

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LEONARDO DAVID FABER NOGUEIRA

**Estudo da Inserção Simultânea de Eletropostos no Sistema de Distribuição por Meio
da Integração entre OpenDSS e Python**

UBERLÂNDIA - MG

2026

LEONARDO DAVID FABER NOGUEIRA

**Estudo da Inserção Simultânea de Eletropostos no Sistema de Distribuição por Meio
da Integração entre OpenDSS e Python**

Trabalho de conclusão de curso apresentado
à Faculdade de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Uberlândia como
requisito parcial para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Fabrício Augusto Matheus
Moura.

UBERLÂNDIA - MG

2026

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

N778 Nogueira, Leonardo David Faber, 2002-
2026 Estudo da Inserção Simultânea de Eletropostos no Sistema de
Distribuição por Meio da Integração entre OpenDSS e Python
[recurso eletrônico] / Leonardo David Faber Nogueira. - 2026.

Orientador: Fabrício Augusto Matheus Moura.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade
Federal de Uberlândia, Graduação em Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Moura, Fabrício Augusto Matheus,
1983-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia.
Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091

Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074



ATA DE DEFESA - GRADUAÇÃO

Curso de Graduação em:	1449BI - Graduação em Engenharia Elétrica: Bacharelado - Integral				
Defesa de:	FEELT31917 - Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica				
Data:	30/07/2026	Hora de início:	14h	Hora de encerramento:	15h
Matrícula do Discente:	12111EEL003				
Nome do Discente:	Leonardo David Faber Nogueira				
Título do Trabalho:	Estudo da Inserção Simultânea de Eletropostos no Sistema de Distribuição por Meio da Integração entre OpenDSS e Python				
A carga horária curricular foi cumprida integralmente?		(X) Sim () Não			

Reuniu-se em plataforma digital de comunicação, a Banca Examinadora assim composta: **Dr. Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da Silveira (FEELT/UFU); Dr. Paulo Henrique Oliveira Rezende (FEELT/UFU); e Dr. Fabricio Augusto Matheus Moura (FEELT/UFU)**, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos, o(a) presidente da mesa, **Dr. Fabricio Augusto Matheus Moura**, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao discente a palavra, para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do curso.

A seguir o(a) senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a) sem nota.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Henrique Oliveira Rezende, Professor(a) do Magistério Superior**, em 30/07/2026, às 14:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da Silveira, Professor(a) do Magistério Superior**, em 30/07/2026, às 14:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabricio Augusto Matheus Moura, Professor(a) do Magistério Superior**, em 30/07/2026, às 15:00, 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 https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **7506179** e o código CRC **FEB24C4F**.

Dedico este trabalho aos meus pais, à minha família e aos meus amigos, que estiveram ao meu lado em cada etapa desta jornada, oferecendo apoio, incentivo e compreensão.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, antes de tudo, a Deus, por me conceder saúde, sabedoria e perseverança ao longo desta caminhada. Sua presença foi essencial nos momentos mais difíceis, proporcionando serenidade para enfrentar os obstáculos e determinação para concluir esta importante etapa.

Aos meus pais, Élide e Daniel, dedico esta conquista pelo amor incondicional, pelos valores transmitidos e pelo apoio constante. Obrigado por acreditarem em meu potencial, inclusive nos períodos de incerteza, e por não medirem esforços para me proporcionar oportunidades de crescimento. Este trabalho também é resultado do carinho, da dedicação e dos sacrifícios que tornaram possível a minha chegada até aqui.

Ao professor Fabrício Augusto Matheus Moura, expresso minha consideração pela orientação segura e competente, pela confiança depositada, pela disponibilidade para esclarecer dúvidas e pelas valiosas contribuições que enriqueceram este estudo.

À Universidade Federal de Uberlândia, registro meu sincero agradecimento pela excelência do ensino e estrutura ofertados. Estendo minha gratidão a todos os docentes que compartilharam conhecimentos, experiências e ensinamentos que serão levados por toda a minha trajetória profissional.

“Os cientistas estudam o mundo como ele é; os engenheiros criam o mundo que nunca existiu.”

(Theodore von Karman)

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar os impactos da inserção de eletropostos de recarga rápida em uma rede de distribuição de energia elétrica, com ênfase nos níveis de tensão, nas perdas elétricas, no carregamento dos alimentadores e na margem operacional do sistema. A motivação decorre da expansão das vendas de VEs mundialmente e no Brasil e pela ampliação da infraestrutura de recarga no país. Embora a eletrificação do transporte contribua para a redução das emissões dos gases do efeito estufa e para o avanço da transição energética, a conexão de cargas de elevada potência pode impor novas exigências às redes. Para contextualizar o tema, o trabalho apresenta a evolução dos veículos elétricos, suas configurações, tecnologias de armazenamento, sistemas de gerenciamento de baterias, modos de carregamento e padrões de conectores e plugues. Também são discutidos o panorama brasileiro dos eletropostos, os efeitos da recarga e possíveis estratégias de mitigação. A metodologia baseou-se na modelagem computacional do sistema teste IEEE 37 Barras no OpenDSS, integrada a rotinas desenvolvidas em Python, utilizando perfis diários de cargas residenciais, comerciais, industriais e de eletropostos. Foram avaliados dois cenários: o sistema base, com as cargas originais, e a inserção simultânea de duas estações de recarga em diferentes combinações de barramentos. Para identificar as condições mais severas, foi desenvolvido um algoritmo de busca e classificação baseado em um índice composto, cujo resultado, mostra que a combinação entre as barras 736 e 741 apresentou a maior criticidade, onde a tensão mínima atingiu 0,8392 p.u., conduzindo diversos nós à faixa crítica estabelecida pelo módulo 08 do PRODIST. No período de maior demanda, as perdas ativas aumentaram de aproximadamente 23 kW para 33 kW, enquanto as reativas passaram de 22 kvar para 32 kvar, representando acréscimo próximo de 45%. O carregamento máximo das linhas elevou-se de cerca de 83% para 98%. Conclui-se que, no circuito, a tensão representa a principal limitação à conexão e que a intensidade dos efeitos depende da potência instalada e da coincidência entre os perfis de recarga e consumo. Os resultados oferecem insumos para apoiar concessionárias, planejadores e agentes públicos na definição de estratégias para a expansão segura e viável dessa tecnologia.

Palavras-chave: Veículos elétricos; Eletropostos; Rede de distribuição de energia elétrica; OpenDSS; Python.

ABSTRACT

The objective of this study is to evaluate the impacts of installing fast-charging stations in an electric power distribution network, with an emphasis on voltage levels, electrical losses, feeder loading, and the system's operating margin. The motivation stems from the expansion of EV sales worldwide and in Brazil, as well as the expansion of the charging infrastructure in the country. Although the electrification of transportation contributes to the reduction of greenhouse gas emissions and advances the energy transition, the connection of high-power loads can impose new demands on the grids. To provide context for the topic, this study presents the evolution of electric vehicles, their configurations, storage technologies, battery management systems, charging modes, and connector and plug standards. It also discusses the Brazilian landscape of charging stations, the effects of charging, and possible mitigation strategies. The methodology was based on computational modeling of the IEEE 37-Bus test system in OpenDSS, integrated with routines developed in Python, using daily load profiles for residential, commercial, industrial, and EV charging stations. Two scenarios were evaluated: the base system, with the original loads, and the simultaneous insertion of two charging stations in different busbar combinations. To identify the most severe conditions, a search and classification algorithm based on a composite index was developed; its results show that the combination of busbars 736 and 741 presented the highest level of criticality, where the minimum voltage reached 0.8392 p.u., pushing several nodes into the critical range established by module 08 of PRODIST. During the period of peak demand, active losses increased from approximately 23 kW to 33 kW, while reactive losses rose from 22 kvar to 32 kvar, representing an increase of nearly 45%. The maximum line loading rise from about 83% to 98%. It is concluded that, in the circuit, voltage represents the main limitation to the connection and that the severity of the effects depends on the installed power and the alignment between charging and consumption profiles. The results provide insights to support utility companies, planners, and public officials in defining strategies for the safe and viable expansion of this technology.

Keywords: Electric vehicles; EV charging stations; Electric power distribution network; OpenDSS; Python.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1 Contextualização, Análise Histórica e <i>Market Share</i> dos Veículos Elétricos.....	17
1.2 Motivação	21
1.3 Objetivos.....	21
1.4 Organização do Trabalho.....	22
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1 Tipologia e Arquitetura.....	23
2.1.1 Veículo Elétrico Híbrido (HEV)	23
2.1.2 Veículo Elétrico Híbrido <i>Plug-In</i> (PHEV).....	26
2.1.3 Veículo Elétrico a Bateria (BEV).....	26
2.1.4 Veículo Elétrico a Célula de Combustível (FCEV).....	27
2.2 Panorama Evolutivo das Tecnologias de Armazenamento	30
2.2.1 Baterias de Chumbo-Ácido.....	30
2.2.2 Baterias à Base de Níquel.....	31
2.2.3 Baterias de Íon-Lítio.....	32
2.2.4 Baterias de Polímero de Íon-Lítio	33
2.2.5 Baterias de Estado Sólido	33
2.2.6 Supercapacitores.....	34
2.2.7 Sistema de Gerenciamento de Bateria - BMS	35
2.3 Modalidades de Carregamento	35
2.3.1 Modo 01: Carregamento Lento em Tomada Convencional.....	35
2.3.2 Modo 02: Carregamento Lento com Dispositivo de Proteção	36
2.3.3 Modo 03: Carregamento Semi-rápido/<i>WallBox</i>.....	36
2.3.4 Modo 04: Carregamento Rápido.....	37
2.4 Tipologia de Conectores	38
2.4.1 Conector Tipo 1 – <i>SAE J1772</i>	38
2.4.2 Conector Tipo 2 (<i>Mennekes</i>) - IEC 62196-2	38
2.4.3 Sistema Combinado de Carga (CCS – Combined Charging System)	39
2.4.4 Conector CHAdeMO.....	39
2.4.5 Conector Tesla <i>Super-Charger</i>	39
2.5 Expansão de Eletropostos no Âmbito Nacional	41
2.6 Impactos na Rede Elétrica, Estudos Correlatos e Aspectos Normativos.....	43

2.6.1	Efeitos na Demanda e Perfil de Carga.....	43
2.6.2	Variação de Tensão de Longa Duração.....	43
2.6.3	Desequilíbrio de Tensão e de Fase.....	44
2.6.4	Influência nos Componentes do Sistema de Distribuição	45
2.6.5	Redução da Capacidade de Hospedagem (<i>Hosting Capacity</i>).....	45
2.7	Estratégias e Métodos para Mitigação.....	46
2.7.1	<i>Vehicle-to-Grid</i> (V2G), <i>Vehicle-to-Home</i> (V2H) e <i>Vehicle-to-Build</i> (V2B).....	46
2.7.2	Associação entre Geração Distribuída e Sistemas de Recarga.....	48
2.7.3	Associação entre Armazenadores de Energia e Sistemas de Recarga	48
2.7.4	Balanceamento de Fases e Instalação de Reguladores de Tensão	49
3	METODOLOGIA.....	50
3.1	Descrição do Sistema	50
3.1.1	Dados Técnicos do Circuito Teste	51
3.2	Modelagem do Eletroposto Utilizado na Simulação.....	51
3.3	Definição dos Perfis de Carga	52
3.3.1	Curva de Carga Comercial.....	53
3.3.2	Curva de Carga Industrial	53
3.3.3	Curva de Carga Residencial.....	54
3.3.4	Curva de Carga para Carregamento de VEs - Eletroposto.....	55
3.4	Situações Abordadas para o Estudo	56
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	57
4.1	Cenário 01 – Caso Base	57
4.1.1	Tensão de Saída da Subestação – Cenário 01	57
4.1.2	Perfil de Potência Aparente – Cenário 01	58
4.1.3	Perfil de Perdas – Cenário 01	59
4.1.4	Tensões nos Barramentos – Cenário 01.....	60
4.2	Cenário 02 – Inserção Simultânea de Duas Estações de Recarga.....	61
4.2.1	Índice Médio Diário de Tensão	61
4.2.2	Índice Médio Diário de Carregamento.....	62
4.2.3	Índice Composto de Impacto na Rede.....	63
4.2.4	Classificação dos Cenários mais Críticos	64
4.2.5	Tensão de Saída da Subestação – Cenário 02	64
4.2.6	Perfil de Potência Aparente – Cenário 02	65

4.2.7	Perfil de Perdas – Cenário 02	66
4.2.8	Tensões nos Barramentos – Cenário 02.....	67
4.2.9	Análise do Carregamento entre os Cenários 01 e 02.....	68
4.3	Síntese dos Resultados.....	69
5	CONCLUSÃO.....	70
	REFERÊNCIAS	71
	ANEXO A – DADOS DO SISTEMA IEEE 37 BARRAS	78
	ANEXO B – SCRIPT EM PYTHON PARA A SIMULAÇÃO MULTICENÁRIOS...	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 - Veículo Eletrificado de William Morrison.....	17
Figura 02 - Evolução dos Veículos Elétricos.....	18
Figura 03 - Vendas Globais e Participação de Mercado em Regiões Seleccionadas, 2020-2025	19
Figura 04 - Série Histórica da Venda de Veículos Eletrificados no Brasil	20
Figura 05 - Principais Modelos de Veículos Elétricos.....	23
Figura 06 - Esquemático do Veículo Híbrido (HEV)	24
Figura 07 - Tipologia HEV Série e Fluxo de Energia	25
Figura 08 - Tipologia HEV Paralelo e Fluxo de Energia	25
Figura 09 - Tipologia HEV Série-Paralelo e Fluxo de Energia.....	25
Figura 10 - Esquemático do Veículo Híbrido <i>plug-in</i> (PHEV)	26
Figura 11 - Esquemático do Veículo Elétrico a Bateria (BEV)	27
Figura 12 - Tipologia BEV e Fluxo de Energia.....	27
Figura 13 - Esquemático do Veículo a Célula de Combustível (FCEV)	28
Figura 14 - Tipologia FCEV e Fluxo de Energia.....	28
Figura 15 - Exemplo de Bateria Chumbo-Ácido.....	31
Figura 16 - Exemplo de Bateria de Hidreto Metálico de Níquel - NiMH.....	32
Figura 17 - Exemplo de Bateria de Íon de Lítio.....	32
Figura 18 - Exemplo de Supercapacitor	34
Figura 19 - Exemplo de BMS.....	35
Figura 20 - Carregamento no Modo 01	35
Figura 21 - Carregamento no Modo 02	36
Figura 22 - Carregamento no Modo 03	37
Figura 23 - Carregamento no Modo 04	37
Figura 24 - Soquete e Conector Tipo 1.....	40
Figura 25 - Soquete e Conector Tipo 2.....	40
Figura 26 - Soquete e Conector CHAdeMO	40
Figura 27 - Soquete e Conector Tesla <i>Super-Charger</i>	41
Figura 28 - Frota Eletrificada no Triângulo Mineiro.....	42
Figura 29 - Arranjo do Método V2G	47
Figura 30 - Arranjo do Método V2H.....	47

Figura 31 - Sistema <i>IEEE 37 Node Test Feeder</i> : (a) Circuito Original (b) Circuito Modificado	50
Figura 32 - Curva de Demanda	52
Figura 33 - Curva de Carga Comercial.....	53
Figura 34 - Curva de Carga Industrial.....	54
Figura 35 - Curva de Carga Residencial.....	55
Figura 36 - Curva de Carga do Eletroposto.....	56
Figura 37 - Tensão na Saída da Subestação – Cenário 01	57
Figura 38 - Perfil de Potência Aparente no Barramento 799 – Cenário 01	58
Figura 39 - Perdas Elétricas no Barramento 799 – Cenário 01	59
Figura 40 - Menor Magnitude de Tensão para os Barramentos Componentes do Sistema – Cenário 01	60
Figura 41 - Tensão na Saída da Subestação – Cenário 02	65
Figura 42 - Perfil de Potência Aparente no Barramento 799 – Cenário 02	66
Figura 43 - Perdas Elétricas no Barramento 799 – Cenário 02	66
Figura 44 - Menor Magnitude de Tensão para os Barramentos Componentes do Sistema – Cenário 02	67
Figura 45 - Comparativo entre o Carregamento das Linhas entre os Cenários 01 e 02	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 - Diferentes Cores de Hidrogênio Definidas pelas Tecnologias Utilizadas no Brasil e no Mundo	29
Tabela 02 - Tipos de Conectores Empregados em VEs	38
Tabela 03 - Evolução do Número de Municípios por Região com Eletropostos Instalados	42
Tabela 04 - Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Inferior a 2,3 kV (220/127)	43
Tabela 05 - Limites para o Indicador de Desequilíbrio de Tensão	44
Tabela 06 - Dados técnicos do Carregador Escolhido	51
Tabela 07 - Ranking dos Dez Cenários mais Críticos Encontrados	64
Tabela 08 - Comparação das Tensões Mínimas, em p.u., dos Barramentos nos Cenários 1 e 2	67
Tabela 09 - Dados dos Transformadores.....	78
Tabela 10 - Dados das Cargas.....	78
Tabela 11 - Dados do Regulador.....	79
Tabela 12 - Dados dos Cabos Subterrâneos.....	79
Tabela 13 - Dados dos Segmentos de Linha	80

LISTA DE ABREVIATURAS E 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	<i>Battery Electric Vehicle</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
BT	Baixa Tensão
CIGRÈ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
CVT	<i>Continuously Variable Transmission</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCEV	<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
IC-CPD	<i>In-Cable Control and Protection Device</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
NEV	<i>New Energy Vehicle</i>
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REDs	Recursos Energéticos Distribuídos
SAE	<i>Society of Automotive Engineers</i>
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SOC	<i>Second-Order Cone Programming</i>
SSBs	<i>Solid-State Batteries</i>
SVR	<i>Step Voltage Regulators</i>
TMS	<i>Thermal Management System</i>
VE	Veículo Elétrico
VEs	Veículos Elétricos
V2B	<i>Vehicle-to-Building</i>
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
V2H	<i>Vehicle-to-Home</i>
ZEV	<i>Zero-Emission Vehicle</i>

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização, Análise Histórica e *Market Share* dos Veículos Elétricos

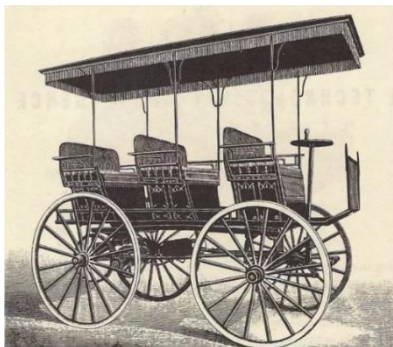
A transição energética não se limita à simples substituição das fontes de energia, mas abrange uma reconfiguração ampla dos sistemas produtivos, tecnológicos e institucionais. Conforme discutido por Yang et al. (2024), esse processo engloba dimensões explícitas, relacionadas à mudança nas fontes e estruturas energéticas, bem como dimensões implícitas, associadas a transformações econômicas, geopolíticas e sociotécnicas.

Nessa ótica, a mobilidade sustentável fundamenta-se no uso racional e eficiente da energia ao longo do ciclo operacional dos meios de transporte. Os modelos movidos a combustíveis fósseis contribuem significativamente para o aquecimento global e para a degradação da qualidade do ar, em contrapartida, os veículos elétricos, aliados à diminuição da massa estrutural e ao aprimoramento dos sistemas de propulsão, configuram-se como elementos-chave para a mitigação desses efeitos.

A concepção de VEs antecede o próprio desenvolvimento dos automóveis com motor a combustão. Ainda no início do século XIX, inventores europeus e norte-americanos já exploravam a viabilidade de propulsão por meio de energia elétrica armazenada em baterias (ESTADÃO, 2021). Registros indicam que, em 1828, o engenheiro húngaro Ányos István Jedlik desenvolveu um dos primeiros protótipos experimentais movidos a eletricidade. Alguns anos mais tarde, em 1834, Thomas Davenport estruturou uma locomotiva acionada por eletroímãs. No mesmo período, o escocês Robert Anderson apresentou uma carruagem eletrificada, ainda que com limitações (R7, 2020).

O avanço decisivo para a sua solidificação ocorreu com o desenvolvimento das baterias recarregáveis de chumbo-ácido, na segunda metade do século XIX. Ela possibilitou, em 1891, a construção de um VE funcional por William Morrison, nos Estados Unidos, conforme a Figura 01.

Figura 01 – Veículo Eletrificado de William Morrison



Fonte: Sekurity Patern (2021)

Entretanto, fatores econômicos e barreiras tecnológicas contribuíram para o declínio dessa alternativa. A baixa densidade energética das baterias restringia sua autonomia, enquanto a produção em larga escala de automóveis convencionais, especialmente após o lançamento do Ford Model T, em 1908, reduziu drasticamente os custos de fabricação, tornando-os mais acessíveis ao consumidor. Como consequência, a presença dos modelos eletrificados diminuiu progressivamente ao longo dos anos seguintes, praticamente desaparecendo no início da década de 1930.

O debate sobre o tema foi retomado na década de 1960, e ganhou maior impulso durante a crise do petróleo de 1970, quando o aumento dos preços dos combustíveis fósseis, estimulou a busca por soluções. Já na década de 1990, políticas ambientais mais rigorosas, como o programa de Veículos de Emissão Zero (ZEV) implementado na Califórnia, incentivaram novamente a evolução no setor.

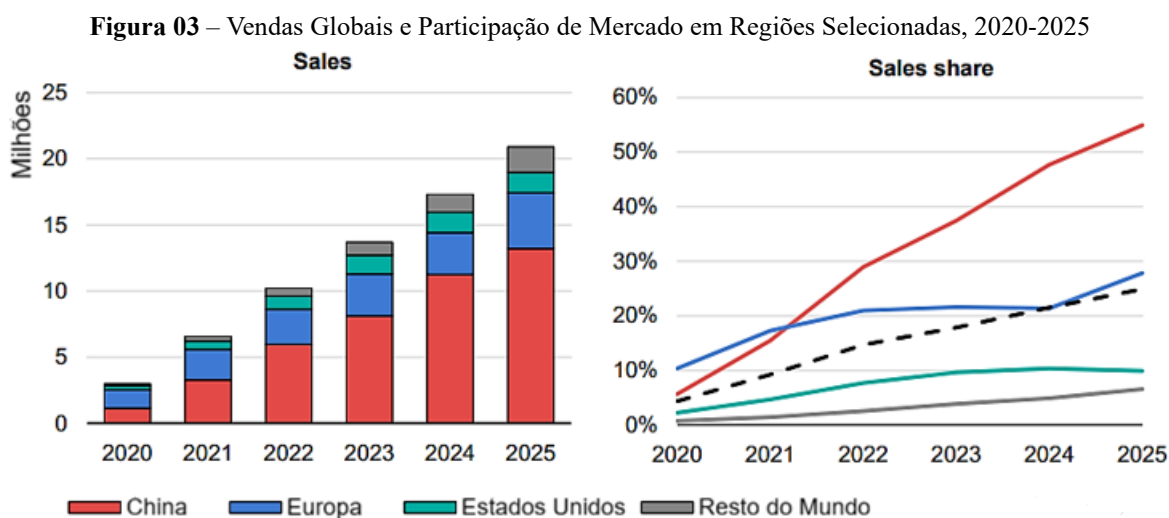
Na passagem do século XX para o século XXI, tem-se uma nova fase, marcada pelo lançamento de híbridos e elétricos comercialmente viáveis. Destacam-se o Toyota Prius, introduzido no mercado em 1997 e, posteriormente, o avanço de fabricantes especializados no ramo, como a Tesla, fundada em 2003. Modelos como o Nissan Leaf, lançado em 2010, consolidaram a presença dessa vertente no mercado automotivo. A Figura 02 ilustra essa linha temporal.

Figura 02 – Evolução dos Veículos Elétricos



Fonte: Adaptado de Estadão (2020)

Segundo o relatório *Global EV Outlook 2026*, divulgado pela *International Energy Agency* (IEA), o mercado mundial de VEs permanece em forte crescimento. Em 2025, conforme visto na Figura 03, as vendas ultrapassaram 20 milhões de unidades, representando aproximadamente 25% das comercializações mundiais de veículos leves. Esse avanço concentra-se, sobretudo, nos principais polos consumidores, China, Europa e Estados Unidos, que se destacam tanto pelo volume absoluto quanto pela participação relativa nas vendas globais.



A China manteve a liderança, com mais de 13 milhões de unidades comercializadas em 2025, correspondendo a cerca de 55% das vendas de automóveis novos no país. Esse desempenho decorre de políticas industriais estratégicas, domínio da cadeia produtiva de baterias e incentivos governamentais ao setor.

Em 2021, o país registrou mais de 3 milhões de veículos de novas energias (NEVs), crescimento de 155% frente ao ano anterior, mesmo com a redução dos subsídios, 20% para veículos elétricos e híbridos *plug-in* de passageiros e 10% para transporte público (EV-VOLUMES, 2021).

Na Europa, a combinação entre estímulos econômicos e pressão regulatória ambiental definiram o aumento da frota. A União Europeia estabeleceu metas rigorosas de emissões, como o limite médio de 95 g de CO₂/km para veículos novos a partir de 2020, o que impulsionou montadoras a acelerarem seus investimentos (MONEYTIMES, 2020). Em 2025, as vendas aumentaram mais de 30%, alcançando aproximadamente 4,2 milhões de unidades e representando cerca de 28% das vendas totais no continente. Países como Reino Unido e Alemanha reforçaram essa tendência por meio de políticas públicas, incluindo a

proibição futura da venda de veículos a combustão (no caso britânico, a partir de 2030) e extensão de subsídios.

Nos Estados Unidos, o crescimento também foi relevante. As vendas aumentaram cerca de 96% em 2021, impulsionadas pelo lançamento de novos modelos como o Tesla Model 3 e Model Y (EV-VOLUMES, 2021). O projeto GREEN Act, prevê a ampliação de créditos fiscais para consumidores e montadoras, podendo chegar a US\$ 7.500 para os primeiros 200 mil veículos vendidos por fabricante, com redução progressiva até o limite de 600 mil unidades (ESTADÃO, 2021). Em 2025, o mercado apresentou relativa estabilidade, com vendas próximas de 1,5 milhão de unidades, correspondendo a cerca de 10% do total. Apesar da desaceleração observada no último trimestre do ano, o país manteve sua posição (IEA, 2026).

Já no contexto nacional, observa-se uma constante elevação, conforme dados da Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE) — entidade civil de direito privado e sem fins lucrativos que atua na promoção da mobilidade elétrica no país, incentivando o desenvolvimento do setor e promovendo a articulação com órgãos governamentais, empresas e instituições de pesquisa — ilustrados na Figura 04. Esse avanço está relacionado à crescente demanda por soluções alinhadas a princípios sustentáveis, bem como fatores como a economia de combustível e a redução dos custos de manutenção ao longo do tempo.

Figura 04 – Série Histórica da Venda de Veículos Eletrificados no Brasil

ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
2012	9	16	7	3	13	23	5	3	2	2	18	16	117
2013	45	22	53	50	12	29	65	45	23	39	52	56	491
2014	93	61	65	53	94	52	61	79	71	53	87	86	855
2015	72	56	61	73	72	74	74	100	82	55	65	62	846
2016	58	64	60	137	41	91	48	59	79	93	159	202	1.091
2017	178	157	227	176	208	238	268	627	384	243	240	350	3.296
2018	272	254	367	367	302	382	262	262	286	405	374	437	3.970
2019	370	287	336	290	357	716	960	867	1.264	1.989	2.013	2.409	11.858
2020	1.568	2.053	1.570	442	601	1.334	1.668	1.943	2.113	2.273	2.231	1.949	19.745
2021	1.321	1.389	1.872	2.708	3.102	3.507	3.625	3.873	2.756	2.787	3.505	4.545	34.990
2022	2.557	3.435	3.851	3.124	3.387	4.073	3.136	4.249	6.391	4.460	4.995	5.586	49.244
2023	4.503	4.294	5.989	4.793	6.435	6.225	7.462	9.351	8.458	9.537	10.601	16.279	93.927
2024	12.026	10.451	13.613	15.206	13.612	14.396	15.312	14.667	13.265	16.033	17.143	21.634	177.358
2025*	12.556	12.988	14.380	14.759	16.641	15.525	19.016	20.222	21.342	21.369	21.209	33.905	223.912
TOTAL GERAL (2012 A 2025)													621.700

Fonte: ABVE, 2025

1.2 Motivação

Segundo Andrade (2024), no panorama caracterizado pelo avanço dos sistemas de armazenamento, ampliação de incentivos públicos e crescente aceitação social, projeta-se um acréscimo acentuado do uso de veículos elétricos nos próximos anos. Contudo, essa realidade impõe novos desafios às redes de distribuição, sobretudo nos casos em que a integração ocorre de forma acelerada e sem planejamento adequado.

Situações análogas já foram observadas com a inserção desordenada de painéis fotovoltaicos. De forma semelhante, a conexão simultânea de carregadores pode comprometer parâmetros operacionais da rede, impactando a qualidade da energia fornecida. Uma vez que a infraestrutura de distribuição foi originalmente projetada para perfis tradicionais de carga, o aumento abrupto da demanda pode reduzir a capacidade de acomodação do sistema e, em casos mais críticos, gerar sobrecargas em transformadores e alimentadores, resultando em interrupções frequentes ou acionamentos indesejados de dispositivos de proteção.

Portanto, para que limitações estruturais não inviabilizem a presença de novas frotas, torna-se imprescindível a realização de estudos sobre a influência dessa nova modalidade de carga, de modo a antecipar eventos e adotar medidas mais assertivas diante das exigências previstas para o futuro próximo.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo analisar os efeitos técnicos associados ao crescimento da participação de veículos elétricos e híbridos sobre as redes de distribuição de energia elétrica, adotando o sistema teste IEEE de 37 barras como referência para a realização das simulações.

A modelagem será realizada por meio da integração entre Python e OpenDSS, incorporando perfis de consumo residenciais, comerciais e industriais. Serão avaliadas distintas condições, considerando situações anteriores e posteriores à conexão de eletropostos em determinados pontos da rede. As análises contemplarão o comportamento das tensões, as perdas elétricas, o carregamento dos componentes e o desequilíbrio entre as fases.

Com base nos resultados, pretende-se reconhecer os trechos e barramentos mais sensíveis à instalação, fornecendo subsídios para concessionárias e planejadores frente a essa nova tecnologia.

1.4 Organização do Documento

Após o capítulo introdutório, o presente estudo está estruturado da seguinte forma:

Capítulo II

O Capítulo II apresenta o estado da arte acerca dos VEs, abordando tópicos como as tipologias existentes, principais modos de carregamento e conectores utilizados, visão nacional sobre o número de eletropostos disponíveis aos consumidores, e exposição de estudos desenvolvidos e publicados sobre o tema.

Capítulo III

O Capítulo III descreve a modelagem do sistema empregado, detalhando a rede adotada e suas principais características. Também são mostrados os ajustes e parametrizações implementados para a realização das simulações, bem como a definição e a estruturação dos perfis de carga empregados no OpenDSS.

Capítulo IV

O Capítulo IV é dedicado à exibição e análise dos resultados obtidos, estabelecendo-se uma discussão em consonância com os tópicos abordados na fundamentação teórica.

Capítulo V

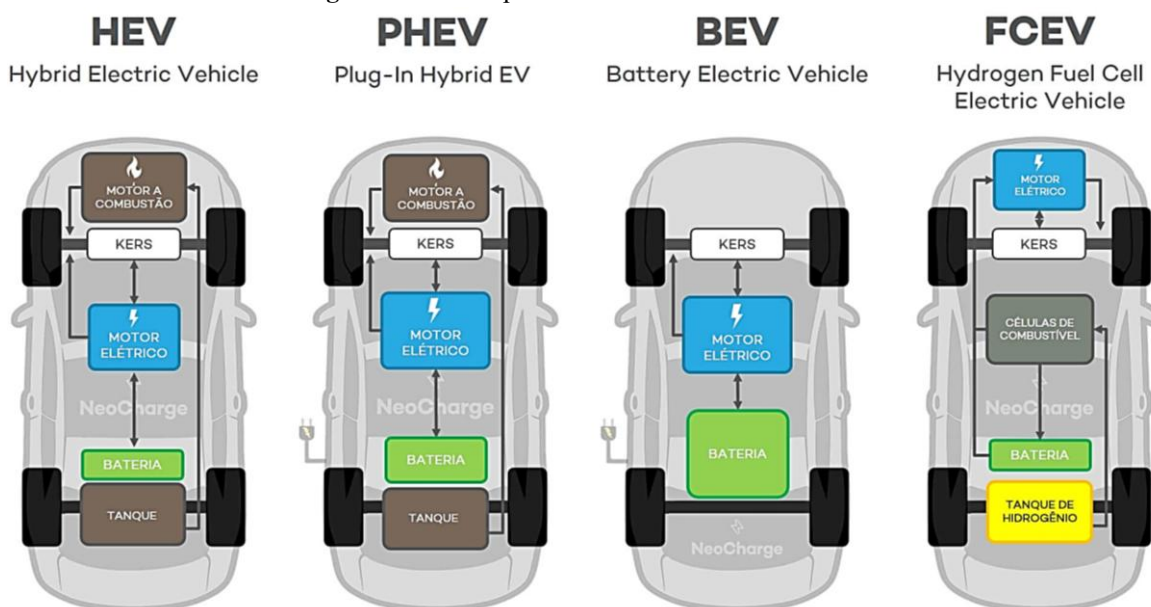
O Capítulo V aborda as conclusões do estudo e propõem sugestões para trabalhos futuros.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Tipologia e Arquitetura

Existem três tipos básicos de VEs: os totalmente elétricos, híbridos e híbridos *plug-in*. Como ilustrado na Figura 05, dentro da primeira classe, encontram-se os elétricos a bateria (BEV) e a célula de combustível (FCEV). Aqueles são carregados pela rede, e podem ter parte da bateria alimentada pelos freios regenerativos, no qual reaproveitam parte da energia perdida durante a frenagem (NeoCharge, s.d.).

Figura 05 – Principais Modelos de Veículos Elétricos

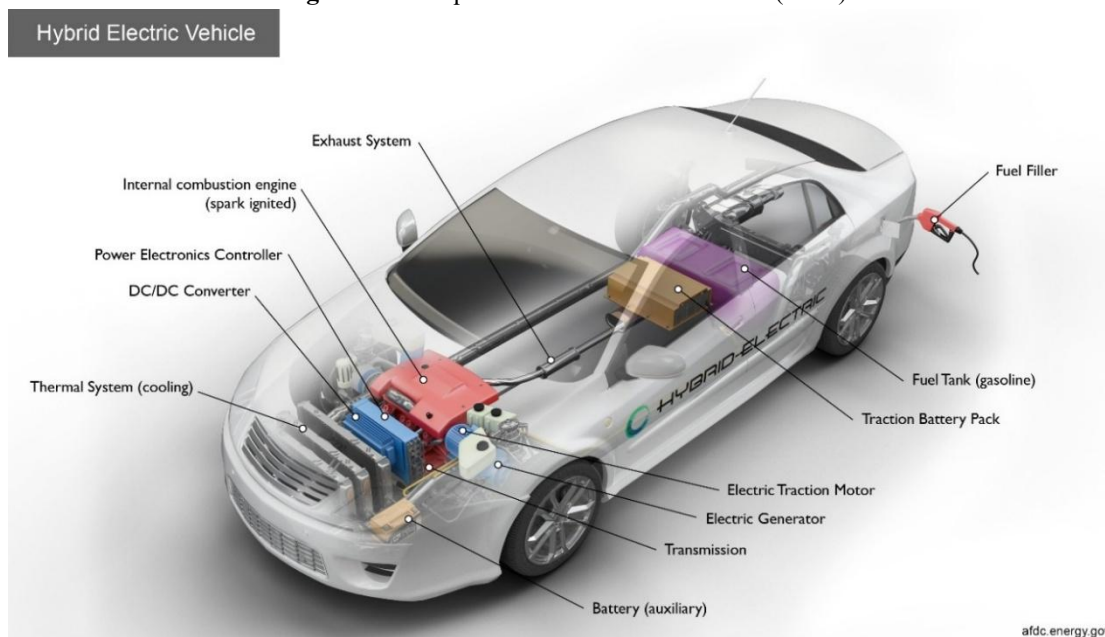


Fonte: NeoCharge (s.d.)

Da mesma forma que os veículos movidos a combustíveis fósseis exibem divergentes configurações para atender a perfis variados de necessidade, os VEs são desenvolvidos de modo a suprir distintas reivindicações.

2.1.1 Veículo Elétrico Híbrido (HEV)

Os veículos elétricos híbridos (*Hybrid Electric Vehicles* – HEV), ilustrados na Figura 06, caracterizam-se pela integração de um motor de combustão interna, com um sistema de propulsão elétrica, extraíndo os benefícios de ambas. Em geral, a tração elétrica é priorizada em condições de baixa velocidade como situações de tráfego urbano e marcha lenta, resultando em uma redução significativa no consumo de combustível (UN-NOOR et al., 2017; HAYES; GOODARZI, 2018).

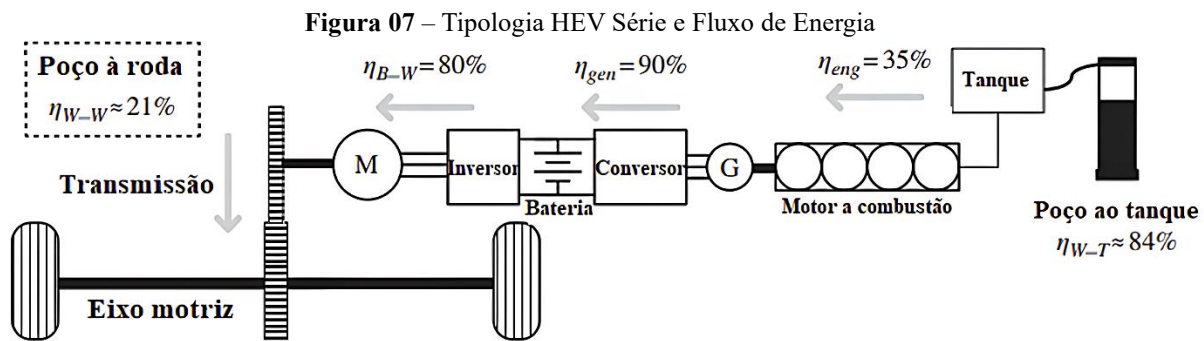
Figura 06 – Esquemático do Veículo Híbrido (HEV)

Fonte: U.S. Department of Energy (s.d.)

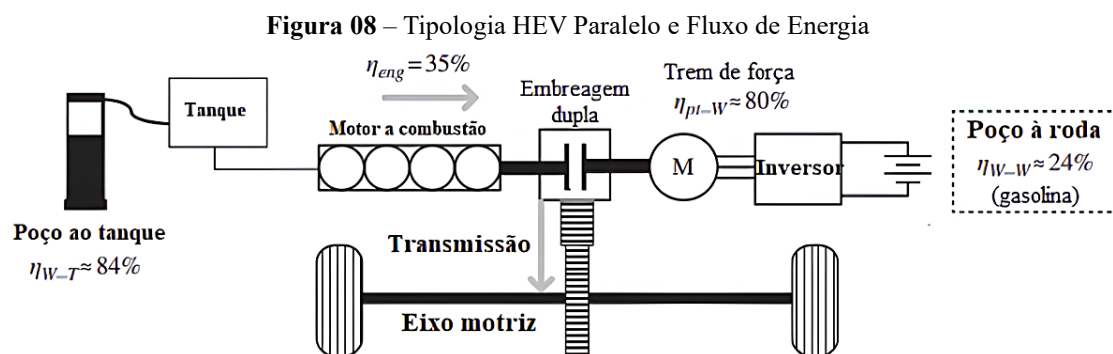
A máquina elétrica desempenha dupla função, operando tanto como motor quanto como gerador. No modo gerador, ela converte a energia cinética durante a frenagem em energia elétrica, que é armazenada nas baterias; já no modo motor, contribui diretamente para a movimentação. Esses veículos podem ser projetados segundo diferentes configurações de arquitetura, sendo as principais: série, paralelo e série-paralelo (UN-NOOR et al., 2017; HAYES; GOODARZI, 2018).

Na configuração em série, o motor a combustão interna atua de forma indireta na tração, estando associado a dois subsistemas. Nesse arranjo, ele fornece energia mecânica a um gerador, que, por sua vez, alimenta tanto a bateria quanto o motor elétrico. Este último é o responsável pelo deslocamento, estando conectado ao sistema de transmissão (UN-NOOR et al., 2017; HAYES; GOODARZI, 2018).

Por outro lado, na arquitetura paralela, o motor a combustão e o motor elétrico encontram-se acoplados ao eixo de tração, geralmente por meio de um mecanismo de transmissão de dupla embreagem. Dessa forma, cada um pode atuar diretamente na locomoção. Quando o motor a combustão está em funcionamento, a máquina elétrica pode operar como gerador, permitindo o carregamento das baterias. As Figuras 07 e 08 demonstram as duas configurações, a qual inclui valores típicos de eficiência ao longo do ciclo de conversão de energia (HAYES; GOODARZI, 2018).

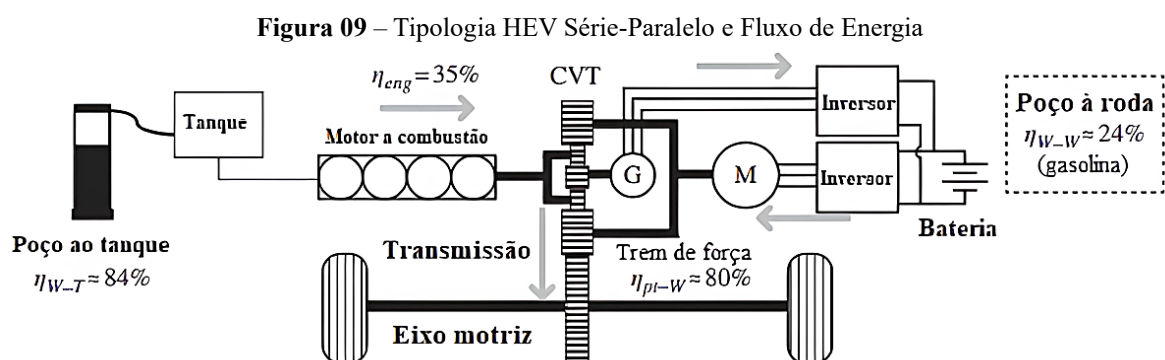


Fonte: Adaptado de HAYES; GOODARZI, 2018



Fonte: Adaptado de HAYES; GOODARZI, 2018

A arquitetura série-paralelo resulta da combinação das duas configurações, sendo viabilizada por um sistema de engrenagens planetárias, conhecido como CVT, que permite o controle adequado da potência entregue ao sistema de transmissão. Busca-se minimizar perdas de eficiência típicas da arquitetura em série ao aplicar dois inversores, e é empregada principalmente em situações nas quais a operação exclusiva do motor a combustão não é o mais ideal. A Figura 09 ilustra essa arquitetura (HAYES; GOODARZI, 2018).

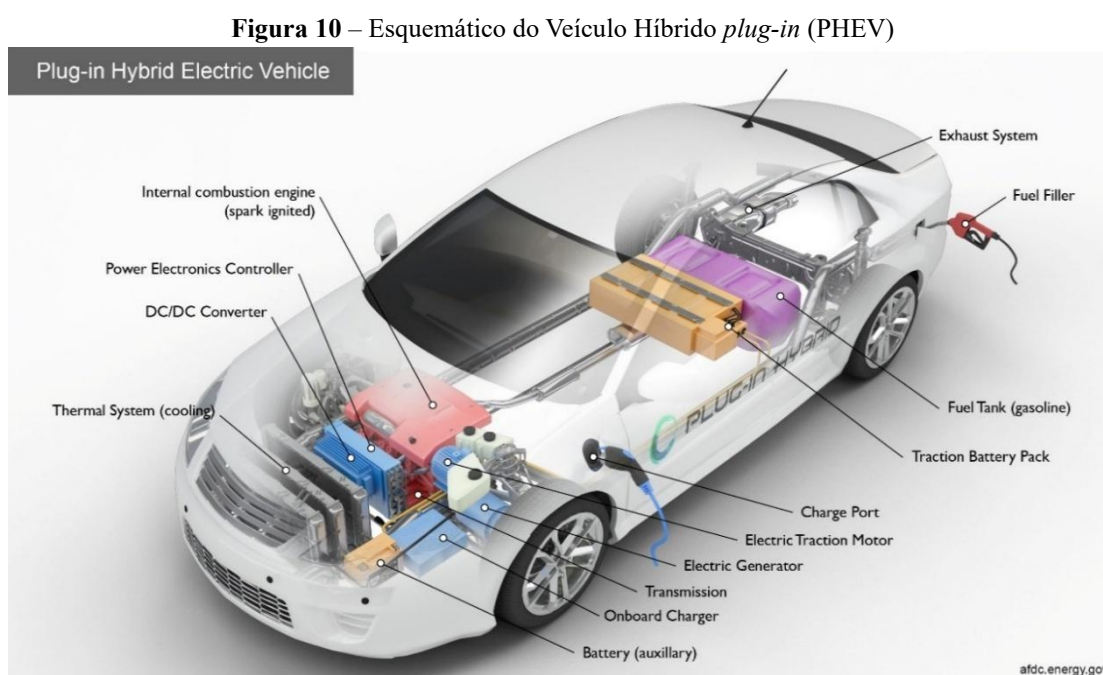


Fonte: Adaptado de HAYES; GOODARZI, 2018

Entre os veículos representativos dessa categoria estão o Toyota Prius, o Ford Fusion Hybrid e o Chevrolet Malibu Hybrid (NeoCharge, s.d.).

2.1.2 Veículo Elétrico Híbrido *Plug-In* (PHEV)

Os veículos elétricos híbridos *plug-in* (*Plug-in Hybrid Electric Vehicles* – PHEV), conforme a Figura 10, representam uma evolução dos HEVs, distinguindo-se principalmente pela possibilidade de recarga das baterias por meio de uma fonte externa, como a conexão direta à rede. Outra diferença está no fato de que, agora, a propulsão elétrica assume papel predominante, sendo responsável pelo início e pela manutenção da operação do veículo. O motor a combustão passa a atuar apenas quando o nível de carga das baterias se encontra reduzido, funcionando como suporte para ampliar a autonomia e auxiliar no recarregamento das mesmas (UN-NOOR et al., 2017; HAYES; GOODARZI, 2018).

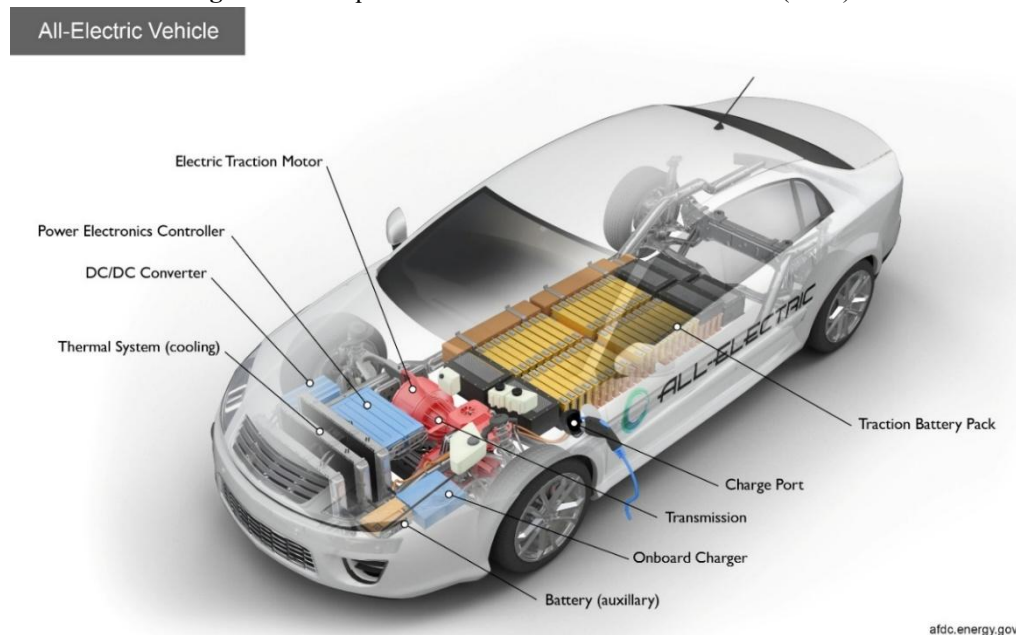


Fonte: U.S. Department of Energy (s.d.)

Essa configuração permite reduzir significativamente o consumo de combustível em trajetos curtos, como em rotas urbanas. Entre os exemplares destacam-se o BMW i8, o Mercedes-Benz C350e, e o Volkswagen Golf GTE (NeoCharge, s.d.).

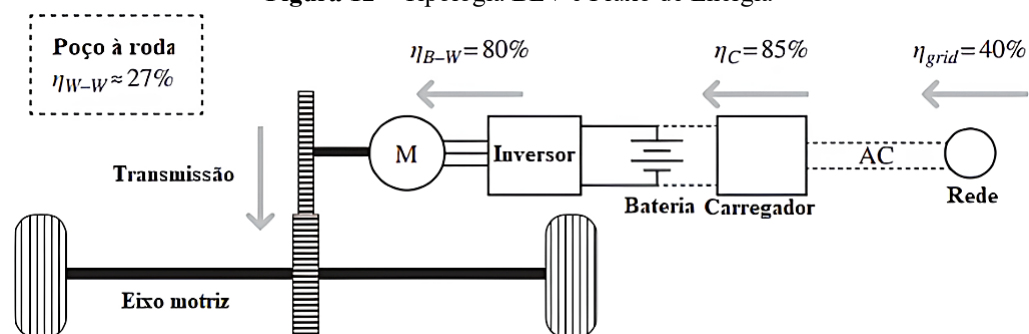
2.1.3 Veículo Elétrico a Bateria (BEV)

Os veículos elétricos a bateria (*Battery Electric Vehicles* – BEV), representados na Figura 11, são constituídos por um banco de baterias destinado à tração, além de unidades auxiliares de alimentação, carregador embarcado, conversores CC/CC e CC/CA, controlador de potência e sistema de gerenciamento térmico.

Figura 11 – Esquemático do Veículo Elétrico a Bateria (BEV)

Fonte: U.S. Department of Energy (s.d.)

Destacam-se por uma arquitetura relativamente simples, baixa necessidade de manutenção, sistema de propulsão capaz de fornecer elevados torques de forma instantânea e possuem maior eficiência no processo de conversão de energia quando comparados aos veículos convencionais. A Figura 12 ilustra, de forma simplificada, a arquitetura de um BEV (UN-NOOR et al., 2017; HAYES; GOODARZI, 2018).

Figura 12 – Tipologia BEV e Fluxo de Energia

Fonte: Adaptado de HAYES; GOODARZI, 2018

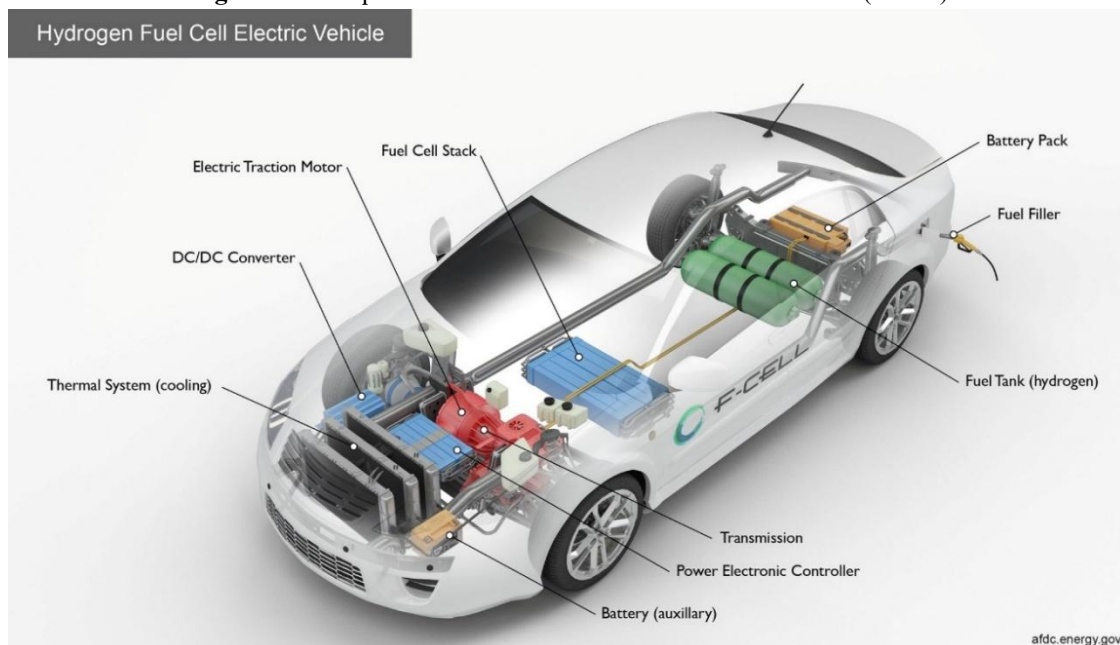
Entre os modelos mais conhecidos estão o Tesla Model 3, o Nissan Leaf, o Chevrolet Bolt, o BMW i3, o Renault Zoe e o Jaguar I-Pace (NeoCharge, s.d.).

2.1.4 Veículo Elétrico a Célula de Combustível (FCEV)

Os veículos elétricos a célula de combustível (*Fuel Cell Electric Vehicles* – FCEV), vistos na Figura 13, correspondem a uma categoria cuja eletricidade é gerada por meio de

reações químicas em células a combustível. O hidrogênio é o principal suprimento empregado, sendo armazenado em tanques de alta pressão.

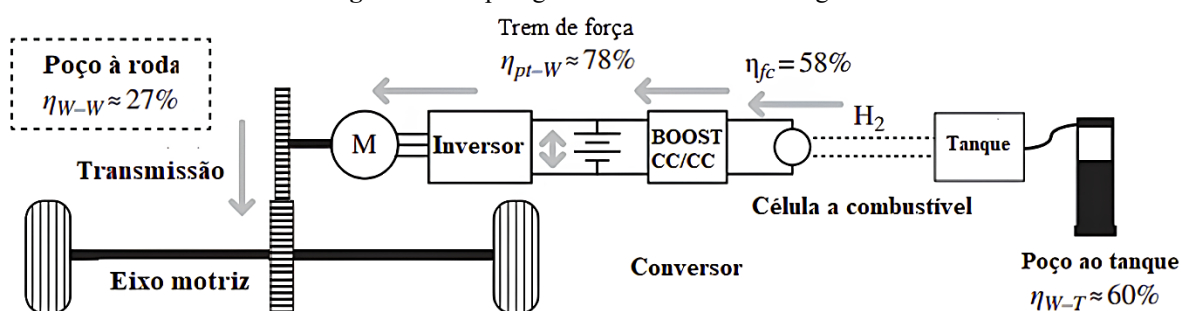
Figura 13 – Esquemático do Veículo a Célula de Combustível (FCEV)



Fonte: U.S. Department of Energy (s.d.)

Nesse tipo de configuração, a célula a combustível encontra-se associada a um conversor CC-CC, responsável por fornecer energia ao motor elétrico, além de possibilitar o recarregamento das baterias. A Figura 14 ilustra uma representação simplificada dessa arquitetura (UN-NOOR et al., 2017; HAYES; GOODARZI, 2018).

Figura 14 – Tipologia FCEV e Fluxo de Energia



Fonte: Adaptado de HAYES; GOODARZI, 2018

Do ponto de vista ambiental, a reação eletroquímica resulta apenas em água e calor como subprodutos, não havendo emissão direta de poluentes. Todavia, o impacto ambiental depende do método empregado na produção do hidrogênio. Em razão da diversidade de processos para a obtenção do gás, consolidou-se o uso de diferentes terminologias destinadas a essa extração, sendo possível compreendê-las por meio da Tabela 01.

Tabela 01 – Diferentes Cores de Hidrogênio Definidas pelas Tecnologias Utilizadas no Brasil e no Mundo

Cor do H ₂	Brasil	Mundo
	Produzido por gaseificação do carvão mineral (antracito), sem CCUS	Igual
	Produzido por gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS	Igual
	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS	Igual
	Produzido por reforma a vapor do gás natural (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis), com CCUS	Igual
	Produzido via eletrólise da água com energia de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar)	Igual
	-	Produzido via eletrólise da água com energia elétrica da rede
	Produzido por extração de hidrogênio natural ou geológico	Igual
	Produzido por pirólise do metano, sem gerar CO ₂	Igual
	-	Produzido a partir de resíduos plásticos por meio da gaseificação ou pirólise com CCS
	Produzido por reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS	-
	Produzido com fonte de energia nuclear	Igual
	-	Produzido em usinas de energia nuclear através da eletrólise-termoquímica
	-	Produzido em usinas de energia nuclear através divisão catalítica da água em alta temperatura (ciclos eletroquímicos)

Fonte: Adaptado de EPE, 2021

Embora os FCEV's ainda estejam em fase inicial e possuam disponibilidade limitada em determinados mercados, já existem protótipos como o Toyota Mirai, o Hyundai Tucson FCEV, o Hyundai Nexo e o Honda Clarity.

2.2 Panorama Evolutivo das Tecnologias de Armazenamento

Para aplicação em eletromobilidade, os sistemas de armazenamento devem atender a requisitos próprios. Entre as principais características, destacam-se a elevada densidade energética, longa vida útil associada aos ciclos de carga e descarga; capacidade de carregamento rápido, e fornecimento adequado de potência para suprir as exigências dinâmicas do sistema de tração. Além disso, torna-se obrigatório o emprego de um Sistema de Gerenciamento de Bateria (*Battery Management System* – BMS), responsável pelo balanceamento das células e o desempenho adequado do conjunto, bem como de um sistema de gerenciamento térmico, destinado ao controle da temperatura de operação e à mitigação de anomalias que comprometam a eficiência e longevidade do sistema (ALI, 2023; THANGAVEL et al., 2023).

Atualmente, os VEs empregam, em maior escala, baterias de íons de lítio (Li-ion), chumbo-ácido, níquel-cádmio e níquel-hidreto metálico. Dentre essas, as baterias de lítio destacam-se como predominante, em razão de sua elevada densidade energética, desempenho operacional e avanços contínuos em confiabilidade e segurança (HASAN et al., 2021).

2.2.1 Baterias de Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido, exemplificadas na Figura 15, constituem uma das primeiras tecnologias de armazenamento eletroquímico de energia, tendo sido propostas por Gaston Planté em 1859. Ao longo de mais de um século, consolidaram-se no mercado devido à sua maturidade, simplicidade construtiva e baixo custo de fabricação (MOHAMMADI; SAIF, 2023; PAWAR; KOLTE, 2022).

Elas possuem reduzida taxa de autodescarga, boa capacidade de fornecimento de potência em regimes de descarga elevados e funcionamento satisfatório em diferentes faixas de temperatura. Também possuem elevada reciclabilidade, considerada superior à de diversas arquiteturas, o que contribui positivamente para seu desempenho ambiental (MOHAMMADI; SAIF, 2023).

Figura 15 – Exemplo de Bateria Chumbo-Ácido



Fonte: NeoCharge (s.d.)

Apesar dos proveitos, detém limitações, como baixa densidade energética e vida útil em ciclos inferior quando comparada a estruturas mais recentes. Ademais, a presença de chumbo, elemento tóxico, exige cuidados rigorosos quanto ao manuseio e descarte (PAWAR; KOLTE, 2022).

No contexto do estudo, o baixo custo dos materiais torna-as economicamente atrativas em determinados cenários. Contudo, as restrições mencionadas têm reduzido sua competitividade (NASAB; YAZDANIAN, 2024).

2.2.2 Baterias à Base de Níquel

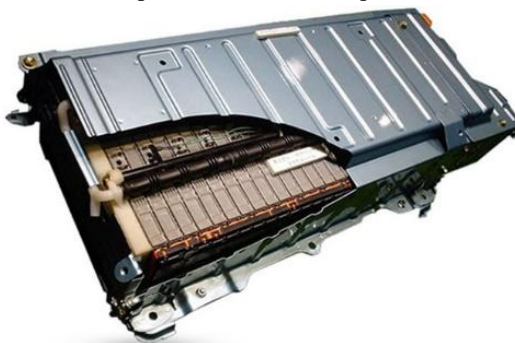
As baterias à base de níquel são uma das tecnologias eletroquímicas mais consolidadas, juntamente com as baterias de chumbo-ácido. Os primeiros moldes dessa família, níquel-ferro (Ni-Fe) e níquel-cádmio (Ni-Cd), foram desenvolvidos por Waldemar Jungner em 1899 (ANDÚJAR et al., 2022).

Entre as diferentes variantes, as baterias de níquel-hidreto metálico (Ni-MH), ilustradas na Figura 16, são usadas na indústria automotiva devido ao seu desempenho confiável e vida útil. Em comparação com as baterias chumbo-ácido, desfrutam de maior densidade energética e melhor desempenho em aplicações veiculares (LI; WANG; YANG, 2021).

Diversos veículos híbridos comerciais a empregam, como Toyota Prius, Toyota RAV4 e Honda Insight. Entre os benefícios, destacam-se a robustez operacional, a elevada tolerância a sobrecargas e descargas profundas e a capacidade de operação em ampla faixa de temperatura (LI; WANG; YANG, 2021).

Entretanto, possuem densidade energética inferior à das baterias de íons de lítio (LU et al., 2024).

Figura 16 – Exemplo de Bateria de Níquel Hidreto Metálico



Fonte: NeoCharge (s.d.)

2.2.3 Baterias de Íon-Lítio

As baterias de íons de lítio (Li-ion), ilustradas na Figura 17, consolidaram-se como a principal tecnologia empregada em VEs devido à elevada densidade energética, boa segurança operacional e maior vida útil quando comparadas a outras tipologias (IQBAL et al., 2023).

Figura 17 – Exemplo de Bateria de Íon de Lítio



Fonte: NeoCharge (s.d.)

Elas podem ser classificadas de acordo com o material do cátodo. Entre os elementos mais aplicados destacam-se o óxido de lítio-cobalto (LCO), o óxido de lítio-níquel-manganês-cobalto (NMC) e o óxido de lítio-níquel-cobalto-alumínio (NCA). As químicas NMC e NCA gozam de bom equilíbrio entre densidade energética e estabilidade térmica (CAMARGOS et al., 2022).

Outra variante é a bateria de titanato de lítio (LTO), que utiliza nanocristais do composto no ânodo, oferecendo elevada estabilidade, embora com densidade energética inferior.

A mobilidade elétrica tem impulsionado significativamente o mercado global de baterias Li-ion, que já ultrapassou 24 bilhões de dólares. Pesquisadores buscam reduzir a dependência do cobalto por meio do desenvolvimento de protótipos com menor teor desse

elemento. Entre as alternativas mais promissoras destacam-se as baterias de fosfato de ferro-lítio (LFP) (LIU; PLACKE; CHAU, 2022).

Além da composição química, as células classificam-se segundo seu formato construtivo em três categorias principais:

- **Células cilíndricas:** possuem invólucro metálico e favorecem processos de fabricação automatizados;
- **Células prismáticas:** apresentam formato retangular rígido, facilitando a integração modular e o gerenciamento térmico;
- **Células pouch:** dispõem de invólucro flexível, resultando em maior densidade volumétrica, porém há desafios relacionados à resistência mecânica (UN; AYDIN, 2021).

2.2.4 Baterias de Polímero de Íon-Lítio

As baterias de lítio-polímero (Li-Poly) diferem-se pelo uso de eletrólito polimérico em substituição ao eletrólito líquido convencional. Frequentemente empregam óxido de lítio-cobalto como material catódico, associado a um eletrólito polimérico semissólido de elevada condutividade iônica (LIU; PLACKE; CHAU, 2022).

Elas são particularmente adequadas para aplicações sensíveis à massa, como dispositivos portáteis e sistemas embarcados leves. Contudo, o uso de eletrólitos poliméricos ainda implica custos de fabricação mais elevados, o que limita sua adoção.

2.2.5 Baterias de Estado Sólido

As baterias de estado sólido (*Solid-State Batteries* – SSBs) constituem uma das principais opções às baterias de íons de lítio, devido ao emprego de eletrólitos sólidos em substituição aos líquidos ou em gel. Nessa configuração, o transporte de íons entre o ânodo e o cátodo ocorre por meio da difusão através de um material sólido, enquanto os elétrons circulam pelo circuito externo, promovendo os processos de carga e descarga da célula. A estrutura básica é composta por ânodo, cátodo, eletrólito sólido e invólucro, sendo o eletrólito responsável por permitir a condução iônica e, simultaneamente, bloquear a passagem de elétrons, evitando curtos-circuitos internos (AKTAS et al., 2017).

Entre suas principais vantagens destacam-se a extensão da segurança operacional, a maior densidade energética e a possibilidade de redução de massa e volume. A substituição do eletrólito líquido inflamável por um sólido reduz significativamente os riscos de vazamentos e combustão. Adicionalmente, possibilita o emprego de ânodos de lítio metálico,

elevando a capacidade de armazenamento de energia em comparação às baterias convencionais. Entretanto, desafios ainda limitam sua ampla comercialização, como a baixa condutividade iônica de determinados materiais, a formação de resistências interfaciais, além de problemas relacionados à estabilidade mecânica e química dos materiais durante sucessivos ciclos de carga e descarga (AKTAS et al., 2017; MACHÍN et al., 2024; JOSHI et al., 2025).

Um exemplo dessa família é a bateria de lítio-metal com dióxido de manganês (LMO), que emprega lítio metálico como ânodo, MnO_2 como cátodo e eletrólito contendo sal de lítio em solvente orgânico (HE et al., 2022). Esse sistema pode alcançar capacidade teórica de 3860 mAh/g, valor superior ao das baterias de íons de lítio com ânodo de grafite.

Seu potencial para oferecer maiores autonomias e tempos reduzidos de recarga, tem motivado investimentos por parte de montadoras e fabricantes. Empresas como Toyota, Honda, Volkswagen e outras organizações do setor têm desenvolvido protótipos e linhas-piloto visando a introdução comercial nos próximos anos. Apesar do progresso, ainda persistem desafios relacionados aos custos de fabricação, à escalabilidade industrial e à durabilidade dos componentes (AKTAS et al., 2017).

2.2.6 Supercapacitores

Os supercapacitores, ilustrados na Figura 18, são dispositivos que, embora não sejam classificados como baterias, têm elevada densidade de potência e ciclos de vida prolongado.

Figura 18 – Exemplo de Supercapacitor



Fonte: NeoCharge (s.d.)

Diferentemente das baterias convencionais, que armazenam energia por meio de reações químicas, eles operam com base no armazenamento eletrostático, no qual a energia é acumulada na forma de campo elétrico entre duas placas condutoras separadas por um material dielétrico. Eles atuam como sistemas auxiliares, contribuindo para o equilíbrio de carga e fornecendo potência adicional durante fases de alta demanda, como acelerações ou frenagens.

2.2.7 Sistema de Gerenciamento de Bateria - BMS

O Sistema de Gerenciamento de Baterias (*Battery Management System – BMS*), visualizado na Figura 19, corresponde a um conjunto responsável por monitorar a tensão, corrente, temperatura e estado de carga (*State of Charge – SOC*), além de controlar e otimizar o funcionamento de baterias recarregáveis, garantindo condições seguras de operação.



Fonte: NeoCharge (s.d.)

2.3 Modalidades de Carregamento

Os modos de carregamento, são definidos conforme normas internacionais, levando em consideração aspectos como potência, conectividade e segurança.

2.3.1 Modo 01: Carregamento Lento em Tomada Convencional

No modo 01, a conexão ocorre diretamente em uma tomada convencional de alimentação CA, com potência máxima de aproximadamente 3,7 kW, sem qualquer tipo de comunicação ou controle entre a infraestrutura de recarga e o veículo. Devido à ausência de mecanismos de supervisão e proteção, vem sendo gradualmente abandonada e, em alguns países, como os Estados Unidos, sua operação é proibida. (ORMAZABAL, s.d.).



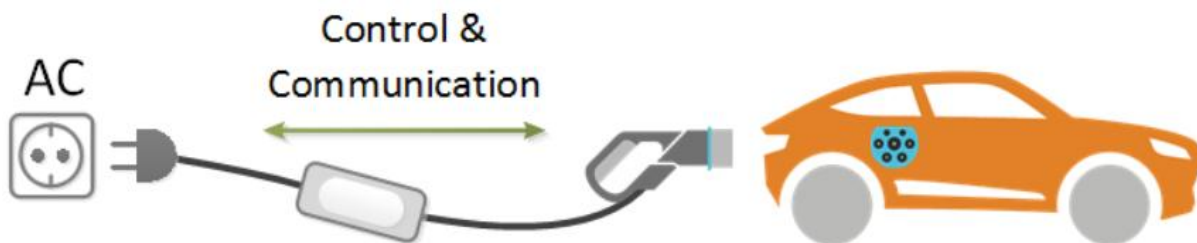
Fonte: DELTRIX CHARGERS, 2019

2.3.2 Modo 02: Carregamento Lento com Dispositivo de Proteção

O modo 02 permite a conexão do VE a uma tomada por meio de um cabo e conector apropriados. Ele incorpora uma função piloto adicional, bem como um dispositivo de proteção destinado à segurança do usuário contra choques elétricos, instalado entre o plugue padrão e o veículo. É necessário que a alimentação nesse modo disponha de um condutor de aterramento (ORMAZABAL, s.d.).

Em plantas para fixação em parede ou uso em invólucros com resistência a impactos, torna-se obrigatória a adoção de mecanismos conforme estabelecido pela norma IEC 62752, nomeada: *In-cable control and protection device (IC-CPD) for mode 2 charging of electric road vehicles* (IEC, 2018).

Figura 21 – Carregamento no Modo 02

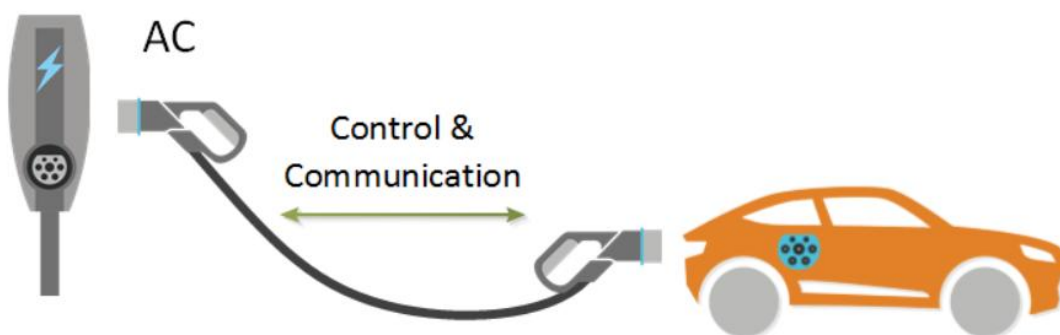


Fonte: DELTRIX CHARGERS, 2019

2.3.3 Modo 03: Carregamento Semi-rápido/WallBox

O modo 3 é compatível com diferentes tipos de VEs e requer uma estação de recarga dedicada, conhecida como *wallbox*, equipada com diversos sistemas de proteção para a rede elétrica e o próprio veículo.

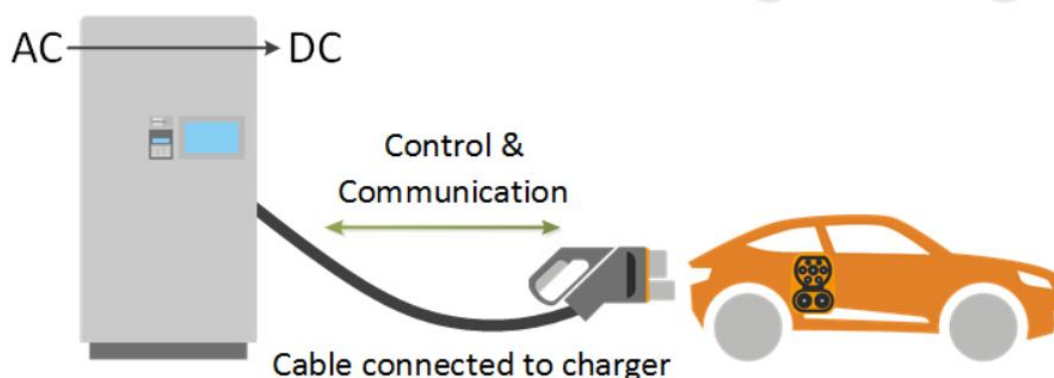
Dependendo das características construtivas do automóvel, o carregamento pode ocorrer em sistema monofásico, com potência de até 7,4 kW, ou em sistema trifásico, podendo alcançar até 22 kW. O método requer conectores particulares, que podem ser do Tipo 1 (*SAE J1772*), popular na América do Norte e no Japão, ou do Tipo 2 (IEC 62196-2, 2022), predominante na Europa, variando conforme a origem do modelo. Devido ao aumento da capacidade das baterias e às melhorias em termos de segurança e velocidade de recarga, o Modo 3 tem gradualmente substituído o Modo 2 em diversas aplicações (LUGENERGY, s.d.).

Figura 22 – Carregamento no Modo 03

Fonte: DELTRIX CHARGERS, 2019

2.3.4 Modo 04: Carregamento Rápido

O modo 4 corresponde ao sistema de recarga rápida realizado em estações públicas externas, sendo capaz de repor cerca de 80% da carga da bateria em menos de 30 minutos.

Figura 23 – Carregamento no Modo 04

Fonte: DELTRIX CHARGERS, 2019

Nesse método, aplica-se conectores típicos para carregamento CC, sendo o padrão CHAdeMO, de origem japonesa, um dos mais difundidos. No lado do veículo, há conectores Tipo 1 (SAE J1772 ou Yazaki) ou Tipo 2 (IEC 62196-2, também conhecido como Mennekes), associados a interfaces de carregamento rápido como CHAdeMO ou CCS. Ele opera com potências a partir de 50 kW, classificando-se em carregamento super-rápido ou ultra-rápido, a partir de 350 kW. Entretanto, o uso frequente não é recomendado para aplicações cotidianas, pois contribui para a degradação prematura da bateria. Com isso, ele é projetado principalmente para estações públicas, viagens de longa distância ou em situações nas quais há necessidade de recarga em um curto intervalo de tempo. (LUGENERGY, s.d.).

2.4 Tipologia de Conectores

Os conectores passaram por diversas modificações e processos de tentativa de padronização. Entretanto, as iniciativas ainda não resultaram em um padrão universal plenamente consolidado, o que levou à coexistência de diferentes tipos de arquiteturas de acordo com a Tabela 02 (MCGILL, 2021).

Tabela 02 – Tipos de Conectores Empregados em VEs

Nome	Tecnologia	Descrição
Tipo 1	CA	Padrão Japonês
Tipo 2	CA	Padrão Europeu
Tipo 1 CCS	CC/CA	Padrão Norte Americano para carregamento rápido
Tipo 2 CCS	CC/CA	Padrão Europeu para carregamento rápido
CHAdeMO	CC	Padrão Japonês
Tesla <i>Super-Charger</i>	CC/CA	Padrão Tesla

Fonte: Adaptado de NEOCHARGE, 2025

2.4.1 Conector Tipo 1 – *SAE J1772*

O conector Tipo 1, também conhecido como *SAE J1772*, foi desenvolvido para aplicações de carregamento em rede monofásica. Ele admite tensões de 120 V ou 240 V e correntes de até 80 A, possibilitando uma potência máxima teórica próxima de 19,2 kW, embora, na prática, a maioria das aplicações utilize potências em torno de 7,4 kW (230 V e 32 A). Em termos construtivos, o conector é construído por três pinos, destinados à fase, neutro e aterramento, além de dois contatos adicionais voltados à comunicação e segurança, denominados CP (*Control Pilot*) e PP (*Proximity Pilot*), garantindo o travamento adequado do plugue e evitando desconexões acidentais. É adotado em países como Estados Unidos e Japão, por diversos fabricantes, incluindo Citroën, Chevrolet, Ford, Kia, Mitsubishi, Nissan e Toyota (NEOCHARGE, 2025; NEOSOLAR, 2025).

2.4.2 Conector Tipo 2 (*Mennekes*) - IEC 62196-2

O conector Tipo 2, também denominado *Mennekes*, foi projetado para suportar o carregamento em redes CA tanto monofásicas quanto trifásicas. Pode operar com tensões de até 400 V e correntes de até 32 A, possibilitando potências máximas de aproximadamente 22 kW em sistemas trifásicos. Em relação à sua estrutura, o conector possui sete pinos, incluindo contatos adicionais destinados às fases extras. Ele é difundido na Europa e no

Brasil, sendo compatível com veículos de diversas fabricantes, como Audi, BMW, BYD, Mercedes-Benz, Renault, Smart, Tesla, Volkswagen e Volvo (NEOCHARGE, 2025; NEOSOLAR, 2025).

2.4.3 Sistema Combinado de Carga (CCS – Combined Charging System)

O *Combined Charging System* (CCS), ou Sistema de Carregamento Combinado, consiste em uma integração entre os conectores Tipo 1 (CCS1) ou Tipo 2 (CCS2) a dois pinos adicionais, permitindo a realização de carregamento rápido em corrente contínua. Entre as variações, o CCS2 destaca-se como o padrão mais recomendado pela ABVE, sendo capaz de suportar potências de até aproximadamente 350 kW. É adotado por mais de 90% dos fabricantes presentes no mercado brasileiro (NEOCHARGE, 2025; MICHELIN, 2025).

2.4.4 Conector CHAdeMO

O padrão CHAdeMO é destinado ao carregamento rápido em corrente contínua, sendo identificado por um conector circular de construção robusta, composto por diversos pinos. Em sua configuração tradicional, permite potências de até 62,5 kW, embora versões mais recentes tenham evoluído para suportar potências próximas de 400 kW. Diferentemente de outros padrões mais modernos, não integra o carregamento em corrente alternada e contínua no mesmo conector, exigindo que o veículo possua uma porta adicional exclusiva para carregamento CA. Foi difundido no Japão, porém vem tendo redução gradual de adoção em nível global, principalmente com a consolidação do padrão CCS, que oferece maior compatibilidade com variados locais (EVB, 2024; MINAS FRANCE, 2024).

2.4.5 Conector Tesla *Super-Charger*

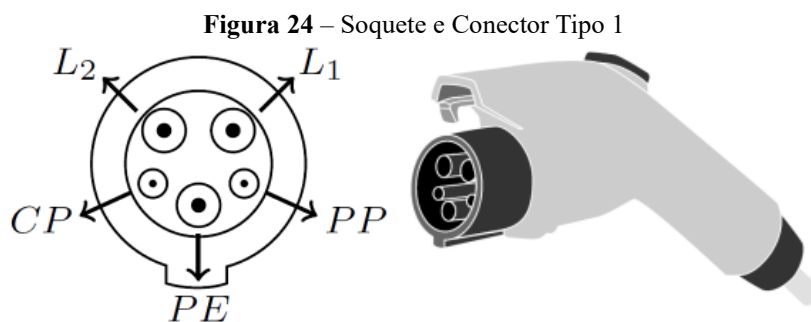
O conector elaborado pela Tesla é um padrão proprietário, concebido para operar tanto em corrente alternada quanto em corrente contínua, em redes monofásicas e trifásicas. Nos Estados Unidos, a estrutura “*Supercharger*” é capaz de fornecer potências de até 250 kW em corrente contínua, podendo alcançar aproximadamente 400 A. Nos últimos anos, a empresa passou a disponibilizá-lo para outros fabricantes (MINAS FRANCE, 2024).

No Brasil, a configuração predominante das redes elétricas, somada ao crescimento dos VEs de diferentes montadoras, demanda soluções de carregamento que ofereçam versatilidade, eficiência e elevados padrões de segurança. Com isso, o padrão CCS2 (*Combined Charging System* Tipo 2) tem se consolidado como uma das alternativas mais

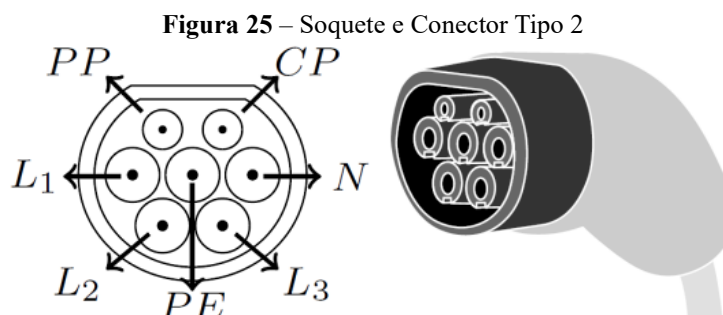
adequadas, incorporando mecanismos avançados de comunicação, que permitem funcionalidades como gestão inteligente.

A ampla difusão do modelo, favorece a uniformização e propicia condições para a implementação de políticas públicas e programas de incentivo voltados à eletrificação do transporte, como o Programa Mobilidade Verde e Inovação (Mover). A iniciativa substitui o antigo programa Rota 2030 e prevê cerca de R\$ 19 bilhões em incentivos fiscais até 2028, destinados a estimular investimentos em soluções eficazes e menos poluentes (CASARIN, 2024).

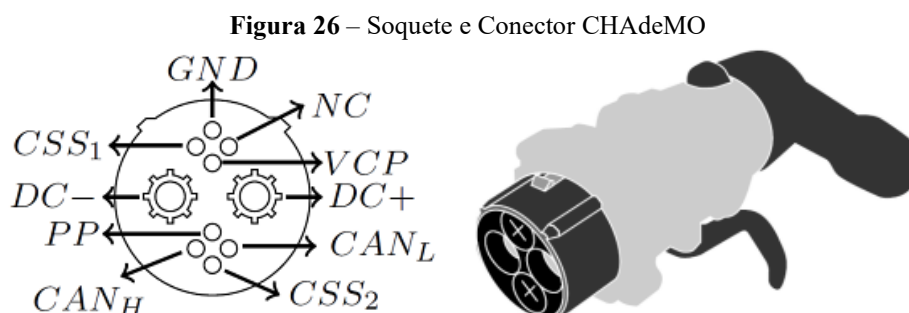
A fim de proporcionar uma análise mais detalhada dos conectores, as Figuras 24, 25, 26 e 27 ilustram, respectivamente, os conectores do tipo 1, tipo 2, CHAdeMO e Tesla, permitindo observar suas características construtivas e diferenças entre os modelos.



Fonte: ZANDONATTO, 2022

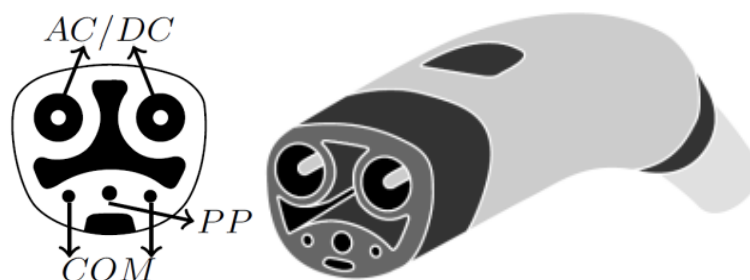


Fonte: ZANDONATTO, 2022



Fonte: ZANDONATTO, 2022

Figura 27 – Soquete e Conector Tesla *Super-Charger*



Fonte: ZANDONATTO, 2022

2.5 Expansão de Eletropostos no Âmbito Nacional

No Brasil, a infraestrutura de recarga pública e semipública expõem notória expansão nos últimos anos. Conforme dados atualizados da Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE), o país contabilizava 21.061 pontos de recarga até fevereiro de 2026, representando um crescimento de aproximadamente 42% em comparação ao mesmo período de 2025, quando eram registrados 14.827 (ABVE, 2026).

Considerando a frota nacional *plug-in* em circulação, estimada em 411.869 unidades, a razão entre veículos e pontos de recarga públicos alcançou aproximadamente 19,6 veículos por eletroposto, demonstrando que o aumento se mostra necessário para acompanhar a frota no país (ABVE, 2026).

Um dos aspectos mais expressivos do processo refere-se à ampliação dos carregadores rápidos e ultrarrápidos. Nos últimos doze meses, a categoria elevou de aproximadamente 167%, passando de 2.430 unidades em fevereiro de 2025 para 6.479 unidades no mesmo mês de 2026. Assim, passaram a representar cerca de 31% do total de pontos de recarga disponíveis, percentual substancialmente superior aos 16% observados no ano anterior (ABVE, 2026).

Apesar do avanço, os carregadores lentos permanecem. Em fevereiro de 2026, estavam em operação 14.582 exemplares, correspondendo a aproximadamente 69% da base instalada. Contudo, o crescimento anual do segmento foi significativamente inferior, cerca de 17,6%, caminhando para uma gradual transição em soluções de maior potência (ABVE, 2026).

Entre os principais fatores que impulsionam essa tendência destacam-se a redução dos custos dos equipamentos, a intensificação dos deslocamentos intermunicipais e rodoviários, a crescente eletrificação de frotas corporativas e aceitação e confiança dos consumidores (ABVE, 2026).

Sob a perspectiva espacial, observa-se um processo de interiorização, caracterizado pela adoção de VEs para além das capitais e dos grandes centros urbanos. Como consequência, verifica-se a redução da denominada “ansiedade de autonomia”, fenômeno associado à preocupação dos usuários quanto ao esgotamento da carga das baterias antes da localização de um ponto de recarga disponível (ABVE, 2026).

Entretanto, conforme dados contidos na Tabela 03, isso ocorre de maneira heterogênea entre as regiões. Entre fevereiro de 2025 e 2026, a região Norte registrou o maior crescimento relativo, com incremento de 74,5% no número de municípios dotados de eletropostos, passando de 47 para 82 cidades. No Nordeste, o crescimento foi de 26,4%, alcançando 412 municípios. O Centro-Oeste apresentou expansão de 25,6%, enquanto as regiões com maior infraestrutura instalada exibiram taxas mais moderadas de crescimento, correspondentes a 16,5% no Sul e 14,6% no Sudeste (ABVE, 2026).

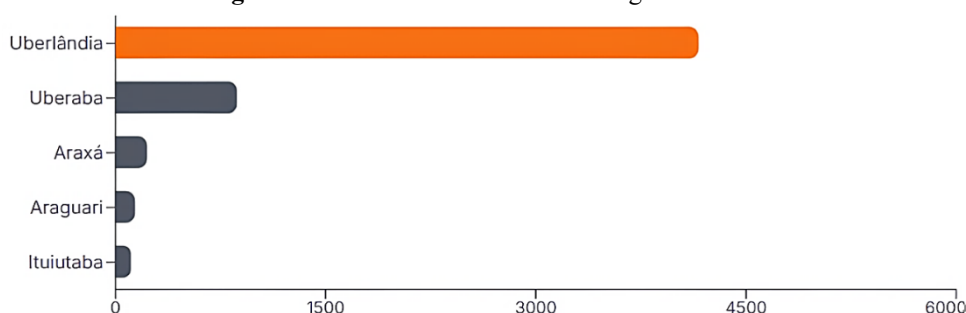
Tabela 03 – Evolução do Número de Municípios por Região com Eletropostos Instalados

Região	Fevereiro de 2025	Fevereiro de 2026	Evolução
Norte	47	82	74,5%
Nordeste	326	412	26,4%
Centro-Oeste	121	152	25,6%
Sul	363	423	16,5%
Sudeste	506	580	14,6%
Total	1.363	1.649	20,9%

Fonte: Adaptado de ABVE, 2026

No âmbito regional, o município de Uberlândia, como visto na Figura 28, consolida-se como um importante polo de mobilidade elétrica no Triângulo Mineiro, sendo o segundo maior mercado do estado. Em dezembro de 2025, a cidade contabilizava 4.161 VEs, o que representa um crescimento de 59,9% em relação ao ano anterior. Paralelamente, observa-se o aumento da oferta, com a disponibilidade de 102 pontos de recarga, dos quais 45 correspondem a carregadores rápidos (DC) (SENATRAN, 2025).

Figura 28 – Frota Eletrificada no Triângulo Mineiro



Fonte: SENATRAN, 2025

2.6 Impactos na Rede Elétrica, Estudos Correlatos e Aspectos Normativos

2.6.1 Efeitos na Demanda e Perfil de Carga

O trabalho desenvolvido em Li et al. (2022) carrega uma análise dos efeitos estocásticos dos VEs sobre os perfis de carga na China. No estudo, os autores servem-se de dados sociais e demográficos de fontes estatais para estimar padrões, e aplicam um modelo baseado em Cadeia de Markov, para representar as rotinas de deslocamento dos usuários e seus hábitos de recarga. O estudo considera projeções até o ano de 2050 e demonstra que, na ausência de estratégias de gerenciamento, caracterizando recargas aleatórias, pode ocorrer um acréscimo de 8,2% na demanda máxima. Em contrapartida, ao adotar processos de carregamento controlado, o crescimento é menor, atingindo cerca de 2,6%.

2.6.2 Variação de Tensão de Longa Duração

As variações de tensão de longa duração, nos sistemas de distribuição, correspondem a alterações no nível de tensão em relação ao valor nominal por períodos superiores a três minutos. Em geral, esse fato relaciona-se à operação contínua de cargas com elevada potência, a problemas nos reguladores automáticos ou ainda à insuficiência da rede para atender novas demanda, decorrentes da conexão de novas cargas ou fontes.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), estabelecidos pela Resolução Normativa nº 956/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e atualmente vigentes, definem as diretrizes e regulamentações aplicáveis às atividades de operação do SDEE (ANEEL, 2022).

Em seu Módulo 8, contem-se os critérios e procedimentos destinados à avaliação e ao controle da qualidade do fornecimento de energia elétrica. No que diz respeito a classificação de tensões de regime permanente, consideram-se como condições fora dos limites operativos as variações que ultrapassam aproximadamente +4,8% em situações de sobretensão e -8,7% em casos de subtensão, tomando como base as tensões de atendimento de 127/220 V, conforme indicado na Tabela 04 (ANEEL, 2022).

Tabela 04 – 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
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: ANEEL, 2022

Por sua vez, as normas brasileiras voltadas à infraestrutura de recarga são fundamentadas em padrões internacionais, particularmente aqueles pertencentes à série IEC 61851. A partir dessas diretrizes, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) desenvolveu regras para o contexto nacional, como a ABNT NBR IEC 61851-1:2021, intitulada Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos – Parte 1: Requisitos gerais, e a ABNT NBR 17019:2022, denominada Instalações elétricas de baixa tensão – Requisitos para instalações em locais especiais – Alimentação de veículos elétricos.

De acordo com QIN et al. (2022), em cenários com elevada penetração, os níveis de tensão podem permanecer inferiores a 0,9 p.u. (90% do valor nominal) durante intervalos prolongados, que podem variar de minutos até algumas horas, como em períodos de alta requisição.

2.6.3 Desequilíbrio de Tensão e de Fase

A recarga doméstica, geralmente realizada por meio de carregadores monofásicos, pode causar desequilíbrios nas tensões e correntes. O problema agrava-se em locais de baixa impedância de sequência negativa ou condutores neutros subdimensionados (HARISH; SURENDRA, 2021; RAM; MALLIKARJUNA, 2023).

O nível de desequilíbrio de tensão é avaliado por meio do índice de mesmo nome (V_{des}), definido pela norma IEC 61000-4-30, conforme indicado na Equação (2.1) (*International Electrotechnical Commission*, 2015).

$$V_{des} = \frac{|V_{neg}|}{|V_{pos}|} \times 100\% \quad (2.1)$$

Essa métrica corresponde à relação entre as componentes de sequências negativa (V_{neg}) e positiva da tensão (V_{pos}), expressa em termos percentuais. O Módulo 8 do PRODIST define ainda os limites aplicáveis ao indicador de desequilíbrio de tensão FD95%, de acordo com os dados da Tabela 05, os quais correspondem aos valores máximos considerados adequados para o sistema de distribuição. Esse indicador expressa o nível de desequilíbrio excedido em somente 5% de 1.008 leituras válidas.

Tabela 05 – Limites para o Indicador de Desequilíbrio de Tensão

Indicador	Tensão Nominal (V_n)	
FD95%	$V_n \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
	3,0%	2,0%

Fonte: ANEEL, 2022

2.6.4 Influência nos Componentes do Sistema de Distribuição

No estudo conduzido por DULĂU e BICĂ (2022), são analisados os frutos da inserção de VEs em um alimentador de distribuição localizado na Romênia, o qual também integra geração fotovoltaica. Os autores concentram-se na avaliação das perdas e de subtensões, por meio da simulação de diferentes cenários com inserção aleatória. Os resultados mostram um aumento expressivo das perdas, atingindo, no cenário mais crítico de carregamento, valores até 400% superiores em relação à condição inicial.

Com o acréscimo de carga, elementos como condutores, transformadores e dispositivos de proteção podem ser impactados por distorções harmônicas, em função do comportamento não linear dos carregadores (HABIB et al., 2020).

No trabalho desenvolvido por HILSHEY et al. (2012), é avaliado o envelhecimento de transformadores em função de recargas aleatórias nos modos 1 e 2. Os resultados apontam que o fator médio anual de envelhecimento é mais elevado para o modo 2 em comparação ao modo 1, aumentando de 3,24 para 8,15 em condições de clima quente.

2.6.5 Redução da Capacidade de Hospedagem (*Hosting Capacity*)

De acordo com SUN et al. (2025), o conceito de *hosting capacity* corresponde à máxima quantidade de geração fotovoltaica e estações de carregamento que pode ser integrada a uma rede de distribuição sem comprometê-lo, particularmente em termos de limites de tensão e fluxo de potência. No artigo, isso é tratado como um problema de otimização, no qual se busca maximizar simultaneamente a inserção dos mesmss, respeitando restrições como capacidade dos equipamentos e controle de *curtailment*.

Para resolvê-lo, os autores utilizam o modelo *DistFlow*, que originalmente é não linear e não convexo, e aplicam uma relaxação por programação cônica de segunda ordem (SOCP), tornando o problema matematicamente tratável. A análise é realizada no sistema IEEE de 33 barras. Como critérios de avaliação, são considerados o desvio de tensão nos nós e a taxa de fluxo reverso.

Os resultados mostram que, em um cenário típico, a rede possui capacidade de hospedagem de aproximadamente 35,90 MVA, sem violar os limites estabelecidos. Nessa condição, a taxa de fluxo reverso permanece abaixo de 80%, evitando sobrecargas, enquanto o desvio de tensão se mantém dentro de $\pm 7\%$, garantindo níveis adequados de qualidade de energia.

Atesta-se que a capacidade de hospedagem é altamente sensível à alocação espacial dos recursos e à relação entre geração e demanda. Em particular, níveis elevados de penetração fotovoltaica tendem a aumentar o fluxo reverso durante períodos de alta irradiância, enquanto os veículos elétricos podem atuar como elemento de compensação, dependendo do perfil temporal de carregamento.

Já no artigo elaborado por Jing et al. (2022), é realizada uma investigação detalhada sobre o *hosting capacity* de VEs em redes de distribuição de média e baixa tensão localizadas em regiões urbanas e rurais da Austrália. Para isso, os autores fazem uso de amostras de alimentadores, aplicando simulações de fluxo de carga e análises probabilísticas que consideram diferentes níveis de inserção. Entre os parâmetros avaliados estão variações de tensão e ampacidade ao longo do alimentador, e infere-se que, na média, redes rurais possuem maiores restrições, devido a alimentadores mais longos e trafos com menor potência.

2.7 Estratégias e Métodos para Mitigação

Qualquer ferramenta em processo de consolidação inclui, naturalmente, vantagens e limitações, não existindo uma solução única ideal, mas sim um conjunto de possibilidades que devem ser avaliadas e aplicadas de acordo com sua viabilidade técnica e econômica. Assim, diante dos impactos debatidos na seção anterior, a literatura discute diferentes estratégias voltadas ao tema, de forma a mitigar possíveis resultados adversos.

2.7.1 *Vehicle-to-Grid (V2G), Vehicle-to-Home (V2H) e Vehicle-to-Build (V2B)*

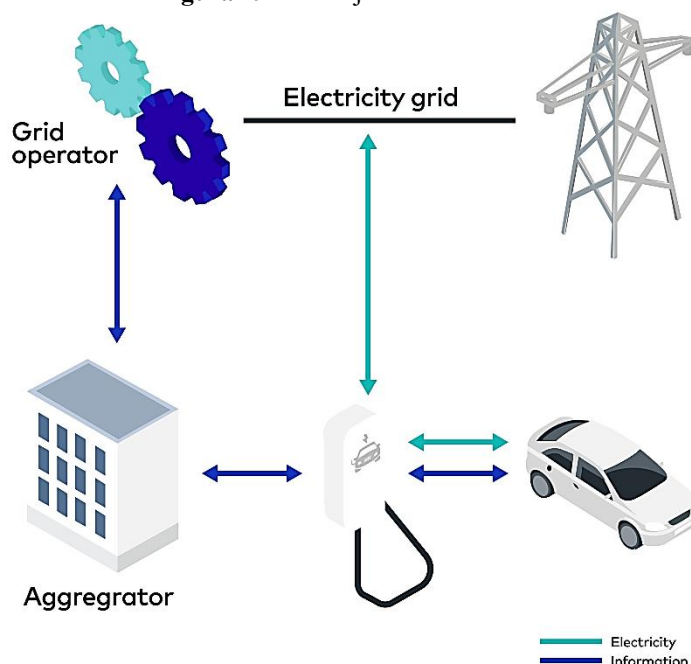
A metodologia *Vehicle-to-Grid* (V2G), vista na Figura 29, baseia-se em carregadores bidirecionais, construídos com conversores capazes de permitir o fluxo de energia tanto da rede para a bateria quanto no sentido inverso.

Apesar de seu potencial, essa alternativa ainda não se encontra difundida no mercado, principalmente devido a desafios regulatórios e de integração com a infraestrutura existente. Ainda assim, bibliografias apontam que ela pode oferecer diversos serviços, como suporte de potência ativa e reativa, regulação do fator de potência, melhor integração de fontes renováveis intermitentes, além de contribuir para o balanceamento de carga e a mitigação de harmônicos (YILMAZ; KREIN, 2012).

Estudos reforçam os benefícios. Em LI et al. (2020), uma análise de sensibilidade aplicada à cidade de Xangai demonstrou que o crescimento da participação de frotas em

serviços V2G decorre na redução dos picos de demanda, além de proporcionar ganhos econômicos aos usuários.

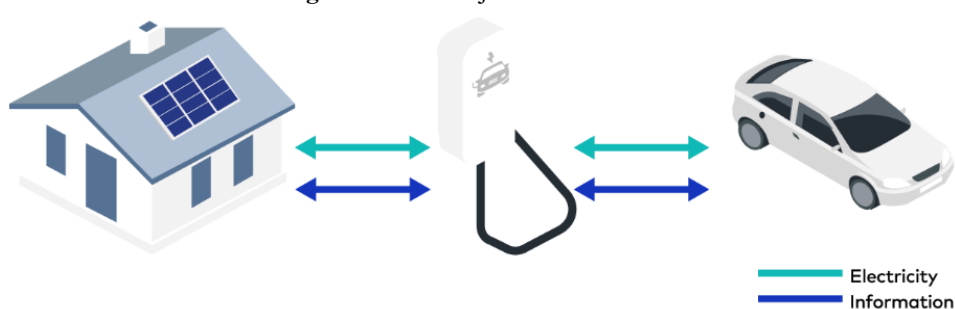
Figura 29 – Arranjo do Método V2G



Fonte: GRIDX, 2021

De acordo com a Figura 30, outro conceito de interação é o *Vehicle-to-Home* (V2H). Nesse modelo, estabelece-se um fluxo bidirecional de energia entre o veículo e a residência, permitindo que ele atue como uma fonte, funcionando como backup e contribuindo para a redução dos custos associados ao consumo (MONTEIRO et al., 2012).

Figura 30 – Arranjo do Método V2H



Fonte: GRIDX, 2021

Um dos seus principais usos ocorre em momentos de interrupção no fornecimento. O sistema pode ser configurado para monitorar o valor eficaz da tensão da rede, de modo que, ao identificar níveis inferiores a 85% do valor nominal, a residência passa a ser alimentada pelo VE (MONTEIRO et al., 2017).

O conceito de V2H pode ser associado a sistemas fotovoltaicos, permitindo que a bateria seja carregada durante o dia e, posteriormente, suprimindo parte da demanda residencial no período noturno. De forma análoga, a tecnologia Vehicle-to-Building (V2B) amplia essa estratégia para edificações comerciais ou de maior porte (MONTEIRO et al., 2012).

2.7.2 Associação entre Geração Distribuída e Sistemas de Recarga

No estudo em FATTORI; ANGLANI; MULIERE (2014), é analisada a integração entre geração fotovoltaica e recarga de VEs em diferentes condições de operação, incluindo cenários com comportamento aleatório e com estratégias de controle inteligente associadas ao uso de V2G. A metodologia baseia-se em um modelo de otimização linear para representar a interação entre os veículos e o sistema elétrico. As análises apontam que, na ausência de controle, a geração solar atende apenas uma parcela limitada da demanda de recarga. Por outro lado, quando são adotadas estratégias coordenadas e o suporte do V2G, observa-se melhor eficiência do sistema.

De forma complementar, em NOUR; ALI; FARKAS (2019), investiga-se a inserção de painéis solares em uma rede de baixa tensão com perfil comercial, considerando a operação sem modernizações ou mecanismos de controle. O artigo contempla diferentes cenários de recarga não coordenada, e revela que essa combinação contribui para a mitigação dos impactos, com destaque nos períodos de maior irradiância.

2.7.3 Associação entre Armazenadores de Energia e Sistemas de Recarga

Em RICHAIR e PETIT (2018), propõem-se um modelo de estação de recarga rápida com armazenamento acoplado, no qual o sistema atua tanto como suporte de potência para os carregamentos quanto na prestação de serviços ancilares à rede. Já em GANTAYET; RAZA; DHEER (2021), desenvolve-se uma metodologia de planejamento baseada em algoritmos de otimização, como o algoritmo genético (GA) e o algoritmo de otimização de baleias (WOA), aplicada a um sistema de 33 barras com integração de geração fotovoltaica e armazenamento por baterias. A estratégia adotada contribui para a redução de perdas e melhoria do perfil de tensão.

Por sua vez, o estudo em VERMA e SING (2018) propõem uma estratégia de controle baseada em um conversor centralizado, responsável por gerenciar o fluxo de potência entre diferentes fontes, incluindo geração fotovoltaica, gerador a diesel, baterias e carregadores, garantindo estabilidade de tensão e frequência. Ademais, em HARJUNPää (2023) investiga a integração de sistemas de armazenamento em estações de recarga rápida

sob a ótica técnico-econômica, com dados reais para avaliação, concluindo que o projeto do banco de baterias não possui como ponto central a capacidade energética, mas sim a potência de saída.

2.7.4 Balanceamento de Fases e Instalação de Reguladores de Tensão

Para os problemas relacionados ao desequilíbrio, alternativas como a reconfiguração de fases, também conhecida como *re-phasing*, têm demonstrado potencial atenuante. Além disso, reguladores de tensão em degraus trifásicos, como os *Step Voltage Regulators* (SVR), quando dotados de controle independente por fase, e o estímulo ao uso de carregadores trifásicos, podem contribuir para a compensação de assimetrias. (MORI et al., 2021).

3. METODOLOGIA

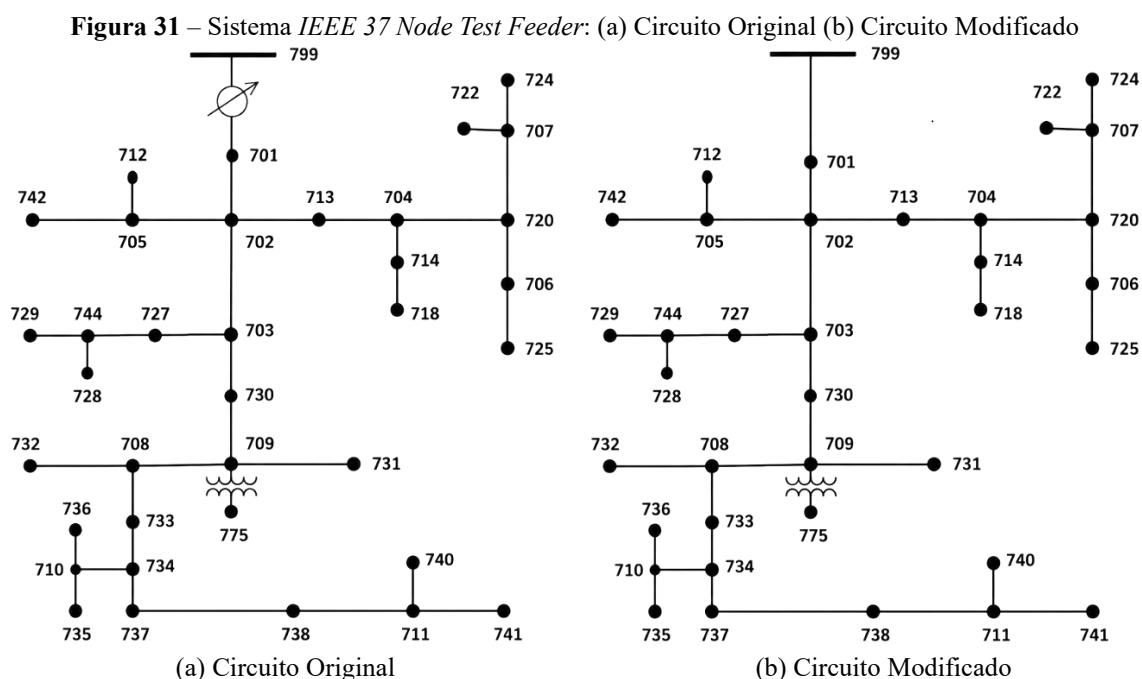
Para a realização das simulações, fez-se uso do sistema teste IEEE 37 *Node Test Feeder*, selecionado por reunir características típicas de redes de distribuição urbanas. O alimentador é caracterizado por elevado grau de desbalanceamento, configuração radial, predominância de trechos subterrâneos e presença de cargas monofásicas e trifásicas.

3.1 Descrição do Sistema

O circuito é alimentado por uma fonte equivalente conectada em 230 kV, com potência de curto-circuito trifásica de 200 GVA. Na entrada da subestação, encontra-se instalado um transformador com conexão delta-delta, potência nominal de 2.500 kVA e relação de transformação de 230/4,8 kV, responsável por estabelecer o nível de tensão na barra 799.

A potência aparente total das cargas originalmente conectadas é de aproximadamente 2.739,51 kVA, operando com fator de potência médio de 0,89. Para elas, foram associadas curvas de consumo personalizadas, e a simulação foi parametrizada para execução em série diária, de modo a representar realisticamente a variação temporal da demanda.

Com o intuito de potencializar os efeitos provocados pela inserção dos eletropostos e evitar interferências de dispositivos de compensação automática, o regulador de tensão foi desabilitado, de modo que tem-se o seguinte circuito da Figura 31.



Fonte: Adaptado de IEEE Power Engineering Society, 2004

A implementação computacional e as análises do sistema foram realizadas com o auxílio do software OpenDSS controlado via Python, empregado em estudos de sistemas elétricos de potência em regime permanente. Desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute*, a ferramenta possibilita a modelagem dos componentes e permite, entre outros temas, estudos de fluxo de potência estático e quase-estático, integração de recursos energéticos distribuídos (REDs) e análises de curto-circuito (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

3.1.1 Dados Técnicos do Circuito Teste

O material disponibilizado pelo IEEE reúne todas as informações necessárias para a implementação e modelagem do sistema, estando contidos no Anexo A.

3.2 Modelagem do Eletroposto Utilizado na Simulação

Nesta etapa do estudo, foi considerado um cenário hipotético de implantação de um eletroposto de recarga rápida em uma região urbana. Para isso, adotou-se o modelo WEMOB-S-060-W-E-4G-R-H-2CS2, desenvolvido pela fabricante WEG.

O eletroposto foi constituído por 5 unidades do carregador, representando uma instalação de médio a grande porte voltada ao atendimento simultâneo de múltiplos veículos. As informações do equipamento estão contidas na Tabela 05.

Tabela 06 – Dados técnicos do Carregador Escolhido

Parâmetros	Especificação
Potência máxima de saída ($P_{saída}$)	60 kW (contínua)
Tensão CA de entrada	380-480 VCA $\pm 10\%$ 3F+T
Corrente nominal de entrada	103 A
Fator de potência (f_p)	$\geq 0,98$ de 50 a 100% da carga
Eficiência (η)	95%
Grau de proteção	IP54
Proteção contra impactos mecânicos externos	IK10
Dimensões aproximadas (A x L x P)	800 x 850 x 375 mm
Tipo de conector	CCS-2

Fonte: WEG, s.d.

Com os parâmetros acima, o eletroposto foi modelado como uma única carga trifásica equivalente, conectada em estrela e com potência constante (modelo PQ). Logo, tem-se o seguinte equacionamento:

$$P_{total} = 5 \times \frac{P_{saída}}{\eta} = 5 \times \frac{60}{0,95} = \boxed{315,789474 \text{ kW}}$$

Através do fator de potência (f_p) descrito no datasheet ($\geq 0,98$), tem-se:

$$S_{total} = \frac{P_{total}}{f_p} = \frac{315,789474}{0,98} \cong 322,234157 \text{ kVA}$$

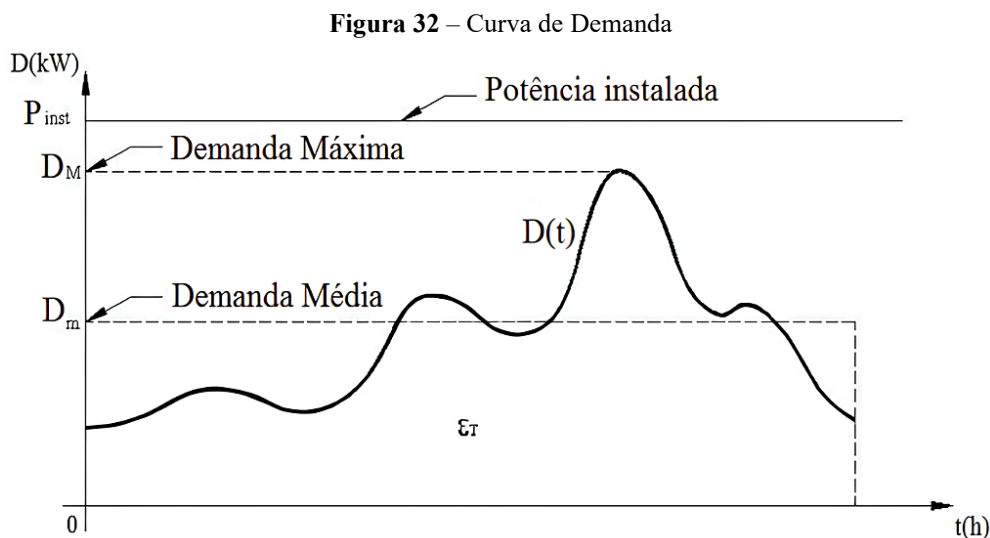
$$Q_{total} = \sqrt{(S_{total})^2 - (P_{total})^2} = \sqrt{(322,234157)^2 - (315,789474)^2}$$

$$Q_{total} \cong \boxed{64,123787 \text{ kvar}}$$

De modo semelhante ao empregado em Andrade (2024), para a conexão da estação aos barramentos, foi considerado um transformador com potência nominal de 350 kVA, conexão delta-estrela, relação de transformação de 4,8 kV/380 V e impedância percentual de 5%. Esse equipamento adequa o nível de tensão da rede ao requerido pelo carregador adotado.

3.3 Definição dos Perfis de Carga

Segundo Souza et al. (2010), a curva de carga corresponde à representação gráfica da demanda elétrica em função do tempo, sendo expressa por $D(t)$ ao longo de um determinado intervalo T , conforme a Figura 32.



Fonte: Souza, 2010

Embora ela seja formada, na prática, por diferentes patamares, é comum apresentá-la na forma contínua de uma curva obtida pela ligação dos pontos médios das bases superiores dos intervalos de tempo considerados. Assim, o maior valor observado na ordenada da curva caracteriza a demanda máxima (D_M). Já a energia total consumida durante

o período ε_T é determinada pela área compreendida entre a curva de carga e o eixo do tempo, definida pela equação (3.1).

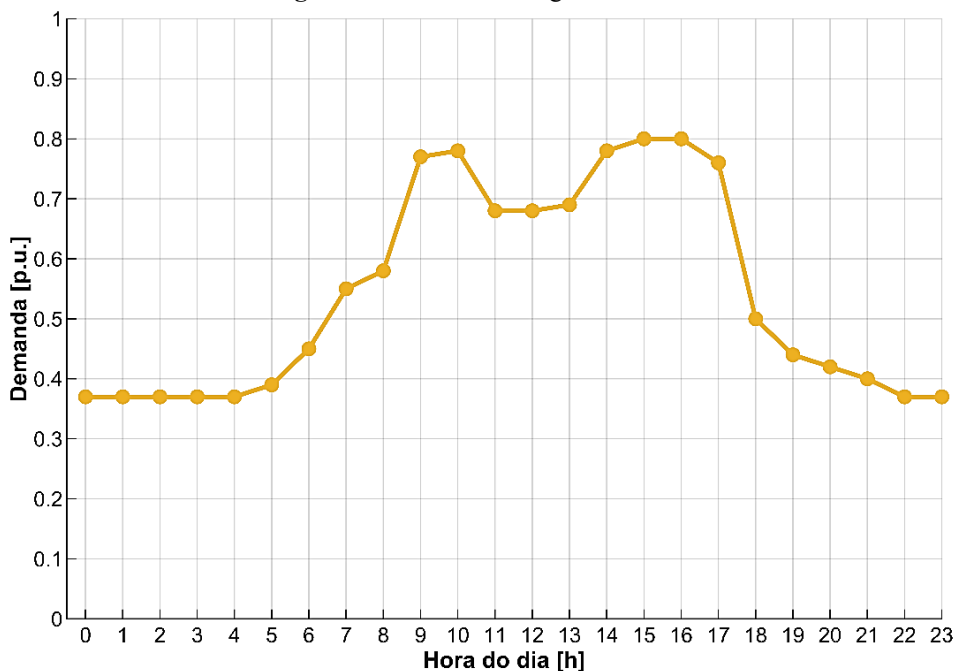
$$\varepsilon_T = \int_0^T D(t) \cdot dt \quad (3.1)$$

Para estudo, foram considerados quatro perfis de carga distintos, representando os padrões de consumo dos setores comercial, industrial, residencial e dos eletropostos.

3.3.1 Curva de Carga Comercial

O perfil de carga comercial, visto na Figura 33, caracteriza-se por baixos níveis de demanda durante a madrugada e crescimento acentuado no início da manhã, em decorrência do funcionamento dos estabelecimentos. O consumo atinge os maiores níveis entre 9h e 16h, período de maior atividade do setor terciário, apresentando uma leve atenuação no horário de almoço devido à redução temporária das atividades em parte das localidades. Após as 18h, observa-se uma diminuição significativa, permanecendo predominantemente cargas associadas à iluminação e aos sistemas de refrigeração (FRANCISQUINI, 2006).

Figura 33 – Curva de Carga Comercial



Fonte: De autoria própria, 2026

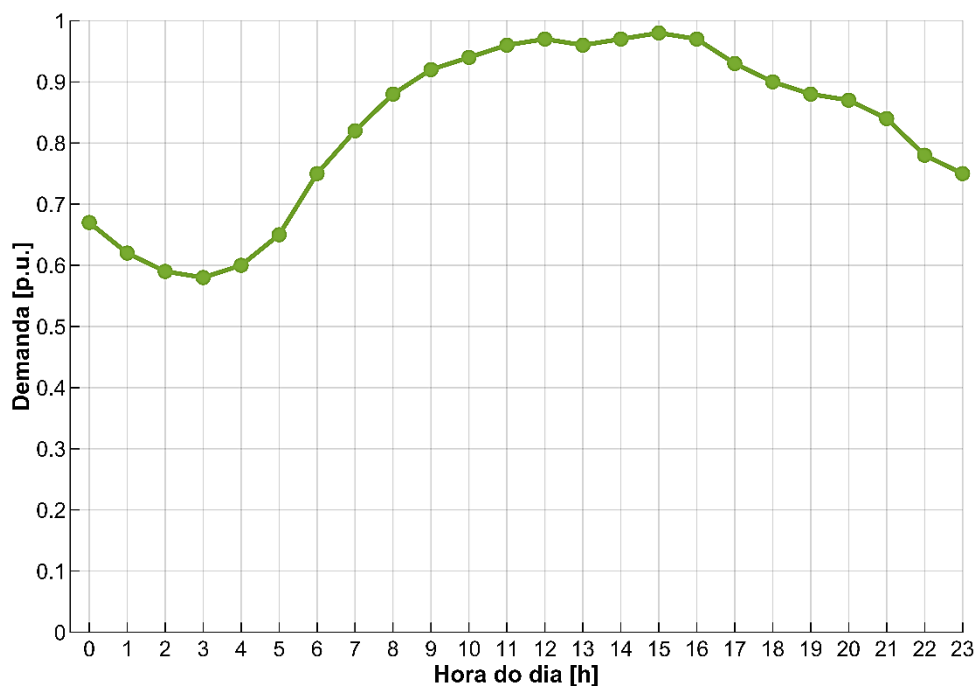
3.3.2 Curva de Carga Industrial

De acordo com Francisquini (2006), os perfis de carga industriais possuem grande diversidade em função do tipo de atividade produtiva e de sua localização. Para este estudo,

foi adotada a curva representada pela Figura 34, com pequenas variações no período noturno e crescimento gradual a partir das primeiras horas da manhã.

Os maiores valores concentram-se entre 11h e 16h, mantendo-se elevado até o início da noite. Observa-se ainda que a curva inicia a madrugada em aproximadamente 0,67 p.u., alcançando o valor máximo de 0.98 p.u. às 15h.

Figura 34 – Curva de Carga Industrial

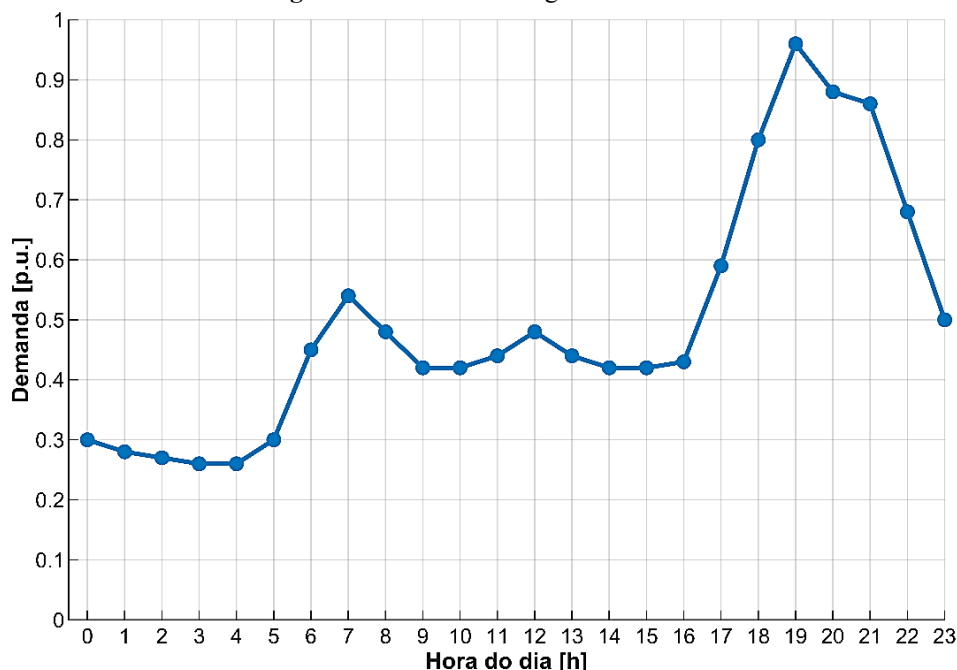


Fonte: De autoria própria, 2026

3.3.3 Curva de Carga Residencial

O perfil de carga residencial, representado pela Figura 35, caracteriza-se por baixos valores durante a madrugada, mantendo patamares reduzidos entre 0h e 6h, e crescimento gradual ao longo do dia em função do aumento das atividades domésticas. Segundo Francisquini (2006), consumidores residenciais têm consumo relativamente constante no período diurno, com elevação significativa no fim da tarde e pico de demanda no período noturno, entre 18h e 21h.

O gráfico relaciona-se com as rotinas das famílias, com o manuseio de equipamentos, como iluminação, eletrodomésticos, aparelhos de lazer e chuveiros elétricos. Observa-se que a curva atinge seu máximo por volta das 19h, seguido de redução gradual até o final do dia.

Figura 35 – Curva de Carga Residencial

Fonte: De autoria própria, 2026

3.3.4 Curva de Carga para Carregamento de VEs - Eletroposto

A modelagem da curva de demanda do eletroposto é fruto da metodologia proposta por Martins (2017), com técnicas de Simulação de Monte Carlo para representar o comportamento não determinístico dos usuários ao longo de um dia típico. O método considera os deslocamentos diários dos motoristas, os horários de saída para o trabalho, velocidade média, o estado de carga das baterias, a distância percorrida e a necessidade de recarga durante os trajetos.

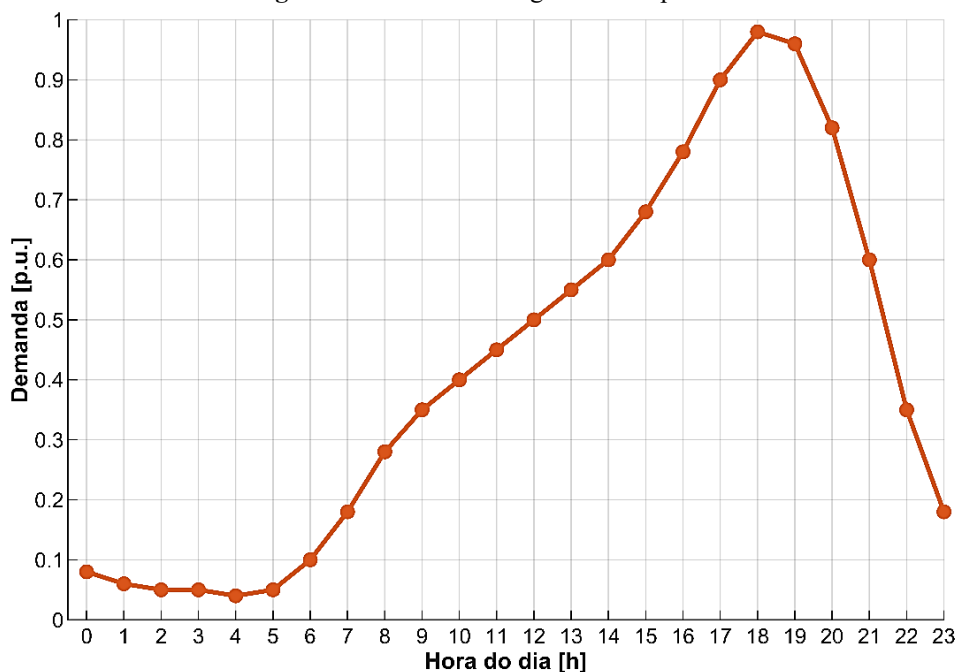
O Método de Monte Carlo consiste em uma técnica computacional baseada em amostragens aleatórias repetidas, para representar sistemas que possuem variáveis incertas. Ela engloba distribuições de probabilidade para gerar diferentes cenários possíveis, permitindo estimar resultados estatísticos associados ao conjunto analisado.

Na estratégia adotada, os motoristas realizam viagens de ida e volta entre residência e trabalho, podendo necessitar de recarga rápida durante o percurso caso o nível de carga da bateria atinja valores mínimos previamente estabelecidos. Foram considerados limites de tolerância de 25% de carga para as viagens de ida e 50% para as viagens de retorno, sendo que os veículos recarregam até 80% de sua capacidade nos eletropostos.

Como fruto do método, a curva da Figura 36 apresenta baixos níveis durante a madrugada, crescimento gradual ao longo do período da manhã e elevação mais acentuada

no final da tarde e início da noite, intervalo associado ao retorno dos usuários às suas residências e a necessidade de recarga com uso simultâneo da unidade.

Figura 36 – Curva de Carga do Eletroposto



Fonte: De autoria própria, 2026

3.4 Situações Abordadas para o Estudo

Para a avaliação do sistema proposto, foram definidos dois cenários de simulação, cujas características e resultados são apresentados no capítulo seguinte.

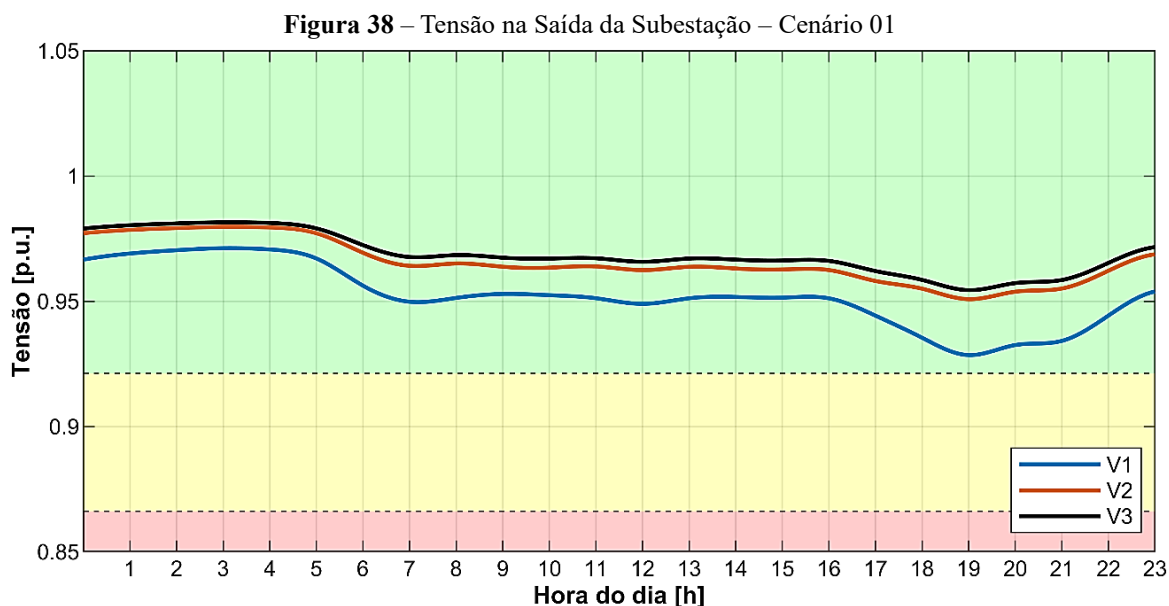
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Cenário 01 – Caso Base

Primeiramente, não será considerada a inserção de eletropostos, ou seja, serão analisados apenas os resultados obtidos a partir da demanda inicial, modelada conforme os perfis de consumo já descritos. À unidade consumidora de maior potência, localizada no barramento 701, foi atribuído o perfil industrial, enquanto as duas subsequentes em magnitude foram associadas ao perfil comercial. As demais unidades foram caracterizadas como residências. Os resultados obtidos, com foco no barramento 799, servirão como referência para a comparação com o caso averiguado posteriormente.

4.1.1 Tensão de Saída da Subestação – Cenário 01

A Figura 38 apresenta o perfil das tensões das três fases (V_1 , V_2 e V_3) no barramento 799, localizado no secundário do transformador abaixador da subestação, considerando a remoção do regulador de tensão. Durante o período, as tensões das três fases permaneceram na faixa adequada pelos critérios estabelecidos pelo módulo 08 do PRODIST, mostrando condições satisfatórias nesse ponto do alimentador. Observa-se, entretanto, que a fase 1 apresenta valores sistematicamente inferiores aos das fases 2 e 3, aproximando-se do limite inferior da faixa adequada nos períodos de maior carregamento.



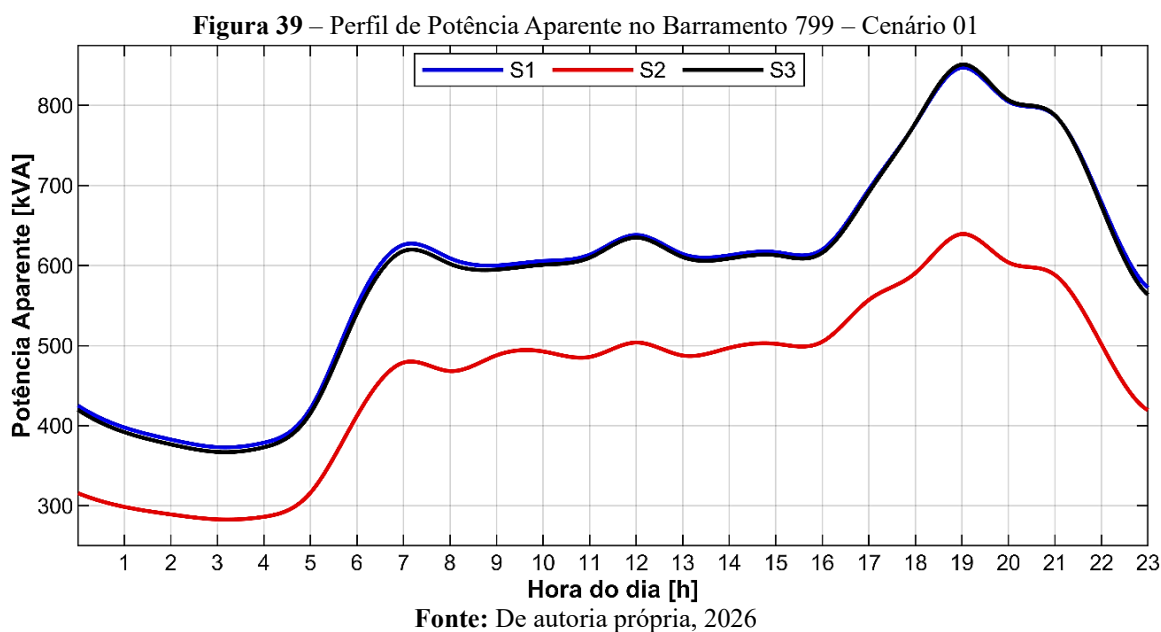
Fonte: De autoria própria, 2026

A partir das 17 horas, há uma redução acentuada, associada ao majoramento da demanda do sistema no período noturno. O efeito é mais pronunciado na fase 1, que atinge seu menor valor por volta das 19 horas, aproximadamente 0,93 p.u. As fases 2 e 3 também

apresentam redução nesse intervalo, registrando valores mínimos próximos de 0,95 e 0,96 p.u. Após às 21 horas, observa-se a recuperação gradual das grandezas, acompanhando a diminuição do consumo ao final do ciclo diário. A presença de desequilíbrio entre as fases está relacionada à distribuição não uniforme das cargas ao longo do alimentador.

4.1.2 Perfil de Potência Aparente – Cenário 01

A Figura 39 apresenta o perfil da potência aparente no barramento 799 ao longo de um ciclo diário. Por se tratar do nó localizado na entrada do circuito, as grandezas vistas nesse ponto representam o consumo de todas as cargas, permitindo uma visão global da rede no horizonte de simulação.



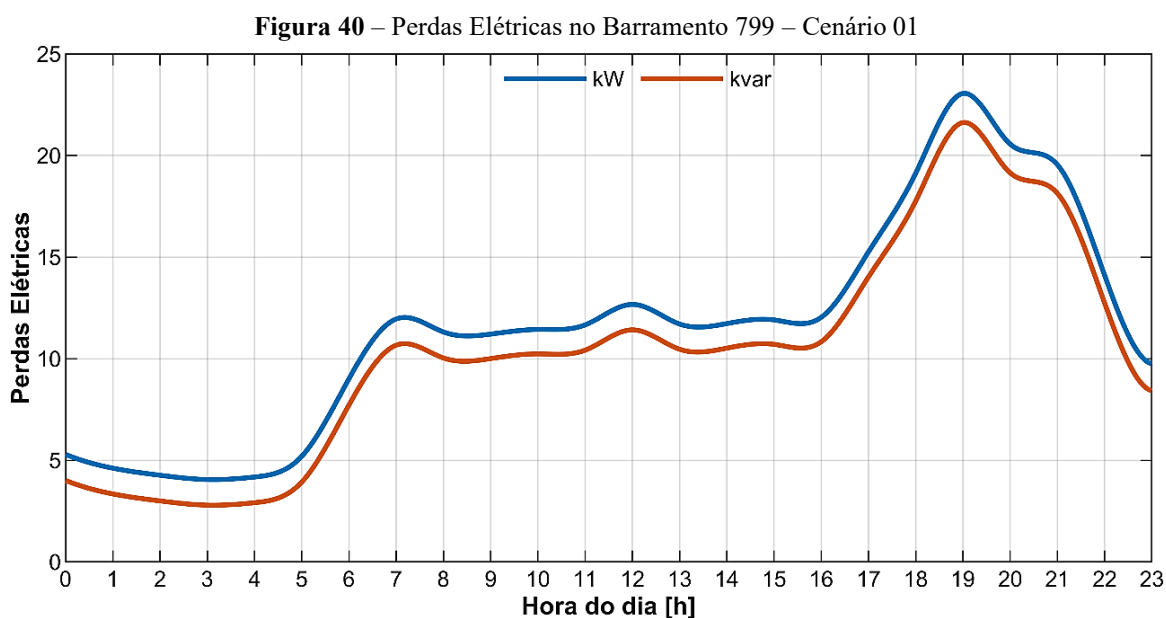
Observa-se que as três fases apresentam comportamento semelhante, caracterizado por uma redução gradual da demanda durante a madrugada, seguida de um crescimento expressivo nas primeiras horas da manhã. Os menores valores são registrados entre 3h e 4h, quando as potências aparentes atingem aproximadamente 375 kVA nas fases 1 e 3 e 285 kVA na fase 2. A partir desse período, ocorre uma rápida elevação, alcançando valores entre de 480 kVA e 620 kVA às 7 h.

Após o crescimento inicial, o sistema passa a operar em um patamar relativamente estável ao longo do período diurno. Entre aproximadamente 8h e 16h, as oscilações observadas são reduzidas, mantendo-se as fases 1 e 3 em torno de 600 kVA a 640 kVA, enquanto a fase 2 oscila em torno de 470 kVA a 505 kVA.

O maior nível concentra-se no período noturno, particularmente entre 18h e 20h. Nesse intervalo, as fases 1 e 3 atingem valores máximos próximos de 850 kVA, ao passo que a fase 2 alcança aproximadamente 640 kVA, seguido de uma redução progressiva até o final do dia. Nota-se que as fases 1 e 3 apresentam magnitudes quase coincidentes, enquanto a fase 2 permanece sistematicamente inferior.

4.1.3 Perfil de Perdas – Cenário 01

A Figura 40 apresenta o perfil das perdas ativas e reativas no trecho entre os barramentos 799 e 701. Observa-se que elas permanecem reduzidas durante a madrugada, elevam-se no início da manhã e atingem o valor máximo por volta das 19 h, com aproximadamente 23 kW e 22 kvar.



Fonte: De autoria própria, 2026

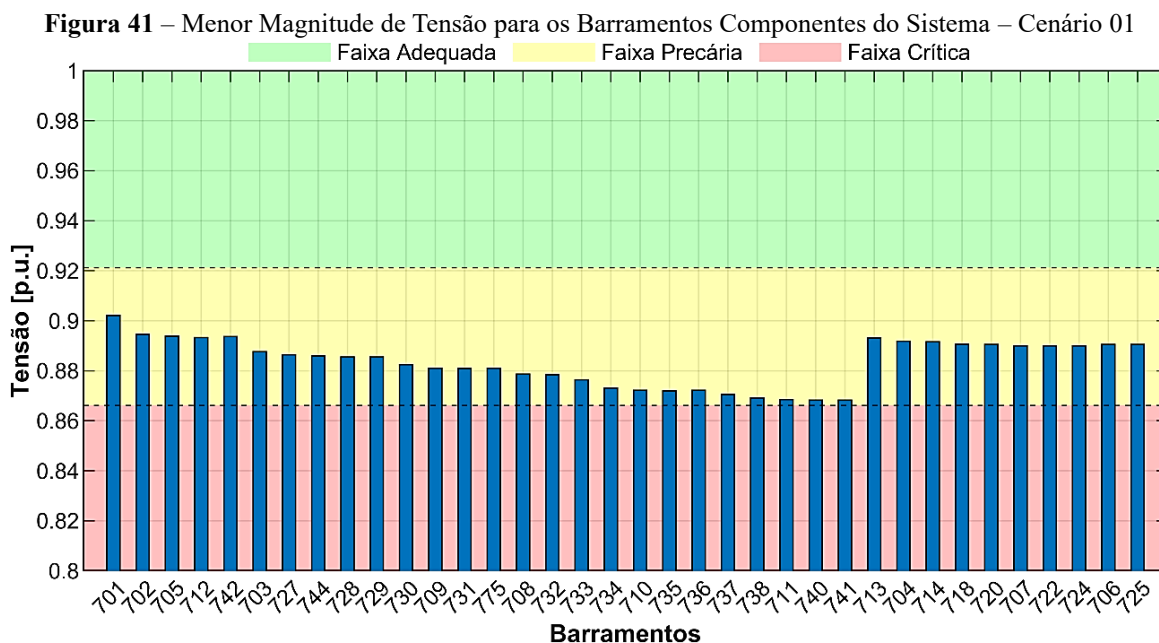
A ocorrência é característica das perdas por efeito Joule em sistemas de distribuição, uma vez que sua magnitude é proporcional ao quadrado da corrente elétrica ($P = R \times I^2$). Assim, os períodos de maior carregamento implicam maior circulação de corrente e, consequentemente, maior dissipação de potência nos condutores.

Além dos perfis temporais de demanda, os modelos de carga adotados no software influenciam diretamente esse resultado, visto que, no circuito analisado, coexistem cargas dos Modelos 1, 2 e 4. O Modelo 1 representa cargas de potência ativa e reativa constantes, impondo maior rigidez diante das variações de tensão; o Modelo 2 corresponde à impedância constante, no qual as potências ativa e reativa variam aproximadamente com o quadrado da tensão; e o Modelo 4 considera a potência ativa nominalmente linear com a tensão e a

potência reativa com dependência quadrática, produzindo uma resposta intermediária entre os modelos de potência constante e impedância constante (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

4.1.4 Tensões nos Barramentos – Cenário 01

A Figura 41 apresenta os menores valores de tensão, em por unidade (p.u.), registrados em cada barramento após a simulação. Essa análise identifica os pontos mais sensíveis para o recebimento de novas cargas.



Fonte: De autoria própria, 2026

Embora todos os nós tenham permanecido acima do limite inferior da faixa crítica, correspondente a 0,866 p.u., nenhum apresentou níveis de tensão compatíveis com a faixa adequada, sendo todos classificados na faixa precária de operação, segundo o Módulo 08 do Prodist.

Conforme esperado, os maiores valores de tensão mínima foram aferidos nos pontos mais próximos da subestação, como os barramentos 701 e 702, os quais apresentaram tensões próximas de 0,90 e 0,89 p.u., respectivamente. Em contrapartida, os menores números estão localizados em regiões mais afastadas eletricamente da fonte, destacando-se os nós 741, 740, 711 e 738, cujas tensões mínimas aproximaram-se de 0,87 p.u. Tal fato decorre do acúmulo da impedância série, intensificando as quedas de tensão, intensificando-se durante os períodos de maior carregamento.

4.2 Cenário 02 – Inserção Simultânea de Dois Eletropostos

Após a primeira análise, foi desenvolvido, por meio da linguagem de programação Python, um algoritmo destinado à identificação dos cenários mais críticos para a alocação de dois eletropostos. Inicialmente, foram estabelecidos critérios para exclusão de determinadas barras do conjunto amostral, restringindo a análise apenas aos pontos candidatos à instalação das estações de recarga. Dessa forma, foram desconsideradas as barras *sourcebus*, que representa o circuito equivalente da concessionária; 799, correspondente à saída da subestação; 701, por concentrar a maior carga do sistema; e 775. Essa última justifica-se pelo fato de que os eletropostos foram modelados conectados ao sistema de média tensão por meio de um transformador, conforme descrito no Capítulo III. O script desenvolvido encontra-se no Anexo B.

Após a definição das barras elegíveis, foi imposta uma restrição adicional para evitar o agrupamento em uma mesma região. Assim, uma barra não poderia receber os dois eletropostos e, adicionalmente, os três nós mais próximos da primeira escolha também eram automaticamente excluídos como possíveis locais para o recebimento da segunda. Como exemplo, considerando a topologia apresentada na Figura 31, caso o primeiro fosse conectado à barra 741, as barras 711, 740 e 738 deixariam de ser consideradas disponíveis. Essa estratégia restringe o número de combinações analisadas e, ao mesmo tempo, evita regiões concentradas, proporcionando uma avaliação da influência da distribuição espacial no desempenho do sistema.

Para identificar a condição mais severa, desenvolveu-se uma métrica composta, baseada nas magnitudes de tensão e no carregamento das linhas, fundamentam-se nos princípios dos métodos de decisão multicritério (Multi-Criteria Decision Making – MCDM), empregados em problemas de engenharia nos quais diferentes parâmetros devem ser considerados em grupo (TRANTAPHYLLOU, 2000).

4.2.1 Índice Médio Diário de Tensão

Para cada hora do período de simulação, são coletadas as tensões em todos os nós, desconsiderando apenas o circuito equivalente da concessionária (*sourcebus*) e os barramentos virtuais criados para conexão dos eletropostos em BT. Cada medição é então comparada com os limites definidos pelo Módulo 08 do PRODIST, correspondentes a 0,92 p.u. (V_{min}) e 1,05 p.u. (V_{max}). Quando a tensão está dentro dessa faixa, nenhuma punição é

atribuída. Entretanto, quando ocorre subtensão ou sobretensão, a penalização é calculada conforme a Equação (4.1).

$$P_{v,k}(h) = \begin{cases} 100 \times (V_{min} - V_k(h)), & \text{se } V_k(h) < V_{min} \\ 100 \times (V_k(h) - V_{max}), & \text{se } V_k(h) > V_{max} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.1)$$

Nos quais:

- $P_{v,k}(h)$ = penalidade associada ao nó k na hora h ;
- $V_k(h)$ = tensão do nó k na hora h em por unidade.

Com isso, quanto maior for o afastamento da tensão em relação as fronteiras, maior será a penalidade atribuída ao devido nó.

Após o cálculo, determina-se o índice horário de tensão por meio da média aritmética das penalizações obtidas para todos os nós considerados, conforme a Equação (4.2), e esse procedimento é repetido para todas as 24 horas.

$$I_T(h) = \frac{1}{N} \times \sum_{k=1}^N P_{v,k}(h) \quad (4.2)$$

Em que:

- $I_T(h)$ = índice horário de tensão;
- N = número total de nós considerados na análise.

Findado a simulação, os 24 índices horários são agregados por meio de uma média aritmética, obtendo-se o índice médio diário de tensão, de acordo com a Equação (4.3).

$$I_{T,dia} = \frac{1}{24} \times \sum_{h=1}^{24} I_T(h) \quad (4.3)$$

Onde:

- $I_{T,dia}$ = índice médio diário de tensão.

4.2.2 Índice Médio Diário de Carregamento

Paralelamente, é calculado o carregamento percentual de todas as linhas do alimentador, de acordo com a Equação (4.4).

$$C_j(h) = \frac{I_{max,j}(h)}{I_{nom,j}} \times 100 \quad (4.4)$$

Em que:

- $C_j(h)$ = carregamento percentual da linha j ;
- $I_{max,j}(h)$ = maior corrente observada entre as fases da linha;

- $I_{max,j}$ = corrente nominal da linha (*Normal Amps*).

Apenas os três maiores valores são considerados na composição da métrica final. Para cada um deles, aplica-se a Equação (4.5) para calcular a punição somente sobre a parte que excede 100%.

$$P_{c,j}(h) = \max[0, C_j(h) - 100] \quad (4.5)$$

Onde:

- $P_{c,j}(h)$ = penalidade de carregamento da linha j .

O índice horário de carregamento é calculado pela soma de duas parcelas, vistas na Equação (4.6). A primeira representa a média das penalidades das três linhas mais carregadas, já a segunda representa o nível médio de utilização das mesmas, permitindo diferenciar cenários que, embora ainda não apresentem sobrecarga, operam próximos do limite térmico.

$$I_c(h) = \frac{1}{3} \times \sum_{j=1}^3 P_{c,j}(h) + 10 \times \left(\frac{\bar{C}_3(h)}{100} \right) \quad (4.6)$$

Nos quais:

- $I_c(h)$ = índice horário de carregamento;
- $\bar{C}_3(h)$ = média dos três maiores carregamentos observados na hora h .

Da mesma forma, os índices horários são agregados ao final da simulação, conforme a Equação (4.7).

$$I_{c,dia} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} I_c(h) \quad (4.7)$$

Em que:

- $I_{c,dia}$ = índice médio diário de carregamento.

4.2.3 Índice Composto de Impacto na Rede

Por fim, os dois indicadores diários são combinados por meio de uma média ponderada, originando o Índice Composto de Impacto na Rede, conforme a Equação (4.8).

$$I_{CIR} = \frac{w_T \times I_{T,dia} + w_C \times I_{c,dia}}{w_T + w_C} \quad (4.8)$$

Onde:

- I_{CIR} = Índice Composto de Impacto na Rede;
- $I_{T,dia}$ = índice médio diário de tensão;

- $I_{C,dia}$ = índice médio diário de carregamento;
- w_T = peso atribuído ao índice de tensão;
- w_C = peso atribuído ao índice de carregamento.

Neste trabalho foram adotados $w_T = 1,5$ e $w_C = 1,0$, resultando na Equação (4.9).

$$I_{CIR} = \frac{1,5 \times I_{T,dia} + I_{C,dia}}{2,5} \quad (4.9)$$

4.2.4 Classificação dos Cenários mais Críticos

O algoritmo foi aplicado a todas as combinações válidas de alocação. Para cada par de barras candidatas, o sistema foi recompilado, os dois eletropostos inseridos e a simulação executada.

A Tabela 05 classifica, em ordem decrescente, os dez cenários com as condições mais severas sobre os parâmetros considerados, trazendo quais são regiões com maior vulnerabilidade à inserção concomitante das duas cargas.

Tabela 07 – Ranking dos Dez Cenários mais Críticos Encontrados

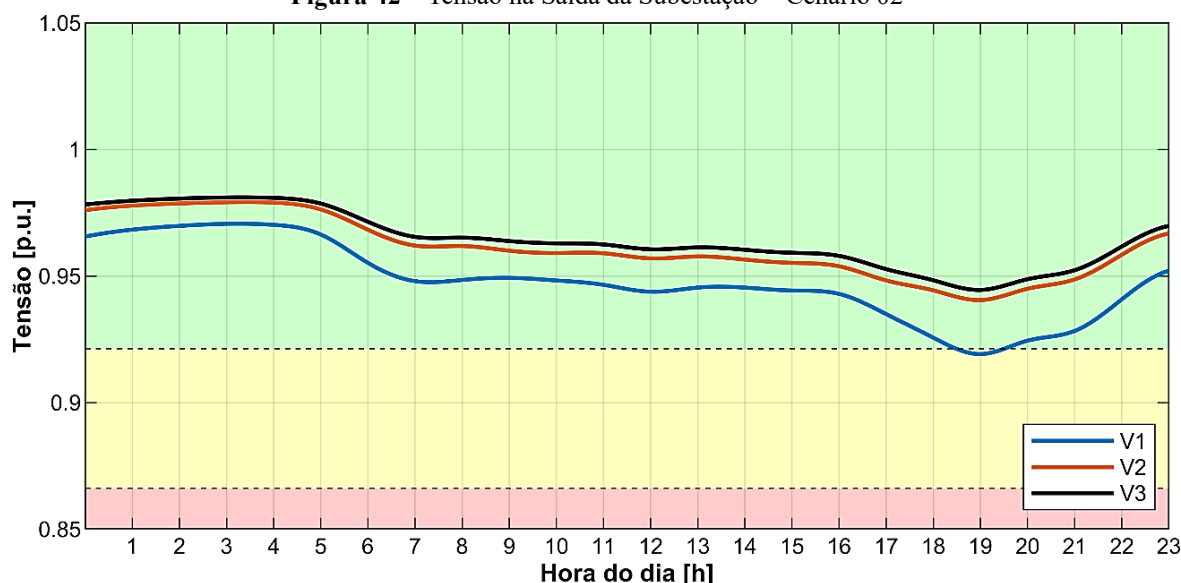
Barra 1	Barra 2	I_{CIR}	$I_{T,dia}$	$I_{C,dia}$	V_{min} (p.u)
736	741	2,192066	0,561516	4,637893	0,838551
736	740	2,191949	0,561356	4,637839	0,838541
711	736	2,191944	0,561045	4,638292	0,839159
736	738	2,191163	0,559302	4,638954	0,839117
738	741	2,191114	0,561151	4,636060	0,836277
735	741	2,190936	0,558873	4,639030	0,838498
710	741	2,190927	0,558553	4,639488	0,838468
735	740	2,190818	0,558712	4,638976	0,838489
711	735	2,190812	0,558400	4,639430	0,839257
710	740	2,190809	0,558392	4,639434	0,838458

Fonte: De autoria própria, 2026

As análises finais são conduzidas por meio de uma abordagem comparativa entre os Cenários 01 e 02, adotando-se, para este último, a alocação mais severa encontrada, correspondente à instalação das estações de recarga nas barras 736 e 741.

4.2.5 Tensão de Saída da Subestação – Cenário 02

A Figura 42 apresenta o perfil das tensões das três fases no barramento 799 para o Cenário 02. Em comparação ao caso anterior, observa-se uma redução das magnitudes em todo o período analisado, com maior intensidade entre 17 e 21 horas, intervalo associado ao aumento conjunto da demanda das cargas originais e das estações de recarga.

Figura 42 – Tensão na Saída da Subestação – Cenário 02

Fonte: De autoria própria, 2026

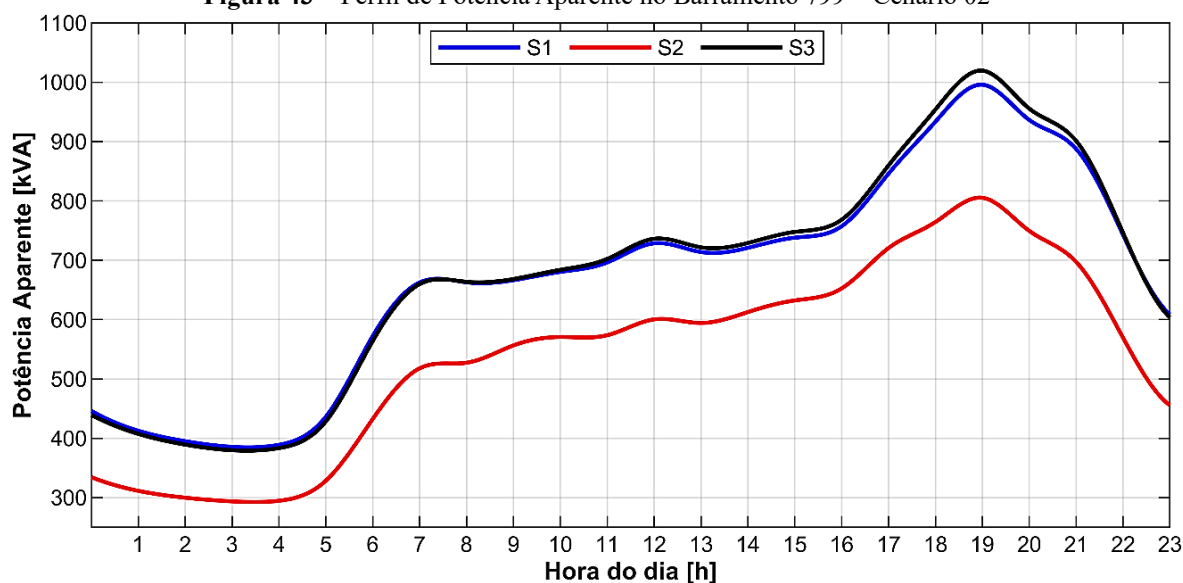
O impacto mais significativo ocorre na fase 1, cuja tensão mínima é reduzida de aproximadamente 0,93 p.u., no cenário base, para um valor abaixo de 0,92 p.u. por volta das 19 horas, entrando na faixa precária inferior. As fases 2 e 3 também apresentam diminuição, atingindo valores mínimos próximos de 0,94 p.u., embora permaneçam na faixa adequada de acordo com o Módulo 08 do Prodist.

Apesar da redução observada, a forma das curvas e o desequilíbrio entre as fases permanecem semelhantes aos verificados anteriormente. Assim, a inserção dos eletropostos não modifica substancialmente a assimetria original do sistema, mas reduz sua margem operacional durante o período de maior solicitação.

4.2.6 Perfil de Potência Aparente – Cenário 02

A Figura 43 apresenta o perfil da potência aparente no barramento 799 para o Cenário 02. Em comparação ao Cenário 01, verifica-se uma elevação da potência solicitada pelas três fases, principalmente entre 17 e 20 horas, período em que o perfil de consumo das estações de recarga apresenta seus maiores valores.

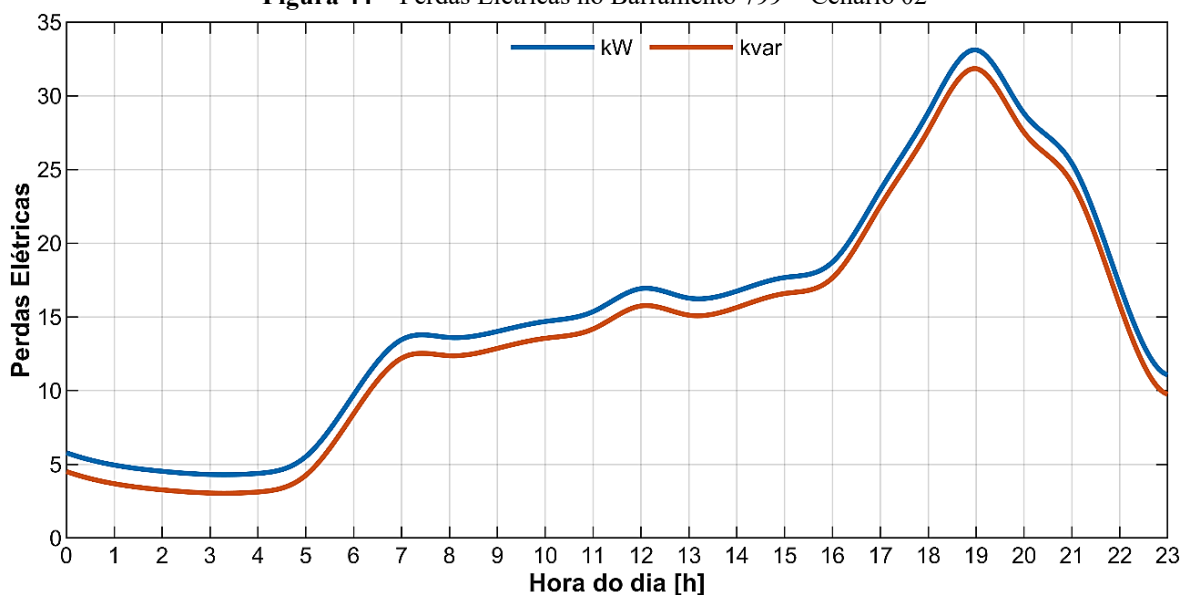
O caso mais expressivo ocorre por volta das 19 horas. No cenário base, as fases 1 e 3 atingiam aproximadamente 850 kVA, enquanto a fase 2 alcançava cerca de 640 kVA. Com a inserção das novas cargas, esses valores passam para aproximadamente 1.000 kVA nas fases 1 e 3 e 800 kVA na fase 2.

Figura 43 – Perfil de Potência Aparente no Barramento 799 – Cenário 02

Fonte: De autoria própria, 2026

4.2.7 Perfil de Perdas – Cenário 02

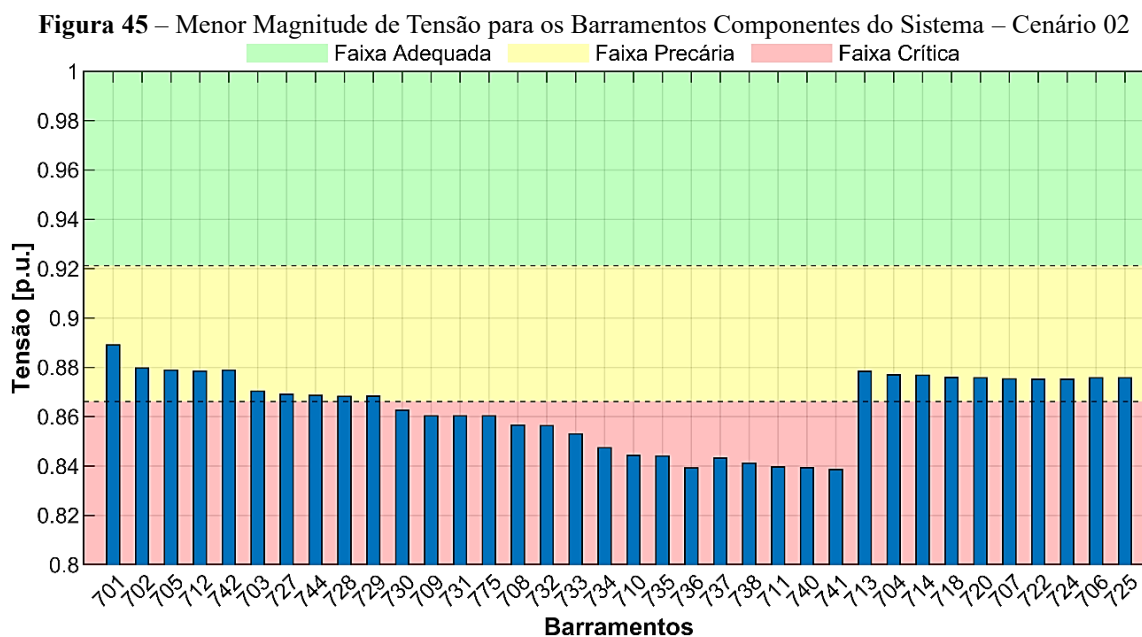
A Figura 44 apresenta o perfil das perdas ativas e reativas no trecho compreendido entre os barramentos 799 e 701 para o Cenário 02, com elevação ao longo de todo o ciclo. Por volta das 19 horas, as perdas ativas elevam-se de aproximadamente 23 kW para 33 kW, enquanto as perdas reativas passam de cerca de 22 kvar para 32 kvar, representando um acréscimo próximo de 45% em relação ao cenário base.

Figura 44 – Perdas Elétricas no Barramento 799 – Cenário 02

Fonte: De autoria própria, 2026

4.2.8 Tensões nos Barramentos – Cenário 02

A Figura 45 apresenta os menores valores de tensão registrados nos barramentos para o Cenário 02. Os barramentos mais próximos da subestação, como 701, 702, 705, 712 e 742, permaneceram na faixa precária, enquanto diversos pontos eletricamente mais distantes passaram a apresentar valores localizados na faixa crítica.



A Tabela 06 complementa esse aspecto ao comparar os menores valores de tensão obtidos nos Cenários 01 e 02. Verifica-se que todos os barramentos apresentaram variações negativas após a conexão dos eletropostos, com reduções entre aproximadamente 0,009 e 0,033 p.u. A maior diminuição ocorreu no nó 736, onde a tensão mínima passou de 0,8722 p.u. para 0,8392 p.u. Também foram observadas quedas expressivas nas barras 741, 740 e 711, demonstrando que o efeito das estações não se restringe somente aos pontos de conexão.

Tabela 08 – Comparação das tensões mínimas, em p.u., dos barramentos nos Cenários 1 e 2
(continua)

Barra	Tensão - Cenário 02 (p.u)	Tensão - Cenário 01 (p.u)	Variação (p.u)
799	0,9192	0,9285	-0,0093
701	0,8890	0,9021	-0,0131
702	0,8797	0,8946	-0,0149
705	0,8789	0,8938	-0,0149
712	0,8785	0,8933	-0,0148
742	0,8789	0,8937	-0,0148
703	0,8703	0,8876	-0,0173
727	0,8692	0,8864	-0,0172

Tabela 08 – Comparação das tensões mínimas, em p.u., dos barramentos nos Cenários 1 e 2
(conclusão)

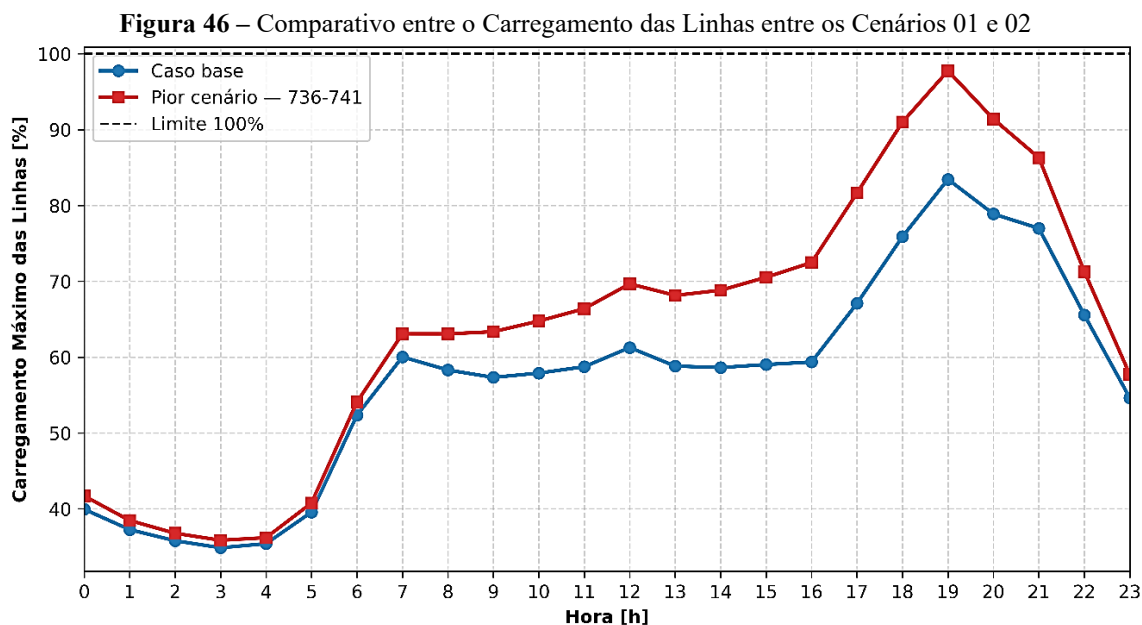
Barra	Tensão - Cenário 02 (p.u)	Tensão - Cenário 01 (p.u)	Variação (p.u)
744	0,8686	0,8858	-0,0172
728	0,8683	0,8855	-0,0172
729	0,8683	0,8856	-0,0173
730	0,8627	0,8825	-0,0198
709	0,8603	0,8810	-0,0207
731	0,8603	0,8809	-0,0206
775	0,8603	0,8810	-0,0207
708	0,8566	0,8786	-0,0220
732	0,8563	0,8783	-0,0220
733	0,8530	0,8764	-0,0234
734	0,8473	0,8731	-0,0258
710	0,8444	0,8722	-0,0278
735	0,8440	0,8719	-0,0279
736	0,8392	0,8722	-0,0330
737	0,8434	0,8705	-0,0271
738	0,8412	0,8692	-0,0280
711	0,8397	0,8685	-0,0288
740	0,8393	0,8682	-0,0289
741	0,8386	0,8683	-0,0297
713	0,8784	0,8932	-0,0148
704	0,8770	0,8918	-0,0148
714	0,8768	0,8916	-0,0148
718	0,8759	0,8906	-0,0147
720	0,8758	0,8905	-0,0147
707	0,8753	0,8900	-0,0147
722	0,8752	0,8900	-0,0148
724	0,8753	0,8900	-0,0147
706	0,8757	0,8905	-0,0148
725	0,8757	0,8905	-0,0148

Fonte: De autoria própria, 2026

4.2.9 Análise do Carregamento entre os Cenários 01 e 02

A Figura 46 apresenta a comparação do carregamento máximo das linhas entre os Cenários 01 e 02. Embora ambos mantenham comportamento semelhante, o Cenário 02 apresenta valores superiores, com maior afastamento entre as curvas a partir das 17 horas. A condição mais severa ocorre às 19h, quando o carregamento máximo aumenta de aproximadamente 83% no caso base para cerca de 98%, reduzindo a margem disponível em

relação ao limite nominal de 100% de 17 para apenas 2 pontos percentuais. Ainda que não seja caracterizada sobrecarga, a operação próxima à capacidade nominal infere maior solicitação térmica dos condutores e menor capacidade para absorver solicitações adicionais ou variações imprevistas.



Fonte: De autoria própria, 2026

4.3 Síntese dos Resultados

A coincidência temporal entre o aumento da demanda das cargas originais e o pico dos eletropostos foi determinante para a condição mais severa. Entre 17 e 21 horas, foram registradas as menores magnitudes de tensão, as maiores potências demandadas e as maiores perdas por efeito Joule.

Em relação ao carregamento, a ausência de sobrecarga não pode ser interpretada isoladamente como garantia de viabilidade para a conexão de novas cargas, uma vez que o sistema apresenta violações de tensão antes de atingir seus limites térmicos. Quanto ao desequilíbrio entre as fases, a inserção das estações trifásicas não modificou substancialmente a assimetria original do alimentador.

Conforme discutido no Capítulo 02, para a suavização dos problemas encontrados, devem ser consideradas medidas como carregamento coordenado, reguladores de tensão, instalação de bancos de capacitores *shunt*, recondutoramento de linhas, controle da demanda nos horários críticos, integração com energias renováveis e sistemas de armazenamento, abordagens de fluxo bidirecional, incluindo o controle Volt-Watt e Volt-Var dos inversores de arranjos fotovoltaicos, e tarifas por horário de uso.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho demonstrou que a inserção de eletropostos gera impactos consideráveis na operação do sistema elétrico, sobretudo em função do local de conexão, das características do alimentador e das curvas de cargas existentes.

A metodologia baseada na integração entre o OpenDSS e o Python mostrou-se adequada para avaliar diferentes condições operacionais, uma vez que a automação das simulações permitiu comparar alternativas de forma sistemática, reduzindo a necessidade de análises manuais e evitando escolhas arbitrárias.

Os resultados estão vinculados às premissas e aos parâmetros adotados no sistema teste, indicando a necessidade de ampliar a metodologia em estudos futuros. Dessa forma, recomenda-se sua aplicação em alimentadores reais brasileiros, com o uso de BDGDs, bem como a inclusão de modelos probabilísticos que representem as variações nos horários e duração das recargas. Estudos relacionados ao envelhecimento de transformadores e à viabilidade técnico-econômica das instalações também podem contribuir para decisões mais seguras e eficientes.

Conclui-se, que o avanço da mobilidade elétrica depende não só da ampliação da infraestrutura de recarga, mas também da preparação dos sistemas de distribuição para atender às novas demandas. Para isso, pesquisas contínuas e ferramentas computacionais terão papel importante no apoio às decisões e na manutenção da qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia.

REFERÊNCIAS

- ABNT. NBR 17019: Instalações elétricas de baixa tensão - Requisitos para instalações em locais especiais - Alimentação de veículos elétricos. 2022. 1-14 p.
- ABNT. NBR IEC 61851-1: Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos - parte 1: Requisitos gerais. 2021. 1-145 p.
- ABVE. Associação Brasileira do Veículo Elétrico. Eletrificados superam previsões, passam de 170 mil e batem todos os recordes em 2024. 2025. Disponível em: <https://abve.org.br/eletrificados-crescem-dez-vezes-mais-do-que-conjunto-do-mercado-em-2025-com-224-mil-veiculos-vendidos/>. Acesso em: 19 maio 2026.
- ABVE. Associação Brasileira do Veículo Elétrico. Recarga pública rápida cresce 167% em 12 meses e já atinge 31% dos 21 mil eletropostos da rede. 2026. Disponível em: <https://abve.org.br/recarga-publica-rapida-cresce-167-em-12-meses-e-ja-atinge-31-dos-21-mil-eletropostos-da-rede/>. Acesso em: 12 maio 2026.
- AKTAS, Sevim; BERKHOF, Laura; COLLINS, Fergus; KERSJES, Rutger; UITZETTER, Annefleur. Solid State Battery. Enschede: University of Twente, 2017. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/348443485_Solid_State_Battery. Acesso em: 30 maio 2026.
- ALI, H. M. Thermal management systems for batteries in electric vehicles: a recent review. Energy Reports, v. 9, p. 5545–5564, 2023
- ANDRADE, Guilherme Borges de. IMPACTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO E METODOLOGIAS PARA AUMENTO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM. 2024. 10 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Triângulo Mineiro, Departamento de Engenharia Elétrica, Uberaba, 2024.
- ANDÚJAR, J. M. et al. Batteries and hydrogen storage: technical analysis and commercial revision to select the best option. Energies, v. 15, 6196, 2022.
- ANEEL. Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist). 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 15 maio 2026.
- CASARIN, Ricardo. Programa nacional de mobilidade verde prevê R\$ 19 bilhões em incentivos até 2028. Portal Solar, 2 jan. 2024. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/tecnologia/mobilidade-eletrica/programa-nacional-de-mobilidade-verde-preve-r-19-bilhoes-em-incentivos-ate-2028>. Acesso em: 16 abr. 2026.
- DELTRIX CHARGERS. Charging modes. 2019. Disponível em: <https://deltrixchargers.com/about-emobility/charging-modes/>. Acesso em: 18 abr. 2026.

DUGAN, Roger C.; MCDERMOTT, Thomas E. An open source platform for collaborating on smart grid research. IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, p. 1-7, 2011.

DULĂU, L. I.; BICĂ, D. Impact of electric vehicles on a power line with photovoltaic power plants connected. Machines, MDPI, v. 10, n. 2, p. 1–29, 2022. ISSN 2075-1702.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Roadmap H2: Tecnologia. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-899/Roadmap%20H2%20-%20EPE-PTI%20-%20Tecnologia%20\(VF\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-899/Roadmap%20H2%20-%20EPE-PTI%20-%20Tecnologia%20(VF).pdf). Acesso em: 15 abr. 2026.

ESTADÃO. A história do carro elétrico. 2020. Disponível em: <https://mobilidade.estadao.com.br/inovacao/a-historia-do-carro-eletrico/>. Acesso em: 24 abr. 2026.

ESTADÃO. Governo dará R\$ 38 mil de bônus a elétricos nos EUA. Jornal do Carro. 2021. Disponível em: <https://jornaldocarro.estadao.com.br/carros/governo-dara-r-38-mil-de-bonus-a-eletricos-nos-eua/>. Acesso em: 21 abr. 2026.

EV-VOLUMES. Global EV Sales for 2021. 2021 Disponível em: <https://www.ev-volumes.com/country/total-world-plug-in-vehicle-volumes/>. Acesso em: 21 abr. 2026.

EVB. CCS vs CHAdeMO: 5 principais diferenças no carregamento de veículos elétricos. 2024. Disponível em: <https://www.evb.com/pt/ccs-vs-chademo/>. Acesso em: 11 abr. 2026.

FATTORI, F.; ANGLANI, N.; MULIERE, G. Combining photovoltaic energy with electric vehicles, smart charging and vehicle-to-grid. Solar Energy, v. 110, p. 438–451, 2014.

FRANCISQUINI, André A.; FELTRIN, Antonio P. Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição. Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista, 2006. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/entities/publication/2a8ba3c7-ab5e-4bb9-a2a4-e034cdb7beef>. Acesso em: 16 maio 2026.

GANTAYET, A.; RAZA, T.; DHEER, D. K. Optimal planning strategy for electric vehicle charging station integrated with battery-backed solar photovoltaic system in distribution network. In: IEEE 4TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTING, POWER AND COMMUNICATION TECHNOLOGIES (GUCON), 2021, Kuala Lumpur, Malaysia. IEEE, 2021. p. 1–6.

GRIDX. How V2G and V2H can reach scale. 2021. Disponível em: <https://www.gridx.ai/blog/how-v2g-v2h-reach-scale>. Acesso em: 18 abr. 2026.

HABIB, S. et al. Contemporary trends in power electronics converters for charging solutions of electric vehicles. CSEE Journal of Power and Energy Systems, v. 6, n. 4, p. 911–929, 2020.

HARISH, B. N.; SURENDRA, U. A review on power quality issues in electric vehicle interfaced distribution system and mitigation techniques. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, v. 24, n. 2, p. 1011–1023, 2021.

HARJUNPÄÄ, S. Integration of energy storage systems into electric vehicle fast charging stations. 2023. 54 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Aalto University, School of Electrical Engineering, Espoo, Finlândia, 2023.

HASAN, M. K. et al. Review of electric vehicle energy storage and management system: standards, issues, and challenges. *Journal of Energy Storage*, v. 41, 102940, 2021.

HAYES, J. G.; GOODARZI, G. A. *Electric Powertrain: Energy Systems, Power Electronics and Drives Hybrid, Electric and Fuel Cell Vehicles*. 3. ed. The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex, PO19 8SQ, UK: John Wiley Sons Ltd, 2018. v. 4.

HE, K. et al. Atomistic insights of irreversible Li⁺ intercalation in MnO₂ electrode. *Angewandte Chemie*, v. 134, e202113420, 2022.

HILSHEY, A. D. et al. Electric vehicle charging: Transformer impacts and smart, decentralized solutions. In: 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego, CA, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012. p. 1–8.

IEA. International Energy Agency. Global EV Outlook 2026: Growing sales amid an energy crisis. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2026>. Acesso em: 21 maio 2026.

IEEE Power Engineering Society. IEEE 37 Node Test Feeder. 2004. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 16 maio 2026.

IEC. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4- 30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods. Geneva, CH, 2015.

IEC. IEC 62196-2: Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets – Conductive charging of electric vehicles – Part 2: Dimensional compatibility requirements for AC pin and contact-tube accessories. 2022. 1-15 p.

IEC. IEC 62752: In-cable control and protection device for mode 2 charging of electric road vehicles (IC-CPD). 2018. 1-32 p.

IQBAL, M. et al. Survey on battery technologies and modeling methods for electric vehicles. *Batteries*, v. 9, 185, 2023.

JING, W. et al. Assessing the EV hosting capacity of Australian urban and rural MV–LV networks. *Electric Power Systems Research*, v. 208, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779622005545>. Acesso em: 10 abr. 2026.

JOSHI, A.; MISHRA, D. K.; SINGH, R.; ZHANG, J.; DING, Y. A comprehensive review of solid-state batteries. *Applied Energy*, v. 386, art. 125546, 2025. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261925002764>. Acesso em: 30 maio 2026.

KERSTING, William H. *Distribution system modeling and analysis*. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2012.

LI, B. et al. Electric vehicle's impacts on China's electricity load profiles based on driving patterns and demographics. *Energy Reports*, [S. l.], v. 8, p. 26–35, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721011471>. Acesso em: 10 abr. 2026.

LI, M. M.; WANG, C. C.; YANG, C. C. Development of high-performance hydrogen storage alloys for applications in nickel-metal hydride batteries at ultra-low temperature. *Journal of Power Sources*, v. 491, 229585, 2021.

LI, X. et al. A cost-benefit analysis of v2g electric vehicles supporting peak shaving in Shanghai. *Electric Power Systems Research*, v. 179, p. 106, 2020. ISSN 0378-7796.

LIMA, Paulo Raimundo Gomes de. Estudo dos impactos técnicos da inserção de carregadores de veículos elétricos em alimentadores de distribuição. 2024. 94 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/server/api/core/bitstreams/ddb40c88-77f1-4cab-83a7-6df1cca78ac5/content>. Acesso em: 10 abr. 2026.

LIU, W.; PLACKE, T.; CHAU, K. T. Overview of batteries and battery management for electric vehicles. *Energy Reports*, v. 8, p. 4058–4084, 2022.

LUGENERGY. Tipos de carregamento: os 4 modos de carregamento de veículos elétricos. [s.d.]. Disponível em: <https://www.lugenergy.pt/tipos-de-carregamento-4modos/>. Acesso em: 8 abr. 2026.

MACHÍN, A. et al. Advancements and Challenges in Solid-State Battery Technology. *Batteries*, v. 10, n. 1, p. 29, 2024. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2313-0105/10/1/2>. Acesso em: 30 maio 2026.

MARTINS, Marcelo Cardoso Sales. Análise série temporal para alocação ótima de eletropostos de recarga rápida em áreas urbanas. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP.

MCGILL, E. Flexible criteria for assessing EV hosting capacity in stochastic load flow simulations. 2021. Dissertação (Mestrado) – University of Canterbury, Christchurch, 2021. Disponível em: <https://ir.canterbury.ac.nz/items/978fc6e2-d695-4e91-b451-f67e9fa77cb7>. Acesso em: 8 abr. 2026.

MICHELIN. Veículos elétricos: quais são os tipos de conectores de recarga. 2025. Disponível em: <https://www.michelin.com.br/auto/conselhos/guia-veiculo->

[eletrico/veiculos-eletricos-quais-sao-os-tipos-de-conectores-de-recarga](#). Acesso em: 11 abr. 2026.

MINAS FRANCE. Descubra os tipos de conectores para recarga de carro elétrico. 2024. Disponível em: <https://minasfrance.com.br/blog/ descubra-os-tipos-de-conectores-para-recarga-de-carro-eletrico-renault-minas-france>. Acesso em: 11 abr. 2026.

MOHAMMADI, F.; SAIF, M. A comprehensive overview of electric vehicle batteries market. e-Prime – Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, v. 3, 100127, 2023.

MONEYTIMES. Novas normas na Europa aceleram transição para carros elétricos. 2020. Disponível em: <https://www.moneytimes.com.br/novas-normas-na-europa-aceleram-transicao-para-carros-eletricos/>. Acesso em: 21 abr. 2026.

MONTEIRO, Vítor et al. Assessment of a battery charger for electric vehicles with reactive power control. In: IECON 2012 – 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society. IEEE, 2012. p. 5142–5147.

MONTEIRO, V.; EXPOSTO, B.; FERREIRA, J. C.; AFONSO, J. L. Improved vehicle-to-home (iV2H) operation mode: experimental analysis of the electric vehicle as off-line UPS. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 8, n. 6, p. 2702–2711, nov. 2017.

MORI, H. et al. Unbalanced voltage compensation with optimal voltage controlled regulators and load ratio control transformer. Energies, v. 14, n. 11, p. 2997, 2021.

NASAB, N. M.; YAZDANIAN, S. The advantages of lead-acid battery for off-grid design. Energy Storage, v. 6, e595, 2024.

NEOCHARGE. Bateria de veículo elétrico: como funciona e quais são os tipos. s.d. Disponível em: <https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/bateria-veiculo-eletrico>. Acesso em: 11 abr. 2026.

NEOCHARGE. Tipos de plugues e tomadas para carros elétricos. 2025. Disponível em: <https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carregador-carro-eletrico/tipo-conector-veiculo-eletrico>. Acesso em: 11 abr. 2026.

NEOCHARGE. Tipos de veículos elétricos. Disponível em: <https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tipos-veiculos-eletricos>. Acesso em: 1 abr. 2026.

NEOSOLAR. Tipos de plugues e tomadas para carros elétricos. 2025. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tipo-conector-veiculo-eletrico>. Acesso em: 11 abr. 2026.

NOUR, M.; ALI, A.; FARKAS, C. Mitigation of electric vehicles charging impacts on distribution network with photovoltaic generation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INNOVATIVE TRENDS IN COMPUTER ENGINEERING (ITCE), 2019, Aswan, Egypt. IEEE, 2019. p. 384–388.

ORMAZABAL. Tipos de carregamento de veículos elétricos: quantos existem? [s.d]. Disponível em: <https://www.ormazabal.com/pt-br/tipos-de-carregamento-de-veiculos-eletricos-quantos-existem-2/>. Acesso em: 8 abr. 2026.

PAWAR, A. S.; KOLTE, M. T. Charging techniques of lead–acid battery: state of the art. *Journal of the Indian Institute of Science*, v. 102, p. 553–583, 2022.

QIN, Z.; WANG, L.; BAUER, P. Review on power quality issues in ev charging. In: 2022 IEEE 20th International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC). 2022. p. 360–366.

R7. Carro elétrico – história e características dos veículos movidos a energia. 2020. Disponível em: <https://segredosdomundo.r7.com/carro-eletrico-historia/>. Acesso em: 16 abr. 2026.

RAM, R. S. B.; MALLIKARJUNA, M. N. Analysis of the impact of electric vehicle charging station on power quality issues. *Journal of Energy Engineering and Thermodynamics*, v. 3, n. 4, p. 16–21, 2023.

RICHARD, L.; PETIT, M. Fast charging station with battery storage system for EV: optimal integration into the grid. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM), 2018, Portland, OR, USA. IEEE, 2018. p. 1–5.

SEKURIT PARTNER. Veículos elétricos: conheça a história. 2021. Disponível em: <https://www.sekurit-partner.com.br/news/veiculos-eletricos-conheca-historia>. Acesso em: 16 abr. 2026.

SENATRAN. Secretaria Nacional de Trânsito. Registro Nacional de Veículos Automotores (RENAVAM): frota de veículos por UF e município em 2025. 2026. Disponível em: <https://dados.transportes.gov.br/>. Acesso em: 22 abr. 2026.

SOUZA, André Nunes de; COSTA JUNIOR, Pedro da; OLIVEIRA, Renato de; ZAGO, Maria Goretti; PAPA, João Paulo; GASTALDELLO, Danilo Sinkiti. Algoritmos para estimar curvas de cargas a partir de padrões de hábitos de consumo. In: DINCON'10 – 9TH BRAZILIAN CONFERENCE ON DYNAMICS, CONTROL AND THEIR APPLICATIONS, 2010, Serra Negra. SBMAC – Sociedade Brasileira de Matemática Aplicada e Computacional, 2010.

SUN, Jiazheng; HU, Xiaoxiao; LIU, Hengyu; ZHANG, Zhi; PENG, Hao; YANG, Zhihao. Hosting capacity assessment of distribution networks with PV and EV charging stations. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID AND SMART CITIES (ICSGSC), 9., 2025, Chengdu. Proceedings [...]. Chengdu: IEEE, 2025. p. 1–5.

THANGAVEL, S. et al. A comprehensive review on electric vehicle: battery management system, charging station, traction motors. *IEEE Access*, v. 11, p. 20994–21019, 2023.

TRIANAPHYLLOU, Evangelos. Multi-Criteria Decision Making Methods: A Comparative Study. Boston: Springer, 2000.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. How do all-electric cars work? Alternative Fuels Data Center. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-all-electric-cars-work>. Acesso em: 1 abr. 2026.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. How do fuel cell electric cars work? Alternative Fuels Data Center. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-fuel-cell-electric-cars-work>. Acesso em: 1 abr. 2026.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. How do hybrid electric cars work? Alternative Fuels Data Center, s.d. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-hybrid-electric-cars-work>. Acesso em: 1 abr. 2026.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. How do plug-in hybrid electric cars work? Alternative Fuels Data Center, s.d. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-plug-in-hybrid-electric-cars-work>. Acesso em: 1 abr. 2026.

UN, C.; AYDIN, K. Thermal runaway and fire suppression applications for different types of lithium ion batteries. *Vehicles*, v. 3, p. 480–497, 2021.

UN-NOOR, F.; PADMANABAN, S.; MIHET-POPA, L.; MOLLAH, M. N.; HOSSAIN, E. A comprehensive study of key electric vehicle (EV) components, technologies, challenges, impacts, and future direction of development. *Energies*, v. 10, n. 8, art. 1217, 2017.

VERMA, A.; SINGH, B. Energy management strategy of solar PV-battery and diesel generator based electric vehicle charging station. In: IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION. 2018, Portland, OR, USA. IEEE, 2018. p. 1043–1050.

WANG, Z. et al. Processing robust lithium metal anode for high-security batteries: a minireview. *Energy Storage Materials*, v. 47, p. 122–133, 2022.

WEG S/A. Estações de recarga para veículos elétricos WEMOB®: catálogo técnico. Jaraguá do Sul: WEG. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h17/h36/WEG-WEMOB-50105757-pt.pdf>. Acesso em: 30 maio 2026.

YANG, Yu; XIA, Siyou; HUANG, Ping; QIAN, Junxi. Energy transition: Connotations, mechanisms and effects. *Environmental Development*, v. 49, 2024. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X24000270>. Acesso em: 15 abr. 2026.

YILMAZ, M.; KREIN, P. T. Review of benefits and challenges of vehicle-to-grid technology. In: 2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). Raleigh, NC, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012. p. 3082–3089.

ZANDONATTO, Flávio Tschoepke de Medeiros. Estudo sobre infraestrutura de recarga para veículos elétricos. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2022. Disponível em: https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/23778/Zandonatto_Fl%C3%A1vio_Tschoepke%20de%20Medeiros_2022_TCC.pdf. Acesso em: 8 abr. 2026.

ANEXO A – DADOS DO SISTEMA IEEE 37 BARRAS

Este anexo apresenta o conjunto de dados adotado na modelagem do sistema IEEE de 37 barras no ambiente OpenDSS. Essa documentação assegura a reprodutibilidade das simulações realizadas, além de fornecer suporte aos resultados alcançados.

Tabela 09 – Dados dos Transformadores

Transformador	kVA	Kv (Alta)	kV (Baixa)	R (%)	X (%)
Subestação	2.500	230 D	4,8 D	2	8
XFM-1	500	4,8 D	0,48 D	0,09	1,81

Fonte: IEEE Power Engineering Society, 2004

Tabela 10 – Dados das Cargas

Barra	Modelo da Carga	Fase 01 (kW)	Fase 01 (kvar)	Fase 02 (kW)	Fase 02 (kvar)	Fase 03 (kW)	Fase 03 (kvar)
701	D-PQ	140	70	140	70	350	175
712	D-PQ	0	0	0	0	85	40
713	D-PQ	0	0	0	0	85	40
714	D-I	17	8	21	10	0	0
718	D-Z	85	40	0	0	0	0
720	D-PQ	0	0	0	0	85	40
722	D-I	0	0	140	70	21	10
724	D-Z	0	0	42	21	0	0
725	D-PQ	0	0	42	21	0	0
727	D-PQ	0	0	0	0	42	21
728	D-PQ	42	21	42	21	42	21
729	D-I	42	21	0	0	0	0
730	D-Z	0	0	0	0	85	40
731	D-Z	0	0	85	40	0	0
732	D-PQ	0	0	0	0	42	21
733	D-I	85	40	0	0	0	0
734	D-PQ	0	0	0	0	42	21
735	D-PQ	0	0	0	0	85	40
736	D-Z	0	0	42	21	0	0
737	D-I	140	70	0	0	0	0
738	D-PQ	126	62	0	0	0	0
740	D-PQ	0	0	0	0	85	40
741	D-I	0	0	0	0	42	21
742	D-Z	8	4	85	40	0	0
744	D-PQ	42	21	0	0	0	0
Total		727	357	639	314	1091	530

Fonte: IEEE Power Engineering Society, 2004

Tabela 11 – Dados do Regulador

Parâmetros	Valor
ID do Regulador	1
Segmento da Linha	799-701
Localização	799
Fases	A – B – C
Conexão	AB – CB
Fases de Monitoramento	AB & CB
Banda de Regulação	2,0 volts
Relação do TP	40
Primário do TC	350
Configuração	Fases AB Fases CB
<i>R-Setting</i>	1,5 1,5
<i>X-Setting</i>	3 3
Tensão (V)	122 122

Fonte: IEEE Power Engineering Society, 2004

Tabela 12 – Dados dos Cabos Subterrâneos

Configuração	Fases	Cabo	<i>Spacing ID</i>
721	A B C	1.000.000 AA, CN	515
722	A B C	500.000 AA, CN	515
723	A B C	2/0 AA, CN	515
724	A B C	#2 AA, CN	515

Fonte: IEEE Power Engineering Society, 2004

Tabela 13 – Dados dos Segmentos de Linha

Barra A	Barra B	Comprimento (pés)	Configuração
701	702	960	722
702	705	400	724
702	713	360	723
702	703	1320	722
703	727	240	724
703	730	600	723
704	714	80	724
704	720	800	723
705	742	320	724
705	712	240	724
706	725	280	724
707	724	760	724
707	722	120	724
708	733	320	723
708	732	320	724
709	731	600	723
709	708	320	723
710	735	200	724
710	736	1280	724
711	741	400	723
711	740	200	724
713	704	520	723
714	718	520	724
720	707	920	724
720	706	600	723
727	744	280	723
730	709	200	723
733	734	560	723
734	737	640	723
734	710	520	724
737	738	400	723
738	711	400	723
744	728	200	724
744	729	280	724
775	709	0	XFM-1
799	701	1850	721

Fonte: IEEE Power Engineering Society, 2004

ANEXO B – SCRIPT EM PYTHON PARA A SIMULAÇÃO MULTICENÁRIOS

Este anexo apresenta o script desenvolvido para o Cenário 02, responsável por avaliar todas as combinações possíveis de conexão simultânea de dois eletropostos entre as barras disponíveis e, como resultado, calcular o Índice Composto de Impacto na Rede (I_{CIR}) para cada configuração analisada.

```
import os
import sys
import heapq
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import py_dss_interface

# CONFIGURAÇÕES

DSS_FILE = r"C:\TCC_PROJETO\CASO_02_PYTHON_CLOUDE\ieee37.dss"

BARRAS_EXCLUIR = [
    "sourcebus",
    "799",
    "799r",
    "775",
    "701",
]

BARRAS_CANDIDATAS_MANUAL = []

N_HORAS = 24
V_MIN = 0.92
V_MAX = 1.05
PESO_TENSAO = 1.5
PESO_CARREGAMENTO = 1.0
QTD_BARRAS_PROXIMAS_BLOQUEADAS = 3

EP_PARAMS = (
    "Phases=3 Conn=wye kV=0.380 "
    "kW=315.789474 kvar=64.123787 "
    "Model=1 Daily=eletroposto"
)

# COMPILAÇÃO DO SISTEMA

def compilar_sistema(dss: py_dss_interface.DSS) -> bool:

    if not os.path.isfile(DSS_FILE):
```

```

        print(f"[ERRO] Arquivo não encontrado: {DSS_FILE}")
        return False

    dss.text("Clear")
    dss.text(f"Compile [{DSS_FILE}]")

    dss.text("Set ControlMode=OFF")

    dss.text("Set mode=daily")
    dss.text("Set stepsize=1h")
    dss.text("Set number=1")
    dss.text("Set maxiterations=1000")
    dss.text("Set maxcontroliter=1000")
    dss.text("Set VoltageBases=[230, 4.8, 0.48, 0.38]")
    dss.text("CalcVoltageBases")

    return True

# BARRAS CANDIDATAS

def obter_barras_candidatas(dss: py_dss_interface.DSS) -> List:

    todas = list(dss.circuit.buses_names)
    excluir = {b.lower() for b in BARRAS_EXCLUIR}

    if BARRAS_CANDIDATAS_MANUAL:
        return [b for b in BARRAS_CANDIDATAS_MANUAL if b.lower() not in
excluir]

    return [b for b in todas if b.lower() not in excluir]

# INSERÇÃO DOS ELETROPOSTOS

def inserir_eletroposto(dss: py_dss_interface.DSS, barra: str, sufixo: str):

    barra_limpa = barra.replace(".", "_").replace("-", "_")
    bus_sec = f"ep_lv_{sufixo}_{barra_limpa}"

    dss.text(
        f"New Transformer.Trafo_EP_{sufixo}_{barra_limpa} "
        f"Phases=3 Windings=2 Xh1=5 "
        f"wdg=1 bus={barra} conn=Delta kv=4.8 kva=350 "
        f"wdg=2 bus={bus_sec} conn=Wye kv=0.38 kva=350"
    )

    dss.text(
        f"New Load.Eletroposto_{sufixo}_{barra_limpa} "
        f"Bus1={bus_sec}.1.2.3 "

```

```

        f"{EP_PARAMS}"
    )

# GRAFO DAS BARRAS E COMBINAÇÕES

FATOR_PARA_METROS = {
    "none": 304.8,
    "mi": 1609.344,
    "kft": 304.8,
    "km": 1000.0,
    "m": 1.0,
    "ft": 0.3048,
    "in": 0.0254,
    "cm": 0.01,
    "mm": 0.001,
    0: 304.8,
    1: 1609.344,
    2: 304.8,
    3: 1000.0,
    4: 1.0,
    5: 0.3048,
    6: 0.0254,
    7: 0.01,
}

def _comprimento_linha_em_metros(dss: py_dss_interface.DSS) -> float:

    comprimento = dss.lines.length

    try:
        unidade = dss.lines.units
    except Exception:
        unidade = "none"

    if isinstance(unidade, str):
        unidade = unidade.strip().lower()

    fator = FATOR_PARA_METROS.get(unidade)
    if fator is None:
        fator = 1.0

    return comprimento * fator

def obter_grafo_barras(dss: py_dss_interface.DSS) -> dict:
    grafo = {}

    dss.lines.first()
    for _ in range(dss.lines.count):

```

```

bus1 = dss.lines.bus1.split(".")[0]
bus2 = dss.lines.bus2.split(".")[0]

distancia_m = _comprimento_linha_em_metros(dss)
if distancia_m <= 0:
    distancia_m = 1e-6

vizinhos_1 = grafo.setdefault(bus1, {})
vizinhos_2 = grafo.setdefault(bus2, {})

if bus2 not in vizinhos_1 or distancia_m < vizinhos_1[bus2]:
    vizinhos_1[bus2] = distancia_m
    vizinhos_2[bus1] = distancia_m

dss.lines.next()

return grafo

def barras_mais_proximas(grafo: dict, barra_origem: str, quantidade: int =
3) -> list:

    distancias = {barra_origem: 0.0}
    visitados = set()
    fila = [(0.0, barra_origem)]

    while fila:
        dist_atual, barra_atual = heapq.heappop(fila)

        if barra_atual in visitados:
            continue
        visitados.add(barra_atual)

        for vizinha, peso in grafo.get(barra_atual, {}).items():
            nova_dist = dist_atual + peso
            if vizinha not in distancias or nova_dist < distancias[vizinha]:
                distancias[vizinha] = nova_dist
                heapq.heappush(fila, (nova_dist, vizinha))

    distancias.pop(barra_origem, None)

    ordenadas = sorted(distancias.items(), key=lambda item: item[1])

    return [barra for barra, _ in ordenadas[:quantidade]]

def gerar_pares_eletropostos(dss: py_dss_interface.DSS, barras_candidatas:
list) -> list:

    grafo = obter_grafo_barras(dss)

```

```

pares = []

for barra_1 in barras_candidatas:
    proibidas = set(
        barras_mais_proximas(grafo, barra_1,
quantidade=QTD_BARRAS_PROXIMAS_BLOQUEADAS)
    )
    proibidas.add(barra_1)

    for barra_2 in barras_candidatas:
        if barra_2 in proibidas:
            continue
        par = tuple(sorted([barra_1, barra_2]))
        if par not in pares:
            pares.append(par)

return pares

# COLETA DE TENSÕES

def coletar_tensoes(dss: py_dss_interface.DSS):

    vmag_pu      = list(dss.circuit.buses_vmag_pu)
    node_names   = list(dss.circuit.nodes_names)

    dados_validos = []

    for node, v in zip(node_names, vmag_pu):
        if v <= 0.01:
            continue
        barra = node.split(".")[0].lower()
        if barra == "sourcebus":
            continue
        if barra.startswith("ep_lv"):
            continue
        dados_validos.append((node, v))

    if not dados_validos:
        return [], np.nan, np.nan, 0, None, None

    node_min, v_min = min(dados_validos, key=lambda x: x[1])
    node_max, v_max = max(dados_validos, key=lambda x: x[1])

    tensoes      = [v for _, v in dados_validos]
    violacoes    = sum(1 for v in tensoes if v < V_MIN or v > V_MAX)

    return tensoes, v_min, v_max, violacoes, node_min, node_max

```

```

# COLETA DE CARREGAMENTO DAS LINHAS

def coletar_carregamento_linhas(dss: py_dss_interface.DSS):

    carregamentos = []
    sobrecargas = 0

    dss.lines.first()
    for _ in range(dss.lines.count):
        nome_linha = dss.lines.name
        dss.circuit.set_active_element(f"Line.{nome_linha}")

        normal_amps = dss.cktelement.norm_amps
        if normal_amps <= 0:
            dss.lines.next()
            continue

        correntes_mag_ang = list(dss.cktelement.currents_mag_ang)
        correntes = correntes_mag_ang[0::2]

        if not correntes:
            dss.lines.next()
            continue

        corrente_max = max(correntes)
        carregamento = (corrente_max / normal_amps) * 100.0

        carregamentos.append(carregamento)
        if carregamento > 100:
            sobrecargas += 1

        dss.lines.next()

    if not carregamentos:
        return [], 0.0, 0

    return carregamentos, max(carregamentos), sobrecargas

# ÍNDICES

def indice_tensao_hora(tensoes_pu: list) -> float:

    if not tensoes_pu:
        return 0.0

    penalidade = 0.0
    for v in tensoes_pu:
        if v < V_MIN:

```

```

        penalidade += (V_MIN - v) * 100.0
    elif v > V_MAX:
        penalidade += (v - V_MAX) * 100.0

    return penalidade / len(tensoes_pu)

def indice_carregamento_hora(carregamentos: List) -> float:

    if not carregamentos:
        return 0.0

    top_3 = sorted(carregamentos, reverse=True)[:3]
    media_top3 = float(np.mean(top_3))

    penalidade_sobrecarga = [max(0.0, c - 100.0) for c in top_3]

    return (
        float(np.sum(penalidade_sobrecarga)) / len(top_3)
        + (media_top3 / 100.0) * 10.0
    )

def indice_composto_impacto_rede(ind_tensao: float, ind_carregamento: float)
-> float:
    return (
        PESO_TENSAO * ind_tensao + PESO_CARREGAMENTO * ind_carregamento
    ) / (PESO_TENSAO + PESO_CARREGAMENTO)

# SIMULAÇÃO DE UM CENÁRIO (24 HORAS)

def simular_cenario(
    dss: py_dss_interface.DSS,
    cenario_label: str,
    barra_1=None,
    barra_2=None,
) -> dict | None:

    resultados_horarios = []
    v_min_serie = []
    v_max_serie = []
    carregamento_max_serie = []
    soma_ind_tensao = 0.0
    soma_ind_carregamento = 0.0

    for hora in range(N_HORAS):

        dss.solution.solve()

        if not dss.solution.converged:

```

```

        print(f" [AVISO] Não convergiu – hora {hora:02d} | cenário
{cenario_label}")
        continue

    tensoes, v_min, v_max, violacoes_v, node_min, node_max =
coletar_tensoes(dss)
    carregamentos, carregamento_max, sobrecargas =
coletar_carregamento_linhas(dss)

    ind_tensao = indice_tensao_hora(tensoes)
    ind_carregamento = indice_carregamento_hora(carregamentos)
    icir = indice_composto_impacto_rede(ind_tensao,
ind_carregamento)

    soma_ind_tensao += ind_tensao
    soma_ind_carregamento += ind_carregamento

    v_minSerie.append(v_min)
    v_maxSerie.append(v_max)
    carregamento_maxSerie.append(carregamento_max)

    resultados_horarios.append({
        "hora" : hora,
        "cenario" : cenario_label,
        "barra_ep_1" : barra_1,
        "barra_ep_2" : barra_2,
        "v_min" : v_min,
        "v_max" : v_max,
        "node_v_min" : node_min,
        "node_v_max" : node_max,
        "violacoes_v" : violacoes_v,
        "carregamento_max_pct" : carregamento_max,
        "sobrecargas" : sobrecargas,
        "indice_tensao" : ind_tensao,
        "indice_carregamento" : ind_carregamento,
        "icir" : icir,
    })

n = len(resultados_horarios)
if n == 0:
    return None

ind_tensao_medio = soma_ind_tensao / n
ind_carregamento_medio = soma_ind_carregamento / n

registro_v_min = min(resultados_horarios, key=lambda x: x["v_min"])
registro_v_max = max(resultados_horarios, key=lambda x: x["v_max"])

```

```

return {
    "cenario"                : cenario_label,
    "barra_ep_1"             : barra_1,
    "barra_ep_2"             : barra_2,
    "indice_tensao_medio"     : ind_tensao_medio,
    "indice_carregamento_medio": ind_carregamento_medio,
    "icir_dia"               :
indice_composto_impacto_rede(ind_tensao_medio, ind_carregamento_medio),
    "v_min_dia"              : registro_v_min["v_min"],
    "v_max_dia"              : registro_v_max["v_max"],
    "node_critico_min"       : registro_v_min["node_v_min"],
    "node_critico_max"       : registro_v_max["node_v_max"],
    "carregamento_max_dia"   : max(carregamento_max_serie),
    "total_violacoes_v"      : sum(r["violacoes_v"] for r in
resultados_horarios),
    "total_sobrecargas"      : sum(r["sobrecargas"] for r in
resultados_horarios),
    "serie_horaria"          : resultados_horarios,
    "v_min_serie"            : v_min_serie,
    "v_max_serie"            : v_max_serie,
    "carregamento_max_serie" : carregamento_max_serie,
}

# GRÁFICOS

def gerar_graficos(df_ranking: pd.DataFrame, pior_res: dict, base_res:
dict):
    horas          = List(range(N_HORAS))
    pior_cenario   = pior_res["cenario"]

    plt.figure(figsize=(18, 7))
    cores = [
        "#d62728" if c == pior_cenario else "#4C72B0"
        for c in df_ranking["cenario"]
    ]
    plt.bar(df_ranking["cenario"], df_ranking["icir_dia"], color=cores)
    plt.xticks(rotation=75, fontsize=7)
    plt.ylabel("Índice Composto de Impacto na Rede (ICIR)")
    plt.xlabel("Cenário (EP1 – EP2)")
    plt.title("Ranking de Impacto – Dois Eletropostos (maior ICIR = pior
cenário)")
    plt.grid(axis="y", linestyle="--", alpha=0.5)
    plt.tight_layout()
    plt.savefig("ranking_impacto_2_eletropostos.png", dpi=600,
bbox_inches="tight")
    plt.show()
    ax = plt.gca()

```

```

adequada_inf = 0.92126
adequada_sup = 1.05
precaria_inf = 0.866142
critica_inf = 0.80

ax.axhspan(adequada_inf, adequada_sup, facecolor="green", alpha=0.20,
Label="Faixa adequada")
ax.axhspan(precaria_inf, adequada_inf, facecolor="yellow", alpha=0.25,
Label="Faixa precária inferior")
ax.axhspan(critica_inf, precaria_inf, facecolor="red", alpha=0.20,
Label="Faixa crítica inferior")

plt.plot(horas, base_res["v_min_serie"],
color="#1f77b4", marker="o", linewidth=2.0, Label="Caso base")
plt.plot(horas, pior_res["v_min_serie"],
color="#d62728", marker="s", linewidth=2.0,
Label=f"Pior cenário ({pior_cenario})")

plt.axhline(adequada_inf, color="black", linestyle="--", linewidth=1.2)
plt.axhline(precaria_inf, color="black", linestyle="--", linewidth=1.2)

plt.xlabel("Hora do dia [h]", fontweight="bold")
plt.ylabel("Tensão mínima [p.u.]", fontweight="bold")
plt.title("Tensão mínima ao longo do dia – Caso Base x Pior Cenário")
plt.xlim([0, 23])
plt.ylim([0.80, 1.05])
plt.xticks(range(0, 24))
plt.grid(True, linestyle="--", alpha=0.5)
plt.legend(fontsize=8, Loc="lower right")
plt.tight_layout()
plt.savefig("tensao_minima_pior_cenario_2_eletropostos.png", dpi=600,
bbox_inches="tight")
plt.show()

plt.figure(figsize=(9, 5))
plt.plot(horas, base_res["carregamento_max_serie"],
color="#1f77b4", marker="o", linewidth=2.0, Label="Caso base")
plt.plot(horas, pior_res["carregamento_max_serie"],
color="#d62728", marker="s", linewidth=2.0,
Label=f"Pior cenário – {pior_cenario}")
plt.axhline(100, linestyle="--", color="black", linewidth=1.2,
Label="Limite 100%")
plt.xlabel("Hora [h]", fontweight="bold")
plt.ylabel("Carregamento Máximo das Linhas [%]", fontweight="bold")
plt.title("Carregamento – Caso Base x Pior Cenário")
plt.xlim([0, 23])
plt.xticks(range(0, 24))
plt.grid(True, linestyle="--", alpha=0.5)

```

```

plt.legend()
plt.tight_layout()
plt.savefig("carregamento_pior_cenario_2_eletropostos.png", dpi=600,
bbox_inches="tight")
plt.show()

# EXECUÇÃO PRINCIPAL

def executar():

    dss = py_dss_interface.DSS()

    resultados = []

    # Caso Base
    if not compilar_sistema(dss):
        sys.exit(1)

    res_base = simular_cenario(dss, "BASE", barra_1=None, barra_2=None)

    if res_base is None:
        sys.exit(1)

    resultados.append(res_base)
    print(
        f" BASE | ICIR={res_base['icir_dia']:.6f} | "
        f"Vmin={res_base['v_min_dia']:.4f} pu
({res_base['node_critico_min']}) | "
        f"Vmax={res_base['v_max_dia']:.4f} pu | "
        f"Carg.max={res_base['carregamento_max_dia']:.2f}%"
    )

    compilar_sistema(dss)
    barras = obter_barras_candidatas(dss)
    pares = gerar_pares_eletropostos(dss, barras)

    print("\n Simulando todos os pares de eletropostos...\n")

    for i, (barra_1, barra_2) in enumerate(pares, start=1):
        cenario = f"{barra_1}-{barra_2}"
        print(f" [{i:03d}/{len(pares):03d}] EP1={barra_1} | EP2={barra_2}
...", end=" ", flush=True)

        compilar_sistema(dss)

        inserir_eletroposto(dss, barra_1, sufixo="EP1")
        inserir_eletroposto(dss, barra_2, sufixo="EP2")

```

```

dss.text("CalcVoltageBases")

resultado = simular_cenario(
    dss, cenario_label=cenario, barra_1=barra_1, barra_2=barra_2
)

if resultado is None:
    continue

resultados.append(resultado)
print(
    f"ICIR={resultado['icir_dia']:.6f} | "
    f"Vmin={resultado['v_min_dia']:.4f} pu
    ({resultado['node_critico_min']}) | "
    f"Carg.max={resultado['carregamento_max_dia']:.2f}%"
)

# Ranking
df_ranking = pd.DataFrame([
    "cenario" : r["cenario"],
    "barra_ep_1" : r["barra_ep_1"],
    "barra_ep_2" : r["barra_ep_2"],
    "icir_dia" : r["icir_dia"],
    "indice_tensao_medio" : r["indice_tensao_medio"],
    "indice_carregamento_medio" : r["indice_carregamento_medio"],
    "v_min_dia" : r["v_min_dia"],
    "node_critico_min" : r["node_critico_min"],
    "v_max_dia" : r["v_max_dia"],
    "node_critico_max" : r["node_critico_max"],
    "carregamento_max_dia_pct" : r["carregamento_max_dia"],
    "total_violacoes_tensao" : r["total_violacoes_v"],
    "total_sobrecargas" : r["total_sobrecargas"],
} for r in resultados])

df_ranking = df_ranking.sort_values(
    "icir_dia", ascending=False
).reset_index(drop=True)

pior_cenario_label = df_ranking.iloc[0]["cenario"]
pior_res = next(r for r in resultados if r["cenario"] ==
pior_cenario_label)

# Top 10
print("\n" + "=" * 160)
print(" TOP 10 PIORES CENÁRIOS")
print("=" * 160)

df_top10 = df_ranking.head(10).copy()[[

```

```

        "barra_ep_1", "barra_ep_2",
        "icir_dia", "indice_tensao_medio", "indice_carregamento_medio",
        "v_min_dia", "node_critico_min",
        "v_max_dia", "node_critico_max",
        "carregamento_max_dia_pct", "total_violacoes_tensao",
"total_sobrecargas",
    ]]
    df_top10.columns = [
        "EP1", "EP2",
        "ICIR", "I_Tensao_medio", "I_Carregamento_medio",
        "Vmin(pu)", "No_Vmin",
        "Vmax(pu)", "No_Vmax",
        "Carg(%)", "Viol_V", "Sobrec",
    ]
    print(df_top10.to_string(
        index=False, justify="center", col_space=12,
        formatters={
            "ICIR"      : "{:.6f}".format,
            "I_Tensao"  : "{:.6f}".format,
            "I_Carg"    : "{:.6f}".format,
            "Vmin(pu)"  : "{:.6f}".format,
            "Vmax(pu)"  : "{:.6f}".format,
            "Carg(%)"   : "{:.4f}".format,
        }
    ))
    print("=" * 160)

    df_ranking.to_csv("ranking_2_eletropostos.csv", sep=";", decimal=".",
index=False)

    dfserie_pior = pd.DataFrame(pior_res["serie_horaria"])
    dfserie_pior.to_csv(
        "serie_horaria_pior_cenario_2_eletropostos.csv",
        sep=";", decimal=".", index=False
    )

    gerar_graficos(df_ranking, pior_res, res_base)

    return df_ranking, pior_res

if __name__ == "__main__":
    df_resultado, pior_cenario = executar()

```