UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Bruno Eduardo Carmelito

## CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BT/MT: UMA NOVA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

Brasil Maio de 2023 UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Bruno Eduardo Carmelito

## CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BT/MT: UMA NOVA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciência em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. José Maria de Carvalho Filho

Brasil Maio de 2023

Bruno Eduardo Carmelito

CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM RE-DES DE DISTRIBUIÇÃO DE BT/MT: UMA NOVA METODOLOGIA DE AVA-LIAÇÃO / Bruno Eduardo Carmelito. – Brasil, Maio de 2023-137 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Dr. José Maria de Carvalho Filho

Tese (Doutorado) – UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Maio de 2023.

1. Veículos Elétricos. 2. Qualidade de Energia. 3. Sistemas de Distribuição 4. Capacidade de Hospedagem

 ${\rm CDU}~02{:}141{:}005.7$ 

## Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de expressar um grande agradecimento ao meu orientador Dr. José Maria, por sua ajuda e paciência durante o meu doutorado. Sua orientação foi essencial para a concretização deste trabalho. Em especial à minha esposa e ao meu filho que sempre estiveram ao meu lado em todas as decisões.

Também gostaria de agradecer aos colegas do DMED S.A. por toda a colaboração no desenvolvimento do projeto de pesquisa. Ao IFSULDEMINAS pela ajuda e flexibilização de horários para dedicação aos estudos.

Por fim, gostaria de agradecer aos meus amigos, que contribuíram direta ou indiretamente para a elaboração da tese.

"A mente que se abre a uma nova ideia jamais volta ao seu tamanho original. (Albert Einstein)

## Resumo

O tema mobilidade elétrica despertou grande interesse nos pesquisadores nos últimos anos, sendo um tópico atual em discussão à medida que os Veículos Elétricos (VE) alcançam maior participação no mercado. Vinculada à transição energética, a mobilidade elétrica passa por uma transformação de conceitos que começa com o consumo de combustíveis fósseis e tem como foco a emissão zero de carbono. Essas mudanças coincidem com a necessidade de evolução dos sistemas e serviços de distribuição de energia mais limpos, descentralizados, digitalizados e que contemplam o aumento da eletrificação dos meios de transporte. Nesse contexto, esta tese apresenta e aplica por intermédio de um estudo de caso, a proposta de uma nova metodologia para o cálculo da capacidade de hospedagem de VEs em sistemas de distribuição de baixa e média tensão.

Na literatura, a capacidade de hospedagem de VEs é avaliada usando o processamento de fluxo de carga que emprega diversos critérios e métodos para a avaliação. De um lado os métodos determinísticos produzem um único valor de capacidade de hospedagem de VEs e não levam em consideração as incertezas envolvidas no processo de alocação. Por outro lado, os métodos estocásticos produzem uma distribuição de probabilidades de capacidades de hospedagem. A proposta de uma nova metodologia que combine métodos determinísticos e estocásticos, que considere vários critérios operacionais e que possa ser aplicada conjuntamente na baixa e na média tensão se torna mais apropriada e inovadora.

Os resultados obtidos mostram que a capacidade de hospedagem de VEs do sistema de distribuição é diferente para cada setor da rede avaliada. Na rede de distribuição secundária, a jusante do transformador, o carregamento pode aumentar e alterar a curva de carga de forma significativa, causando subtensão e sobrecarga na rede. Em contrapartida, a taxa de carregamento dos transformadores com a entrada dos VEs pode alterar a capacidade de hospedagem da rede de distribuição primária.

**Palavras-chaves**: Veículos Elétricos, Qualidade de Energia, Sistemas de Distribuição, Capacidade de Hospedagem.

## Abstract

The subject of electric mobility has aroused great interest among researchers in recent years, being a actual topic under discussion as Electric Vehicles (EV) reach greater market share. Electric mobility, which is linked to the energy transition, experiences a transformation of concepts that starts with the consumption of fossil fuels and ends with zero carbon emissions. These changes correspond to the need for cleaner, decentralized, digitized energy delivery systems and services, as well as greater electrification of modes of transportation. In this context, this thesis proposes and implements a novel methodology for calculating the hosting capacity of EVs in low and medium voltage distribution systems through a case study.

The carrying capacity of EVs is evaluated in the literature using load flow processing, which uses several criteria and methods for evaluation. On the one hand, deterministic methods produce a single number for EV hosting capability and ignore the uncertainties inherent in the allocation process. Stochastic methods, on the other hand, generate a probability distribution of hosting capabilities. The suggestion of a new methodology that combines deterministic and stochastic methods, takes into account several operational criteria, and can be used in low and medium voltage applications becomes more suitable and innovative.

The results indicate that the distribution system's EV hosting capacity varies with sector of the evaluated network. Loading can increase and alter the load curve considerably in the secondary distribution system's downstream of the transformer, causing undervoltage and overload in the grid. The charging rate of transformers with EV input, on the other hand, can change the primary distribution system's hosting capacity.

**Key-words**: Electric Vehicles, Power Quality, Distribution Systems, Hosting Capacity.

# Lista de ilustrações

Figura 1.1	–Áreas de estudo em Veículos Elétricos	16
Figura 1.2	–Temáticas de estudo na área elétrica	17
Figura 1.3	–Transição Energética	17
Figura 1.4	–Vendas de VEs	19
Figura 1.5	–VEs no Brasil	20
Figura 1.6	–Demanda por eletricidade	21
Figura 1.7	-Cenários de crescimento de veículos elétricos no Brasil	22
Figura 1.8	–Percentual de infraestrutura de rede que requer atualizações	22
Figura 2.1	–Número de publicações por ano	26
Figura 2.2	-Tipos de Veículos Elétricos	28
Figura 2.3	–Pontos de carregamento rápido e lento no Mundo $\ .\ .\ .\ .\ .$	30
Figura 2.4	-Eletropostos no Brasil	30
Figura 2.5	-Tipos de Conectores	31
Figura 2.6	–Representação das estações de carregamento $\mathit{on-board}$ e $\mathit{off-board}$	35
Figura 2.7	-Correntes Harmônicas do VEs	36
Figura 3.1	–Fluxograma da Metodologia Completa	46
Figura 3.2	–Fluxograma da Metodologia da Baixa Tensão	48
Figura 3.3	–Fluxograma da Metodologia da Média Tensão	50
Figura 4.1	–Percentual de UCs dos alimentadores e subestações da cidade de Poços	
	de Caldas	53
Figura 4.2	–Áreas de abrangência dos Alimentadores	53
Figura 4.3	-Alimentador $16\_PC\_3$	54
Figura 4.4	-Alimentador $28\_PC4\_6$	55
Figura 4.5	-Alimentador $44$ _PC1_3	56
Figura 4.6	-VE Projeto - JAC iEV40	57
Figura 4.7	-Perfil de carga registrada durante o carregamento do VE com o carre-	EO
<b>D</b> :	Ginerite envirolente none e transforme den de 45 13/A - 6082	00
Figura 4.8	-Circuito equivalente para o transformador de 45 KVA - 6982	59 50
Figura 4.9	-Circuito equivalente para o transformador de 75 kVA - 5950	59
r 1gura 4.10	- tyuantidade de VES para os transformadores 45 KVA - Avaliação em	C1
D. 414		01
Figura 4.11		<u>co</u>
	conjunta dos criterios	62
Figura 4.12	$2$ -Quantidade de VEs em percentual de cenários – Transformador 6982 $\sim$	63

Figura 4.13	-Quantidade de VEs em percentual de cenários – Transformador 5950 $$ .	63
Figura 4.14	-Avaliação individual dos critérios de desempenho para CH $\ .\ .\ .\ .$	64
Figura 4.15	-Avaliação individual de critérios para obter a quantidade de VEs	65
Figura 4.16	-Barras com violação de subtensão versus distância	66
Figura 4.17	-Capacidade de hospedagem para os transformadores de 30 kVA - Ali-	
	mentador 16	68
Figura 4.18	-Capacidade de hospedagem para os transformadores de 45 kVA - Ali-	
	mentador 16	69
Figura 4.19	-Capacidade de hospedagem para os transformadores de 75 kVA - Ali-	
	mentador 16	69
Figura 4.20	-Mapa da CH - Alimentador 16	72
Figura 4.21	-Capacidade de hospedagem para os transformadores de 30 kVA - Ali-	
	mentador 28	72
Figura 4.22	-Capacidade de hospedagem para os transformadores de 45 kVA - Ali-	
	mentador 28	73
Figura 4.23	-Capacidade de hospedagem para os transformadores de 75 kVA - Ali-	
	mentador 28	73
Figura 4.24	-Mapa da CH - Alimentador 28	74
Figura 4.25	-Transformadores de 500 kVA - Alimentador 44	75
Figura 4.26	-Mapa da CH - Alimentador 44	76
Figura 4.27	-CH para o transformador it 1_6982 de 45 kVA - Alimentador 16 $\ldots$ .	77
Figura 4.28	-Barras com subtensão para o transformador it 1_6982 de 45 kVA -	
	Alimentador 16	77
Figura 4.29	-Condutores com sobrecarga para o transformador it 1_6982 de 45 kVA	
	- Alimentador 16	78
Figura 4.30	-Barras que foram inseridos os VEs para o transformador it 1_6982 de	
	45 kVA - Alimentador 16	78
Figura 4.31	-Violação de critérios de desempenho para o transformador it 1_6982 de	
	45 kVA - Alimentador 16	79
Figura 4.32	-CH da média tensão - Alimentador 16	80
Figura 4.33	-CH detalhada da média tensão - Alimentador 16	81
Figura 4.34	-CH da média tensão - Alimentador 28	82
Figura 4.35	-CH detalhada da média tensão - Alimentador 28	82
Figura 4.36	-CH da média tensão - Alimentador 44	83
Figura 4.37	-CH detalhada da média tensão - Alimentador 44	84
Figura 4.38	Projeção - Alimentador 16	85
Figura 4.39	Projeção - Alimentador 28	86
Figura 4.40	Projeção - Alimentador 44	87

Figura 4.41 -Resultados do tempo de computação para a baixa tensão - Alimentador 28	88
Figura 4.42 -Resultados do tempo de processamento para o número de VEs - Ali-	00
mentador 28	89
Figura 5.1 – Avaliação da sensibilidade de cenários - Transformador $6982$	92
Figura 5.2 – Avaliação estatística da sensibilidade - Transformador 6982	93
Figura 5.3 – Avaliação da sensibilidade de cenários - Transformador 5950 $\ldots$	94
Figura 5.4 – Avaliação estatística da sensibilidade - Transformador 5950	95
Figura 5.5 – Avaliação da sensibilidade de cenários - Alimentador 16	96
Figura 5.6 – Avaliação estatística da sensibilidade - Alimentador 16 $\ldots$ . $\ldots$ . $\ldots$	97
Figura 5.7 – Esquema de medição da estação de carregamento residencia l $\ldots$	98
Figura 5.8 –Harmônicos de corrente medidos para os carregadores	99
Figura 5.9  – Comparação das ordens harmônicas do padrão Open DSS com o medido	
na UC $\ldots$	100
Figura 5.10 -Casos simulados para avaliação da DHTV - Transformador 6982	101
Figura 5.11 -Casos simulados para avaliação da DHTV - Transformador 5950	102
Figura A.1 –Estrutura do <i>software</i> OpenDSS	122
Figura A.1 –Comparativo entre demanda registrada e simulada no transformador de 45 kVA	126
Figura A.2 –Comparativo entre demanda registrada e simulada no transformador de 75 kVA	127
Figura A.3 –Comparativo entre tensão registrada e simulada no transformador de 45 kVA	128
Figura A.4 –Comparativo entre tensão registrada e simulada no transformador de	
75 kVA	128
Figura A.5 –Comparativo entre demanda registrada e simulada no alimentador 16 $% =1000000000000000000000000000000000000$	129
Figura B.1 – Relatório Técnico do Transformador it 1_6698 de 30 kVA - Alimentador	
16	130
Figura B.2 –Relatório Técnico do Transformador it1_6982 de 45 kVA - Alimentador	
$16 \ldots \ldots$	131
Figura B.3 – Relatório Técnico do Transformador it 1_5950 de 75 kVA - Alimentador	
16	132
Figura C.1 –Distribuição Gaussiana Assimétrica	134
Figura D.1 –Medição de carregamento do VE com carregador de 3,6 kW	135
Figura D.2 – Medição de carregamento do VE com carregador de 11 kW	136

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Número de publicações por fontes	7
Tabela 2.2 – Características dos modos de recarga 29	)
Tabela 2.3 – Tipo de conectores 3.   3. 3.	L
Tabela 2.4    —Capacidade das baterias e autonomia dos VEs    …    …    33	3
Tabela 2.5 $-$ Relação de trabalhos, métodos e critérios de desempenho para avaliação	
da capacidade de hospedagem de VEs	1
Tabela 3.1 – Critérios de avaliação utilizados    4	7
Tabela 4.1 –Relação de transformadores do Alimentador 16 $\ldots \ldots \ldots \ldots 54$	1
Tabela 4.2 –Relação de transformadores do Alimentador 28 $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots 55$	5
Tabela 4.3 – Relação de transformadores do Alimentador 44 $\ldots \ldots \ldots \ldots 56$	3
Tabela 4.4 –Harmônicos de corrente do carregador 58	3
Tabela 4.5 – Relação inicial de UCs para transformadores de 45 kVA 60	)
Tabela 4.6 – Relação Inicial de UCs para transformadores de 75 kVA $\ldots$ 60	)
Tabela 4.7 – Resumo das simulações para os transformadores de 45 kVA 61	L
Tabela 4.8 – Resumo das simulações para os transformadores de 75 kVA 62	2
Tabela 4.9 – Resumo das violações no Alimentador 16	)
Tabela 4.10 - Resumo das violações Alimentador 28 78   78 78	5
Tabela 4.11 - Resumo das violações Alimentador 44 76	3
Tabela 4.12 -Resumo das simulações para o transformador it 1_6982 de 45 kVA -	
Alimentador 16 $\ldots$ 79	)
Tabela 4.13 - Resumo das violações na média tensão - Alimentador 16    83	L
Tabela 4.14 - Resumo das violações da média tensão - Alimentador 28	3
Tabela 5.1 – Análise do tempo de processamento	7
Tabela 5.2 -Harmônicos de corrente do OpenDSS    100	)
Tabela 5.3 – Resumo das violações de DHTV - Transformador 6982 103	3
Tabela B.1 –Correntes harmônicas dos VEs 124	1
Tabela C.1 – Testes de normalidade por grupos de amostras - Transformador 6982 . $134$	1
Tabela C.2 – Testes de normalidade por grupos de amostras - Transformador 5950 . $134$	1
Tabela D.1    -Correntes harmônicas medidas pelos carregadores    137	7

## Lista de abreviaturas e siglas

ABNT

Associação Brasileira de Normas Técnicas ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica BEV Battery Electric Vehicles BI Business Intelligence BT Baixa Tensão CIGRE Conseil International des Grands Réseaux Électriques  $\mathbf{C}\mathbf{C}$ Corrente Contínua COP21 Acordo de Paris COVID-19 Corona Vírus Disease 2019 CPFL Companhia Paulista, Força e Luz DER Distributed Energy Resources DHTV Distorção Harmônica Total de Tensão DME Departamento Municipal de Eletricidade DV Desequilíbrio de Tensão GD Geração Distribuída EPRI Electric Power Research Institute EV Electric Vehicles EVSE Electric Vehicle Supply Equipment Fuel Cell Electric Vehicles FCEV FP Fator de Potência Gases de Efeito Estufa GEE GTDU Geração, Transmissão, Distribuição e Utilização HEV Hybrid Electric Vehicles

- IEC International Electrotechnical Commission
- IEEE Institute of Electrical and Eletronics Engineers
- IPI Imposto sobre Produtos Industrializados
- IPVA Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores
- ISO International Organization for Standardization
- LC Limite Térmico dos Condutores
- MCTIC Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
- MDR Ministério do Desenvolvimento Regional
- MME Ministério de Minas e Energia
- PHEV Plug-In Hybrid Electric Vehicles
- PNME Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica
- PRODIST Procedimentos Brasileiros para Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
- ProKnow-C Knowledge Development Process Constructivist
- QEE Qualidade da Energia Elétrica
- RED Redes de Energia Distribuída
- TIC Tecnologia de Informação e Comunicação
- SFV Sistemas Fotovoltaicos
- ST Subtensão
- STR Sobrecarga do Transformador
- UNIFEI Universidade Federal de Itajubá
- VA Veículos Autônomos
- VE Veículo Elétrico

## Sumário

1	Intr	odução	16
	1.1	Considerações Iniciais	16
	1.2	Relevância do Tema	18
	1.3	Objetivos e Contribuições	23
	1.4	Estrutura do Trabalho	24
2	Rev	isão da Literatura	26
	2.1	Considerações Iniciais	26
	2.2	Veículos Elétricos	27
		2.2.1 Infraestrutura de Carregamento	28
		2.2.2 Tipos de Conectores para VEs	31
		2.2.3 Baterias	32
		2.2.4 Integração com Energias Renováveis	33
		2.2.5 Impacto do Carregador na Qualidade da Energia Elétrica	35
	2.3	Capacidade de Hospedagem	40
	2.4	Considerações Finais	43
3	Νον	a Metodologia para Avaliação da Capacidade de Hospedagem de VE .	45
	3.1	Considerações Iniciais	45
	3.2	Metodologia Proposta	45
		3.2.1 Metodologia para a Baixa Tensão	46
		3.2.2 Metodologia para a Média Tensão	49
	3.3	Considerações Finais	51
4	Esti	udos de Caso	52
	4.1	Considerações Iniciais	52
	4.2	Sistema Elétrico de Distribuição	52
		4.2.1 Circuitos de Distribuição Analisados	53
	4.3	Características do Veículo Elétrico	56
	4.4	Capacidade de Hospedagem de Transformadores de BT - Rede de Média	
		Representada de Forma Equivalente	59
		4.4.1 Detalhamento dos Resultados para os Transformadores 6982 e 5950	62
	4.5	Capacidade de Hospedagem - Modelagem Completa da Rede de Média	
		Tensão	68
		4.5.1 Transformadores Alimentados polo Circuito 16 PC3 3	68
		4.5.1 Inalision ladores Alimentados pelo Circuito 10_1 C5_5	00

		4.5.3 Transformadores Alimentados pelo Circuito 44_PC1_3	75
	4.6	Relatório Detalhado de CH por Transformador	76
	4.7	Capacidade de Hospedagem da Rede de Média Tensão	79
	4.8	Projeções Futuras	85
	4.9	Resultados do Tempo de Processamento	88
	4.10	Considerações Finais	90
5	Aná	lise da Sensibilidade	91
	5.1	Considerações Iniciais	91
	5.2	Número de Simulações	91
		5.2.1 Transformador 6982	92
		5.2.2 Transformador 5950	94
		5.2.3 Rede de Média Tensão - Alimentador 16	95
		5.2.4 Análises e Conclusões	97
	5.3	Correntes Harmônicas	98
		5.3.1 Casos Simulados	99
		5.3.2 Análises e Conclusões	.01
	5.4	Considerações Finais	.03
6	Con	clusões 1	በ4
Ŭ	6.1	Conclusões Gerais	04
	6.2	Vantagens e Desvantagens da Metodologia Proposta	06
	6.3	Trabalhos Futuros	07
	6.4	Publicações e Registro de <i>Software</i>	107
-	<b>C A</b>	1	00
Re	ereren	cias	.09
A	nexo	s 12	20
ΔΙ		) A Softwares	21
	A 1	OpenDSS 1	21
	A.2	Python	23
ΑΙ	NEXC	) B Correntes Harmônicas dos VEs	.24
A	pênd	lices 12	25
AI	PÊNC	DICE A Análise Comparativa da Curva de Carga entre Medição e Si-	
		mulação da Rede de Distribuição 1	26
AI	PÊNC	DICE B Relatório Completo de CH por Transformador 1	.30

APÊND	ICE	C	Medid	as I	Esta	tís	tic	as	•	 •	•	•	 •		•	 •		•	•		•	•	•	•	133
C.1	Teste	de	Norma	alidə	nde .		•			 •				•		•		•	•	•				•	133
APÊND	ICE	D	Fotos																-						135

## 1 Introdução

## 1.1 Considerações Iniciais

Muitos países têm apoiado o desenvolvimento de energias renováveis com fundos públicos visando à redução das emissões de carbono e o efeito estufa (MELGAR-DOMINGUEZ et al., 2020). A redução das emissões de carbono no setor de transporte, que é baseado principalmente em motores de combustão interna, ainda é um grande desafio. Por isso, os Veículos Elétricos (VEs) são frequentemente mencionados como uma solução para a dependência de combustíveis fósseis no segmento de transporte. A eletromobilidade é provavelmente um dos setores de maior desenvolvimento e expectativas tanto do setor automobilístico como da população brasileira com os altos custos dos combustíveis fósseis na atualidade. Além do setor automobilístico, que tende a migrar para soluções que cooperam com o meio ambiente, o emprego de formas alternativas de transporte, como de bicicletas elétricas é uma tendência mundial (BIELIŃSKI; KWAPISZ; WAŻNA, 2021).

Conforme apresentado na Figura 1.1, o tema *Veículos Elétricos* abrange diversas áreas de estudo, desde o comportamento dos motoristas passando pelos tipos de recarga, o fornecimento da energia do veículo para a rede (*Vehicle-to-Grid* (V2G)) até os impactos causados na rede elétrica.



Figura 1.1 – Áreas de estudo em Veículos Elétricos

Na área elétrica, separa-se o tema em duas rotas tecnológicas para estudo: a integração e a inserção dos veículos à rede de distribuição, conforme mostrado na Figura 1.2. A primeira está ligada à infraestrutura disponível e a segunda aos impactos causados pela conexão dos VEs à redes de distribuição.

Fonte: Autor (2022)



Figura 1.2 – Temáticas de estudo na área elétrica

A mobilidade elétrica tem despertado interesse considerável nos últimos anos, sendo um tema atual em discussão à medida que os Veículos Elétricos ganham mercado (IEA, 2020). Atrelada à transição energética, a mobilidade elétrica passa por uma transformação de conceitos que se inicia no consumo de combustíveis fósseis e tem como foco a emissão de carbono zero, conforme demonstrado na Figura 1.3. Esse caminho transita pela eficiência energética com equipamentos mais eficientes, a entrada das fontes de energia renováveis, destacando-se a energia solar fotovoltaica e a energia eólica como principais. E, por fim a eletrificação dos meios de transporte aliados às tecnologias inovadoras, sistemas automatizados e inteligência artificial aplicada a sistemas elétricos de potência (WEF, 2018).



Figura 1.3 – Transição Energética

Fonte: Autor (2022)

Fonte: Autor (2022)

### 1.2 Relevância do Tema

A mobilidade vai mudar rapidamente nos próximos anos, conforme os Veículos Elétricos proliferam, abrangendo desde o compartilhamento de viagens até a entrada de Veículos Autônomos (VA) (KOPELIAS et al., 2020). A necessidade de investimento em infraestrutura será exigida para acomodar esse crescimento. Tais mudanças coincidem com a evolução para sistemas e serviços de energia mais limpos, descentralizados e digitalizados, concomitantemente com o aumento da eletrificação. O tema envolve a sinergia entre diversos setores, sendo a mobilidade essencial para que haja um desenvolvimento sustentável.

De acordo com Vaz, Barros e Castro (2015), grande parcela da emissão dos Gases de Efeito Estufa (GEE) advém de veículos a combustão. Com a pandemia este fato ficou mais evidenciado e foi divulgado por vários meios jornalísticos (IPEN (2020), SÃO PAULO (2020a), BBC News (2020), CORREIO BRAZILIENSE (2020)), onde mapas demonstram a concentração de poluentes antes e durante a quarentena. Com menos veículos circulando nas grandes cidades, essa concentração atingiu as menores marcas registradas em diversos anos.

Na perspectiva de Rhodes (2016), o acordo de Paris (COP21) de 2015 foi um incentivo a mais para a eletrificação dos meios de transporte. Com metas arrojadas para a diminuição da temperatura global e redução a curto prazo da emissão dos poluentes, a eletrificação do setor de transporte se torna chave no processo e representa uma mudança de paradigma no que se refere aos setores de transporte e energia, com o potencial de avançar na descarbonização de ambos os setores, acoplando-os.

De acordo com IRENA (2019), 5,6 milhões de VEs estavam nas estradas do mundo no início de 2019. A China e os Estados Unidos eram os maiores mercados, com 2,6 milhões e 1,1 milhões de VEs, respectivamente. As vendas de veículos elétricos em 2019 atingiram cerca de 2,1 milhões, representando 2,6% de todos os modelos de veículos vendidos globalmente (IEA, 2020).

O mercado global para todos os tipos de carros foi afetado negativamente pela pandemia do COVID-19 e pela desaceleração econômica que se seguiu. Em meio à pandemia, as perspectivas para as vendas globais de VEs eram bastante imprevisíveis no início de 2020. No entanto, como o tempo mostrou, 2020 acabou sendo um ano surpreendentemente positivo, com as vendas globais de veículos elétricos crescendo 43% em relação a 2019 e a participação de mercado global da indústria de carros elétricos subindo para um recorde de 4,6% em 2020 (BIBRA et al., 2021).

Segundo IEA (2022), as vendas de veículos elétricos dobraram de 2021 para 6,75 milhões. A quantidade de VEs vendidos em uma semana em 2021 foi maior do que quantos foram vendidos em um ano inteiro de 2012, elevando o número total de carros elétricos nas estradas para mais de 16,5 milhões como pode ser visualizado na Figura 1.4.



As vendas de carros elétricos representaram 9% do mercado global de carros em 2021 – quatro vezes sua participação de mercado em 2019. Na China, líder mundial em veículos elétricos, as vendas anuais quase triplicaram em 2021 para 3,3 milhões, representando cerca de metade do total global. As vendas também cresceram fortemente na Europa, aumentando 65% para 2,3 milhões. Os Estados Unidos em seguida, as vendas simplesmente dobraram, para 630 mil unidades.

Para Wolffenbuttel (2020), esses dados revelam uma certa inércia do mercado automotivo diante de uma possível transição tecnológica para a mobilidade elétrica, estimulando a pesquisa sobre os fatores que contribuem para essa conjuntura do mercado.

Se a maioria dos veículos de passageiros vendidos de 2040 em diante forem elétricos, mais de 1 bilhão de VEs poderão estar nas estradas em 2050. Seguindo essa perspectiva destacam-se como metas mundiais a China, onde estima-se que 25% de toda a frota seja de veículos plugins e puramente elétricos para 2030, e a Dinamarca, cuja previsão é de que 100% das vendas em 2035 seja de veículos elétricos (IEA, 2020).

Apesar de o Brasil ser o sétimo maior mercado de veículos em 2021, com mais de 2 milhões de unidades vendidas (ANFAVEA, 2022), a participação de mercado de veículos elétricos foi de apenas 0,07% em 2021. De acordo com o DENATRAN (2022), o Brasil possui mais de 110 milhões de veículos, dos quais apenas 100596 são elétricos, categoria que engloba veículos híbridos, plugins e puramente elétricos. Na Figura 1.5, contendo dados compilados desde 2015, pode-se verificar uma tendência exponencial de aumento no número de veículos elétricos nacionalmente (NEOCHARGE, 2022). O crescimento de

VEs de 2020 para 2021 representa 54%.



Figura 1.5 – VEs no Brasil



Para o cenário brasileiro, o projeto intitulado PROMOB-e surgiu como forma de apoiar o Brasil a alcançar sua meta global de redução de emissão de GEE. Essa meta, estabelecida após a conferência climática de Paris (COP21), é de diminuir a emissão de GEE, até 2030, em 43% em relação aos níveis de 2005. Além do Ministério da Economia, o PROMOB-e conta com outros parceiros estratégicos do Governo Federal, como o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), o Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR) e o Ministério de Minas e Energia (MME). Em 2018, através do Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D n<sup>o</sup> 22: "Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente", a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) promoveu e fomentou projetos para a mobilidade elétrica no país. (ANEEL, 2019)

Em 2020, foi criada a Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica (PNME) com o intuito de debater, fortalecer e divulgar a mobilidade elétrica no Brasil, trazendo como principais atores instituições da indústria, academia e a sociedade civil. Os incentivos brasileiros estão acontecendo para a mobilidade elétrica, destacando-se como principal o "Rota 2030", através da Lei 13.755 (BRASIL, 2018), que é uma remodelação do extinto programa de incentivo Inovar Auto. O Rota 2030 segue uma linha estratégica similar, mas seu foco principal é incentivar os projetos de P&D em toda a cadeia do setor (JU-NIOR; SANTOS, 2020). Através da Resolução Normativa 819/2018, a ANEEL estabelece as diretrizes para a comercialização da recarga de VEs, fazendo a abertura do mercado para esse tipo de negócio. Os impostos federais foram isentados para a importação dos veículos, havendo a redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), bem como a diminuição ou a isenção da cobrança do Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores (IPVA) por alguns estados e municípios, entre os quais estão Maranhão, Paraná, Pernambuco, Piauí, Sergipe, Rio Grande do Sul e Rio Grande do Norte que têm 100% de isenção do imposto para carros elétricos e híbridos. O Distrito Federal aprovou a isenção do IPVA durante os próximos cinco anos para quem investir em um carro elétrico ou híbrido. Em São Paulo, há a isenção de rodízio municipal para esses tipos de automóveis e a exigência de destinação de pontos elétricos para a recarga de veículos elétricos, obrigatoriedade implementada pela Lei 17336 03/2020 (SÃO PAULO, 2020b).

Segundo IEA (2022), em 2030, espera-se que a demanda de eletricidade para VEs atinja quase 780 TWh no Cenário de Políticas Declaradas (CPD) e mais de 1100 TWh no Cenário de Compromissos Anunciados (CCA). Notavelmente, a demanda de eletricidade no Cenário de Compromissos Anunciados é aproximadamente 50% maior do que no Cenário de Políticas Declaradas.

De acordo com a Figura 1.6, a China continua sendo o maior consumidor de eletricidade em 2030, apesar de uma diminuição significativa em sua participação na demanda global de eletricidade, de 60% em 2021 para cerca de 35% no cenário de Políticas Declaradas e 30% no cenário de Promessas Anunciadas. Isso reflete uma maior adoção da eletromobilidade em outros países no período até 2030.



Figura 1.6 – Demanda por eletricidade

#### Fonte: (IEA, 2022)

Para a PNME (2020), conforme demonstrado na Figura 1.7, os cenários de crescimento de veículos elétricos até 2030 foram separados em conservador, moderado e agressivo devido aos fortes impactos da COVID-19 e às incertezas de mercado. No cenário conservador espera-se que o crescimento seja de 0,1% da frota, no cenário moderado esse crescimento é de 3% e para o cenário agressivo um crescimento alto de 20%.



Figura 1.7 – Cenários de crescimento de veículos elétricos no Brasil

Fonte: (PNME, 2020)

Em ambos os cenários (moderado e agressivo), a frota de veículos elétricos tornase um fator cada vez mais importante para os sistemas de distribuição de energia, com implicações principalmente na demanda de energia no pico. Serão necessários sistemas de distribuição adequadamente dimensionados e equipados para atender esta nova realidade. Conforme (IEA, 2022), uma parcela da infraestrutura da rede vai requerer atualizações de acordo com o crescimento de VEs para 2030. Como pode ser visualizado na Figura 1.8, o estudo realizado para a rede de distribuição alemã demonstra que as principais atualizações serão no transformador para lidar com o controle de tensão, principalmente em áreas rurais, seguido da atualização dos condutores.



Figura 1.8 – Percentual de infraestrutura de rede que requer atualizações

Fonte: (IEA, 2022)

Dentro desse contexto, considerando a chamada nº 22/2018 da ANEEL, o Instituto Federal do Sul de Minas Gerais juntamente à Pontifica Universidade Católica de Minas Gerais e a concessionária de energia local, a DME Distribuição S.A., aprovaram o projeto de P&D intitulado "Poços + Inteligente", que tem por objetivo promover e fomentar projetos para a mobilidade elétrica na cidade de Poços de Caldas/MG. Esta tese faz parte do escopo do referido projeto.

## 1.3 Objetivos e Contribuições

Na literatura, constata-se que o carregamento do VE é avaliado por intermédio de um número significativo de estudos de fluxo de carga, os quais variam em suas premissas, métodos de análise e critérios de desempenho da rede de distribuição. As metodologias determinísticas, estocásticas ou temporais são utilizadas para se ter um valor de capacidade de hospedagem de veículos elétricos.

As simulações determinísticas produzem um único valor de capacidade de hospedagem de VEs, porém não refletem as incertezas do sistema de distribuição, sendo necessário realizar adequações para se ter o comportamento real dos sistemas utilizados. Nesse caso, uma abordagem estocástica é mais apropriada, produzindo uma distribuição de probabilidade de capacidade de hospedagem de VEs.

As metodologias pesquisadas para avaliação da capacidade de hospedagem apresentam algumas lacunas. Essas metodologias levam em consideração cenários aleatórios de carregamento de percentuais de entrada de VEs ou críticos em horários de pico utilizando apenas um tipo de carregador. A capacidade de hospedagem é avaliada por meio de critérios de desempenho da rede e requisitos de qualidade da energia elétrica como: sobrecarga dos transformadores, sobrecarga dos condutores, sobre e sub tensão, desequilíbrio de tensão e distorção harmônica. Porém, esses critérios são utilizados de forma individual ou em pequenas combinações para restringir o valor de capacidade de hospedagem. As simulações são empregadas em sistemas de distribuições reais ou sistemas testes, como o IEEE 33 barras, que podem ser de baixa ou média tensão, contudo não são avaliadas de forma conjunta.

Diante dessa revisão bibliográfica, a proposta de uma nova metodologia que combine métodos determinísticos e estocásticos, que considere diversos critérios operacionais e que possa ser aplicada em baixa e média tensão concomitantemente, torna-se mais adequada e inovadora preenchendo as lacunas identificadas.

Assim, o trabalho propõe uma nova metodologia utilizando *softwares* livres (Open-DSS e o Python), para o cálculo de capacidade de hospedagem de veículos elétricos nas redes de distribuição. O OpenDSS é o *software* escolhido para a simulação do fluxo de potência e harmônico, que é controlado através da COM *interface* via linguagem de programação Python. Os critérios utilizados para avaliação da capacidade de hospedagem contemplam de forma individual e conjunta os seguintes requisitos: (I) conformidade da tensão, (II) limites térmicos de linhas de distribuição e cabos, (III) sobrecarga dos transformadores, (IV) desequilíbrio de tensão e (V) Distorção Harmônica Total de Tensão (DHTV).

A metodologia será testada e validada utilizando como estudo de caso parte do sistema de distribuição de baixa e média tensão da DME Distribuição S.A. na cidade de Poços de Caldas/MG.

Destaca-se que a principal contribuição do trabalho é propor, desenvolver e disponibilizar uma metodologia para o setor de planejamento do sistema de distribuição, que possa ser aplicável a qualquer sistema e que permita a simulação de vários cenários de penetração de veículos elétricos.

O presente trabalho também visa a contribuir trazendo os seguintes ganhos:

- Avaliação integrada dos sistemas de distribuição de média e baixa tensão;
- Avaliação multi-critérios (requisitos) operacionais do sistema;
- Tempo de simulação reduzido;
- Simulação de cenários reais a partir de dados da concessionária;
- Avaliação de vários tipos de carregadores veiculares (lento, semi-rápido e rápido).

### 1.4 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em 6 capítulos: Introdução, Revisão da Literatura, Nova Metodologia para Avaliação da Capacidade de Hospedagem de VE, Estudos de Caso, Análise da Sensibilidade e Conclusões.

O capítulo 2 fornece uma revisão da literatura relevante. A revisão é dividida em duas seções: Veículos Elétricos e Capacidade de Hospedagem.

O capítulo 3 é destinado à apresentação da metodologia proposta. Nele são apresentadas as etapas realizadas para implementação da metodologia.

O capítulo 4 é dedicado a apresentação de diversos estudos de caso. É discutido o processo de avaliação da capacidade de hospedagem de VEs usando critérios individuais e em conjunto. A metodologia é aplicada em alimentadores reais de baixa e média tensão considerando vários cenários de penetração de VEs, inclusive considerando o horizonte de 2030 da PNME.

No capítulo 5 são realizadas análises de sensibilidade da capacidade de hospedagem considerando como variáveis de influencia: o número de simulações e as correntes harmônicas produzidas pelos carregadores.

As principais conclusões e as propostas de trabalhos futuros são discutidas no capítulo 6. Posteriormente, são apresentadas as publicações realizadas, o registro de *software* obtido, seguindo das referências utilizadas para a realização desta tese.

Por fim, o Anexo A fornece uma visão geral do *software* OpenDSS e da linguagem de programação Python. O Apêndice A apresenta uma análise comparativa da curva de carga a partir dos dados medidos e simulados. O Apêndice B detalha os resultados obtidos da capacidade de hospedagem de alguns transformadores dos estudos de caso por intermédio de um relatório da CH. O Apêndice C realiza o teste de normalidade do número de VEs obtidos através do *software* STATISTICA. E no Apêndice D são mostradas fotos das medições realizadas do carregamento do VE.

## 2 Revisão da Literatura

### 2.1 Considerações Iniciais

A revisão da literatura foi baseada na metodologia ProKnow-C (*Knowledge Development Process – Constructivist*) (ENSSLIN et al., 2010). De acordo com Afonso et al. (2011), a ferramenta propicia a construção de conhecimento em determinado campo de pesquisa, proporcionando um procedimento estruturado, rigoroso e que minimiza o uso de aleatoriedade e subjetividade no processo de revisão bibliográfica. A metodologia consiste na construção do conhecimento estruturada em quatro etapas: seleção do portfólio bibliográfico; análise bibliométrica do portfólio bibliográfico; análise sistêmica e elaboração dos objetivos de pesquisa.

A literatura obtida foi recuperada do banco de dados do *Google Scholar* (Google, 2022). O objetivo foi realizar uma extensa revisão das variáveis de pesquisa em torno do tema VE.

O software Publish or Perish (HARZING, 2022) foi utilizado para a aplicação da metodologia. O protocolo de busca incluiu o uso dos seguintes termos em inglês: qualidade da energia elétrica, sistema de distribuição, simulação, juntamente com as palavras-chave veículo elétrico, capacidade de hospedagem e OpenDSS. Ao todo, foram selecionadas 997 publicações relacionadas com o tema no período entre 2010 e 2021, entre as quais 82 fazem parte do trabalho e foram complementadas com outras publicações afins durante o ano de 2022. Na Figura 2.1, pode-se verificar que o número de publicações ano a ano tem crescido, seguindo o aumento de VEs em todo mundo.



Figura 2.1 – Número de publicações por ano

Fonte: Autor 2022

A fonte do IEEEXplore destaca-se com o maior número de publicações, conforme Tabela 2.1.

Artigos	%
317	33%
252	26%
71	7%
10	1%
23	2%
14	1%
281	29%
	Artigos 317 252 71 10 23 14 281

Tabela 2.1 – Número de publicações por fontes

Fonte:	Autor	(2022)
--------	-------	--------

A seguir, será apresentada uma revisão teórica dos conceitos utilizados na metodologia proposta para determinação da capacidade de hospedagem.

### 2.2 Veículos Elétricos

Os desenvolvimentos ao redor do mundo trouxeram variações quanto ao tipo de veículo, totalmente elétrico ou híbrido *plug-in* e várias formas de carregamento. Os veículos elétricos, também conhecidos pela sigla EV do inglês (*Electric Vehicles*), bem como Veículo Elétrico (VE), são classificados em 4 vertentes principais: BEV (*Battery Electric Vehicles*) que operam exclusivamente com motor elétrico; PHEV (*Plug-In Hybrid Electric Vehicles*) que são veículos híbridos com motor a combustão e motor elétrico; FCEV (*Fuel Cell Electric Vehicles*) que são veículos com motor elétrico, porém utilizam reservas de hidrogênio para energia de recarga; e, para finalizar HEV (*Hybrid Electric Vehicles*) que são veículos híbridos com motor elétrico, mas sem recarga externa ("plugue") (DRUDE; JUNIOR; RÜTHER, 2014). A Figura 2.2 apresenta de forma resumida as topologias utilizadas para cada tipo de veículo, todos os veículos possuem KERS (*Kinetic Energy Recovery System* ou Sistema de Recuperação de Energia Cinética), também conhecido popularmente como frenagem regenerativa é responsável pela conversão da energia cinética em energia elétrica durante a desaceleração ou frenagem do VE.



Figura 2.2 – Tipos de Veículos Elétricos Fonte: (NEOCHARGE, 2022)

### 2.2.1 Infraestrutura de Carregamento

Os VEs atraíram o interesse do governo, das montadoras e do público devido ao potencial de reduzir o consumo de combustível fóssil, as emissões de gases de efeito estufa e os custos operacionais. No entanto, há um consenso de que um dos obstáculos para a grande implantação (ou aceitação) de VEs é a escassez de infraestrutura de carregamento. Serão necessários planejamento e a preparação do setor para a entrada de soluções de mobilidade elétrica, assim como das modificações no perfil de consumo de energia elétrica (DAS et al., 2020). O conceito de estações de recarga deve garantir que a energia necessária para carregar os carros elétricos esteja disponível independentemente das opções da rede elétrica, mesmo durante períodos de pico (MARCINCIN; MEDVEC, 2014). Outro requisito fundamental para a estação de carregamento é a supressão de efeitos adversos de diferentes tipos de carregadores, que também estarão conectados entre si independentemente da rede de distribuição em diferentes momentos do dia.

Quanto às formas de carregamento, existem três tipos e níveis de conexão conforme o montante de potência fornecido pelo carregador. A Tabela 2.2 resume os tipos de carregadores e suas características elétricas de acordo com sua potência e aplicação.

Recarga	Corrente / Tensão / Potência / n° de fases	Tempo de recarga	Aplicações
Lonto	$16\Lambda / 220W / 2.7W / 1$	6 99 h	Residencial /
Lenta	10A / 250V / 5,7KW / 1	0 - 22 11	Comercial
Semirrápida	32A / 380V / 22kW / 1 e 3	1 - 4 h	Públicos
Rápida CA	63 A / 380 V / 43 W / 3	30 min	Públicos /
napiua CA	03A / 300V / 43KW / 3	50 mm	Rodovias
Bápida CC	125 Acc. / 500 Vcc. / 55 kW / 3	30 min	Públicos /
Tapida OO	125ACC / 500 VCC / 55KW / 5	<b>J</b> 0 IIIII	Rodovias

Tabela 2.2 – Características dos modos de recarga

Fonte: (PINTO et al., 2018)

- Nível 1: conexão do veículo em rede de Baixa Tensão (BT), comumente encontrada nas residências com tempo de carga mais lento em relação aos outros dois métodos de carregamento, gerando de 3 a 8 km de autonomia com uma hora de carregamento;
- Nível 2: carregamento semirrápido a 220 ou 380 V trifásico e autonomia de 15 a 45 km por hora de carregamento. Caracteriza a maioria dos equipamentos de abastecimento públicos;
- Nível 3: carregamento rápido em CA ou CC, consistindo no método mais rápido de abastecimento que provê autonomia de 65 km ou superior com 20 minutos de carga. Entretanto, nem todos os veículos aceitam esse tipo de abastecimento, além do custo do equipamento para carregamento e potência requerida da rede elétrica superior a 40 kVA, necessitando, assim, de uma estrutura adequada da rede para instalação.

Segundo IEA (2022), os carregadores acessíveis ao público em todo o mundo chegaram a 1,8 milhão de pontos de carregamento em 2021, dos quais um terço são carregadores rápidos. Como visualizado na Figura 2.3, o número de carregadores acessíveis ao público aumentou 37% em 2021, inferior à taxa de crescimento em 2020, que foi de 45% e às taxas de implantação pré-pandemia. Em 2021, o carregamento rápido aumentou ligeiramente mais do que em 2020 (48% em comparação com 43%) e o carregamento lento foi de 33% em comparação com 46% de 2020. O acesso ao carregamento público precisará aumentar à medida que o mercado de VE cresce. Hoje, residências e locais de trabalho são onde ocorre a maior parte do carregamento de VEs.



Figura 2.3 – Pontos de carregamento rápido e lento no Mundo

Fonte: (PLUGSHARE, 2022)

De acordo com PNME (2020), o Brasil conta com mais de 300 eletropostos em funcionamento, com destaque para as regiões sul e sudeste, como pode ser visualizado na Figura 2.4. A cor laranja representa eletropostos com carregadores rápidos e a cor verde são eletropostos públicos de baixa potência.



Figura 2.4 – Eletropostos no Brasil

Fonte: (PLUGSHARE, 2022)

### 2.2.2 Tipos de Conectores para VEs

Devido à evolução dos VEs em várias partes do mundo, os conectores passaram por diversas modificações e tentativas de padronização. No entanto, nenhuma delas foi realmente efetiva e vários tipos podem ser encontrados em uso atualmente conforme demonstrado na Tabela 2.3 (MCGILL, 2021).

Nome	Tecnologia	Descrição
Tipo 1	CA	Padrão japonês para carregamento CA
Tipo 2	CA	Padrão europeu para carregamento CA
CHAdeMO	CC	Padrão japonês para carregamento CC
Tipo 1 CCS	CA/CC	Padrão norte-americano para carregamento CA
Tipo 2 CCS	CA/CC	Padrão europeu para carregamento CA
Tesla Super-Charger	CC	Padrão Tesla para carregamento CC

Tabela 2.3 – Tipo de conectores

Fonte: Adaptado de (MCGILL, 2021)

A Figura 2.5 apresenta de forma detalhada as conexões dos conectores Tipos 1, 2 e CHAdeMO como exemplos.



Figura 2.5 – Tipos de Conectores Fonte: (ZANDONATTO, 2022)

Sendo para os Tipos 1 e 2:

- L1, L2 e L3 Entrada CA;
- PE Conexão de terra;
- N Conexão de neutro;
- PP Controle piloto, para detecção da capacidade máxima de corrente;
- CP Comunicação entre veículo e estação de carregamento;

O conector CHAdeMO é o mais completo de todos e o único atualmente que possui a tecnologia *Vehicle-to-Grid (V2G)*, que permite devolver a energia do veículo para a rede. Seguem as especificações de cada pino:

- GND Referência de terra para linhas de controle;
- CSS1/CSS2 Sinal de sequência de carga iniciar/parar carregamento;
- NC Não conectado;
- VCP Permite que o veículo conceda permissão ao carregador para conectar a energia;
- DC+/DC- Entrada CC;
- PP Bloqueio de carga de detecção de proximidade do conector;
- CANH/CANL Comunicação com o barramento do veículo para estabelecer parâmetros operacionais.

Os tempos de cargas das baterias variam de 15 minutos a 20 horas ou mais conforme o tipo de carregador, assim como o tipo de material e o quanto estes estão deteriorados e a capacidade do banco de baterias.

### 2.2.3 Baterias

A bateria à base de lítio é um dos tipos de acumuladores de energia que tem recebido maior atenção e investimentos, devido à sua elevada densidade de potência e de energia, características fundamentais para a viabilização das tecnologias de veículos elétricos e híbridos. As baterias de lítio-íon apresentam diversas vantagens técnicas: tensão mais elevada, maior energia específica, excelente desempenho em ciclabilidade (quantidade de ciclos de carga e descarga) e impacto moderado a baixo no meio ambiente (uma vez que não utilizam materiais tóxicos) – que as tornam o estado da arte em baterias avançadas para aplicação em VEs. A Tabela 2.4 demonstra a capacidade das baterias e autonomias encontradas em VEs comercializados no Brasil.

Fabricante / Modelo	Bateria (kWh)	Autonomia (km)
Audi e-tron Sportback	95	446
BMW i3	42,2	335
Caoa Chery Arrizo 5e	$53,\!5$	322
Chevrolet Bolt	66	416
Fiat 500e	42	320
JAC E-JS1	30,2	300
JAC iEV20	41	300
JAC iEV40	40	300
Mercedes-Benz EQC	80	416
Mini Cooper SE	$32,\!6$	234
Nissan Leaf	40	389
Renault Zoe E-Tech	52	385
Volvo XC40 Electric	52	418

Tabela 2.4 – Capacidade das baterias e autonomia dos VEs

Fonte: Autor (2022)

### 2.2.4 Integração com Energias Renováveis

A transição para sistemas de energia e transporte de baixo carbono requer não apenas a adoção em grande escala de tecnologias limpas e medidas de eficiência, mas também novas estratégias de gerenciamento de energia para incorporar eficientemente essas inovações na infraestrutura existente. Questões relacionadas à integração da rede de tecnologias limpas podem ocorrer tanto no lado da oferta de energia, com tecnologias como a energia solar fotovoltaica através de Sistemas Fotovoltaicos (SFV), quanto no lado da demanda, com tecnologias como Veículos Elétricos. O gerenciamento de energia sofisticado pode ajudar a resolver esses problemas e otimizar a alocação de recursos, por exemplo, carregando VEs com energia fotovoltaica em vez de eletricidade de usinas a carvão ou a gás (KAM; SARK, 2015). No setor residencial, há um desequilíbrio entre a fonte de energia solar fotovoltaica e a demanda de eletricidade. As instalações fotovoltaicas produzem a maior parte da eletricidade durante o dia, enquanto a demanda de eletricidade dos domicílios atinge o pico de manhã e à noite. Além disso, os padrões típicos de carregamento de VEs contribuem para os picos existentes na demanda por eletricidade doméstica. Um maior nível de penetração de SFV e VEs pode aumentar o transporte de energia sobre a rede elétrica, exigindo investimentos na rede para evitar sobrecargas. Vários países da Europa começaram a implementar políticas para estimular o autoconsumo de energia gerada localmente. A energia oriunda de um sistema fotovoltaico pode ser produzida em qualquer lugar; isso fornece métodos mais eficientes para integrar diretamente a produção de energia e o uso em VEs.

Birnie (2009) propõe a ideia de painéis fotovoltaicos construídos sobre estacionamentos para fornecer energia durante o dia a VEs. O documento esboça amplamente como seria esse sistema e avalia a produção potencial de energia a partir de um único espaço de estacionamento. Assumindo os dados de irradiação solar de Nova Jersey, uma eficiência do módulo fotovoltaico de 14% e um espaço de estacionamento de 15 m<sup>2</sup>, a produção média diária no verão seria 12,6 kWh e a média no inverno seria 3,78 kWh. Isso seria suficiente para atender à maioria das necessidades do uso do VE no verão, mas não durante o inverno. O documento não avalia a viabilidade econômica do sistema, os benefícios para o sistema de distribuição ou os benefícios ambientais (RICHARDSON, 2013).

Gibson e Kelly (2009) e Kelly e Gibson (2011) examinam a viabilidade técnica de carregar diretamente baterias de veículos com painéis fotovoltaicos solares. Isso permitiria que os VEs fossem tarifados usando a eletricidade gerada no local, evitando perdas de transmissão de usinas de energia distante ou parques eólicos. Além disso, a conversão da eletricidade solar de CC em eletricidade da rede de CA resulta em perdas de energia de cerca de 10%; O carregamento direto das baterias a partir dos painéis fotovoltaicos evita essas perdas. Esses dois estudos fornecem uma prova de conceito para essa abordagem, demonstrando a segurança e a viabilidade desse esquema de tarifação.

O autoconsumo de energia fotovoltaica deve aumentar para garantir a estabilidade e o funcionamento da rede. Numa rede inteligente, a rede elétrica tradicional ou micro rede (isto é, um sistema local de distribuição de Baixa Tensão) é combinada com Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC). A mudança do perfil de carga é um aspecto essencial das redes inteligentes e pode ser utilizada para aumentar o consumo próprio de energia fotovoltaica e a carga fora de pico dos veículos elétricos. Uma característica distintiva é o uso de múltiplas fontes de energia, o que reduz significativamente o pico de cargas nas redes de distribuição. Normalmente, a utilização de recursos não tradicionais e renováveis na distribuição temporal de energia para a rede, juntamente com o armazenamento de energia na estação de carregamento, cria uma estrutura estabilizadora, que além de sua função de estabilização executa uma variedade de recursos adicionais, como:

- Minimização do consumo de energia reativa da rede e das condições eletromagnéticas, como tráfego de rede e interferência de radiofrequência;
- Alcance da maior eficiência de conversão de energia para todos os tipos de conversores;
- Controle remoto de modos de carregamento por despacho (por exemplo, descontinuar o carregamento de veículos da rede e ir para o carregamento da estação de carregamento da bateria).

### 2.2.5 Impacto do Carregador na Qualidade da Energia Elétrica

Diversos estudos foram realizados nos últimos anos sobre o impacto na qualidade da energia elétrica causado pelo carregamento do VE na rede de distribuição, em especial devido aos harmônicos criados pelos carregadores (YANG et al., 2012; XU et al., 2014; CASTRO; RÖNNBERG; BOLLEN, 2014; MALANO et al., 2016; MEYER et al., 2016; PAOLO, 2017; MEGHA; MAHENDRAN; ELIZABETH, 2020; LETHA; BOLLEN, 2021).

De acordo Bentley et al. (2010) o carregamento do VE é capaz de impactar de forma negativa a rede elétrica, pois os sistemas de carregamento utilizam conversores baseados em eletrônica de potência para carregar a bateria do veículo. O nível de emissão harmônica do carregamento do VE depende da topologia do circuito do carregador, da potência, da tensão de alimentação e da impedância da rede.

Como exposto no item 2.2.1, o carregamento do VE possui três níveis diferentes, no nível 1 são utilizados carregadores de bordo (*on-board*) onde o carregador está localizado no interior do VE. Os carregadores de nível 2 e 3 são instalados fora do VE (*off-board*) (DARMAWARDANA et al., 2020).

Para carregar as baterias os VEs precisam de corrente contínua, assim o carregador é essencialmente um retificador/inversor com controlador incorporado. Embora existam diferenças entre os diferentes fabricantes, as etapas básicas de conversão de energia de todos os carregadores são semelhantes conforme diagrama esquemático apresentado na Figura 2.6. A sigla "BMS"significa sistema de gerenciamento de bateria, do inglês *Battery Management System*.



Figura 2.6 – Representação das estações de carregamento *on-board* e *off-board* Fonte: Adaptado de (DARMAWARDANA et al., 2020)

Os carregadores *on-board* podem ser constituídos de um dos quatro tipos diferentes de conversores CA-CC: *Pulse Width Modulated* (PWM), onda quadrada, retificador de ponte monofásico, básico e retificador de ponte trifásico (BENTLEY et al., 2010). Por outro lado, os carregadores *off-board* empregam dois tipos de conversores CC-CC, um é
o conversor KY e o outro é o conversor *buck boost* ambos de malha fechada (MEGHA; MAHENDRAN; ELIZABETH, 2020).

O carregador de veículos elétricos é fonte de corrente harmônica. A corrente harmônica injetada no sistema durante o procedimento de conversão CA-CC, o que influencia na qualidade da energia elétrica (MEGHA; MAHENDRAN; ELIZABETH, 2020).

No trabalho de Watson e Watson (2017), o carregamento de VEs foi analisado em termos de potência, corrente e harmônicos. As correntes harmônicas foram usadas para modelar vários estudos no sistema de distribuição da Nova Zelândia, e podem ser visualizadas na Figura 2.7 e de forma detalha no Anexo B através da Tabela B.1.



Figura 2.7 – Correntes Harmônicas do VEs Fonte: Adaptado de (WATSON; WATSON, 2017)

De acordo com ANEEL (2020), a recarga de VEs se torna um problema do ponto de vista da distorção harmônica se exceder o limite de 10% de DHTV. Em Pinto et al. (2018), o problema foi abordado utilizando-se as medições de uma residência localizada em uma rede elétrica urbana de baixa tensão. As medições foram realizadas simultaneamente em dois pontos diferentes da rede: na ramificação secundária do transformador de serviço (medindo o consumo da casa com VE e seus vizinhos) e no quadro de distribuição da entrada da casa com VE, para avaliação da distorção harmônica. Pelos resultados obtidos, não foram identificados grandes impactos nas variáveis do sistema. Em termos de distorções harmônicas, a recarga produziu um aumento no DHTV e uma pequena variação na tensão foi identificada, porém dentro dos limites estabelecidos. Torquato et al. (2016) realiza em seu estudo medições em quatro VEs diferentes (três veículos de passageiros e um ônibus elétrico), recarregados por diferentes estações (rápido -40 kW e lento -3.5 kW). O conjunto de medições coletadas demonstrou que o carregamento do VE é limitado, as tensões harmônicas em baixas frequências estão abaixo de 4,0% e, portanto, improvável de causar violações dos limites estabelecidos na regulamentação brasileira.

Watson et al. (2015) realiza um estudo em que vários níveis de penetração do VE são considerados juntamente a um sistema fotovoltaico e as cargas não lineares da rede. Simulação de Monte Carlo é realizada para determinar os níveis harmônicos esperados. A análise de penetração harmônica para a rede fornece um limite superior para o aumento das tensões harmônicas devido à implantação generalizada de VEs. Considera-se o limite superior, pois ignora a possível diversidade e cancelamento entre os harmônicos injetados pelos VEs e a injeção harmônica de outras fontes (neste caso, as casas). Portanto, os resultados das simulações são conservadores, ou seja, retratam o pior caso.

No trabalho de Fortes et al. (2016), são utilizados dados reais da rede e medições em campo para a simulação dos impactos na rede com a inserção de VEs na cidade de Búzios. Como resultado a simulação com 50 veículos provocou a violação do limite inferior de tensão (subtensão).

Yusuf, Hasan e Ula (2021), realizam a modelagem orientada ao cliente para avaliação dos impactos da integração de VEs no alimentador IEEE 123. Os resultados da modelagem mostram que grandes desvios de tensão ocorrem em nós locais com maior penetração de VEs e dependem da distância dos nós da subestação.

Estudos foram realizados sobre as implicações para a rede elétrica de implantação generalizada de carregadores VEs em Watson et al. (2015). As principais preocupações foram a subtensão nas conexões dos clientes e a sobrecarga de alimentadores e transformadores, e estas foram abordadas em Watson e Watson (2017). Gong et al. (2011) avaliam os efeitos de VEs em um transformador de distribuição residencial; os efeitos são insignificantes em baixas penetrações de VEs, mas há excesso de desgaste da isolação do equipamento com o aumento do número de veículos. Eles sugerem que são necessários reforços na rede e estratégias de gerenciamento de carga de VEs para integrar com segurança um grande número de VEs em redes de distribuição.

Diante dessa preocupação, a Companhia Paulista, Força e Luz (CPFL) iniciou em 2013 o projeto "PA0060 - Programa EMOTIVE de Mobilidade Elétrica - Inserção de Veículos Elétricos em Frotas de Negócios da Região Metropolitana de Campinas", no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica regulamentado pela ANEEL (CPFL, 2013). O projeto criou um *Living Lab* com VEs e estações de carregamento de diferentes fabricantes e marcas. O uso real dos veículos e da infraestrutura envolve vários usuários com uma variedade de perfis, incluindo um residencial - permitindo a aquisição de uma grande quantidade de dados reais (PINTO et al., 2017).

No projeto de pesquisa EMOTIVE os seguintes estudos e resultados foram realizados:

- Definições de cenários de adoção e taxa de crescimento da eletrificação da frota brasileira;
- Estudos de impactos no planejamento energético no sistema nacional de energia elétrica;
- Análise de impacto na rede de distribuição elétrica;
- Criação do primeiro corredor de mobilidade elétrica intermunicipal;
- Proposta de melhoria na regulamentação e requisitos técnicos para a construção de estações elétricas.

A demanda de eletricidade e a geração da rede precisam ser equilibradas o tempo todo para garantir a estabilidade operacional. O carregamento de VEs aumenta a demanda de eletricidade e tem o potencial de alterar a curva de demanda, se a penetração de VE se tornar significativa (ZHANG et al., 2014). O requisito de energia de um grande número de VEs nos horários de pico ou próximo dos horários de pico pode levar a desafios significativos no custo, na potência entregue pela rede e até nas capacidades de geração.

Isso levou a várias abordagens para resolver esse problema (VALENTINE; TEM-PLE; ZHANG, 2011; CHEN; TAN; QUEK, 2014; LI et al., 2014; SUN et al., 2016; IOAKI-MIDIS et al., 2018; CHUNG et al., 2018; COLMENAR-SANTOS et al., 2019; BRINKEL et al., 2020; SZINAI et al., 2020). Geralmente, o objetivo principal é incentivar o deslocamento da recarga dos VEs para o final da noite e/ou muito cedo pela manhã, quando a demanda for mais baixa. Essas são geralmente chamadas de abordagens de "preenchimento de vale", pois visam a nivelar a demanda geral para reduzir a necessidade de desligamento e entrada em operação de grandes usinas de energia. Zhang et al. (2014), utilizaram os dados da Pesquisa Nacional de Viagens Domiciliares de 2009, o modelo operacional e de carregamento de VEs do operador de sistema independente da Califórnia, para simular a demanda e as restrições de carregamento com 2,1 milhões de VEs (10% de penetração). A otimização do perfil agregado foi formada em termos de preenchimento de vale e redução da taxa de crescimento da curva de carga. A otimização do carregamento individual de VE também foi avaliada, com o objetivo de minimizar o custo do carregamento. Dois métodos de atualização da função de custo foram utilizados, tanto diariamente como anualmente. Em Lamedica et al. (2019), foi apresentada uma visão geral sobre a capacidade de hospedagem e questões técnicas de qualidade de energia elétrica relacionadas à penetração de VEs. Os estudos de caso relatados neste artigo ilustram a importância de levar em consideração vários aspectos para a inserção dos VEs, como: a tipologia de rede de distribuição, os parâmetros de qualidade de energia elétrica a serem considerados, o tipo de conversor do VE, entre outros. O trabalho também propõe um controle inteligente, que permite gerenciar e programar VEs para reduzir a distorção harmônica abaixo de um limite fixo, garantindo os níveis de qualidade de energia elétrica.

O trabalho de Cundeva, Mateska e Bollen (2018), emprega uma análise da sensibilidade da Capacidade de Hospedagem através do percentual de violações de subtensão ocorridas com a entrada de veículos elétricos na rede analisada. O percentual usado é uma questão de quanto risco o operador da rede está disposto violar dentro das normas locais. Os resultados do trabalho mostram que o aumento no percentual de risco em 2% acarreta em um aumento de 20 carregadores na rede.

## 2.3 Capacidade de Hospedagem

Ao longo da última década, um número crescente de publicações técnicas tem sido produzido sobre a capacidade de hospedagem da Geração Distribuída (GD) e a introdução de Veículos Elétricos nas redes elétricas (UREH, 2011; DUBEY, 2012; TIE; GAN; IBRAHIM, 2014; FERNANDEZ et al., 2015; FORTES et al., 2016; MISRA et al., 2017; EL-BAYEH et al., 2018; OLIVEIRA; ANTUNES; LEBORGNE, 2019; PRADHAN et al., 2020; YUSUF; HASAN; ULA, 2021; LIMA et al., 2021). Os conteúdos variam de análises teóricas (por exemplo, simulações) a resultados experimentais (testes de laboratório, experiências de campo), bem como perspectivas em um futuro próximo (ou distante), necessidades de padronização, necessidades de P&D etc..

Por definição de Bollen e Rönnberg (2017), "Capacidade de hospedagem é a quantidade de nova produção ou consumo que pode ser conectada à rede sem colocar em risco a confiabilidade ou a Qualidade da Energia Elétrica (QEE) de outros clientes". Os aspectos considerados nos estudos de capacidade de hospedagem são: sobrecarga dos transformadores de distribuição, sobrecarga dos alimentadores e desvios de magnitude de tensão, desequilíbrios de corrente, desequilíbrios de tensão (GRAY; MORSI, 2014) e distorção harmônica (LAMEDICA et al., 2018). A capacidade de hospedagem também pode ser influenciada pela quantidade de fontes renováveis (geração distribuída conectada à rede), bem como pelo emprego de sistemas de armazenamento de energia (LIU et al., 2015). Em relação às perturbações harmônicas, a falta de padronização do conversor do VE, se torna preocupante com a junção de geração distribuída na rede.

Diversas metodologias são utilizadas para a determinação da capacidade de hospedagem (BACCINO et al., 2012; GATTA et al., 2016; MIRBAGHERI et al., 2018; WANG et al., 2019; KAMRUZZAMAN et al., 2020; RAMADHANI et al., 2021a).

De acordo com Mulenga, Bollen e Etherden (2021), as simulações determinísticas utilizam dados de entrada conhecidos e fixos para produzirem um único resultado de capacidade de hospedagem e são utilizadas nas práticas de planejamento tradicionais do sistema de distribuição, nas quais assumem-se o tipo de carregador e a localização do carregamento. As avaliações determinísticas geralmente consideram períodos de tempo fixo para a carga lenta: durante a noite (a carga é realizada em casa), portanto, um VE é adicionado a uma condição de carga máxima; durante o dia (a carga é realizada no trabalho), então, uma condição de carga mínima é considerada (LAMEDICA et al., 2019). Essa metodologia tem a desvantagem de não empregar a incerteza sobre a localização que o VE carregará. As incertezas que abrangem o carregamento do VE variam de acordo com o tipo de veículo, a tecnologia do carregador (fabricante), a potência, a localização da recarga na rede de distribuição e outras caraterísticas técnicas que são frequentemente desconhecidas.

Conforme indicado por Marah e Ekwue (2015), essas limitações do método determinístico podem ser superadas pelos métodos estocásticos. Para Lima et al. (2021), a modelagem das variáveis aleatórias de interesse podem ser representadas pela distribuição uniforme, de Poisson, de Gauss, Binomial, entre outros. Assim, após a realização das simulações, a capacidade de hospedagem também será caraterizada por uma densidade de probabilidade.

Para Leou, Su e Lu (2013), a metodologia estocástica é o procedimento que melhor modela as incertezas e arbitrariedades da rede de distribuição. No entanto, requer muito tempo e esforço computacional à medida que o modelo, ou a quantidade de incertezas são consideradas. Um dos benefícios do modelo estocástico é que inúmeras situações de recarga de VE concebíveis são avaliadas, ao passo que, no caso determinístico, apenas uma única situação é simulada.

Avaliações estocásticas são frequentemente realizadas por simulações de Monte Carlo como podem ser verificadas em Kamruzzaman, Bhusal e Benidris (2019), Dimas et al. (2020), Valsera-Naranjo et al. (2012), Zeng et al. (2020), Kamruzzaman e Benidris (2019), Hu, Li e Bu (2019). Nesses estudos, perfis de carga diários representativos são usados e consumos de energia dos VEs (avaliados com base em dados estatísticos sobre o comportamento dos motoristas) são selecionados aleatoriamente e adicionados aos perfis de carga, considerando diferentes penetrações.

Ramadhani et al. (2021b), realizaram uma análise estocástica do fluxo de carga de futuros sistemas de distribuição, a partir da qual as incertezas e os modelos de correlação são explicados, bem como duas estratégias para o sistema de gerenciamento de energia são avaliados: carregamento inteligente de VE e implementação de sistema fotovoltaico. O impacto estocástico desses sistemas também foi avaliado em Benzerga et al. (2021), em que a análise de correlação das duas tecnologias (VEs e sistemas fotovoltaicos) mostram uma pequena taxa de violação dos indicadores operacionais.

Uma abordagem estocástica é usada em Cundeva, Mateska e Bollen (2018), Hu, Li e Bu (2019), assumindo que os carregadores são distribuídos aleatoriamente entre as unidades consumidoras e as fases, considerando as incertezas devido ao comportamento estocástico de carga e descarga. Em diferentes taxas de penetração na rede, a capacidade de hospedagem para carregadores lentos é determinada.

Em Rout e Biswal (2020), a avaliação da capacidade de hospedagem é baseada no estado inicial de carga da bateria dos VEs e como parâmetro limitador é utilizado o desequilíbrio de tensão. O sistema IEEE 33 barras é utilizado para validação do método proposto; uma avaliação de perdas também é mensurada para cenários com 100 e 50% de penetração de carregadores lentos monofásicos e rápidos. Os resultados mostram que o nível de hospedagem é sensível ao estado inicial das baterias para carregadores lentos, e os níveis de tensão não são afetados por esse parâmetro para carregadores rápidos, mas afetados pela quantidade de VEs. O artigo de Kamruzzaman, Bhusal e Benidris (2019) introduziu uma abordagem baseada em restrição de queda de tensão para calcular a capacidade máxima de hospedagem. O método proposto foi aplicado no sistema de teste IEEE 123 em cenários de carregamento não controlados e totalmente controlados.

As incertezas mais relevantes são de natureza aleatória como o consumo do cliente e o perfil de carregamento do VE, sendo a relação entre as variáveis ao longo do tempo perdida ou não retida, o que configura o obstáculo fundamental dos métodos estocásticos. Além disso, os impactos dos carregadores nos elementos de controle do sistema em escalas de tempo reduzidas normalmente são excluídos do método estocástico, sendo necessária a inclusão por intermédio de medições de campo que tornam o sistema de distribuição mais próximo ao seu estado realístico. Tais medições são definidas por Fu (2011), como séries temporais.

De acordo com o EPRI (2018), o emprego de séries temporais na avaliação da capacidade de hospedagem tornam os resultados mais precisos, pois utilizam de medições reais do sistema. O método de séries temporais é altamente dependente de dados onde mais dados podem revelar mais informações sobre os efeitos da dinâmica dos VEs no sistema de distribuição. Para Lima et al. (2021), a implementação do método é complexa pois a taxa de amostragem destes dados pode influenciar diretamente na precisão da determinação da capacidade de hospedagem. Embora esse tipo de metodologia tenda a inspirar mais confiança na precisão de seus resultados, a grande quantidade de dados requer um tempo computacional elevado.

Jones et al. (2021) utilizam padrões de condução de veículos e comportamentos atuais para estimarem o carregamento de VEs, realizando a simulação dos impactos da inserção dos VEs sob uma projeção de 2030. São realizados testes em 10 alimentadores entre residenciais, comerciais e industriais, para avaliação da demanda. Silva, Melgar-Dominguez e Romero (2021) empregam a metaheurística como estratégia de estimar a capacidade de hospedagem de GD e VEs de forma multi periódica sem infringir as condições do operador do sistema. Dimas et al. (2020) apresentam uma metodologia para reduzir o tempo computacional da avaliação de inserção de VEs, usando a metodologia de Monte Carlo e simulação de séries temporais através da combinação do software OpenDSS e MATLAB.

Estudos mais recentes, como Arias et al. (2021) e Hu et al. (2021), trazem a aplicação de carregadores de VEs baseados em inversores com controle de energia ativa/reativa para coordenar o processo de carregamento, ao mesmo tempo em que fornecem regulação volt/var a fim de minimizar as perdas de energia da rede.

### 2.4 Considerações Finais

O presente capítulo apresentou a revisão bibliográfica relacionada aos temas Veículo Elétrico e Capacidade de Hospedagem, identificando as metodologias aplicadas através dos métodos de análise e critérios de desempenho do sistema.

Existem na literatura extensas discussões sobre os métodos utilizados para determinar a capacidade de hospedagem de veículos elétricos nas redes de distribuição. Um olhar mais atento aos estudos mencionados revela que a maioria dos métodos utilizam abordagem determinística. Ainda que rápido, o método determinístico desconsidera a questão da incerteza sobre a localização do carregamento do VE, entre outras incertezas. Como o número de VEs tende a crescer, consequentemente o número de barramentos impactados será maior, a aplicação deste método para sistemas maiores se torna impraticável. Em alguns casos, isso pode causar milhares de iterações para encontrar a capacidade de hospedagem da rede de distribuição de baixa e média tensão, o que prova ser ineficaz. Portanto, uma abordagem estocástica é requerida, onde os barramentos são escolhidos de forma aleatória e as incertezas sobre a localização dos carregamentos são consideradas.

Nos estudos levantados os critérios de desempenho não são avaliados em conjunto. O que torna o valor da capacidade de hospedagem dependente deste fator, neste caso, um único critério é utilizado de forma que o modelo encontre a solução mais rapidamente, mas à custa de perder a precisão. Se forem considerados vários critérios em conjunto, a solução será potencialmente precisa, mas precisará de um longo tempo de computação para chegar à solução final. A maioria dos estudos tem utilizado a variação da tensão nos diversos nós da rede e a sobrecarga dos condutores e transformadores como critérios de avaliação. Alguns consideram a perda na distribuição e a distorção harmônica como critérios para o cálculo da CH e nenhum estudo leva em conta os cinco critérios de desempenho (conformidade da tensão, limites térmicos de linhas de distribuição e cabos, sobrecarga dos transformadores, desequilíbrio de tensão e distorção harmônica de tensão) em conjunto para a avaliação da capacidade de hospedagem de VEs.

Por esta razão, o objetivo desta tese é focar nessas deficiências propondo um novo método de cálculo de capacidade de hospedagem para VEs baseado nas melhores práticas dos métodos determinísticos e estocásticos e, em seguida, encontrar a capacidade de hospedagem a partir da avaliação de cinco critérios de desempenho utilizados de forma conjunta ou individual.

Em resumo, a Tabela 2.5 apresenta a relação de trabalhos que utilizam métodos determinísticos (D), estocásticos (E) e séries temporais (S). Os critérios de desempenho incluídos na tabela são subtensão (ST), limite térmico dos condutores (LC), sobrecarga do transformador (STR), distorção harmônica total (DHT) e desequilíbrio de tensão (DV).

	$M \acute{e} to dos$			Critérios				
Artigos	D	Е	S	$\mathbf{ST}$	$\mathbf{LC}$	$\mathbf{STR}$	DHT	DV
(WANG et al., 2019)		х		х				
(WATSON; WATSON, 2017)	х			x	х	х		
(GONG et al., 2011)		х	х			х		
(YUSUF; HASAN; ULA, 2021)		х	х	х				
(PINTO et al., 2018)	х						х	
(RAMADHANI et al., 2021b)		х		х				
(BENZERGA et al., 2021)		х		х				
(HU; LI; BU, 2019)		х		x				
(ROUT; BISWAL, 2020)		х						х
(KAMRUZZAMAN; BHUSAL; BENIDRIS, 2019)		х		х				
(JONES et al., 2021 $)$			х	x	х			
(DIMAS et al., 2020)		x	х	х	х		х	х
(PALOMINO; PARVANIA, 2018)		х				х		
(FAN; MENG; DONG, 2021)		х		х	х			
Metodologia Proposta	х	х		x	х	х	х	х

Tabela2.5– Relação de trabalhos, métodos e critérios de desempenho para avaliação da capacidade de hospedagem de VEs

#### Fonte: Adaptado de (ABIDEEN; ELLABBAN; AL-FAGIH, 2020)

Nesse contexto, o trabalho propõe uma nova metodologia que aplica as melhores estratégias de cada método, em vez de uma exclusivamente determinística ou estocástica. No próximo capítulo a nova metodologia é pormenorizada.

# 3 Nova Metodologia para Avaliação da Capacidade de Hospedagem de VE

# 3.1 Considerações Iniciais

No capítulo anterior, apresentou-se os conceitos relativos ao VE e os métodos utilizados para avaliar a Capacidade de Hospedagem. Neste capítulo, será apresentada a metodologia proposta, que combina métodos determinísticos e estocásticos, avaliando a CH a partir de cinco critérios de desempenho na rede de distribuição de baixa e média tensão.

### 3.2 Metodologia Proposta

O trabalho propõe uma nova metodologia para análise de capacidade de hospedagem de VEs em redes de distribuição, baixa e média tensão, baseada nas características reais do sistema e na combinação de métodos determinísticos e estocásticos para avaliar a capacidade de hospedagem. A metodologia é separada em duas etapas, baixa e média tensão, que podem ser simuladas em conjunto ou não. Através da metodologia é possível inicialmente determinar a capacidade de hospedagem dos VEs para diferentes tipos de carregadores a jusante do transformador, ou seja, na baixa tensão. E, posteriormente, com base nesses resultados, realizar a verificação do impacto a montante do transformador, ou seja, no alimentador de média tensão.

Na Figura 3.1, pode-se verificar o fluxograma da metodologia proposta.

O OpenDSS é utilizado para realizar as simulações do sistema elétrico, de modo a obter os dados de entrada para avaliar os cinco critérios de desempenho utilizados para avaliação da CH da rede simulada. Trata-se de um *software* livre e utilizado pela ANEEL para o cálculo de perdas no sistema de distribuição. Logo, todas as informações da concessionária estão no padrão DSS e podem ser correlacionadas pela Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) (ANEEL, 2020). O OpenDSS é controlado pelo o Python via *Interface* COM através do pacote *py-dss-interface*. A linguagem Python é utilizada neste trabalho por possibilitar a interação com diversas bibliotecas de visualização e processamento de dados, e ser uma linguagem aberta. O Python é responsável pelo processamento de dados gerados a partir das simulações do OpenDSS e o gerenciamento da metodologia proposta. Maiores detalhes sobre os *softwares* utilizados podem ser encontrados no Anexo A.



Figura 3.1 – Fluxograma da Metodologia Completa Fonte: Autor (2022)

#### 3.2.1 Metodologia para a Baixa Tensão

Na metodologia para a baixa tensão, foram utilizadas de forma conjunta as metodologias determinísticas e estocásticas para avaliação da capacidade de hospedagem de VEs pela rede de distribuição secundária.

Os cinco critérios de desempenho são estabelecidos pelo próprio usuário especificando o valor limite desejado. A metodologia determinística é utilizada para selecionar tanto as unidades consumidoras trifásicas que recebem o VE como o período fixo para realização da recarga lenta, normalmente durante a noite, a critério do usuário. Portanto, a carga associada ao carregador do VE é adicionada a uma condição de carga máxima da UC, que corresponde ao pior cenário do ponto de vista de carregamento. Neste trabalho, o período considerado será entre 19 e 20 horas, condizente com o horário de pico do sistema de distribuição.

Ao modelar redes de distribuição de BT, são conhecidas as localizações das conexões das UCs; no entanto, ao modelar cenários futuros, muitas vezes não se sabe quais clientes terão VEs. A localização do VE é uma fonte comum de incerteza e o seu carregamento pode afetar significativamente os resultados das simulações. Assim, a metodologia estocástica é utilizada para realizar uma seleção sistemática das UCs para receber o VE, e realiza um sorteio aleatório para alocação gradual dos VEs. O número máximo de VEs que os transformadores podem hospedar é determinado de acordo com os seguintes critérios de desempenho da rede:

- Tensão miníma (subtensão);
- Sobrecarga nos condutores;
- Sobrecarga nos transformadores;
- Distorção harmônica total de tensão;
- Desequilíbrio de tensão.

Esses critérios foram selecionados de acordo com a proposição do Prodist (ANEEL, 2020) e de acordo com a BDGD<sup>1</sup>, conforme a Tabela 3.1.

Critérios	Valores
Sobrecarga do Transformador	$\leq 50\%$
Limite de Tensão	$\geq 0,93pu$
Desequilíbrio de Tensão	$\leq 3\%$
Distorção Harmônica Total de Tensão	$\leq 10\%$
Sobrecarga do Condutor	De acordo com cada seção <sup>*</sup>

Tabela 3.1 – Critérios de avaliação utilizados

\*Os limites térmicos dos condutores são extraídos da BDGD a partir da corrente máxima.

Fonte: Autor (2022)

De acordo com o fluxograma da Figura 3.2, a metodologia aplicada à rede de baixa tensão é separada em três etapas.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> A BDGD contém diversas informações do sistema de distribuição da concessionária, de onde são extraídos os parâmetros para a simulação no OpenDSS. Entre estes parâmetros estão os tipos de condutores existentes no sistema de distribuição, "SEGCON", que contém informações de bitola, isolação, resistência, corrente nominal, corrente máxima etc..



Figura 3.2 – Fluxograma da Metodologia da Baixa Tensão Fonte: Autor (2022)

Na etapa 1, ocorre a interação entre o Python e os dados inseridos pelo usuário, como: tipo de carregador, limite de tensão, sobrecarga admitida no transformador, potência do transformador e quantidade de cenários simulados. Na sequência, o Python comanda a simulação do fluxo de potência através do *software* OpenDSS para a rede de baixa tensão da concessionária e obtém todos os dados de entrada iniciais tais, como: potência ativa e reativa, quantidade de barras e nós, tensão máxima e mínima etc..

Na etapa 2, com os dados iniciais armazenados, realiza-se um sorteio randômico entre os transformadores com potência previamente selecionada pelo usuário e criamse todos os cenários possíveis, realizando a enumeração de estados, combinando com os dados inseridos pelo usuário. Posteriormente, é iniciada a seleção das UCs trifásicas que podem receber o VE. Em conformidade com o DMED (2018), a faixa de fornecimento para a rede trifásica corresponde a UC com potência instalada acima de 15 kVA. Assim, supõe-se neste trabalho que essas UCs trifásicas teriam maiores condições financeiras para adquirir um VE.

Na rede de baixa tensão, o nó e a fase de conexão do VE podem ser considerados como tendo a mesma probabilidade para que a alocação do VE possa ser modelada como aleatória. Para definir um cenário de colocação de VE monofásico em um nó, na rede trifásica, um ponto de conexão do cliente (PoC) é selecionado por amostragem aleatória dentro de uma lista de UCs. Assim, a alocação dos VEs nas UCs é realizada, porém, a cada UC sorteada, esta sai da lista (sem reposição) e realiza-se um novo sorteio entre as demais, e a distribuição dos carregadores é realizada de forma equilibrada entre as fases.

Na etapa 3, em cada simulação de fluxo de potência em 60 Hz e harmônico, é verificada a violação dos critérios de desempenho já citados na baixa tensão. Assim, a capacidade de hospedagem a jusante do transformador é definida até que haja violação de algum dos cinco critérios estabelecidos.

Como as simulações geram um número significativo de resultados, em vez de salvar todas as variáveis para cada repetição, apenas os resultados finais são salvos e gravados, destacando-se: quantidade de veículos alocados, potência aparente, potência reativa, perdas, magnitudes de tensão, DHTV, e as barras (nós) em que houve as violações. Esses dados são armazenados e podem ser plotados e visualizados de forma conjunta ou individual através da biblioteca Pandas<sup>2</sup> no Python. Os dados georreferenciados de localização dos VEs e transformadores (latitude e longitude) são plotados no mapa e correlacionados com dados da simulação através da biblioteca Folium<sup>3</sup>.

Como a capacidade de hospedagem está diretamente relacionada às características de cada sistema elétrico em que o VE será instalado, o Python realiza um novo sorteio entre as UCs selecionadas e simula novamente a rede até que atinja a quantidade de cenários estabelecida pelo usuário. Dessa forma, o quantitativo de VEs admitido para a rede é determinado pelo cálculo da moda do conjunto de simulações realizadas conforme especificado no Apêndice C.

#### 3.2.2 Metodologia para a Média Tensão

A metodologia da média tensão tem o objetivo de investigar o impacto na rede de média tensão resultante do carregamento do secundário dos transformadores com a inserção dos VEs, o que difere de todas as metodologias apresentadas no capítulo 2. A metodologia proposta utiliza os dados de transformadores de distribuição MT/BT, a quantidade de VEs admitidos e a localização desses VEs extraídos dos resultados da metodologia da baixa tensão. O fluxograma da Figura 3.3 apresenta as etapas da metodologia.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Pandas é uma biblioteca de *software* escrita para a linguagem de programação Python voltada à manipulação e análise de dados. Em particular, oferece estruturas de dados e operações para manipulação de tabelas numéricas e séries temporais.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> O Folium é uma biblioteca para o Python que facilita a visualização de dados que foram manipulados em um mapa interativo.



Figura 3.3 – Fluxograma da Metodologia da Média Tensão

Fonte: Autor (2022)

Na etapa 1, o Python faz a leitura dos resultados obtidos através da metodologia da baixa tensão e armazena em um banco de dados virtual para ser utilizado durante as simulações. Em seguida, os dados de entrada do usuário são fixados e um novo parâmetro é adicionado: o percentual de carregamento de VEs no secundário dos transformadores. Este parâmetro tem o objetivo de verificar a variação do número de VEs admitido através do carregamento do secundário dos transformadores na rede de média tensão. Logo, os pontos de observação dos critérios de desempenho são inseridos através de monitores nas barras de média tensão, desprezando-se assim a influência da rede de média tensão na rede de baixa tensão, e realiza-se a simulação do fluxo de potência por meio do *software* OpenDSS obtendo-se os dados iniciais da rede de média tensão.

Na etapa 2, os cenários são formados e a seleção dos transformadores é efetuada através de um sorteio aleatório, utilizando distribuição uniforme, sem reposição. A cada transformador selecionado, a quantidade de VEs admitida é recuperada do banco de dados e as barras onde foram inseridos os VEs na metodologia da baixa tensão são armazenadas em uma lista. Como o número de veículos e a lista de barras seguem uma distribuição estatística, o cenário escolhido para compor a simulação é dado pelo cálculo da moda dessas variáveis e desde que não ocorra a violação de nenhum dos cinco critérios de desempenho utilizado. Na etapa 3, a rede de média tensão é analisada seguindo o mesmo procedimento da metodologia da baixa tensão. Os transformadores são alocados um a um, de forma aleatória, com seus respectivos VEs, até que haja a violação de algum dos cinco critérios de desempenho na rede de média tensão, desta forma a capacidade de hospedagem máxima é obtida.

Para verificar e comparar os resultados obtidos na rede de média tensão, os transformadores são carregados com um percentual de veículos definido pelo usuário em relação ao cenário escolhido. Dessa forma, o número de repetições das simulações é dado pela combinação entre as quantidades de cenários e de percentuais escolhidos.

Finalmente, através das bibliotecas Pandas e Seaborn<sup>4</sup>, os resultados obtidos são salvos em uma planilha e plotados com a emissão de um relatório de capacidade de hospedagem por transformador contendo as principais informações.

#### 3.3 Considerações Finais

O capítulo detalhou a metodologia proposta, apresentando cada etapa para sua implementação. Inicialmente, foi apresentada a metodologia para a baixa tensão, utilizando cinco critérios de desempenho avaliados para o cálculo da capacidade de hospedagem. A incerteza sobre a localização de carregamento dos VEs é modelada pelo método estocástico, onde cada VE é inserido de forma aleatória nas UCs trifásicas.

Posteriormente, a metodologia para a média tensão é apresentada, utilizando as informações extraídas dos resultados da metodologia da baixa tensão. Os transformadores são selecionados aleatoriamente e os VEs são inseridos percentualmente de acordo com o valor pré estabelecido pelo usuário. Assim os critérios são avaliados para rede de média tensão e o número de VEs admitidos é obtido.

No próximo capítulo, a metodologia é aplicada em um sistema real e são apresentados os resultados obtidos.

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Seaborn é uma biblioteca de visualização de dados em Python, que fornece uma *interface* de alto nível para desenhar gráficos estatísticos atraentes e informativos. Suas funções de plotagem operam em *dataframes* e *arrays* contendo conjuntos de dados inteiros e realizam internamente o mapeamento semântico e a agregação estatística necessárias para produzir gráficos informativos.

# 4 Estudos de Caso

## 4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta os resultados obtidos das simulações realizadas aplicando a metodologia proposta em um sistema de distribuição real.

Destaca-se neste capítulo: na Seção 4.4, o método é aplicado na rede de baixa tensão representando de forma equivalente a rede de distribuição de média no primário dos transformadores selecionados. Já na Seção 4.5 a CH é avaliada na rede de distribuição de baixa tensão modelando de forma completa a rede de média tensão.

Na Seção 4.7, são avaliados os impactos na rede de média tensão, provocados pela inserção dos VEs na rede de baixa tensão. A CH é avaliada para cenários de carregamento de VEs no secundário dos transformadores selecionados de 10%, 50% e 100% dos VEs admitidos na metodologia de baixa tensão.

Na Seção 4.8 são avaliados cenários de projeções futuras de instalação de VEs de acordo com o PNME (2020).

## 4.2 Sistema Elétrico de Distribuição

O DME Poços de Caldas Participações S.A. é responsável pela distribuição e uma pequena parte da geração de energia no município de Poços de Caldas, localizado no sul do estado de Minas Gerais, com população estimada de 169.838 habitantes (IBGE, 2021) e em torno de 76.000 consumidores de energia elétrica. O DME está dividido em duas empresas, sendo o DME Energética S.A. responsável pela geração e comercialização de energia e o DME Distribuição S.A. responsável pela distribuição.

O sistema de distribuição da cidade é constituído de três subestações denominadas: Osório, Saturnino e Interligação. A Figura 4.1 apresenta acima das barras a numeração dos alimentadores supridos a partir de cada uma das subestações e, no eixo das ordenadas, os percentuais de UCs que cada alimentador supre em relação ao número total de consumidores. Conforme pode ser verificado, a soma dos alimentadores que compõem a subestação do Saturnino, em vermelho, detém mais de 50% das unidades consumidoras do município.



Figura 4.1 – Percentual de UCs dos alimentadores e subestações da cidade de Poços de Caldas Fonte: Autor (2022)

#### 4.2.1 Circuitos de Distribuição Analisados

Para o estudo, foram selecionados três circuitos com perfis de carga distintos. As áreas de abrangência dos alimentadores podem ser visualizadas na Figura 4.2. O Alimentador 16 (vermelho) possui característica residencial; o Alimentador 44 (verde) é responsável pelo suprimento da área central da cidade, sendo de característica comercial; e o Alimentador 28 (azul), com característica industrial. Os circuitos foram escolhidos por suprirem regiões da cidade mais propensas a terem VEs inseridos em sua rede.



Figura 4.2 – Áreas de abrangência dos Alimentadores Fonte: Autor (2022)

O Alimentador 16 é o segundo maior em relação à quantidade de UCs e representa uma região residencial de alto padrão aquisitivo na cidade de Poços de Caldas/MG. Na Figura 4.3, são apresentadas as principais características do alimentador.



Figura 4.3 – Alimentador 16\_PC\_3

Fonte: Autor (2022)

Neste alimentador foram avaliados transformadores com capacidade de 30, 45 e 75 kVA. Essas potências representam 21%, 49% e 30% respectivamente de todos os transformadores do circuito, conforme pode ser observado na Tabela 4.1.

kVA	Quantidade	% Total
15	1	0,5%
25	1	0,5%
30	42	21,3%
45	96	48,7%
75	59	29,9%
112,5	8	4,1%
150	5	2,5%

Tabela 4.1 – Relação de transformadores do Alimentador 16

Fonte: Autor (2022)

Na Figura 4.4, está representado o Alimentador 28, que possui um perfil industrial suprindo um grande número de empresas. Entretanto, tal alimentador também supre UCs de alto padrão localizadas na região oeste da cidade, ao lado da represa Bortolan.



Figura 4.4 – Alimentador 28\_PC4\_6

#### Fonte: Autor (2022)

O Alimentador 28 possui 151 transformadores com potências entre 15 e 225 kVA, com predominância de transformadores de 30, 45 e 75 kVA, de acordo com a Tabela 4.2.

kVA	Quantidade	% Total
15	17	11%
25	2	1%
30	44	29%
45	47	31%
75	20	13%
$112,\!5$	9	6%
150	8	5%
225	4	3%

Tabela 4.2 – Relação de transformadores do Alimentador 28

Fonte: Autor (2022)

Finalmente, o Alimentador 44, apresentado na Figura 4.5, possui características diferentes de todos os outros, pois supre a região central da cidade, onde há predomínio de cargas comerciais (lojas e hotéis). O sistema de distribuição é constituído de rede sub-terrânea com transformadores de capacidade mais elevada, conforme pode ser visualizado na Tabela 4.3.



Figura 4.5 – Alimentador 44\_PC1\_3

Fonte: Autor (2022)

kVA	Quantidade	% Total
150	2	8%
225	5	19%
300	2	8%
500	17	65%

Tabela 4.3 – Relação de transformadores do Alimentador 44

Fonte: Autor (2022)

# 4.3 Características do Veículo Elétrico

As características da carga utilizadas nesta tese para modelar o VE condizem com o veículo iEV40, da fabricante JAC Motors, apresentado na Figura 4.6.



Figura 4.6 – VE Projeto - JAC iEV40 Fonte: Autor (2022)

Embora a infraestrutura de carregamento público esteja sendo instalada em Poços de Caldas, espera-se que a maioria do carregamento de VE ocorra em ambientes residenciais. Os veículos normalmente estão fora de casa durante o dia e, portanto, a janela noturna oferece a melhor oportunidade de carregamento na UC. Desta forma, utilizandose de uma abordagem determinística define o início do carregamento do VE entre 19 e 20 horas. A estratégia de carregamento que se espera do proprietário do VE é que ele ao chegar em casa inicie o carregamento até que atinja a capacidade nominal da bateria, dessa forma o período escolhido para a recarga coincide com o período de carga máxima do sistema de distribuição, o que equivale ao pior cenário de carregamento.

Nas simulações serão utilizados, o modelo de carregador residencial bifásico (220V) do JAC iEV40, de 3,6 kW e 7 kW, com Plugue do tipo 2. Através do medidor Landis+Gyr v2.4.8, foram realizadas medições durante o carregamento do VE com a utilização do carregador de 3,6 kW, cujo perfil de carga pode ser visualizado na Figura 4.7.



Figura 4.7 – Perfil de carga registrada durante o carregamento do VE com o carregador de 3,6 kW Fonte: Autor (2022)

Conforme pode ser visualizado na figura, o VE tem o perfil de carga constante. Para a análise de harmônicos o *software* OpenDSS utiliza o método de injeção de corrente, a carga do VE é modelada como um circuito equivalente de Norton, no qual a fonte de corrente representa as correntes harmônicas injetadas pela porção não linear da carga. Na Tabela 4.4, são apresentados os harmônicos injetados na rede pelo carregador considerado.

Harmônico	Magnitude (%)	Ângulo (º)
1	100,00	-26,00
3	$25,\!00$	-94,00
5	$17,\!00$	-96,00
7	$14,\!20$	-72,00
9	9,69	-68,00
11	5,04	-49,00
13	1,80	-49,00
15	0,37	-46,00

Tabela 4.4 – Harmônicos de corrente do carregador

Fonte: Adaptado de (ALJANAD; MOHAMED, 2016)

# 4.4 Capacidade de Hospedagem de Transformadores de BT - Rede de Média Representada de Forma Equivalente

O Alimentador 16 foi representado de forma equivalente no primário de seis transformadores, com potências de 45 e 75 kVA. As Figuras 4.8 e 4.9 exemplificam de forma esquemática a representação dos circuitos associados aos transformadores 6982 e 5950.



Figura 4.8 – Circuito equivalente para o transformador de 45 kVA - 6982

Fonte: Autor (2022)



Figura 4.9 – Circuito equivalente para o transformador de 75 kVA - 5950

Fonte: Autor (2022)

Conforme mostram as Tabelas 4.5 e 4.6, inicialmente, para cada transformador são realizadas simulações de fluxo de potência e através do Python são extraídas as seguintes informações: potência ativa, potência reativa e o número de UCs trifásicas que podem receber os VEs.

Transformador	Potência Ativa	Potência Reativa	UC
6982	$8,606   {\rm kW}$	3,672 kVAr	19
6786	8,126  kW	3,473 kVAr	6
6136	10,342  kW	4,441 kVAr	6

Tabela 4.5 – Relação inicial de UCs para transformadores de 45 kVA

Fonte: Autor (2022)

Tabela 4.6 – Relação Inicial de UCs para transformadores de 75 kVA

Transformador	Potência Ativa	Potência Reativa	UC
5950	$22{,}274~\mathrm{kW}$	9,737 kVAr	27
5741	$9,370 \ \rm kW$	3,966 kVAr	13
6678	$6,588 \ \mathrm{kW}$	2,755 kVAr	16

Fonte: Autor (2022)

Em seguida, a metodologia para a baixa tensão é aplicada e a capacidade de hospedagem de VEs admitida pelos transformadores é obtida considerando carrregadores de 3,6 e 7 kW.

A Tabela 4.7 apresenta os resultados obtidos para os transformadores de 45 kVA. Através dela, pode-se verificar a quantidade de veículos admitida (VE), o percentual da capacidade de hospedagem (CH) e os valores finais de potência ativa (P) e reativa (Q) com a inserção dos VEs. O percentual da capacidade de hospedagem é definida como o número de VEs admitidos sobre o número de UCs trifásicas, conforme segue na Equação 4.1:

$$CH = \frac{VE}{UC3\varnothing} * 100\% \tag{4.1}$$

Transformador	Carregador	$\mathbf{CH}$	VE	Р	$\mathbf{Q}$
	3,6  kW	58%	11	$45,041 \ \rm kW$	24,794 kVar
6982	7  kW	37%	7	53,224 kW	29,773 kVar
	3,6  kW	100%	6	$28{,}729~\mathrm{kW}$	$15{,}253~\mathrm{kVar}$
6786	7  kW	83%	5	41,017  kW	22,622 kVar
	3,6  kW	100%	6	$27{,}813~\mathrm{kW}$	14,715  kVar
6136	7  kW	67%	4	33,333  kW	17,939  kVar

Tabela 4.7 – Resumo das simulações para os transformadores de 45 kVA

Fonte: Autor (2022)

Observa-se que, para o carregador com potência de 3,6 kW, os transformadores 6786 e 6136 atingiram sua capacidade máxima de hospedagem sem violar nenhum critério de desempenho estabelecido. Destaca-se que os dois transformadores estavam subcarregados de acordo com a Tabela 4.5, com 20% e 22% da potência nominal antes da inserção dos VEs.

A Figura 4.10 retrata a quantidade de VEs admitida (VE) para cada potência de carregador veicular nos transformadores de 45 kVA.



Figura 4.10 – Quantidade de VEs para os transformadores 45 kVA - Avaliação em conjunta dos critérios Fonte: Autor (2022)

Os resultados obtidos para os transformadores de 75 kVA são mostrados na Tabela 4.8. Nota-se que o percentual de capacidade de hospedagem para o transformador 5950 foi pequeno tanto para o carregador de 3,6 kW quanto para o carregador de 7 kW. Entre as 27 UCs que poderiam receber o VE, em apenas 9 foi possível alocar simultaneamente os carregadores de 3,6 kW sem violar os critérios de desempenho. Neste caso o critério de subtensão restringiu a CH do transformador, assunto que será detalhado mais adiante. Já os circuitos dos transformadores 5741 e 6678 tem a capacidade de hospedar carregadores de 3,6 kW em todas as UCs.

Transformador	Carregador	CH	VE	Р	Q
	3,6  kW	33%	9	$49{,}697~\mathrm{kW}$	25,869 kVar
5950	7  kW	11%	3	$39{,}517~\mathrm{kW}$	19,817  kVar
	3,6  kW	100%	13	$54{,}123~\mathrm{kW}$	29,623 kVar
5741	7 kW	85%	11	81,622  kW	46,413  kVar
	3,6  kW	100%	16	60,204  kW	33,548 kVar
6678	7 kW	63%	10	71,014  kW	40,036 kVar

Tabela 4.8 – Resumo das simulações para os transformadores de 75 kVA

Fonte: Autor (2022)

Na Figura 4.11, pode-se verificar a quantidade de VEs admitida (VE) para cada potência de carregador nos transformadores de 75 kVA.



Figura 4.11 – Quantidade de VEs para os transformadores 75 kVA - Avaliação em conjunta dos critérios Fonte: Autor (2022)

#### 4.4.1 Detalhamento dos Resultados para os Transformadores 6982 e 5950

Para detalhar os resultados obtidos nos transformadores da Seção 4.4, são selecionados os transformadores 6982 (45 kVA) e 5950 (75 kVA).

Na Figura 4.12 são apresentados os resultados obtidos aplicando de forma conjunta todos os critérios de avaliação. Conclui-se que a CH depende da potência do carregador e também das UCs selecionadas. Por exemplo, para a potência de 3,6 kW, a quantidade de veículos alocados varia de 7 a 11, com maior incidência de 11 VEs, representando cerca de 70% dos cenários avaliados. Para a potência de 7 kW, a quantidade de veículos alocados varia de 2 a 7, com maior incidência de 7 VEs, retratando em torno de 30% dos cenários simulados.



Figura 4.12 – Quantidade de VEs em percentual de cenários – Transformador 6982 Fonte: Autor (2022)

Do mesmo modo, a Figura 4.13 apresenta os resultados para o transformador de 75 kVA, onde observa-se que em torno de 38% dos cenários são alocados 3 VEs com carregadores de 7 kW e cerca de 34 % dos cenários, com 9 VEs com carregadores de 3,6 kW.



Figura 4.13 – Quantidade de VEs em percentual de cenários – Transformador 5950 Fonte: Autor (2022)

Os critérios de desempenho para avaliação da capacidade de hospedagem também foram aplicados de forma individual. Para cada critério utilizado, como por exemplo, subtensão, sobrecarga dos condutores e distorção harmônica total, resulta em um número diferente de VEs que podem ser inseridos na rede. Os critérios de desequilíbrio de tensão e sobrecarga no transformador não foram violados em nenhuma das simulações, por isso, não são apresentados. Os resultados individuais aplicando os critérios de subtensão (ST), limite térmico do condutor (LC) e distorção harmônica total de tensão (DHTV) para o transformador 6982 podem ser visualizados na Figura 4.14 com o emprego do carregador de 3,6 e 7kW.



(b) Carregador 7 kW - Transformador 6982

Figura 4.14 – Avaliação individual dos critérios de desempenho para CH

Fonte: Autor (2022)

Constata-se que a quantidade máxima admitida de VEs para o carregador de 3,6 e 7kW é atingida pela avaliação individual da distorção harmônica total de tensão. O impacto causado pelo carregamento do VE na avaliação deste critério é pequeno e dificilmente causará violações. Ao contrário, ao considerar o critério de subtensão obtém menor número de VEs, sendo este caso o critério mais restritivo.

A Figura 4.15 apresenta os resultados para o transformador 5950. Em ambos os carregadores, novamente, o critério de subtensão (ST) foi preponderante, resultando na menor capacidade de hospedagem de VEs.



(b) Carregador 7 kW - Transformador 5950

Figura 4.15 – Avaliação individual de critérios para obter a quantidade de VEs

Fonte: Autor (2022)

Neste transformador o limite térmico dos condutores é o critério que menos limita a inserção dos VEs. Para o carregador de 3,6 kW ele atinge o máximo de UCs disponíveis e para o carregador de 7kW representa mais de 70% da CH, admitindo a inserção de 20 VEs. Na Figura 4.16, são listadas as barras em que houve violação de tensão e as distâncias que elas estão do secundário dos transformadores 6982 e 5950. Os valores abaixo de 0,93 p.u. acontecem nas barras que estão mais distantes do transformador, algo que já é esperado. Por intermédio da mesma figura é possível identificar as barras que são mais impactadas pela inserção de VEs no sistema. Por exemplo, no Transformador 6982, a barra bt\_58222\_1, localizada a 160 m do transformador é impactada em torno de 38% dos cenários avaliados para o carregador de 3,6 kW.



(b) Transformador 5950

Figura 4.16 – Barras com violação de subtensão versus distância

Fonte: Autor (2022)

Neste contexto, conclui-se que a rede secundária de distribuição tem disponibilidade para instalação de VEs, não obstante, deve-se atentar para a localização das UCs em relação ao transformador, dado que a distância impactará na queda de tensão e por consequência na CH.

# 4.5 Capacidade de Hospedagem - Modelagem Completa da Rede de Média Tensão

Nesta seção, a metodologia proposta é aplicada aos sistemas de baixa tensão com o sistema de média tensão modelado de forma completa (sem equivalente). Para os alimentadores 16 e 28 são selecionados 100% dos transformadores de 30, 45 e 75 kVA para a avaliação da capacidade de hospedagem. Da mesma forma, a avaliação é realizada no Alimentador 44, porém, considerando apenas os transformadores de 500 kVA que são os mais utilizados.

#### 4.5.1 Transformadores Alimentados pelo Circuito 16\_PC3\_3

A metodologia proposta foi aplicada na avaliação do CH de 197 transformadores do Alimentador 16 com a utilização de carregadores de 3,6 e 7 kW. Esses transformadores, cujas potências variam entre 30, 45 e 75 kVA, respondem a 100% da avaliação. Através das bibliotecas Seaborn e Pandas, é realizada a compilação dos resultados obtidos para cada transformador e são plotados em gráficos para visualização.

Para que as informações do número de VEs admitidos (VE) pudessem ser melhor visualizadas, os resultados foram apresentados de forma agrupada de acordo com as potências dos transformadores. Assim, nas Figuras 4.17, 4.18 e 4.19, são apresentados os resultados para os transformadores de 30, 45 e 75 kVA, respectivamente.



Figura 4.17 – Capacidade de hospedagem para os transformadores de 30 kVA - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)



Figura 4.18 – Capacidade de hospedagem para os transformadores de 45 kVA - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)



Figura 4.19 – Capacidade de hospedagem para os transformadores de 75 kVA - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)

É possível identificar por meio dos gráficos a quantidade de VEs admitidos no secundário de cada transformador, sua variabilidade, valor mínimo e valor máximo representados pela faixa preta nas colunas. Observa-se que há transformadores que possuem valores iguais para ambos os carregadores sem que nenhum critério seja violado, exemplos disso são os transformadores de 45 kVA: it1\_5129, it1\_6732 e it1\_5558. Como ambos os carregadores podem ser inseridos, a carga adicional dos VEs não afetou a operação do transformador ou da rede secundária.

A introdução de VEs tem um impacto maior em transformadores de 45 kVA do que em transformadores de 75 kVA. Quando comparado ao carregador de 3,6 kW, carregar o VE com o carregador de 7 kW resulta em mais violações nos critérios avaliados. O aumento da potência do carregador faz com que o número de VEs seja menor, pois aumenta a possibilidade de violação dos critérios de sobrecarga do condutor, subtensão e sobrecarga do transformador.

A Tabela 4.9 sintetiza em percentual as violações (verdadeiro ou falso) ocorridas durante as simulações para os transformadores do Alimentador 16. Os critérios de desempenho avaliados são subtensão (ST), limite térmico dos condutores (LC), sobrecarga do transformador (STR), desequilíbrio de tensão (DV) e distorção harmônica total de tensão (DHTV) para todas as fases. O objetivo da tabela é determinar quais são os fatores restritivos para a implantação generalizada de VEs e subsidiar a concessionária na adoção de alguma ação mitigadora.

ST	LC	STR	DV	DHTV1	DHTV2	DHTV3	3.6 kW (%)	7 kW (%)
					FALSO	FALSO	50,968	18,400
				FALSO	VERRADEIRO	FALSO	0,102	0,000
				FALSO FALSO	VERDADEIRO	VERDADEIRO	0,051	0,000
		FALSO	FALSO		FALSO	FALSO	0,102	0,204
					FALSO	VERDADEIRO	0,000	0,102
				VERDADEIRO	VERDADEIRO	FALSO	0,000	0,510
	FALSO				VERDADEIRO	VERDADEIRO	0,000	0,561
FALSO					FALSO	FALSO	9,735	12,181
				FALSO	VERDADEIRO -	FALSO	0,000	0,153
		VERDADEIRO	54160			VERDADEIRO	0,000	0,051
		VERDADEIRO	FALSO		FALSO	FALSO	0,000	0,866
				VERDADEIRO	VERDADEIRO	FALSO	0,000	1,121
						VERDADEIRO	0,000	1,070
				FALSO	FALSO	FALSO	36,697	52,141
		FALCO	FALSO		FALSO VERDADEIRO	FALSO	0,000	0,153
		FALSO	FALSO	VERDADEIRO		FALSO	0,000	0,255
						VERDADEIRO	0,000	0,051
	VERDADEIRO			FALSO	FALSO	FALSO	1,886	7,543
					FALSO	FALSO	0,000	1,427
		VERDADEIRO	FALSO	VERDADEIRO	FALSO	VERDADEIRO	0,000	0,051
				VERDADEIRO	VERDADEIRO	FALSO	0,000	0,051
0					VERDADEIRO	VERDADEIRO	0,000	0,051
				FALSO	FALSO	FALSO	0,459	1,631
				FALSU	VERDADEIRO	VERDADEIRO	0,000	0,102
VERDADEIRO	FALSO	FALSO	FALSO		FALSO	FALSO	0,000	0,102
VERDADEIRO	FALSO	FALSU	FALSO	VERDADEIRO	FALSO	VERDADEIRO	0,000	0,051
				VERDADEIRO	VERDADEIRO	FALSO	0,000	0,765
					VERDADEIKO	VERDADEIRO	0,000	0,408

Tabela 4.9 – Resumo das violações no Alimentador 16

Fonte: Autor (2022)

De acordo com os resultados obtidos, não houve violação de desequilíbrio de tensão, pois a metodologia distribui igualmente os carregadores entre as fases. A tabela mostra o aumento das violações de sobrecarga do transformador e sobrecarga do condutor, cujos valores vão de 1,88% a 7,54%, devido ao uso de um carregador com potência maior de 7kW.

Para o carregador de 3,6 kW, o critério de sobrecarga do condutor (LC), representa 36,69% das violações ocorridas. Neste estudo de caso, 50,96% das simulações não violaram nenhum dos critérios de desempenho avaliados. Ao diminuir a potência do carregador, o número de VEs é distribuído de forma mais uniforme ao longo do alimentador, abrangendo mais transformadores sem concentrar a corrente nos condutores em um único ponto. Conclui-se que os circuitos secundários destes transformadores estão, em sua maioria, aptos a hospedar a quantidade de VEs utilizando este tipo de carregador (3,6 kW).

A inserção do carregador de 7kW mostra que a sobrecarga dos condutores (LC) é um agravante para a rede e representa 52,14% das violações ocorridas. Em seguida, com 12,18%, pode-se verificar a sobrecarga do transformador (STR), é segundo fator limitante da conexão do carregador com maior potência. Neste cenário de avaliação, apenas 18,40% das simulações não violaram nenhum dos critérios de desempenho connsiderados. Nesse caso, a potência de carregamento do VE aumenta a corrente nos condutores, fazendo com que esse critério seja violado e, consequentemente, aumente a sobrecarga nos transformadores. Como a metodologia assume que o carregamento do VE sempre ocorre no horário de maior carga do sistema de distribuição, os critérios de sobrecarga do condutor e sobrecarga do transformador são os que mais violam.

Através da biblioteca Folium, os dados de latitude e longitude são utilizados para mapear os locais críticos para inserção dos VEs através de mapas de calor e *clusters*. Na Figura 4.20, observa-se as áreas com características mais adequadas para alocar os VEs no Alimentador 16. O mapa de calor mostra como a CH varia ao longo da rede secundária usando um código de cores apropriado em relação à porcentagem de carregamento de cada segmento de rede. As cores mais fortes (amarelo, laranja e vermelho) representam os locais onde os VEs foram alocados em maior quantidade e não violaram os critérios de desempenho estabelecidos, portanto, representam locais favoráveis à inserção dos equipamentos de recarga dos VEs. Ao contrário, as cores mais frias (roxo, azul e verde) representam os locais que violaram os critérios de desempenho.


Figura 4.20 – Mapa da CH - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)

## 4.5.2 Transformadores Alimentados pelo Circuito 28\_PC4\_6

O Alimentador 28 possui um número menor de transformadores em relação ao Alimentador 16; nas potências avaliadas de 30, 45 e 75 kVA encontram-se 111 unidades instaladas. As Figuras 4.21, 4.22 e 4.23 trazem os resultados da capacidade de hospedagem no circuito secundário desses transformadores.



Figura 4.21 – Capacidade de hospedagem para os transformadores de 30 kVA - Alimentador 28

Fonte: Autor (2022)



Figura 4.22 - Capacidade de hospedagem para os transformadores de 45 kVA - Alimentador 28

Fonte: Autor (2022)



Figura 4.23 – Capacidade de hospedagem para os transformadores de 75 kVA - Alimentador 28 Fonte: Autor (2022)

Ao avaliar os resultados obtidos para os transformadores do Alimentador 28, constata-se que alguns transformadores não possuem capacidade de hospedagem. Isso se dá pelo fato de que esses transformadores não possuem UCs trifásicas para receber os VEs.

Na Figura 4.24, destaca-se no mapa de calor a região residencial do alimentador, facilitando assim a análise da capacidade de hospedagem para essa região e identificando as áreas mais adequadas para alocação de veículos elétricos.



Figura 4.24 – Mapa da CH - Alimentador 28 Fonte: Autor (2022)

A Tabela 4.10 exibe os resultados das simulações para a rede secundária suprida a partir do Alimentador 28 em percentual para as violações ocorridas com a inserção de carregadores de 3,6 e 7 kW.

Neste alimentador, 80,90% e 48,18% das simulações com carregador de 3,6 e 7 kW, respectivamente, não violaram nenhum dos critérios de desempenho utilizados. Os resultados mostram que a sobrecarga dos condutores (LC), 9,091%, somada a sobrecarga do transformador (STR) com 9,091%, representam cerca de 18,18% das violações observadas ao considerar o carregador de 3,6 kW. Ao empregar o carregador de 7 kW este critério aumenta em 18%, totalizando 36,182% das violações ocorridas.

Destaca-se para esse alimentador o aumento das violações de distorção harmônica total na primeira fase (DHTV1) em relação ao Alimentador 16 com a utilização do carregador de 7 kW; enquanto no Alimentador 16 esse valor é 1,4%, agora o valor está em 4%. Como o Alimentador 28 possui um grande número de UCs com perfil industrial, era de se esperar o resultado. O critério de sobrecarga no transformador (STR) também aparece com 6,818% das violações.

ST	LC	STR	DV	DHTV1	DHTV2	DHTV3	3.6 kW (%)	7 kW (%)
				FALSO	FALSO	FALSO	80,909	48,182
		FALSO		1.1	FALSO	VERDADEIRO	0,000	0,091
		FALSU	FALSO	VERDADEIRO	VERDADEIRO	FALSO	0,000	0,091
	54160	1			VERDADEIRO	VERDADEIRO	0,000	0,545
	FALSO			FALSO	FALSO	FALSO	9,091	6,818
	FALSO			FALSO	VERDADEIRO	FALSO	0,182	0,091
		VERDADEIRO	FALSO		FALSO	FALSO	0,091	2,364
		VERDADEIRO	FALSO	VERDADEIRO	FALSO	VERDADEIRO	0,000	0,091
				FALSO FALSO	VERDADEIRO	FALSO	0,273	0,455
FALSO					VERDADEIRO	VERDADEIRO	0,000	1,455
				FALSO	FALSO	FALSO	9,091	29,364
				VERDADEIRO	EALSO	FALSO	0,000	0,909
		FALSO	FALSO		FALSO	VERDADEIRO	0,000	0,182
					VERDADEIRO	FALSO	0,000	0,727
	VERDADEIRO				VERDADEIRO	VERDADEIRO	0,000	0,273
		FALSO	FALSO	FALSO	0,182	3,091		
		VERDADEIRO	FALSO		FALSO	FALSO	0,182	4,000
		VERDADEIRO	FALSO	VERDADEIRO	FALSO	VERDADEIRO	0,000	0,091
					VERDADEIRO	FALSO	0,000	0,182
					FALSO	FALSO	0,000	0,091
VERDADEIRO	TALEO	FALSO	TALEO	VERDADEIRO	O FALSO	VERDADEIRO	0,000	0,091
VERDADEIRO	FALSU	FALSU	FALSU	VERDADEIRO		FALSO	0,000	0,273
						VERDADEIRO	0,000	0,545

Tabela 4.10 – Resumo das violações Alimentador 28

Fonte: Autor (2022)

### 4.5.3 Transformadores Alimentados pelo Circuito 44\_PC1\_3

O Alimentador 44 possui 17 transformadores de 500 kVA localizados na área central da cidade. Na Figura 4.25, são mostrados os resultados da capacidade de hospedagem para esses transformadores. A área central de Poços de Caldas é em sua maioria comercial, porém possui muitos edifícios residenciais, que, por sua vez, provocam uma grande variação dos números máximos admitidos de VEs para algumas redes de baixa tensão. Destaca-se que alguns destes transformadores são dedicados para a iluminação pública.



Figura 4.25 – Transformadores de 500 kVA - Alimentador 44

Fonte: Autor (2022)

A partir da Figura 4.26, é possível identificar os locais adequados para a instalação de equipamentos de carregamento de veículos elétricos.



Figura 4.26 – Mapa da CH - Alimentador 44

Fonte: Autor (2022)

A Tabela 4.11 resume as violações que aconteceram nos circuitos secundários alimentados pelo Alimentador 44. Observa-se que, a sobrecarga nos condutores (LC) é o critério limitador, representando nesse caso, mais de 80% dos casos avaliados para os dois carregadores.

Га	bela	4.11 -	Resumo	das	vio	lações	A	limentad	or	44
----	------	--------	--------	-----	-----	--------	---	----------	----	----

ST	LC	STR	DV	DHTV1	DHTV2	DHTV3	3.6 kW (%)	7 kW (%)
FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	17,647	11,765
	VERDADEIRO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	82,353	88,235

Fonte: Autor (2022)

# 4.6 Relatório Detalhado de CH por Transformador

O relatório de CH por transformador foi desenvolvido através do Python com o uso das bibliotecas Pandas e Seaborn, tem o objetivo de detalhar os resultados obtidos das simulações utilizando o circuito completo para cada transformador. No relatório a avaliação dos critérios de desempenho são visualizadas de forma individual para os dois tipos de carregadores. Para detalhar os resultados do relatório, o transformador it1\_6982 do Alimentador 16 será utilizado como exemplo.

Na Figura 4.27, a quantidade de VEs admitida para o transformador é visualizada através do percentual de cenários simulados. Na figura é possível identificar a dependência da CH em relação ao tipo de carregador utilizado e sua variação para o percentual de cenários simulados.



Figura 4.27 – CH para o transformador it<br/>1\_6982 de 45 kVA - Alimentador 16

Fonte: Autor (2022)

A Figura 4.28, exibe as barras onde ocorreram a violação de subtensão. Verifica-se a ocorrência de subtensão em três barras, sendo que, para o carregador de 3,6 kW, 70% dos cenários não violaram este critério.



Figura 4.28 – Barras com subtensão para o transformador it<br/>1\_6982 de 45 kVA - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)

A Figura 4.29 mostra que, em 70% dos cenários simulados, a sobrecarga se concentrou no condutor it\_1\_6982\_0 para o carregador de 3,6 kW, e para o carregador de 7 kW essa sobrecarga ocorreu em apenas 30% dos cenários.



Figura 4.29 – Condutores com sobrecarga para o transformador it<br/>1\_6982 de 45 kVA - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)

Na Figura 4.30 é possível visualizar estatisticamente a capacidade de hospedagem das diversas barras. Ao observar o carregador de 7 kW, constata-se que as barras rm\_10327718 e rm\_13327870 foram selecionadas para receber o VE em mais de 10% das simulações.



Figura 4.30 – Barras que foram inseridos os VEs para o transformador it<br/>1\_6982 de 45 kVA - Alimentador 16

#### Fonte: Autor (2022)

As informações sobre a violação dos critérios de sobrecarga do transformador, desequilíbrio de tensão e DHTV são mostradas no quadro da Figura 4.31. Para o transformador it1\_6982 verifica-se que não houve violação desses critérios.



Figura 4.31 – Violação de critérios de desempenho para o transformador it<br/>1\_6982 de 45 kVA - Alimentador 16

Fonte: Autor (2022)

De acordo com a Tabela 4.12, o relatório traz ainda informações de: quantidade de UCs candidatas a receber o VE (UC\_VE), número máximo de VEs admitido (VE), tensão mínima (Vmin [pu]), potência aparente máxima (P[kVA]), potência reativa máxima (Q[VAr]) e as perdas do transformador (L[kW]).

Tabela 4.12 – Resumo das simulações para o transformador it<br/>1\_6982 de 45 kVA - Alimentador 16





Os relatórios completos da capacidade de hospedagem dos transformadores 6698, 6982 e 5950 são apresentados no Apêndice B.

## 4.7 Capacidade de Hospedagem da Rede de Média Tensão

Através dos dados gerados pela metodologia para a baixa tensão, é realizada a avaliação da capacidade de hospedagem dos alimentadores de média tensão considerando os mesmos critérios de desempenho estabelecidos. Para este estudo, os transformadores foram carregados com 10%, 50% e 100% da moda do número de veículos admitidos em seu secundário.

De acordo com a Figura 4.32, a rede de média tensão associada ao Alimentador 16 fica com a capacidade de hospedagem limitada ao considerar o percentual de 100% de carregamento do número de VEs no secundário dos transformadores. O número de VEs alocados ao considerar este carregamento é de 380 VEs para o carregador de 3,6 kW, e de 159 VEs para o carregador de 7kW. Por outro lado, quando se utiliza um carregamento de 50%, o resultado é um aumento considerável no número de VEs que a rede de média tensão pode admitir. Com esse percentual, pode-se atender a um número maior de transformadores até que haja a violação de algum critério.



Figura 4.32 – CH da média tensão - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)

Os resultados mostram que a rede de média tensão é mais impactada ao considerar o carregamento de 100% de VEs nos secundários dos transformadores. Ou seja, é preferível distribuir a alocação de VEs pela rede, neste caso 50%, ao invés de utilizar a capacidade total de hospedagem em cada transformador.

Na Figura 4.33 é possível visualizar de forma detalhada a quantidade de VEs que foram admitidos pela quantidade de transformadores que foram contemplados nas simulações. Observa-se que, ao considerar carregamento de 50% nos secundários dos transformadores com carregador de 3,6 kW a capacidade de hospedagem atinge o valor máximo de 567 VEs num total de 197 transformadores. Já, ao considerar o carregador de 7 kW esse número é de 277 VEs para 172 transformadores. Esses números representam uma potência adicional de 2 MW na rede de média tensão, ou mais de 40% da potência inicial do alimentador. A quantidade de transformadores demonstra que, em geral, o uso do carregador de 3,6 kW impacta menos a rede, aumentando em 104% a capacidade de hospedagem.



Figura 4.33 – CH detalhada da média tensão - Alimentador 16

A Tabela 4.13 resume as violações que aconteceram nos circuitos primários do Alimentador 16. Para o carregador de 3,6 kW, o critério de subtensão (ST), representa 33,33% das violações ocorridas, e ao utilizar o carregador de 7 kW, esse número é o dobro, 66,67%.

Tabela 4.13 – Resumo das violações na média tensão - Alimentador<br/> 16

ST	LC	STR	DV	DHTV1	DHTV2	DHTV3	3.6 kW	7 kW
FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	66,67	33,33
VERDADEIRO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	33,33	66,67

Fonte: Autor	(2022)
--------------	--------

Em contrapartida, no Alimentador 28, o carregamento considerado de VEs no secundário dos transformadores não influencia a capacidade de hospedagem da rede de média tensão para o carregador de 3,6 kW, conforme pode ser visualizado na Figura 4.34. Dessa forma, a rede primária pode receber a quantidade total de VEs a que as redes secundárias dos transformadores conseguem hospedar. Ao considerar o carregamento de 10%, o número de VEs ficou limitado a 2 unidades para os transformadores selecionados, assim não aparecem na figura.



Figura 4.34 – CH da média tensão - Alimentador 28 Fonte: Autor (2022)

Já, para o carregador de 7 kW, a localização dos transformadores selecionados impacta diretamente na quantidade de VEs que a rede primária pode hospedar. Para o carregamento de 100% nos secundários dos transformadores, o carregador de 7 kW atinge o máximo de 135 VEs em um total de 73 transformadores selecionados conforme mostrado na Figura 4.35. Enquanto para o carregador 3,6 kW, a quantidade máxima admitida é de 384 VEs e 111 transformadores para 100% das simulações com o carregamento de 100%.



Figura 4.35 – CH detalhada da média tensão - Alimentador 28 Fonte: Autor (2022)

No Alimentador 28, o carregador de 3,6 kW não violou nenhum dos critérios de desempenho utilizados para a rede de média tensão, conforme demostrado na Tabela 4.14. A rede de média tensão deste alimentador foi afetada somente pela entrada dos carregadores de 7 kW, que provocaram 33,33% de violação do critério de subtensão (ST).

Tabela 4.14 – Resumo das violações da média tensão - Alimentador 28

ST	LC	STR	DV	DHTV1	DHTV2	DHTV3	3.6 kW	7 kW
FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	100,00	66,67
VERDADEIRO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	0,00	33,33

Fonte:	Autor	(2022)
--------	-------	--------

A Figura 4.36 retrata os cenários de carregamento para o Alimentador 44. Para ambos os carregadores utilizados, o percentual de carregamento considerado não influenciou na capacidade de hospedagem da rede.



Figura 4.36 – CH da média tensão - Alimentador 44

Fonte: Autor (2022)

De acordo com a Figura 4.37, neste alimentador, a quantidade de veículos máxima foi de 52 VEs, distribuídos nos 17 transformadores para o carregador de 3,6 kW. E, para o carregador de 7 kW, 22 VEs foram admitidos no secundário destes mesmos transformadores. Para ambos os carregadores não houve violação de nenhum critério de desempenho avaliado.



Figura 4.37 – CH detalhada da média tensão - Alimentador 44 Fonte: Autor (2022)

Em ambas as simulações (carregadores de 3,6 e 7 kW), o valor de 10% de carregamento do número de VEs no secundário dos transformadores não infringiu nenhum dos critérios de desempenho, ficando o número de VEs admitidos na rede de média tensão limitado apenas pelo carregamento imposto pelo usuário para fins de simulação.

## 4.8 Projeções Futuras

A projeção de crescimento de VEs para 2030, de acordo com a PNME (2020), segue três cenários: conservador (0,1%), moderado (3%) e agressivo (20%).

O DME Distribuição S.A. possui cerca de 78863 UCs, e, de acordo com a Figura 4.1, o Alimentador 16 representa 11,58%, ou seja 9132 UCs. Segundo dados do DENA-TRAN (2022), o município de Poços de Caldas/MG tem registrados em sua base 72735 veículos automotores. Para fins de cálculos, ao igualar a relação de UCs do sistema com a quantidade de veículos, o Alimentador 16 supre 8422 UCs com veículos.

Seguindo a projeção da PNME (2020), em 2030 o Alimentador 16 suprirá: 8 VEs (Conservador), 253 VEs (Moderado) e 1684 VEs (Agressivo).

Na Figura 4.38, é realizada uma comparação entre os cenários e o número máximo de VEs (VE) que o Alimentador pode hospedar segundo as simulações realizadas para a rede de média tensão considerando os carregadores com potência de 3,6 e 7 kW. Para o carregador de 3,6 kW o número máximo admitido é 567 unidades, e, para o carregador de 7 kW, são 277 unidades.



Figura 4.38 – Projeção - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)

De acordo com as projeções avaliadas, o Alimentador 16 terá a capacidade de hospedar o crescimento dos VEs em qualquer um dos cenários até 2025 para o carregador de 3,6 kW. Entretanto, o cenário agressivo para 2030 prevê a substituição de 1684 veículos, estando fora da CH do Alimentador. Com relação ao carregador de 7kW, o cenário agressivo supera os valores de VEs entre 2023 e 2025, fazendo com que os carregadores inseridos afetem transformadores, cabos e possivelmente religadores, chaves seccionadoras e chaves fusíveis. É importante observar que, considerando o cenário moderado, todas as projeções de substituição de veículos a combustão por VEs sustentam o crescimento de ambos os carregadores até 2030.

Em contrapartida, o Alimentador 28 possui CH adequada para qualquer um dos cenários de acordo com a Figura 4.39 desde que seja instalados carregadores de 3,6 kW. A quantidade de UCs com veículos é de 1331, fazendo a mesma projeção da PNME (2020), em 2030 para o cenário mais agressivo o número de VEs será de 266 unidades, enquanto a CH admitida para o alimentador é de 384 unidades para o carregador de 3,6 kW. Para o carregador de 7 kW esse valor é de 135 unidades.



Figura 4.39 – Projeção - Alimentador 28 Fonte: Autor (2022)

O Alimentador 44 supre 1360 UCs, representando 1,87% do município. Através dos mesmos percentuais aplicados na projeção da PNME (2020), em 2025 o Alimentador 44 suprirá: 1 VEs (Conservador), 16 VEs (Moderado) e 68 VEs (Agressivo). Contudo, para a simulações realizadas, a CH do alimentador prevê um número de 52 VEs para o carregador de 3,6 kW, e de 22 VEs para o carregador de 7 kW, estando assim abaixo da projeção realizada para o cenário agressivo antes mesmo de 2025, como pode ser visualizado na Figura 4.40.



Figura 4.40 – Projeção - Alimentador 44 Fonte: Autor (2022)

Contabilizando os cenários moderado e conservador, o Alimentador 44 poderá atender a demanda de crescimento de VEs para ambos os carregadores até 2030 desde que o carregador seja de 3,6 kW.

## 4.9 Resultados do Tempo de Processamento

Para mostrar os benefícios do uso de linguagem de programação de alto nível (Python) em conjunto com o *software* de simulação de fluxo de potência e fluxo harmônico (OpenDSS), na metodologia proposta foram compilados os tempos de todas as simulações, utilizando o Alimentador 28 com o sistema de média tensão modelado de forma completa como exemplo. Na Figura 4.41, são apresentados os tempos de processamento para os transformadores com potências de 30, 45 e 75 kVA na baixa tensão.



Figura 4.41 – Resultados do tempo de computação para a baixa tensão - Alimentador 28 Fonte: Autor (2022)

O tempo de processamento pode variar dependendo da quantidade de VEs que cada transformador pode suportar e o tipo de carregador empregado. Na Figura 4.42, pode ser observado que o tempo de simulação aumenta de forma proporcional com a quantidade de VEs que foram inseridos no transformador para o carregador de 3,6 kW. Por outro lado, os resultados mostram que este tempo tente a se estabilizar com a utilização do carregador de 7 kW. A razão pela qual o tempo de processamento não aumenta é devido ao maior impacto que esse tipo de carregador gera no sistema de distribuição, fazendo com que os critérios de desempenho sejam violados a partir de um número menor de VEs alocados.



Figura 4.42 – Resultados do tempo de processamento para o número de VEs - Alimentador 28 Fonte: Autor (2022)

O tempo de simulação reduzido é uma vantagem que destaca a metodologia proposta, através do uso de *hardware* convencional de baixo custo e *software* de código aberto. A escolha do *hardware* também está diretamente ligada ao tempo de processamento da metodologia proposta, as simulações foram realizadas em *laptop* com as seguintes configurações:

- Processador Intel(R) Core(TM) i7-7700HQ CPU 2.80GHz;
- Memória RAM 16 GB tipo DDR4;
- Armazenamento HD 1TB 5400 rpm
- Placa de vídeo dedicada NVIDIA GeForce GTX 1050 com 4GB gDDR5

Em última análise, como observado no relatório do EPRI (2018), o "poder computacional" é um determinante significativo da eficiência computacional. Soluções como computação paralela e em nuvem podem ajudar a aliviar a barreira computacional, embora possa haver outros desafios associados à adoção de tais opções (incluindo restrições internas ao uso de soluções de computação em nuvem ou a necessidade de obter licenças de *softwares* adicionais).

## 4.10 Considerações Finais

O capítulo apresentou os resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta nesta tese de doutorado. Inicialmente, a metodologia foi testada na rede secundária de diversos transformadores: com a rede de média tensão representada de forma equivalente no primário de cada transformador e, posteriormente, na rede de distribuição modelada de forma completa.

Os resultados obtidos demonstram que a CH pode variar usando critérios individuais e pode causar erros significativos nos estudos a depender dos critérios utilizados. Foram avaliados mais de 370 transformadores entre 30, 45, 75 e 500 kVA para os Alimentadores 16, 28 e 44 com a utilização dos carregadores de 3,6 e 7 kW. Para detalhar os resultados, foi desenvolvido uma rotina que gera de forma individual o relatório de CH por transformador. Os critérios mais violados nas simulações foram subtensão e sobrecarga dos condutores e de transformadores.

Em seguida, com os resultados obtidos na rede de baixa tensão, a capacidade de hospedagem da rede de média tensão foi avaliada a partir do carregamento considerado no secundário de cada transformador através de um percentual de alocação de VEs (10%, 50% e 100%) tomando como base o valor da moda. Os resultados demonstraram que a distribuição da quantidade de VEs nos transformadores favorece o aumento da CH na rede de média tensão, ou seja, é melhor inserir menos VEs no secundário dos transformadores do que a CH de 100%. Por exemplo, um sistema de distribuição pode ter altos níveis de demanda, mas algumas linhas podem ser dimensionadas para pequena capacidade devido a baixas cargas e baixo crescimento de carga previsto, como em áreas rurais em comparação com áreas urbanas. Os efeitos de agrupamento, especialmente em áreas residenciais, podem representar problemas devido a penetração de VEs.

Na sequência, foi realizada a projeção dos VEs para um horizonte de 2030 e comparada com os valores obtidos das simulações. O Alimentador 16 apresentou a capacidade de hospedar o crescimento de VEs até 2025 em todos os cenários avaliados, o Alimentador 28 não tem problemas quanto ao crescimento até 2030 desde que seja carregador de 3,6 kW, já o Alimentador 44, esse crescimento é preocupante quando se adota um cenário mais agressivo.

No próximo capítulo, será realizada uma análise de sensibilidade considerando a variação do número de simulações realizadas e as correntes harmônicas injetadas pelos carregadores.

# 5 Análise da Sensibilidade

## 5.1 Considerações Iniciais

A análise de sensibilidade é um método utilizado para explorar o impacto das alterações das entradas nas saídas da metodologia utilizada. Assim, com o intuito de avaliar o desempenho da metodologia aplicada sobre os resultados obtidos através da capacidade de hospedagem dos VEs nos transformadores, duas variáveis foram escolhidas.

A primeira variável é o número de simulações, crucial para determinar o tempo de processamento e precisão dos resultados. Desta forma, uma abordagem iterativa da repetição de cenários de alocação estocástica de VEs foi implementada e faz parte da análise de sensibilidade.

A segunda variável em estudo são as correntes harmônicas produzidas pelos diversos tipos de carregadores utilizados na recarga do VE. Para isso, foram utilizadas medições de dois tipos de carregadores veiculares comercializados no Brasil.

Os estudos de sensibilidade são demonstrados em dois transformadores já estudados anteriormente, os transformadores 6982 e 5950 com a rede de média tensão modelada de forma completa. E posteriormente, o número de simulações também é analisado para a rede de média tensão do Alimentador 16.

# 5.2 Número de Simulações

O número possível de cenários de alocação de VEs depende da quantidade de veículos, do número de UCs candidatas como do número de VES a serem alocados. Por exemplo, um transformador com 20 UCs trifásicas e 10 VEs precisaria de 184756 simulações para avaliação completa da CH utilizando-se o conceito da combinação simples conforme Equação 5.1.

$$C_k^n = \frac{n!}{k!(n-k)!}$$
(5.1)

A reprodução de cada uma das combinações possíveis em um alimentador real seria computacionalmente intensiva. A determinação de um número adequado de simulações para alocação estocástica de VEs requer um amplo protocolo de testes: realização de simulações repetidas de CH para avaliação do compromisso entre precisão e tempo computacional, aplicação a diferentes transformadores para se ter uma perspectiva global. Seguindo este procedimento, a influência do número de simulações na precisão dos resultados é investigada nas próximas seções para os transformadores 6982 e 5950, e no Alimentador 16.

#### 5.2.1 Transformador 6982

Os resultados das avaliações da CH do transformador 6982 para os carregadores de 3,6 e 7 kW com a rede de média tensão representada de forma completa são apresentados na Figura 5.1. No eixo das abscissas esta a variável número de simulações de cenários e no eixo das ordenadas à esquerda a CH e à direita o tempo de processamento. Esse transformador possui 19 UCs aptadas a receber os VEs em sua rede.

O *boxplot* mostra a estatística para conjunto de simulações, a marca central em cada caixa indica a mediana, enquanto as bordas inferior e superior da caixa indicam o  $25^{\circ}$  e o  $75^{\circ}$  percentis, respectivamente. Os *outliers* são representados pelo símbolo "o", enquanto a linha contínua em vermelho representa o tempo gasto em segundos para cada quantidade de simulações realizadas.



(a) Carregador 3,6 kW - Transformador 6982



(b) Carregador 7 kW - Transformador 6982

Figura 5.1 – Avaliação da sensibilidade de cenários - Transformador 6982

Fonte: Autor (2022)

Observa-se para os dois carregadores, que além de 1000 cenários simulados, o grande número de iterações consumirá um tempo computacional excessivo para convergir para uma solução que pode ser obtida com menos iterações. A simulação com 1000 cenários leva um tempo médio de 50 minutos, enquanto para 5000 cenários esse tempo sobe para 3,88 horas.

Através da análise estatística dos valores da média (*mean*) do números de VEs (VE) e o desvio padrão (std), a convergência dos valores pode ser avaliada. Para o Transformador 6982, a convergência ocorre após 600 cenários simulados, onde esses valores se tornam constantes, conforme apresentado pela Figura 5.2. Para o carregador de 3,6 kW, a média do número de VEs se estabiliza em 10,5 unidades e o desvio padrão fica abaixo de um. Ao considerar o carregador de 7 kW a média é de 5,4 veículos e o desvio padrão abaixo de 1,4.



(a) Carregador 3,6 kW - Transformador 6982



(b) Carregador 7 kW - Transformador 6982

Figura 5.2 – Avaliação estatística da sensibilidade - Transformador 6982

Fonte: Autor (2022)

#### 5.2.2 Transformador 5950

O transformador 5950 possui em sua rede secundária 27 UCs candidatas a receber os VEs. Os resultados da CH são exibidos na Figura 5.3.



(a) Carregador 3,6 kW - Transformador 5950



(b) Carregador 7 kW - Transformador 5950

Fonte: Autor (2022)

A partir do box plot verifica-se neste caso, que a CH para ambos carregadores apresenta comportamento idêntico obtendo convergência a partir de 300 cenários simulados.

Na Figura 5.8 é apresentada a tendência da média (mean) e do desvio padrão (std). Nesta avaliação, a quantidade de cenários para que ocorra a estabilidade é diferente para cada carregador, sendo a partir de 400 cenários para o carregador de 3,6 kW com desvio padrão abaixo de 2, e de 800 para o carregador de 7 kW com desvio padrão próximo a 1,2.

Figura 5.3 – Avaliação da sensibilidade de cenários - Transformador 5950



(b) Carregador 7 kW - Transformador 5950

Figura 5.4 – Avaliação estatística da sensibilidade - Transformador 5950

## 5.2.3 Rede de Média Tensão - Alimentador 16

A análise da sensibilidade da rede de média tensão do Alimentador 16 em relação ao número de cenários simulados foram realizadas com todos os seus transformadores, 197 unidades com a utilização dos carregadores de 3,6 e 7 kW, e com 50% de carregamento de VEs em seus secundários. Na Figura 5.5 são mostrados os cenários obtidos para a CH e o tempo de processamento relativo para cada carregador.



(b) Carregador 7 kW - Alimentador 16



Constata-se que, para o carregador de 3,6 kW a quantidade de cenários simulados não influencia no resultado final da CH para a rede de média tensão do Alimentador 16. Sendo possível a inserção de 567 VEs em todos os cenários, conforme pôde ser verificado na Seção 4.7. Por outro lado, quando utiliza-se o carregador de 7 kW, a quantidade de cenários em que o número de VEs se estabiliza acontece a partir de 500 cenários simulados, em torno de 35000 segundos, pouco mais de 9 horas. Este comportamento também pode ser observado na Figura 5.6, com convergência dos valores da média (272 VEs) e o desvio padrão (4 VEs).



Figura 5.6 – Avaliação estatística da sensibilidade - Alimentador 16

## 5.2.4 Análises e Conclusões

Simulações detalhadas de avaliação de CH são computacionalmente intensivas devido à necessidade de cálculos iterativos. De acordo com o exemplo utilizado na seção 5.2, um transformador com 20 UCs trifásicas e 10 VEs utilizaria de 184756 simulações para que todas as possibilidades fossem avaliadas. Neste caso o tempo médio estimado seria de 513,21 horas, ou seja, 21,38 dias.

Em todos os casos simulados, a quantidade de cenários em que houve a estabilização dos valores ficaram abaixo de 1000. Na Tabela 5.1 é possível comparar a quantidade de cenários e o tempo em que ocorre a convergência para os transformadores 6982 e 5950. Ao avaliar a metodologia para a rede de média tensão completa para o Alimentador 16 a convergência ocorre a partir de 500 cenários, totalizando um tempo de 5,55 horas de simulação.

Tabela 5.1 – Análise do tempo de processamento

Transformador	Cenários	Tempo
6982	600	$30 \min$
5950	800	$33 \min$
Metodologia	1000	$50 \min$

Fonte: Autor (2022)

Conclui-se, então, que 1000 cenários é um número adequado para que haja a precisão dos resultados e que não aumente demasiadamente o tempo computacional, obtendo uma boa relação custo benefício.

## 5.3 Correntes Harmônicas

As medições das correntes harmônicas foram realizadas em uma instalação residencial em condições reais de carregamento, conforme pode ser visualizado nas fotos do Apêndice D. O veículo iEV40, foi carregado em um circuito exclusivo, ligado no QDG da instalação, utilizando de um carregador de 3,6 kW (JAC) e um carregador de 11 kW (ABB) conforme apresentado na Figura 5.7. Os índices de qualidade de energia foram medidos usando um analisador de qualidade de energia trifásico - Embrasul RE8000. Este equipamento possui certificado Classe A conforme norma IEC61000-4-30. Os registros foram realizados em períodos de agregação 10 min durante todo o carregamento do VE, assim os valores médios desse período são utilizados para as simulações.



Figura 5.7 – Esquema de medição da estação de carregamento residencial

Fonte: Autor (2022)

As características harmônicas medidas do carregador foram usadas para realizar as simulações. O carregador do VE pode consumir uma variedade de níveis de potência com base no sistema de carregamento ao qual está conectado. Como exemplo, ao utilizar o carregador de 11 kW, a recarga do veículo é limitada a 7 kW, pois o inversor interno do VE tem essa limitação de potência para carregamentos em CA para o conector do tipo 2. Portanto, na prática o carregador de 11kW comporta-se com um carregador de 7 kW.

### 5.3.1 Casos Simulados

Os seguintes casos foram simulados para os transformadores 6982 e 5950, com a rede de média tensão representada de forma equivalente:

- Caso 0 Harmônicos correspondentes ao artigo de Aljanad e Mohamed (2016);
- Caso 1 Harmônicos do Caso 0 com ângulo zero;
- Caso 2 Harmônicos medidos dos carregadores com ângulo zero;
- Caso 3 Harmônicos do Caso 2 acrescidos dos harmônicos gerados pelas UCs conforme conteúdo padronizado pelo OpenDSS;
- Caso 4 Harmônicos medidos dos carregadores adquiridos no P&D, acrescido dos harmônicos medidos numa UC em Poços de Caldas com ângulo zero.

O Caso 0, tem como referência os harmônicos do trabalho de Aljanad e Mohamed (2016) que são utilizados nos estudos de caso do Capítulo 4.

O Caso 1, simula um cenário hipotético, onde os ângulos de fase das correntes injetadas pelo carregador do Caso 0 foram alterados para 0°.

O Caso 2, utiliza os dados medidos com o carregador de 3,6 e 7 kW com os ângulos alterados para  $0^{\circ}$ . A Figura 5.8 mostra os níveis de harmônicos de corrente para os carregadores de 3,6 e 7 kW.



Figura 5.8 – Harmônicos de corrente medidos para os carregadores

Fonte: Autor (2022)

Destaca-se que os Casos 0, 1 e 2 analisam o efeito somente das correntes harmônicas geradas pelos carregadores.

No Caso 3, além dos harmônicos gerados pelos carregadores, são considerados os harmônicos injetados na rede pelas UCs de acordo com padrão do OpenDSS conforme dados contidos na Tabela 5.2.

Harmônico	Magnitude (%)	Ângulo (°)
1	100,00	0
2	0,00	0
3	15,00	180
4	0,00	0
5	20,00	180
6	0,00	0
7	14,00	180
8	0,00	0
9	1,00	180
10	0,00	0
11	9,00	180
12	0,00	0
13	7,00	180
14	0,00	0
15	0,00	0

Tabela5.2 – Harmônicos de corrente do OpenDSS

Fonte: Autor	(2022)
--------------	--------

Por fim, o Caso 4 simula um cenário real, utilizando os harmônicos obtidos de medições tanto dos carregadores como de uma UC em Poços de Caldas. Na Figura 5.9 são exibidos os harmônicos do padrão do OpenDSS e medidos na UC.



Figura 5.9 – Comparação das ordens harmônicas do padrão OpenDSS com o medido na UC Fonte: Autor (2022)

## 5.3.2 Análises e Conclusões

Os resultados para o transformador 6982 com a utilização dos carregadores de 3,6 e 7 kW são mostrados na Figura 5.10. De modo geral, observa-se o aumento gradativo da DHTV em relação ao aumento do número de VEs. O valores de DHTV apresentados correspondem ao valor máximo das medições obtidas nos diversos pontos de monitoração da rede.



(a) Carregador 3,6 kW - Transformador 6982



(b) Carregador 7 kW - Transformador 6982

Figura 5.10 – Casos simulados para avaliação da DHTV - Transformador 6982

Fonte: Autor (2022)

Com a utilização do carregador de 3,6 kW admite-se 11 VEs, chegando ao máximo de 9% de distorção para o Caso 3. Já para o carregador de 7 kW, os valores de distorção ultrapassam 10% em alguns casos com 7 VEs admitidos. Ressalta-se que de acordo com ANEEL (2020), o valor limite para o DHTV é 10%.

A Figura 5.11 apresenta os resultados obtidos para o transformador 5950 para toda a faixa de VEs admitida nas simulações. Nota-se, que nesse transformador os valores de distorção não ultrapassam os 10%, ou seja, o critério de DHTV não foi violado em nenhum caso.



(a) Carregador 3,6 kW - Transformador 5950



(b) Carregador 7 kW - Transformador 5950

Figura 5.11 – Casos simulados para avaliação da DHTV - Transformador 5950

Fonte: Autor (2022)

De acordo com os resultados, a alteração de ângulo de fase dos harmônicos injetados do Caso 1 quando comparado ao Caso 0 não influenciou no indicador DHTV. Os harmônicos gerados pelos carregadores adquiridos pelo P&D são menos impactantes para o sistema quando comparados àqueles da referência de Aljanad e Mohamed (2016). Os harmônicos gerados pela UC medida em Poços de Caldas impactam menos o sistema quando comparados com os padrões propostos pela OpenDSS.

Os resultados das simulações forneceram uma indicação dos níveis de DHTV previstos devido ao carregamento de VEs. A Tabela 5.3 faz uma comparação das violações ocorridas para os casos simulados no transformador 6982. Destaca-se o Caso 2, que não houve violação do limite de DHTV utilizando-se de medições em carregadores comerciais. No Caso 3, os harmônicos injetados segundo padrão do OpenDSS aumentaram em quatro vezes as violações ocorridas. Já para o carregador 3,6 kW, em nenhum dos casos houve violação de DHTV.

Violações [%]	3,6 kW	$7  \mathrm{kW}$
Caso 0	0	$3,\!9$
Caso 1	0	3,9
Caso 2	0	0
Caso 3	0	15,7
Caso 4	0	0

Tabela 5.3 – Resumo das violações de DHTV - Transformador 6982

Fonte: Autor (2022)

A partir desses resultados conclui-se para o sistema estudado, que capacidade de hospedagem de VEs da rede de distribuição é pouco influenciada pelo critério de desempenho baseado na DHTV.

## 5.4 Considerações Finais

A análise de sensibilidade quanto ao número de cenários simulados indicam a convergência dos resultados de CH em um número menor que proposto na tese (1000), demonstrando sua eficácia quanto a precisão sem onerar o tempo de processamento.

Ao serem comparados com os harmônicos gerados pelos carregadores mencionados em Aljanad e Mohamed (2016), os harmônicos produzidos pelos carregadores adquiridos por meio do P&D apresentaram menor impacto no sistema. Da mesma forma, quando confrontados com os padrões estabelecidos pelo OpenDSS, os harmônicos gerados pela UC, medidos em Poços de Caldas, tiveram uma influência reduzida no sistema. Desta forma, a utilização de dados baseados em literatura internacional deve ser usada com precaução, pois pode não corresponder a realidade nacional.

# 6 Conclusões

## 6.1 Conclusões Gerais

É de conhecimento que o número de VEs está aumentando em todo mundo, suas vantagens são bem conhecidas, destacando-se: desprezíveis emissões de poluentes, possibilidade de integração com fontes renováveis, maior eficiência energética e melhor desempenho do que os veículos convencionais movidos a combustível fóssil. Por outro lado, os impactos trazidos pela integração deste tipo de carga tem sido avaliados em diversas publicações, que aplicam vários métodos de simulação e critérios de desempenho da rede de distribuição. Metodologias determinísticas, estocásticas ou temporais tem sido utilizadas para determinar a CH que atenda os critérios de desempenho definidos.

Nesse sentido, o presente trabalho teve por objetivo propor uma nova metodologia para a avaliação da capacidade de hospedagem de VEs na rede de distribuição combinando métodos determinísticos e estocásticos. A metodologia proposta leva em consideração cinco critérios de desempenho da rede, para determinação da capacidade de hospedagem das redes de baixa e média tensão.

Uma das características intrínsecas da alocação dos VEs é que não se pode prever quando, e, em que pontos da rede eles serão instalados. Sendo assim, o método estocástico foi utilizado para modelar determinadas incertezas inerentes ao processo de alocação.

Os resultados evidenciam que os critérios de desempenho utilizados modificam a capacidade de hospedagem da rede, ou seja, eles devem ser avaliados em conjunto e não de forma individual. Uma análise comparativa dos resultados obtidos para os transformadores 6982 e 5950, demonstram que a CH quando se aplica critérios individuais e conjuntos pode causar erros significativos. Os resultados do transformador 5950 mostram que a CH para a avaliação individual de DHTV chega a 20 VES para o carregador de 7 kW, enquanto comparado com a avaliação de todos os critérios em conjunto este valor é de 3 unidades em quase 40% das simulações.

Além das variáveis aleatórias consideradas, a capacidade de hospedagem depende das características intrínsecas da rede de distribuição analisada, como por exemplo, a ampacidade dos condutores, sendo que a quantidade de veículos alocados não resulta em um único valor e sim numa faixa de valores.

A alocação dos VEs no sistema de distribuição é diferente para cada região. Em nível local, a jusante do transformador, o carregamento de VE pode causar impactos na rede de distribuição, como sobrecarga nos condutores e subtensões observadas nas simulações realizadas. As violações de subtensões nos transformadores e sobrecarga nos condutores são significativamente mais comuns em altos níveis de penetração; no entanto, apesar disso, para a grande maioria das simulações, não há violações mesmo com penetração de 100% para os Alimentadores 16 e 28 do estudo de caso. Por outro lado, as violações de sobrecarga nos condutores ocorridas para o Alimentador 44, representam mais de 80% das simulações. O critério de desequilíbrio de tensão não foi violado em nenhum dos cenários simulados porque a metodologia trabalha com uma distribuição equitativa dos carregadores nas fases da rede de distribuição.

As projeções realizadas, para os cenários futuros, mostram que as redes primárias dos Alimentadores 16 e 28 do estudo de caso estão aptas a hospedar os VEs até 2025, desde que os secundários dos transformadores não sejam carregados com 100% da sua capacidade de hospedagem e que suas cargas sejam mantidas inalteradas. Os resultados obtidos para o Alimentador 44 mostram que a capacidade de hospedagem da rede não atende o cenário agressivo de instalação de VEs para o ano 2025.

Após a análise de sensibilidade em relação ao número de cenários simulados, constatou-se que os resultados de CH convergem com sucesso em um número inferior ao proposto na tese (1000), o que demonstra a eficácia do método em garantir a precisão sem prejudicar o tempo de processamento.

Os harmônicos gerados pelos carregadores adquiridos por meio do projeto de Pesquisa apresentaram menor impacto no sistema, quando comparados com os harmônicos da literatura. Da mesma forma, quando comparados com os padrões estabelecidos pelo OpenDSS, os harmônicos gerados pela UC, medidos em Poços de Caldas, tiveram um impacto reduzido no sistema.

A metodologia proposta nesta tese pode ser usada para identificar os pontos fracos da rede onde ocorrem violação dos critérios de desempenho estabelecidos e consequentemente subsidiar o setor de planejamento da distribuição na definição de medidas mitigadoras para atender às metas de penetração futura.

Dessa forma, conclui-se que a metodologia proposta, associada ao *script* desenvolvido, representa um recurso importante para os engenheiros de planejamento do sistema de distribuição no contexto de redes inteligentes.

# 6.2 Vantagens e Desvantagens da Metodologia Proposta

A metodologia proposta tem as seguintes vantagens quando comparadas com as demais:

- Utilização de *softwares* livres, compatível com diversas plataformas;
- Avaliação da capacidade de hospedagem de VEs para diferentes tipos de carregadores, podendo ser atualizado pelo usuário à medida que novos equipamentos forem lançados no mercado;
- Emprego de cinco critérios de desempenho de forma conjunta ou individual;
- Avaliação em todos os nós do sistema de distribuição de baixa e média tensão;
- Emissão de relatório de capacidade de hospedagem dos transformadores contendo informações sobre os resultados obtidos. Os critérios de desempenho avaliados podem ser visualizados de forma individual conforme Apêndice B.
- Mapas interativos, com a localização dos VEs e que são bem compreendidos por todas as partes interessadas;
- Replicável a qualquer sistema de distribuição, devido à sua compatibilidade com a BDGD das concessionárias de distribuição brasileiras.
- A capacidade de hospedagem para todos os cenários é calculada em minutos por alimentador, propiciando maior eficiência computacional.

Por outro lado, a metodologia tem as seguintes desvantagens:

- Não avaliar o sistema de distribuição durante o período completo de 24 horas, considera apenas o horário de pico entre 19 e 20 horas, que corresponde ao pior cenário do ponto de vista de carregamento da rede;
- Apenas um alimentador é analisado de cada vez, não considerando os impactos em toda a rede primária de distribuição.

## 6.3 Trabalhos Futuros

Nesta tese, apenas a introdução dos VEs foi avaliada, de modo que a principal preocupação é com relação ao carregamento do VE. Por outro lado, a combinação da GD e sistemas de armazenamento nas redes de distribuição pode se tornar uma preocupação. Portanto, é possível que algumas redes experimentem sobretensões e subtensões durante diferentes períodos do dia. A GD e os sistemas de armazenamento estavam além do escopo desta tese; entretanto, a metodologia proposta pode ser adaptada para incluir na sua avaliação de modo que a CH de VEs possa ser avaliada em outros períodos de tempo com a entrada de GD e armazenamento.

Como proposta para desenvolvimento de trabalhos futuros propõe-se incluir na metodologia:

- Avaliação conjunta de diversos alimentadores de média tensão;
- Seleção de UCs trifásicas e monofásicas como variável aleatória a ser sorteada;
- Integração no cálculo da capacidade de hospedagem os SFVs e os armazenadores de energia;
- Criar e disponibilizar na biblioteca do software um banco de dados sobre os harmônicos gerados pelos diversos carregadores disponíveis no mercado nacional.

Outros trabalhos futuros na área estarão associados à Tecnologia da Informação, ao *Big Data* e à *Machine Learning*. Não pode-se também deixar de lado a elaboração de regras de conexão para estações de recarga de veículos elétricos com a definição de limites de capacidade e tensão para instalações residenciais e públicas, assim como os tipos de carregadores permitidos.

# 6.4 Publicações e Registro de Software

O desenvolvimento deste trabalho de tese gerou os seguintes resultados:

#### Artigo publicado em períodico

CARMELITO, Bruno Eduardo et al. Hosting Capacity of Electric Vehicles on LV/MV Distribution Grids—A New Methodology Assessment. Energies, v. 16, n. 3, p. 1509, 2023.

#### Registro de software

A metodologia foi registrada no Instituto Nacional da Propriedade Industrial (INPI) através do Certificado de Registro de Programa de Computador nº BR512022001808-0, intitulada EVGrid-*Hosting Capacity Evalution for Electric Vehicle*, expedido em 19/07/22.
#### Artigo submetido em conferência

Artigo submetido à XV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (XV CBQEE), aguardando avaliação.

### Referências

ABIDEEN, M. Zain ul; ELLABBAN, O.; AL-FAGIH, L. A review of the tools and methods for distribution networks' hosting capacity calculation. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 13, n. 11, p. 2758, 2020. Citada na página 44.

AFONSO, M. H. et al. Como construir conhecimento sobre o tema de pesquisa? aplicação do processo proknow-c na busca de literatura sobre avaliação do desenvolvimento sustentável. *Revista de Gestão Social e Ambiental*, v. 5, n. 2, p. 47–62, 2011. Citada na página 26.

ALJANAD, A.; MOHAMED, A. Harmonic impact of plug-in hybrid electric vehicle on electric distribution system. *Modelling and Simulation in Engineering*, Hindawi, v. 2016, 2016. Citada 3 vezes nas páginas 58, 99 e 103.

ANEEL, A. N. d. E. E. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST; Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. 2020. https://www.aneel.gov.br/modulo-8. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada 4 vezes nas páginas 36, 47, 102 e 122.

ANEEL, A. N. de E. E. Chamada nº 22/ 2018 - Projeto de Estratégico: "Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente". 2019. https://www. aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\_publisher/zXQREz8EV1Z6/ content/chamada-de-p-d-da-aneel-atinge-meio-bilhao-de-reais-de-\ investimentos-em-mobilidade-eletrica-eficiente/656877?inheritRedirect= false. [Online; accessed 06-July-2020]. Citada na página 20.

ANEEL, A. N. de E. E. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST; Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório. 2020. https://www.aneel.gov.br/modulo-10. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada na página 45.

ANFAVEA, A. N. dos Fabricantes de V. A. Anuário da Indústria Automobilítica BRasileira. 2022. https://anfavea.com.br/site/anuarios/. [Online; accessed 12-October-2022]. Citada na página 19.

ARIAS, N. B. et al. Adaptive robust linear programming model for the charging scheduling and reactive power control of ev fleets. In: IEEE. 2021 IEEE Madrid PowerTech. [S.l.], 2021. p. 1–6. Citada na página 42.

ARNASTAUSKAITĖ, J.; RUZGAS, T.; BRAŽĖNAS, M. An Exhaustive Power Comparison of Normality Tests. Mathematics 2021, 9, 788. [S.l.]: s Note: MDPI stays neu-tral with regard to jurisdictional claims in ..., 2021. Citada na página 133.

BACCINO, F. et al. A methodology for evaluating pevs hosting capacity margins in distribution grids. In: IEEE. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. [S.l.], 2012. p. 1–6. Citada na página 40.

BAROUCHE, I. d. O. et al. Análise comparativa e proposições de metodologias de cálculo de perdas técnicas. [sn], 2017. Citada na página 122.

BBC News. Coronavírus: imagens da Nasa mostram queda da poluição na China em meio ao surto. 2020. https://www.bbc.com/portuguese/internacional-51699211. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada na página 18.

BENTLEY, E. C. et al. The interactive effects of multiple ev chargers within a distribution network. In: 2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6. Citada na página 35.

BENZERGA, A. et al. Probabilistic capacity assessment for three-phase low-voltage distribution networks. In: IEEE. 2021 IEEE 15th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG). [S.I.], 2021. p. 1–6. Citada 2 vezes nas páginas 41 e 44.

BIBRA, E. M. et al. Global ev outlook 2021: Accelerating ambitions despite the pandemic. 2021. Citada na página 18.

BIELIŃSKI, T.; KWAPISZ, A.; WAŻNA, A. Electric bike-sharing services mode substitution for driving, public transit, and cycling. *Transportation research part D:* transport and environment, Elsevier, v. 96, p. 102883, 2021. Citada na página 16.

BIRNIE, D. P. Solar-to-vehicle (s2v) systems for powering commuters of the future. *Journal of Power Sources*, Elsevier, v. 186, n. 2, p. 539–542, 2009. Citada na página 34.

BLANK, J.; DEB, K. pymoo: Multi-objective optimization in python. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 89497–89509, 2020. Citada na página 123.

BOLLEN, M. H.; RÖNNBERG, S. K. Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 10, n. 9, p. 1325, 2017. Citada na página 40.

BOMMARITO, E.; BOMMARITO, M. An empirical analysis of the python package index (pypi). *arXiv preprint arXiv:1907.11073*, 2019. Citada na página 123.

BONO, R. et al. Non-normal distributions commonly used in health, education, and social sciences: A systematic review. *Frontiers in psychology*, Frontiers Media SA, v. 8, p. 1602, 2017. Citada na página 133.

BRASIL, P. D. R. *LEI N<sup>o</sup>* 13.755 *DE* 30 *DE DEZEMBRO DE 2018*. 2018. http://www.planalto.gov.br/ccivil\_03/\_ato2015-2018/2018/lei/L13755.htm. [Online; accessed 21-September-2021]. Citada na página 20.

BRINKEL, N. et al. Should we reinforce the grid? cost and emission optimization of electric vehicle charging under different transformer limits. *Applied Energy*, Elsevier, v. 276, p. 115285, 2020. Citada na página 38.

CARNEIRO, M. d. S. Utilização do software opendss para cálculo das perdas técnicas em redes de distribuição. 2019. Citada na página 122.

CASTRO, A. Gil-de; RöNNBERG, S. K.; BOLLEN, M. H. J. Harmonic interaction between an electric vehicle and different domestic equipment. In: 2014 International Symposium on Electromagnetic Compatibility. [S.l.: s.n.], 2014. p. 991–996. Citada na página 35. CHEN, N.; TAN, C. W.; QUEK, T. Q. Electric vehicle charging in smart grid: Optimality and valley-filling algorithms. *IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing*, IEEE, v. 8, n. 6, p. 1073–1083, 2014. Citada na página 38.

CHUNG, Y.-W. et al. Electric vehicle user behavior prediction using hybrid kernel density estimator. In: IEEE. 2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). [S.I.], 2018. p. 1–6. Citada na página 38.

COLMENAR-SANTOS, A. et al. Electric vehicle charging strategy to support renewable energy sources in europe 2050 low-carbon scenario. *Energy*, Elsevier, v. 183, p. 61–74, 2019. Citada na página 38.

CORREIO BRAZILIENSE. Imagens de satélite mostram como a quarentena reduz a poluição. 2020. https://www.correiobraziliense. com.br/app/noticia/brasil/2020/04/13/interna-brasil,844116/ imagens-de-satelite-mostram-como-a-quarentena-reduz-a-poluicao.shtml. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada na página 18.

CPFL, C. P. d. F. e. L. *Mobilidade Elétrica - Emotive*. 2013. https: //www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Paginas/ pa0060-mobilidade-eletrica.aspx. [Online; accessed 21-September-2021]. Citada na página 37.

CUNDEVA, S.; MATESKA, A. K.; BOLLEN, M. H. Hosting capacity of lv residential grid for uncoordinated ev charging. In: IEEE. 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). [S.l.], 2018. p. 1–5. Citada 2 vezes nas páginas 39 e 41.

DARMAWARDANA, D. et al. Analysis of high frequency (supraharmonics) emissions caused by electric vehicle charging. In: 2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–6. Citada na página 35.

DAS, H. et al. Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 120, p. 109618, 2020. Citada na página 28.

DENATRAN, D. N. de T. Frota de Veículos. 2022. https://www.gov. br/infraestrutura/pt-br/assuntos/transito/conteudo-denatran/ estatisticas-frota-de-veiculos-denatran. [Online; accessed 12-October-2022]. Citada 2 vezes nas páginas 19 e 85.

DIMAS, C. et al. Parallel computing and multicore platform to assess electric vehicle hosting capacity. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 56, n. 5, p. 4709–4717, 2020. Citada 3 vezes nas páginas 41, 42 e 44.

DMED, D. D. S. Fornecimento de energia elétrica em baixa tensão. Norma Técnica de Baixa Tensão, 2018. Citada na página 48.

DRUDE, L.; JUNIOR, L. C. P.; RÜTHER, R. Photovoltaics (pv) and electric vehicle-to-grid (v2g) strategies for peak demand reduction in urban regions in brazil in a smart grid environment. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 68, p. 443–451, 2014. Citada na página 27.

DUBEY, A. Impact of electric vehicle loads on utility distribution network voltages. 2012. Citada na página 40.

DUGAN, R. C. Reference guide. *The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. *EPRI*, 2016. Citada 2 vezes nas páginas 121 e 122.

EL-BAYEH, C. Z. et al. Impact of considering variable battery power profile of electric vehicles on the distribution network. In: IEEE. 2018 4th International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC). [S.l.], 2018. p. 1–8. Citada na página 40.

ENSSLIN, L. et al. Proknow-c, knowledge development process-constructivist. *Processo técnico com patente de registro pendente junto ao INPI. Brasil*, v. 10, n. 4, p. 2015, 2010. Citada na página 26.

EPRI. Impact factors, methods, and considerations for calculating and applying hosting capacity. [S.l.]: EPRI Palo Alto, CA, USA, 2018. Citada 2 vezes nas páginas 42 e 89.

ERNESTI, J.; KAISER, P. Python 3. [S.l.]: Rheinwerk, 2017. Citada na página 121.

FAN, V. H.; MENG, K.; DONG, Z. Integration of electric vehicle load and charging infrastructure in distribution network. In: IEEE. 2021 IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (ITEC). [S.l.], 2021. p. 1–6. Citada na página 44.

FERNANDEZ, D. et al. Electrical vehicles impact analysis for distribution systems with thd and load profile study. In: IEEE. 2015 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA). [S.l.], 2015. p. 1–6. Citada na página 40.

FORTES, M. Z. et al. Impact analysis of plug-in electric vehicle connected in real distribution network. *IEEE Latin America Transactions*, IEEE, v. 14, n. 5, p. 2239–2245, 2016. Citada 2 vezes nas páginas 37 e 40.

FU, T.-c. A review on time series data mining. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, Elsevier, v. 24, n. 1, p. 164–181, 2011. Citada na página 42.

GATTA, F. et al. Pq and hosting capacity issues for ev charging systems penetration in real mv/lv networks. In: IEEE. 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC). [S.l.], 2016. p. 1–7. Citada na página 40.

GHASEMI, A.; ZAHEDIASL, S. Normality tests for statistical analysis: a guide for non-statisticians. *International journal of endocrinology and metabolism*, Brieflands, v. 10, n. 2, p. 486, 2012. Citada na página 133.

GIBSON, T. L.; KELLY, N. A. Solar photovoltaic charging of lithium-ion batteries. In: IEEE. 2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference. [S.l.], 2009. p. 310–316. Citada na página 34.

GONG, Q. et al. Study of pev charging on residential distribution transformer life. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 3, n. 1, p. 404–412, 2011. Citada 2 vezes nas páginas 37 e 44.

Google. Google Scholar. 2022. https://scholar.google.com.br/. [Online; accessed 12-October-2022]. Citada na página 26.

GRAY, M. K.; MORSI, W. G. Power quality assessment in distribution systems embedded with plug-in hybrid and battery electric vehicles. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 30, n. 2, p. 663–671, 2014. Citada na página 40.

HARZING, A. *Publish or Perish.* 2022. https://harzing.com/resources/ publish-or-perish. [Online; accessed 12-October-2022]. Citada na página 26.

HU, J. et al. Assessment for voltage violations considering reactive power compensation provided by smart inverters in distribution network. *Frontiers in Energy Research*, Frontiers, v. 9, p. 352, 2021. Citada na página 42.

HU, Q.; LI, H.; BU, S. The prediction of electric vehicles load profiles considering stochastic charging and discharging behavior and their impact assessment on a real uk distribution network. *Energy procedia*, Elsevier, v. 158, p. 6458–6465, 2019. Citada 2 vezes nas páginas 41 e 44.

IBGE, I. B. de Geografia e E. *Cidades e Estados.* 2021. https://www.ibge.gov.br/ cidades-e-estados/mg/pocos-de-caldas.html. [Online; accessed 30-August-2021]. Citada na página 52.

IEA, I. E. A. *Global EV outlook 2020 – analysis.* 2020. https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada 3 vezes nas páginas 17, 18 e 19.

IEA, I. E. A. Global EV outlook 2022 – Securing supplies for an electric future. 2022. https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022. [Online; accessed 12-October-2022]. Citada 4 vezes nas páginas 19, 21, 22 e 29.

IOAKIMIDIS, C. S. et al. Peak shaving and valley filling of power consumption profile in non-residential buildings using an electric vehicle parking lot. *Energy*, Elsevier, v. 148, p. 148–158, 2018. Citada na página 38.

IPEN, I. de Pesquisas Energéticas e N. *Imagens de satélite confirmam redução na poluição de São Paulo*. 2020. https://www.ipen.br/portal\_por/portal/interna.php?secao\_id=39&campo=14118. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada na página 18.

IRENA, I. R. E. A. Global energy transformation: A roadmap to 2050. 2019. https://www.irena.org/publications/2019/Apr/ Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada na página 18.

JONES, C. B. et al. Uncontrolled electric vehicle charging impacts on distribution electric power systems with primarily residential, commercial or industrial loads. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 14, n. 6, p. 1688, 2021. Citada 2 vezes nas páginas 42 e 44.

JUNIOR, J. A. C.; SANTOS, L. B. Estado e indústria automobilística no brasil: Análise das políticas inovar-auto e rota 2030. *ENTRE-LUGAR*, v. 11, n. 21, p. 101–127, 2020. Citada na página 20.

KAM, M. V. D.; SARK, W. van. Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study. *Applied energy*, Elsevier, v. 152, p. 20–30, 2015. Citada na página 33.

KAMRUZZAMAN, M.; BENIDRIS, M. A smart charging strategy for electric vehicles to increase their hosting capacity in distribution systems. In: IEEE. 2019 North American Power Symposium (NAPS). [S.l.], 2019. p. 1–6. Citada na página 41.

KAMRUZZAMAN, M.; BHUSAL, N.; BENIDRIS, M. Determining maximum hosting capacity of electric distribution systems to electric vehicles. In: IEEE. 2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. [S.l.], 2019. p. 1–7. Citada 3 vezes nas páginas 41, 42 e 44.

KAMRUZZAMAN, M. et al. A method to evaluate the maximum hosting capacity of power systems to electric vehicles. In: IEEE. 2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). [S.1.], 2020. p. 1–6. Citada na página 40.

KELLY, N. A.; GIBSON, T. L. Solar photovoltaic charging of high voltage nickel metal hydride batteries using dc power conversion. *Journal of Power Sources*, Elsevier, v. 196, n. 23, p. 10430–10441, 2011. Citada na página 34.

KOPELIAS, P. et al. Connected & autonomous vehicles–environmental impacts–a review. *Science of the total environment*, Elsevier, v. 712, p. 135237, 2020. Citada na página 18.

LAMEDICA, R. et al. Integrating electric vehicles in microgrids: Overview on hosting capacity and new controls. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 55, n. 6, p. 7338–7346, 2019. Citada 2 vezes nas páginas 39 e 40.

LAMEDICA, R. et al. Harmonic disturbance control in islanded smart grids. In: IEEE. 2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM). [S.l.], 2018. p. 650–655. Citada na página 40.

LEOU, R.-C.; SU, C.-L.; LU, C.-N. Stochastic analyses of electric vehicle charging impacts on distribution network. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 3, p. 1055–1063, 2013. Citada na página 41.

LETHA, S. S.; BOLLEN, M. Impact of Electric Vehicle Charging on The Power Grid. [S.l.]: Luleå University of Technology, 2021. Citada na página 35.

LI, Z. et al. A new real-time smart-charging method considering expected electric vehicle fleet connections. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 6, p. 3114–3115, 2014. Citada na página 38.

LIMA, E. J. d. et al. Proposta de metodologia híbrida para determinação de capacidade de hospedagem de fontes de geração distribuída com fonte solar em redes de distribuição. Universidade Federal de Uberlândia, 2021. Citada 3 vezes nas páginas 40, 41 e 42.

LIU, L. et al. A review on electric vehicles interacting with renewable energy in smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 51, p. 648–661, 2015. Citada na página 40.

MAHMUD, K.; TOWN, G. A review of computer tools for analyzing the impact of electric vehicles on power distribution. In: IEEE. 2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). [S.I.], 2015. p. 1–6. Citada na página 121.

MALANO, A. A. et al. Harmonic interaction of electric vehicle chargers in a central charging infrastructure. In: 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). [S.l.: s.n.], 2016. p. 367–372. Citada na página 35.

MARAH, B.; EKWUE, A. Probabilistic load flows. In: IEEE. 2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). [S.l.], 2015. p. 1–6. Citada na página 41.

MARCINCIN, O.; MEDVEC, Z. Concept of charging stations for electric cars. In: IEEE. *Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. [S.l.], 2014. p. 169–172. Citada na página 28.

MCGILL, E. Flexible criteria for assessing ev hosting capacity in stochastic load-flow simulations. University of Canterbury, 2021. Citada na página 31.

MEGHA, A.; MAHENDRAN, N.; ELIZABETH, R. Analysis of harmonic contamination in electrical grid due to electric vehicle charging. In: 2020 Third International Conference on Smart Systems and Inventive Technology (ICSSIT). [S.l.: s.n.], 2020. p. 608–614. Citada 2 vezes nas páginas 35 e 36.

MELGAR-DOMINGUEZ, O. D. et al. An economic-environmental asset planning in electric distribution networks considering carbon emission trading and demand response. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 181, p. 106202, 2020. Citada na página 16.

MEYER, J. et al. Comparison of methods for modelling electric vehicle chargers for harmonic studies. In: 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC). [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–7. Citada na página 35.

MIRBAGHERI, S. et al. Monte carlo procedure to evaluate the e-mobility impact on the electric distribution grid. In: IEEE. 2018 International Conference of Electrical and Electronic Technologies for Automotive. [S.l.], 2018. p. 1–6. Citada na página 40.

MISRA, R. et al. Harmonic distortion minimization in power grids with wind and electric vehicles. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 10, n. 7, p. 932, 2017. Citada na página 40.

MONTENEGRO, D.; DUGAN, R. Opendss and opendss-pm open source libraries for ni labview. In: IEEE. 2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA). [S.l.], 2017. p. 1–5. Citada na página 121.

MULENGA, E.; BOLLEN, M. H.; ETHERDEN, N. Adapted stochastic pv hosting capacity approach for electric vehicle charging considering undervoltage. *Electricity*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 2, n. 3, p. 387–402, 2021. Citada na página 40.

NELLI, F. The pandas library—an introduction. In: *Python Data Analytics*. [S.l.]: Springer, 2018. p. 87–139. Citada na página 123.

NEOCHARGE. Frota de Veículos. 2022. https://www.neocharge.com.br/ carros-eletricos-brasil. [Online; accessed 12-October-2022]. Citada 3 vezes nas páginas 19, 20 e 28. NUMFOCUS. *Pandas.* 2021. https://pandas.pydata.org/. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada na página 123.

OLIVEIRA, T. T. de; ANTUNES, E. de G.; LEBORGNE, R. C. Analysis of harmonic distortion on low voltage distribution systems with electric vehicles and photovoltaic systems. In: IEEE. 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America). [S.I.], 2019. p. 1–6. Citada na página 40.

OVALLE, A.; HABLY, A.; BACHA, S. Grid optimal integration of electric vehicles: Examples with Matlab implementation. [S.l.]: Springer, 2018. Citada na página 121.

ÖZTUNA, D.; ELHAN, A. H.; TÜCCAR, E. Investigation of four different normality tests in terms of type 1 error rate and power under different distributions. *Turkish Journal of Medical Sciences*, v. 36, n. 3, p. 171–176, 2006. Citada na página 133.

PALOMINO, A.; PARVANIA, M. Probabilistic impact analysis of residential electric vehicle charging on distribution transformers. In: IEEE. 2018 North American Power Symposium (NAPS). [S.l.], 2018. p. 1–6. Citada na página 44.

PAOLO, M. D. Analysis of harmonic impact of electric vehicle charging on the electric power grid, based on smart grid regional demonstration project — los angeles. In: 2017 IEEE Green Energy and Smart Systems Conference (IGESSC). [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5. Citada na página 35.

PINTO, D. R. et al. Analysis of the impact on power quality during the recharge of electric vehicles and vehicle-to-grid functionality. In: IEEE. 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). [S.l.], 2017. p. 1–6. Citada na página 38.

PINTO, D. R. et al. Field investigation of the power quality impact of electric vehicles in secondary residential systems. In: IEEE. 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). [S.l.], 2018. p. 1–6. Citada 3 vezes nas páginas 29, 36 e 44.

PLUGSHARE. *PluShare - EV Charging Stattion*. 2022. https://www.plugshare.com/. [Online; accessed 11-October-2022]. Citada na página 30.

PNME, P. N. de M. E. *1 Anuário Brasileiro da Mobilidade Elétrica*. 2020. https://www.pnme.org.br/biblioteca/1o-anuario-brasileiro-da-mobilidade-eletrica/. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada 5 vezes nas páginas 21, 22, 30, 85 e 86.

PRADHAN, P. et al. Reducing the impacts of electric vehicle charging on power distribution transformers. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 210183–210193, 2020. Citada na página 40.

RADATZ, P. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software opendss. *São Paulo*, 2015. Citada na página 122.

RAMADHANI, U. H. et al. Probabilistic load flow analysis of electric vehicle smart charging in unbalanced lv distribution systems with residential photovoltaic generation. *Sustainable Cities and Society*, Elsevier, p. 103043, 2021. Citada na página 40.

RAMADHANI, U. H. et al. Licentiatseminarium: Uncertainty and correlation modeling for load flow analysis of future electricity distribution systems: Probabilistic modeling of low voltage networks with residential photovoltaic generation and electric vehicle charging. Uppsala universitet, 2021. Citada 2 vezes nas páginas 41 e 44.

RHODES, C. J. The 2015 paris climate change conference: Cop21. *Science progress*, SAGE Publications Sage UK: London, England, v. 99, n. 1, p. 97–104, 2016. Citada na página 18.

RICHARDSON, D. B. Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, impacts, and renewable energy integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 19, p. 247–254, 2013. Citada na página 34.

ROSSUM, G. V.; JR, F. L. D. *Python reference manual*. [S.l.]: Centrum voor Wiskunde en Informatica Amsterdam, 1995. Citada na página 123.

ROUT, S.; BISWAL, G. Hosting capacity assessment of electric vehicles integration in active distribution system. In: IOP PUBLISHING. *Journal of Physics: Conference Series.* [S.l.], 2020. v. 1478, n. 1, p. 012006. Citada 2 vezes nas páginas 41 e 44.

SÃO PAULO, F. D. S. P. Nível de poluição na China cai drasticamente após epidemia de coronavírus. 2020. https://www1.folha.uol.com.br/ambiente/2020/03/ nivel-de-poluicao-na-china-cai-drasticamente-apos-epidemia-de-coronavirus. shtml. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada na página 18.

SÃO PAULO, P. D. S. P. *LEI Nº 17.336 DE 30 DE MARÇO DE 2020.* 2020. http: //legislacao.prefeitura.sp.gov.br/leis/lei-17336-de-30-de-marco-de-2020. [Online; accessed 21-September-2021]. Citada na página 21.

SILVA, E. C. D.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; ROMERO, R. Simultaneous distributed generation and electric vehicles hosting capacity assessment in electric distribution systems. *IEEE Access*, IEEE, 2021. Citada na página 42.

SUN, B. et al. Optimal scheduling for electric vehicle charging with discrete charging levels in distribution grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 2, p. 624–634, 2016. Citada na página 38.

SZINAI, J. K. et al. Reduced grid operating costs and renewable energy curtailment with electric vehicle charge management. *Energy Policy*, Elsevier, v. 136, p. 111051, 2020. Citada na página 38.

TIE, C. H.; GAN, C. K.; IBRAHIM, K. A. The impact of electric vehicle charging on a residential low voltage distribution network in malaysia. In: IEEE. 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA). [S.l.], 2014. p. 272–277. Citada na página 40.

TORQUATO, R. et al. Comparative study of the harmonic impact of different plug-in electric vehicles and charging stations—a brazilian case study. In: IEEE. 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). [S.I.], 2016. p. 611–616. Citada na página 37.

UREH, H. C. Impacts of plug-in electric vehicle on residential electric distribution system using stochastic and sensitivity approach. 2011. Citada na página 40.

VALENTINE, K.; TEMPLE, W. G.; ZHANG, K. M. Intelligent electric vehicle charging: Rethinking the valley-fill. *Journal of Power Sources*, Elsevier, v. 196, n. 24, p. 10717–10726, 2011. Citada na página 38.

VALSERA-NARANJO, E. et al. Probabilistic method to assess the impact of charging of electric vehicles on distribution grids. *Energies*, Molecular Diversity Preservation International, v. 5, n. 5, p. 1503–1531, 2012. Citada na página 41.

VAZ, L. F. H.; BARROS, D. C.; CASTRO, B. H. R. d. Veículos híbridos e elétricos: sugestões de políticas públicas para o segmento. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2015. Citada na página 18.

WANG, S. et al. Probabilistic method for distribution network electric vehicle hosting capacity assessment based on combined cumulants and gram-charlier expansion. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 158, p. 5067–5072, 2019. Citada 2 vezes nas páginas 40 e 44.

WATSON, J. D.; WATSON, N. R. Impact of electric vehicle chargers on harmonic levels in new zealand. In: IEEE. 2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia). [S.l.], 2017. p. 1–6. Citada 4 vezes nas páginas 36, 37, 44 e 124.

WATSON, N. R. et al. Impact of electric vehicle chargers on a low voltage distribution system. University of Canterbury. Electric Power Engineering Centre, 2015. Citada na página 37.

WEF, W. E. F. R. Electric Vehicles for Smarter Cities - The Future of Energy and Mobility. 2018. https://www.weforum.org/reports/ electric-vehicles-for-smarter-cities-the-future-of-energy-and-mobility. [Online; accessed 06-August-2021]. Citada na página 17.

WOLFFENBUTTEL, R. F. The social production of innovation: the electric automobile and innovation networks in brazil. *Sociologias*, SciELO Brasil, v. 22, p. 412–417, 2020. Citada na página 19.

XU, Y. et al. Harmonic analysis of electric vehicle loadings on distribution system. In: 2014 IEEE International Conference on Control Science and Systems Engineering. [S.l.: s.n.], 2014. p. 145–150. Citada na página 35.

YANG, W. et al. Simulation of electric vehicle charging station and harmonic treatment. In: 2012 International Conference on Systems and Informatics (ICSAI2012). [S.l.: s.n.], 2012. p. 609–613. Citada na página 35.

YUSUF, J.; HASAN, A. J.; ULA, S. Impacts analysis of electric vehicles integration to the residential distribution grid. In: IEEE. 2021 IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC). [S.l.], 2021. p. 1–6. Citada 3 vezes nas páginas 37, 40 e 44.

ZANDONATTO, F. T. d. M. Análise e projeto de conversores forward modulares aplicados a carregadores de veículos elétricos. Universidade Federal de Santa Maria, 2022. Citada na página 31.

ZENG, B. et al. Estimation of distribution system capability for accommodating electric vehicles. *Journal of Electrical Systems*, v. 16, n. 2, 2020. Citada na página 41.

ZHANG, L. et al. Coordinating plug-in electric vehicle charging with electric grid: Valley filling and target load following. *Journal of Power Sources*, Elsevier, v. 267, p. 584–597, 2014. Citada na página 38.

Anexos

### ANEXO A – Softwares

As ferramentas para modelar as interações entre o sistema elétrico, consumidores e geradores têm aumentado de importância nos últimos anos devido à entrada de Recursos de Energia Distribuída (RED) e à eletrificação crescente dos meios de transporte, entre as quais pode-se destacar o OpenDSS (MAHMUD; TOWN, 2015).

O Open Distribution System Simulator (OpenDSS) é uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos que inclui modelos de vários elementos da rede (linhas, cargas, transformadores, sistemas fotovoltaicos etc.), com vários parâmetros personalizáveis. À medida que o tempo passou e o uso do OpenDSS continuou crescendo, a *interface Direct* DLL foi criada em resposta às necessidades de co-simulação em que a sobrecarga de tempo é crítica. De acordo com Montenegro e Dugan (2017), esse arquivo de biblioteca tem as mesmas funcionalidades que a *interface* COM, mas fornece uma função para suportar linguagens de programação de alto nível.

A complexidade em que o sistema elétrico está inserido exige novas ferramentas para avaliar os impactos trazidos por essas tecnologias e dimensionar a Capacidade de Hospedagem. Portanto, diversas metodologias estão sendo desenvolvidas com a utilização de ferramentas voltadas para linguagens de programação de alto nível, destacando-se entre elas o Python. O Python está se tornando cada vez mais popular entre as ferramentas de análise de dados anteriormente dominadas por *softwares* como MATLAB (OVALLE; HA-BLY; BACHA, 2018), Simulink e R. Nas mais diversas áreas científicas, como engenharia, análise de dados e aprendizado de máquina, Python se tornou a linguagem de programação de escolha não apenas porque é fácil de usar, mas também porque há um bom suporte da comunidade. Adicionalmente, Python é uma linguagem orientada a objetos de uso livre (ERNESTI; KAISER, 2017).

### A.1 OpenDSS

O OpenDSS é um *software* de código aberto projetado especificamente para representar redes de distribuição de energia. O OpenDSS foi projetado para suportar a maioria dos tipos de análise de planejamento de distribuição de energia associados à interconexão de Geração Distribuída (DUGAN, 2016). O *software* teve início em 1997 a partir do *Distribution System Simulator* – DSS, e, então em 2008 foi adquirido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), que no mesmo ano lançou o OpenDSS sob uma licença de código aberto. O OpenDSS trabalha com simulações de circuitos no domínio da frequência comumente executadas em sistemas de distribuição de energia elétrica. Representa condições desequilibradas, processos estocásticos e outros aspectos de sistemas e equipamentos de distribuição de energia elétrica em detalhes muito maiores do que muitas outras ferramentas, incluindo produtos comerciais. Por meio de interfaces COM e de *script*, outros programas podem conduzir o OpenDSS em simulações altamente personalizadas, análise de Monte Carlo, etc. Os usuários podem definir seus próprios modelos por meio de vínculo dinâmico, *script* ou automação (DUGAN, 2016). A Figura A.1 exemplifica a estrutura do *software*.



Figura A.1 – Estrutura do *software* OpenDSS Fonte: (DUGAN, 2016)

De acordo com Dugan (2016), o OpenDSS possui seu próprio script para modelar redes elétricas e pode exibir e, ou exportar as grandezas desejadas, consistindo em uma ferramenta de cálculo algébrico, no domínio fasorial. Sobreposto ao sistema elétrico, encontra-se uma rede de comunicação que interconecta controles e medições sobre os elementos elétricos. Os blocos básicos para a construção de um circuito são os elementos de transporte de energia (*Power Delivery* - PD) e os elementos de conversão de energia (Power Conversion - PC). Os principais PDs são as linhas e os transformadores, ao passo que os principais PCs são as cargas e os geradores (CARNEIRO, 2019). De acordo com Radatz (2015), o software OpenDSS apresenta diferentes recursos para simular os circuitos como: fluxo de potência instantâneo, diário e anual, harmônicos, estudo de falhas e outros. Desde 2015, a ANEEL adotou o *software* para calcular o fluxo de potência das distribuidoras e, consequentemente, mensurar o nível de perdas técnicas de forma mais assertiva que o modelo simplificado previamente adotado, conforme a referência (ANEEL, 2020). As perdas técnicas passaram a ser calculadas pelo método de injeção de correntes nodais, desenvolvido para redes radiais de distribuição no software OpenDSS (BAROUCHE et al., 2017).

### A.2 Python

De acordo com Rossum e Jr (1995), Python é uma linguagem de programação interpretada e de plataforma cruzada de alto nível que se concentra na legibilidade do código. Um grande número de bibliotecas de alta qualidade está disponível e o suporte para qualquer tipo de computação científica é garantido (BOMMARITO; BOMMARITO, 2019). Essas características tornam o Python uma ferramenta apropriada para muitos projetos de pesquisa e indústria, nos quais as investigações podem ser bastante complexas (BLANK; DEB, 2020). A linguagem Python permite o desenvolvimento de todo o programa, começando com o carregamento dos dados e terminando com a saída do resultado em forma gráfica.

O atual nível de desenvolvimento de tecnologias, indústrias e economias envolve o processamento de uma enorme quantidade de informações. Frequentemente, essas informações são representadas na forma de matrizes muito grandes de números e outros símbolos de dados, muitas vezes não classificados por quaisquer sinais. A tarefa da análise estatística é a classificação e outros tipos de processamento de matrizes, a fim de detecção e visualização de padrões característicos, de tendências, destacando as principais características do processo ou objeto investigado. A biblioteca Pandas para o Python permite trabalhar com esse grande conjunto de dados, chamado de *dataframe*, em vários formatos, de forma rápida, com alto desempenho e produtividade.

A biblioteca Pandas teve início em 2008, sendo utilizada para a análise e manipulação de dados de código aberto (NUMFOCUS, 2021). Ela fornece várias estruturas de dados e operações para manipular dados numéricos e séries temporais, construída sobre a biblioteca NumPy. Segundo Nelli (2018), o Pandas é utilizado para a ciência de dados por conter um conjunto de outras bibliotecas. Como ele é construído sobre a biblioteca NumPy, os dados produzidos pelo Pandas são frequentemente usados como entrada para funções de plotagem do Matplotlib , análise estatística no SciPy e algoritmos de aprendizado de máquina no Scikit-learn.

VEs	h	Mag. (A)	Ang. (°)
Nissan Leaf (Gen. 1)	3	1.08845	-81.7073
	5	0.127465	-122.195
	7	0.0838	63.4146
	9	0.0700845	-6.09756
Nissan Leaf (Gen. 2)	3	1.0648	-152.439
	5	0.442254	37.8049
	7	0.270423	174.39
	9	0.04366	-94.5122
Nissan Van	3	1.341	-156.056
	5	0.46761	30.986
	7	0.2721	163.94
	9	0.0676	-130.141
Mitsubishi i-MiEV	3	0.7662	-116.188
	5	0.224648	-98.827
	7	0.03718	-27.9832
	9	0.07031	-67.42
VW eGolf	3	0.3955	-85.07
	5	0.31845	44.761
	7	0.17972	-112.113
	9	0.1442	-46.761
Hyundai Ionqic	3	0.204	52.4
	5	0.1654	90.7
	7	0.2134	-118.87
	9	0.1251	-29.86
Tesla-S $(16 \text{ A})$	3	0.299718	64.79
	5	0.39437	114.366
	7	0.212958	32.113
	9	0.272113	99.718

Tabela B.1 – Correntes harmônicas dos VEs

Fonte: Adapatado de (WATSON; WATSON, 2017)

## Apêndices

# APÊNDICE A – Análise Comparativa da Curva de Carga entre Medição e Simulação da Rede de Distribuição

Com o intuito de comparar as simulações de fluxo de potência com o sistema real, foram realizadas medições em campo em dois transformadores do Alimentador 16, sendo um de 45 kVA e outro de 75 kVA, com discretização horária. Assim, foram registradas as demandas de potência ativa, níveis de tensões e correntes em ambas fases. Nas Figuras A.1 e A.2 estão apresentadas as curvas de demanda medida (kWm), simulada (OpenDSS) e o percentual de diferença (DIF) encontrado.



Figura A.1 – Comparativo entre demanda registrada e simulada no transformador de 45 kVA Fonte: Autor (2022)

127



Figura A.2 – Comparativo entre demanda registrada e simulada no transformador de 75 kVA Fonte: Autor (2022)

Observa-se, que, para o transformador de 45 kVA existe maior diferença entre os valores medidos em relação à simulação. Já para o transformador de 75 kVA os resultados são mais aderentes, com discrepâncias menores.

Nas Figuras A.3 e A.4, são mostradas as tensões medidas (Vm), simuladas (Vopendss) e o percentual de diferença entre elas (DIF).



Figura A.3 – Comparativo entre tensão registrada e simulada no transformador de 45 kVA

Fonte: Autor (2022)



Figura A.4 – Comparativo entre tensão registrada e simulada no transformador de 75 kVA Fonte: Autor (2022)

Em relação aos níveis de tensão, observam-se diferenças pequenas entre os valores simulados em relação aos medidos, que são menores à 1% na média.

Seguindo o mesmo procedimento, foram realizadas medições na saída do Alimenta-

dor 16 e confrontadas com os dados de simulação, conforme resultados exibidos na Figura A.5.



Figura A.5 – Comparativo entre demanda registrada e simulada no alimentador 16 Fonte: Autor (2022)

Como pode ser observado na curva de carga, o Alimentador 16 se caracteriza como residencial, em que o pico de demanda acontece durante a noite entre 18 e 21 horas, período no qual serão alocados os veículos elétricos para avaliação da capacidade de hospedagem da rede (19 horas).

Verifica-se que a simulação segue o comportamento esperado, apresentando resultados aderentes aos valores medidos em campo.

# APÊNDICE B – Relatório Completo de CH por Transformador

As Figuras B.1, B.2 e B.3 exibem os relatórios completos para os transformadores 6698, 6982 e 5950, respectivamente, do Alimentador 16.



Figura B.1 – Relatório Técnico do Transformador it<br/>1\_6698 de 30 kVA - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)



Figura B.2 – Relatório Técnico do Transformador it<br/>1\_6982 de 45 kVA - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)



Figura B.3 – Relatório Técnico do Transformador it<br/>1\_5950 de 75 kVA - Alimentador 16 Fonte: Autor (2022)

### APÊNDICE C – Medidas Estatísticas

Medidas estatísticas são usadas para resumir um conjunto de observações, a fim de comunicar a maior quantidade de informações da forma mais simples possível. A estatística descritiva é o tipo de informação apresentada em poucas palavras para descrever as características básicas dos dados em um estudo, como moda, média e desvio padrão (GHA-SEMI; ZAHEDIASL, 2012). Para realizar a inferência dos resultados de um conjunto, são usados métodos estatísticos (ÖZTUNA; ELHAN; TÜCCAR, 2006). Esses métodos têm algumas suposições, incluindo a normalidade. Existem diferentes métodos usados para testar a normalidade dos dados, incluindo métodos numéricos e visuais, e cada método tem suas próprias vantagens e desvantagens (ARNASTAUSKAITĖ; RUZGAS; BRAŽĖNAS, 2021).

#### C.1 Teste de Normalidade

Para Bono et al. (2017), a distribuição normal é a distribuição mais conhecida e a mais usada em teoria e aplicações estatísticas. Na verdade, a normalidade é um dos pressupostos subjacentes da análise estatística paramétrica. Na prática, no entanto, os dados podem ser extraídos de outros tipos de distribuição e, para obter resultados precisos, os pesquisadores precisam decidir qual técnica estatística é mais adequada para a distribuição específica de dados. Os testes de normalidade comparam os dados da amostra com um conjunto de dados normalmente distribuídos com a mesma média e desvio padrão; a hipótese nula é que "a distribuição da amostra é normal". Se o teste for significativo, a distribuição não é normal.

De acordo com Arnastauskaitė, Ruzgas e Bražėnas (2021), os testes Kolmogorov-Smimov (KS) e Shapiro-Wilk (SW) são os mais utilizados para detectar a normalidade ou não de um conjunto de dados.

O software STATISTICA foi utilizado para a análise da normalidade dos dados a partir do emprego dos testes KS e SW. O nível de significância é de 0,05, ou seja, valores acima representam uma distribuição normal gaussiana e valores abaixo a distribuição nãonormal dos dados. O estudo foi aplicado nos resultados de CH dos transformadores para 1000 cenários simulados com a utilização dos dois carregadores. As Tabelas C.1 e C.2 apresentam os valores dos testes de normalidade obtidos para os conjuntos de tamanhos de amostra da quantidade de VEs admitidos de 10, 50, 100, 500 e 1000 cenários simulados.

Testes	Carregador	Tamanho da amostra						
		10	50	100	500	1000	2000	3000
KS	3,6	0,40736	$0,\!4258$	0,42332	0,40493	0,40719	$0,\!40573$	$0,\!41563$
	7	0,24637	$0,\!19327$	$0,\!177$	$0,\!18783$	0,19035	0,18155	$0,\!19053$
SW	3,6	$0,\!63989$	$0,\!57547$	0,59099	$0,\!60722$	$0,\!60941$	$0,\!61374$	$0,\!59388$
	7	0,95563	0,87048	0,88139	0,88675	0,88517	0,88752	0,88261

Tabela C.1 – Testes de normalidade por grupos de amostras - Transformador6982

Fonte: Autor (2022)

Tabela C.2 – Testes de normalidade por grupos de amostras - Transformador 5950

Testes	Carregador	Tamanho da amostra						
		10	50	100	500	1000	2000	3000
KS	3,6	$0,\!40736$	0,23848	$0,\!25421$	0,20782	0,20564	0,20843	0,2052
	7	0,22131	$0,\!23871$	0,26183	0,24772	0,24097	$0,\!23727$	0,2372
SW	3,6	$0,\!63989$	0,88992	0,91746	0,93331	0,94107	0,94057	0,94113
	7	0,90202	0,8924	0,89936	0,87026	0,85695	0,86389	0,8576

Fonte: Autor (2022)

Observa-se que para todas as amostras em ambos transformadores, os testes realizados obtiveram valores acima de 0,05, ou seja, seguem uma distribuição normal. Assim conclui-se que os dados de quantidade de VEs admitidos seguem uma distribuição gaussiana de forma assimétrica, e se enquadram na avaliação da moda como parâmetro para demonstração do comportamento da metodologia, conforme apresentado na Figura C.1.



Figura C.1 – Distribuição Gaussiana Assimétrica Fonte: Autor (2022)

## APÊNDICE D – Fotos



Figura D.1 – Medição de carregamento do VE com carregador de 3,6 kW Fonte: Autor (2022)



Figura D.2 – Medição de carregamento do VE com carregador de 11 kW Fonte: Autor (2022)

Ordem/Freq	3,6 kV	N	$7 \mathrm{kW}$			
	Modulo[A]	Fase[°]	Modulo[A]	Fase[°]		
1	9,600	0,000	16,193	0,000		
2	0,000	0,000	0,000	0,000		
3	0,586	10,588	0,287	0,000		
4	0,000	0,000	0,000	0,000		
5	0,452	0,000	0,472	2,342		
6	0,000	0,000	0,000	0,000		
7	0,290	0,000	0,480	0,000		
8	0,000	0,000	0,000	0,000		
9	0,105	0,000	0,186	0,000		
10	0,000	0,000	0,000	0,000		
11	0,071	0,000	0,106	0,000		
12	0,000	0,000	0,000	0,000		
13	0,000	0,000	0,000	0,000		
14	0,000	0,000	0,000	0,000		
15	0,014	2,962	0,068	10,057		
16	0,000	0,000	0,000	0,000		
17	0,000	0,000	0,064	3,761		
18	0,000	0,000	0,000	0,000		
19	0,057	9,086	0,086	0,000		
20	0,000	0,000	0,000	0,000		
21	0,000	0,000	0,010	2,129		
22	0,000	0,000	0,000	0,000		
23	0,000	0,000	0,000	0,000		
<b>24</b>	0,000	0,000	0,000	0,000		
25	0,059	11,706	0,000	0,000		
26	0,000	0,000	0,000	0,000		
27	0,000	0,000	0,043	10,363		
28	0,000	0,000	0,000	0,000		
29	0,000	0,000	0,060	9,839		
30	0,000	0,000	0,000	0,000		

Tabela D.1 – Correntes harmônicas medidas pelos carregadores

Fonte: Autor (2022)