede e à carga adicional inserida pelos VEs.

Tabela 13 – Composição da demanda média diária em p.u. (Base: 2002,6 kW)

Cenário	Crescimento Natural (p.u.)	Carga VEs (p.u.)	Total (p.u.)
Cenário 1	0,000	0,000	1,000
Cenário 2	0,054	0,052	1,106
Cenário 3	0,077	0,260	1,337
Cenário 4	0,087	0,523	1,610

Fonte: Elaborado pelo autor.

O número total de VEs (3.618 - explicado na Seção 4.3.2) que realizaram recarga em um dia útil foi determinado pela aplicação das taxas de penetração ao número total de veículos leves (3.618), sendo posteriormente distribuído em 12% para carregamento rápido, 18% para semirrápido e 70% para carregamento lento. Os ERs foram distribuídos aleatoriamente nos pontos de média tensão, enquanto os ESs foram associados aleatoriamente aos consumidores comerciais e os ELs aos consumidores residenciais.

5.1 Análise do Perfil de Tensão

Analizando a Figura 32, observa-se que o alimentador, sem a inserção de eletropostos, apresenta tensões mínimas nas barras de baixa tensão dentro dos limites operacionais estabelecidos pelos PRODIST (ANEEL, 2021), permanecendo na faixa normalizada de 0,92 a 1,05 p.u. para sistemas com tensão inferior a 2,3 kV (Tabela 14).

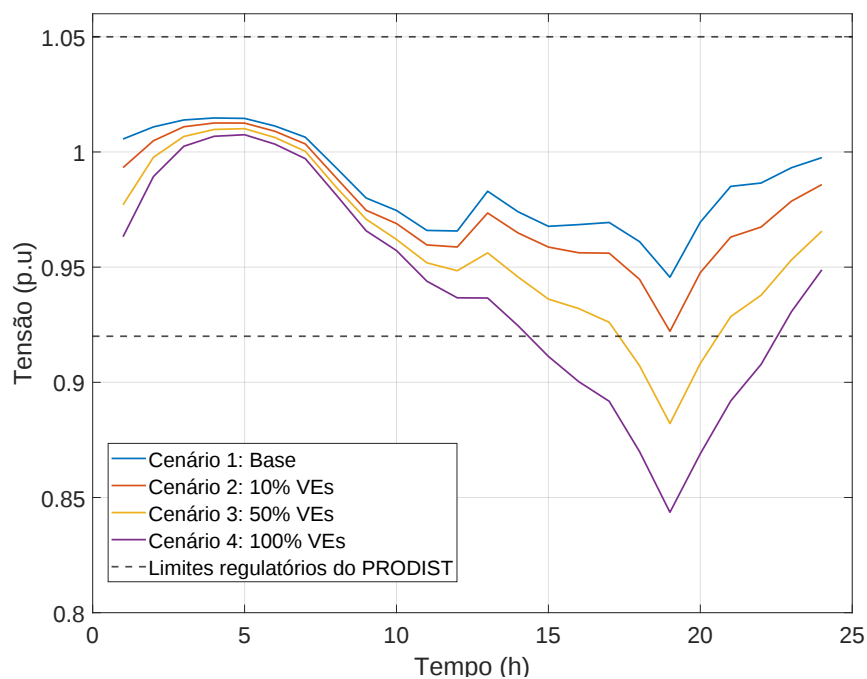
Tabela 14 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 2,3 kV (220/127)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)/$ $(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)/(TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021).

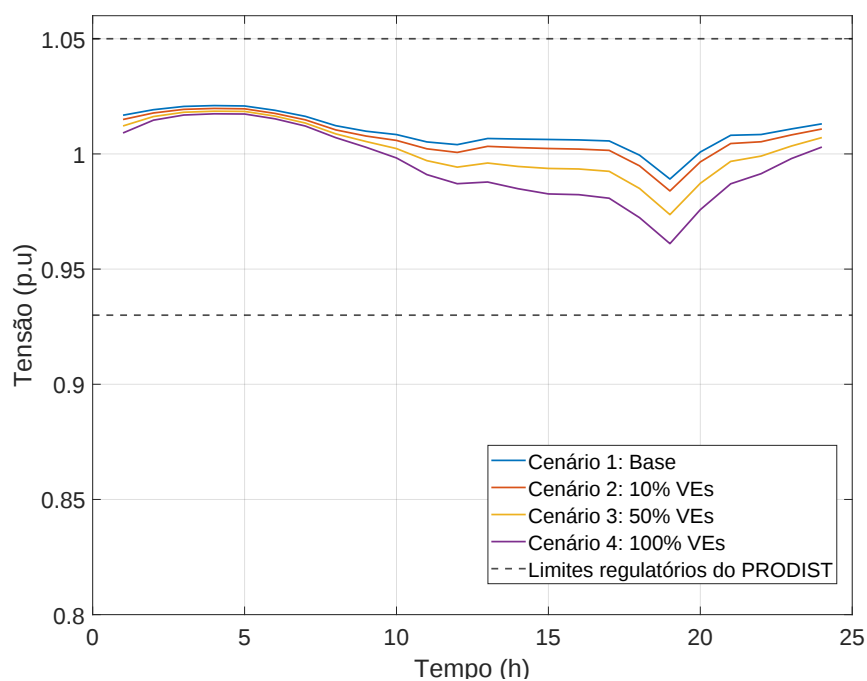
No que se refere às barras de média tensão, representadas na Figura 33, não foram observadas violações de tensão em nenhum dos cenários analisados. A menor tensão registrada ocorreu no horário de maior demanda do cenário 4 (100% de VEs), com valor de 0,96 p.u., estando em conformidade com os limites regulatórios. Para sistemas com tensão superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV, o PRODIST (ANEEL, 2021) estabelece que os pontos de conexão devem operar na faixa de 0,93 a 1,05 p.u (Tabela 15).

Figura 32 – Perfil médio diário do valor mínimo de tensão nas barras de baixa tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 33 – Perfil médio diário do valor mínimo de tensão nas barras de média tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao realizar a inserção de eletropostos no sistema, nota-se que o impacto mais significativo ocorre na rede baixa tensão; embora o sistema tenha suportado uma demanda correspondente a 10% de VEs, ele passa a operar em condições críticas para níveis de

Tabela 15 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: Adaptado de ([ANEEL, 2021](#)).

penetração superiores a 50%.

5.2 Carregamento de Transformadores de Distribuição

A análise do impacto da inserção de VEs nos transformadores de distribuição é apresentada na Figura 34. O gráfico ilustra a evolução temporal do número de transformadores que operam em condição de sobrecarga (acima de sua capacidade nominal), isto é, com um fator de demanda (FD) superior a 1 (ou 100%), para os quatro cenários estudados. O fator de demanda expressa a relação entre a potência elétrica exigida do equipamento e a sua capacidade nominal, sendo calculado por:

$$FD(t) = \frac{S(t)}{S_{nom}} \quad (5.1)$$

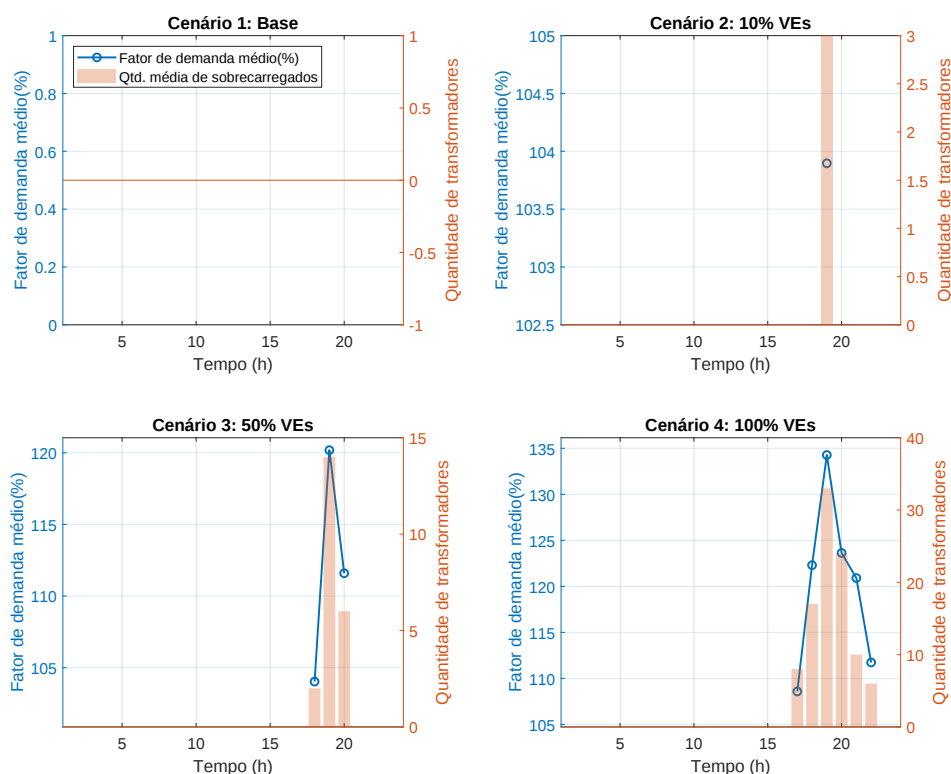
em que $S(t)$ é a potência aparente total demandada do transformador no instante t [kVA], e S_{nom} é a potência aparente nominal de placa do transformador [kVA].

Observa-se que, no **Cenário 1 (Base)**, a rede opera dentro dos limites técnicos, sem registro de transformadores sobrecarregados ao longo do dia. Isso indica que a infraestrutura atual está adequadamente dimensionada para a demanda convencional existente.

Com a inserção gradual de VEs, o comportamento do sistema altera-se significativamente nos horários de maior demanda:

- **Cenário 2 (10% de VEs):** O impacto ainda é marginal. Nota-se uma leve ocorrência de sobrecarga em um número reduzido de transformadores (3 unidades com fator de demanda médio próximo de 104%) concentrada exclusivamente no horário de ponta, por volta das 19h.
- **Cenário 3 (50% de VEs):** O sistema começa a apresentar sinais claros de saturação. O número de transformadores sobrecarregados sobe para aproximadamente 13 unidades no pico, com um fator de demanda médio de aproximadamente 120%. A janela de sobrecarga se alarga, iniciando-se às 18h e normalizando-se apenas após as 20h.

Figura 34 – Análise temporal da sobrecarga de transformadores baseada no fator de demanda médio obtido via simulação de Monte Carlo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- **Cenário 4 (100% de VEs)**: Verifica-se uma situação crítica. O número de equipamentos afetados salta para cerca de 33 transformadores no horário de pico (19h), apresentando um fator de demanda médio próximo de 135%. A curva assume um comportamento abrupto, evidenciando que a infraestrutura atual não suportaria a eletrificação total da frota sem reforços significativos.

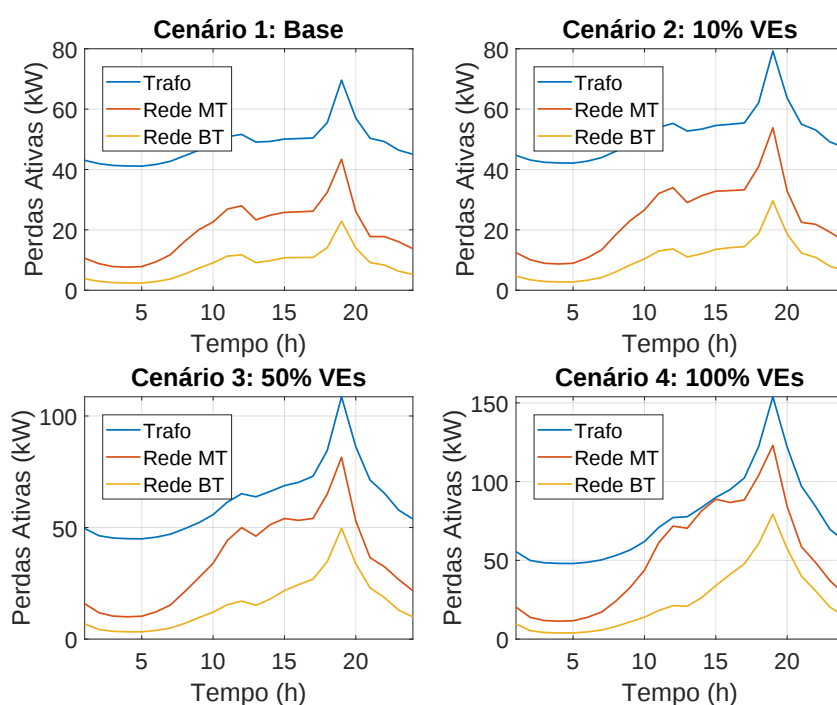
Segundo a Norma ND-3.1 – Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas da CEMIG ([Companhia Energética de Minas Gerais \(CEMIG\), 2025](#)), o carregamento máximo admitido para a liberação de carga em transformadores convencionais de média para baixa tensão em redes aéreas urbanas existentes é de 150% da sua capacidade nominal, considerando o horário de ponta do transformador. Embora a norma não especifique o tempo máximo de operação nessa condição, o relatório de elementos sobrecarregados, gerado pelo *OpenDSS*, mostra que esse limite é ultrapassado à medida que a frota de veículos é eletrificada. Em particular, nas iterações da simulação de Monte Carlo referentes ao Cenário 4 (100% de VEs), alguns transformadores apresentaram fator de demanda superior a 2,0 p.u. (200%) às 19:00 horas, excedendo significativamente o limite adotado pela concessionária para o planejamento da rede. Esse comportamento evidencia o risco de danos permanentes aos equipamentos, com consequente redução de sua vida útil. Portanto, os resultados indicam que, sem um planejamento adequado, seja por meio do reforço

com mais transformadores ou do gerenciamento da recarga, a quantidade atual desses equipamentos é insuficiente para suportar a futura eletrificação da frota de veículos.

5.3 Perdas Técnicas de Potência Ativa do Sistema

A evolução das perdas de potência ativa (energia dissipada na forma de calor) nos quatro cenários simulados é apresentada na Figura 35. A análise segmenta as perdas em três componentes: Transformadores (Trafo), Rede de Média Tensão (MT) e Rede de Baixa Tensão (BT).

Figura 35 – Decomposição das perdas médias de potência ativa por setor para cada cenário.



Fonte: Elaborado pelo autor.

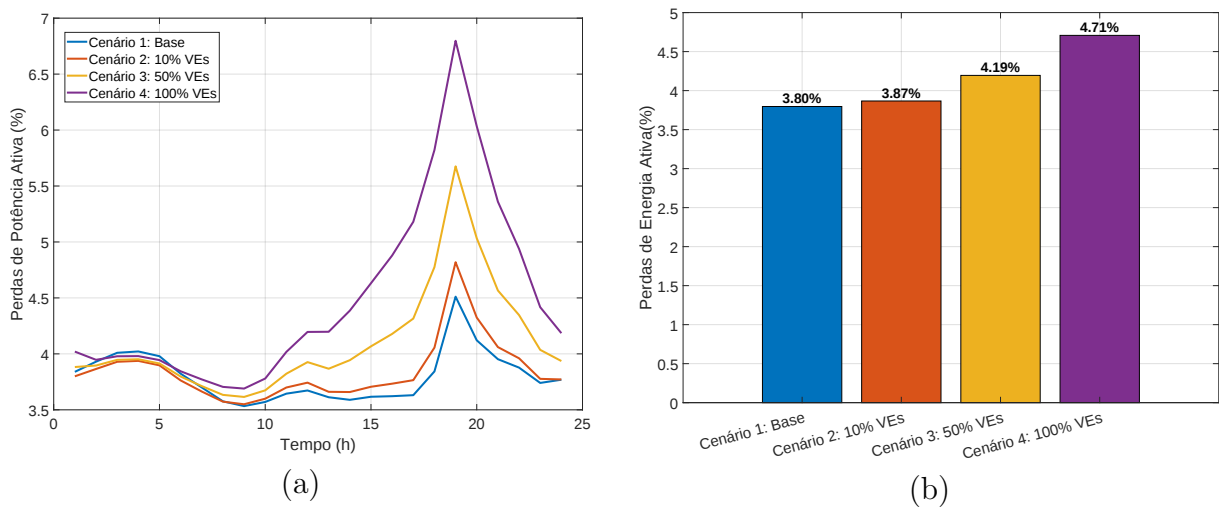
Ao comparar os cenários analisados, verifica-se que o aumento da penetração de VEs resulta em um crescimento das perdas elétricas, com maior impacto no horário de ponta (19h). Observa-se a predominância das perdas nos transformadores, que se mantêm como a principal fonte de desperdício energético ao longo de todos os cenários, passando de aproximadamente 70 kW no cenário base para valores superiores a 150 kW no cenário com 100% de VEs, caracterizando-os como o principal gargalo do sistema. Adicionalmente, as perdas na rede de média tensão (MT) também apresentam crescimento significativo, aumentando de menos de 45 kW no cenário base para cerca de 125 kW no cenário de saturação.

No entanto, ao analisar as perdas técnicas totais em termos percentuais, conforme apresentado na Figura 36(a), observa-se que, embora haja um aumento absoluto das perdas com a crescente penetração de veículos elétricos, os valores permanecem dentro de uma

faixa considerada aceitável para alimentadores de distribuição. Mesmo no cenário mais crítico, com 100% de VEs, a porcentagem máxima de perdas registrada foi de 6,79%.

Ao analisar as perdas de energia ativa ao longo de um dia útil, representadas na Figura 36(b), verifica-se que, no Cenário 4, a perda corresponde a 4,71%¹, indicando que o sistema ainda opera de forma adequada sob a perspectiva da eficiência energética. De acordo com (RAMESH et al., 2009), as perdas de energia em sistemas elétricos situam-se tipicamente entre 3% e 6%, com valores inferiores a 10% em países desenvolvidos.

Figura 36 – (a) Perdas médias de potência ativa em porcentagem (b) Perdas médias de energia ativa em porcentagem para um dia útil.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4 Adequação da Oferta de Recarga Rápida e Análise de Casos Extremos

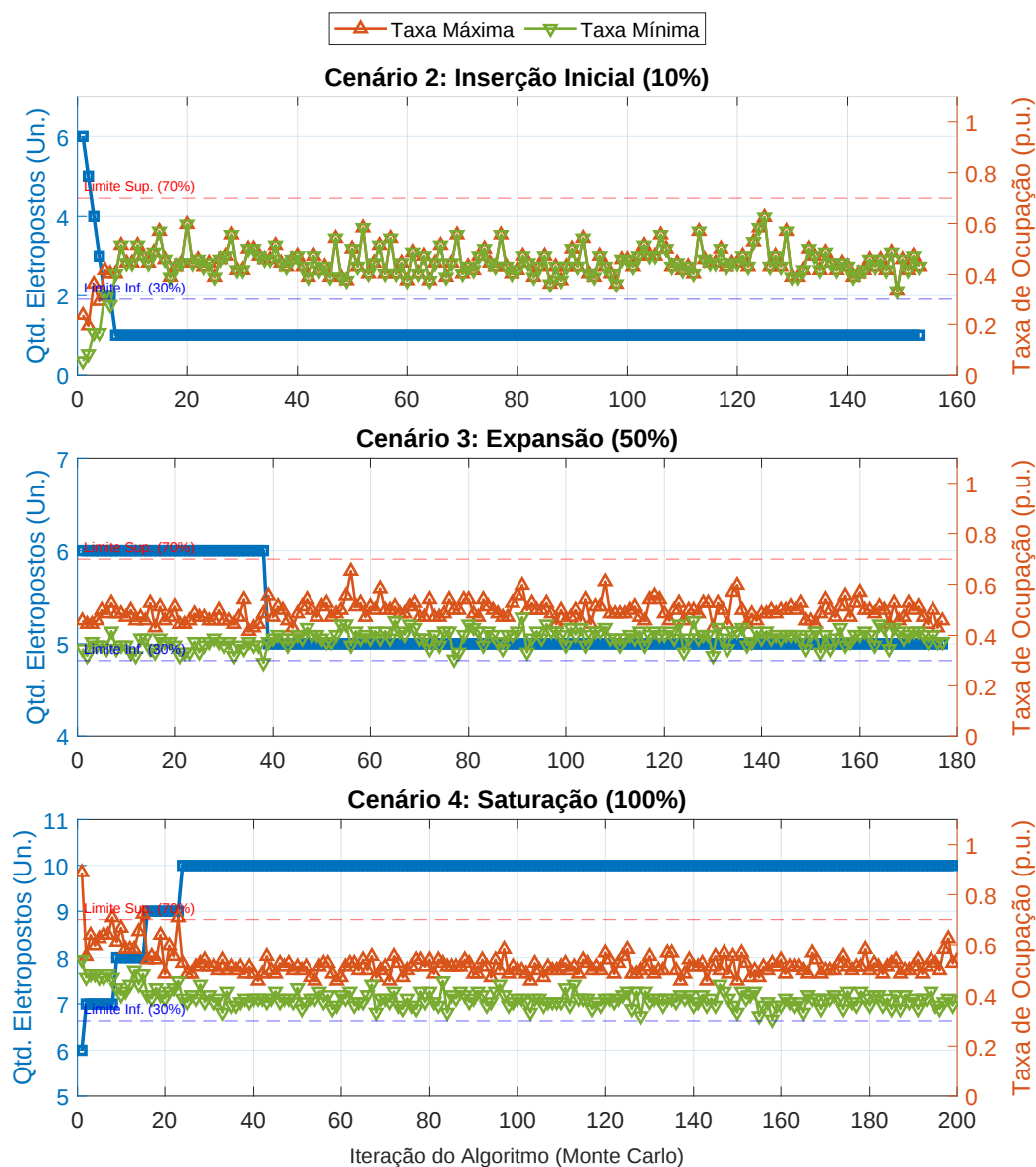
Como mencionado na Seção 4.3.2, a simulação de Monte Carlo também foi utilizada para determinar a quantidade ideal de eletropostos rápidos que melhor atende a cada cenário, bem como identificar os melhores e piores casos, etapas da simulação de Monte Carlo que apresentarão a maior e a menor tensão mínima diária, respectivamente, observados ao longo das simulações para cada cenário.

Os resultados de convergência, apresentados na Figura 37, indicam que para o Cenário 2 a alocação de um único ER mostrou-se suficiente para atender a demanda de VEs de uso público na região, com uma taxa de ocupação média de 44,72%. Com o aumento da demanda no Cenário 3, a infraestrutura exigiu expansão para 5 unidades, registrando taxas

¹ Esse valor foi obtido pela razão entre a energia ativa perdida e a energia ativa fornecida ao alimentador durante um dia útil. A energia perdida foi calculada pela soma das perdas de potência horárias, enquanto a energia fornecida foi obtida pela soma da potência ativa medida no monitor instalado no início do alimentador. Como o intervalo de simulação é de uma hora, a soma das potências corresponde à energia diária.

médias de ocupação mínima e máxima de 38,87% e 49,48%, respectivamente, enquanto no Cenário 4 a estabilidade foi atingida com 10 ERs, operando com taxas entre 39,08% e 52,63%.

Figura 37 – Quantidade de eletropostos rápidos de acordo com a taxa de ocupação no processo de simulação de Monte Carlo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados para os melhores e os piores casos do ponto de vista da tensão, encontrados por meio da simulação de Monte Carlo, para cada cenário (nível de penetração de VEs), estão apresentados na Tabela 16. Como pode ser observado, a distância entre as menores e as maiores tensões mínimas diárias registradas aumenta à medida que a penetração de VEs se eleva (comparação para o mesmo cenário), evidenciando uma maior discrepância sobretudo nos Cenários 3 e 4. No Cenário 2 (10% de VEs), as tensões mínima e máxima mantêm-se em níveis relativamente elevados e próximos entre si, indicando um

impacto ainda limitado sobre o perfil de tensão da rede. Com o aumento da penetração para 50% e 100%, observa-se uma redução progressiva tanto dos valores mínimos quanto dos máximos de tensão, sendo mais acentuada no Cenário 4, no qual a tensão mínima atinge 0,78319 p.u., caracterizando uma condição mais crítica de operação e maior estresse do sistema elétrico, o que reforça a necessidade de estratégias de mitigação à medida que a adoção de VEs se intensifica.

Tabela 16 – Valores mínimo e máximo de tensão para diferentes cenários de penetração de VEs.

Cenários	$Tensão_{Min}$	$Tensão_{Max}$	$Tensão_{Max} - Tensão_{Min}$
Cenário 2: 10% VEs	0.89126	0.93760	0.04633
Cenário 3: 50% VEs	0.82509	0.90024	0.07515
Cenário 4: 100% VEs	0.78319	0.87129	0.08810

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para compreender a causa raiz da discrepância entre os melhores e piores casos de tensão observados na Tabela 16, foi realizada uma análise comparativa das curvas de demanda agregada dos VEs. A Figura 38 apresenta a sobreposição das curvas de carga do “Pior Caso” (menor tensão mínima diária registrada) e do “Melhor Caso” (maior tensão mínima diária registrada) para o Cenário 4.

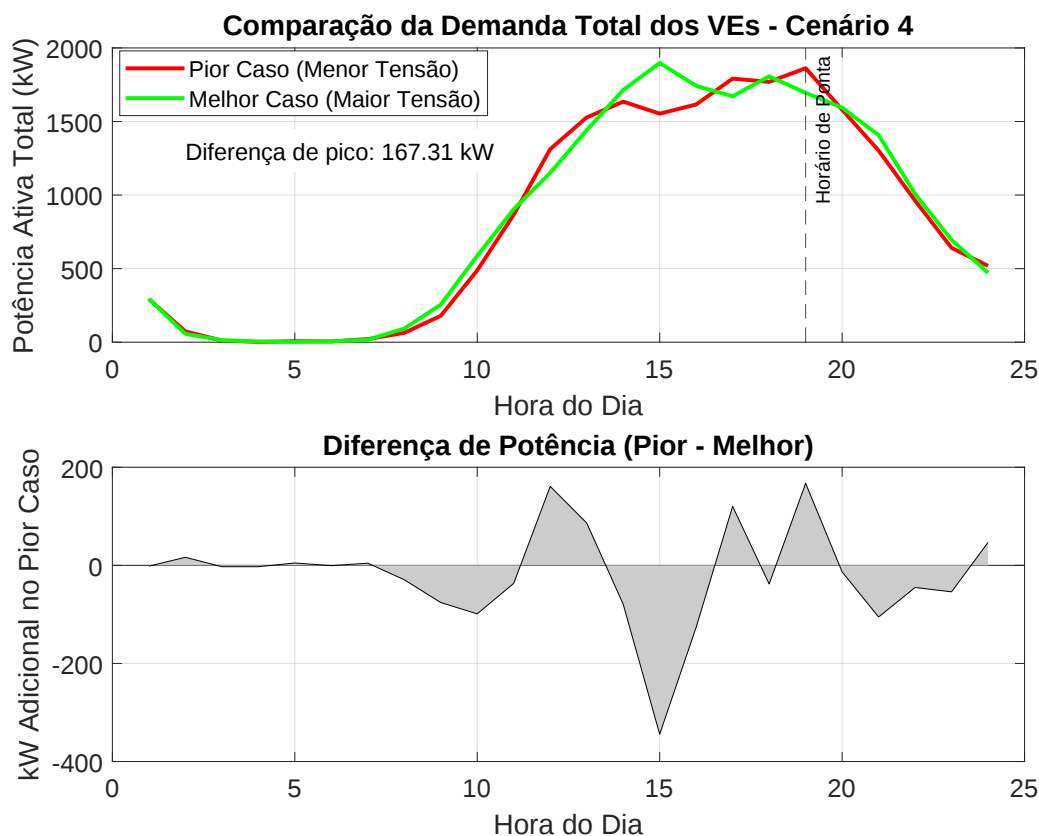
A análise gráfica confirma que a simultaneidade temporal desempenha um papel decisivo no estresse operacional da rede, pois, no pior caso (linha vermelha), houve uma coincidência de recargas no horário crítico do sistema (19h), resultando em um acréscimo de 167,31 kW no pico em comparação ao melhor caso; esse excedente, embora represente uma fração pequena da carga total, é suficiente para provocar afundamentos de tensão devido à sua concentração no momento de maior estresse do alimentador. Em contraste, o gráfico de diferenças evidencia que, no melhor caso (linha verde), a demanda não é necessariamente menor, mas distribuída de forma mais eficiente ao longo do tempo, com a energia deslocada do pico das 19h para o período noturno entre 21h e 23h, onde a área sombreada assume valores negativos, caracterizando uma dispersão natural da carga.

5.5 Discussão dos Resultados

A análise dos cenários simulados demonstra que a infraestrutura da rede de distribuição atual possui capacidade limitada para lidar com a eletrificação em massa da frota de veículos. Os principais impactos observados dividem-se em três áreas fundamentais:

- **Quedas de Tensão na Rede:** Enquanto a rede de média tensão suporta o aumento de carga sem violar os limites operacionais, a rede de baixa tensão sofre impactos severos. Para taxas de penetração de VEs de 50% e 100%, o sistema entra em níveis críticos de operação. No cenário de saturação total, a tensão chega a cair para 0,78319

Figura 38 – Comparação da demanda total dos VEs - Cenário 4



Fonte: Elaborado pelo autor.

p.u.. O principal causador dessa queda brusca é a concentração das recargas no horário de pico, por volta das 19h.

- **Sobrecarga e Risco aos Transformadores:** Os transformadores representam o maior gargalo físico do sistema. No cenário base, sem VEs, nenhum transformador opera em sobrecarga. Com 10% de VEs, o impacto é mínimo. No entanto, com 100% de VEs, cerca de 33 transformadores ultrapassam o limite de segurança no horário de ponta. Alguns equipamentos chegam a operar com mais de 200%, em algumas etapas da simulação de Monte Carlo para o Cenário 4, de fator de demanda, o que pode causar danos permanentes e reduzir drasticamente a vida útil das máquinas.
- **Aumento das Perdas Técnicas:** O desperdício de energia em forma de calor aumenta significativamente com a inserção dos VEs, afetando principalmente os transformadores e as linhas de média tensão. Apesar desse crescimento absoluto, a perda de energia para um dia útil no Cenário 4, foi de 4,71%. Esse valor é considerado aceitável do ponto de vista da eficiência energética para sistemas de distribuição.

A comparação entre os melhores e os piores casos de simulação provou que o problema central não é o consumo total de energia, mas sim a simultaneidade do consumo. Quando muitos usuários iniciam a recarga juntos no horário crítico (19h), o sistema sofre

um pico de estresse. Por outro lado, quando essas recargas são diluídas e deslocadas para o período noturno (entre 21h e 23h), a rede consegue atender à demanda sem quedas críticas de tensão, tensões abaixo de 0,8661 p.u, segundo a Tabela 14, permitindo aumentar a tensão em 0,0881 p.u.

Portanto, fica evidente que apenas aumentar a capacidade da rede (com o aumento do número de transformadores) pode não ser o melhor caminho isolado. É necessário adotar estratégias inteligentes de gerenciamento, incentivando os usuários a carregar seus veículos fora do horário de pico.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo principal avaliar e quantificar os impactos técnicos decorrentes da instalação de eletropostos em um alimentador de distribuição real, o JMLT308, localizado em João Monlevade, MG. A abordagem combinou simulação de tráfego urbano no Eclipse SUMO, modelagem probabilística da demanda de recarga e análise elétrica em série temporal no OpenDSS, utilizando simulações de Monte Carlo. Com isso, foi possível representar o comportamento dos usuários de VEs, a variação da demanda de eletropostos ao longo do dia e a interação entre o sistema de transporte e a rede elétrica.

A metodologia desenvolvida apresentou avanços importantes em relação aos estudos convencionais da literatura. A utilização de dados demográficos e viários da cidade permitiu determinar as distâncias diárias percorridas pelos veículos sem recorrer a valores arbitrários, refinando a estimativa do consumo energético. Além disso, a inclusão de frotas de uso público, como os táxis, viabilizou a modelagem da demanda por recarga rápida associada a veículos com maior rodagem diária. Outro ponto forte foi a implementação de um algoritmo de balanceamento de potência para os ERs, operando minuto a minuto para redistribuir a capacidade da estação entre os veículos conectados. O método de Monte Carlo possibilitou mapear as incertezas comportamentais dos usuários e identificar os casos extremos de tensão na rede. Além disso, a abordagem permitiu o dimensionamento da quantidade de ERs, ajustada iterativamente com base em faixas de taxa de ocupação, visando garantir a viabilidade técnica e econômica do sistema.

Os resultados obtidos revelaram diagnósticos sobre a capacidade da infraestrutura do alimentador. A rede de média tensão suportou a elevação da carga sem registrar violações nos limites operacionais regulatórios do PRODIST em nenhum dos cenários simulados. Por outro lado, a rede de baixa tensão e os transformadores de distribuição identificaram-se como os principais gargalos do sistema. Embora o alimentador suporte a fase inicial de eletrificação com 10% de penetração, os cenários com 50% e 100% de VEs apresentaram quedas severas de tensão na rede de baixa tensão e sobrecarga nos transformadores durante o horário de pico, com fatores de demanda ultrapassando o limite normativo da concessionária.

Em relação às perdas técnicas, observou-se um crescimento nos valores absolutos, principalmente nos transformadores e nas linhas de média tensão durante o período noturno. Entretanto, no cenário mais crítico, o percentual de perdas diárias permaneceu dentro de níveis aceitáveis para redes de distribuição urbana. A comparação entre os casos extremos confirmou que o maior problema operacional não é a energia total consumida pela frota ao longo do dia, mas sim a simultaneidade das recargas no horário de ponta do sistema,

demonstrando que a dispersão do consumo para horários de menor demanda é capaz de aliviar significativamente o estresse da rede.

Por fim, conclui-se que a infraestrutura elétrica atual comporta o início da transição para a mobilidade elétrica, mas exigirá adequações graduais nos transformadores de distribuição e na rede de baixa tensão à medida que a adoção de VEs se intensificar. Evidencia-se também que o planejamento da expansão deve combinar investimentos físicos com estratégias de gerenciamento inteligente da recarga, incentivando o carregamento fora do horário de pico para otimizar o uso da rede existente. Adicionalmente, destaca-se que a metodologia desenvolvida pode ser adaptada para a análise de redes de distribuição em outras cidades. Dessa forma, o modelo proposto consolida-se como uma ferramenta de grande utilidade para auxiliar as concessionárias de energia no planejamento estratégico e na tomada de decisões em relação à expansão da infraestrutura elétrica.

6.1 Sugestões para Estudos Futuros

- **Análise de Qualidade de Energia:** Avaliar o impacto dos eletropostos no desequilíbrio de tensão entre as fases e na injeção de distorções harmônicas na rede.
- **Gerenciamento Inteligente de Recarga:** Simular a aplicação de estratégias de controle (*Smart Charging*) para gerenciar o horário das recargas e aliviar o estresse do sistema elétrico.
- **Estudos de Reforço da Infraestrutura:** Dimensionar e simular soluções físicas para a rede, como o aumento de transformadores, visando suportar a eletrificação da frota.
- **Integração com Geração Distribuída e Armazenamento:** Analisar como a inclusão de painéis solares e sistemas de armazenamento de energia nos eletropostos poderia mitigar os impactos negativos na rede de distribuição.

Referências

ABNT. *ABNT NBR IEC 61851-1: Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos – Parte 1: Requisitos gerais*. 2022. 1–145 p.

ANEEL. *Anexo VIII da Resolução Normativa n.º 956, de 7 de dezembro de 2021: Disposição sobre Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica – Módulo 8 – PRODIST*. 2021. Seção 8.1: Qualidade do Produto — inclui indicadores como DRP, DRC, harmônicos, etc. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>.

(ANEEL), A. N. de E. E. *Manual de Instruções da BDGD*. 2021. <<https://dadosabertos-aneel.opendata.arcgis.com/documents/f0d5c43ac67d4f5eb2ddffa4589501b2/explore>>.

(ANEEL), B. A. N. de E. E. *Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD): Conjunto de dados*. Brasília, DF, 2026. Acesso em: 11 mar. 2026. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/dados-abertos>>.

Associação Brasileira do Veículo Elétrico. *Site Oficial da ABVE*. 2026. <<https://abve.org.br/>>.

BOONRAKSA, T. et al. Impact of electric bus charging on the power distribution system a case study iee 33 bus test system. In: *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*. IEEE, 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore-ieee.org.ez28.periodicos.capes.gov.br/document/8716023>>.

Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). *ND-3.1: Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas*. Belo Horizonte, MG, 2025. Norma de Distribuição. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2025/10/ND_3_1_2025.pdf>.

Deltrix Chargers. *EV Charging Modes*. 2019. Disponível em: <<https://deltrixchargers.com/about-emobility/charging-modes/>>.

DLR - Institute of Transportation Systems. *Activity-based Demand Generation*. 2024. Documentation of Simulation of Urban MObility (SUMO). Acesso em: 12 mar. 2026. Disponível em: <https://sumo.dlr.de/docs/Demand/Activity-based_Demand_Generation.html>.

DUGAN, R. C. *The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf/download>>.

Empresa de Pesquisa Energética. *Demanda de Energia dos Veículos Leves: 2026–2035*. [S.l.], 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-331/topico-827/NT-EPE-DPG-SDB-2026-01_Demanda%20de%20energia%20VL_2026-2035.pdf>.

Energisa. *NDU 042 — Fornecimento de energia para estações de recarga de veículo elétrico*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/sites/energisa/files/media/>>

[documents/2025-02/NDU%20042%20-%20Fornecimento%20de%20energia%20para%20esta%C3%A7%C3%B5es%20de%20recarga%20de%20ve%C3%ADculo%20el%C3%A9trico.pdf](#)>.

EPRI. *OpenDSS - The Open Distribution System Simulator*. 2024. Disponível em: <<https://opendss.epri.com/>>.

German Aerospace Center (DLR). *Basic Computer Skills*. 2024. SUMO Documentation. Acesso em: 12 mar. 2026. Disponível em: <https://sumo.dlr.de/docs/Basics/Basic_Computer_Skills.html>.

German Aerospace Center (DLR). *SUMO - Simulation of Urban MObility Documentation*. 2024. <<https://sumo.dlr.de/docs/index.html>>. Acessado em: 28 de junho de 2025.

GÖNEN, T. *Electric Power Distribution System Engineering*. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2007. ISBN 9781420062007.

HANG, N. T.; KIEN, L. C. The impact of electric vehicle charging stations on voltage profile and power loss of distribution power networks. In: *2024 7th International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD)*. IEEE, 2024. p. 504–509. Disponível em: <<https://ieeexplore-ieee-org.ez28.periodicos.capes.gov.br/document/10675113>>.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)*. 2025. <<https://www.ibge.gov.br/>>.

International Energy Agency. *Global EV Outlook 2025: Catching up with Climate Ambitions*. Paris, 2025. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c3f7fb7b-4205-4fd6-a20e-afe14a9aa252/GlobalEVOutlook2025.pdf>>.

JIANG, Z. et al. Statistical analysis of electric vehicles charging, station usage and impact on the grid. In: *2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. IEEE, 2016. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7781228>>.

KERSTING, W. H. *Distribution System Modeling and Analysis*. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2012. EBook - PDF. ISBN 9781439856475.

KHALID, M. R. et al. A comprehensive review on electric vehicles charging infrastructures and their impacts on power-quality of the utility grid. *eTransportation*, v. 1, p. 100006, aug 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2590116819300062>>.

KUMAR, B. V.; FARHAN, A. M. A. A review of technical impact of electrical vehicle charging stations on distribution grid. In: *2023 International Conference on Recent Advances in Electrical, Electronics & Digital Healthcare Technologies (REEDCON)*. IEEE, 2023. p. 560–564. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/10150680>>.

LIMA, P. R. G. de. *Estudo dos impactos técnicos da inserção de carregadores de veículos elétricos em alimentadores de distribuição*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2023. Disponível em: <<https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/72113>>.

NEOCHARGE. *Tipos de veículos elétricos: quais são e como funcionam?* 2025. <<https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tipos-veiculos-eletricos>>. Acesso em: 08 jul. 2025.

O., J. S. D. et al. Application software for studying the impact of electric vehicle charging stations in distribution systems. In: *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. IEEE, 2021. Disponível em: <<https://ieeexplore-ieee-org.ez28.periodicos.capes.gov.br/document/9543084>>.

Observatório do Trabalho do Estado de Minas Gerais; DIEESE. *Estimativa do Número de Domicílios por Tipo de Domicílio*. Minas Gerais, Brasil: [s.n.], 2024. <<https://minasgerais.dieese.org.br/ws2/tabela/4086>>.

RAMESH, L. et al. Minimization of power loss in distribution networks by different techniques. *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, World Academy of Science, Engineering and Technology, v. 3, n. 4, p. 661–667, 2009.

(SENATRAN), S. N. de T. *Estatísticas – Frota de Veículos – SENATRAN*. 2025. <<https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/transito/conteudo-Senatran/frota-de-veiculos-2025>>.

Silva, Henrique da. *Ferramenta computacional para criação de modelos de alimentadores reais de distribuição no OpenDSS a partir de dados disponibilizados pela ANEEL*. 2022. Acesso em: 26 jun. 2025. Disponível em: <<https://repositorio.ifsc.edu.br/handle/123456789/2559>>.

SILVA, P.; CERVEIRA, A.; BAPTISTA, J. Impact of electric vehicle charging stations on distribution grids with pv integration. In: *2023 International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET)*. IEEE, 2023. Disponível em: <<https://ieeexplore-ieee-org.ez28.periodicos.capes.gov.br/document/10389438>>.

TEIXEIRA, W. W. *Investigação do impacto da recarga de veículos elétricos na qualidade de energia de redes de distribuição de energia elétrica via análise de dados de medição*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2022. Disponível em: <<https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/1162169>>.

TORQUATO, R. et al. Método para análise de impactos da mobilidade elétrica em redes de distribuição e a respectiva aplicação em sistemas brasileiros. *Anais do Congresso Brasileiro de Automática*, v. 1, n. 1, p. 2095–2102, 2022. Disponível em: <https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/cba/article/view/643>.

UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas: de Fitzgerald e Kingsley*. 7. ed. Porto Alegre: AMGH Editora, 2014. Tradução de: Fitzgerald & Kingsley's Electric Machinery. ISBN 9788580553734.

VISCONTI, I. F. *Modelos de cargas baseados em medições para simulações dinâmicas em sistemas elétricos de potência*. Dissertação (Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=16417&idi=1>>.

WEG S/A. *Estações de Recarga para Veículos Elétricos — WEMOB*. 2024. Documento PDF. Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h17/h36/WEG-WEMOB-50105757-pt.pdf>>.

WILSON, J. O. N.; LIE, T. T. Off-grid ev charging stations to reduce the impact of charging demand on the electricity grid. In: *2022 7th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*. IEEE, 2022. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9990019>>.

ANEXO A – Dados BDGD

Nesse anexo, é descrito como acessar e processar os dados BDGD, para posterior modelagem do alimentador elétrico.

A.1 Acesso aos Dados BDGD

O primeiro passo para a modelagem do alimentador consiste em exportar os dados da BDGD por meio da ANEEL ((ANEEL), 2026), a qual disponibiliza informações referentes às redes de distribuição de todas as concessionárias do Brasil.

Na Figura 39 está indicado o campo específico para acesso aos dados. Já a Figura 40 apresenta alguns dos conjuntos de dados disponibilizados por uma concessionária para diferentes anos, cabendo ao usuário escolher qual edição deseja baixar.

Figura 39 – Campo para obtenção dos dados BDGD

Seguidores
0

Organização

ANEEL
Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por...

[Leia mais](#)

Social

Twitter

Facebook

Licença

Open Data Commons Open Database License (ODbL) [\[OPEN DATA\]](#)

Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD

Parte integrante do Sistema de Informação Geográfico Regulatório da distribuição (SIG-R), a BDGD é um modelo geográfico estabelecido com o objetivo de representar de forma simplificada o sistema elétrico real da distribuidora, visando refletir tanto a situação real dos ativos quanto as informações técnicas e comerciais de interesse. Para que todas as bases recebidas possam se compatibilizar e compor o SIG-R, é necessário que as distribuidoras observem determinados modelos, requisitos e padrões, os quais são estabelecidos no Módulo 10 PRODIST (<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>) e no Manual de Instruções da BDGD (<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/distribuidora>).

De forma a emular o sistema elétrico das distribuidoras, a BDGD é estruturada em entidades, modelos abstratos de dados estabelecidos com o objetivo de representar todas as informações de interesse, desde ativos até as perdas estimadas pelos agentes.

Cada uma dessas entidades é detalhada em diversas informações, dentre as quais constam aquelas que devem observar a codificação pré-estabelecida pelo Dicionário de Dados ANEEL do SIG-R (DDA), o qual especifica padrões de dados a serem utilizados na BDGD, visando a normalização das informações.

Os dados cartográficos são disponibilizados em um arquivo Geodatabase (.gdb) por distribuidora. O Manual de Instruções da BDGD e o Módulo 10 do PRODIST contém informações úteis para entender a BDGD, como as entidades disponibilizadas e as definições dos campos.

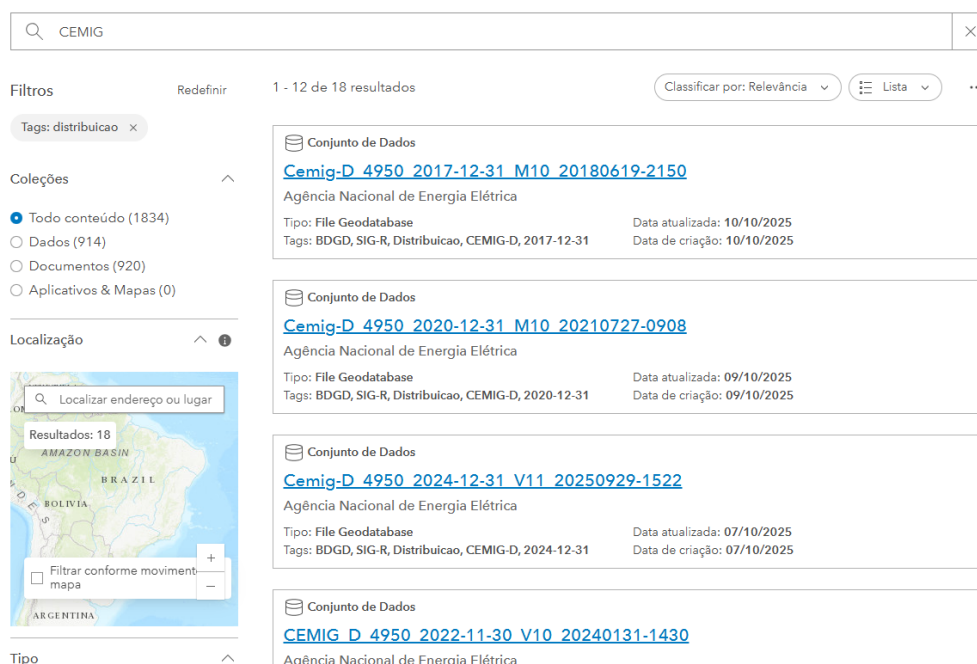
Dados e recursos

Base de Dados Geográfica da Distribuidora	Explorar
link para acessar o repositório dos arquivos Geodatabase da BDGD	
Manual de Instruções da Base de Dados...	Explorar
Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica...	Explorar
UCAT_PJ.csv Unidades Consumidoras de Pessoas Jurídicas - Alta Tensão.	Explorar
UCMT_PJ.csv Unidades Consumidoras de Pessoas Jurídicas - Média Tensão.	Explorar
UCBT_PJ.zip Unidades Consumidoras de Pessoas Jurídicas - Baixa Tensão.	Explorar

SIG-R Sistema de Informaç... cartográficos conjunto coordenadas distribuidoras mapa
segmento de rede subestação área de atuação

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 40 – Algumas edições dos dados BDGD da CEMIG



Fonte: Elaborado pelo autor.

A.2 Processamento dos dados BDGD

Após o download dos dados de interesse, o próximo passo é realizar o processamento das informações referentes ao alimentador em análise. Inicialmente, devem ser adicionadas ao QGIS as camadas provenientes da BDGD, conforme ilustrado na Figura 41. Em seguida, selecionam-se os arquivos previamente extraídos no diretório correspondente, conforme apresentado na Figura 42. Por fim, escolhem-se as camadas que serão adicionadas ao projeto, como mostrado na Figura 43.

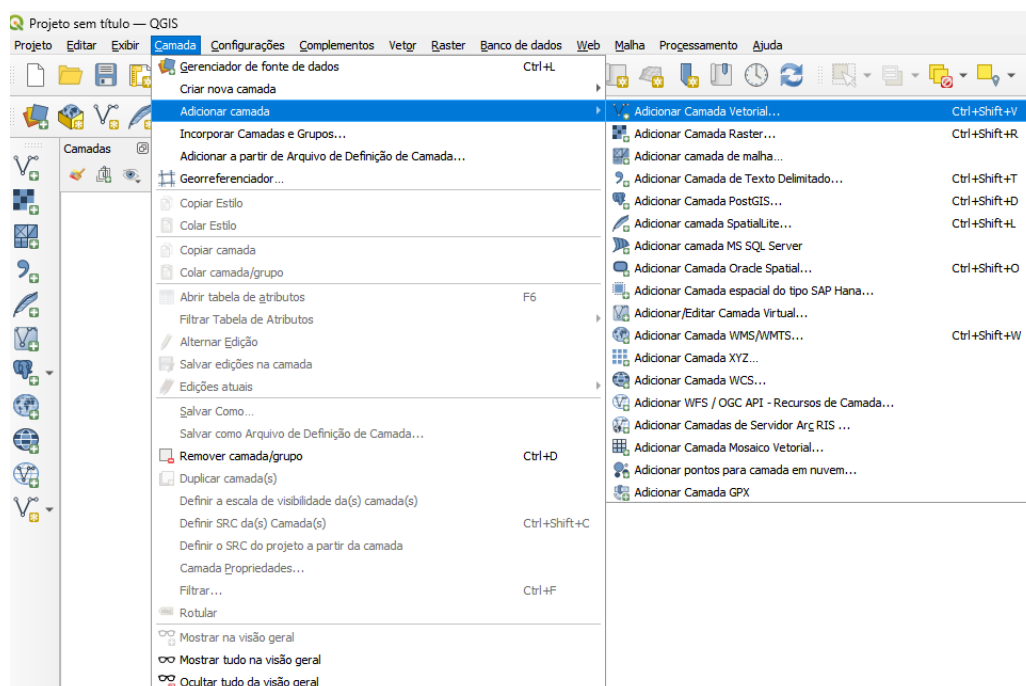
Após a importação das camadas, considerando o conjunto de dados apresentado na Figura 44, torna-se necessário aplicar os filtros indicados na Tabela 6, localizada na Seção 4.1. Esse procedimento permite selecionar apenas os elementos pertencentes ao alimentador em estudo.

Após a aplicação do filtro, conforme ilustrado na Figura 45, o próximo passo consiste na exportação das camadas filtradas, como apresentado na Figura 46. Essa exportação deve ser realizada no formato *Shapefile*. Posteriormente, esses dados poderão ser convertidos para o formato Excel para facilitar o tratamento das informações.

Um detalhe importante durante o processo de exportação é renomear o arquivo com o mesmo nome da camada e desativar a opção de metadados. Essa etapa é importante para evitar possíveis erros durante o processamento posterior dos dados, conforme destacado na Figura 46.

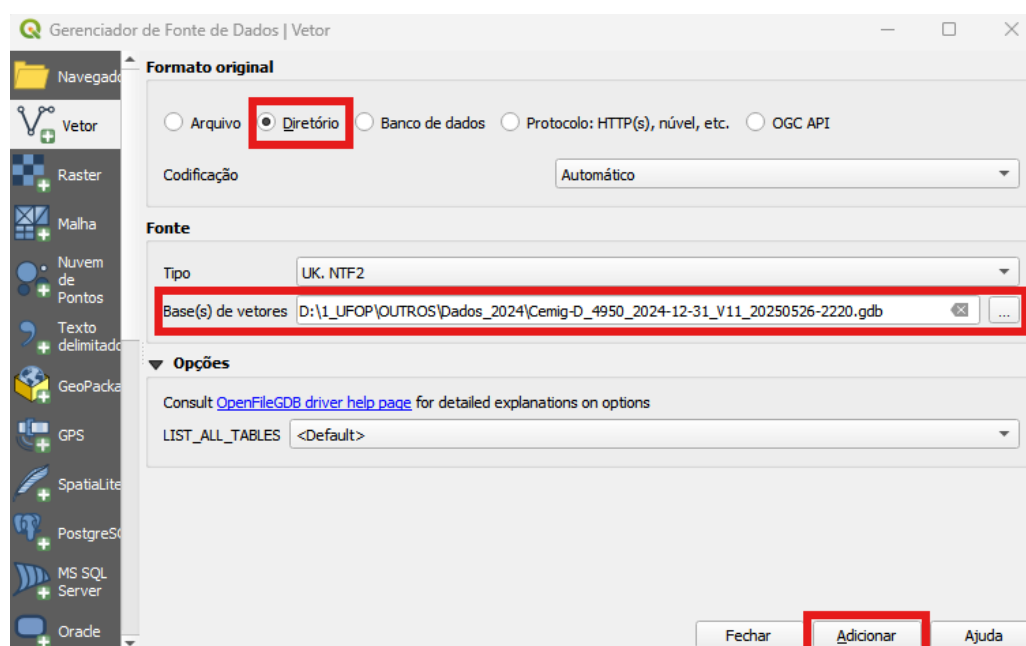
Uma etapa adicional consiste na obtenção das coordenadas dos postes para as camadas SSDBT e SSDMT. Para isso, é necessário abrir a tabela de atributos da camada

Figura 41 – Adicionando camadas dos dados BDGD - parte 1



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42 – Adicionando camadas dos dados BDGD - parte 2

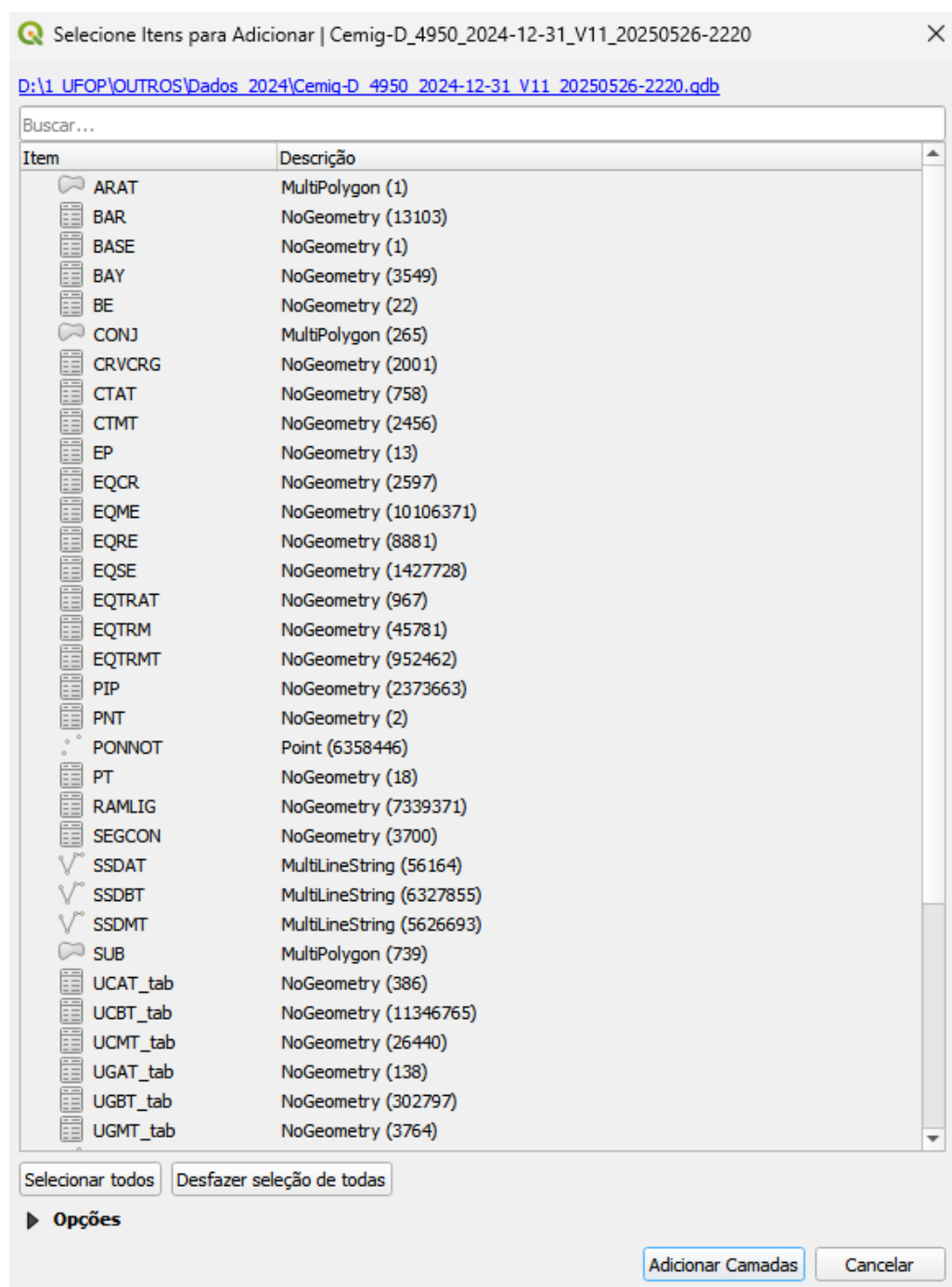


Fonte: Elaborado pelo autor.

filtrada no QGIS. Em seguida, deve-se clicar dentro da tabela e selecionar todo o conteúdo utilizando os comandos Ctrl + A e Ctrl + C.

Posteriormente, o conteúdo copiado deve ser colado em uma planilha do Excel (Ctrl + V). Ao realizar esse procedimento, será possível visualizar uma coluna adicional

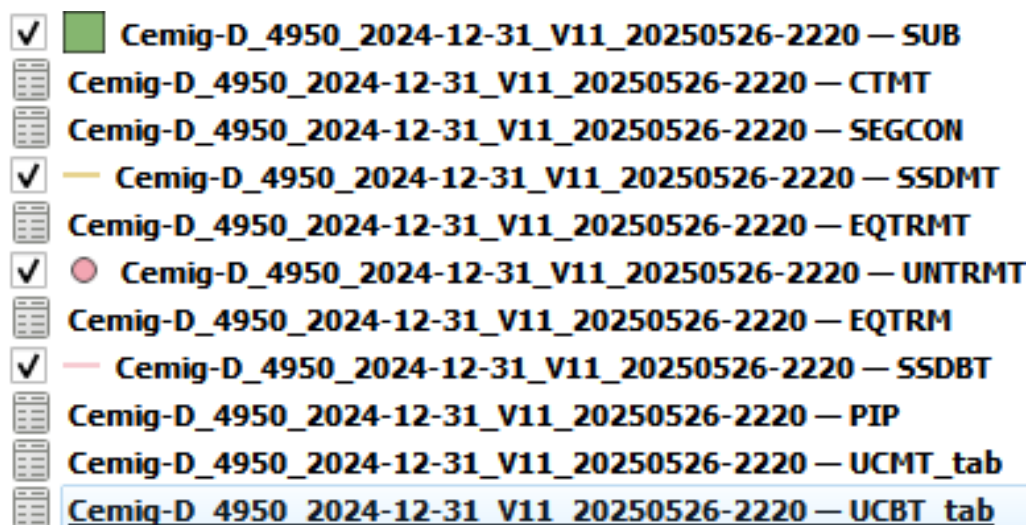
Figura 43 – Adicionando camadas dos dados BDGD - parte 3



Fonte: Elaborado pelo autor.

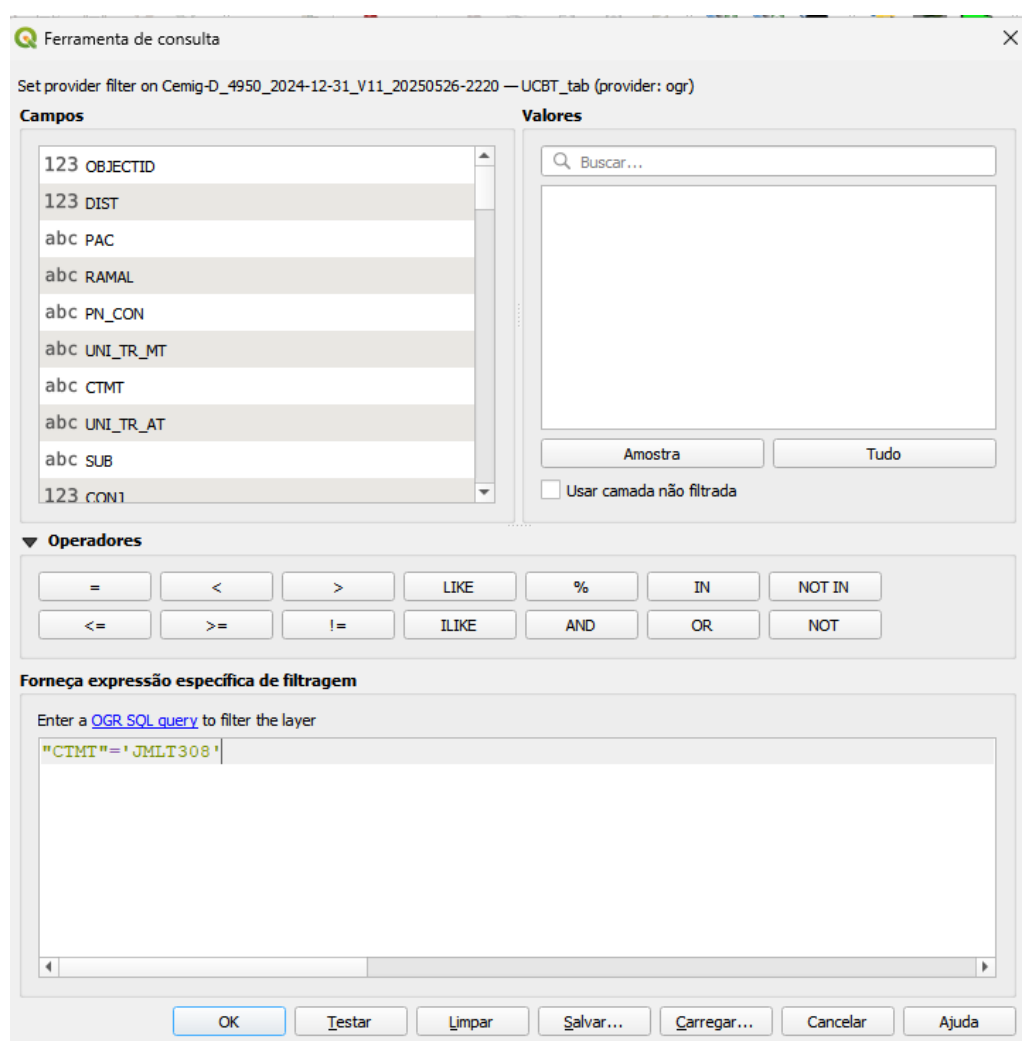
com as coordenadas dos postes. Essas informações ficam armazenadas na camada, porém não aparecem diretamente na visualização padrão da tabela de atributos do QGIS.

Figura 44 – Camadas usadas na modelagem do alimentador



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 45 – Filtrando uma camada com base no código CTMT do alimentador



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 46 – Exportação de uma camada em formato *Shapefile*

Salvar Camada Vetorial como...

Formato: Shapefile

Nome do arquivo: UCBT

Nome da camada:

SRC: projecção inválida

Codificação: UTF-8

☐ Salvar somente feições selecionadas

► **Selecione os campos para exportar e as suas opções de exportação**

☐ Metadados persistentes da camada

▼ **Geometria**

Tipo de geometria: Automático

☐ Forçar multitypos

☐ Incluir dimensão-z

► ☐ Extensão (atual: nenhum)

▼ **Opções de Camada**

RESIZE: NO

SHPT:

► **Opções personalizadas**

☒ Adicionar arquivo salvo ao mapa

OK Cancelar Ajuda

Fonte: Elaborado pelo autor.

ANEXO B – *OpenDSS*

Este anexo apresenta a sintaxe básica e exemplos práticos para a criação dos principais elementos de rede no software OpenDSS. Os parâmetros apresentados refletem as características físicas e elétricas necessárias para a simulação do fluxo de potência no ambiente de distribuição (DUGAN, 2021). Como o Capítulo 3 já apresenta uma descrição dos parâmetros utilizados na definição dos objetos, o foco deste anexo é apenas a apresentação da sintaxe.

B.1 Vsource (Subestação / Circuito)

A modelagem do alimentador inicia na subestação, que é representada como um equivalente de Thévenin. O elemento é definido por uma fonte de tensão ideal em série com uma impedância. Os principais parâmetros incluem a tensão base e as potências de curto-circuito trifásica (MVAsc3) e monofásica (MVAsc1).

Definição do Vsource

```
! Exemplo de criação do circuito principal (Subestação)
New Circuit.JMLT308 bus1=Barra_Subestacao basekv=13.8 pu=1.04
~ phases=3 frequency=60 mvasc3=300 mvasc1=100
```

B.2 Line (Linhas de Distribuição)

Os trechos de condutores são modelados usando o elemento *Line*. Para simplificar a definição das impedâncias, utiliza-se frequentemente o método *LineCode*, que armazena os parâmetros elétricos do cabo (resistências e reatâncias de sequência positiva e zero), bastando referenciá-lo e informar o comprimento do trecho.

Definição de Line e LineCode

```
! Definição do cabo
New LineCode.Cabo_Multiplexado nphases=3 basefreq=60
~units=km Normamps=150 R1=1.6118 X1=0.662533

! Criação do trecho de linha
New Line.Trecho_01 phases=3 bus1=Barra_A bus2=Barra_B
~ linecode=Cabo_Multiplexado length=0.15 units=km
```

B.3 Transformer (Transformador)

Este elemento modela a adequação dos níveis de tensão e suas respectivas perdas. É necessário informar a potência nominal (kVA), as tensões dos enrolamentos primário e secundário (kV), as conexões, a reatância equivalente de dispersão (XHL), além das perdas em carga (%loadloss) e a vazio (%noloadloss).

Definição de Transformer

```
! Exemplo de transformador trifásico de distribuição
! 13.8 kV / 0.22 kV
New Transformer.Trafo_01 phases=3 windings=2
~ buses=[Barra_MT.1.2.3, Barra_BT.1.2.3.0]
~ kvs=[13.8, 0.22]
~ kvas=[75, 75]
~ conns=[delta, wye]
~ taps=[0.95, 1]
~ %rs=[1.34, 1.34] xhl=3.77
~ %noloadloss=1.34 %loadloss=0.34

! Exemplo de monofásico de distribuição com tap central
! 7.97 kV / 0.24 kV
New Transformer.Trafo_01 phases=1 windings=3
~ buses=[Barra_MT.1, Barra_BT.1.0, Barra_BT.2.0]
~ kvs=[7.97, 0.12, 0.12]
~ kvas=[25, 0.12, 0.12]
~ conns=[wye, wye, wye]
~ taps=[0.95, 1, 1]
~ %rs=[1.42, 1.42, 1.42]
~ xhl = 1.735 xlt = 1.388 xht = 1.735
~ %noloadloss=1.8 %loadloss=0.45
```

B.4 Load (Carga)

As unidades consumidoras são representadas pelo elemento Load. Ele exige a definição da potência ativa (kW), tensão nominal (kV) e o fator de potência (pf) ou a potência reativa. O parâmetro model define o comportamento da carga perante variações de tensão (potência, corrente ou impedância constante).

Definição de Load

```
! Curva do comportamento de carga
New loadshape.Residencial npts = 24 interval = 1
```

```

~ mult = (0.86, 0.74, 0.66, 0.63, 0.61, 0.68, 0.80, 0.93, 0.81,
0.74, 0.84, 0.95, 0.98, 0.85, 0.76, 0.78, 0.84, 1.37, 2.39, 1.79,
1.38, 1.35, 1.17, 1.08)

! Exemplo de carga residencial trifásica operando com modelo de
! impedância constante
New Load.Carga_Residencial phases=3 bus1=Barra_Consumidor
~ kv=0.22 pf=0.92 kw=1.0 conn=wye daily=Residencial model=2

! Exemplo de carga residencial monofásica operando com modelo de
! impedância constante
New Load.Carga_Residencial phases=1 bus1=Barra_Consumidor
~ kv=0.127 pf=0.92 kw=0.46 conn=wye daily=Residencial model=2

```

B.5 Storage (Eletroposto)

O elemento Storage é utilizado para representar os eletropostos, simulando o carregamento ao operar no estado de carga. Para que a curva de demanda gerada defina diretamente a potência drenada, utiliza-se a propriedade `dispmode=follow` associada a um perfil temporal (Loadshape).

Definição de Storage

```

! Exemplo de Eletroposto Rápido

! Comportamento de carga
New Loadshape.Curva_storage_ER npts=24 interval=1
~ mult=[ 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.11 0.36 0.24 0.39
0.63 0.64 0.57 0.09 0.02 0.00 0.00 0.00 0.00 0.02 0.00 0.00 0.00 ]

! Definição do elemento
New Storage.Carregador_ER Bus1=Barra_ER.1.2.3.0 Phases=3 Conn=wye
~ kv=0.38 kWrated=160.00 kWhrated=491.80 PF=1.0 dispmode=follow
~ %stored=0.00 %reserve=0 %charge=100 %discharge=0 %EffCharge=95
~ daily=Curva_storage_ER

```

ANEXO C – Eclipse SUMO

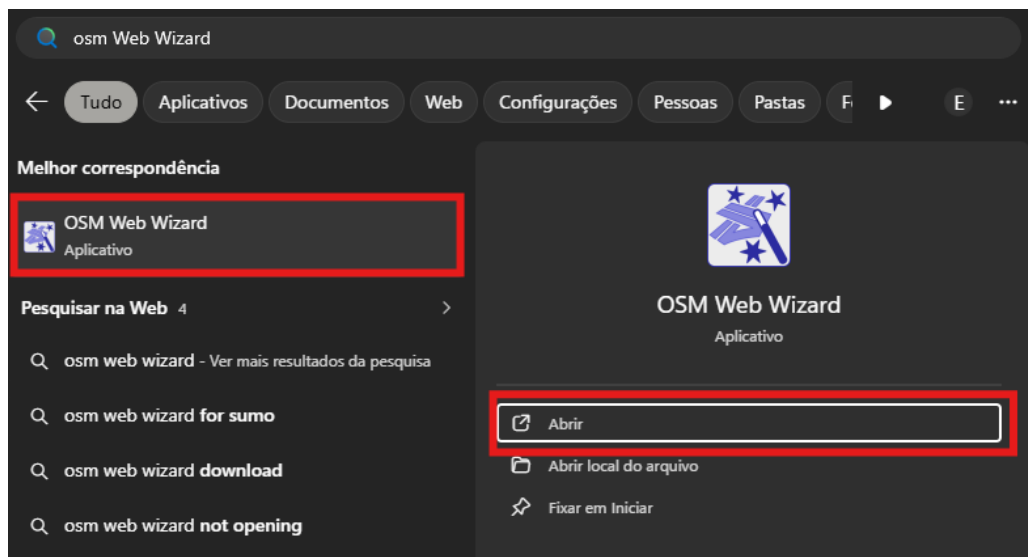
Este anexo apresenta os procedimentos práticos e os comandos utilizados para a configuração e execução da simulação de tráfego no software Eclipse SUMO, abrangendo desde a importação do mapa até o controle da simulação via código.

C.1 Importação do Mapa com OSM Web Wizard

A importação da malha viária real de João Monlevade foi realizada através da ferramenta OSM Web Wizard, que extrai dados do OpenStreetMap e os converte para o formato nativo do SUMO.

Para iniciar a ferramenta, é necessário primeiro possuir um software de desenvolvimento, como o Visual Studio Code, com o *Python* instalado. Em seguida, na aba inicial do computador, digite o comando “*OSM Web Wizard*”, conforme ilustrado na Figura 47. Após isso, clique em abrir e execute a ferramenta.

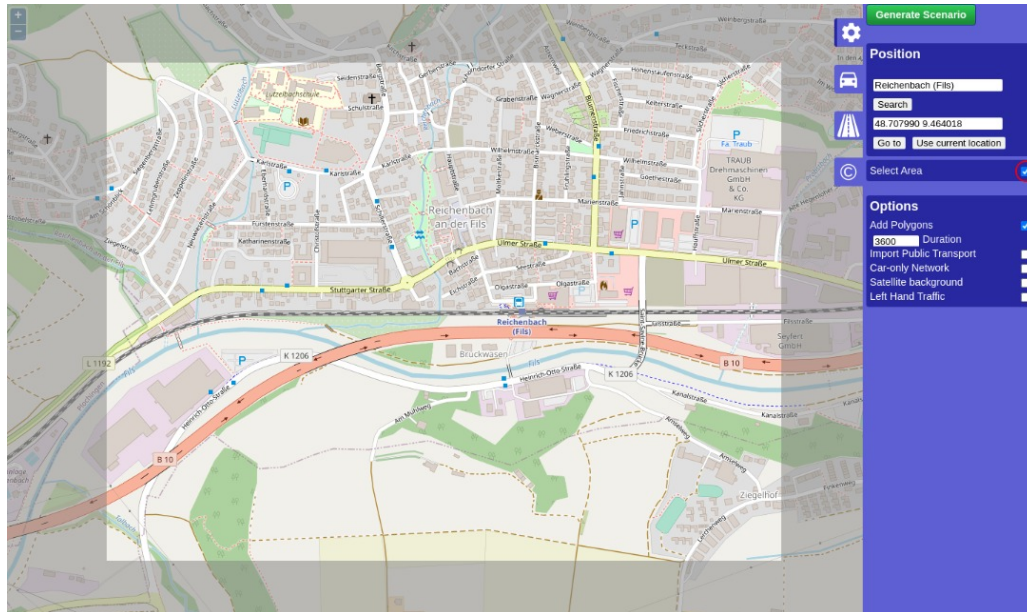
Figura 47 – Iniciando *OSM Web Wizard*



Fonte: Elaborado pelo autor.

Este procedimento abre uma interface no navegador web (Figura 48). Nela, seleciona-se a área geográfica desejada e clica-se em *Generate Scenario*. O SUMO fará o download da região e criará automaticamente a pasta do projeto contendo o arquivo da rede viária (com a extensão *.net.xml*).

Figura 48 – Selecionando mapa pelo OSM Web Wizard



Fonte: Elaborado pelo autor.

C.2 Variável de Ambiente

Para que as ferramentas de linha de comando do SUMO sejam reconhecidas no terminal a partir de qualquer diretório, é um pré-requisito que as variáveis de ambiente do sistema operacional estejam configuradas. A variável *SUMO_HOME* deve apontar para o diretório de instalação do software, e os diretórios *bin* e *tools* devem ser adicionados à variável *PATH* do sistema. Informações detalhadas de como realizar essa configuração, está disponível em ([German Aerospace Center \(DLR\), 2024a](#)).

C.3 Geração de Demanda com *activitygen*

A ferramenta *activitygen* exige um arquivo de configuração contendo os dados estatísticos e demográficos da população (arquivo *.stat.xml*). Informações detalhadas de como preencher o arquivo de entrada está disponível em ([DLR - Institute of Transportation Systems, 2024](#)). Com o arquivo estatístico preenchido, o comando utilizado no terminal para gerar as rotas dos veículos de uso particular é:

Comando para execução do *activitygen*

```
activitygen --net-file rede_cidade.net.xml
--stat-file estatisticas.stat.xml
--output-file rotas_activitygen.trips.rou.xml
--random

duarouter --net-file rede_cidade.net.xml
```

```
--route-files rotas_activitygen.trips.rou.xml
--output-file rotas_activitygen.rou.xml
--ignore-errors --write-trips
```

Os parâmetros indicam o arquivo da rede viária (*-net-file*), o arquivo de dados populacionais (*-stat-file*) e o arquivo de saída gerado com as rotas dos veículos (*-output-file*). O parâmetro *-random* garante a aleatoriedade na distribuição das viagens.

O comando *duarouter* define para os veículos a rota mais curta, assumindo que eles estão sozinhos na rede. Essa suposição pode gerar bloqueios irreais e provocar congestionamentos que não representam o comportamento real do tráfego. No entanto, esse comando é importante para corrigir erros nas rotas, removendo inconsistências e evitando possíveis problemas durante a simulação.

C.4 Geração de Clientes de Táxi com *randomTrips*

Para gerar a demanda de clientes para a frota de táxis, utilizou-se o script *randomTrips.py*. Como os clientes são inicialmente tratados como pedestres aguardando transporte, o comando deve especificar a criação de pessoas (*pedestrians*).

Comando para execução do *randomTrips*

```
python "C:\Program Files (x86)\Eclipse\Sumo\tools\randomTrips.py"
-n rede_cidade.net.xml -o passageiros.rou.xml -e 84600
--period 100 --persontrips --validate --allow-fringe
--edge-permission taxi
```

O comando utiliza a rede viária (*.net.xml*) e gera um arquivo de rotas para pedestres (*-persontrips*). O arquivo de saída de ferramenta é no seguinte formato:

Formato das rotas geradas pela *randomTrips*

```
<person id="0" depart="0.00">
  <personTrip from="294974467" to="-123747244#4"/>
</person>
```

Dessa forma, para gerar os clientes para os táxis, é necessário converter as rotas para o formato adequado. Nessa etapa, os parâmetros importantes gerados pela *randomTrips*, são a rua de origem (*from*) e a de destino *to*. Dessa forma:

Formato das rotas geradas pela *randomTrips* convertidas em clientes para os táxis

```
<ride from="2949744670" to="-123747244#4" lines="taxi"
depart="0.00" id="ride_5" />
```

C.5 Interface TraCI (Traffic Control Interface)

A interface TraCI permite controlar a execução do SUMO passo a passo utilizando a linguagem Python, possibilitando a extração das distâncias percorridas por cada veículo em tempo de execução.

O código abaixo ilustra a estrutura básica implementada para iniciar a simulação, avançar os passos de tempo e extrair as informações necessárias:

Estrutura básica de controle via TraCI em Python

```
import os
import sys
import traci
import pandas as pd

# Configurações gerais da simulação
SUMO_HOME = "C:/Program Files (x86)/Eclipse/Sumo"
sumo_config_file = "C:/Users/Eutran/Sumo/MAPA_JM/osm.sumocfg"
SIMULATION_DURATION_SEC = 100000

# Inicialização da simulação
tools_path = os.path.join(SUMO_HOME, 'tools')
if tools_path not in sys.path:
    sys.path.append(tools_path)

sumo_binary = os.path.join(SUMO_HOME, "bin", "sumo-gui")
sumo_command = [sumo_binary, '-c', sumo_config_file,
                '--start', '--quit-on-end', '--time-to-teleport', '-1']

print("Iniciando a simulação no SUMO...")
traci.start(sumo_command)
print("Simulação iniciada.")

# Dicionários para armazenar os dados
distancias_atuais = {}
classes_veiculos = {}
resultados_veiculos = {}

# Loop principal da simulação
for step in range(SIMULATION_DURATION_SEC):
    traci.simulationStep()

traci.close() # Encerra a simulacao e fecha a conexao
```