

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO BARBOZA GARCIA

**IMPACTOS TÉCNICOS CAUSADOS PELA INSERÇÃO
MASSIVA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS: UMA ABORDAGEM
FOCADA EM REDES DE MÉDIA TENSÃO**

Porto Alegre

2021

BRUNO BARBOZA GARCIA

**IMPACTOS TÉCNICOS CAUSADOS PELA INSERÇÃO
MASSIVA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS: UMA ABORDAGEM
FOCADA EM REDES DE MÉDIA TENSÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana

COORIENTADOR: Prof. Dr. Renato Gonçalves Ferraz

Porto Alegre

2021

BRUNO BARBOZA GARCIA

**IMPACTOS TÉCNICOS CAUSADOS PELA INSERÇÃO
MASSIVA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS: UMA ABORDAGEM
FOCADA EM REDES DE MÉDIA TENSÃO**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Mauro Augusto da Rosa, UFSC

Doutor pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – Porto, Portugal

Prof. Dra. Mariana Resener, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Göteborg, Suécia

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner

Porto Alegre, julho de 2021.

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação à minha mãe Isabel Cristina de Oliveira Barboza e ao meu pai Manoel Luis Pereira Garcia, pelo constante amor, carinho e apoio em todas as etapas de minha vida.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Manoel e Isabel Cristina, por todo o apoio, carinho, dedicação e principalmente, por todo amor.

Aos meus irmãos Cristian, Renan e Lucas pelo carinho, apoio, amor e união.

À minha namorada, Ariadni, agradeço por caminhar ao meu lado nessa trajetória, pelo companheirismo, pela amizade, respeito, amor e apoio, me incentivando a seguir firme e forte em busca do meu objetivo. Eu te amo!

Ao professor Daniel da Silva Gazzana pela excelente orientação, pela confiança em mim depositada, por toda disponibilidade e incentivo. Ao professor Renato Gonçalves Ferraz pela excelente coorientação, por todo suporte e incentivo. Vocês foram fundamentais nesse período.

Aos professores da Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, por toda dedicação e excelência em transmitir o conhecimento ao próximo.

Aos colegas e amigos do PPGEE e do Laboratório de Sistemas Elétricos de Potência, LASEP, pelo acolhimento em minha chegada e pelos momentos de descontração.

Ao PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa e à Miriam Rosek, pelo importante trabalho que realiza junto ao PPGEE.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela provisão da bolsa de mestrado.

RESUMO

A penetração de veículos elétricos (VEs) nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) é uma realidade mundial, sendo que nos próximos anos tal inserção tende a ser massiva. Neste contexto, este trabalho possui como objetivo apresentar um estudo com foco na análise dos impactos técnicos (carregamento de condutores, desequilíbrio e violação de tensão) no lado de média tensão (MT) de SDEE. Para este fim, consideram-se cenários de entrada em massa de VEs, tanto em estações residenciais quanto em estações públicas (eletropostos) de recarga. A metodologia proposta ampara-se na utilização dos programas computacionais *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)* e *Load Profile Generator (LPG)*, os quais, respectivamente, destinam-se ao cálculo de perdas técnicas e de fluxo de potência e à geração de curvas de cargas de diferentes perfis de consumo. De modo a melhor caracterizar a aleatoriedade das variáveis que afetam diretamente a penetração dos VEs na rede, o método de Monte Carlo (MMC) foi utilizado, servindo também para a geração de curvas de carregamento de VEs com características aleatórias. O estudo foi embasado em dois SDEE de MT, estes com diferentes características: (i) sistema de 23 nós, rede equilibrada e sem equipamentos adicionais com capacidade de melhorar a qualidade da energia elétrica (QEE); (ii) sistema teste IEEE-123 nós, desequilibrado e com a presença de equipamentos para melhorar a QEE. Em ambos os estudos de caso, carregamentos não coordenados foram adotados. Com base nos resultados obtidos e de acordo com as características do SDEE utilizado, os impactos da penetração de VEs se mostraram intensificados. No sistema de 23 nós, as cargas equilibradas conduziram a valores inexpressivos de desequilíbrio de tensão, bem como o carregamento dos condutores foi pouco afetado. Contudo, a queda na magnitude da tensão mostrou-se relevante. O sistema de 123 nós não apresentou valores significativos para a queda de tensão, porém, o desequilíbrio entre as tensões foram expressivos. Mesmo para baixas porcentagens de penetração de VEs, a recarga através de eletropostos influenciou diretamente no perfil da curva de carga de ambos os SDEE, fazendo com que a demanda atingisse valores próximos ou maiores do que o pico sem a presença destes veículos. Constatou-se que os impactos técnicos são sensivelmente influenciados pelas características do SDEE, reforçando o argumento que as análises devem ser efetuadas utilizando dados locais. Por fim, o presente estudo mostra sua relevância para antever futuros impactos no lado de MT do SDEE causados pela entrada massiva de VEs do lado de BT, podendo assim dar subsídios para o planejamento, modificações e possíveis expansões necessárias à rede, em contraponto aos benefícios proporcionados por esta nova tecnologia de locomoção.

Palavras-chave: Eletropostos. Impactos Técnicos. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Simulações de Monte Carlo. Veículo elétrico.

ABSTRACT

The penetration of electric vehicles (EVs) in the Electric Distribution Systems (EDS) is a worldwide reality and in the coming years such insertion will be massive. In this context, this work aims at presenting a study focusing on the analysis of the technical impacts (ampacity of cables, unbalance and voltage violation) in the medium voltage side (MV) of the EDS. For this purpose, several scenarios of massive insertion of EVs are considered, proceeded both from residential and public charging stations. The proposed methodology is based on the computer programs Open Distribution System Simulator (OpenDSS) and Load Profile Generator (LPG), which, respectively, are intended for the calculation of technical losses and power flow and the generation of load curves of different consumption profiles. In order to better characterize the randomness of variables that directly affect EV penetration in the network, the Monte Carlo method was used, also serving to generate EV loading curves with random characteristics. The study was based on two MV EDS, these with different characteristics: (i) 23-node system, balanced network and without additional equipment with the capacity to improve the quality of electrical energy (QEE); (ii) IEEE-123-node test system, unbalanced and with the presence of equipment to improve the QEE. In both case studies, uncoordinated charges were adopted. Based on the obtained results and according to the characteristics of the EDS used, the impacts of EV penetration were shown to be intensified. In the 23-node system, balanced loads lead to unimpressive values of voltage unbalance, and the loading of the conductor cables was little affected. However, the decrease in the magnitude of the voltage proved to be relevant. The 123-node system did not present significant values for the voltage drop, however, the unbalance between phases was significant. Even for low EV penetration percentages, recharging through electric station directly influenced the load curve profile of both EDS, which occasioned demand values close to or greater than the peak without the presence of these vehicles. As a conclusion, the technical impacts are significantly influenced by the characteristics of the EDS, reinforcing the argument that the analyzes must be carried out using local data. Finally, the present study shows its relevance to anticipate future impacts caused by the massive penetration of EVs in MV EDS, being able to provide subsidies for planning, modifications and possible expansions necessary to the network, in counterpoint to the benefits provided by this new locomotion technology.

Keywords: Electric Distribution Systems. Electric Vehicle. Charging Station. Monte Carlo Simulations. Technical Impacts

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Tipos de veículos elétricos.	19
Figura 2 – Portas de carregamento fabricados a partir de diferentes padrões.	24
Figura 3 – Conectores de carregamento fabricados a partir de diferentes padrões.	25
Figura 4 – Impactos devido ao aumento do uso de veículos elétricos.	28
Figura 5 – Fluxograma síntese da metodologia proposta.	39
Figura 6 – Perfil de carga residencial medido para um único dia e o perfil de carga padronizado.	41
Figura 7 – Ideia básica usada pelo <i>Load Profile Generator</i>	41
Figura 8 – Diagrama de blocos de parametrização do <i>Load Profile Generator</i>	42
Figura 9 – Curvas de cargas residenciais de 4 unidades consumidoras.	44
Figura 10 – Exemplo do algoritmo K-means.	46
Figura 11 – Curvas de cargas diárias para diferentes grupos.	47
Figura 12 – Curvas de carga residenciais.	48
Figura 13 – Variáveis de recargas que influenciam nos impactos	51
Figura 14 – Função densidade de probabilidade da distribuição normal	52
Figura 15 – Curva de densidade de probabilidade (PDF) e Curva de distribuição acumulada (CDF) para 25% dos carregamentos.	54
Figura 16 – Curva de densidade de probabilidade (PDF) e Curva de distribuição acumulada (CDF) para 75% dos carregamentos.	54
Figura 17 – Curva de densidade de probabilidade (PDF) e curva de distribuição acumulada (CDF) para eletropostos de carregamento lento.	55
Figura 18 – Curva de densidade de probabilidade (PDF) e curva de distribuição acumulada (CDF) para eletropostos de carregamento rápido.	56
Figura 19 – Sistema de distribuição 23 nós.	62
Figura 20 – Sistema de distribuição IEEE-123 nós.	63
Figura 21 – Curva de carga para o caso base.	64
Figura 22 – Perfil de tensão do caso base.	65
Figura 23 – Coeficiente de variação estatístico para a corrente.	66
Figura 24 – Coeficiente de variação estatístico para a demanda.	66
Figura 25 – Curva de carga considerando estações residenciais.	67
Figura 26 – Curva de carga considerando estações residenciais e eletropostos.	68

Figura 27 – Perdas técnicas considerando estações residenciais.....	69
Figura 28 – Perdas técnicas considerando estações residenciais e eletropostos.....	69
Figura 29 – Curva de carga considerando apenas eletropostos.	70
Figura 30 – Perdas técnicas considerando apenas eletropostos.....	70
Figura 31 – Desequilíbrio da tensão (K%) para cada nó.....	71
Figura 32 – Taxa de simulações com tensão em valor crítico por horário.....	72
Figura 33 – Taxa de simulações com tensão em valor crítico por nó.	72
Figura 34 – Percentual da corrente por trecho em relação a ampacidade dos condutores (simulação 1).	74
Figura 35 – Percentual da corrente por trecho em relação a ampacidade dos condutores (simulação 2).	75
Figura 36 – Máxima Corrente por fase por trecho.	76
Figura 37 – Curva de carga para o caso base.	77
Figura 38 – Perdas técnicas para o caso base.	77
Figura 39 – Evolução do coeficiente de variação para a corrente do sistema.	78
Figura 40 – Evolução para o coeficiente de variação para a demanda.....	79
Figura 41 – Curva de carga considerando estações residenciais.	80
Figura 42 – Curva de carga considerando estações residenciais e eletropostos.....	80
Figura 43 – Perdas técnicas considerando estações residenciais.....	81
Figura 44 – Perdas técnicas considerando estações residenciais e eletropostos.....	82
Figura 45 – Desequilíbrio da tensão (K%) para cada nó.....	83
Figura 46 – Percentual da corrente por trecho em relação a ampacidade dos condutores.	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características dos veículos elétricos.	20
Tabela 2 – Modos de recarga.....	23
Tabela 3 – Dados de unidades consumidoras para geração de curvas de carga residencial.....	43
Tabela 4 – Quantidade de unidades consumidoras por demanda máxima.	49
Tabela 5 – Limites para o fator de desequilíbrio de tensão.	59
Tabela 6 – Tensão de Atendimento para Tensão Nominal entre 1 kV e 69 kV.....	59

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABVE	Associação Brasileira de Veículos Elétricos
ACEA	Associação dos Fabricantes de Automotores Europeus
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CC	Corrente continua
CCS	<i>Combined Charging System</i>
CDF	Função de densidade acumulada
DH	Distorções harmônicas
DER	Recurso de energia distribuída
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
FCEV	Veículo elétrico a célula de combustível
GD	Geração distribuída
GDFV	Geração distribuída fotovoltaica
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IPTS	Percentual de perdas técnicas por segmento
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
MCI	Motor a combustão interna
MMC	Método de Monte Carlo
MT	Média Tensão
NBR	Norma brasileira
NEC	<i>National Electric Code</i>
NFPA	<i>National Fire Protection Association</i>
NHPP	Processo de Poisson não-homogêneo
PDF	Função densidade de probabilidade
PHEV	Veículo elétrico híbrido <i>plug-in</i>

PRODIST Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PTS	Perdas técnicas por segmento
QEE	Qualidade da energia elétrica
SA	Sistema de armazenamento
SAE	<i>Society of Automotive Engineers</i>
SDEE	Sistema de distribuição de energia elétrica
SEP	Sistema elétrico de potência
SMC	Simulação de Monte Carlo
TA	Tensão de atendimento
TL	Tensão de leitura
TR	Tensão de referência
UL	<i>Underwriters Laboratories</i>
V2G	<i>Vehicle-to-grid</i>
VE	Veículo elétrico
VEB	Veículo elétrico a bateria
VEH	Veículo elétrico híbrido

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	14
1.1.	Justificativa	15
1.2.	Objetivos e contribuições	16
1.3.	Organização desta dissertação	17
2.	VEÍCULO ELÉTRICO NO CONTEXTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS: CONCEITOS E DEFINIÇÕES	18
2.1.	Tipos de veículos elétricos	18
2.2.	Infraestrutura de carregamento: normas e padrões	20
2.3.	Tipos e modos de recargas	21
2.4.	Tipos de conectores de recargas	23
2.5.	Impactos no sistema elétrico devido a penetração massiva de VEs	25
2.5.1.	Impactos econômicos	25
2.5.2.	Impactos técnicos	26
2.6.	Considerações finais sobre o capítulo	28
3.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	29
3.1.	Estado da arte	29
3.2.	Considerações finais sobre o capítulo	38
4.	METODOLOGIA	39
4.1.	Geração das curvas de carga residencial e de recarga	39
4.1.1.	Grupos de curvas de carga	46
4.2.	Parametrização do carregamento dos veículos elétricos	48
4.2.1.	Seleção e distribuição de estações de recarga residencial e de eletropostos	53
4.3.	Cálculo de fluxo de potência	57
4.4.	Dados avaliados	58
4.5.	Considerações finais sobre o capítulo	59
5.	ESTUDO DE CASOS E RESULTADOS	61
5.1.	Sistema de Distribuição de 23 e 123 nós	61
5.2.	Rede base 23 nós	64
5.2.1.	Adequação do caso base	64
5.2.2.	Impactos técnicos	65
5.3.	Rede 123 nós	75

5.4.	Considerações finais sobre o capítulo	84
6.	CONCLUSÕES	85
6.1.	Trabalhos futuros	87
	REFERÊNCIAS	88

1. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a emissão de gases de efeito estufa tornou-se uma preocupação mundial devido, sobretudo, ao crescimento substancial da concentração destes poluentes na atmosfera. Contabiliza-se que, desde 1990, tais emissões aumentaram cerca de 41 %, sendo que o setor de energia é responsável por uma parcela significativa da introdução de dióxido de carbono (CO₂) no meio ambiente, atingindo em 2016 o patamar de 73 % da totalidade das emissões mundiais de gases nocivos associados a este efeito. Diversos subsetores fazem parte do setor de energia, entre eles os de: eletricidade, fabricação, construção e transporte. Este último, em especial, vem se transformando nos últimos anos de modo a atender as necessidades de mobilidade da sociedade moderna (GE; FRIEDRICH, 2020) (DELGADO *et al.*, 2017).

No contexto do desenvolvimento tecnológico atual, os veículos elétricos (VEs) podem ser atribuídos como possíveis soluções para reduzir a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera, apresentando uma emissão bastante reduzida de poluentes quando comparado aos veículos à combustão. Além disso, segundo o Departamento de Energia da Agência de Proteção Ambiental, EPA (do inglês *Environmental Protection Agency*) dos Estados Unidos, este novo meio de transporte apresenta maior eficiência se comparado a outros meios de propulsão mecânica. Considerando veículos a combustão interna, entre 17 e 21 % da energia armazenada na gasolina é convertida em energia mecânica. Por sua vez, os VEs possuem a capacidade de transformar entre 59 e 62 % da energia armazenada em suas baterias em energia cinética (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2018). Outro importante atributo, é o receio de uma possível escassez de produtos derivados do petróleo (ABDALA, 2019).

Neste cenário, os VEs vinculam-se a um importante papel no contexto da sustentabilidade global. Os inúmeros benefícios vinculados ao seu uso, o desenvolvimento de baterias com maiores capacidades, as formas de carregamento mais rápidas e as políticas de incentivo à adoção desta tecnologia são fatores que os tornam uma tendência mundial, com um acelerado crescimento de penetração e disseminação na matriz de mobilidade urbana (DELGADO *et al.*, 2017).

A frota mundial de VEs ultrapassou 5,1 milhões de unidades no ano de 2018, um aumento de quase 2 milhões em relação ao ano de 2017. No Brasil, o número de VE emplacados no ano de 2020 aumentou 66,5 % em relação a 2019, atingindo 1 % do número total de veículos leves emplacados, totalizando 42.269 unidades (ABVE, 2021).

Segundo (MURATORI, 2018), a expectativa para 2050 é que a frota mundial de veículos leves triplique e a nacional alcance 129 milhões de unidades, onde os VEs representarão 9,2%, totalizando 11,9 milhões. Com a adesão massiva destes, a expectativa é de que o número de estações de carregamento residenciais e públicas (eletropostos) aumente significativamente. Apesar dos diversos benefícios da utilização dos VEs, cabe ressaltar que o carregamento da bateria representa uma carga de difícil previsão a ser adicionada ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). Com a adesão massiva deste tipo de veículo, novos desafios surgem para o setor de energia. De acordo com (MURATORI, 2018), até mesmo baixas penetrações de carregamento descoordenado de VEs podem ocasionar sobrecarga nos componentes da rede, desbalanceamento de fases e aumento de perdas de energia.

Pesquisas do Laboratório Nacional de Idaho, Estados Unidos, mostram que, para contribuir positivamente com os SDEE, a integração segura de VEs a rede deve ser precedida do melhor conhecimento possível dos seus níveis de penetração e de suas taxas de carregamento, de modo a constatar, *a priori*, se os VEs causarão algum impacto para o SDEE. Após esta cuidadosa análise será possível definir estratégias para mitigar tais impactos e/ou benefícios, e por fim, colocar em prática a melhor solução encontrada (IDAHO NATIONAL LABORATORY, 2018).

Tal problemática, conduz a necessidade da realização de estudos dos possíveis impactos causados ao sistema elétrico de potência (SEP) devido a inclusão destes novos elementos a rede, sobretudo, considerando uma inserção massiva.

1.1. Justificativa

Devido ao crescimento da adesão aos VEs nos últimos anos, assim como a projeção esperada, acredita-se que essa tecnologia possa desempenhar um papel relevante no SEP como um todo, caso essa penetração ocorra de forma controlada. Contudo, se tal penetração ocorrer de forma descontrolada diversos impactos negativos podem surgir. Para que seja feita uma integração segura e confiável de VEs e rede elétrica é necessário que a mesma esteja dimensionada adequadamente para suportar a demanda adicionada devido ao seu carregamento.

Como possível solução, a base para tal integração é compreender como os VEs irão impactar no SEP, e mais especificamente, em um SDEE local. Os impactos podem ser

apresentados de diferentes formas, para que então seja possível efetuar as adequações necessárias. Deste modo, a realização de simulações computacionais com base em dados locais é uma forma de prever os possíveis impactos que ocorrerão em determinada região considerando uma penetração expressiva de VEs.

Existem na literatura diversos trabalhos que abordam os impactos causados ao SEP devido à conexão de VEs, bem como proposições e formas de mitigá-los, sobretudo, com foco em SDEE de baixa tensão (BT). Contudo, poucas pesquisas exploraram os impactos sob a ótica da rede de média tensão (MT). Além disso, em muitos estudos fatores importantes não são levados em consideração, como por exemplo: *(i)* períodos de carregamento aleatório ao longo do dia, visto que existe um receio do proprietário ficar sem energia para locomoção durante determinado percurso; *(ii)* estratégias definidas de mitigação e controle da recarga dos VEs por parte das concessionárias. Deste modo, os argumentos aqui apresentados são fatores motivadores para a realização desta pesquisa.

1.2. Objetivos e contribuições

Considerando as lacunas da literatura relacionada ao tema, esta dissertação possui os seguintes objetivos específicos:

- avaliar diversos cenários de penetração de VEs em um SDEE;
- gerar curvas de cargas residenciais com carregamento de VEs;
- gerar curvas de cargas de carregamento de VEs em eletropostos.

Para tanto, leva-se em consideração a realidade de muitas concessionárias de distribuição de energia, onde no panorama nacional os VEs são um novo componente a integrar o SEP. Devido a aleatoriedade associada às recargas de VEs, simulações amparadas no Método de Monte Carlo (MMC) não-sequenciais foram realizadas, verificando os impactos para uma extensa faixa de possibilidades de carregamento. Foram avaliados: desequilíbrio da tensão; sobrecarga de condutores; perdas técnicas e tensão em regime permanente.

De forma a complementar os objetivos do estudo, como principais contribuições desta dissertação destacam-se: *(i)* a análise dos impactos no lado de MT, dado os poucos estudos neste nível de tensão se comparado às pesquisas com foco em redes de BT; *(ii)* a consideração de perfis de consumo local para a geração de curvas de carga utilizadas nas simulações; *(iii)* a proposição e geração de curvas de carregamento em eletropostos, visto que não foram

encontradas curvas locais, fidedignamente representativas, para este tipo de estação de carregamento. Como contribuição secundária, espera-se fomentar a realização de estudos para a captação de dados locais relacionados aos impactos dos VEs no SDEE.

1.3. Organização desta dissertação

Os próximos capítulos desta dissertação estão estruturados com a seguinte forma e conteúdo:

- no capítulo 2 apresenta-se os conceitos que envolvem os VEs salientando: seus principais componentes pertinentes a este trabalho; possíveis impactos causados pela adesão em massa desta tecnologia; formas e níveis de carregamentos existentes dentre outras definições;
- o capítulo 3 é destinado a reportar o estado da arte vinculado a estudos relacionados aos impactos ocasionados às redes elétricas devido a penetração de VEs;
- o capítulo 4 concentra-se em apresentar a metodologia proposta para a análise dos impactos ocasionados à rede decorrente da penetração de VEs, assim como é descrita a modelagem concebida para a geração das curvas de carregamento;
- no capítulo 5, os sistemas testes utilizados nas simulações (IEEE 23 e 123 nós) são detalhados, bem como os resultados obtidos através da simulação de ambos os sistemas são analisados e discutidos;
- por fim, no capítulo 6 são expostas as principais conclusões da pesquisa além de sugestões para trabalhos futuros.

2. VEÍCULO ELÉTRICO NO CONTEXTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS: CONCEITOS E DEFINIÇÕES

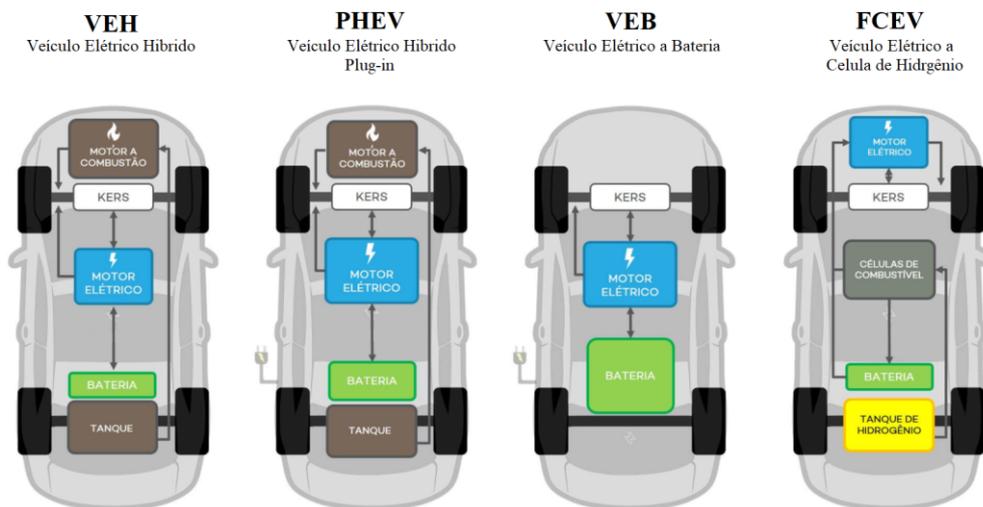
Existem diversos fatores que podem influenciar nos impactos causados pelos VEs nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). Este capítulo tem como finalidade apresentar alguns fundamentos relacionados aos VEs tais como: os tipos e modos de carregamento; as normas adotadas e os principais impactos causados pela adoção desta tecnologia de mobilidade.

2.1. Tipos de veículos elétricos

Os VEs possuem como característica principal a utilização de propulsão elétrica e, segundo a norma ABNT NBR IEC 61851-1 (ABNT, 2013), são veículos movidos por um motor elétrico alimentado através de uma bateria recarregável ou por outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica.

Segundo (DAS *et al.*, 2020) os veículos elétricos são classificados em duas categorias principais, diferentemente de (SILVA, 2019) o qual propõe quatro grupos. Porém, ambas as classificações agrupam os VEs de acordo com suas características, conforme: veículos elétricos a bateria (VEB); veículos elétricos híbridos plug-in (PHEV); veículos elétricos híbridos (VEH) e veículos elétricos a célula de combustível (FCEV). A Figura 1 ilustra os quatro tipos de veículos elétricos.

Figura 1 – Tipos de veículos elétricos.



Fonte: Adaptado de (NEOCHARGE, 2020).

Na Figura 1 pode-se visualizar a presença de conectores no VEB e PHEV, ou seja, suas baterias são carregadas através de conexão com o SDEE, e são estes os VEs que possuem a capacidade de impactar no SDEE. A Tabela 1 visa detalhar diferenças entre os tipos de VEs.

Tabela 1 – Características dos veículos elétricos.

	VEB	VEH/PHEV	FCEV
Modo de Propulsão	- Motor elétrico	- Motor elétrico - MCI ¹	- Motor elétrico
Sistema de Armazenamento (SA)	- Baterias - Supercapacitores	- Baterias - Supercapacitores - Combustível fóssil	- Tanque de hidrogênio - Baterias / Supercapacitores
Infraestrutura de abastecimento	- Estações de recarga	- Posto de combustível - Estações de recarga (PHEV)	- Produção e infraestrutura de transporte de hidrogênio
Vantagens	- Emissão local zero - Alta eficiência - Independência de combustível fóssil	- Baixa emissão local - Alta economia de combustível - Longo alcance de viagem	- Emissão local zero - Alta eficiência energética - Independência de combustível fóssil
Desvantagens	- Capacidade das baterias - Baixo alcance de viagem - Necessidade de estações de recarga - Custo - Vida útil das baterias	- Capacidade das baterias - Dependência de combustível fóssil - Alto custo comparado com veículos de MCI	- Alto custo - Em desenvolvimento - Custo das células de combustível - Produção de hidrogênio e infraestrutura de transporte

Fonte: Adaptado de (SILVA, 2019).

2.2. Infraestrutura de carregamento: normas e padrões

Diversas instituições existentes ao redor do mundo buscam padronizar os processos de carregamento dos VEs. As padronizações relacionam-se em diferentes áreas, como por exemplo: padrões dos componentes de carregamento; padrões de integração com o SDEE e padrões de segurança.

¹ Motor a combustão interna (MCI), onde o termo combustão refere-se ao princípio de funcionamento baseado no aproveitamento da energia liberada na reação de combustão de uma mistura de ar e combustível (MARTINS, 2015).

Entre as organizações de padronização de componentes, a *International Organization for Standardization* (ISO) trabalha na padronização de carregamento de VEs como um todo. Por outro lado, considerando os padrões de conexão com o SDEE, os VEs estão relacionados ao carregamento/descarregamento de suas baterias. Sendo assim, eles podem se comportar como um recurso de energia distribuída (DER) e devem estar em conformidade com os padrões relacionados. Duas instituições principais padronizam a interconexão dos VEs com o SDEE, o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e o *Underwriters Laboratories* (UL). Os padrões de segurança de integração dos VEs com o SDEE (carregamento/descarregamento) são definidos por diversas instituições, entre elas as já mencionadas. Contudo, organizações como *National Fire Protection Association* (NFPA) e o *National Electric Code* (NEC) buscam padronizar principalmente as medidas de segurança (DAS *et al.*, 2020).

Existem vários padrões no mundo que lidam com o processo de recarga dos VEs. Nos EUA são utilizados os padrões criados pela *Society of Automotive Engineers* (SAE) e pelo IEEE. Na Europa os padrões criados pela *International Electrotechnical Commission* (IEC) são amplamente utilizados, sendo estes adotados pelo Brasil. O Japão possui o CHAdeMO com padrão de carregamento e a China utiliza o padrão Guobiao (GB/T). (PROMOB-E, 2020).

2.3. Tipos e modos de recargas

A classificação do sistema de carregamento se dá de acordo com o modo de transferência de energia, como por exemplo: sistema de carregamento condutivo e sistema de carregamento indutivo (HABIB *et al.*, 2018).

Na forma de recarga condutiva, o processo de transferência de energia se dá através de condutores, necessitando assim de uma conexão física entre o VE e a rede de energia elétrica (ARIAS, 2019). Este método pode ser: *on-board*, onde o carregador é acoplado internamente ao veículo sendo utilizado principalmente para carregamento lento; *off-board*, onde o carregador é externo ao veículo e instalado em locais fixos, possuindo a capacidade de oferecer recargas mais rápidas. Segundo (HABIB *et al.*, 2018) o carregamento condutivo é mais simples e eficiente.

O sistema de carregamento indutivo é caracterizado pela transferência de energia através de um campo eletromagnético. Segundo (SHAREEF; ISLAM; MOHAMED, 2016) os

carregadores indutivos mais novos apresentam baixa eficiência e alta perda de energia, porém fornecem segurança elétrica em diferentes condições climáticas.

O Brasil adotou os padrões criados pela IEC, onde a NBR IEC 61851-1 além de referir-se a segurança elétrica dos operadores e terceiros, pode ser aplicada a equipamentos internos e externos para carregar VEs/PHEVs com tensões de alimentação de até 1000V CA e 1500V CC (DAS *et al.*, 2020). Tal norma define quatro modos diferentes de carregamentos:

- Modo 1 – É o modo mais simples de recarga. Neste, o veículo é conectado em uma tomada padrão residencial e possui um modo lento de recarga. Não existem dispositivos de proteção entre o VE e a rede, sendo recomendado o uso de dispositivos de proteção apropriado contra sobrecorrente e corrente de fuga à terra;
- Modo 2 – Este modo assemelha-se ao caso 1, porém, utiliza um cabo apropriado com proteções adequadas. Possui o dobro da capacidade de corrente comparado ao modo 1, mantendo inalterados os limites de tensão;
- Modo 3 – Este modo é capaz de efetuar o carregamento de forma lenta ou rápida através de uma tomada especial com as proteções integradas. Devido à necessidade de alta potência disponibilizada e do alto valor de aquisição, estas estações de carregamento normalmente são comercialmente disponibilizadas em locais públicos;
- Modo 4 – As estações de recarga que utilizam este modo efetuam o carregamento em corrente contínua (CC), possibilitando um alto nível de corrente na saída do carregador. Com isso é possível efetuar recargas super-rápidas, na ordem de minutos. Deste modo, esses carregadores normalmente são utilizados em estações de recarga presentes em rodovias.

O Modo 1 de carregamento está proibido em diversos países por não possuir medidas de segurança integradas aos equipamentos de carregamento. Com isso, o Modo 2 surgiu como melhoria, sendo este bastante utilizado devido a fácil conexão em tomadas residenciais e também às proteções integradas ao cabo de carregamento (HANAUER, 2018).

A Tabela 2 detalha os modos e níveis de carregamento, de acordo com a tensão e corrente envolvida, com o número de fases e com o tipo de fonte utilizada de acordo com padrões adotados por cada organização institucional. Segundo (SIDNEY, 2020), devido ao fato do Brasil adotar os padrões estabelecidos pela IEC, existe uma tendência de se difundir o

Modo 2 IEC de carregamento devido à possibilidade de conexão monofásica e trifásica e aos níveis de recarga.

Tabela 2 – Modos de recarga.

Padrão	Fonte	Modo/Nível	Fases	Tensão (V)	Corrente máx. (I)
SAE	CA	Nível 1	1	120	16
		Nível 2	1	240	80
	CC	Nível 1	-	200-450	80
		Nível 2	-	200-450	200
IEC	CA	Modo 1	1	250	16
			3	480	16
		Modo 2	1	250	32
			3	480	32
		Modo 3	1	250	32
			3	480	63
	CC	Modo 4	-	480	250
	GB/T	CA	Modo 1	1	250
Modo 2			1	250	16
Modo 3			1	250	32
			3	440	63
CC		Modo 4	-	1000	250

2.4. Tipos de conectores de recargas

Conforme exposto anteriormente, o carregamento da bateria do VEB e do PHEV ocorre através de um carregador conectado a uma rede de energia. No mercado mundial existem cerca de 16 modelos de conectores para recarga de VEs, dentre eles: o padrão SAE J1772 e IEC 62196, com capacidade de efetuar recargas através de conectores tipo 1 e 2 respectivamente; CCS (*Combined Charging System*) Combo 1 e 2, sendo este uma combinação dos padrões tipo 1 e 2 com recarga CA e CC em um único conector; CHADEMO e Wall. Importante destacar que o conector Tipo 2 é utilizado em 80% dos eletropostos instalados no país e nos modelos de veículos elétricos híbridos (PROMOB-e, 2020).

Apesar de existir uma norma internacional com a finalidade de padronizar o carregamento de VEs, ela acaba se adequando às especificações de cada país, gerando uma diversidade de padrões estabelecidos em diferentes regiões do mundo. Cabe citar abaixo os tipos de conectores criados pela SAE e IEC por serem amplamente utilizados.

- Tipo 1 – De acordo com a IEC 62196-2, o tipo 1 é utilizado para recargas monofásicas CA de até 32A / 250V. Porém, nos EUA este tipo também é utilizado como recarga lenta a 120V. O padrão SAE J1772 pode ser empregado em tomadas padrão residencial a uma corrente máxima de 16A / 120V, ou em eletropostos a uma corrente de 80A. Além do carregamento CA, esse padrão também pode utilizar recarga rápida CC;
- Tipo 2 – O tipo 2 suporta recargas monofásicas e trifásicas com potências mais elevadas em relação ao tipo 1. As estações de carregamento do tipo 2 suportam carregamentos do tipo 1 e 2 enquanto estações do tipo 1 suportam apenas recargas do tipo 1. O tipo 2 é amplamente utilizado na Europa devido a sua adoção pela Associação dos Fabricantes de Automotores Europeus (ACEA).

As Figuras 2 e 3, apresentam diversos tipos de conectores de acordo com seu padrão e região. Cabe destacar que já ocorreram diversas tentativas de padronizar esses conectores em um único padrão, mas sem sucesso.

Figura 2 – Portas de carregamento fabricados a partir de diferentes padrões.

	USA	JAPÃO	EUR	CHINA
Monofásico/Trifásico Carregador CA	 SAE J1772 Nivel 1, Nivel 2 Monofásico	 SAE J1772 Nivel 1, 2 Monofásico	  IEC 62196 Nivel 1 IEC 62196-2 Nivel 2, 3 Monofásico Mono/Trifásico	 IEC 62196 Nivel 1, 2 Mono/Trifásico
Carregador Rápido CC/Combo CA-CC	  Nivel 1 + CC SAE J1772	 JEVS G105-1993 CHAdeMO Carregador Rápido CC	 IEC 62196-3 Híbrido Combo	 GB/T 20234.3-2011 Carregador Rápido CC

Fonte: Adaptado de (DAS *et al.*, 2020).

Figura 3 – Conectores de carregamento fabricados a partir de diferentes padrões.

	USA	JAPÃO	EUR	CHINA
Monofásico/ Trifásico Carregador CA	 SAE J1772 Nível 1, Nível 2 Monofásico	 SAE J1772 Nível 1, 2 Monofásico	 IEC 62196-2 Nível 1, 2 Mono/Trifásico	 IEC 62196 Nível 1, 2 Mono/Trifásico
Carregador Rápido CC/ Combo CA-CC	 SAE J1772 Nível 2 + CC Combo	 Tesla Super Carregador	 CHAdeMO CC Carregador Rápido	 IEC 62196-3 Híbrido Combo
			 IEC 62196-3 Híbrido Combo	 GB/T 20234.3- 2011 Carregador Rápido CC

Fonte: Adaptado de (DAS *et al.*, 2020).

2.5. Impactos no sistema elétrico devido a penetração massiva de VEs

O crescimento do mercado de VEs pode impactar de forma positiva e/ou negativa em diferentes setores, dentre eles, o econômico, o ambiental e o elétrico. O SDEE pode sofrer danos técnicos críticos devido a uma sobrecarga de carregamento e/ou ser beneficiado com recursos de geração distribuída. Os veículos também possuem emissão de poluentes bastante reduzida durante o seu uso. As concessionárias de energia elétrica, empresas privadas e proprietários de VEs também são impactados economicamente. Ao longo desta subseção serão reportados sucintamente os principais impactos.

2.5.1. Impactos econômicos

Os impactos econômicos podem ser verificados em diferentes setores e segmentos da economia, de forma direta e/ou indireta.

Concessionárias de energia poderão ter que antecipar a expansão do SDEE em diversos locais devido à significativa carga adicionada pelo carregamento de VEs. Neste contexto, equipamentos de controle devem ser adicionados à rede evitando o carregamento de VEs nos horários de ponta, sendo que tais investimentos possuem valores expressivos (ARIAS, 2019).

Empresas do ramo petrolífero estão sendo impactadas de forma negativa, pois o consumo de combustíveis derivados do petróleo diminui de forma proporcional ao aumento de VEs. Certos países estabeleceram uma data limite proibindo a produção de veículos a combustão interna, outros, definiram datas limites, proibindo a sua circulação. Em contrapartida, empresas do ramo de produção de baterias poderão ingressar em um mercado em expansão.

Atualmente, o VE ainda possui um alto custo de aquisição para o proprietário, porém, devido ao menor custo de manutenção, despesas de reparo juntamente com a ampla economia de combustível ele oferece um custo total de propriedade menor quando comparado ao veículo a combustão interna (JADHAV; KALKHAMBKAR, 2018). Além disso, diversos países incentivam a aquisição de VEs oferecendo redução de impostos e constante ampliação da rede de eletropostos (DELGADO *et al.*, 2017). Outro benefício voltado ao proprietário se dá através da tecnologia *Vehicle-to-grid* (V2G), em locais onde a concessionária efetua a diferenciação do custo da energia elétrica entre diferentes horários. O proprietário pode carregar seu veículo e armazenar energia durante o período em que a mesma possui menor custo, utilizar e/ou injetar no SDEE no horário em que seu custo for maior (PAVIĆ; PANDŽIĆ; CAPUDER, 2020).

2.5.2. Impactos técnicos

A conexão massiva de VEs pode causar impactos técnicos positivos e/ou negativos ao SDEE. Alguns desses impactos serão tratados com maior relevância, pois estão associados ao escopo desta dissertação.

I. Impactos Técnicos Positivos

Os VEs podem permanecer 80% do dia de forma ociosa e apenas 20% em circulação. O tempo que o veículo permanece conectado à rede com a bateria carregada pode ser utilizado para a injeção de energia. Para isso os carregadores devem conter a tecnologia *Vehicle-to-grid* (V2G), funcionando como carregadores bidirecionais, ou seja, se comportam como carga durante o carregamento ou como fonte fornecendo energia a rede quando necessário.

A tecnologia V2G oferece diversos benefícios a rede, como por exemplo: suporte de potências ativa e reativa e suporte de regulação dos níveis de tensão e do fator de potência, permitindo uma melhor integração das fontes de energias renováveis com a rede, aumentando sua flexibilidade de operação. Ainda, é possível efetuar o carregamento do VE durante

períodos de vale (período de menor demanda da rede) e se necessário injetar energia na rede durante horário de pico, nivelando a curva de demanda de carga ao longo do dia.

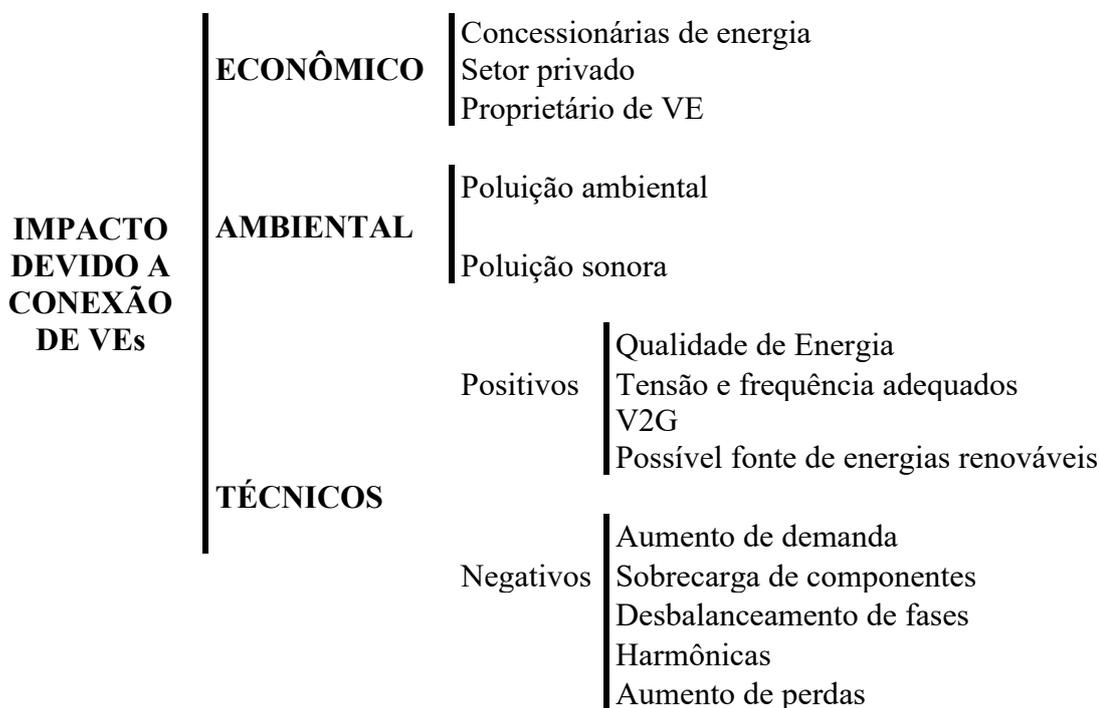
II. Impactos Técnicos Negativos

O cenário de carregamento massivo de VEs pode causar uma sobrecarga em diversos componentes do SDEE e proporcionar impactos negativos. Essa sobrecarga reduz a vida útil de tais componentes afetando a qualidade da energia elétrica transmitida.

As características não lineares dos carregadores podem causar distorções harmônicas indesejáveis. A sobrecarga dos componentes da rede, como, por exemplo, no caso de condutores e transformadores, reduz sua vida útil, aumentando as perdas de energia elétrica nestes componentes. Devido ao padrão monofásico das estações de carregamento residencial, a adoção massiva dessa tecnologia pode causar um desbalanceamento maior de cargas entre as fases da rede e conseqüentemente um desequilíbrio entre as tensões, sobrecarregando de forma não equilibrada os condutores. A instabilidade da tensão pode ocorrer devido aos diferentes tipos de cargas conectadas a rede.

Diversos fatores contribuem para os impactos acima mencionados, tais como: diferentes níveis de penetração de VEs; modo, local, padrão e tempo de recarga; estado da bateria no início da recarga; tarifas e tipos de estações de carregamento. Todavia, é possível observar impactos positivos na conexão massiva de VEs. A Figura 4 sumariza os principais impactos encontrados na literatura atual.

Figura 4 – Impactos devido ao aumento do uso de veículos elétricos.



Fonte: Elaborada pelo autor.

2.6. Considerações finais sobre o capítulo

Como visto neste capítulo, vários fatores são responsáveis por influenciar os resultados dos impactos em diferentes abordagens. Salienta-se aqui para contextualização, quesitos que serão analisados nesta dissertação: ponto de conexão do VEs; níveis de penetração; horário de início; potência de carregamento e duração.

Neste capítulo fez-se uma introdução a conceitos básicos sobre os VEs, a fim de servir como fundamentação para o bom entendimento deste trabalho. O próximo capítulo fará uma apresentação de diversas pesquisas e trabalhos que buscam compreender melhor o comportamento dessa tecnologia, apresentando potenciais positivos e negativos.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

No Capítulo 2 foram apresentados os principais conceitos e definições relacionados aos VEs no contexto dos sistemas elétricos. Destaca-se a Tabela 2, que sumariza os níveis de tensão e corrente nas recargas dos VEs. Os impactos técnicos causados nos SDEE dependerão da forma como os VEs serão recarregados. Com base no estado da arte, neste capítulo será apresentada uma revisão bibliográfica, sobre os possíveis impactos devido a conexão massiva de veículos elétricos nos SDEE.

3.1. Estado da arte

O SDEE é projetado para suprir uma demanda prevista em um determinado horizonte de planejamento para uma dada localidade. A conexão em massa de VEs pode antecipar esse horizonte de planejamento em diversos locais, conduzindo a necessidade de reforços na rede. Segundo (GALUS; ZIMA; ANDERSSON, 2010), todas as atividades dentro dos sistemas elétricos de potência (SEP) deverão considerar a adoção generalizada de VEs. No entanto, alguns setores estarão sujeitos a modificações mais rigorosas, em termos técnicos e operacionais, do que em outros, como por exemplo os VEs deverão impactar primeiramente o SDEE que opera em níveis de tensão iguais aos de conexão dos VEs.

Contudo, o impacto causado pela conexão de VEs varia de acordo com a proporção de conexões e com o local de carregamento. Neste contexto, as seguintes pesquisas mostram os impactos em relação a demanda consumida para diferentes regiões. O estudo de (LOPES *et al.*, 2009) constatou um aumento de 10% na demanda de pico com um acréscimo de 50% de VEs na cidade de Nova Iorque e em (RÍOS *et al.*, 2012) foi verificado que 10% de VEs causaram um aumento de 22% na demanda de pico na Bélgica. A investigação de (GALUS; ZIMA; ANDERSSON, 2010) destaca que apenas 17% de VEs ocasionaram 37% de aumento na demanda de pico. De acordo com tais pesquisas, nota-se que o comportamento da demanda de pico se altera para cada região, logo, verifica-se a necessidade de estudos locais para regiões de interesse.

Segundo (CROSS; HARTSHORN, 2016), as redes elétricas britânicas de baixa tensão irão necessitar de expansões em 32% do SDEE caso 40% dos consumidores optarem por carregar seus veículos no horário de pico. A pesquisa de (SILVA, 2019) afirma que os impactos técnicos devido à conexão massiva de VEs se concentram na rede de Baixa Tensão

(BT) dos SDEE. Em (ZOU *et al.*, 2020), os impactos dos VEs em uma rede real de BT em Budapeste foram analisados. O SDEE utilizado nas simulações foi capaz de absorver até 20% de penetração de carregamento descoordenado e continuar operando de forma eficiente e segura. Como contribuição os autores propuseram um modelo de gerenciamento da tensão em dois níveis, possibilitando a gestão da carga e da estabilidade da tensão da rede.

Em (MANRÍQUEZ *et al.*, 2020), é utilizado um método de otimização para analisar o planejamento da expansão do SDEE em uma rede real chilena. Os autores verificaram que a eletrificação massiva de VEs irá afetar consideravelmente o planejamento da expansão. Porém, os carregamentos coordenado e não coordenado influenciam de formas distintas em tal planejamento. De acordo com esta pesquisa percebe-se que ao planejar a expansão da rede para um determinado local, deve-se verificar as possibilidades de um carregamento coordenado, pois o modo como a recarga dos veículos é realizado pode impactar de diferentes formas no SDEE. Embora o carregamento dos VEs representem uma demanda adicional ao SDEE, através de um carregamento coordenado das estações de recargas esse adicional pode ser programado para reduzir o pico de demanda assim como os custos associados (DAS *et al.*, 2020).

No carregamento coordenado, a qual tem por intuito não sobrecarregar o sistema elétrico no horário de ponta, a penetração de VEs é distribuída ao longo do dia. Por outro lado, no carregamento descoordenado não se tem um incentivo monetário ou meios de controle que busquem deslocar a recarga para horários fora de pico da rede. Neste modo é considerado que o proprietário irá conectar seu veículo para recarga logo ao chegar em sua residência. A recarga será iniciada instantaneamente e somente será finalizada no momento em que a bateria estiver completamente carregada ou pela desconexão manual do veículo da rede (AHMADIAN; MOHAMMADI-IVATLOO; ELKAMEL, 2020) e (MURATORI, 2018).

Os impactos técnicos em uma rede de BT comercial foram estudados em (NOUR; ALI; FARKAS, 2019). O modo de carregamento descoordenado foi utilizado e o instante de início de carregamento ocorreu no período da manhã com uma probabilidade alta entre 08h00 e 09h00, baixa entre 10h00 e 11h00 e probabilidade nula para o restante do dia. Para mitigar os impactos causados pelo carregamento dos VEs foi proposta a utilização de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV). Vale ressaltar que a tecnologia adotada pelos autores, para mitigar os impactos causados pelos VEs, pode agregar diversas vantagens em futuras aplicações de carregamento de VEs, onde a probabilidade de início do carregamento for maior

nos horários de alta incidência solar. Contudo, em momentos de baixa irradiação solar essa tecnologia não será satisfatória.

Em (GOOP; ODENBERGER; JOHNSON, 2016), é investigada a influência do aumento da penetração de Geração Distribuída (GD) proveniente de fontes renováveis, tais como solar e eólica em relação às perdas elétricas no SDEE. Foi constatada uma redução nas perdas conforme o consumo líquido da rede diminui. Contudo, uma geração distribuída em excesso pode ocasionar uma sobrecarga local assim como o aumento das perdas elétricas no SDEE. Em (SIDNEY, 2020) e (CUNHA, 2017) foi explorado o uso de GDFV, VEs e Sistemas de Armazenamento (SA). Constatou-se que a penetração dos VEs causou um aumento no pico da demanda, a GDFV no auge da geração ocasionou um fluxo de potência inverso e o SA resultou em uma redução dos impactos devido a conexão massiva de VEs assim como da GDFV em excesso.

Vale ressaltar que somente o uso de GDFV pode mitigar os impactos decorrentes do carregamento diurno deste tipo de veículo. Para o carregamento noturno essa tecnologia necessita de um complemento, como por exemplo um SA, o qual se mostrou eficiente nos estudos apresentados anteriormente.

O uso de informações locais como por exemplo dados de condução veicular, costumes de carregamento e dados do SDEE local caracterizam-se como a metodologia ideal para avaliar precisamente os impactos causados à rede local e as necessidades de adequações em um determinado horizonte de tempo. Contudo, muitas regiões não possuem uma quantidade suficiente de VEs em circulação para obtenção de dados confiáveis, além do que os dados do SDEE local nem sempre são acessíveis para o uso em estudos correlatos. Para contornar tal dificuldade, muitos trabalhos utilizam simulações probabilísticas com dados reais de outras regiões.

Uma abordagem probabilística foi utilizada em (JIN, 2019) para gerar perfis de recarga utilizando dados reais de tempo e distância de locomoção. No estudo, é proposta uma análise de sensibilidade da potência ativa e da tensão em conjunto para verificar os impactos causados pelos VEs em média tensão (MT) e em baixa tensão (BT). O método foi simulado considerando os dados de uma rede real da ilha de Vanua Levu, Fiji. Em (COBAN, 2019), os autores entrevistaram cinquenta pessoas a fim de coletar dados como: horário de chegada ao serviço, horário de chegada em casa e tempo de viagem para criar probabilisticamente perfis de recarga e utiliza-los para avaliar os impactos em redes de distribuição. Tal estudo serviu

para criar perfis de carregamento fundamentados em dados reais e obter resultados aproximados da realidade local.

Como já mencionado, devido à falta de dados locais de mobilidade elétrica, muitos trabalhos utilizam modelagem numérica e/ou probabilística para encontrar uma curva de carregamento local aproximado, considerando os padrões de costumes locais e dados de mobilidade urbana da região de interesse. Em (JIA; LONG, 2020) e (HASAN; BORBOA; LEISHMAN, 2019) são disponibilizados dados de mobilidade elétrica, tais como potência de carregamento, tempo total de carregamento, horário de início da recarga, tipo de conector utilizado. Esses dados normalmente são utilizados para determinar perfis de carregamento dos VEs, como por exemplo: energia consumida durante o carregamento; duração do carregamento; horário de início. Destaca-se aqui o Método de Monte Carlo (MMC), o qual é bastante utilizado para encontrar probabilisticamente perfis de carregamento de VEs, como pode ser visto no estudo de (ZAPATA, 2010).

Em (CUNHA, 2017), para determinar um curva de recarga, foram utilizadas as seguintes variáveis probabilísticas: seleção do consumidor com VE; distância diária percorrida; instante inicial de carregamento; estado de carga da bateria e duração do carregamento. No trabalho de (PAIVA, 2019) os horários de conexão e desconexão foram considerados como variável probabilística. Em (SIDNEY, 2020) foram parametrizados probabilisticamente VEs, GDFV e SA. Para os VEs foram determinados: o horário de conexão; a distância total percorrida; a seleção do consumidor com VE e a potência de carregamento. As grandezas estimadas probabilisticamente para a GDFV foram o local de instalação, a potência do sistema e a irradiação solar. Por fim, a localização, a capacidade das baterias, a potência e a forma de controle foram utilizadas como variáveis de probabilidade para os SA.

Em (BREMERMANN *et al.*, 2014), é apresentado um modelo de mobilidade baseado no Processo de Poisson Não-Homogêneo (NHPP). Este modelo busca representar, também de maneira probabilística, o comportamento de mobilidade dos motoristas de forma a analisar o impacto causado pela recarga dos VEs. Salienta-se que com o NHPP é possível representar a amostragem de carga da bateria de cada VE. Os autores utilizam três métodos de carregamento para avaliar o impacto causado pelos VEs: carregamento direto; carregamento no vale e carregamento controlado. Este estudo ocorreu em uma versão modificada do IEEE RTS-96, denominada como IEEE RTS-96 HW. Na versão original, a geração de energia elétrica era composta por 900 MW de usinas hidrelétricas e 9.315 MW de usinas térmicas. Já

no sistema modificado 350 MW de usinas a carvão foram substituídas por 1.526 MW de usinas eólicas. Concluiu-se neste trabalho que o carregamento direto eleva a demanda no horário de pico. O carregamento no vale demonstrou-se adequado até certo nível de penetração, pois é possível que o pico de demanda seja deslocado para o horário de vale. Por fim, o carregamento controlado tornou possível carregar os veículos no horário de vale e nos momentos que o SDEE estiver em sobrecarga. O carregamento é interrompido caso o estado de carga da bateria já esteja em um nível pré-definido pelo proprietário.

Em (PIOTROWSKI; KNAK, 2019), também foi proposto a aplicação do NHPP a fim de determinar novos perfis de carregamento com base em estudos de mobilidade urbana. Estes perfis foram utilizados para avaliar os impactos em redes de distribuição com uma projeção até o ano de 2030. Os autores verificaram que o carregamento no período de vale, ou seja, carregamento no período do dia com menor demanda de carga da rede, pode alterar o horário de pico de demanda dependendo do nível de penetração de VEs. Como conclusão, foi constatada uma elevação significativa nas perdas elétricas após uma elevada penetração destes veículos. Em (WANG; DUNN; LIAN, 2014) os autores verificam em seus resultados uma elevação linear das perdas de acordo com o aumento de penetração desta tecnologia de mobilidade.

Analisando os estudos apresentados, percebe-se que as variáveis probabilísticas utilizadas e o modo de como são determinadas, variam de pesquisa para pesquisa. Constata-se a importância que todas as variáveis utilizadas tenham a maior proximidade possível com a realidade. Para isso é necessário levar em consideração os costumes de cada região assim como os padrões de mobilidade urbana.

Outros impactos são perceptíveis com a adoção massiva de VEs, entre eles o desequilíbrio de tensão entre as fases de um sistema trifásico, como é avaliado em (ARIOLI, 2016). O autor utiliza somente cargas monofásicas e bifásicas para promover uma distribuição desigual entre as cargas nas três fases, resultando em desequilíbrio de tensão. Dado que, estações de recargas residenciais possuem um padrão de conexão monofásico ou bifásico, um carregamento massivo de VEs pode resultar em um aumento de desequilíbrio da tensão. Contudo, se as estações de carregamento forem distribuídas de forma a igualar a carga instalada em cada fase, o desequilíbrio da tensão pode ser atenuado. O trabalho de (POULADI; SHARIFIAN; SOLEYMANI, 2016) demonstra que, se o carregamento dos VEs for distribuído de forma desigual entre as fases, o desequilíbrio pode ocorrer em todos os horários do dia. Nesta mesma linha de estudo, na pesquisa de (SIDNEY, 2020) menos de 5%

dos nós do SDEE apresentaram fator de desequilíbrio acima de 3% em até 50% de penetração de VEs. Neste estudo, foram avaliados também o aumento de demanda e das perdas elétricas, as fases afetadas por subtensão e sobretensão, sobrecarga dos transformadores e nos condutores.

Em (HASAN; BORBOA; LEISHMAN, 2019), é proposta uma análise comparativa entre estações de recarga residencial e comercial, estações lentas e rápidas assim como é realizada a análise dos níveis de tensão de uma rede genérica considerando dados reais de carregamento. Para as análises foram levadas em consideração um conjunto de dados reais de estações residenciais, comerciais, lentas e rápidas a fim de criar perfis de carregamento. Os autores concluem que as estações lentas aumentam o consumo durante o horário de pico, contudo, as estações rápidas podem deslocar o acréscimo de demanda devido ao carregamento de VEs para outros horários do dia, assim como para os finais de semana. Isso ocorreu pois na pesquisa foram avaliadas estações rápidas instaladas em locais públicos, normalmente utilizadas nos horários comerciais. Já as estações de recarga lenta, usualmente residenciais, são utilizadas após o horário comercial no momento que os proprietários chegam em suas casas.

Em (MURATORI, 2018), o autor afirma que o carregamento descoordenado de VEs pode alterar significativamente o curva de demanda agregada residencial, podendo impactar no SDEE até mesmo em baixos níveis de penetração de VEs. Em sua pesquisa os impactos foram resumidos em aumento de demanda consumida e mudanças na forma da demanda, considerando apenas estações residenciais de carregamento, visto que grande parte das recargas acontecem nas moradias dos motoristas. Já em (ARIAS, 2019) é reportado que as redes de distribuição podem não estar dimensionadas adequadamente para atender de maneira segura e confiável uma sobrecarga descoordenada de veículos elétricos e que eles aumentam a complexidade do planejamento de sistemas de distribuição de energia. Sendo assim, nesta pesquisa é proposto um modelo de Programação Linear Inteira-Mista para resolver problemas de planejamento da expansão de SDEE considerando a presença de estações de carregamento de VEs, além de alocação de geração distribuída e bancos de capacitores. Conclui-se nessa pesquisa que uma conexão massiva de VEs impacta diretamente no SDEE, independentemente do local de conexão. Deste modo, é fundamental que a adequação do SDEE contenha em seu planejamento estações de carregamento residencial e comercial.

Muitas concessionárias não possuem uma maneira para controlar as recargas dos veículos elétricos. Dessa forma, (PINTO, 2017) propôs em sua pesquisa alternativas de

alterações na infraestrutura do SDEE a fim de mitigar os impactos técnicos causados por uma conexão massiva desta tecnologia. Foram propostas técnicas como alteração de *taps* de transformadores, redistribuição de cargas, recondutoramento da rede, substituição de transformadores e divisão de circuitos. No estudo é afirmado que estas alternativas devem anteceder a instalação de equipamentos inteligentes no SDEE devido a diferença de custos entre essas ações, sendo essa uma alternativa voltada a realidade das concessionárias.

Em (NOUR; ALI; FARKAS, 2018) foram analisados dois cenários de carregamento: não controlado e atrasado². Durante a pesquisa foram avaliados o carregamento do transformador, a ampacidade dos condutores, o perfil de tensão no ponto mais afastado do transformador e as perdas diárias. Tais impactos foram avaliados em uma rede real residencial em BT da cidade de New Toshka, Egito. A carga da bateria é considerada em 20% para todos os VEs a serem carregados. O efeito de desequilíbrio de tensão foi descartado devido à utilização de carregadores trifásicos. Assim como em (CAO *et al.*, 2012), o início de carregamento foi descrito por uma curva Gaussiana. O uso do carregamento atrasado é incentivado através de tarifas horárias impostas pela concessionária. Foi constatado que o carregamento não controlado excedeu o carregamento máximo permitido do transformador. Já o carregamento atrasado criou um segundo pico de menor intensidade em outro momento do dia. A ocupação de corrente no cabo condutor em relação a ampacidade atingiram 50% e 44% para recarga não controlada e atrasada respectivamente. Todos os impactos avaliados apresentaram melhores resultados para o carregamento atrasado, devido a incentivos das tarifas. Contudo, é necessário que a concessionária consiga diferenciar o consumo residencial em horários a fim de proporcionar incentivos tarifários e assim conseguir deslocar o horário de carregamento dos VEs e minimizar os impactos causados no SDEE.

Em (SILVA, 2019), o foco da pesquisa foi avaliar os impactos nos condutores, transformadores e indicadores devido à conexão massiva de VEs em SDEE em BT. Tais análises ocorreram para duas propostas de recarga, recarga não controlada e recarga no vale. A recarga não controlada resultou em uma sobrecarga no transformador com 40% de VEs, já o carregamento durante o vale ocasionou em um desequilíbrio de tensão em diversos nós da

² Também conhecido como tarifação indireta controlada, a concessionária utiliza a diferenciação tarifária entre o horário de pico e fora de pico para incentivar o carregamento em horários de menor sobrecarga da rede. Dessa forma a recarga é programada para o horário que melhor satisfaz o proprietário (NOUR; ALI; FARKAS, 2018).

rede. Nota-se que além da quantidade de VEs, a maneira como os mesmos são carregados também deve ser levado em consideração.

Em (SAUSEN, 2017) é proposta uma metodologia para avaliar os impactos dos VEs nos transformadores de distribuição. Foram utilizadas duas formas de recarga: carregamento não controlado e econômico. O modo não controlado é efetuado no instante em que o motorista chega em sua residência, conecta o carregador em seu veículo e a recarga inicia instantaneamente. O modo econômico é determinado através do modelo tarifário, tarifa branca da ANEEL, onde o valor do kWh possui o menor valor em determinados períodos do dia. Quanto maior a capacidade do transformador, maior será a quantidade de veículos conectados a ele. Foi constatado que os transformadores que apresentarem um maior número de consumidores, deverão conter algum tipo de controle para casos com alto nível de penetração de VEs, o que se acentua ainda mais em casos sem incentivo monetário da tarifa.

De acordo com as últimas pesquisas citadas acima, o modelo com diferentes tarifas durante os horários de pico e fora de pico se mostrou suficiente para mitigar alguns impactos dos VEs causados no SDEE. Dessa forma, as regiões que não possuem um sistema de diferenciação tarifária devem verificar tal possibilidade e assim retardar a necessidade de alterações na rede.

Segundo (KONG *et al.*, 2019), fatores como: segurança do SDEE; perda de energia dos VEs; problemas econômicos de operação; tempo satisfatório de espera para recarga e o congestionamentos do sistema de transporte influenciam diretamente na localização da estação de carregamento. Neste cenário, os autores propuseram um novo método de planejamento de localização de estações de recargas rápidas. A principal contribuição nesta pesquisa é planejar a posição das estações considerando todos os fatores mencionados através de uma arquitetura dividida em duas etapas, onde possíveis localizações considerando uma operação econômica é de responsabilidade da primeira etapa. Fatores como impacto das estações de recarga, perdas de energia dos VEs, condições de tráfego e a rede elétrica são considerados na segunda etapa. É importante salientar que foram utilizados dados dinâmicos em tempo real para determinar a localização ideal das estações de carregamento.

O sistema de MT UKGDS de 95 nós foi utilizado em (PAIVA, 2019), sendo ele parte de um sistema real britânico, operando com tensão de 11 kV e uma carga ativa total de 3.576 kW e carga reativa de 2.201 kVAR. O sistema possui duas GDs fotovoltaicas com capacidade nominal de 750 kW cada. O objetivo deste trabalho é avaliar a estabilidade da tensão considerando uma penetração massiva de VEs no SDEE. Neste estudo foi utilizada uma

modelagem probabilística através do MMC. A análise indicou que recargas em estações comerciais apresentam menos riscos de problemas de instabilidade da tensão, devido a concentração destas estações em poucos nós do sistema e da maior flexibilidade de horário de recarga. Contudo, o horário de funcionamento das estações de recargas residenciais costuma coincidir com os horários de pico de carga da rede, sendo esta uma tendência para resultados inferiores aos obtidos com eletropostos.

Em (OLIVELLA-ROSELL; VILLAFILA-ROBLES; SUMPER, 2015) foram avaliados os efeitos dos VEs *Plug-in* na rede teste IEEE 37 nós. Perfil de tensão, perdas do sistema e carregamento das linhas foram avaliados e foi constatado que 30% de penetração de VEs não causou impactos no sistema teste. Contudo, ao utilizar 60% de penetração houve um deslocamento do pico de demanda afetando o desempenho da rede nos 3 parâmetros avaliados. Em (FERNANDEZ *et al.*, 2015) a rede teste IEEE 13 nós foi utilizada para avaliar o aumento de demanda na rede assim como as distorções harmônicas (DH) devido a penetração de VEs. Foi verificado que com o aumento da penetração a qualidade da energia elétrica diminui, apesar dos valores de DH não ultrapassarem os limites determinados pela norma IEEE 519. A DH aumentou de acordo com o aumento de penetração dos veículos. Foi identificado um aumento de aproximadamente 500 kW com uma penetração de VEs da ordem de 23% próximo às 19h00. As distorções máximas de tensão ocorreram às 20h00 não excedendo 1,2%.

Em (DIMOVSKI *et al.*, 2020), é proposta uma abordagem para avaliar as restrições locais devido a inserção de VEs na rede e também os benefícios obtidos com a adoção de um sistema de controle. A análise é feita em uma rede de MT em Skopje, Macedônia. O estudo de (HASHEMI; BABOLI, 2020), avaliou os impactos técnicos em uma rede real, também de MT, do Irã. Na pesquisa foram realizadas simulações de estações residenciais e eletropostos, determinando probabilisticamente o horário de chegada, de partida e a distância percorrida através de curvas normal e lognormal. A rede real implementada em *Matlab*, possui 125 nós e opera a uma tensão de 20 kV. Como resultado, foi verificado um aumento do pico de demanda da rede assim como um aumento no desequilíbrio de tensão conforme aumenta a penetração de VEs. Sumarizando, com 50% de penetração de VEs a perda de potência diária aumentou de 2.299 kW para 3.138 kW.

Por fim, destaca-se que esta revisão não se finda no aqui exposto. No entanto, buscou-se sumarizar as contribuições ao estado da arte julgadas mais relevantes, as quais embasaram o desenvolvimento desta pesquisa.

3.2. Considerações finais sobre o capítulo

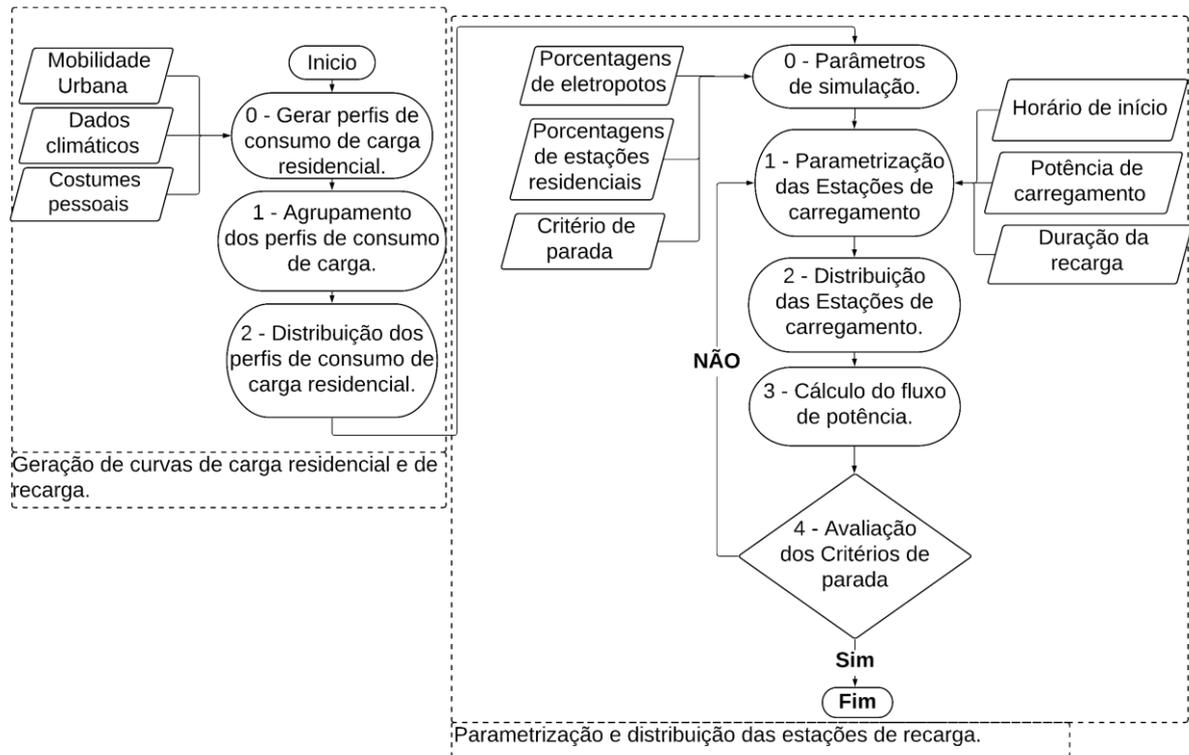
Os trabalhos anteriormente citados demonstram que os impactos causados aos SDEE relacionados a conexão massiva de VEs dependem de muitos fatores, como por exemplo: da rede em que os VEs são conectados; do modo de carregamento sendo ele coordenado ou não coordenado; do perfil de mobilidade de cada região assim como da classe predominante local (comercial ou residencial), entre outros. Também foram apresentados diferentes métodos para mitigar tais impactos. Entretanto, diversas formas de avaliação podem ser efetuadas através de métodos de controle da demanda. Em contrapartida, poucos locais possuem equipamentos que possibilitam esse controle. Dessa forma, é recomendável que cada região realize pesquisas com dados locais a fim de antever tal comportamento.

No melhor conhecimento do autor, verificou-se também uma carência de estudos como foco em redes de MT, o que reforça a necessidade de estudos considerando penetrações de VEs neste nível de tensão. Sendo assim, essa pesquisa foi desenvolvida visando avaliar os impactos em redes de MT causados pela penetração de VEs. Cabe destacar que este estudo visa avaliar os possíveis impactos sem considerar meios que possam mitigá-los. Sendo assim, no Capítulo seguinte a metodologia proposta será apresentada.

4. METODOLOGIA

Este capítulo é destinado à apresentação da metodologia proposta nessa dissertação, cuja síntese é apresentada no fluxograma da Figura 5. A metodologia está dividida em duas etapas principais: (i) geração de curvas de carga residencial e de recarga, a qual é destinada à aquisição de dados locais gerando os perfis associados a estações de recarga exclusivamente residenciais e (ii) parametrização e distribuição das estações de carregamento, incluindo os eletropostos.

Figura 5 – Fluxograma síntese da metodologia proposta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A seguir, as duas etapas sumarizadas no fluxograma da Figura 5 serão detalhadas.

4.1. Geração das curvas de carga residencial e de recarga

Esta subseção é destinada à determinação das curvas de cargas e suas respectivas distribuições, as quais serão utilizadas junto aos sistemas de distribuição considerados como estudos de caso deste trabalho.

Perfis de consumo são amplamente utilizados em simulações de diversos fins, como por exemplo no campo de energias renováveis e simulações de redes de baixa tensão (BT).

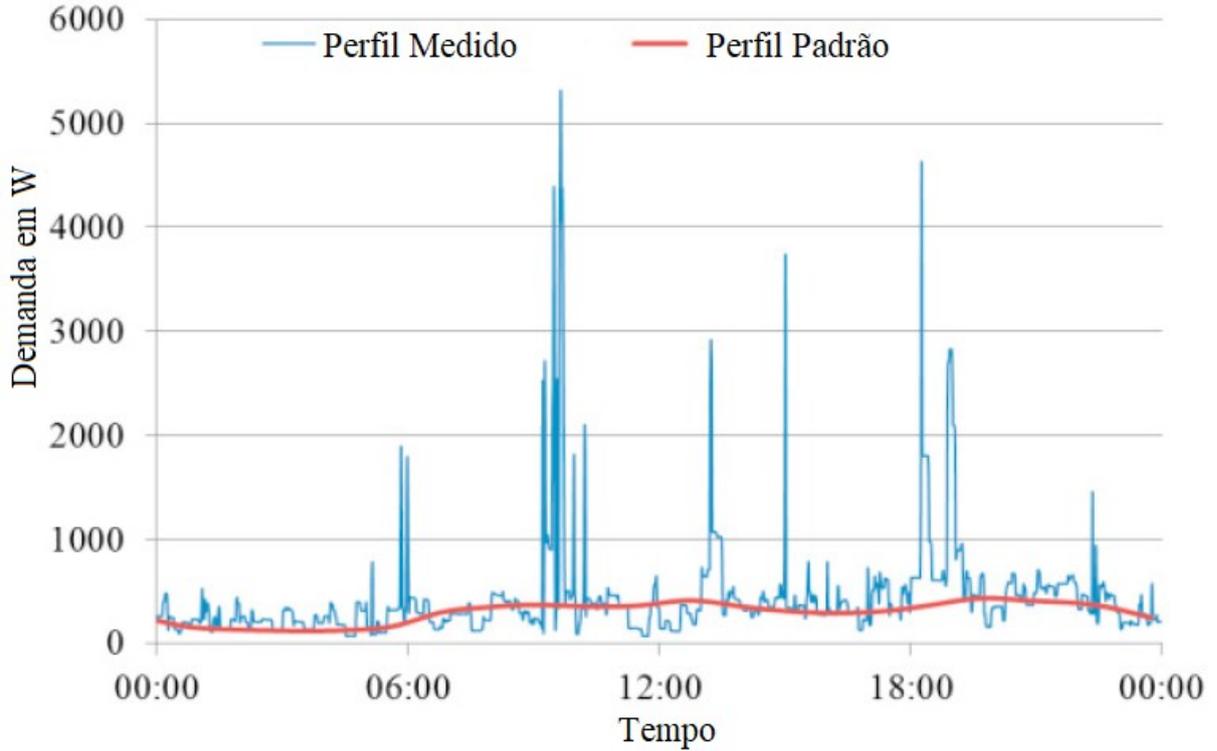
Contudo, tais perfis de mérito podem variar significativamente entre diferentes ocupantes de uma residência. Uma vez que hábitos de consumo medidos e individualizados raramente estão disponíveis e sintetizá-los mostra ser uma opção plausível. Uma abordagem simplista como o uso de perfis médios pode conduzir a resultados errôneos, podem não refletindo a realidade. A fim de comparação, a Figura 6 mostra um exemplo de perfil de carga residencial medido para um único dia e um perfil de carga padronizado médio. Nota-se que o perfil tem diversos picos, diferentemente do perfil médio.

Desta forma, neste trabalho as curvas de carga residencial e recarga de VEs proveniente de estações residenciais foram geradas através do programa *Load Profile Generator* (LPG) (PFLUGRADT, 2019) utilizando dados típicos da cidade de Porto Alegre, Brasil. Dados como distância média diária percorrida por veículos particulares, tempo médio de deslocamento, horários de chegada/saída e dados climáticos foram obtidos através do Plano Diretor de Mobilidade Urbana de Porto Alegre (PORTO ALEGRE, 2015), da Empresa Pública de Transporte e Circulação (EPTC, 2016) e do repositório *Renewables Ninja* (RENEWABLES NINJA, 2019).

De acordo com (PFLUGRADT, 2017), no LPG, as pessoas são tratadas como agentes independentes e irão fazer aquilo que lhes trazer maior satisfação no momento. A ideia básica do programa está apresentada na Figura 7. Na filosofia adotada, cada pessoa é tratada como um elemento central sendo influenciada por seus desejos e pelos equipamentos disponíveis ao seu redor. Utilizando os equipamentos disponíveis, a pessoa faz uma avaliação de satisfação que cada atividade irá lhe proporcionar, escolhendo aquela que apresentar maior impulso de satisfação. É importante salientar que o programa leva em consideração um tempo mínimo necessário para que determinada atividade seja escolhida, como por exemplo: para cozinhar algo é necessário um tempo de 4 à 6 horas até que tal desejo se torne forte o suficiente para ser ativado, enquanto para dormir é necessário entre 14 e 18 horas.

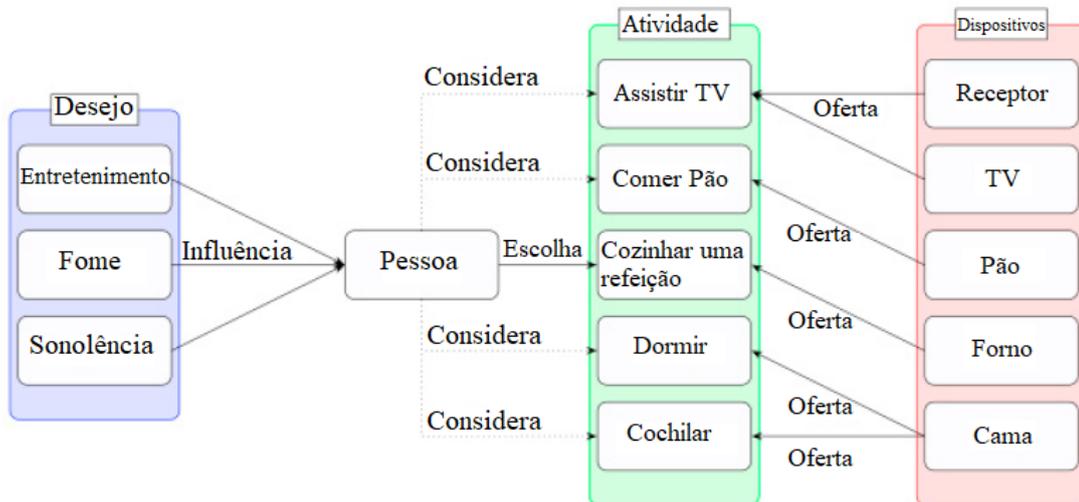
Elementos adicionais foram adicionados ao modelo proposto, exemplificando, o uso de dispositivos autônomos, visto que parte da energia consumida em uma residência se dá através de equipamentos em stand-by e de dispositivos que operam de forma independente, como a geladeira. Outros elementos adicionais necessários para modelar uma família básica são férias, feriados, atividades conjuntas dentre outros. Assim, rotinas de atividades são criadas gerando dados de consumo de acordo com os equipamentos utilizados.

Figura 6 – Perfil de carga residencial medido para um único dia e o perfil de carga padronizado.



Fonte: Adaptado de (PFLUGRADT, 2017)

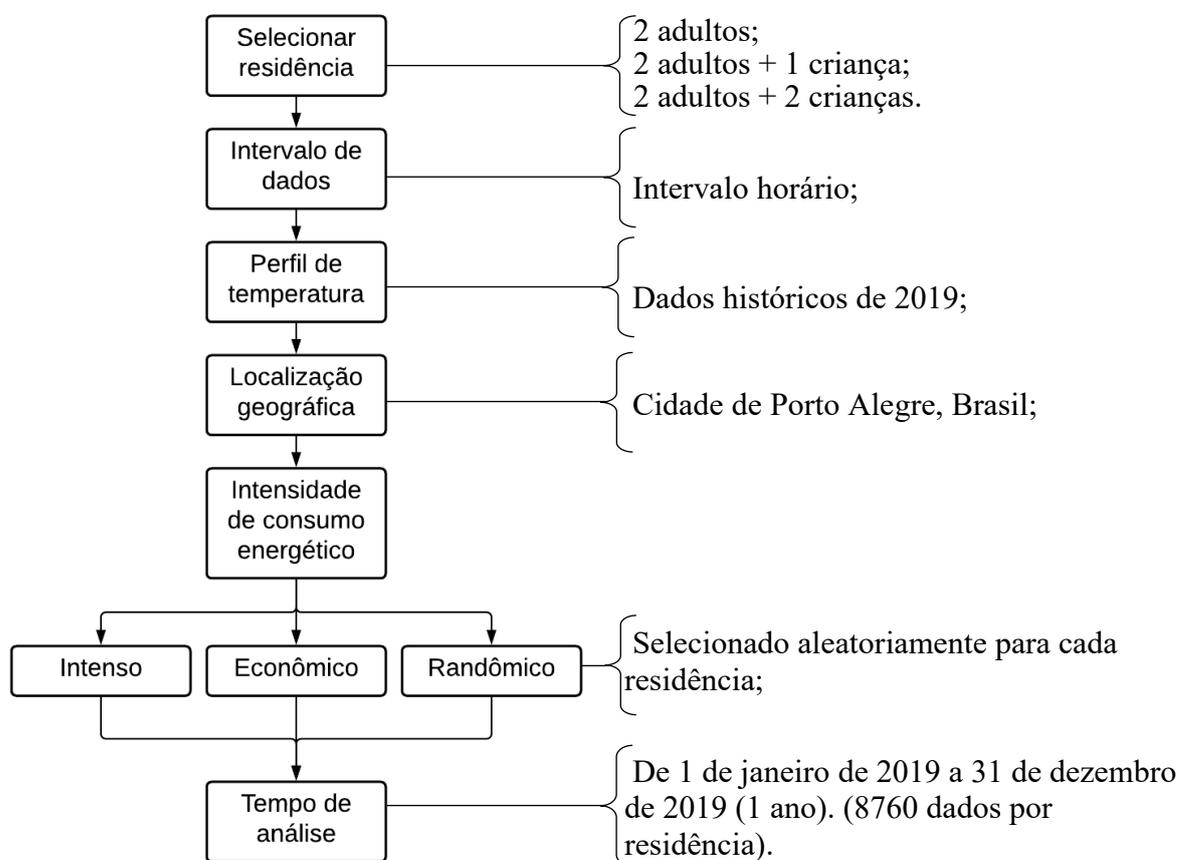
Figura 7 – Ideia básica usada pelo *Load Profile Generator*



Fonte: Adaptado de (PFLUGRADT, 2017)

A Figura 8 apresenta um diagrama que mostra os principais parâmetros utilizados no LPG para a geração das curvas de carga residencial considerando os dados de costumes para cada residência selecionada.

Figura 8 – Diagrama de blocos de parametrização do *Load Profile Generator*



Fonte: Elaborada pelo autor

As características e finalidades de cada um dos blocos são apresentadas a seguir:

- Selecionar Residência:* permite definir se a modelagem do perfil de consumo residencial desejado é para uma única residência ou um conjunto destas. O programa possui diversas residências cadastradas em sua base de dados, cada uma contém seus próprios moradores, sendo eles famílias ou apenas um único residente. Contudo, os dados cadastrados refletem costumes estrangeiros que não representam os padrões do Brasil. Dessa forma, novas residências com 2, 3 ou 4 moradores foram agregadas ao programa utilizando comportamentos baseados em costumes brasileiros.
- Intervalo de Dados:* possibilita definir o intervalo de demanda residencial, neste trabalho foram utilizados intervalados de 1 hora.
- Perfil de Temperatura e Localização Geográfica:* somente dados europeus estavam cadastrados no programa para esses blocos. Entretanto, no repositório *Renewables Ninja* foram coletados e cadastrados no LPG dados de temperatura para o ano de 2019 e a localização geográfica da cidade de Porto Alegre.

d) *Intensidade de Consumo Energético*: permite definir o grau e a forma de consumo para cada residência, como por exemplo: consumo intenso; econômico e randômico, onde essa escolha irá influenciar diretamente no modo do consumo de energia elétrica residencial.

Por fim, foi determinado o período de geração dos resultados, sendo escolhido o intervalo de 1 de janeiro de 2019 até 31 de dezembro de 2019, totalizando 8.760 amostras de consumo residencial e de carregamento de VE para cada uma das 35 residências.

Para a geração das curvas de cargas, as principais características familiares consideradas são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados de unidades consumidoras para geração de curvas de carga residencial.

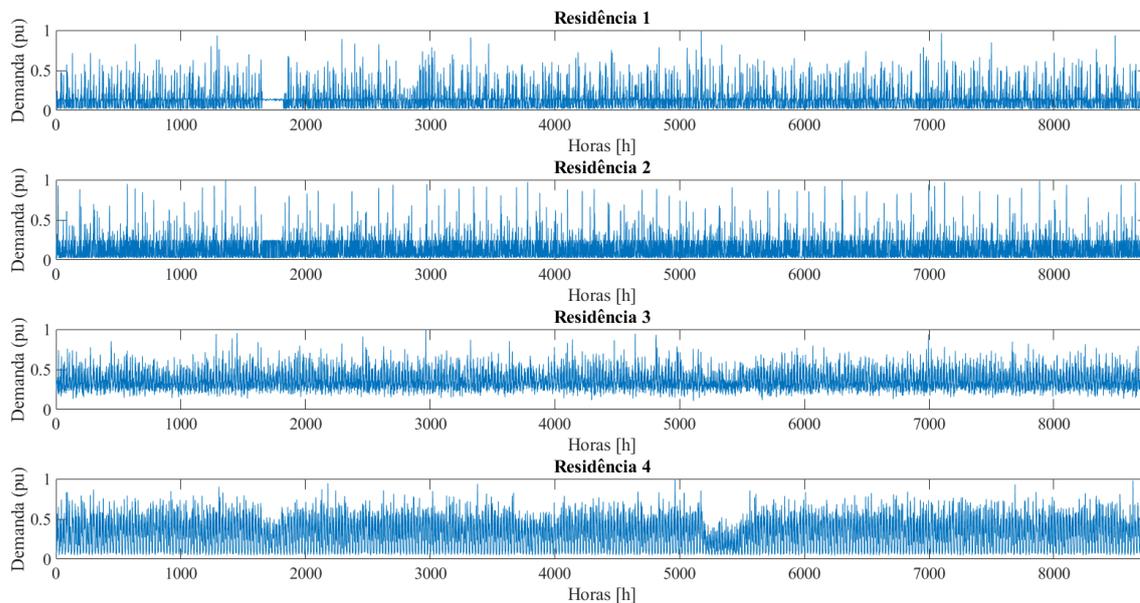
Características Familiares		Equipamentos elétricos	Deslocamento diário	
Integrantes:	Casal	Chuveiro elétrico*	Média	28 km
	Casal + Filho	Televisão*	Desvio padrão	5 km
	Casal + 2 Filho	Geladeira*		
Trabalho:	Casal	Micro-ondas		
	Apenas 1	Forno elétrico		
Permanência no trabalho:	Turno integral	Videogame		
Filho(s):	Criança	Computador (Notebook)*		
	Adolescente	Ferro de passar roupas		
Escola:	Creche	Máquina de lavar roupas*		
	Primário	Jarra elétrica		
	2º grau	Ventilador*		
Permanência na escola:	Tempo integral	Liquidificador*		
	1 turno	Ar condicionado (<i>Split</i>)		
		Veículo elétrico*		

Na referida tabela, os equipamentos elétricos que possuem um asterisco (*), foram utilizados para todas as residências, os demais equipamentos foram distribuídos aleatoriamente entre as mesmas. Cabe destacar que os veículos elétricos foram estabelecidos para todas as unidades consumidoras, mas os seus carregamentos são gerados separadamente dos dados de consumo residencial providos pelo LPG, permitindo tratar ambos os dados de forma distinta.

Após a inserção dos parâmetros no programa LPG, foram geradas curvas de cargas com intervalos de medição de 1 h para 35 unidades consumidoras residenciais considerando

os 365 dias do ano de 2019, totalizando 8.760 dados de consumo por residência. A título de contextualização, na Figura 9 são apresentadas quatro curvas de cargas residenciais anuais.

Figura 9 – Curvas de cargas residenciais de 4 unidades consumidoras.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Assim como em (ANZANELLO JÚNIOR, 2019), pelo fato da aquisição de diversas curvas de carga terem sido baseadas em diferentes tipos de consumo residencial e devido à grande quantidade de dados, utilizou-se um método para representar os dados em diferentes grupos com curvas diárias de carga residencial.

Para este propósito o método *K-means clustering* foi utilizado. Lançado em 1967 por (MACQUEEN, 1967) é um procedimento simples de agrupamento e amplamente difundido. Ainda, segundo (JAIN, 2010; HOFFMANN *et al.*, 2020) o *K-means* é um dos algoritmos de agrupamento mais utilizados na otimização de sistemas de energia.

Neste algoritmo, considera-se um conjunto de dados $X = \{x_i, i = 1, \dots, n\}$ como um conjunto de n -pontos a serem agrupados em k grupos $C = \{c_k, k = 1, \dots, K\}$. O objetivo do *K-means* é formar determinados grupos de dados de modo que a soma das distâncias entre os dados e o centroide seja mínimo. O erro quadrático entre μ_k e os pontos de dados no cluster c_k são dados por (1) e (2), respectivamente:

$$J_{(c_k)} = \sum_{x_i \in c_k} \|x_i - \mu_k\|^2, \quad (1)$$

$$J_C = \sum_{k=1}^K J_{(c_k)}, \quad (2)$$

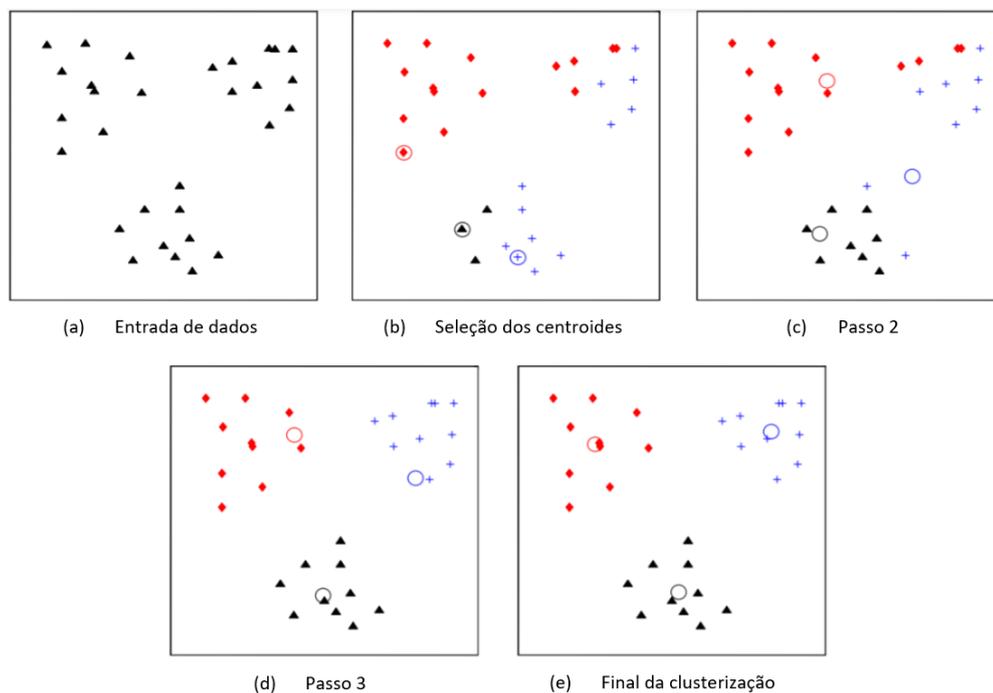
onde μ_k é a centroide geométrica do cluster c_k .

As principais etapas do algoritmo *K-means* são:

1. inicializar valores dos centroides $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_k$. Normalmente um valor aleatório é utilizado;
2. particionamento dos clusters, atribuindo cada valor a centroide geométrica do cluster mais próximo;
3. atualizar a centroide de todos clusters de acordo com os novos dados;
4. repetir os passos 2 e 3 até que o particionamento seja estabilizado.

A Figura 10 demonstra um exemplo genérico dos processos do algoritmo *K-means* para um determinado conjunto de dados com 3 grupos. A Figura 10 (a) apresenta um conjunto de dados em um plano bidimensional. A Figura 10 (b) mostra os centroides inseridos de forma aleatória. Automaticamente o algoritmo associa os dados mais próximos de cada centroide formando grupos. As Figuras 10 (c) e (d) apresentam os passos do algoritmo, onde a posição dos centroides é atualizada de acordo com os dados associados a cada um deles devido à proximidade. Após a atualização da posição dos centroides o algoritmo atualiza os dados de cada grupos de acordo com o novo posicionamento do centroide. A Figura 10 (e) apresenta a etapa final do algoritmo *K-means*. Percebe-se que não houve alteração dos dados entre as Figuras 10 (d) e (e), isto significa que o processo de agrupamento convergiu e o processo é finalizado automaticamente.

Figura 10 – Exemplo do algoritmo K-means.



Fonte: Adaptado de (JAIN, 2010)

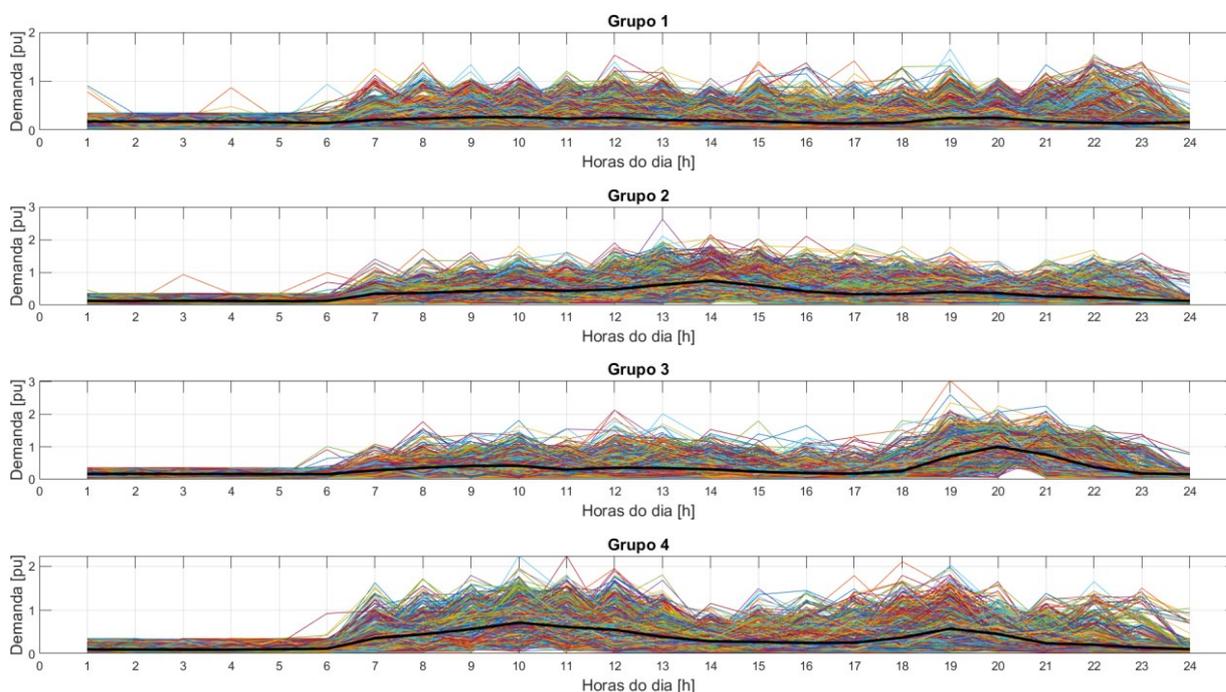
A etapa da metodologia a seguir será contextualizada com base nos grupos de curvas de carga residenciais obtidos com a aplicação do algoritmo *K-means*.

4.1.1. Grupos de curvas de carga

Como mencionado anteriormente, com a quantidade de dados representativos obtidos ao longo de um ano, fez-se necessário dividi-los em curvas de cargas diárias, totalizando 365 curvas de cargas para cada consumidor residencial. Considerando-se as diferentes curvas de cargas residenciais geradas, as mesmas foram agrupadas empregando-se o algoritmo *K-means* (JAIN, 2010), cujo objetivo é a representação de todos os dias do ano em K grupos de 24 h. Cabe destacar que os grupos gerados foram distribuídos de forma aleatória ao longo de todos os nós do sistema.

A Figura 11 apresenta os diferentes grupos de consumidores residenciais gerados a partir da aplicação do referido algoritmo às curvas obtidas através do programa LPG, em que as 365 curvas de cargas residenciais são representadas em 4 diferentes grupos ($K = 4$), visto que o *k-means* foi utilizado para agrupar curvas de carga residenciais, o valor de K foi pré-definido de modo a reduzir o esforço computacional e também de modo que os picos de carga se mantivessem próximos de horários específicos, 12h00 e 18h00.

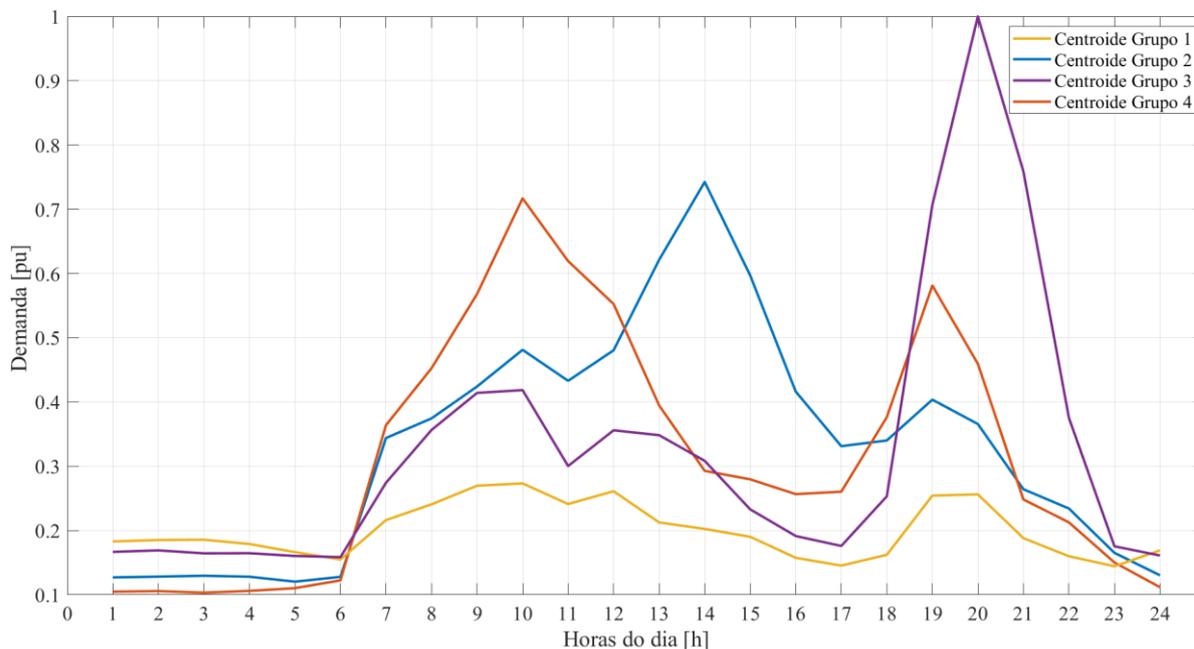
Figura 11 – Curvas de cargas diárias para diferentes grupos.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 11, as linhas coloridas representam as curvas de cargas diárias de determinada residência designada para um dado grupo e a linha na cor preta representa o centroide dos dados no período de 24 h, onde o pico do centroide foi utilizado como potência de base. A Figura 12 mostra em um único gráfico as diferentes curvas de carga residencial agrupadas pelo *K-means*, as quais são atribuídas para cada ponto de conexão entre a distribuidora e os consumidores. Nesta figura, o centroide do grupo 1, linha amarela, caracteriza-se por apresentar um consumo menor ao longo de 24 h quando comparado aos outros. Outra diferença é que não existem picos significativos neste centroide. O grupo 2, linha azul, apresenta um pico de consumo em seu centroide às 14h00. O centroide do grupo 3, linha roxa, mostra que o pico se dá às 20h00. Por fim, o grupo 4, linha laranja, mostra dois picos de consumo no centroide, um maior às 10h00, outro menor às 19h00. Cabe destacar que as curvas de carga residencial agrupadas pelo *k-means* foram utilizados como um dado comum para o estudo de ambas as redes utilizadas neste trabalho, 23 e IEEE 123 nós.

Figura 12 – Curvas de carga residenciais.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Após a aplicação do algoritmo e a obtenção dos grupos de curvas de carga residencial foi feita uma distribuição dos perfis ao longo dos nós dos dois SDEE utilizados na pesquisa.

4.2. Parametrização do carregamento dos veículos elétricos

Esta etapa tem como objetivo a parametrização e distribuição das estações de recargas residenciais e eletropostos, possibilitando o cálculo de fluxo de potência considerando a penetração de VEs no SDEE, sendo possível avaliar os impactos técnicos ocasionados.

Inicialmente, alguns limites mínimos e máximos foram estipulados ao algoritmo com a intenção de não subdimensionar ou sobredimensionar a quantidade de estações de recargas residenciais e eletropostos. Um critério de parada foi estipulado neste momento visando reduzir o esforço computacional desnecessário assim como avaliar resultados mais confiáveis.

As quantidades de estações de recargas, residenciais e eletropostos, foram determinadas com base no número máximo possível de unidades consumidoras para cada nó do SDEE. Assim como (PAIVA, 2019), de acordo com a demanda máxima, a Tabela 4 serviu como base para determinar o número de unidades consumidoras para cada nó do SDEE.

Tabela 4 – Quantidade de unidades consumidoras por demanda máxima.

Demanda máxima (kVA)	Número de unidades consumidoras
5	2
15	6
30	13
45	20
75	29
112,5	40
150	50
225	60
300	70
500	85
750	93
1000	100

Fonte: Adaptado de (PAIVA, 2019)

As estações de carregamento de VEs foram determinadas em porcentagens em relação ao número total de unidades consumidoras, ou seja: 70% de penetração de VEs significa que 70% dos moradores possuem um VE. Durante as simulações foram considerados cenários com níveis de penetrações de 10, 30, 50 e 70% de VEs. Contudo, segundo estudos feitos pelo Departamento de Energia dos EUA, o carregamento através de estações residenciais é utilizado por volta de 80% dos proprietários de VEs e o restante dos proprietários costumam carregar em eletropostos, sendo elas lentas ou rápidas (SMART, 2012). Da mesma forma como apresentado em (POULADI; SHARIFIAN; SOLEYMANI, 2016) essas proporções foram utilizadas para determinar a quantidade de VEs com carregamento em estações residenciais e eletropostos.

Segundo (LAUTENSCHLEGER; FERRAZ; HAFFNER, 2019), quanto maior for a quantidade de amostras adquiridas de variáveis aleatórias através de simulações de Monte Carlo (SMC), a tendência é que ocorra uma convergência de determinadas estatísticas. Estas SMC caracterizam-se por processos de geração de números aleatórios utilizando uma distribuição de probabilidade de modo que se possa avaliar em forma numérica, indireta ou artificial um modelo matemático que permite estimar um comportamento com variáveis estocásticas (KIM; HUR, 2020) (ZAPATA, 2010).

Durante as simulações deste trabalho, o cálculo de fluxo de potência é executado diversas vezes para cada porcentagem de estações de carregamento até que algum dos

critérios de parada seja satisfeito. Foram estabelecidos dois critérios de parada: (i) o número de simulações inicialmente estabelecido em 1000 para cada porcentagem de penetração de VEs. (ii) o coeficiente de variação estatístico (C_v).

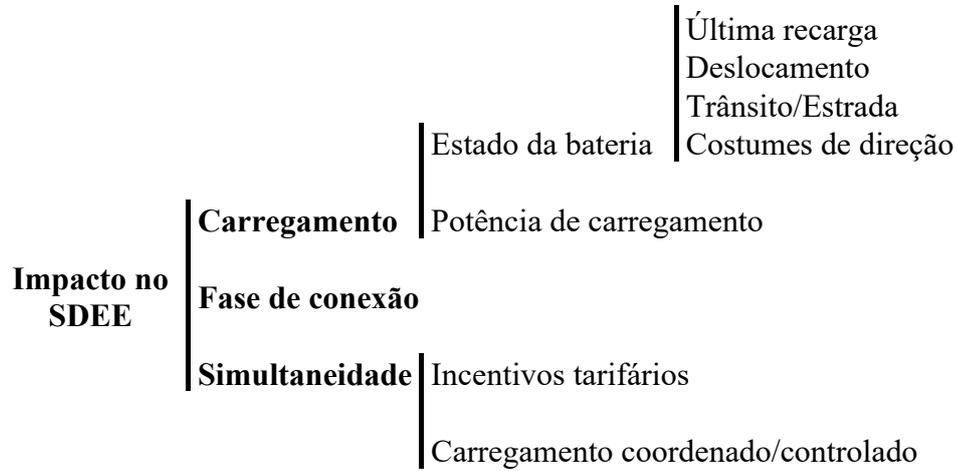
Utiliza-se o coeficiente de variação estatístico para verificar o instante que a variável de interesse atinja a sua convergência, normalmente com valores pré-estabelecidos entre 5 e 6%. Quando o C_v atingir valores inferiores a este, significa que tal critério foi satisfeito e a Simulação de Monte Carlo deve ser interrompida (PAREJA, 2009). O coeficiente de variação estatístico é dado por (3), onde para um conjunto de N amostras avaliadas, S representa o desvio padrão amostral e \bar{X} representa a média amostral.

$$C_v = \frac{S}{\bar{X}} \quad (3)$$

Cabe destacar que o critério de convergência estatístico foi verificado para cada variável de interesse e para cada fase do SDEE, sendo considerado que o critério de parada somente é totalmente satisfeito quando todas as variáveis atingem a convergência para um determinado valor.

Juntamente com as curvas de carga residencial, foram gerados pelo LPG curvas de recarga de VEs através de estações residenciais, levando em consideração os dados inseridos no programa. Contudo, é preciso uma abordagem probabilística para determinar a forma de recarga dos VEs devido às diversas incertezas que envolvem esta carga. Tais incertezas estão apresentadas na Figura 13, como por exemplo: a última recarga de um veículo; o deslocamento; o trânsito e a estrada. Os costumes de direção do motorista são variáveis que influenciam diretamente no estado da bateria; por sua vez, o estado da bateria juntamente com a potência de carregamento utilizada influenciam na duração da recarga. Os incentivos tarifários somados à recarga coordenada/controlada influenciam na simultaneidade da recarga de diversos veículos. Por fim, o carregamento em conjunto com a fase de conexão de recarga e a simultaneidade dos carregamentos influenciam nos impactos ocorridos no SDEE.

Figura 13 – Variáveis de recargas que influenciam nos impactos



Fonte: Elaborada pelo autor.

As recargas residenciais e em eletropostos de VEs foram parametrizadas utilizando simulações de Monte Carlo não-sequenciais, de maneira que cada variável é determinada de forma independente em cada simulação de fluxo de potência.

Para isso, essas curvas foram usadas como base a fim de determinar probabilisticamente o carregamento de cada VE através da aplicação de SMC.

Tem-se 365 dados horários de recarga de VE para cada uma das 35 residências. Uma varredura nesses dados foi realizada a fim de identificar as principais características de recarga, por exemplo: a probabilidade do instante de início de carregamento e a probabilidade do tempo necessário para uma recarga completa.

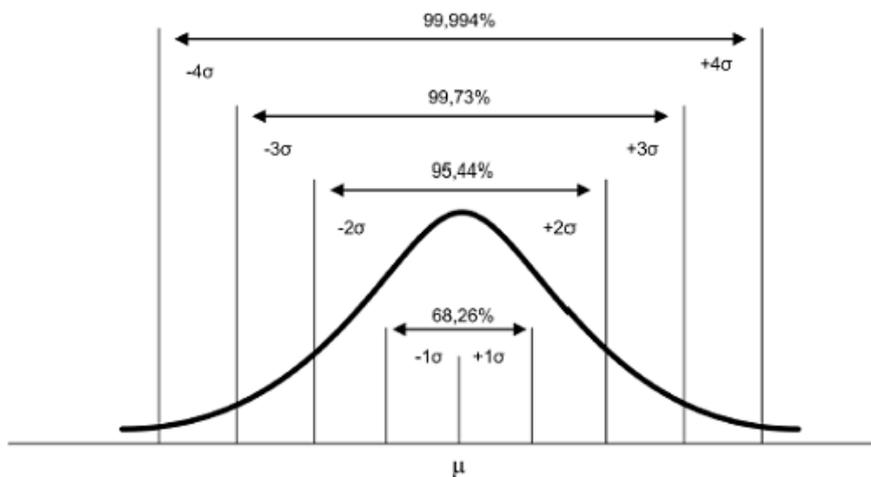
Assim como em (CAO *et al.*, 2012), neste trabalho, o instante de início de carregamento seguiu a distribuição de probabilidade de uma curva Gaussiana, sendo ela uma das mais importantes distribuições da estatística segundo (PAREJA, 2009). Ela é totalmente descrita através de seus parâmetros de valor médio e do desvio padrão, sendo possível determinar qualquer probabilidade desta curva através destes valores. A função densidade de probabilidade pode ser representada por (4).

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \text{ para } -\infty < x < +\infty \quad (4)$$

Como pode ser visto na Figura 14, a probabilidade de um valor escolhido estar entre $(\mu - 1\sigma)$ e $(\mu + 1\sigma)$ é de 68,26% e a probabilidade do valor escolhido estar entre $(\mu - 2\sigma)$ e

$(\mu + 2\sigma)$ é de 95,44%, onde μ simboliza a média, enquanto desvio padrão é representado por σ .

Figura 14 – Função densidade de probabilidade da distribuição normal



Fonte: (PORTAL ACTION, 2016)

Para a análise deste trabalho, outras variáveis das estações de carregamento residencial como o local de conexão do veículo e a fase de carregamento foram determinadas seguindo uma distribuição uniforme, ou seja, todas as opções possuem a mesma probabilidade de serem escolhidas. Essa escolha se deu pelo fato de que todos os moradores existentes ao longo do alimentador podem adquirir um VE e uma estação de recarga residencial. Além da incerteza de quem pode adquirir um VE, existe outra incerteza que é em relação a fase de conexão de carregamento do VE. A estação de carregamento pode ser conectada a qualquer uma das fases disponíveis, visto que essa opção dependerá de quem efetuar a instalação do equipamento. Devido a tais incertezas, todos os VEs são parametrizados individualmente.

O carregamento dos VEs em eletropostos foi gerado probabilisticamente através de uma base de dados com mais de 13.000 registros de carregamento neste tipo de estação entre setembro de 2017 e setembro de 2018 (DANDEE CITY COUNCIL., 2019).

Estes registros fornecem dados como horário de início e fim do carregamento, energia consumida, tipo de conector utilizado, tipo de carregamento utilizado, código identificador da estação de carregamento, entre outros. Através destes dados os registros foram divididos entre estações lentas e estações rápidas. Foi então verificado probabilisticamente quantos VEs costumam utilizar determinada estação em um dia; qual a potência de carregamento utilizada e qual o horário de início de carregamento. Através destes dados, foram gerados perfis de

carregamento probabilísticos para as estações de recarga lenta e rápida. Os dados foram representados através de dois tipos de distribuições de probabilidade, normal e lognormal.

A distribuição lognormal com uma função densidade de probabilidade é definida por (5).

$$f(x) = \frac{1}{x\sigma_{\ln}\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln(x)-\mu_{\ln})^2}{2\sigma_{\ln}^2}} \quad (5)$$

Existe uma relação logarítmica entre a curva normal e a lognormal, ou seja, o logaritmo de uma variável qualquer com uma distribuição lognormal e parâmetros μ e σ possui uma distribuição normal com média μ e desvio padrão σ .

Cabe destacar que a distribuição dos eletropostos entre os nós ocorreu através de uma distribuição uniforme entre aquelas que possuem carga instalada. Contudo, as estações rápidas somente podem ser instaladas nos nós trifásicos, devido ao seu padrão de conexão ser trifásico.

4.2.1. Seleção e distribuição de estações de recarga residencial e de eletropostos

As estações residenciais e eletropostos de carregamento de veículos elétricos foram parametrizadas e utilizadas como dados comuns para o SDEE de 23 e de 123 nós. Da mesma forma que o programa LPG pode gerar dados de consumo residencial, tal ferramenta tem a capacidade de prover separadamente dados de recarga de VEs. Tais dados balizaram-se nas informações inseridas no programa, fornecendo 8.760 dados horários para o ano de 2019, os quais foram divididos posteriormente em curvas diárias de carregamento de VEs, totalizando 365 curvas para cada residência.

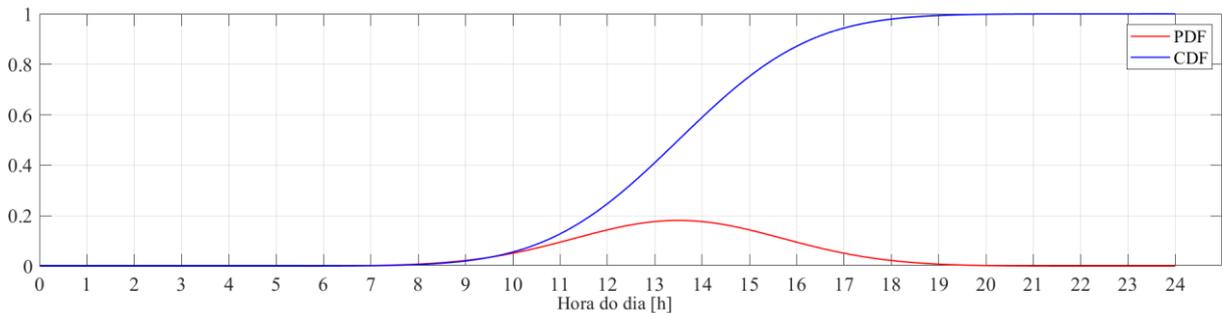
As simulações de Monte Carlo, partem do uso desse conjunto de dados caracterizados como possíveis cenários de carregamento, de modo a determinar probabilisticamente para cada VE adicionado ao SDEE a demanda necessária, tempo de início e a duração da recarga.

Ao analisar todos os dados, constatou-se duas curvas de probabilidades para o início do carregamento, com picos próximos às 13h30 e 18h00, as quais são representadas através de curvas Gaussianas, conforme apresentado nas Figuras 15 e 16.

A Figura 15 representa cerca de 25% dos casos, os motoristas efetuaram a recarga de seus VEs com média (μ) = 13,3 horas e desvio padrão (σ) = 2,0 horas.

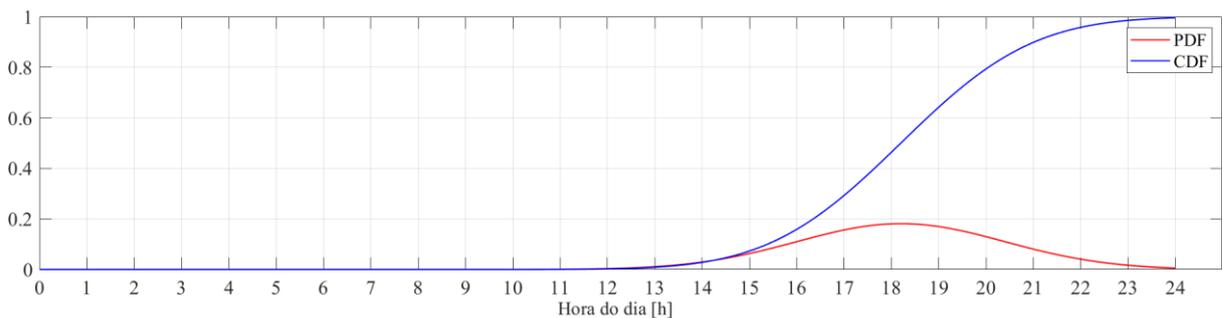
A Figura 16 define que em 75% dos carregamentos de VEs em estações residenciais com média (μ) = 18,2 horas e desvio padrão (σ) = 2,2 horas.

Figura 15 – Curva de densidade de probabilidade (PDF) e Curva de distribuição acumulada (CDF) para 25% dos carregamentos.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 16 – Curva de densidade de probabilidade (PDF) e Curva de distribuição acumulada (CDF) para 75% dos carregamentos.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para determinar o horário de carregamento de um VE, é gerado um número com probabilidade uniforme entre 0 e 1 correspondente ao eixo y. Atribui-se este valor a um ponto na Função Distribuição de Probabilidade Acumulada, CDF (do inglês *cumulative distribution function*), e assim pode-se obter o ponto no eixo x. Cabe salientar que cada VE é parametrizado separadamente. O que resulta em processos de recargas diferentes entre todos os VEs, tornando a simulação mais realista.

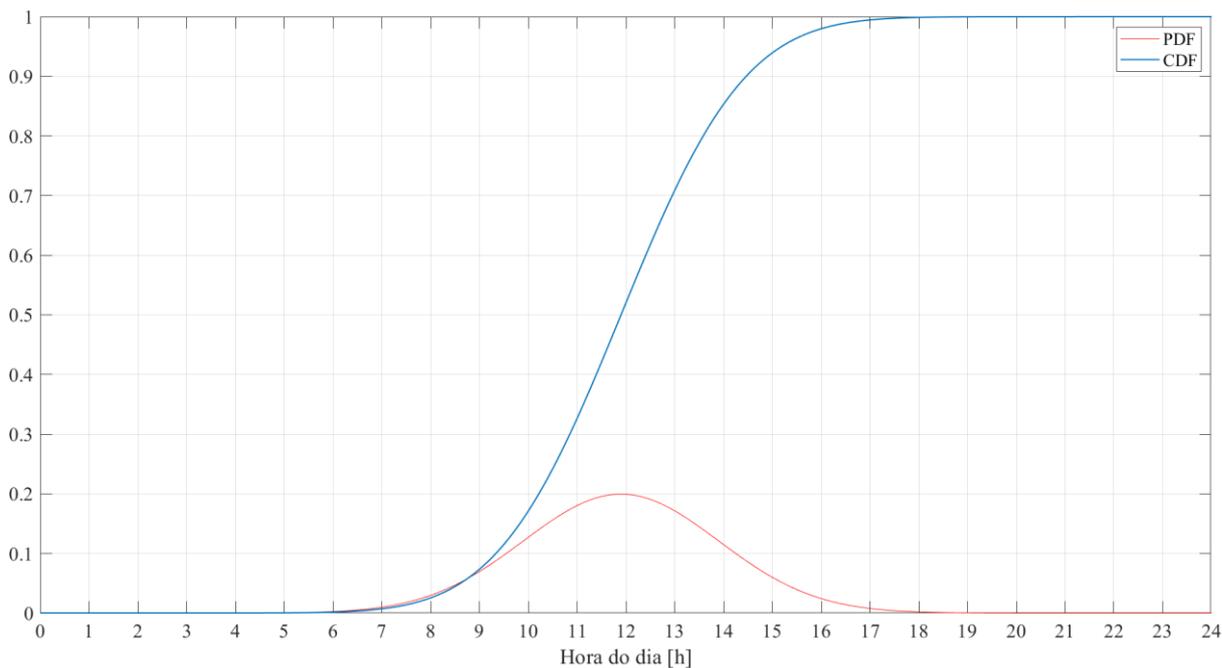
Conforme os dados disponibilizados pela Empresa Pública de Transporte e Circulação de Porto Alegre (EPTC), em média, os motoristas percorrem 28 km diariamente, entre residência e local de trabalho, conforme já reportado na Tabela 1. Utilizando a proposta de (LI *et al.*, 2019), com uma distância percorrida de 28 km e um desvio padrão atribuído de 5 km, assim como o carregamento veicular sendo executado diariamente, os VE necessitam de 2 h a 4 h de recarga para uma carga completa.

Para gerar as curvas de carga para os eletropostos, mais de 13.000 registros reais de recargas foram utilizados (DANDEE CITY COUNCIL., 2019). Através de uma análise minuciosa, informações como potência de carregamento, horário de início, duração da recarga e tipo de conector utilizados foram extraídas possibilitando a separação dos dados em eletropostos de carregamento lento e rápido.

Foi constatado que aproximadamente 15 % dos dados são referentes a recargas em estações lentas onde a potência de carregamento variou entre 1 kW até 6,22 kW e 85 % dos dados referem-se a estações rápidas com recargas que atingiram até 46,66 kW. Contudo, a média da potência de carregamento das estações lentas e rápidas foi de 3,2 kW e 19,3 kW, respectivamente.

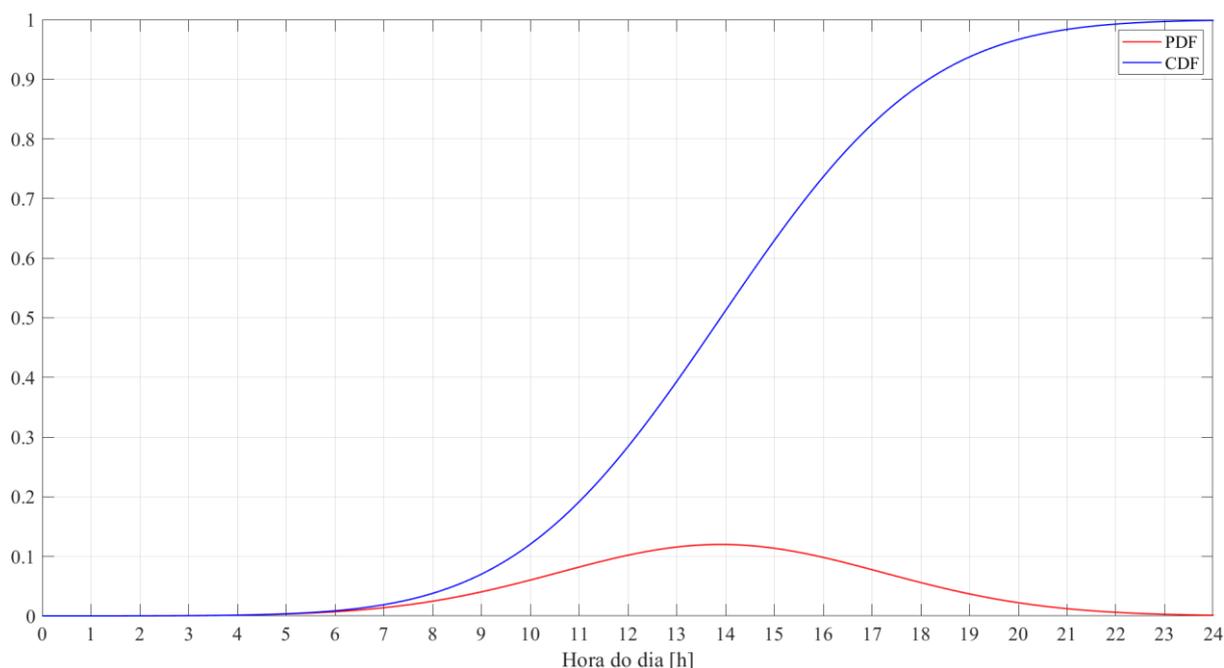
Foram geradas curvas de probabilidade para o horário de início de carregamento para os dois modos, lento e rápido, conforme ilustrado nas Figuras 17 e 18.

Figura 17 – Curva de densidade de probabilidade (PDF) e curva de distribuição acumulada (CDF) para eletropostos de carregamento lento.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 18 – Curva de densidade de probabilidade (PDF) e curva de distribuição acumulada (CDF) para eletropostos de carregamento rápido.



Analisando a Figura 17 pode ser constatado que os eletropostos de recarga lenta demonstram maiores probabilidades para iniciarem as recargas entre 11h00 e 12h00. Devido a necessidade de um tempo maior para que sejam efetuadas tais recargas, existem baixas probabilidades para iniciarem após às 18h00.

A Figura 18 apresenta as probabilidades para o início de carregamento em eletropostos de recarga rápida. Considerando que esta modalidade é capaz de efetuar uma carga na ordem de minutos (ARIAS, 2019), a maior probabilidade para uma recarga rápida encontra-se entre 13h00 e 15h00. Devido ao pouco tempo de carregamento é possível que estas estações consigam carregar uma quantidade maior de veículos ao longo de um dia, o que justifica a maior quantidade de dados para estações de recarga rápida. Ainda, este modo de recarga abrange um período maior do dia.

Cabe destacar que, para todas as simulações, a escolha da fase de conexão de cada estação de carregamento monofásica, assim como o nó em que este veículo será conectado foi determinado através de uma probabilidade uniforme, em outras palavras: 33,3% para cada uma das fases A, B e C de uma rede trifásica. Esta escolha se deu devido à difícil previsão de qual consumidor poderá adquirir um VE e após essa aquisição, qual a fase de conexão será utilizada por ele para efetuar o carregamento.

As subseções a seguir dedicam-se a apresentar o método utilizado para o cálculo do fluxo de potência, bem como discutir os dados obtidos e que estão relacionados aos impactos técnicos avaliados neste trabalho, tais como: fator de desequilíbrio da tensão; tensão em regime permanente; sobrecarga de condutores.

4.3. Cálculo de fluxo de potência

O cálculo de fluxos de potência tem como principal objetivo avaliar o estado do SDEE levando em conta diversos possíveis cenários de penetração de recarga de VEs, considerando probabilisticamente o carregamento de cada um deles, tanto para recargas em estações residenciais quanto em eletropostos. Uma vez gerado um possível estado para todos os VEs no SDEE o cálculo do fluxo de potência é efetuado para determinar as condições em regime permanente do sistema. Os passos que descrevem o algoritmo utilizado para o cálculo do fluxo de potência são descritos a seguir:

- 1 – inicialização da porcentagem de penetração de VEs;
- 2 – determinação da quantidade de VEs que carregam em estações residenciais e eletropostos;
- 3 – determinação probabilística do carregamento de cada VE, através das distribuições de probabilidades. Para as estações residenciais foram utilizados os perfis de recarga gerados pelo LPG e para os eletropostos o carregamento foi gerado através de dados reais obtidos em (DANDEE CITY COUNCIL., 2019);
- 4 – distribuição dos VEs com carregamento residencial ao longo do SDEE e seleção da fase de conexão. Cabe salientar que somente as fases disponíveis no nó é que podem ser escolhidas para a recarga do VE;
- 5 – distribuição dos eletropostos e das respectivas quantidades de VEs a eles associados. As estações trifásicas somente podem ser instaladas em nós que possuem as três fases disponíveis para conexão;
- 6 – execução do cálculo de fluxo de potência através do programa *OpenDSS*, controlado via *MATLAB* para determinada porcentagem de VEs e verificação dos dois critérios de parada. Se nenhum for satisfeito, retorna-se ao passo 3, continuando a simulação para a mesma porcentagem. Caso algum dos dois critérios de parada tenham sido alcançados, retorna-se ao passo 2 seguindo para a próxima porcentagem de penetração de VEs. No caso

da última porcentagem ter sido avaliada, a simulação é finalizada com apresentação dos resultados.

4.4. Dados avaliados

Ao finalizar a simulação, os impactos técnicos são apresentados de acordo com as três avaliações: fator de desequilíbrio da tensão; tensão em regime permanente; sobrecarga de condutores.

Avaliação 1: fator de desequilíbrio da tensão (K): Definido pelo Módulo 8 do PRODIST como qualquer diferença entre a amplitude e/ou na defasagem de 120° das tensões de fase para as três fases do mesmo sistema trifásico (ANEEL, 2021). Segundo (FERRAZ, 2010), um sistema trifásico é dito como equilibrado quando a resultante da soma fasorial das três fases é nula, ou seja: mesmo valor máximo e mesma frequência angular para as três fases, porém, defasadas de 120° . Neste trabalho, o método utilizado para avaliar o desequilíbrio das tensões ao longo dos nós do sistema foi o método das Componentes Simétricas, expressa matematicamente por (6),

$$K\% = \frac{|V_2|}{|V_1|} \times 100\%, \quad (6)$$

onde V_1 e V_2 são componentes de sequência positiva e negativa respectivamente, expressas pelas equações (7) e (8):

$$V_1 = \frac{(V_{ab} + \alpha \times V_{bc} + \alpha^2 \times V_{ca})}{3}, \quad (7)$$

$$V_2 = \frac{(V_{ab} + \alpha^2 \times V_{bc} + \alpha \times V_{ca})}{3}, \quad (8)$$

onde $\alpha = 1 \angle 120^\circ$ e $\alpha^2 = 1 \angle -120^\circ$.

O Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021) estabelece limites máximos para o fator de desequilíbrio da tensão para diferentes níveis. Apresentados na Tabela 5, este trabalho utilizou como limite 2%, visto que o SDEE utilizados operam com tensões nominais entre 1 kV e 230 kV.

Tabela 5 – Limites para o fator de desequilíbrio de tensão.

Indicador	Tensão Nominal (Vn)	
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021).

Avaliação 2: queda da magnitude da tensão: segundo a literatura diversos impactos são esperados com a adesão massiva devido o carregamento de VEs e a queda da magnitude da tensão é um deles. Em (ANEEL, 2021) são estabelecidos limites para os níveis das tensões, definidos como: adequado, precário ou crítico. Apresentados na Tabela 6, estes limites foram seguidos como referência para este estudo.

Tabela 6 – Tensão de Atendimento para Tensão Nominal entre 1 kV e 69 kV.

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

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021).

Avaliação 3: sobrecarga de condutores: Definido pelo Módulo 1 do PRODIST como a condição de operação de determinado equipamento com carregamento acima do valor nominal (ANEEL, 2016). Este estudo considera as características dos condutores utilizados nos sistemas teste de 23 e 123 nós.

4.5. Considerações finais sobre o capítulo

A penetração massiva de carregamento de VEs representam um acréscimo de carga no SDEE com um comportamento estocástico de difícil previsão. Considerando que não existem dados estatísticos que permitam prever quais as unidades consumidoras terão a presença de um VE, foi apresentada nesta metodologia, uma proposta para avaliar os impactos técnicos em MT, utilizando simulações de Monte Carlo variando probabilisticamente o carregamento das estações de recarga dos VEs.

Cabe destacar que a aplicação da metodologia proposta foi feita por intermédio da integração de três programas: LPG, OpenDSS e MATLAB[®], no qual as soluções dos fluxos

de potência são obtidas por meio do programa OpenDSS, utilizando uma interface com o programa MATLAB[®]. Assim, a metodologia proposta forneceu subsídios para a concretização de estudos de caso. Os resultados obtidos para os SDEE de 23 e IEEE-123 nós e os respectivos impactos técnicos serão apresentados e discutidos no próximo capítulo.

5. ESTUDO DE CASOS E RESULTADOS

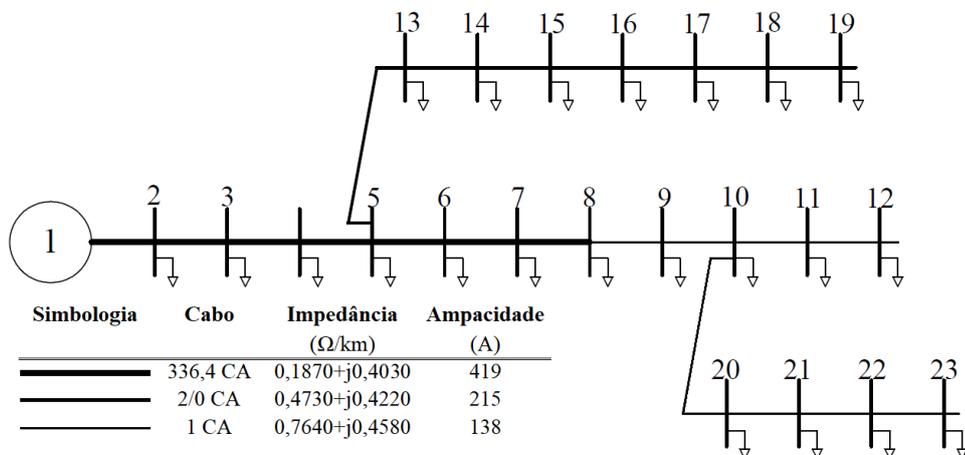
Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta. Inicialmente, os SDEE avaliados serão apresentados. Após, as curvas de consumidores residenciais e de recargas de veículos elétricos utilizadas como base para o desenvolvimento deste trabalho serão retratadas. Em seguida, serão detalhados os resultados considerando o uso de simulações de Monte Carlo para a parametrização do carregamento dos VEs através de estações de recargas residenciais e de eletropostos. Posteriormente, sob a ótica da penetração massiva de VEs, um sistema teste de distribuição de 23 nós será analisado. Por fim, de modo a validar a capacidade de generalização da metodologia proposta, a rede de distribuição IEEE-123 nós será avaliada.

5.1. Sistema de Distribuição de 23 e 123 nós

A metodologia proposta neste trabalho foi aplicada a dois SDEE diferentes. Inicialmente, o SDEE de 23 nós trifásicos (RESENER *et al.*, 2016) foi utilizado. Este sistema é apresentado na Figura 19, o qual possui 22 ramos com segmentos de 2 km de comprimento cada um, tensão nominal de 13,8 kV, 60 Hz e carga nominal de 4.158 kW e 2.728 kvar dividida igualmente entre os nós da rede.

Ainda na Figura 19, verifica-se que esta rede possui cabos com diferentes seções transversais: cabo 336,6 CA instalado entre os nós 1 e 8 com capacidade de 419 A; cabo 2/0 CA entre os nós 5 e 19 com capacidade de 215 A e por fim, entre os nós 8 e 12 e os nós 10 e 23 encontra-se o cabo de menor seção transversal, com capacidade de condução de 138 A.

Figura 19 – Sistema de distribuição 23 nós.

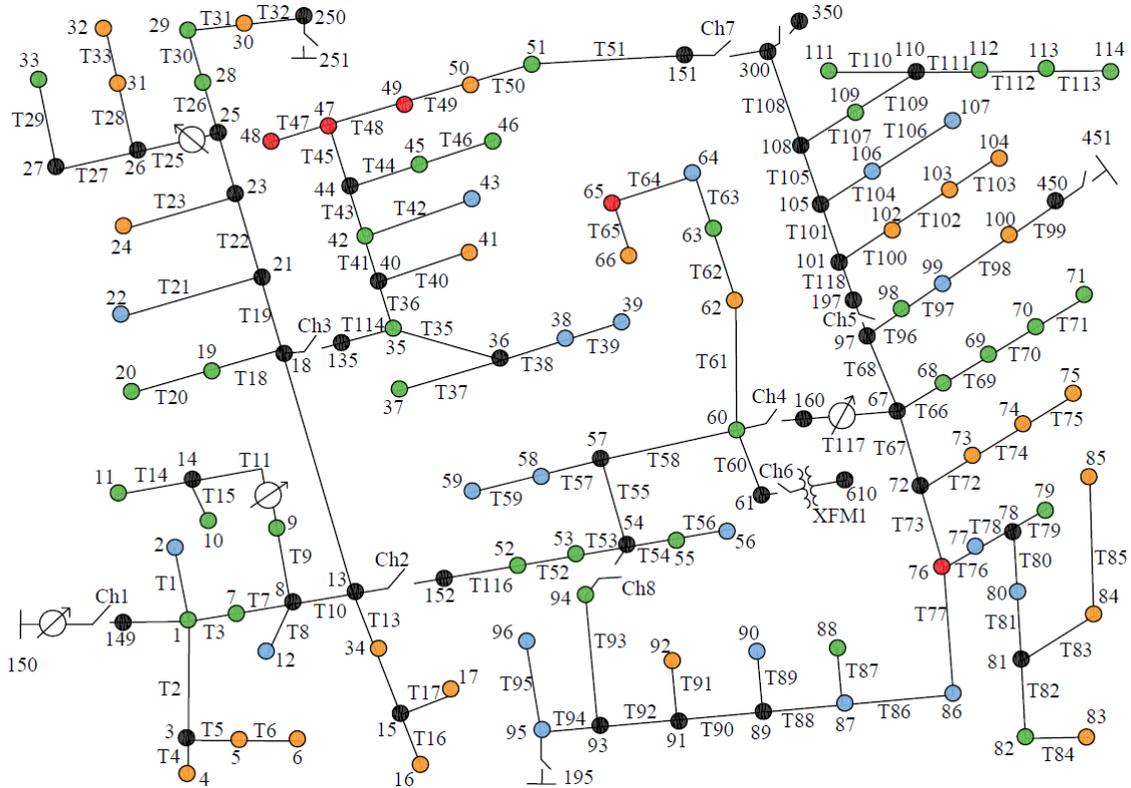


Fonte: Adaptado de (RESENER *et al.*, 2016)

Inicialmente, as curvas residenciais foram inseridas ao caso base da rede de 23 nós, ou seja, neste momento as cargas de carregamento veicular são desconsideradas. Entretanto, foi constatada uma queda de tensão significativa ao longo de todo o sistema, com tensões fora dos limites padronizados. Para garantir que o caso base estivesse com valores de tensão dentro dos limites estabelecidos no PRODIST Módulo 8 (ANEEL, 2021), a carga nominal do SDEE de 23 nós foi alterada para 2.860 kW e 1.870 kvar, distribuída igualmente entre todos os nós.

Posteriormente, o sistema teste IEEE-123 nós foi utilizado. Operando com tensão nominal 4,16 kV e cargas desequilibradas, o sistema é apresentado na Figura 20, onde é possível verificar os nós do sistema, os trechos compreendidos entre eles, os reguladores de tensão, as chaves e um transformador rebaixador.

Figura 20 – Sistema de distribuição IEEE-123 nós.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A distribuição dos nós são apresentadas em diferentes cores, de modo que a distribuição das fases seja ilustrada. Os nós na cor vermelha possuem as 3 fases disponíveis para conexão, sendo assim, as estações trifásicas de carregamento somente poderão ser instaladas nestes nós. Os nós na cor verde, possuem a fase A acessível, a fase B está disponibilizada nos nós com a cor azul e a fase C está disponível nos nós com a cor laranja. Por fim, os nós na cor preta não possuem nenhuma carga instalada, devido a este motivo, nenhum VE pode ser carregado nestes locais.

Cabe ressaltar que as simulações foram feitas considerando os VEs conectados do lado de BT e os resultados são analisados do lado de MT. Contudo, os efeitos decorrentes dessas conexões sobre as estações transformadoras (constituídas pelos transformadores que fazem o acoplamento entre MT e BT), não são considerados neste trabalho.

Nas subseções a seguir serão apresentados os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta para os sistemas de 23 subsequentemente, e IEEE 123 nós.

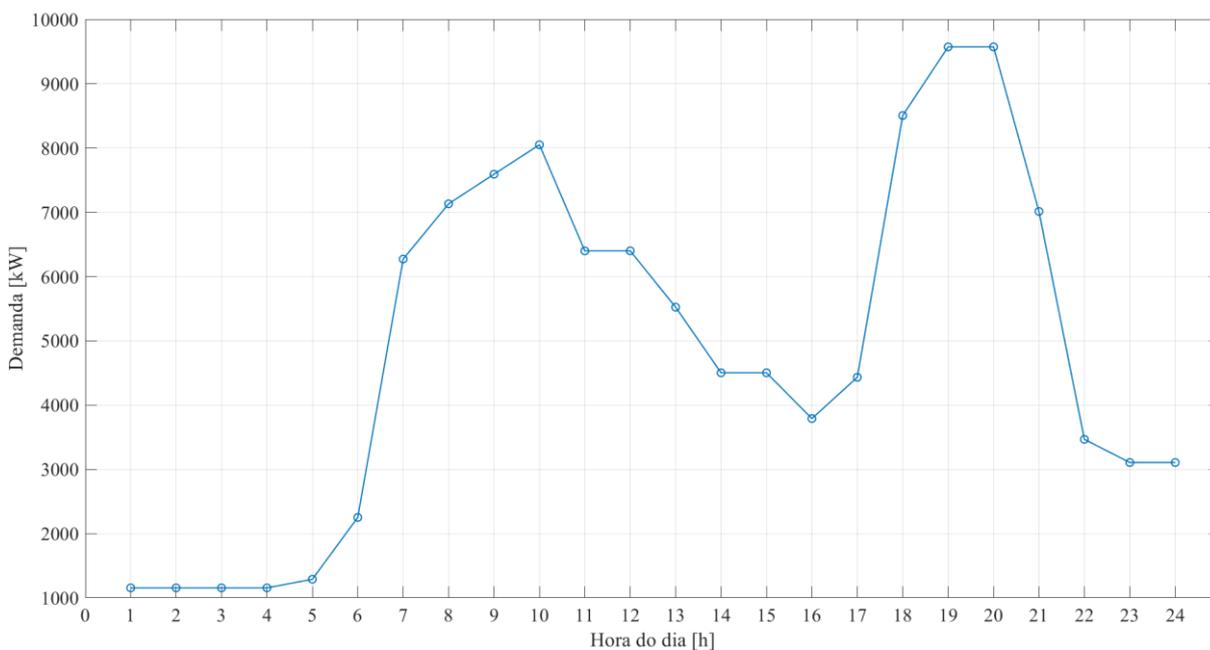
5.2. Rede base 23 nós

Nesta subsecção são apresentados os resultados obtidos para uma rede de 23 nós. Este sistema opera com tensão nominal de 13,8 kV e originalmente com carga nominal de 4.158 kW e 2.728 kvar, inserida em 22 nós da rede (RESENER, 2016). Conforme ilustrado na Figura 19, reporta-se novamente aqui que existem 3 tipos de condutores de diferentes seções transversais: entre os nós 1 e 8 encontra-se o cabo 336,6 CA instalado com capacidade de 419 A; entre os nós 5 e 19 o cabo 2/0 CA com capacidade de 215 A está instalado e entre os nós 8 e 12 e os nós 10 e 23 encontra-se o cabo 1 CA com capacidade de condução de 138 A. Neste sistema não foram utilizados qualquer meio com características de mitigar os impactos causados pela conexão massiva de VEs, como por exemplo: capacitores, GDFV, recondutoramento.

5.2.1. Adequação do caso base

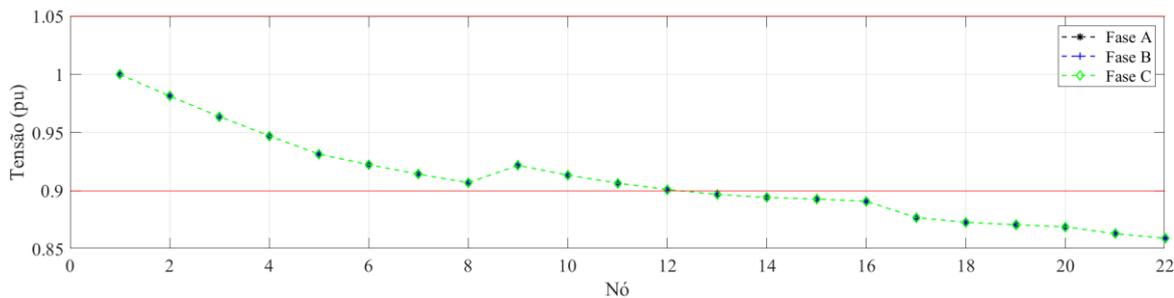
Inicialmente, foi definido o chamado caso base: curvas de cargas residenciais distribuídas ao longo da rede sem a presença de VE. A Figura 21 ilustra a curva de carga para o caso base, enquanto a Figura 22 mostra e contextualiza o menor valor da tensão para cada um dos nós da rede com carga no período de 24h00.

Figura 21 – Curva de carga para o caso base.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 22 – Perfil de tensão do caso base.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Considerando a regulamentação vigente (ANEEL, 2021), é possível constatar que a alta carga do sistema resulta em níveis de tensão em valores precários e críticos, com valores abaixo de 0,9 pu a partir do nó 13 e atingindo valores próximos a 0,85 pu no trecho mais distante do alimentador, impossibilitando avaliar o verdadeiro impacto de uma conexão massiva de VEs. Dessa forma, visando a operação adequada para o caso base com valores de grandezas dentro de faixas aceitáveis, buscou-se reduzir, proporcionalmente, a carga original (4.158 kW e 2.728 kVAr) para 2.200 kW e 1.430 kVAr. Dessa forma, a tensão e todas outras grandezas se mantiveram dentro dos valores nominais adequados para o início das análises com o adicional de VEs.

5.2.2. Impactos técnicos

Os impactos causados devido a uma conexão massiva de VEs no SDEE teste de média tensão de 23 nós estão apresentados nesta subseção.

Cabe evidenciar que as quantidades de simulações realizadas foram balizadas por dois critérios de parada: (i) o número de simulações estabelecido em 1000 para cada porcentagem de VE; (ii) o coeficiente de variação estatístico C_v , definido na equação (3), pré-definido em 5% sendo este valor suficiente para que a variável de interesse atinja a convergência para um determinado valor. As Figuras 23 e 24 apresentam a evolução do coeficiente de variação até a obtenção da convergência definida.

Figura 23 – Coeficiente de variação estatístico para a corrente.

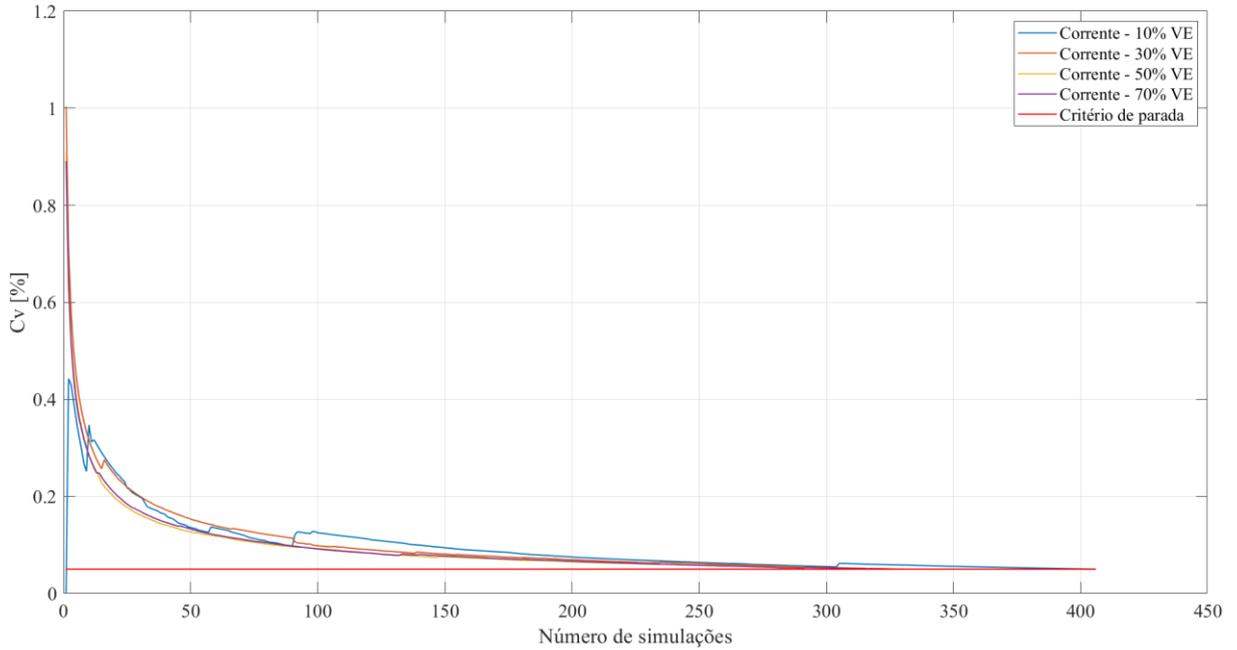
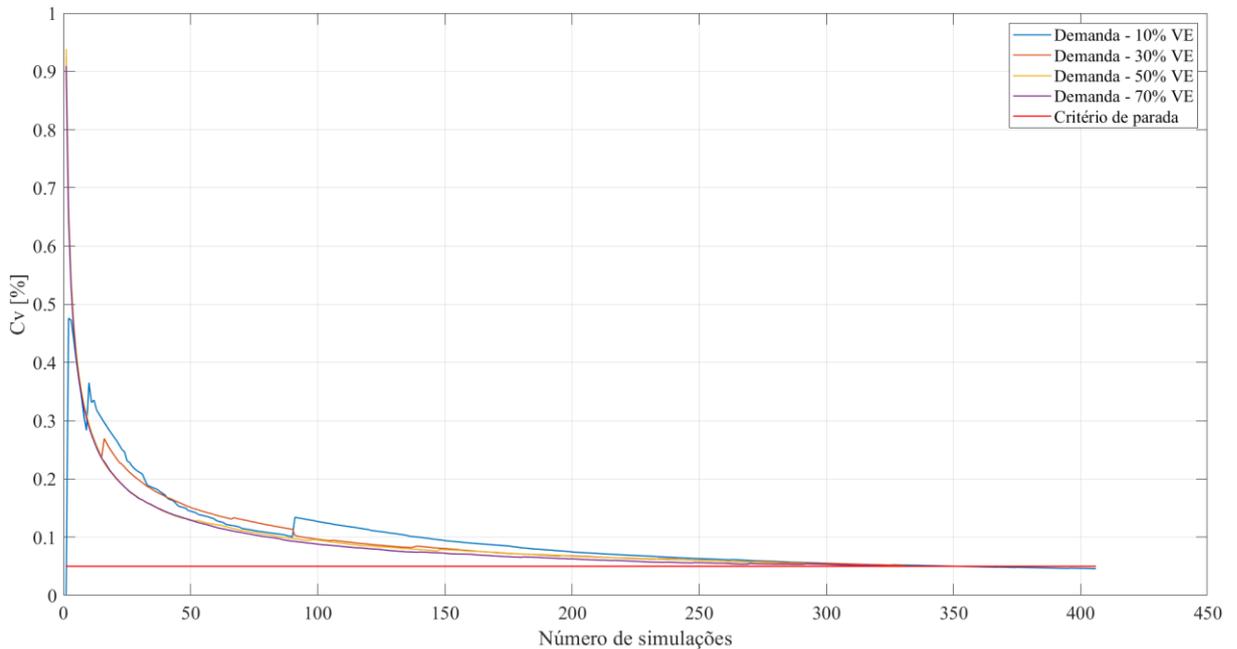


Figura 24 – Coeficiente de variação estatístico para a demanda.



Inicialmente, foram realizadas 1000 simulações para cada porcentagem de VEs pré-estabelecidos. Com o uso do critério de parada verificou-se que foram necessárias menos de 450 simulações para que os resultados atingissem um valor permitindo, e assim, pode-se finalizar a simulação para esta porcentagem de VEs. Cabe destacar que para finalizar o conjunto de simulações é necessário que todas as grandezas avaliadas tenham atingido a

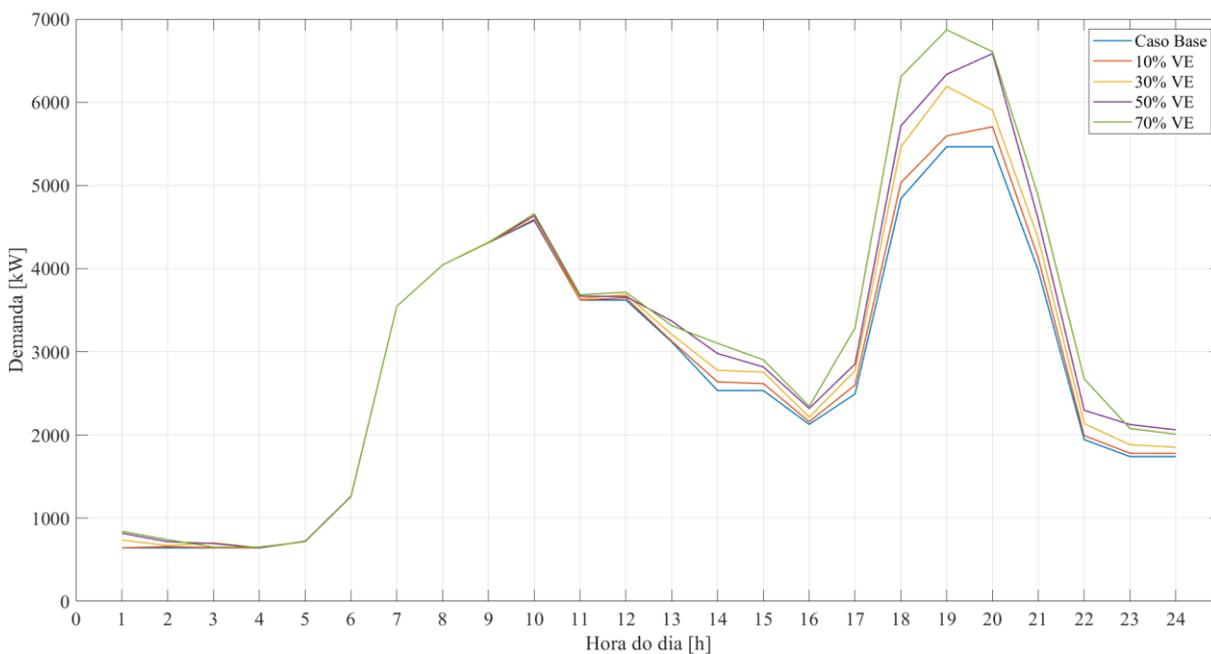
convergência. Deste modo, conforme descrito no fluxograma da Figura 5, a análise partirá para a próxima porcentagem de veículos. Caso seja a última iteração a simulação se encerra.

Lembrando que cada porcentagem de VEs se refere a uma parcela da quantidade de unidades consumidoras, por exemplo: se existem 1000 unidades consumidoras, 70% de penetração de VEs representam 700 VEs. Cabe destacar que a porcentagem de eletropostos representa uma parte das unidades consumidoras que possuem VEs, ou seja, 20% de eletropostos significa que 140 VEs dos 700 serão carregados em estações públicas (eletropostos).

A Figura 25 mostra a curva de carga para a rede de 23 nós utilizando apenas estações de recargas residenciais. Por sua vez, na Figura 26, além das estações residenciais, são utilizadas também eletropostos de carregamento veicular.

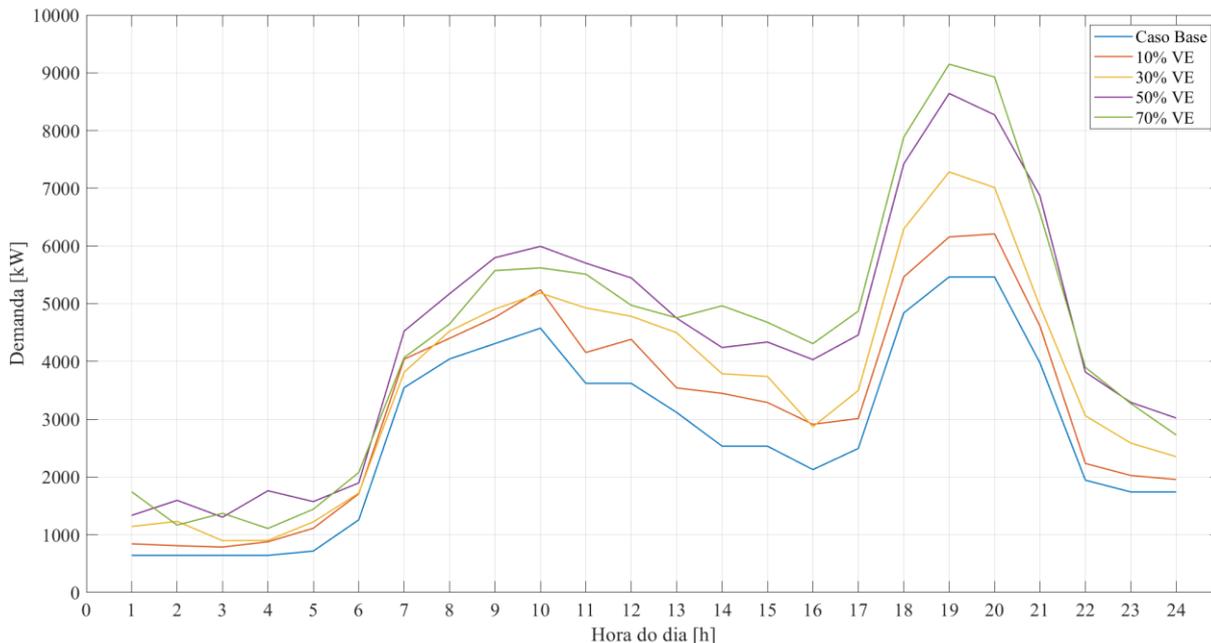
Em um cenário somente com estações residenciais, conforme mostra a Figura 25, o pico de carga do dia se deu às 19h00 para 30 e 70 % de penetração e às 20h00 para 10 e 50 % de penetração de VEs. Visto que a maior probabilidade de carregamento ocorrer próximo às 18h.

Figura 25 – Curva de carga considerando estações residenciais.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 26 – Curva de carga considerando estações residenciais e eletropostos.



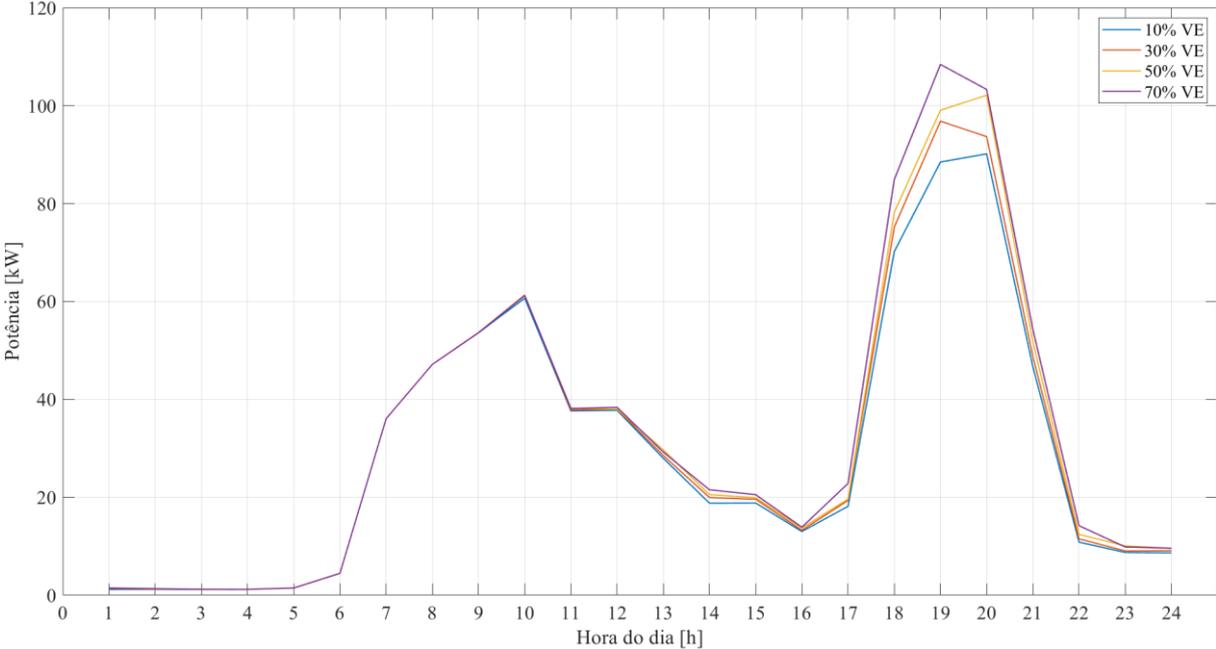
Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 26, quando comparada à Figura 25, mostra um leve aumento de carga nos horários de pico para as maiores percentagens de penetração de VEs, com um aumento quase que nulo para percentagens menores de penetração. Contudo, devido a inclusão de recargas em eletropostos, onde a maior probabilidade de acontecer o carregamento é durante o horário comercial, percebe-se uma diferença significativa quando comparado ao caso sem os eletropostos. Em outras palavras: a elevação da curva de carga que se inicia antes das 10h00 se estende ao longo do dia, atingindo valores próximos e até maiores que a demanda para o horário de pico do caso base.

Em consequência do aumento da demanda, apresentado nas Figuras 25 e 26, as perdas técnicas também aumentaram, ilustradas nas Figuras 27 e 28. A maior diferença comparando o caso com estações residenciais e o caso com estações residenciais e eletropostos se deu durante o horário comercial devido ao aumento de carga neste período, causado pela maior probabilidade de uso de eletropostos.

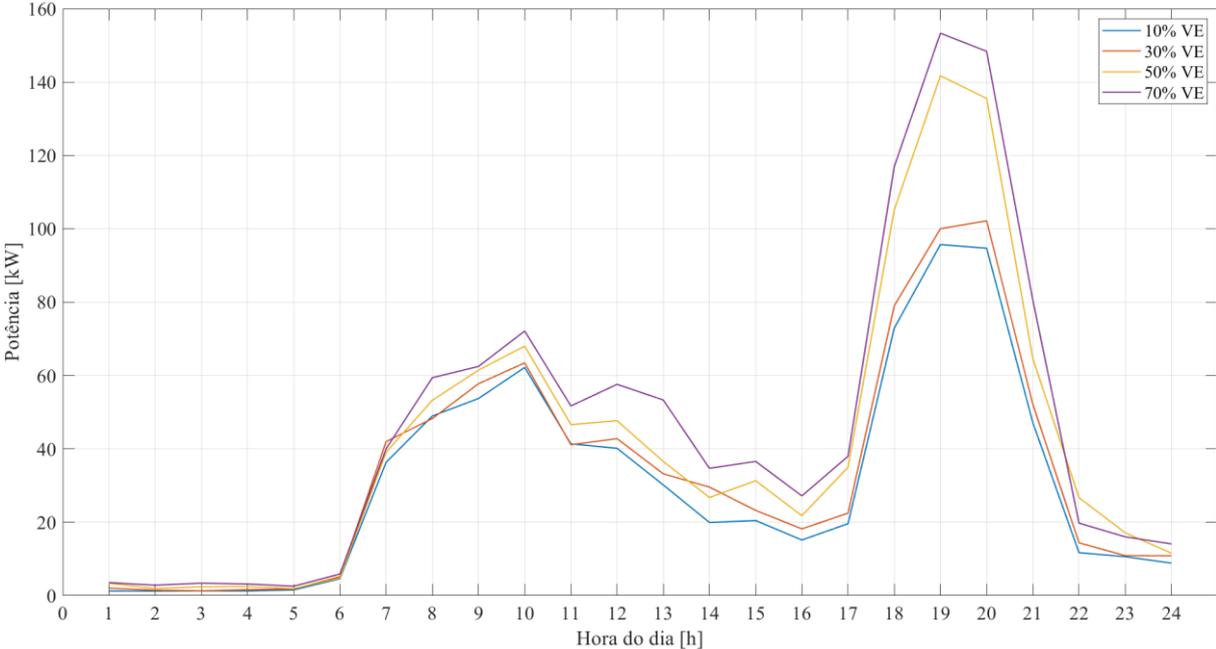
Destaca-se que o objetivo do aqui apresentado é comparar os impactos ocasionados por cenários considerando diferentes percentagens de penetração de carregamento de VEs, com o caso base, ou seja, um cenário onde não existam VEs sendo carregados no SDEE.

Figura 27 – Perdas técnicas considerando estações residenciais.



Fonte: Elaborada pelo autor.

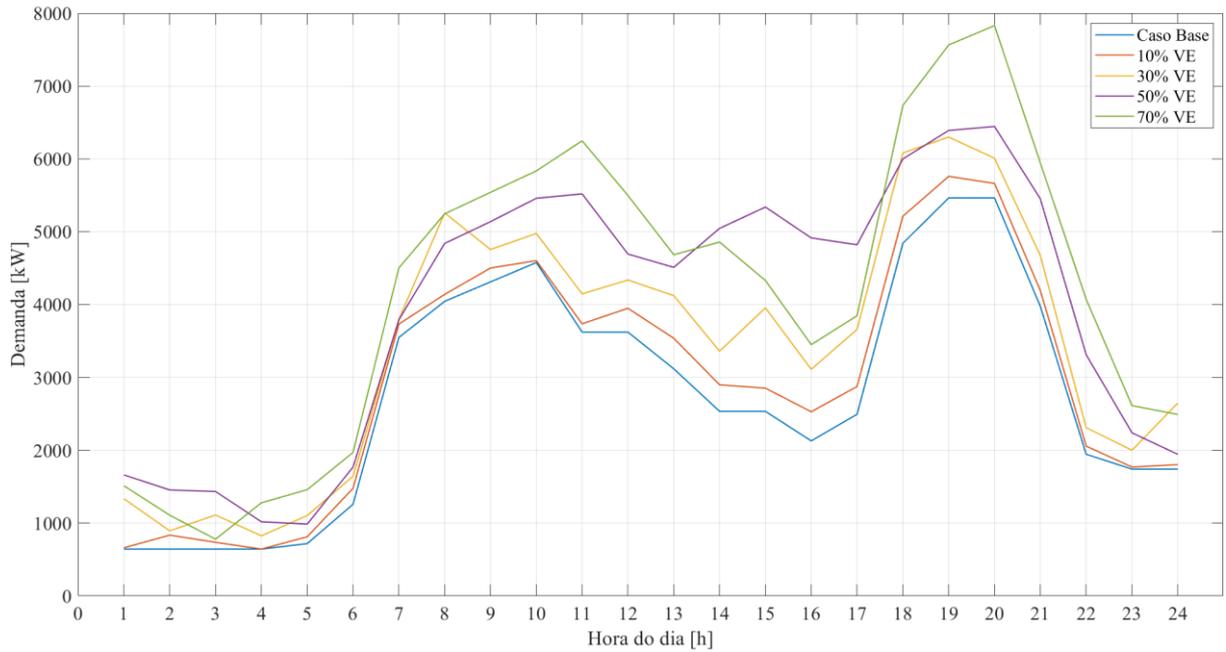
Figura 28 – Perdas técnicas considerando estações residenciais e eletropostos.



Fonte: Elaborada pelo autor.

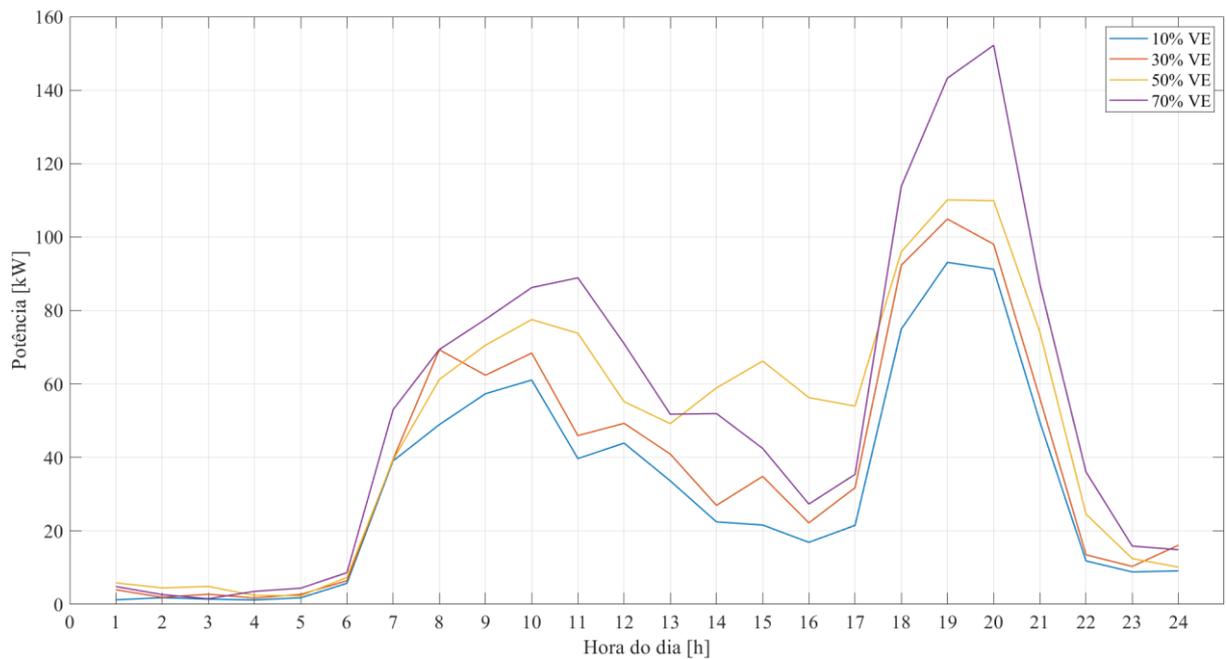
As Figuras 29 e 30 apresentam as curvas de carga e as perdas técnicas para o SDEE de 23 nós considerando apenas eletropostos.

Figura 29 – Curva de carga considerando apenas eletropostos.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 30 – Perdas técnicas considerando apenas eletropostos.



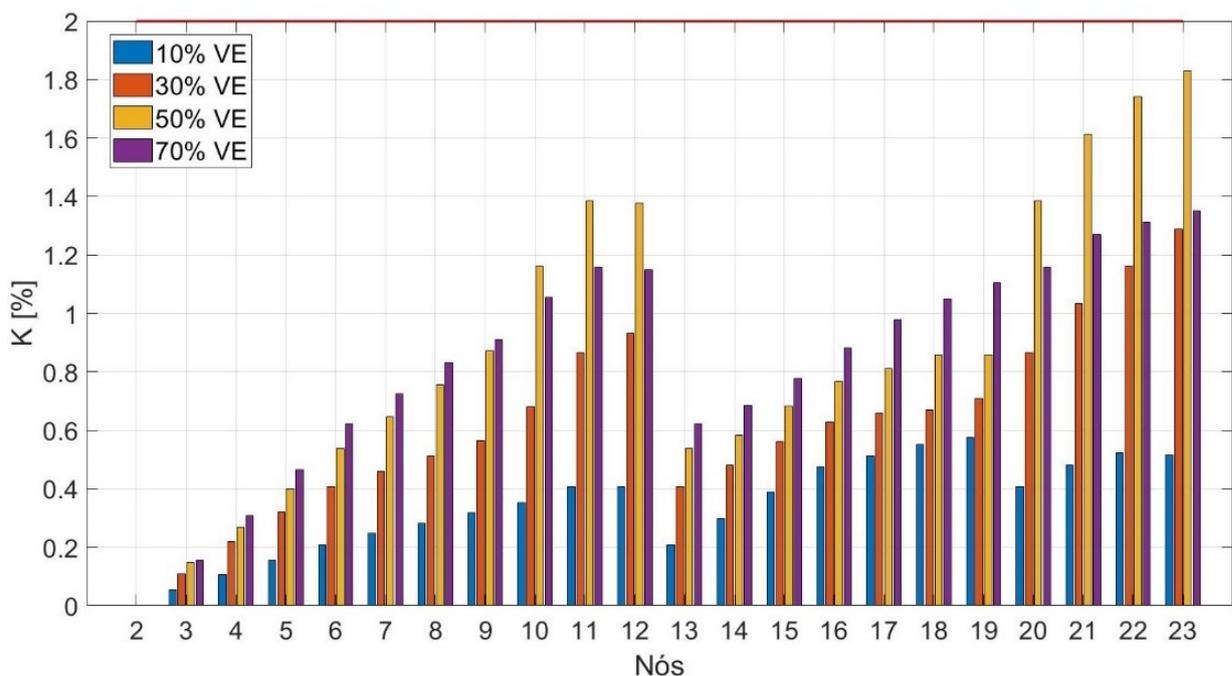
Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 29 e 30 mostram que os eletropostos apresentam um aumento significativo na curva de carga e de perdas do sistema. Nota-se que para 50 % de penetração com carregamento somente em eletropostos, a curva de carga ao longo do dia voltava-se para o nivelamento da curva de demanda. Isto ocorre pelo fato de eletropostos permitirem carregamentos simultâneos em um único ponto da rede.

Considerando que os eletropostos são uma consequência do aumento da circulação de VEs, a partir deste ponto todos os resultados apresentados estão considerando as estações residenciais e eletropostos.

A Figura 31 mostra o caso com maior desequilíbrio de tensão em cada nó do sistema comparado ao caso base. É possível verificar valores baixos, menores que 2%, limite estabelecido em (ANEEL, 2021). Este comportamento se dá pelo fato desta rede possuir cargas equilibradas distribuídas entre as fases de todos os nós, ou seja, somente o adicional de cargas monofásicas de forma desequilibrada podem causar um desequilíbrio da rede. Apesar de valores abaixo do limite estabelecido, é possível constatar que quanto maior o número de VEs maiores são as chances de desequilíbrio da rede. Contudo, em alguns casos penetrações menores causaram um impacto maior. Isso se dá pela aleatoriedade de conexão dos VEs, sendo possível uma sobrecarga em determinada fase. Por exemplo, em alguns momentos 50% de penetração de VEs ocasionou um desequilíbrio maior que uma entrada de 70%. Ainda, 30% de penetração resultou em valores próximos aos de 70% nos trechos iniciais. Observa-se também que a partir de 10% de penetração o desequilíbrio de tensão mostrou um aumento mais significativo, pois quanto maior for o número de VEs, maiores são as chances de sobrecarregar determinada fase.

Figura 31 – Desequilíbrio da tensão (K%) para cada nó.

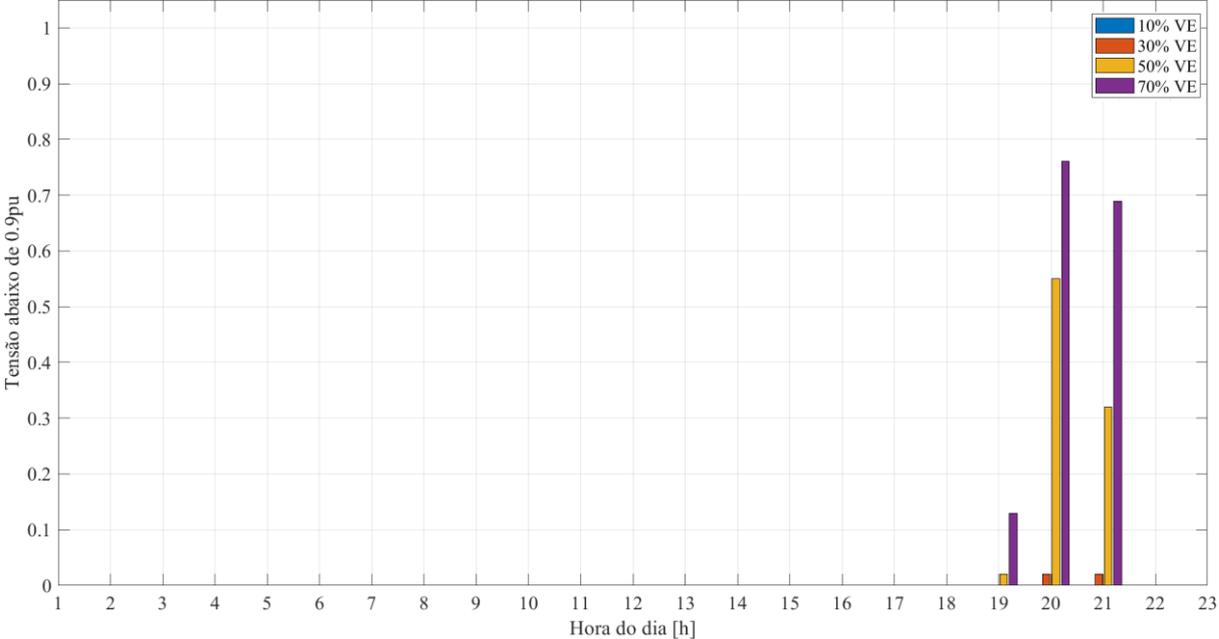


Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 32 apresenta tensões com valores críticos em determinado horário do dia. Complementando a análise, a Figura 33 mostra a porcentagem das simulações que

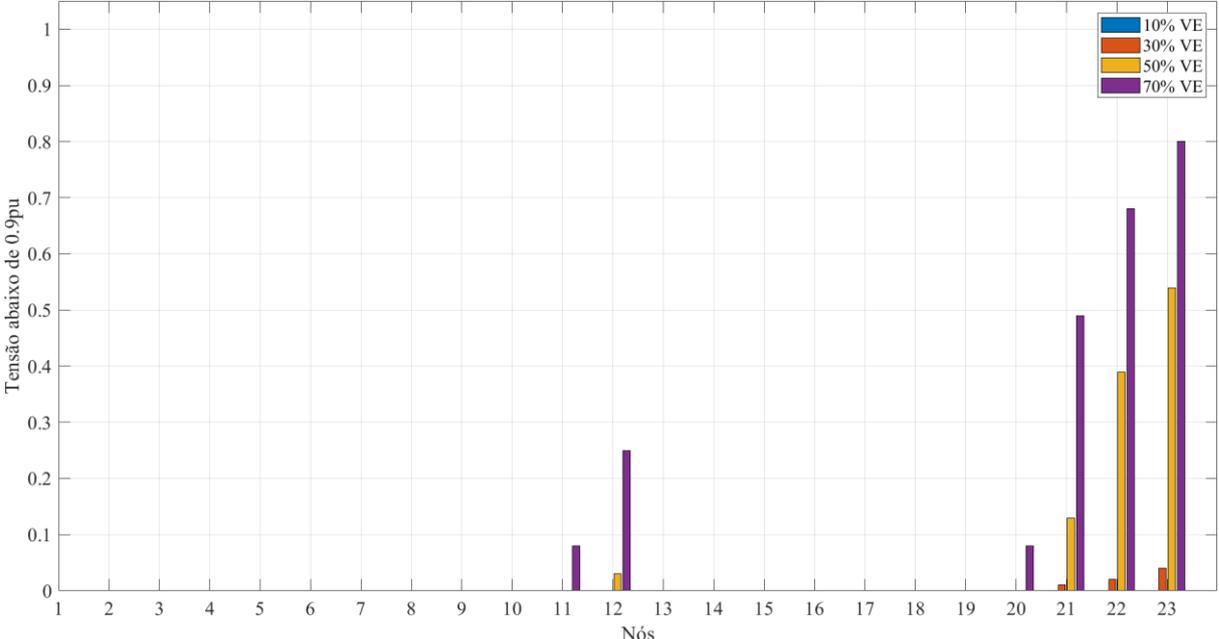
apresentaram tensões em valores críticos para cada nó da rede nos horários apresentados na Figura 32.

Figura 32 – Taxa de simulações com tensão em valor crítico por horário.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 33 – Taxa de simulações com tensão em valor crítico por nó.



Fonte: Elaborada pelo autor.

As Figuras 32 e 33 mostram que 30% de penetração de VEs ocasionaram tensões em valores críticos nos nós 21, 22 e 23 em menos de 10% das simulações para às 20h00 e 21h00.

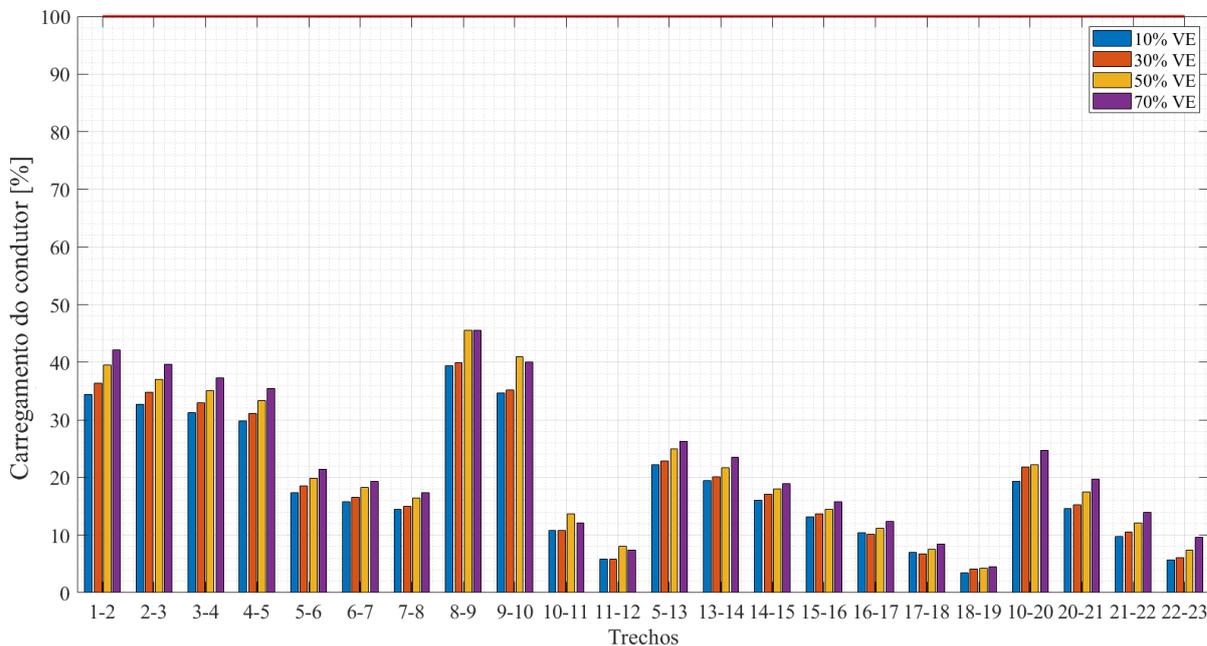
Para 50% de penetração de VEs, tensões críticas em menos de 10% das simulações para às 19h00, entre 50% e 60% das simulações para às 20h00 e menos de 40% das simulações às 21h00 nos nós 12, 21, 22 e 23 foram constatadas.

Por fim, a maior quantidade de simulações com tensões em níveis críticos se deu para 70% de penetração de VEs. Entre 10 e 20% das simulações apresentaram tensões críticas para às 19h00 e entre 70 e 80% para às 20h00 e próximo de 70% das simulações para às 21h00. Os nós 22 e 23 apontaram violação de tensão entre 60 e 80% das simulações, o nó 21 em menos de 50% das simulações apresentou tensões críticas e os nós 11, 12 e 20 foram identificadas tensões críticas menos de 30% das simulações.

Percebe-se que os impactos se concentram durante os horários de pico da rede e, conforme a penetração de VEs aumenta, maiores são as faixas de horários afetados. Também é percebido que os nós mais afetados são os da extremidade da linha: com uma menor seção transversal, conforme aumenta a penetração de VEs, maiores são as porcentagens de simulações e a quantidade de nós afetados.

As Figuras 34 e 35 apresentam o maior percentual de corrente no trecho em relação a sua capacidade máxima de corrente (ampacidade), para cada porcentagem de veículos para duas simulações distintas. É visto que o ato de alterar as cargas originais afetou fortemente este resultado. Contudo, algumas comparações importantes entre os casos podem ser realizadas.

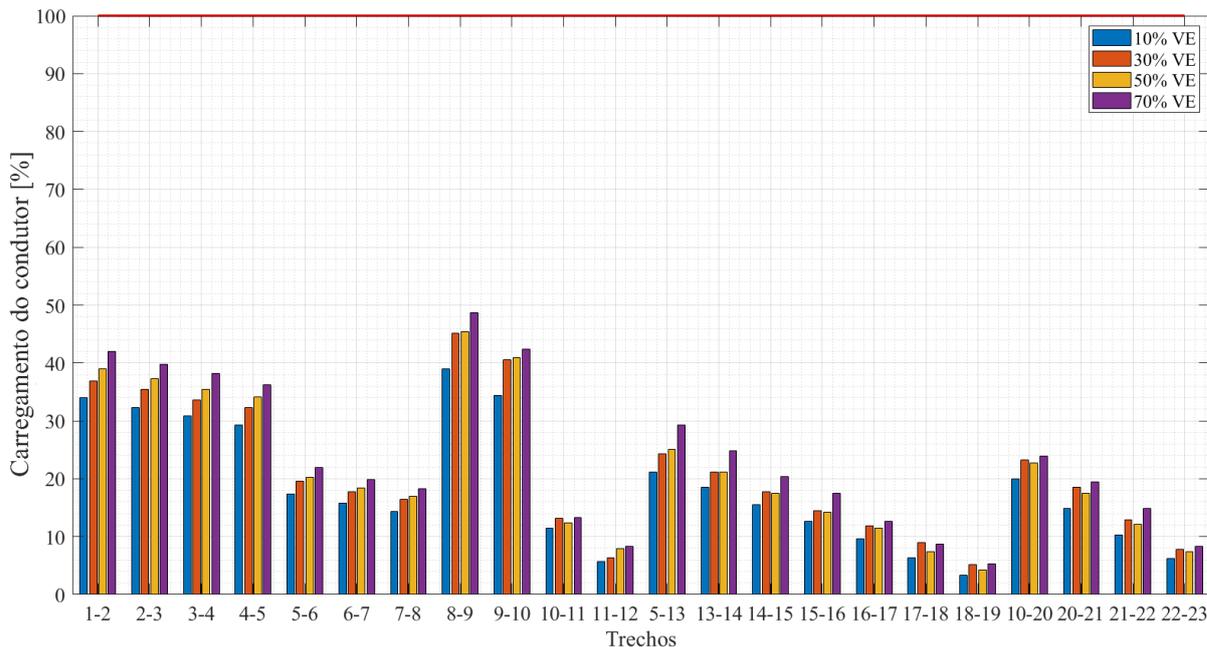
Figura 34 – Percentual da corrente por trecho em relação a ampacidade dos condutores (simulação 1).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Remetendo-se a Figura 19 (unifilar da rede 23 nós) e analisando os resultados da Figura 34 é possível verificar que até o trecho 4-5 a proporção entre corrente e ampacidade do condutor se mantém igual com o aumento de penetração de VEs. Contudo, analisando a derivação do trecho 5-13 que se estende até 18-19 pode-se perceber que o percentual de corrente em relação a capacidade do condutor deste ramo para 30 % de penetração de VEs diminui a cada trecho, chegando a atingir um valor percentual menor quando comparado a 10 % de penetração. Ainda, na Figura 34 verifica-se que entre o trecho 8-9 até o trecho 11-12 a corrente no condutor é igual ou maior para 50 % de penetração do que para 70 %. Por outro lado, entre os trechos 10-20 até o 22-23, a corrente dos condutores se mostrou maior para 70 % de penetração. Com isso é possível concluir que: para 50% de penetração a maior parte dos veículos foram distribuídos para os trechos 8-9 até 11-12; para 70 % de penetração a maior parte dos VEs concentraram-se nos trechos 10-20 até os trechos 22-23.

Figura 35 – Percentual da corrente por trecho em relação a ampacidade dos condutores (simulação 2).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Outras observações podem ser feitas com base na Figura 35, como por exemplo: entre os trechos 5-13 até 18-19, todas porcentagens utilizadas diminuem em maior proporção comparado a 30 % de penetração. Como contraponto, entre os trechos 10-20 até 22-23, o mesmo percentual de penetração apresenta sempre maior ocupação da capacidade do condutor em relação a 50 %, e no último trecho se aproximando a 70 %.

Devido à aleatoriedade da conexão dos VEs, verifica-se que, apesar dos baixos valores, é possível que menores quantidades de VEs possam causar impactos maiores comparado a penetrações mais expressivas.

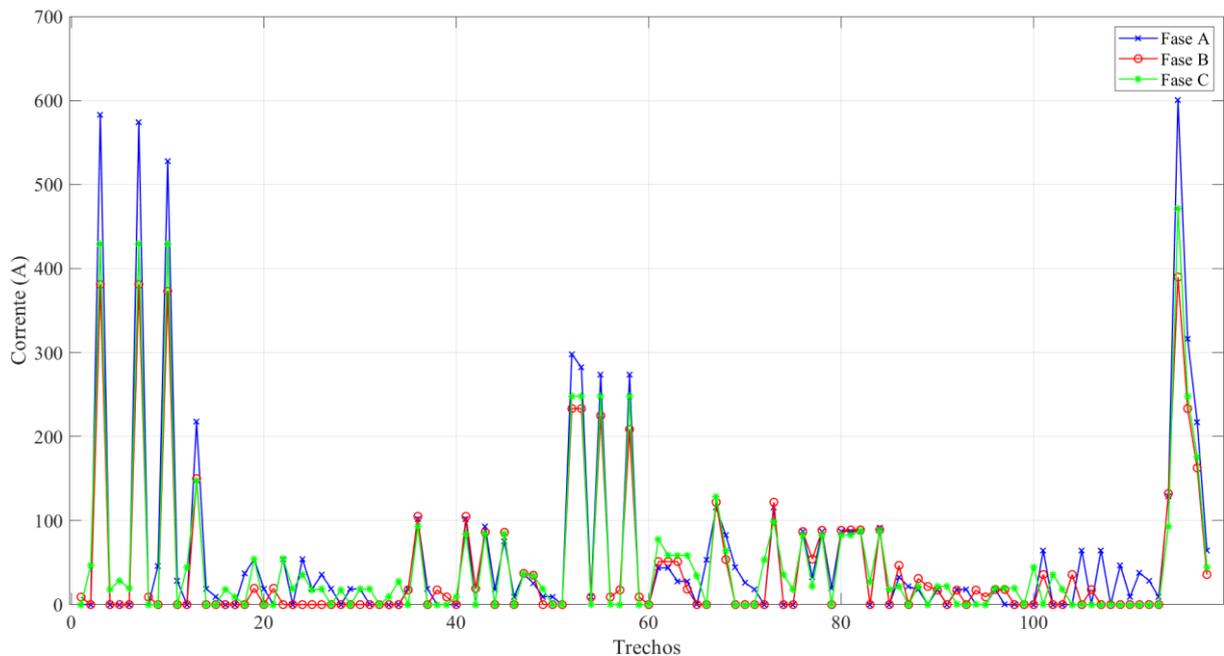
5.3. Rede 123 nós

Após a aplicação no sistema de 23 nós, a metodologia proposta foi empregada no sistema de distribuição IEEE de 123 nós com o objetivo de avaliar o seu desempenho em SDEE maiores. Apresentado na Figura 20, trata-se de um sistema desequilibrado que opera com tensão nominal de 4,16 kV, possuindo cargas distribuídas entre 84 nós, sendo 5 deles trifásicos e o restante monofásicos.

Diferentemente do sistema de 23 nós, esta rede possui equipamentos típicos de um SDEE como, por exemplo: bancos de capacitores e reguladores de tensão. Contudo, as cargas estão instaladas de forma desequilibrada ao longo de todo o sistema, o que pode prejudicar o

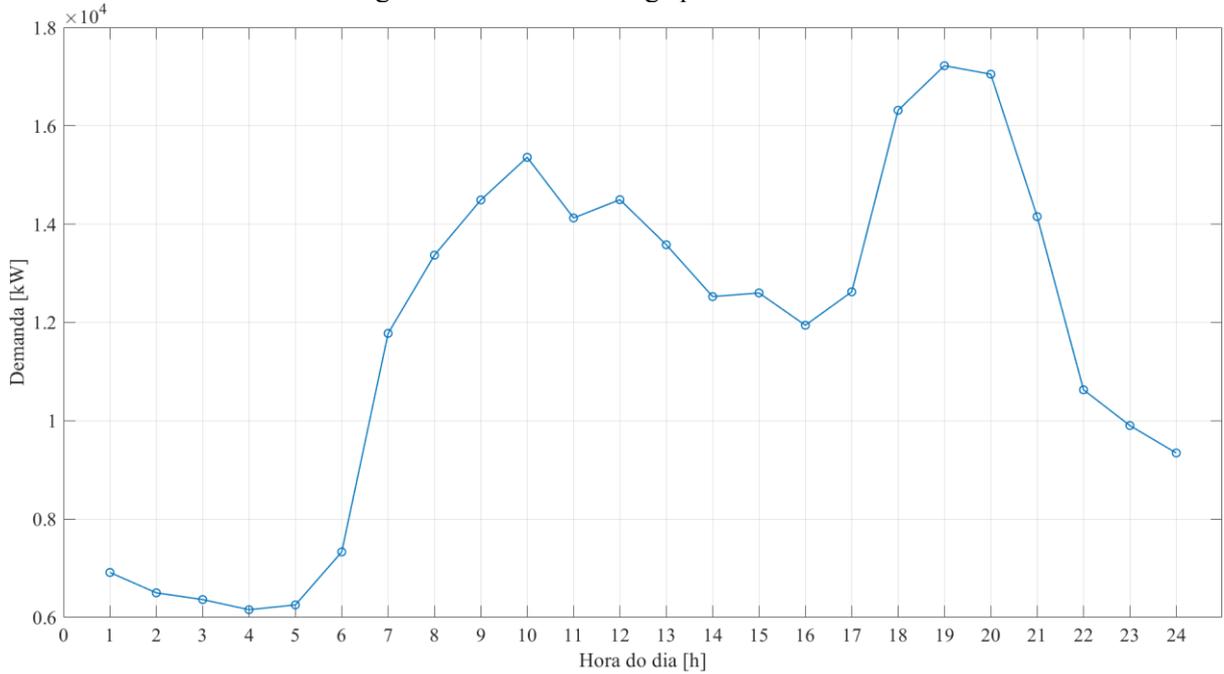
equilíbrio entre as fases e sobrecarregar condutores. A Figura 20 apresenta a distribuição das fases para este sistema e a Figura 36 mostra a corrente nas três fases para cada um dos 118 trechos, considerando o cenário base. Verifica-se que o carregamento entre as fases é desequilibrado, onde a fase A apresenta uma sobrecarga superior aos demais.

Figura 36 – Máxima Corrente por fase por trecho.



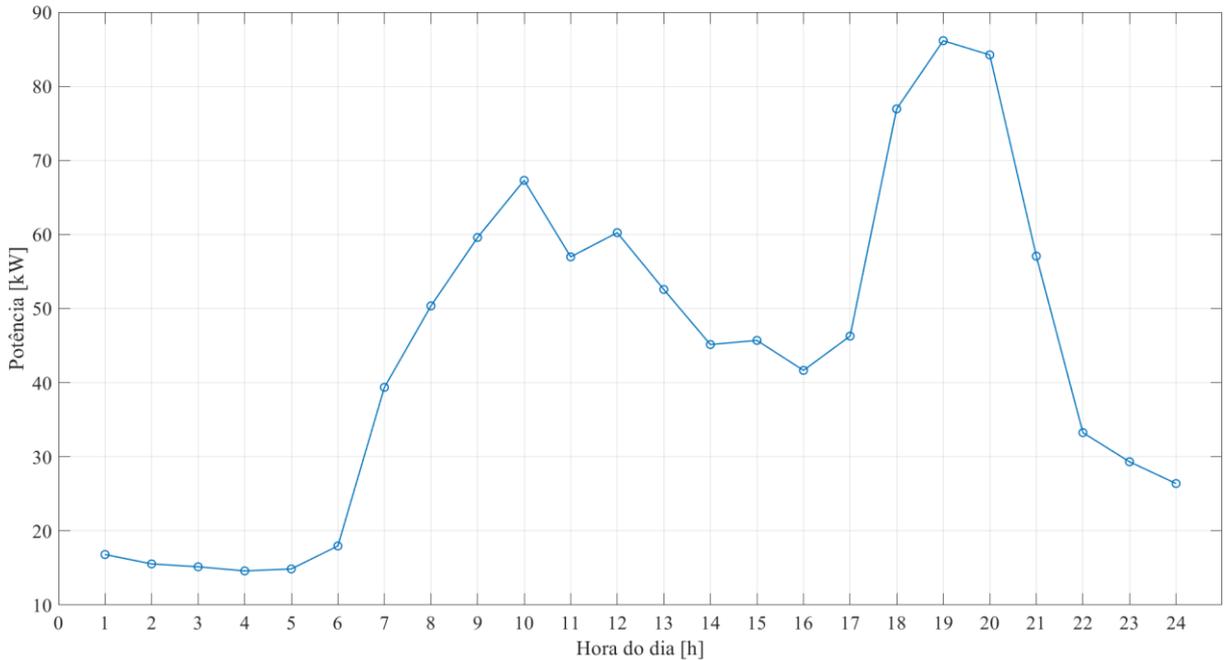
As Figuras 37 e 38 mostram a curva de carga e as perdas técnicas, respectivamente, ao longo do dia considerando o cenário base, sem VEs conectados ao SDEE. Nota-se que o pico de demanda se dá às 19h00

Figura 37 – Curva de carga para o caso base.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 38 – Perdas técnicas para o caso base.



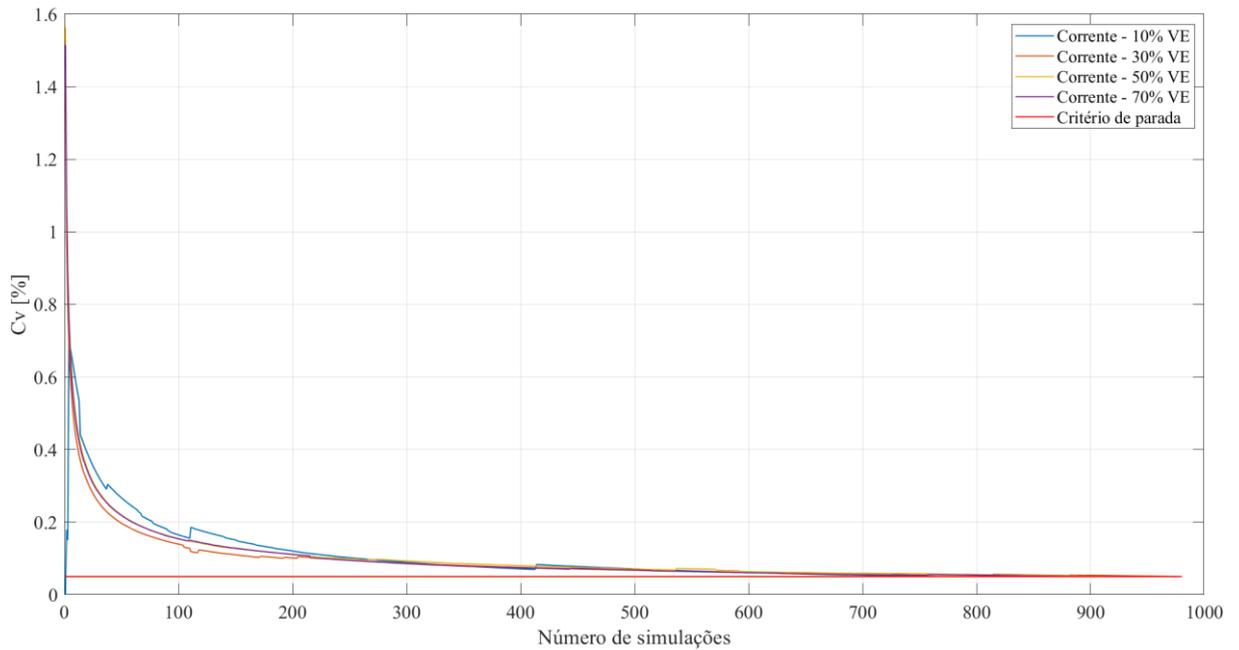
Fonte: Elaborada pelo autor.

A metodologia aplicada neste sistema de 123 nós é utilizada de forma análoga a que foi empregada ao sistema de 23 nós. Foram utilizadas as mesmas curvas de cargas residenciais divididas aleatoriamente entre todos os nós que possuem carga instalada. O carregamento residencial dos VEs foi parametrizado probabilisticamente conforme o LPG. O carregamento dos VEs através de eletropostos também foi gerado de forma probabilística

através de dados reais fornecidos em (DANDEE CITY COUNCIL., 2019). Cabe destacar que de forma similar ao que foi aplicado anteriormente, cada veículo foi parametrizado individualmente. Após parametrizar o carregamento de cada VE, o fluxo de potências é calculado até a obtenção dos resultados.

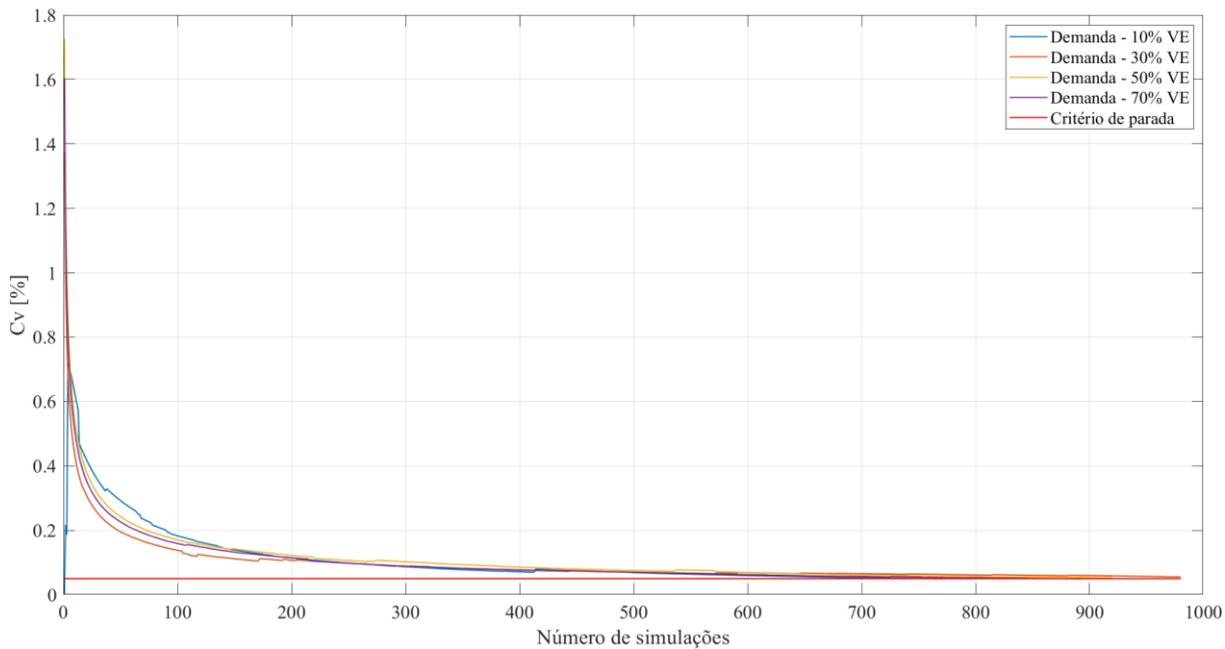
As Figuras 39 e 40 apresentam a evolução do coeficiente de variação até a obtenção da convergência definida para o sistema IEEE 123 nós.

Figura 39 – Evolução do coeficiente de variação para a corrente do sistema.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 40 – Evolução para o coeficiente de variação para a demanda.



Com o uso do critério de parada verificou-se que foram necessárias menos de 1000 simulações para que os resultados atingissem um valor permitindo, assim, finalizar a simulação para esta porcentagem de VEs.

Visando a comparação entre cenários, a Figura 41 apresenta a curva de carga considerando apenas estações de carregamento residencial e a Figura 42 mostra a curva de carga considerando carregamento através de estações residenciais e eletropostos.

Figura 41 – Curva de carga considerando estações residenciais.

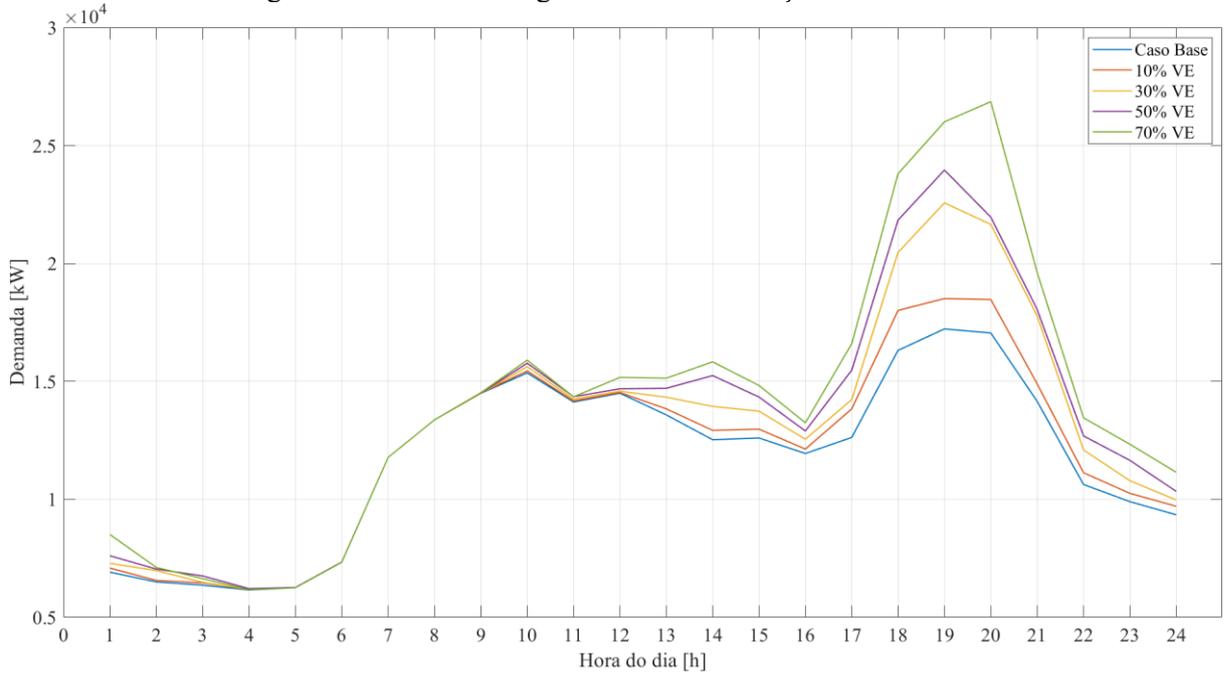
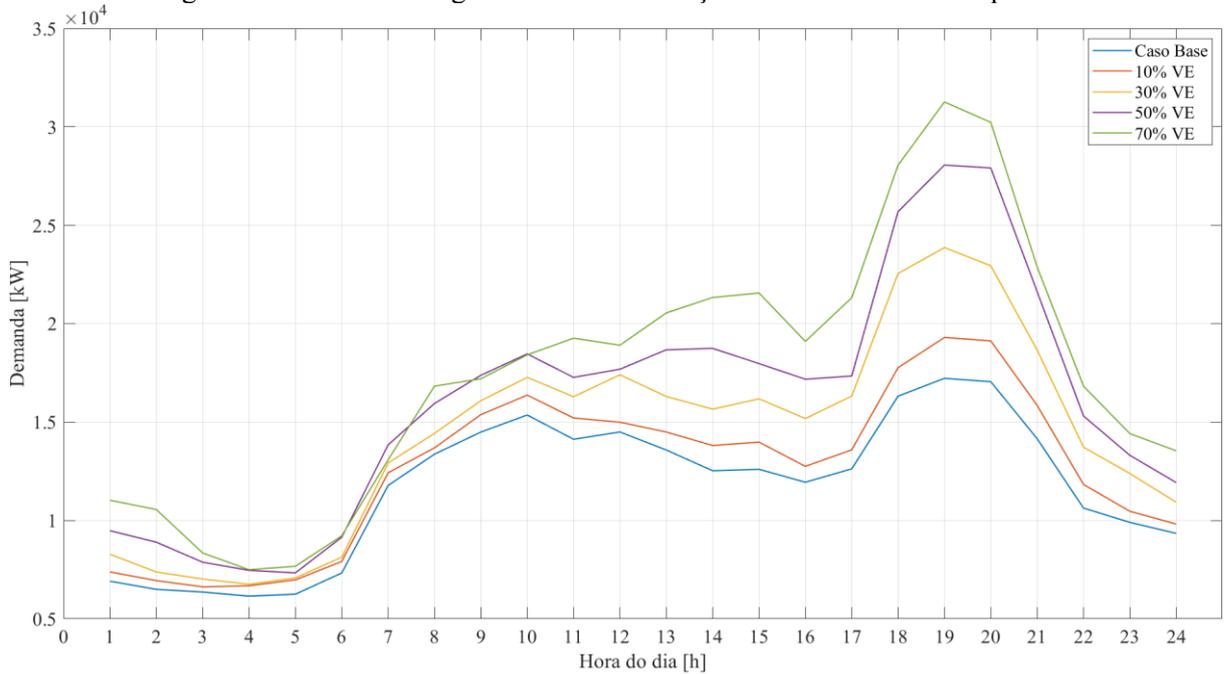


Figura 42 – Curva de carga considerando estações residenciais e eletropostos.

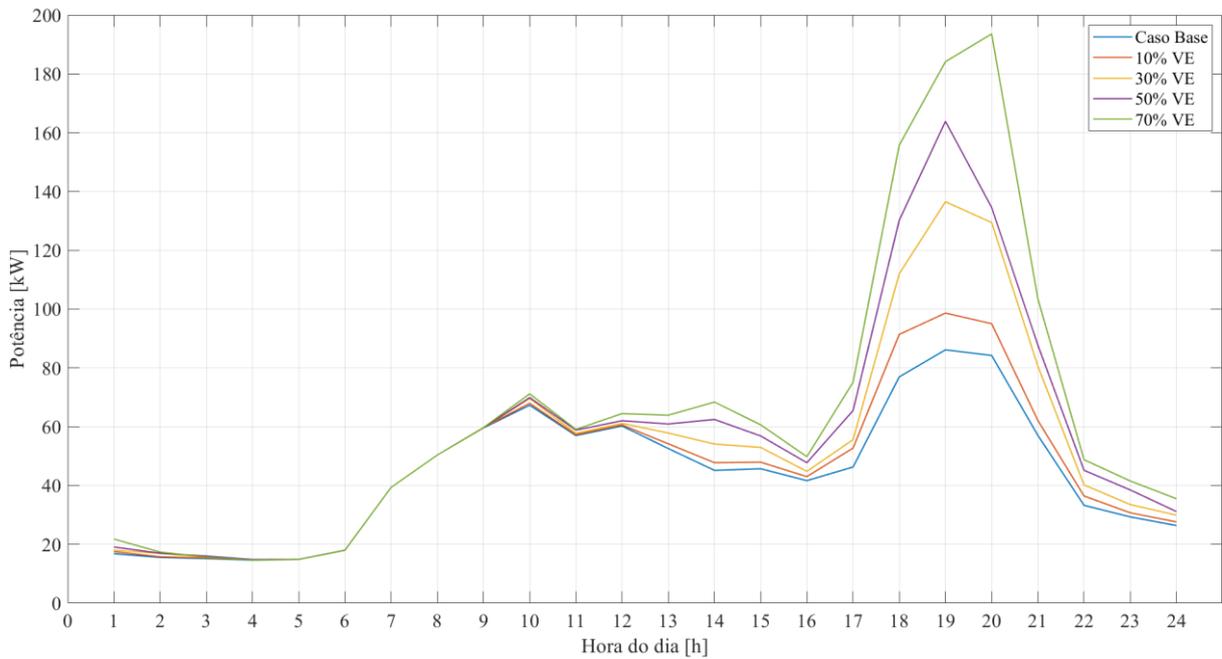


Os resultados assemelham-se ao constatado nas Figuras 25 e 26 do sistema de 23 nós: o horário de pico apresenta um aumento de consumo similar comparando o cenário onde existam apenas estações residenciais com um cenário onde existam eletropostos juntamente com as residenciais, porém com diferentes intensidades. Entretanto, percebe-se que no restante do dia o aumento na curva de carga é significativo. Isso se dá ao fato da alta

probabilidade de o início da recarga em eletropostos acontecerem em outros horários do dia. Outra razão é a capacidade do eletropostos suportar diversas recargas simultâneas e com potências mais elevadas quando comparada com as estações residenciais. Percebe-se que a partir de 30% de penetração, em diversos momentos do dia a curva de demanda apresentou valores próximos ou maiores que o pico de consumo relacionado no caso base.

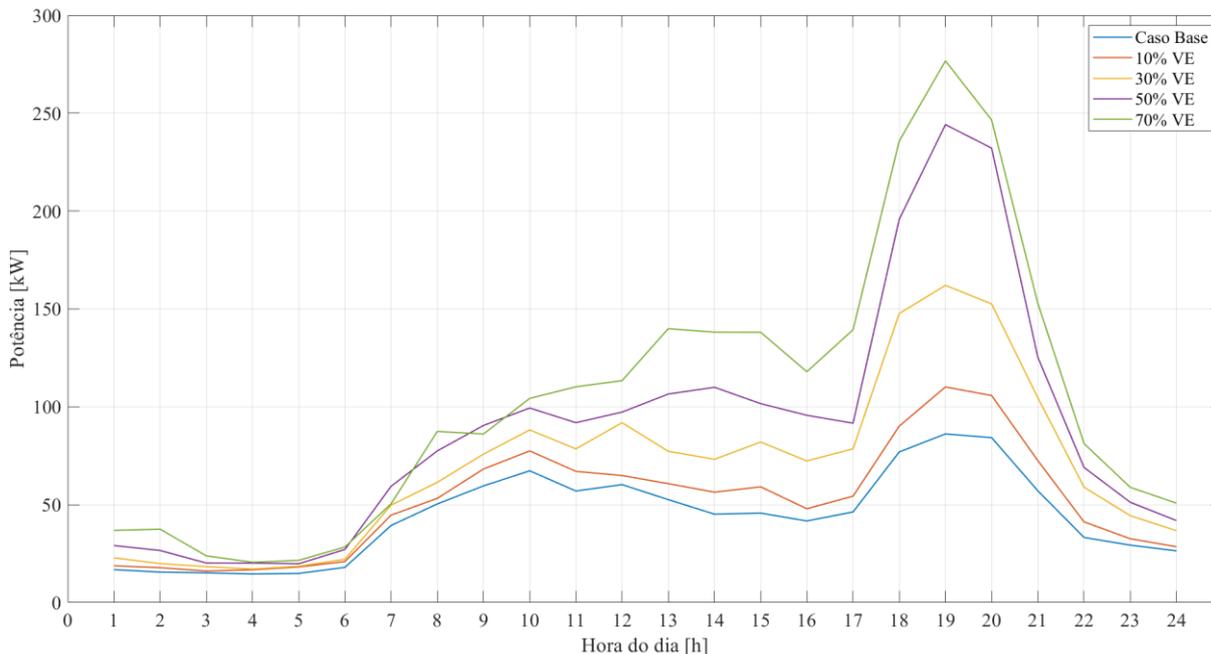
As perdas técnicas demonstraram características similares ao comparar o carregamento somente em estações residenciais com recargas considerando também eletropostos, apresentadas nas Figuras 43 e 44, respectivamente.

Figura 43 – Perdas técnicas considerando estações residenciais.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 44 – Perdas técnicas considerando estações residenciais e eletropostos.



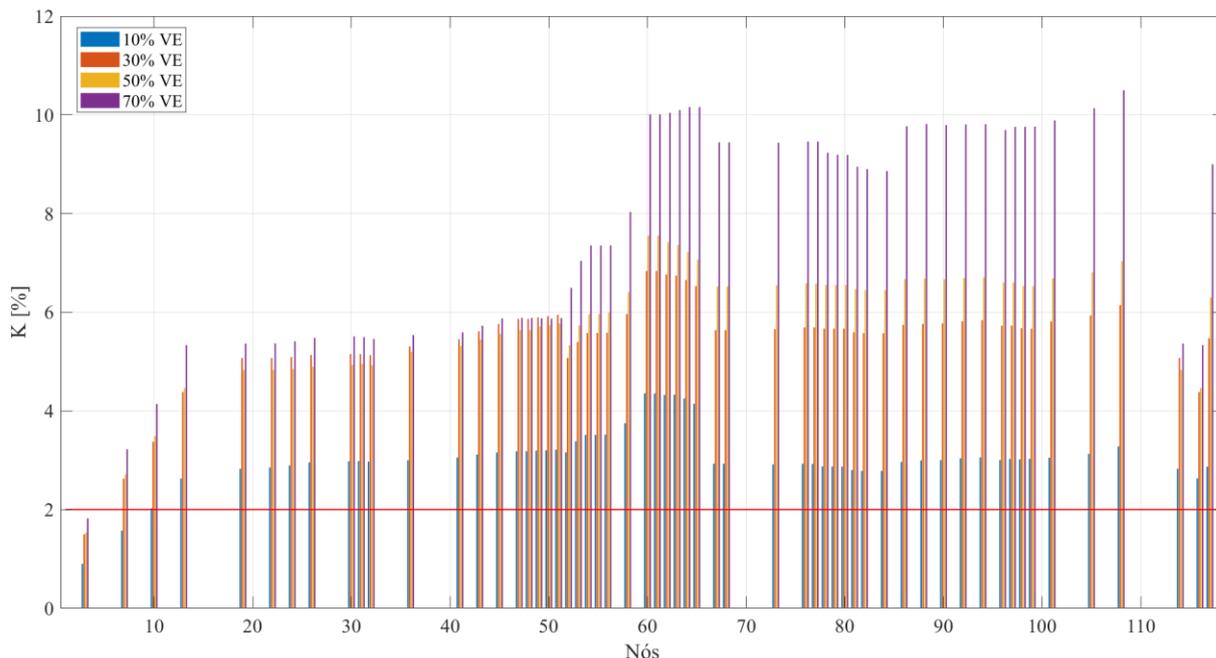
Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 44 é visto que a partir de 30% de penetração de VEs as perdas do SDEE de 123 nós aumentaram de forma que em grande parte do dia atingiram valores próximos ou maiores que as perdas no horário de pico do caso base.

Lembrando que os eletropostos são uma consequência do aumento do número de VEs em circulação, levando em conta também o aumento significativo na curva de carga do SDEE causado pela sua utilização. Assim como no estudo de caso anterior, a partir deste ponto, todos os resultados consideram o uso de estações de carregamento residencial e eletropostos.

A Figura 45 mostra o pior caso de desequilíbrio de tensão para cada nó do sistema IEEE de 123 nós. Diferente do sistema apresentado anteriormente, este é desequilibrado e até mesmo em cenários com baixas porcentagens de penetração de VEs, o desequilíbrio encontra-se acima de 2%, contudo, percebe-se que o desequilíbrio de tensões não é diretamente proporcional à porcentagem de VEs. Por exemplo: 30% de penetração conduziu a um desequilíbrio maior do que 50% e 70% no nó 51. Em outros nós, 50% de penetração apresentou um desequilíbrio maior. Nota-se que a determinação probabilística de onde o VE estará carregando, a fase de conexão e a potência da recarga determinam a intensidade e o local dos impactos causados pela penetração massiva de carregamento de VEs.

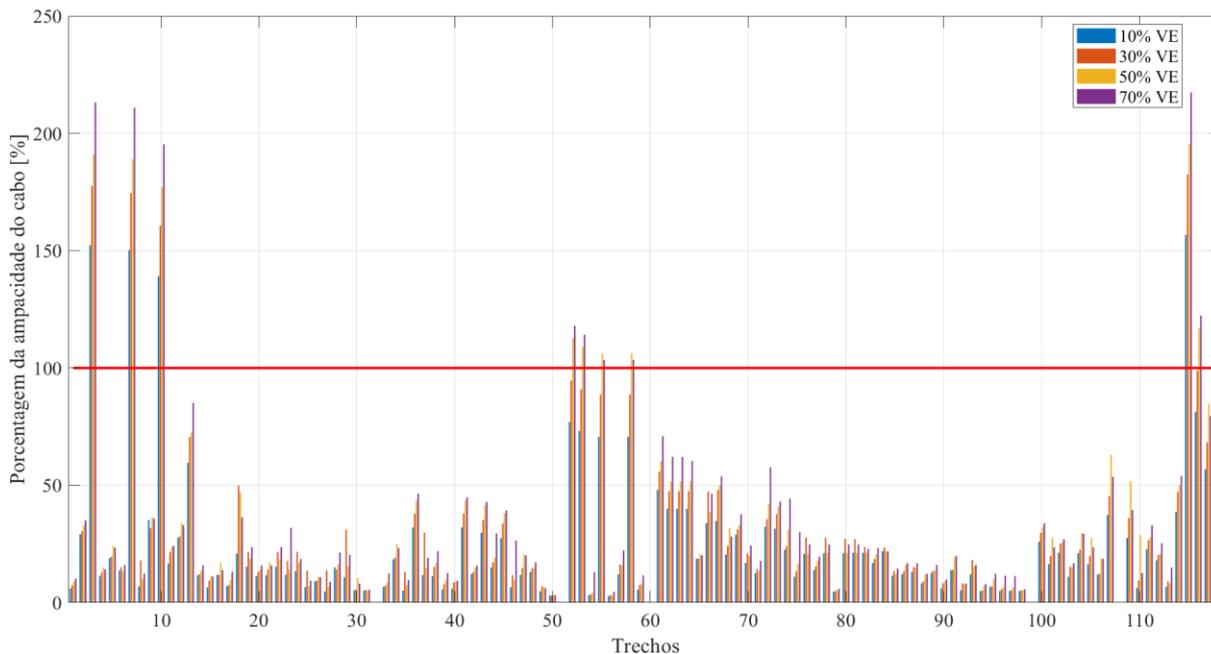
Figura 45 – Desequilíbrio da tensão (K%) para cada nó.



A Figura 46 apresenta a porcentagem de carregamento dos condutores para cada trecho do SDEE. Nota-se que, em alguns trechos, até mesmo baixas porcentagens de penetração apresentam sobrecargas nos cabos superiores a 100%. Contudo, estes condutores compreendem o trecho inicial do sistema (Figura 10), do nó 149 até o nó 13, trechos 115, 3, 7 e 10. A partir deste nó os VEs sobrecarregaram alguns trechos para as porcentagens de 50 e 70% de penetração, que são os trechos 116, 52, 53, 55 e 58. Isso se dá pelo fato de que esses trechos conectam uma grande quantidade de cargas e com porcentagens mais elevadas de VEs. Assim sendo, existem maiores chances desta parte do sistema receber um VE.

Outra informação a ser destacada nos dados da Figura 46 é referente a diversos trechos que apresentam uma sobrecarga do condutor maior para porcentagens menores de penetração de VEs quando comparado a penetrações mais elevadas. Como por exemplo no trecho 18:32 30% superou valores de 50%, que por sua vez também superou os valores de correntes nominais dos condutores para 70% de penetração dos VEs. Apesar destes valores não ultrapassarem a capacidade do condutor, é possível constatar que pequenas porcentagens podem causar um impacto maior. Situações similares são percebidas em diversos nós. Isso é possível devido à incerteza do local de carregamento, onde o algoritmo gerou um número menor ou nulo de VEs para estes nós em porcentagens maiores de penetração de VEs.

Figura 46 – Percentual da corrente por trecho em relação a ampacidade dos condutores.



O sistema IEEE-123 nós não apresentou tensões em níveis precários ou críticos e os valores de IPTS foram irrisórios para as porcentagens de carregamento de VEs utilizadas. Cabe salientar que este sistema possui equipamentos instalados que buscam mitigar tais impactos.

5.4. Considerações finais sobre o capítulo

Neste capítulo, dois sistemas diferentes que operam em MT foram utilizados: (i) um SDEE operando em 13,8 kV, equilibrado e sem equipamentos que possibilitam mitigar impactos devido a uma penetração massiva de carregamento de VEs; (ii) um sistema desequilibrado, operando em 4,16 kV e com diversos equipamentos instalados que visam mitigar possíveis impactos causados por sobrecargas. Conforme apresentado na revisão bibliográfica os impactos apresentados em determinada rede podem não se repetir em outra. Cabe lembrar que a mesma metodologia e as mesmas curvas de carga foram aplicadas para os dois SDEE, onde alguns impactos foram notáveis em uma rede e não na outra. Contudo, a aplicação da metodologia proposta se mostrou eficiente para ambos os SDEE destacando sua capacidade de generalização.

6. CONCLUSÕES

Os VEs estão gradativamente ocupando um espaço que até então era ocupado, quase que exclusivamente, pelos veículos a combustão interna. Tal tecnologia tem apresentado um crescimento significativo em nível mundial. Projeta-se para um futuro próximo que a eletromobilidade, por ser mais sustentável, representará uma parcela considerável do número total de veículos em circulação. Dessa forma, é relevante que os impactos oriundos de sua expansão sejam conhecidos e mensurados, da melhor forma possível.

Neste cenário desafiador e no contexto dos SEP, os impactos, na rede de MT, decorrentes do carregamento de VEs foram analisados em dois sistemas teste. Tomando-se como base o panorama onde o VE é uma nova tecnologia para o usuário final, assume-se que as recargas são realizadas diariamente, uma vez que os motoristas, por cautela, necessitam se assegurar da maior autonomia possível para um trajeto não planejado. Também, adotou-se que os SDEE não possuem capacidade para controlar o processo de recarga, dado que esta não é uma realidade de muitas concessionárias nacionais.

Baseando-se em perfis de consumo residencial voltados para a cidade de Porto Alegre, Brasil, curvas de cargas residenciais foram geradas através do programa LPG. Tais curvas foram agrupadas e distribuídas entre os nós dos SDEE a fim de simular os impactos considerando dados locais. Distribuições de probabilidades para as variáveis tratadas como aleatórias foram utilizadas no processo de geração de curvas de carregamento para cada VE adicionado à rede. Com isso foi possível definir uma característica única de carregamento para cada veículo.

Após essa etapa, em um primeiro momento o SDEE de 23 nós trifásicos foi utilizado. Este, caracterizado por ser um sistema de MT equilibrado, sem equipamentos instalados para a melhoria da qualidade da energia elétrica. Foi demonstrado que a curva de carga, considerando o carregamento de VEs em estações residenciais, tem seu pico de consumo no período de maior demanda da rede. Contudo, as estações públicas de recarga (eletropostos) aumentam a demanda e modificam a curva de carga durante a maior parte do dia, apresentando a partir de 30% de penetração de VEs valores próximos ou maiores quando comparado ao pico do dia no cenário base (sem a presença de VEs). Os valores de desequilíbrio de tensão foram insignificantes para todas as porcentagens de VEs adicionados a este SDEE. A magnitude da tensão em níveis abaixo dos estabelecidos nos procedimentos de distribuição de energia foram notadas a partir de 30% de penetração de VEs. Com o aumento

da penetração, a queda da magnitude da tensão foi intensificada atingindo valores inferiores aos definidos em (ANEEL, 2021), estendendo-se por um período maior do dia. A ampacidade dos cabos não foi superada em nenhum momento para esta rede. Tal fato ocorreu devido à redução das cargas originais do sistema, contudo, percebeu-se que em certos nós do SDEE cenários com porcentagens menores apresentaram valores maiores em relação a capacidade do condutor quando comparado a cenários com maiores penetrações de VEs.

Em um segundo momento, o sistema teste de MT IEEE-123 nós foi analisado, o qual apresenta características diferentes do utilizado anteriormente, isto é: rede desequilibrada; predominância de nós monofásicos em comparação aos trifásicos; presença de bancos de capacitores e reguladores de tensão espalhados ao longo da rede. Estas características proporcionaram a intensificação de alguns impactos técnicos e a redução de outro. De forma similar ao constatado no sistema de 23 nós, os eletropostos elevaram a curva de carga durante todo o período da tarde para valores próximos e/ou maiores que os valores de pico do caso base. Pelo fato deste ser um sistema com cargas desequilibradas, as estações de carregamento monofásicas intensificaram tais impactos. Contudo, devido aos reguladores de tensão e aos bancos de capacitores, este sistema não apresentou tensões em níveis críticos em nenhum momento. No caso base alguns condutores já possuíam a ampacidade máxima superada. Porém, a partir de 50% de penetração de VEs outros condutores tiveram seus limites de ampacidade ultrapassados.

Constatou-se também que não necessariamente uma penetração maior de VEs na rede irá ocasionar um aumento proporcional dos impactos ocorridos. Tal observação pode ser afirmada pelos casos simulados onde por exemplo, a corrente em determinado trecho, o desequilíbrio de tensão em determinado nó ou as perdas técnicas mostraram valores maiores em cenários com menor porcentagem de penetração de VEs. Considerando o lado de MT do SDEE, conclui-se que a penetração de VEs é factível. Contudo, as características do SDEE irão balizar a porcentagem de penetração que tal sistema conseguirá absorver de forma segura e confiável. Estas características também influenciarão diretamente quais impactos serão intensificados, pois a partir de determinado percentual algumas adequações serão necessárias de acordo com os impactos ocorridos.

Por fim, a diversidade das características dos dois sistemas teste analisados conduziu a diferenças nos resultados observados nesta pesquisa, o que reforça o argumento levantado anteriormente: a necessidade de estudos com dados locais e se possível, considerando redes

reais. Assim, é possível antecipar possíveis problemas técnicos causados pela penetração em massa de VEs no SEP.

6.1. Trabalhos futuros

Este trabalho balizou-se em simulações realizadas em sistemas teste de distribuição que operam em MT. Também foram utilizados dados reais de carregamento em eletropostos de outras regiões. Visando o aperfeiçoamento e a expansão da pesquisa, são sugeridos os seguintes tópicos para trabalhos futuros:

- avaliação dos impactos técnicos do lado de MT e BT em um sistema de distribuição real local, com curvas reais de carga;
- uso de dados locais de carregamento de VEs, tanto em estações residenciais quanto para carregamento em eletropostos;
- realização de simulações onde as recargas não são necessariamente efetuadas de forma diária;
- consideração do uso de geração distribuída fotovoltaica no SDEE;
- incorporação na rede de estações de carregamento para ônibus elétrico.

REFERÊNCIAS

- ABDALA, P. J. P. **Energia Solar e Eólica**. Ponta Grossa: Atena Editora, v. 1, 2019.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 61851-1** - Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos. Parte 1: Requisitos gerais. ABNT, 2013.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS. **2020: o melhor ano da eletromobilidade no Brasil**. Disponível em: <<http://www.abve.org.br/2020-o-melhor-ano-da-eletromobilidade-no-brasil/>>. Acesso em: 25 jan. 2021.
- AHMADIAN, A.; MOHAMMADI-IVATLOO, B.; ELKAMEL, A. A Review on Plug-in Electric Vehicles: Introduction, Current Status and Load Modeling Techniques. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Bonab, v. 8, n.3, p. 412-425, 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**. Brasília: Ed. 1/2020, p. 1–21, 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 8**: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 1**: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Introdução. Brasília: ANEEL, 2016.
- ANZANELLO JÚNIOR, D. **Alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição considerando a cronologia da operação e incertezas**. 2019. 118p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.
- ARIAS, M. N. B. **INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NO PLANEJAMENTO**. 2019. 174 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Programa de

Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2019.

ARIOLI, V. T. **Análise de impactos técnicos provocados pela penetração massiva de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica**. 2016. 174 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2016.

BREMERMANN, L. E. et al. Electric vehicle models for evaluating the security of supply. **Electric Power Systems Research**, Porto, v. 111, p. 32–39, 2014.

CAO, Y. et al. An optimized EV charging model considering TOU price and SOC curve. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Changsha, v. 3, n. 1, p. 388–393, 2012.

COBAN, Melih; TEZCAN, S. S. Analysis of Impact of Electric Vehicles on Distribution Grid Using Survey Data. In: **2019 3rd International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies (ISMSIT)**, Ankara, p. 1-4. IEEE, 2019.

CROSS, J. D.; HARTSHORN, R. **My Electric Avenue**: Integrating electric vehicles into the electrical networks, London, p. 1-6, 2016.

CUNHA, V. **Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração fotovoltaica e veículos elétricos**. 2017. 98 P. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2017.

DANDEE CITY COUNCIL. **Electric Vehicle Charging Data**. 2019. Disponível em: <<https://data.dundee.gov.uk/dataset/ev-charging-data>>. Acesso em: 21 nov. 2020.

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

DELGADO, F.; COSTA, J. E. G.; FEBRARO, J.; SILVA, T. B. **Carros Elétricos**. Rio de Janeiro: Cadernos FGV Energia, p. 109. 2017.

DIMOVSKI, A. et al. Evaluating the Impact of Electric Vehicle Integration on an Urban Distribution Network. In: **2020 IEEE International Conference on Environment and**

Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe), Madrid, p. 1-6, 2020.

EMPRESA PÚBLICA DE TRANSPORTE E CIRCULAÇÃO. **Capital tem menor tempo de deslocamento para chegar ao trabalho**. EPTC, 2016. Disponível em: <http://www2.portoalegre.rs.gov.br/eptc/default.php?p_noticia=190477>. Acesso em: 02 out. 2020.

FERNANDEZ, D. et al. Electrical vehicles impact analysis for distribution systems with THD and load profile study. In: **2015 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)**, Bogota, p. 1-6, 2015.

FERRAZ, R. G. **Estudo da influência do desequilíbrio e da resistência de falta em sistemas de distribuição de energia elétrica faltosos**. 2010. 111 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

GALUS, D. M.; ZIMA, M.; ANDERSSON, G. On integration of plug-in hybrid electric vehicles into existing power system structures. **Energy Policy**, Zurich, v. 38, p. 6736–6745, 2010.

GE, M.; FRIEDRICH, J. **4 Charts Explain Greenhouse Gas Emissions by Countries and Sectors**. Disponível em: <<https://www.wri.org/insights/4-charts-explain-greenhouse-gas-emissions-countries-and-sectors>>. Acesso em: 14 nov. 2020.

GOOP, J.; ODENBERGER, M.; JOHNSON, F. Distributed solar and wind power e Impact on distribution losses. **Energy**, v. 112, p. 273–284, 2016.

HABIB, S. et al. A Comprehensive Study of Implemented International Standards, Technical Challenges, Impacts and Prospects for Electric Vehicles. **IEEE Access**, Shanghai, v. 6, n. c, p. 13866–13890, 2018.

HANAUER, Dieter. Mode 2 Charging—Testing and Certification for International Market Access. **World Electric Vehicle Journal**, Offenbach, v. 9, n. 2, p. 26, 2018.

HASAN, K. N.; BORBOA, P.; LEISHMAN, M. Measurement-based Electric Vehicle Load Profile and Its Impact on Power System Operation. In: **2019 9th International Conference**

on **Power and Energy Systems (ICPES)**, Perth, p. 1-6, 2019.

HASHEMI, B.; BABOLI, P. T. Technical Evaluation of Plug-in Electric Vehicles Charging Load on a Real Distribution Grid. **Springer International Publishing**, Babol, v. 2, p. 163-170, 2020.

HOFFMANN, M. et al. A review on time series aggregation methods for energy system models. **Energies**, Jülich, v. 13, n. 3, p. 641, 2020.

IDAHO NATIONAL LABORATORY. **Grid Impacts of PEV Charging Infrastructure**.

2018. Disponível em:

<<https://avt.inl.gov/sites/default/files/pdf/presentations/GridImpactsOfPEVChargingInfrastructure.pdf>>. Acesso em: 05 abr. 2021.

JADHAV, M. P.; KALKHAMBKAR, V. N. A Review on Plug-in Electric Vehicles: Services, Limitations and Impacts. **Majlesi Journal of Mechatronic Systems**, Iran, v. 7, n. 2, p. 19-35, 2018.

JAIN, A. K. Data clustering: 50 years beyond K-means. **Pattern Recognition Letters**, Amsterdam, v. 31, n. 8, p. 651–666, 2010.

JAYME, P.; ABDALA, P. **Energia Solar e Eólica**. Ed. 1. Ponta Grossa: Editora Atenas, 2019.

JIA, Q.; LONG, T. A review on charging behavior of electric vehicles: data, model, and control. **Control Theory and Technology**, v. 18, n. 3, p. 217-230, 2020.

JIN, Y.; AGYEMAN, K.; HAN, S. Grid impact analysis of electric vehicles charging with different load profiles. In: **2019 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)**, Seogwipo, p. 1-5, 2019.

KIM, S.; HUR, J. A Probabilistic Modeling Based on Monte Carlo Simulation of Wind Powered EV Charging Stations for Steady-States Security Analysis. **Energies**, Seoul, v. 13, n. 20, p. 5260, 2020.

KONG, W. et al. Optimal location planning method of fast charging station for electric vehicles considering operators, drivers, vehicles, traffic flow and power grid. **Energy**,

Beijing, v. 186, p. 115826, 2019.

LAUTENSCHLEGER, A. H.; FERRAZ, B. P.; HAFFNER, S. Análise do Desempenho de Sistemas de Distribuição Considerando Incertezas na Carga. **Anais da Sociedade Brasileira de Automática**, Porto Alegre, v. 1, n. 1, 2019.

LI, X. et al. Impact of PHEV in active distribution network under gas station network attack. **ISA Transactions**, Shanghai, v. 104, p. 192-203, 2020.

LOPES, J. A. P. et al. Identifying Management Procedures to Deal with Connection of Electric Vehicles in the Grid. In: **2009 IEEE Bucharest PowerTech**. Bucharest, p. 1-8, 2009.

MACQUEEN, J. et al. Some methods for classification and analysis of multivariate observations. In: **Proceedings of the fifth Berkeley symposium on mathematical statistics and probability**. Berkeley: University of California Press, v. 233, n. 233, p. 281–297, 1967.

MANRÍQUEZ, F. et al. The impact of electric vehicle charging schemes in power system expansion planning. **Applied Energy**, Santiago, v. 262, p. 114527, 2020.

MARTINS, J. **Motores de combustão interna**. Ed. 5ª. Editora Publindústria. 2015.

MICHELbacher, C. **Grid Impacts of PEV Charging Infrastructure**. Strasbourg, 2018.

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

NEOCHARGE. **Conheça os tipos de carros elétricos**. 2020. Disponível em: <<https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tipos-veiculos-eletricos>>. Acesso em: 08 mai. 2020.

NOUR, M.; ALI, A.; FARKAS, C. Evaluation of Electric Vehicles Charging Impacts on A Real Low Voltage Grid. **Int. J. Power Eng. Energy**, Aswan, v. 9, n. 2, p. 837-842, 2018.

NOUR, M.; ALI, A.; FARKAS, C. Mitigation of Electric Vehicles Charging Impacts on Distribution Network with Photovoltaic Generation. In: **2019 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)**. Aswan, p. 384-388, 2019.

OLIVELLA-ROSELL, P.; VILLAFILA-ROBLES, R.; SUMPER, A. Impact evaluation of

Plug-In electric vehicles on power system. In: **Plug In Electric Vehicles in Smart Grids**. Singapore, p. 149-178, 2015.

PAIVA, J. O. **Avaliação probabilística do impacto da conexão de veículos elétricos na estabilidade da tensão**. 2019. 147 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2019.

PAREJA, L. A. G. **Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas**. 2009. 161 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

PAVIĆ, I.; PANDŽIĆ, H.; CAPUDER, T. Electric vehicle based smart e-mobility system – Definition and comparison to the existing concept. **Applied Energy**, Zagreb, v. 272, p. 115153, 2020.

PFLUGRADT, N. **Load Profile Generator**. 2019. Disponível em: <<https://www.loadprofilegenerator.de/getting-started/>>. Acesso em: 15 abr. 2020.

PINTO, Y. G. **Investigação de Soluções para os Impactos Técnicos Causados pela Conexão Massiva de Veículos Elétricos aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2017. 117 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, SP, 2017.

PIOTROWSKI, L.; KNAK, N. Methodology for Analysis of the Impact of Residential Charging of Electric Vehicles. **IEEE Latin America Transactions**, Santa Maria, v. 17, n. 6, p. 953-961, 2019.

PORTAL ACTION. **Distribuição normal**. 2016. Disponível em: <<http://www.portalaction.com.br/probabilidades/62-distribuicao-normal>>. Acesso em: 25 jun. 2020.

PORTO ALEGRE. Legislação Municipal. Anexo I: **Plano Diretor de Mobilidade Urbana - Prefeitura Municipal de Porto Alegre**. 2015.

POULADI, J.; SHARIFIAN, M. B. B.; SOLEYMANI, S. Determining charging load of PHEVs considering HVAC system and analyzing its probabilistic impacts on residential distribution network. **Electric Power Systems Research**, Tehran, v. 141, p. 300–312, 2016.

PROMOB-e. **Normas e regulamentos para a mobilidade elétrica no enquadramento do Brasil** - Análise internacional e propostas de N&R para o contexto brasileiro. PROMOB-e, Rio de Janeiro, 2020.

RENEWABLES NINJA. **Web application-renewable ninja**. 2019. Disponível em: <<https://www.renewables.ninja>>. Acesso em: 20 ago. 2020.

RESENER, M. et al. Mixed-integer LP model for volt/var control and energy losses minimization in distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Porto Alegre, v. 140, p. 895–905, 2016.

RESENER, M. **Modelo linearizado para problemas de planejamento da expansão de sistemas de distribuição**. 2016. 199 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

RÍOS, A. D. L. et al. Economic Analysis of Vehicle-to-Grid (V2G) - Enabled Fleets Participating in the Regulation Service Market. In: **2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)**. Washington, p. 1-8, 2012.

SAUSEN, J. P. **Análise do carregamento de veículos elétricos na curva de carga do transformador de distribuição**. 2017. 101 p. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017

PFLUGRADT, N.; Muntwyler, U. Synthesizing residential load profiles using behavior simulation. **Energy Procedia**, Burgdorf, v. 122, p. 655–660, 2017.

SHAREEF, H.; ISLAM, M.; MOHAMED, A. A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Al-Ain, v. 64, p. 403–420, 2016.

SIDNEY, L. **Análise dos impactos decorrentes da integração de veículos elétricos em**

uma rede de distribuição. 2020. 95 p. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2020.

SILVA, G. M. **Análise de Impactos Elétricos Gerados pela Penetração de Veículos Elétricos nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão.** 2019. 113 p. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2019.

SMART, J. Battery Electric Vehicle Driving and Charging Behavior Observed Early in the EV Project. **SAE International Journal of Alternative Powertrains**, Idaho, v. 1, n. 1, p. 27-33, 2012.

U. S. DEPARTMENT OF ENERGY. **All-electric vehicles.** 2018. Disponível em: <<https://www.nrdc.org/experts/madhur-bolloor/electric-vehicles-101>>. Acesso em: 23 mar. 2021.

WANG, C.; DUNN, R.; LIAN, B. Power loss reduction for electric vehicle penetration with embedded energy storage in distribution networks. In: **2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)**. Cavtat, p. 1417-1424, 2014.

ZAPATA, C. J. **Análisis Probabilístico Y Simulación.** Grupo de investigación en planeamiento de sistemas eléctricos. Universidad Tecnológica de Pereira. Bogotá, 2010.

ZOU, Y. et al. Experimental results of electric vehicles effects on low voltage grids. **Journal of Cleaner Production**, Anyang, v. 255, p. 120270, 2020.