

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Gustavo Mores De Lazari

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NOS  
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O MODO V2G E O  
TRANSPORTE DE ENERGIA**

Santa Maria, RS  
2020



**Gustavo Mores De Lazari**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NOS SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O MODO V2G E O TRANSPORTE DE  
ENERGIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia: Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS  
2020

This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001

Mores De Lazari, Gustavo

Análise dos impactos dos veículos elétricos nos Sistemas de Distribuição considerando o modo V2G e o transporte de energia / Gustavo Mores De Lazari.- 2020.  
103 p.; 30 cm

Orientador: Mauricio Sperandio

Coorientador: Paulo Ricardo da Silva Pereira  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Veículos elétricos 2. Vehicle-to-Grid 3. Vehicle-to-Home 4. OpenDSS 5. Tarifa horária I. Sperandio, Mauricio II. da Silva Pereira, Paulo Ricardo III. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, GUSTAVO MORES DE LAZARI, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

**Gustavo Mores De Lazari**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NOS SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O MODO V2G E O TRANSPORTE DE  
ENERGIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia: Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 27 de fevereiro de 2020:**

---

**Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Alzenira da Rosa Abaide, Dra. (UFSM)**

---

**Enoque Dutra Garcia, Dr. (UNIPAMPA)**

Santa Maria, RS  
2020



## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente aos meus pais e ao meu irmão, por todo carinho e suporte nas minhas decisões.

Agradeço ao meu orientador Mauricio Sperandio pela competência e orientação no planejamento desta dissertação.

Aos professores e colegas do Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) pelos ensinamentos e companheirismo, em especial ao professor Daniel Bernardon.

Aos meus amigos do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (PPGEE/UFSM) pela amizade e companhia.

Por fim, agradeço a todos aqueles que de alguma forma colaboraram para a realização deste trabalho.





## RESUMO

### ANÁLISE DOS IMPACTOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O MODO V2G E O TRANSPORTE DE ENERGIA

AUTOR: Gustavo Mores De Lazari  
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio

O objetivo desta dissertação está em avaliar a inserção dos veículos elétricos (VEs) em um Sistema de Distribuição através dos seus modos de carregamento e descarregamento de energia. Motivado pela expansão do mercado de VEs, e pela diminuição da emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) na atmosfera, é proposto uma metodologia que estima os impactos dos VEs em um Sistema de Distribuição. Para isso, são utilizados os padrões de mobilidade urbana para estimar o comportamento dos VEs e as curvas de demanda de energia elétrica para interpretar os padrões de consumo de um Sistema de Distribuição. Dessa forma, exploram-se os modos *Vehicle-to-grid* (V2G) e *Vehicle-to-home* (V2H), além de estratégias de carregamento e descarregamento de VEs levando em consideração a tarifa convencional e a tarifa branca. Para a análise do sistema, são observados os aspectos elétricos referentes às potências, tensões, e perdas elétricas para o Sistema IEEE 13 Barras através de estudos de casos, utilizando os softwares *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) e Matlab. Já no estudo econômico, são avaliados os valores anuais de consumo de energia elétrica para os mesmos cenários. Além disso, é analisado o transporte de energia entre as barras, e o comportamento do *state of charge* (SOC) das baterias dos VEs ao longo do tempo. Através das simulações computacionais conclui-se que o carregamento e descarregamento programado, principalmente quando levado em consideração a demanda horária das barras, é a melhor opção entre as estratégias analisadas. Para o sistema estudado, o carregamento nas barras comercial e industrial e o descarregamento nas barras residenciais se provou o cenário mais interessante, uma vez que apresentaram os menores aumentos nas perdas elétricas, os melhores índices nos parâmetros de qualidade de energia e os melhores resultados sob o ponto de vista econômico.

**Palavras-chave:** Veículos elétricos. *Vehicle-to-Grid*. *Vehicle-to-Home*. OpenDSS. Tarifa horária.



## ABSTRACT

### ANALYSIS OF THE IMPACTS OF ELECTRICAL VEHICLES ON DISTRIBUTION SYSTEMS CONSIDERING THE V2G MODE AND POWER TRANSPORT

AUTHOR: Gustavo Mores De Lazari

ADVISOR: Mauricio Sperandio

The aim of this master's dissertation is to evaluate the insertion of electric vehicles (EVs) in a Distribution System through its energy charging and discharging modes. Motivated by the expansion of the EVs market and the reduction of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions into the atmosphere, it is proposed a methodology that estimates the impacts of EVs on a Distribution System. For this purpose, urban mobility patterns are used to estimate the behavior of EVs and electricity demand curves to interpret the consumption patterns of a Distribution System. In this way, Vehicle-to-grid (V2G) and Vehicle-to-home (V2H) modes are explored. Furthermore, EVs charging and discharging strategies considering conventional tariff and white tariff are applied. To analyze the system is observed the electrical aspects related to the powers, voltages, and the electrical losses for the IEEE 13 Bars System through some scenarios using Open Distribution System Simulator (OpenDSS) and Matlab software. In the economic analyses, the yearly values of electricity consumption for the same scenarios are evaluated. In addition, the energy transport between the bars and the state of charge (SOC) of EVs batteries over the time are analyzed. Through the computer simulations, it is concluded that the programmed charging and discharging, especially considering the hourly demand of the bars, is the best option among the strategies. For the present study, charging in the commercial and industrial bars and discharging in the residential bars proved to be the most successfully scenario since it presented the smallest increases in electrical losses, the best indices in power quality parameters and the best results under the economic point of view.

**Keywords:** Electric vehicles. Vehicle-to-Grid. Vehicle-to-Home. OpenDSS. Hourly tariff.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Números de VEs no mundo .....	18
Figura 2 – BEVs mais vendidos no mundo em 2019 por montadoras (em milhares de unidades).....	20
Figura 3 – Tipos de baterias em VEs .....	21
Figura 4 – Perfil de recarga de uma bateria lítio-ferro.....	22
Figura 5 – Carregadores de VEs: (a) carregador <i>on-board</i> ; (b) carregador <i>off-board</i> .....	23
Figura 6 – Modos de carregamento .....	25
Figura 7 – Influência da temperatura nas baterias .....	25
Figura 8 – Influência do DOD nas baterias .....	26
Figura 9 – Sistema fotovoltaico com armazenamento de energia.....	28
Figura 10 – Sistema V2G básico.....	31
Figura 11 – Sistema V2H .....	32
Figura 12 – Sistema V2B.....	33
Figura 13 – Sistema de distritos .....	35
Figura 14 – Exemplo de <i>software</i> V2G.....	36
Figura 15 – Transporte de energia .....	37
Figura 16 – Curva de carga residencial.....	40
Figura 17 – Curva de carga industrial .....	40
Figura 18 – Curva de carga comercial .....	40
Figura 19 – Tarifa branca .....	41
Figura 20 – Exemplo de viagens diárias .....	43
Figura 21 – Distribuição normal.....	44
Figura 22 – Distribuição log normal.....	45
Figura 23 – OpenDSS, <i>storage</i> .....	47
Figura 24 – Nissan Leaf .....	48
Figura 25 – Intervalos SOC .....	49
Figura 26 – Sistema IEEE 13 Barras modificado .....	51
Figura 27 – Horário de saída.....	56
Figura 28 – Horário de chegada.....	56
Figura 29 – Distância diária percorrida.....	58
Figura 30 – Fluxograma do método proposto.....	61
Figura 31 – Comportamento dos VEs .....	64
Figura 32 – Variáveis de simulação .....	68
Figura 33 – Cenário 1 – Demanda total das 4 barras.....	71
Figura 34 – Cenário 1 – Demanda, barra 775/fase A.....	71
Figura 35 – Cenário 2 – Demanda total das 4 barras.....	74
Figura 36 – Cenário 2 – Demanda, barra 775/fase A.....	75
Figura 37 – Cenário 3 – Demanda, barra 775/fase A.....	78
Figura 38 – Cenário 3 – Demanda, barra 771/fase A.....	79
Figura 39 – Cenário 4 – Demanda, barra 775/fase A.....	82
Figura 40 – Cenário 4 – Demanda, barra 771/fase A.....	82
Figura 41 – Cenário 5 – Demanda, barra 775/fase A.....	85
Figura 42 – Cenário 5 – Demanda, barra 771/fase A.....	86
Figura 43 – Cenário 6 – Demanda, barra 775/fase A.....	88
Figura 44 – Cenário 6 – Demanda, barra 771/fase A.....	89



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais modelos de BEVs .....	20
Tabela 2 – Modos de recarga para VEs NBR/IEC 61851-1 .....	24
Tabela 3 – Principais projetos V2G no mundo .....	38
Tabela 4 – Estudos com o Nissan Leaf .....	48
Tabela 5 – Estado inicial das baterias dos VEs .....	50
Tabela 6 – Potências do sistema .....	52
Tabela 7 – Tipos de tarifas .....	54
Tabela 8 – Valor final das tarifas .....	54
Tabela 9 – Média e desvio padrão para saída e chegada de VEs .....	55
Tabela 10 – Horário de saída e chegada dos VEs .....	57
Tabela 11 – Média e desvio padrão para a distância percorrida .....	57
Tabela 12 – Distância dos VEs por dia .....	59
Tabela 13 – Número de VEs por fase .....	59
Tabela 14 – Padrão de mobilidade, VE 1 .....	60
Tabela 15 – Trajeto diário, VE 1 .....	62
Tabela 16 – Demanda horária, barra 771 – fase 1 .....	62
Tabela 17 – Controle por cenários .....	66
Tabela 18 – Cenário base .....	69
Tabela 19 – Cenário 1 – Parâmetros elétricos .....	72
Tabela 20 – Cenário 1 – Transporte de energia .....	73
Tabela 21 – Cenário 1 – VE 1 .....	73
Tabela 22 – Cenário 2 – Parâmetros elétricos .....	76
Tabela 23 – Cenário 2 – Transporte de energia .....	76
Tabela 24 – Cenário 2 – VE 1 .....	77
Tabela 25 – Cenário 3 – Parâmetros elétricos .....	79
Tabela 26 – Cenário 3 – Transporte de energia .....	80
Tabela 27 – Cenário 3 – VE 1 .....	80
Tabela 28 – Cenário 4 – Parâmetros elétricos .....	83
Tabela 29 – Cenário 4 – Transporte de energia .....	83
Tabela 30 – Cenário 4 – VE 1 .....	84
Tabela 31 – Cenário 5 – Parâmetros elétricos .....	86
Tabela 32 – Cenário 5 – Transporte de energia .....	87
Tabela 33 – Cenário 5 – VE 1 .....	87
Tabela 34 – Cenário 6 – Parâmetros elétricos .....	89
Tabela 35 – Cenário 6 – Transporte de energia .....	90
Tabela 36 – Cenário 6 – VE 1 .....	90
Tabela 37 – Demanda total – barra 634 .....	91
Tabela 38 – Avaliação econômica dos cenários .....	92
Tabela 39 – Preço médio para a tarifa branca .....	92
Tabela 40 – Comparação de cenários .....	94





## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANFAVEA	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
BAIC	Beijing Automotive Industry Holding
BEV	Battery Electric Vehicle
BMS	Battery Management System
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DOD	Depth of Discharge
DP	Distância Percorrida
EI	Estado Inicial
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
HC	Horário de Chegada
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
HS	Horário de Saída
IEA	International Energy Agency
IEC	International Eletrotechnic Commission
IoT	Internet of Things
ISO	Independent System Operator
MMC	Método de Monte Carlo
NHTS	National Household Travel Survey
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
P	Potência Ativa
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PU	Por Unidade
Q	Potência Reativa
RGE	Rio Grande Energia
SAE	Society of Automotive Engineers
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	State of Charge
TD	Taxa de Deslocamento
TOU	Time of Use
V2B	Vehicle-to-Building
V2G	Vehicle-to-Grid
V2H	Vehicle-to-Home
VE	Veículo Elétrico
VPP	Virtual Power Plant



## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
1.1 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA .....	13
1.2 MOTIVAÇÃO .....	14
1.3 OBJETIVOS .....	14
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	15
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>16</b>
2.1 VEÍCULOS ELÉTRICOS .....	16
<b>2.1.1 História</b>	<b>16</b>
<b>2.1.2 Veículos Elétricos, Geração de Energia e o Meio-Ambiente</b>	<b>17</b>
<b>2.1.3 Cenário Mundial</b>	<b>17</b>
<b>2.1.4 Cenário Brasileiro</b>	<b>18</b>
<b>2.1.5 Tipos de Veículos Elétricos</b>	<b>19</b>
<b>2.1.6 Modelos de Veículos Elétricos</b>	<b>19</b>
2.2 BATERIAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	21
<b>2.2.1 Tipos de Bateria</b>	<b>21</b>
<b>2.2.2 Tipos de Carregamento</b>	<b>22</b>
<b>2.2.3 Degradação de Bateria, SOC e DOD</b>	<b>24</b>
2.3 <i>SMART GRIDS</i> .....	26
<b>2.3.1 Veículos Elétricos e os Sistemas de Distribuição</b>	<b>27</b>
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	28
<b>3. SISTEMAS V2G E O TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>29</b>
3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DA INSERÇÃO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	29
<b>3.1.1 Participantes</b>	<b>29</b>
3.2 <i>VEHICLE-TO-GRID</i> .....	30
<b>3.2.1 <i>Vehicle-to-Home</i></b>	<b>31</b>
<b>3.2.2 <i>Vehicle-to-Building</i></b>	<b>32</b>
3.3 BENEFÍCIOS DO MODO V2G .....	33
<b>3.3.1 Serviços Ancilares</b>	<b>33</b>
<b>3.3.2 Sistema V2G em Tempo Real</b>	<b>34</b>
<b>3.3.3 Transporte de Energia</b>	<b>36</b>
3.4 APLICAÇÕES DO MODO V2G .....	37
<b>3.4.1 Projetos V2G</b>	<b>38</b>
<b>3.4.2 Legislação de Veículos Elétricos no Brasil</b>	<b>38</b>
3.5 CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	39
<b>3.5.1 Curvas de Cargas Típicas</b>	<b>39</b>
<b>3.5.2 Tipos de Tarifas</b>	<b>40</b>
3.6 PADRÕES DE MOBILIDADE .....	42
<b>3.6.1 Base de Dados NHTS</b>	<b>43</b>

<b>3.6.2 Distribuições de Probabilidades</b>	<b>43</b>
3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	45
<b>4. METODOLOGIA</b>	<b>46</b>
4.1 MODELAGEM DO VEÍCULO ELÉTRICO.....	46
4.1.1 Modelo de Veículo Elétrico Escolhido	47
4.1.2 Número de Veículos Elétricos	49
4.1.3 <i>State of Charge</i> – SOC	49
4.1.4 Estado Inicial das Baterias	49
4.2 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO.....	50
4.2.1 Potências das Barras	52
4.2.2 Demanda das Barras	52
4.2.3 Número de Iterações	53
4.2.4 Tarifas do Sistema	53
4.3 PADRÕES DE MOBILIDADE.....	54
4.3.1 Horários de Saída e Chegada	55
4.3.2 Distância Percorrida	57
4.3.3 Trajeto dos Veículos Elétricos	58
4.4 MÉTODO PROPOSTO.....	60
4.4.1 Estados dos Veículos Elétricos	62
4.4.2 Condições Preestabelecidas para cada Estado	64
4.5 CENÁRIOS .....	65
4.5.1 <i>Dumb Charging</i>	65
4.5.2 <i>Smart Charging</i>	65
4.5.3 <i>Vehicle-to-Grid</i>	66
4.5.4 <i>Vehicle-to-Home</i>	66
4.5.5 <i>Vehicle-to-Home</i> Branco	66
4.5.6 Livre	66
4.6 SIMULAÇÕES.....	67
4.6.1 Potências	67
4.6.2 Perdas Elétricas	67
4.6.3 Violações de Potência	67
4.6.4 Violações de Tensão	67
4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	68
<b>5. RESULTADOS</b>	<b>69</b>
5.1 IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO BASE .....	69
5.2 ANÁLISE DE CENÁRIOS .....	70
5.2.1 Resultados – <i>Dumb Charging</i>	70
5.2.2 Resultados – <i>Smart Charging</i>	74
5.2.3 Resultados – <i>Vehicle-to-Grid</i>	77
5.2.4 Resultados – <i>Vehicle-to-Home</i>	81
5.2.5 Resultados – <i>Vehicle-to-Home</i> Branco	84
5.2.6 Resultados – Livre	88
5.3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....	91
5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	93

<b>6. CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>95</b>
6.1 CONCLUSÕES .....	95
6.2 SUGESTÕES DE CONTINUIDADE .....	97
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>98</b>



# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA

O aumento da quantidade de veículos elétricos (VEs) reflete diretamente no crescimento do consumo de energia elétrica, sobretudo nos alimentadores com predominância de cargas residenciais, durante o seu carregamento. Como as baterias dos VEs, na maioria dos casos, necessitam de um nível de potência maior que os equipamentos domésticos usuais, o carregamento de VEs pode ocasionar impactos nos Sistemas de Distribuição. Esse impacto, mesmo que não uniforme, vai depender entre vários fatores, dos horários de carregamento dos VEs (ALJANAD; MOHAMED; SHAREEF, 2015).

A comercialização de VEs tem crescido principalmente nos países que optaram por adotar políticas de incentivos à mobilidade elétrica nos últimos anos. Entre os problemas que a inserção de VEs pode trazer a rede elétrica estão o aumento da demanda elétrica nos horários de pico do sistema, problemas de queda de tensão e aumento das perdas elétricas (NOUR et al., 2018).

Em outra perspectiva, o crescimento do mercado de VEs também pode beneficiar as *smart grids*. Nesse conceito, os VEs podem fornecer energia como um banco de baterias através do modo *Vehicle-to-grid* (V2G) (KO, 2018). Entre as aplicações do modo V2G está o fornecimento de energia para um sistema durante os momentos de maior solicitação de potência elétrica podendo este ser através dos modos *Vehicle-to-home* (V2H) e *Vehicle-to-building* (V2B). Além disso, os VEs podem contribuir com o sistema por intermédio de seus serviços ancilares e pelo transporte de energia de um ponto ao outro do sistema (SAMI et al., 2019).

Para que se possa avaliar economicamente o estudo, serão comparados os cenários para a tarifa convencional e tarifa branca. Assim, será possível analisar os cenários sobre outro panorama e estabelecer discussões que visam explorar a aplicabilidade dos conceitos estudados.

Dessa forma, para que a inserção dos VEs ocorra da melhor forma, são necessários estudos que possibilitem idealizar sua interação com a rede elétrica. Considerando essas premissas, é proposto neste trabalho uma metodologia para a

modelagem mais assertiva dos VEs através das análises de padrões de mobilidade, curvas de demanda e das estratégias de carregamento e descarregamento dos VEs em um Sistema de Distribuição.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

Tendo em vista o crescimento do mercado de VEs aliados a modernização das redes elétricas através das *smart grids*, entende-se que é questão de tempo para que os VEs se tornem peças importantes para os Sistemas de Distribuição. Além disso, a expansão desse mercado traz consigo uma excelente alternativa para a diminuição dos elevados níveis de poluição ao redor do mundo.

Dessa forma, estudos que envolvam os VEs e sua interação com os sistemas elétricos são de suma importância uma vez que possibilitam gerar benefícios a rede elétrica. Suas contribuições para os sistemas de potência através do modo V2G ou do transporte de energia também devem possibilitar aos usuários dos VEs algum tipo de retorno, uma vez que a disposição das baterias acarreta em uma degradação mais rápida da mesma.

## 1.3 OBJETIVOS

Como objetivo geral deste trabalho tem-se o desenvolvimento de uma metodologia para estimar o impacto dos VEs em um Sistema de Distribuição levando em consideração os padrões de mobilidade, curvas de carga, estratégias de carregamento e descarregamento, transporte de energia entre barras e tarifas de energia elétrica.

Para o cumprimento do objetivo principal, são elencados objetivos específicos:

- a) construção de modelos probabilísticos de mobilidade urbana enfatizando horários de saída e chegada, distâncias percorridas, e a localizações dos VEs em um sistema;
- b) analisar cenários de carregamento e descarregamento dos VEs nas barras de um Sistema de Distribuição levando em consideração a demanda de energia elétrica horária;



- c) avaliar o transporte de energia através do deslocamento dos VEs, e *state of charge* (SOC) das baterias dos VEs;
- d) analisar os impactos que a inserção dos VEs promove na rede elétrica tais como variação de potência, perdas elétricas, e quedas de tensão;
- e) avaliar economicamente os cenários a fim de estabelecer possíveis retornos financeiros aos usuários dos VEs.

#### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Para alcançar esses objetivos, esta dissertação foi dividida em seis capítulos, incluindo este introdutório que contextualiza o tema abordado através da caracterização do trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica que aborda os principais tópicos sobre os VEs. Neste capítulo discute-se sobre os assuntos pertinentes aos VEs na literatura.

O capítulo 3 destina-se ao embasamento teórico relacionado à metodologia proposta enfatizando o modo V2G, o transporte de energia, e os principais assuntos envolvidos.

O capítulo 4 apresenta o desenvolvimento da metodologia proposta e a definição de cenários. Neste capítulo é realizada a modelagem dos VEs e do Sistema de Distribuição.

O capítulo 5 é destinado à apresentação e avaliação dos resultados encontrados. Neste capítulo é realizada a comparação entre os cenários.

O capítulo 6, por fim, apresenta as conclusões e considerações finais deste trabalho além de sugestões de continuidade.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem como finalidade apresentar uma revisão bibliográfica sobre os principais tópicos que envolvem os VEs, suas baterias e sua inserção nos Sistemas de Distribuição. A seção de VEs apresentará aspectos históricos, sociais e técnicos que qualificam a sua ascensão. A seção de baterias vai explorar os itens que compõem os estudos sobre a bateria dos VEs. Já a seção que trata da inserção dos VEs nos Sistemas de Distribuição, vai trazer um panorama geral sobre a relação dos VEs com as *smart grids*. Ao final do capítulo, serão apresentadas as considerações finais sobre a revisão bibliográfica.

### 2.1 VEÍCULOS ELÉTRICOS

Uma das maiores marcas da civilização moderna é, sem dúvida, o automóvel. Além da mobilidade, o mercado automobilístico busca atrair seus consumidores através do seu vasto leque de modelos. O crescimento desse mercado, no entanto, sempre esteve lado a lado com a soberania do petróleo através dos veículos com motores a combustão interna. Porém, com a crescente preocupação com o meio ambiente, queda nos valores das baterias, aliados a novas estratégias governamentais, os VEs surgem como opção interessante no mercado (CIMEN; GNILKA; SCHMUELLING, 2014).

#### 2.1.1 História

A história dos VEs iniciou há quase dois séculos. Em 1827, o eslovaco-húngaro Ányos Jedlik construiu o primeiro motor elétrico com estator, rotor e comutador que no ano seguinte foi usado para alimentar o primeiro protótipo de VE. O seu auge, no entanto, aconteceu apenas no início do século 20.

A década de 1930 marcou o período de extinção dos VEs. Impulsionado pela disponibilidade alta e preço reduzido dos combustíveis fósseis, os veículos com motores a combustão interna tomaram conta do mercado automobilístico e nunca mais saíram dele (GUARNIERI, 2012).

No final da década de 1990, Japão e Estados Unidos voltaram com a produção de VEs de maneira comedida e experimental. O século 21 caracterizou-se pelo novo comprometimento com a eletromobilidade. Com a elevação dos preços do petróleo, novas políticas de emissão de poluentes em alguns países, e principalmente com a diminuição do preço das baterias, os VEs voltaram ao mercado (FGV, 2017).

### **2.1.2 Veículos Elétricos, Geração de Energia e o Meio-Ambiente**

Conforme a Agência Internacional de Energia (IEA), órgão que realiza estudos em assuntos energéticos, a emissão de CO<sub>2</sub> cresceu 1,4% em 2017, assim como nos anos anteriores, e chegou à marca histórica de 32,2 gigatoneladas (Gt). O setor dos transportes, responsável por cerca de 24% desse total, qualifica-se como o principal contribuinte para a poluição do ar (IEA, 2018).

Os VEs, mesmo os modelos híbridos, contribuem significativamente na redução na emissão de CO<sub>2</sub>. Calcula-se que no ano de 2017 foram evitados cerca de 29,4 MtCO<sub>2</sub> pelo uso de VEs. Desse montante, 81% se deram pela propagação dos VEs de duas rodas na China (IEA, 2018).

Além do setor de transportes, o setor de geração de energia elétrica também é responsável por grande parte da poluição mundial. Como consequência, o investimento em energia renovável cresceu nas últimas duas décadas. No ano de 2018, fontes de energia solar e eólica contribuíram com cerca de 6% da energia global (IEA, 2018).

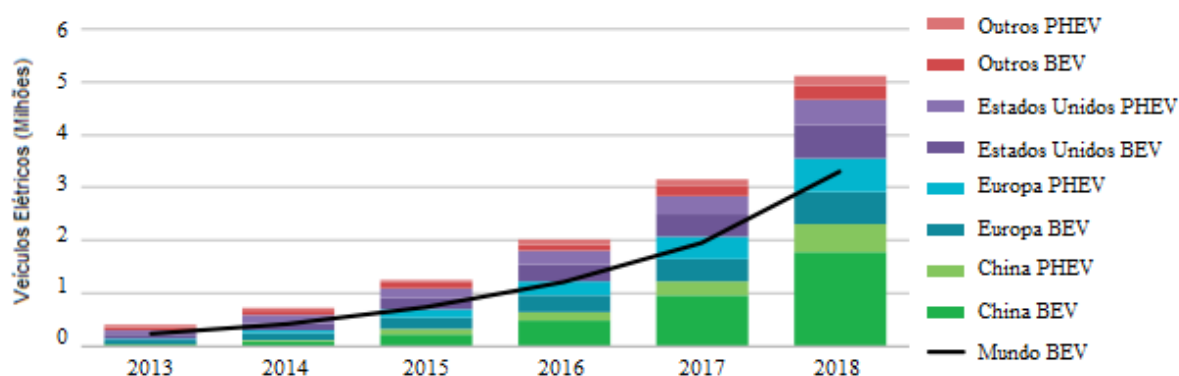
Dessa forma, a integração de fontes de energia renováveis com a expansão dos VEs surge como uma das soluções para redução na emissão de poluentes na atmosfera. Além disso, a combinação dessas tecnologias promove cada vez mais o crescimento das *smart grids* (TINTELECAN; DOBRA; MARTIS, 2019).

### **2.1.3 Cenário Mundial**

A quantidade de VEs no mundo ultrapassou a marca dos 5,1 milhões em 2018 com um crescimento de 39% em relação ao ano de 2017. A China é o país com a maior quantidade absoluta de VEs do mundo com cerca de 45% da frota

global. Já a Noruega é o país com a maior quantidade relativa de VEs. Durante o ano de 2018, 46% das vendas de veículos no país foram de VEs. A Figura 1 apresenta a evolução do mercado de VEs de 2013 até 2018 para veículos puramente elétricos (do inglês, *Battery Electric Vehicle* – BEV) e veículos elétricos híbridos (do inglês, *Plug-in Hybrid Vehicle* – PHEV) (IEA, 2019).

Figura 1 – Números de VEs no mundo



Fonte: Adaptado de (IEA, 2019).

No entanto, para que esse mercado continue em ascensão, é necessário que a estrutura de carregamento acompanhe esse crescimento e que os países continuem adotando medidas de favorecimento aos VEs. Alguns países já anunciaram a interrupção na fabricação das vendas de automóveis de combustão interna. Entre eles estão a Noruega até 2025, e Irlanda, Holanda e Eslovênia até 2030 (IEA, 2019).

#### 2.1.4 Cenário Brasileiro

A penetração dos VEs no Brasil acelerou bastante nos últimos anos com o lançamento de novos modelos de VEs em território nacional juntamente com a instalação de novos postos de carregamento em alguns dos grandes centros populacionais. Segundo números da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA) até novembro de 2018 registraram-se cerca de 10 mil VEs. Já para o mesmo período em 2019, este valor chegou aos 20 mil VEs, um aumento de 100% (ANFAVEA, 2019).

### 2.1.5 Tipos de Veículos Elétricos

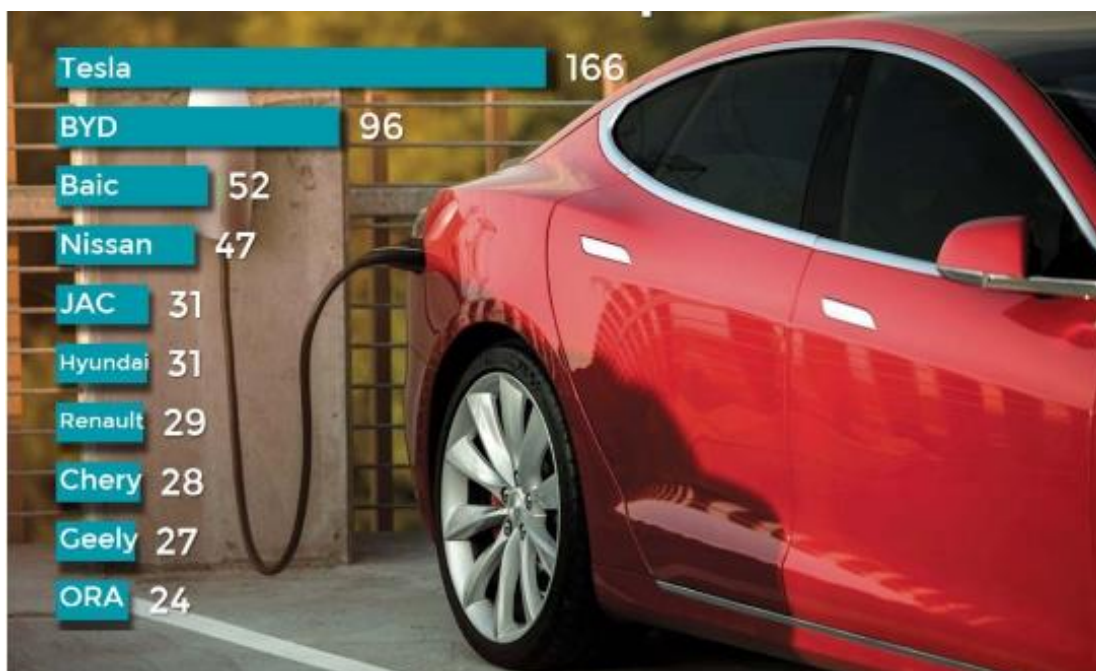
Os VEs se caracterizam pela presença de um sistema de propulsão elétrica através de um motor elétrico. Esse sistema converte a energia armazenada nas baterias em energia mecânica. Entre os tipos de VEs existentes, podemos dividi-los em veículos puramente elétricos, elétricos híbridos e elétricos a célula combustível (ZAKARIA et al., 2019):

- a) veículos puramente elétricos: caracterizam-se por apresentar apenas o sistema de propulsão elétrica, com armazenamento da energia em uma bateria e recarga por tomada;
- b) veículos elétricos híbridos: são aqueles cuja bateria pode ser carregada por meio de uma tomada. Os PHEV podem ser classificados como híbrido série, híbrido paralelo e híbrido série-paralelo. De forma geral, o grupo híbrido série tem como principal motor o elétrico, enquanto o híbrido paralelo, o motor a combustão. Já o grupo série-paralelo, combina ambos os tipos;
- c) veículos elétricos a célula combustível (do inglês, *Fuel Cell Electric Vehicle* – FCEV): são aqueles que têm exclusivamente o sistema de propulsão elétrica, porém, em vez de baterias, produzem a própria energia elétrica em uma célula combustível a partir de hidrogênio armazenado. Alguns modelos podem contar com uma pequena bateria ou supercapacitor.

### 2.1.6 Modelos de Veículos Elétricos

São diversos os modelos de VEs no mercado, nos Estados Unidos já existem mais de 40, sejam eles BEVs, PHEVs ou FCEVs. Seu crescimento se mantém acelerado, principalmente em relação ao aumento da capacidade energética de suas baterias. O ranking das 10 montadoras de BEVs mais vendidos do mundo segundo a consultoria inglesa *JATO Dynamics*, segue conforme a Figura 2. A consultoria JATO é uma das maiores do ramo e está presente em 56 mercados ao redor do mundo (JATO, 2019).

Figura 2 – BEVs mais vendidos no mundo em 2019 por montadoras (em milhares de unidades)



Fonte: (JATO, 2019).

Entre as montadoras de BEVs mais vendidos no mundo durante o ano de 2019 destacam-se a Tesla, BYD, BAIC e a Nissan. A Tabela 1 apresenta alguns modelos de VEs e suas informações técnicas.

Tabela 1 – Principais modelos de BEVs

<b>Modelo</b>	<b>Bateria (kWh)</b>	<b>Carregamento (kW/h)</b>	<b>Autonomia (km)</b>
BAIC EC180	45	11	145
2019 Nissan Leaf	40	6,6	241
2018 Tesla Model S 100D	100	7,0	536
2019 Volkswagen e-Golf	35,8	7,2	200
2019 Chevrolet Bolt EV	60	7,2	383
2018 BMW i3	33	7,4 – 22	260
2018 Tesla Model 3	74	11,5	415
2018 Fiat 500e	24	6,6	135

Fonte: Adaptado de (HARIGHI; BAYINDIR, 2019).

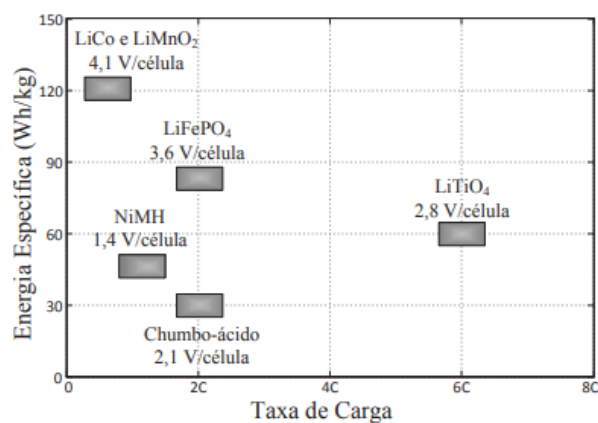
## 2.2 BATERIAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Os VEs, em especial os BEVs, utilizam baterias como fonte de energia para que o VE se locomova. Entre os principais aspectos a serem explorados destacam-se os tipos de baterias, tipos de carregamento, e os aspectos técnicos que justificam sua vida útil.

### 2.2.1 Tipos de Bateria

A recarga das baterias de um VE depende exclusivamente do tipo de bateria e da conexão do mesmo com a rede elétrica. São distintos os tipos de baterias que podem ser utilizados em VEs. Na Figura 3 é realizada uma comparação gráfica entre alguns tipos de baterias levando em consideração a energia específica e a taxa de carga. A taxa de carga (ou descarga) é usualmente expressa como “taxa C”. Uma taxa de carga “1C” significa uma carga completa em 1 hora, “2C” em 30 minutos, e assim sucessivamente. São os tipos de baterias: Chumbo-ácido, níquel-hidreto metálico (NiMH), lítio-cobalto (LiCo), lítio-dióxido de manganês (LiMnO<sub>2</sub>), fosfato ferroso de lítio (LiFePO<sub>4</sub>) e lítio-óxido de titânio (LiTiO<sub>4</sub>) (BOTSFORD; ADAM, 2009). As baterias de fosfato ferroso de lítio, usualmente chamadas de “lítio-ferro”, são as mais utilizadas atualmente em VEs. A explicação está na sua credibilidade no mercado, alta densidade de energia e seu carregamento rápido (SHAH et al., 2019).

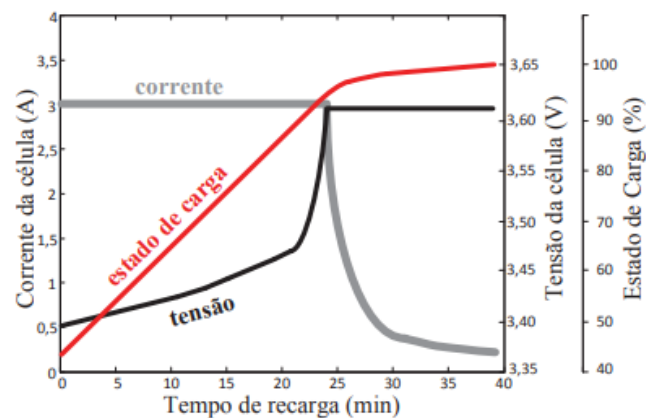
Figura 3 – Tipos de baterias em VEs



Fonte: (RODRIGUES et al, 2014).

Independentemente do tipo de bateria do VE, se faz necessário o controle de tensão e corrente para assim, garantir sua segurança e vida útil. O perfil típico de recarga de uma bateria de lítio-ferro é apresentado na Figura 4. Observam-se momentos de corrente constante e momentos de tensão constante. Para que ambos os valores não se excedam, nem os limites de temperatura, é interessante o uso de um sistema de gestão de bateria (do inglês, *battery management system* – *BMS*) (RODRIGUES et al., 2014). Assim, técnicas para a estimação da degradação das baterias continuam sendo bastantes presentes, especialmente quando se busca prolongar sua vida útil, diminuir os seus custos e aumentar sua densidade de energia (SHAH et al., 2019).

Figura 4 – Perfil de recarga de uma bateria lítio-ferro



Fonte: (RODRIGUES et al., 2014).

### 2.2.2 Tipos de Carregamento

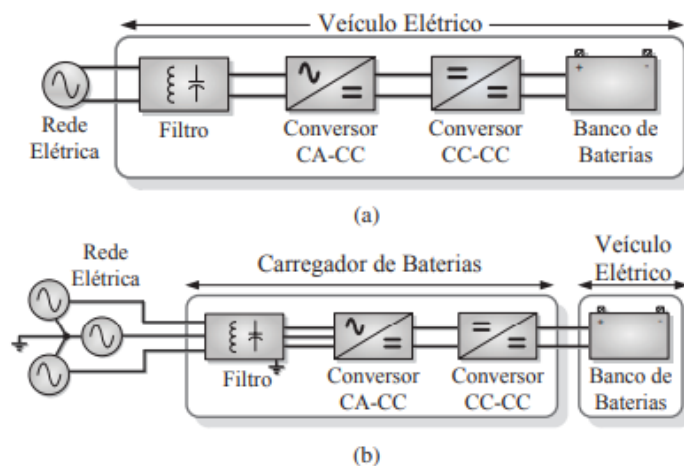
O carregamento dos VEs é o processo de reposição de energia elétrica no sistema de armazenamento do VE realizado por um carregador, podendo este ser em corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC). O processo caracteriza-se pela conexão de uma fonte de energia elétrica a uma bateria através de um cabo condutor. O carregamento pode ser realizado em uma tomada doméstica normal, em corrente alternada (“recarga lenta”), até postos de carregamento rápido, em corrente contínua (“recarga rápida”). Durante essa transferência de energia destaca-se também as perdas ocasionadas pelo processamento de energia nos



componentes do carregador. Dessa forma cada conjunto de componentes apresenta um rendimento total de carregamento (MEHTA et al, 2018)

No que se refere ao tipo de carregador, podemos classificá-los como “embarcados” (do inglês, “*on-board*”) quando o VE é equipado com um carregador a bordo do VE ou “externo” (do inglês, “*off-board*”) quando o carregador é localizado fora do VE. A Figura 5 apresenta a comparação entre as configurações dos carregadores (YILMAZ; KREIN, 2013).

Figura 5 – Carregadores de VEs: (a) carregador *on-board*; (b) carregador *off-board*



Fonte: (RODRIGUES et al., 2014).

Na indústria de VEs muitas são as particularidades quando o assunto é carregamento de VEs. Além das diferenças entre os tipos de VEs, cada país utiliza uma legislação que abrange faixas de tensões e correntes.

Nos Estados Unidos, por exemplo, são adotados os padrões da *Society of Automotive Engineers* (SAE) para a recarga lenta e o padrão japonês da Associação *CHAdeMO* para recarga rápida. Já na Europa, utiliza-se o padrão da *International Electrotechnic Commission* (IEC) para a recarga lenta, e o mesmo padrão *CHAdeMO* para a recarga rápida (BRIONES et al., 2012).

De acordo com Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) (2013), os padrões europeus IEC 61851, “*Electric Vehicle Conductive Charging System*” e IEC 62196, “*Plugs, Sockets Outlets, Vehicle Coupler and Vehicles Inlets - Conductive Charging of Electric Vehicles*” foram adotados como base normativa para os

sistemas de recarga no Brasil através das normas “NBR/IEC 61851 - Sistema de Recarga Conduativa para Veículos Elétricos” e “NBR/IEC 62196 - Plugues, Tomadas, Tomadas Móveis para Veículo Elétrico e Plugues Fixos de Veículos Elétricos – Recarga Conduativa para Veículos Elétricos”. A Tabela 2 apresenta um resumo das normativas brasileiras.

Tabela 2 – Modos de recarga para VEs NBR/IEC 61851-1

Modo de Recarga	Características	Tensão	Corrente
Modo 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carga lenta;</li> <li>• Recarga em tomada residencial de uso geral.</li> </ul>	$\leq 250 \text{ V (1}\phi\text{)}$ $\leq 480 \text{ V (3}\phi\text{)}$	16 A
Modo 2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carga lenta;</li> <li>• Recarga em tomada residencial de uso específico (proteção e controle incorporados ao cabo ou ao conector do VE).</li> </ul>	$\leq 250 \text{ V (1}\phi\text{)}$ $\leq 480 \text{ V (3}\phi\text{)}$	32 A
Modo 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carga lenta;</li> <li>• Ponto de recarga residencial ou público.</li> </ul>	$\leq 250 \text{ V (1}\phi\text{)}$ $\leq 480 \text{ V (3}\phi\text{)}$	32 A
Modo 4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carga rápida;</li> <li>• Estações de recarga.</li> </ul>	-	-

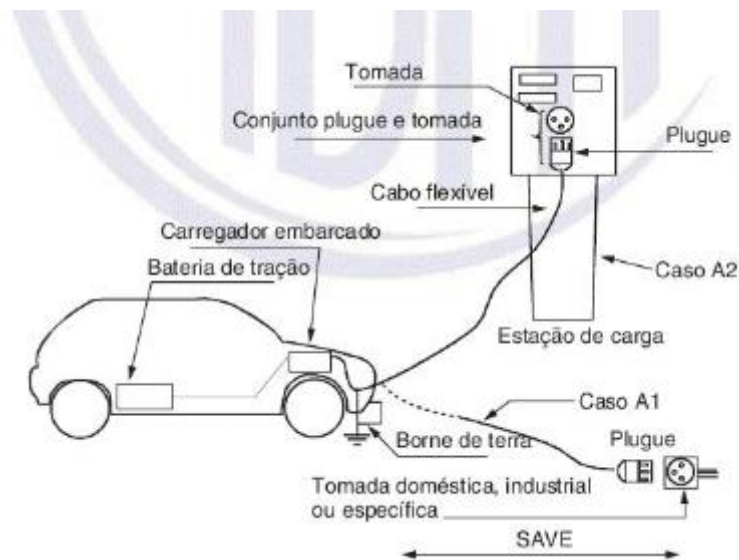
Fonte: (ABNT, 2013a).

Além dos modos de carregamento da Tabela 2, devem ser levadas em consideração as características físicas dos carregadores (plugues, tomadas, cabos, etc) para cada modo. A Figura 6 apresenta os modos mais comuns, Caso A1 e Caso A2 referente aos modos 1 e 2 respectivamente.

### 2.2.3 Degradação de Bateria, SOC e DOD

A vida útil das baterias dos VEs se refere à durabilidade em anos que esse conjunto de baterias é capaz de se manter preservado, sem necessidades de trocas ou reparos. Estima-se que sua morte súbita aconteça quando a bateria totalmente carregada apresente cerca de 80% da sua capacidade nominal (LEHTOLA; ZAHEDI, 2015).

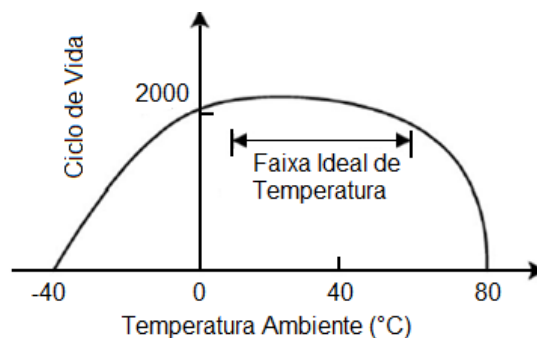
Figura 6 – Modos de carregamento



Fonte: (ABNT, 2013b).

Muitos são os fatores que contribuem para o desgaste da bateria. São eles: temperatura, estado de carga (do inglês, *state of charge* – SOC) e profundidade de ciclo (do inglês, *depth of discharge* – DOD). Em relação à temperatura, pode-se observar através da Figura 7 um gráfico que representa o número de ciclos em função da temperatura para uma bateria de fosfato ferroso de lítio. O efeito negativo da temperatura está na oxidação das células pela expansão dos eletrodos. Esse procedimento, não reversível, aumenta a resistência interna da bateria e causa falhas (AL-KARAKCHI; PUTRUS; DAS, 2017).

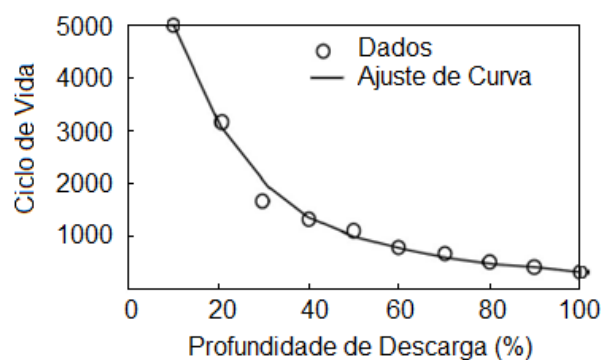
Figura 7 – Influência da temperatura nas baterias



Fonte: Adaptado de (ZHOU et al., 2011).

O SOC e DOD são variáveis correlacionadas. O SOC indica o nível de energia restante na bateria enquanto o DOD se refere à quantidade de energia usada. A Figura 8 apresenta o número de ciclos em função do DOD para uma bateria de fosfato ferroso de lítio.

Figura 8 – Influência do DOD nas baterias



Fonte: Adaptado de (ZHOU et al.,2011).

Especificações exatas de ciclos de vida são bem limitadas, uma vez que os testes com baterias exigem tempo e dinheiro. Mesmo que a degradação aconteça pelos mesmos princípios físicos, o número de ciclos ainda vai depender das configurações particulares de cada fabricante (SHAH et al., 2019).

### 2.3 SMART GRIDS

Sistemas elétricos de potência utilizam-se da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para suprir as necessidades de seus consumidores. As redes elétricas tradicionais caracterizam-se por atender a demanda de energia elétrica de maneira unidirecional. No cenário que essas redes foram implementadas, os consumidores possuíam um perfil de consumo pequeno e previsível.

Com o passar dos anos, essa demanda foi crescendo de maneira acelerada. Aliados ao avanço da tecnologia, e popularização das gerações renováveis se fez necessário uma nova reconfiguração do sistema elétrico de potência através das *smart grids* (MORADIJOZ, M. et al, 2018).

As *smart grids* são um conjunto de inovações tecnológicas que permitem o fluxo de energia elétrica de maneira mais eficiente, confiável e segura através de sistemas de medição, controle e comunicação. As *smart grids* possibilitam uma maior integração dos consumidores com as suas respectivas distribuidoras de energia. Dessa forma, elementos armazenadores de energia como os VEs se tornam cada vez mais estudados em virtude de seu crescimento no mercado de transportes, do impacto do seu carregamento, e da sua possibilidade de integração no modo V2G (FUNABASHI, 2016).

### 2.3.1 Veículos Elétricos e os Sistemas de Distribuição

A inserção dos VEs nos Sistemas de Distribuição podem trazer impactos de ordem local e sistêmica. Por se tratar de uma carga dinâmica, que pode carregar ou descarregar energia no sistema, em qualquer horário do dia, os impactos podem ser positivos ou negativos.

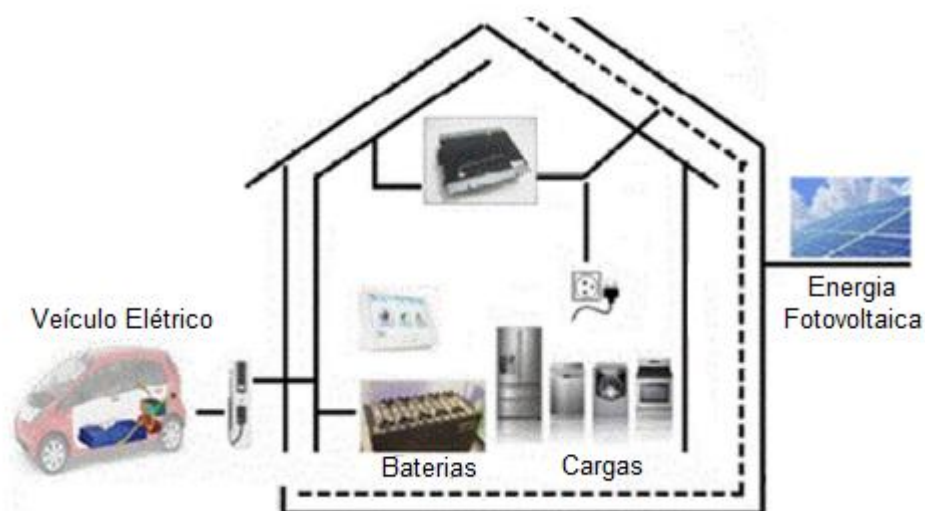
Os impactos positivos são aqueles que podem trazer benefícios ao sistema. Entre eles podemos citar o modo V2G e seus serviços ancilares, principalmente nos períodos de pico de energia no sistema. Esse tipo de implementação descentraliza a geração de energia e pode promover decisões autônomas de seus consumidores.

Em relação ao seu carregamento, quando realizado em momentos estratégicos do dia, podem contribuir, por exemplo, no armazenamento dos excedentes de energias renováveis. Esse tipo de compensação vem sendo bastante explorado no âmbito residencial através do conjunto de painéis solares com baterias como pode ser visto na Figura 9. O VE poderia aumentar ainda mais a capacidade de armazenamento para esse sistema (KHOUCHA et al., 2015).

Já os impactos negativos são aqueles que podem trazer problemas ao Sistema de Distribuição e conseqüentemente devem ser evitados. Entre eles podemos citar o carregamento sem planejamento ou *dumb charging*. A realização do carregamento não levando em considerações fatores externos, tais como, geração e demanda, podem estressar ainda mais o sistema e seus componentes. Da mesma forma, o modo V2G em momentos inoportunos também pode contribuir para o desequilíbrio do sistema. Além disso, por necessitarem de grandes quantidades de energia durante longos períodos de tempo, o carregamento de VEs em massa pode

afetar na qualidade de energia através das distorções harmônicas (PINTO et al., 2017).

Figura 9 – Sistema fotovoltaico com armazenamento de energia



Fonte: Adaptado de (CHANDRA; CHANANA, 2018).

Assim, para que a inserção dos VEs e seus modos de operação sejam integrados da melhor maneira são necessários estudos e testes que contribuam da melhor forma para promover seu equilíbrio. Esses estudos envolvem desde fatores técnicos, como o Sistema de Distribuição e seus componentes, até fatores de ordem pessoal, como hábitos de consumo e padrões mobilidade da população (SABÍLLON, 2015).

## 2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A revisão bibliográfica apresentada neste capítulo expõe os principais temas que envolvem os VEs. São enfatizados os aspectos que envolvem as baterias dos VEs a fim de determinar qual o modelo será escolhido para a metodologia proposta. Também é explorada a integração do VE com a rede elétrica uma vez que o estudo baseia-se no carregamento e descarregamento de baterias em um Sistema de Distribuição.

### 3. SISTEMAS V2G E O TRANSPORTE DE ENERGIA

Neste capítulo é apresentado o embasamento teórico que serve para a construção da metodologia deste trabalho. O modelo proposto permite a representação do VE como uma bateria móvel que carrega e descarrega energia nas barras de um Sistema de Distribuição. São levados em consideração as estratégias de carregamento e a aplicação do modo V2G. Tal modo proporciona ao VE tornar-se um transportador de energia, fazendo dele uma ferramenta estratégica para as *smart grids*. Dessa forma, este capítulo explora a contextualização da inserção dos VEs, enfatizando o modo V2G, as características do sistema na qual os VEs serão inseridos, além da apresentação dos métodos para a definição dos padrões de mobilidade dos VEs neste estudo.

#### 3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DA INSERÇÃO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

O sucesso da penetração dos VEs está relacionado ao grau de motivação dos agentes que participam desse mercado. Dessa forma, os estudos com VEs surgem para encontrar as formas mais inteligentes de integrá-los na rede elétrica. Segundo Sabillón. et al. (2015a) e Torquato et al. (2014) a inserção descontrolada de VEs na rede elétrica acarretariam em inúmeros problemas, como por exemplo, em valores de queda de tensão chegando perto dos 0,86 pu.

##### 3.1.1 Participantes

Para que o mercado de VEs cresça, e a tecnologia V2G se dissemine, é necessário entender a motivação de todos os participantes desse sistema. Além dos fabricantes de VEs podemos citar (BRIONES et al., 2012):

- a) Sistema de Distribuição: entre as maiores motivações estão a diminuição do pico de energia em determinados horários, a regulação de tensão e frequência e a 'reserva rápida de energia';
- b) geração de energia renovável: ao tratar-se de um conjunto de baterias, os VEs são atrativos a geração de energia renovável uma vez que o aumento

da energia de armazenamento nos sistema é benéfico para esse tipo de geração;

- c) população: mesmo em casos não obrigatórios em legislações, é importante que os países se preocupem com o meio ambiente. A substituição de veículos convencionais pelos VEs é uma das soluções para diminuir da emissão de CO<sub>2</sub>;
- d) usuário: para que os usuários adotem o VE, e principalmente, disponibilize o mesmo para o modo V2G, são necessários atrativos financeiros.

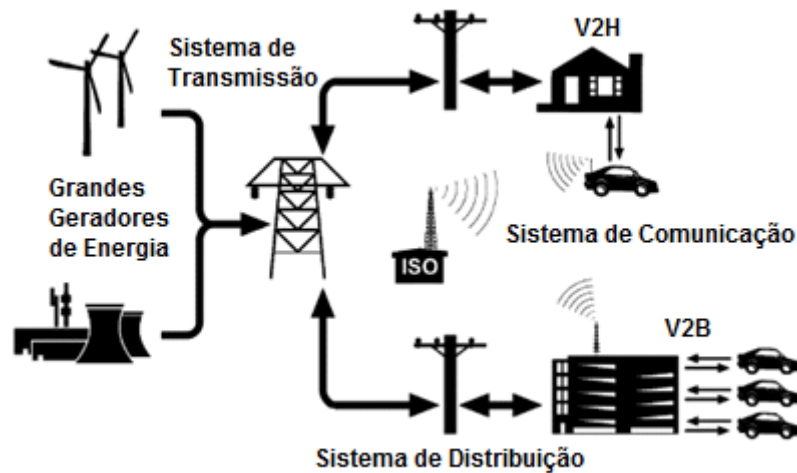
### 3.2 VEHICLE-TO-GRID

Os VEs utilizam-se da energia armazenada nas suas baterias para realizar o seu deslocamento. Conseqüentemente, é necessário que a rede elétrica esteja à disposição para a recarga do mesmo. Na medida em que esse mercado se alastre e se desenvolva, novas tecnologias podem ser difundidas. Entre as tecnologias provenientes dessa expansão está a utilização de pequenas frotas de VEs atuando como pequenos bancos de baterias através do modo V2G (SABILLÓN et al., 2015b). Assim, estratégias de carregamento e descarregamento são exploradas com o objetivo de extrair ao máximo os benefícios dos VEs.

Para realizar a troca de energia entre o VE e a rede elétrica é indispensável além de uma conexão física apropriada, que ambos se comuniquem em tempo real. Essa conexão física simplificada é composta por carregadores bidirecionais *on-board* ou *off-board* que atentam aos requisitos elétricos, e equipamentos de comunicação que possibilitam a troca de informações entre o VE e um agregador, também conhecido como operador independente do sistema (do inglês, *Independent System Operator* – ISO). A Figura 10 apresenta um exemplo básico de um sistema V2G com seus respectivos VEs e ISO. Entre os ramos do sistema V2G encontram-se também os modos V2H e V2B (GHADERI; NASSIRAEI, 2015).



Figura 10 – Sistema V2G básico



Fonte: Adaptado de (TOMIĆ; KEMPTON, 2007).

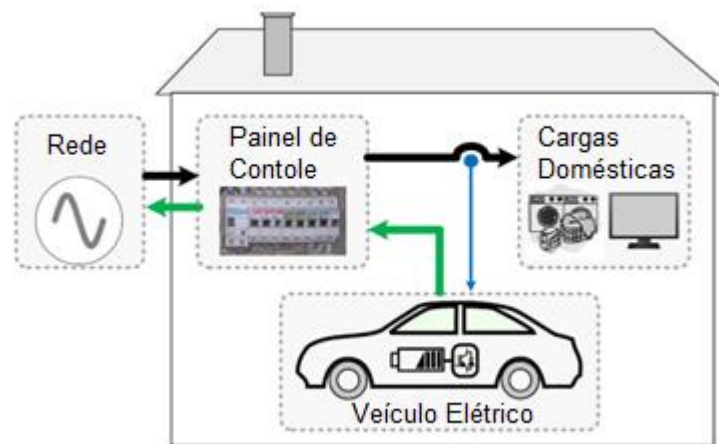
### 3.2.1 Vehicle-to-Home

No modo V2H, os VEs têm a possibilidade de injetar a energia armazenada nas suas baterias diretamente em sua própria residência. Esse tipo de configuração pode se fazer presente em *smart houses*. As *smart houses* são definidas como sistemas residenciais interativos onde o residente tem a possibilidade de coordenar a sua carga doméstica, receber informações de consumo e programar o uso de equipamentos. Para realizar esse controle existem arquiteturas como *Internet of Things* (IoT) que é a conexão de equipamentos à internet através de um dispositivo remoto capaz de transmitir e reunir dados (ZOUAI et al., 2018). Esses equipamentos podem ser classificados como cargas controláveis e cargas não controláveis. Como o próprio nome já diz, as cargas controláveis são referentes aos dispositivos que possuem um uso controlado, como máquina de lavar e chuveiro elétrico. Já as cargas não controláveis são as cargas consideradas básicas, chamadas também de “*must-run load*”, como refrigerador e iluminação (ZHAO; ARAVINTHAN, 2013). A Figura 11 apresenta um exemplo de configuração para o sistema V2H.

Indo mais além, as *smart houses* no seu modo V2H podem ser úteis e operar em modo *off-grid*, quando operadas juntamente com sistemas fotovoltaicos e armazenamento de energia, interessantes para um possível ilhamento de carga

causado por alguma falta ou falha na rede (ALAHYARI; FOTUHI-FIRUZABAD; RASTEGAR, 2015). Esse tipo de configuração pode ser encontrado com maior frequência em países que importam energia de outros países e que apresentam históricos com problemas ambientais, como é o caso do Japão (SHIGENOBU; ADEWUYI; SENJYU, 2017). Sistemas V2H podem providenciar mais de 19 horas de *backup* de energia elétrica dependendo é claro, do tipo de VE, da estação do ano, do consumo da residência e da potência do conjunto fotovoltaico. (TUTTLE et al., 2013).

Figura 11 – Sistema V2H

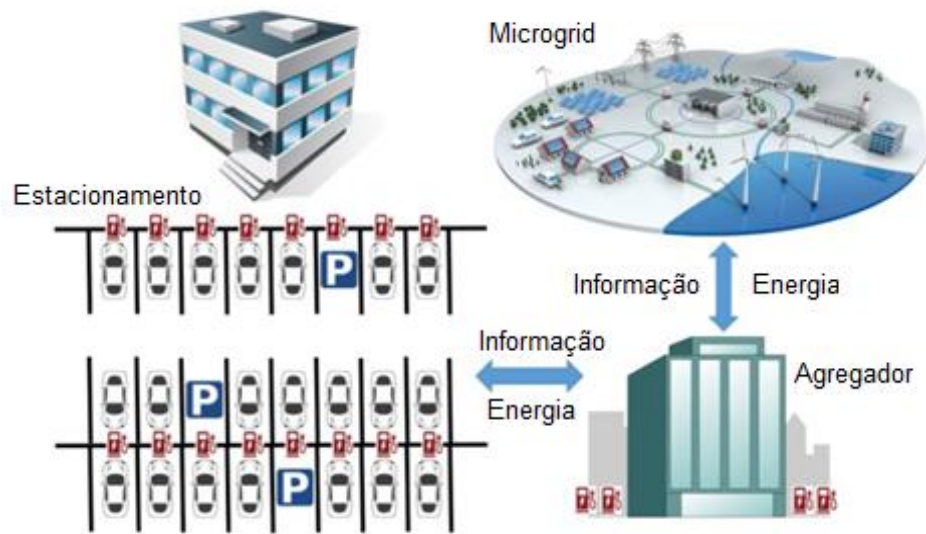


Fonte: Adaptado de (MONTEIRO; PINTO; AFONSO, 2016).

### 3.2.2 Vehicle-to-Building

A configuração V2B, localizada em estacionamentos compartilhados, é uma distribuição padrão de distritos comerciais ou industriais, podendo em alguns casos ser encontrada em distritos residenciais (caso dos condomínios). O prédio, indústria ou estabelecimento utiliza-se de um estacionamento compartilhado para permitir ao usuário deixar seu VE a disposição de um agregador. A Figura 12 mostra um exemplo da configuração V2B.

Figura 12 – Sistema V2B



Fonte: Adaptado de (GUO; ZHOU, 2018).

### 3.3 BENEFÍCIOS DO MODO V2G

Para que uma tecnologia seja adotada é necessário analisar as inovações que a mesma possa proporcionar para determinado grupo ou população. Além do benefício da redução da poluição pelos VEs busca-se encontrar outras vantagens que possam atrair ainda mais o interesse para investimento em infraestrutura de carregamento e descarregamento de VEs. Entre os benefícios do modo V2G explora-se seus serviços ancilares, sua operação em tempo real, e o transporte de energia.

#### 3.3.1 Serviços Ancilares

Os serviços ancilares são operações que prezam por manter a estabilidade e a segurança dos sistemas elétricos. Entre os principais serviços ancilares que o modo V2G pode proporcionar está a regulação de frequência e tensão. A regulação de frequência e tensão têm o objetivo de manter o sistema estável (CHUKWU; MAHAJAN, 2011).

No Brasil, entretanto, não há regulamentação para a prestação de serviços ancilares, apenas normas que visam estabelecer critérios para assegurar a qualidade de energia elétrica nos sistemas através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Tais normas são definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Com relação às tensões contratadas junto à distribuidora, o módulo 8 do PRODIST atribui as faixas entre 95% e 105% da tensão nominal de operação superior a 1 kV. Já em relação à variação de frequência, os Sistemas de Distribuição, em condições normais de operação e em regime permanente devem operar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz (ANEEL, 2017).

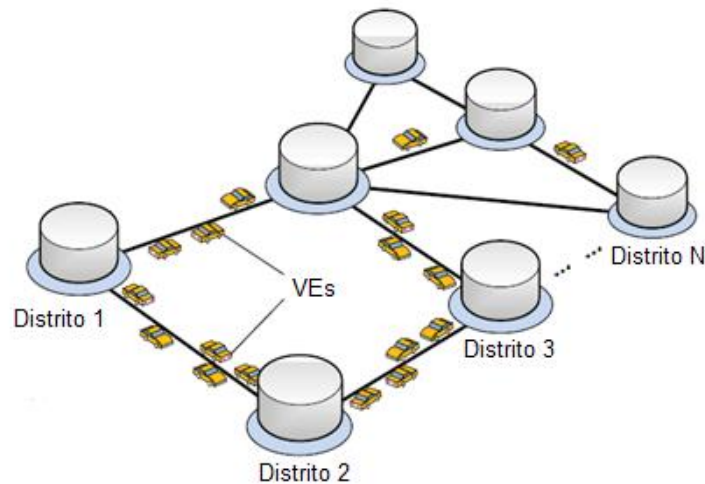
### **3.3.2 Sistema V2G em Tempo Real**

Tradicionalmente, os Sistemas de Geração de energia elétrica estão configurados de acordo com as cargas. Essa predição de potência é de grande importância para o balanço entre geração e demanda. Com o crescimento das gerações intermitentes de energia, a imprevisibilidade de geração vem aumentando gradualmente. Por outro lado, com a modernização das redes elétricas é possível que a carga seja prevista de maneira mais fácil. Dessa forma surge a resposta da demanda, que é um mecanismo que coordena geração e demanda de acordo com seus respectivos valores em tempo real, e pode impactar diretamente no preço da energia elétrica.

Nesse tipo de configuração, cada barra (distrito ou alimentador), torna-se um subsistema. Dessa forma, cada subsistema, com estrutura de carregamento e descarregamento, está sujeito a poder fornecer ou necessitar de potência de acordo com o seu perfil de carga em tempo real e o carregamento de seus alimentadores.

Diferentes distritos têm diferentes perfis de carga. Um distrito residencial, por exemplo, apresenta seu pico de carga à noite, enquanto um distrito comercial apresenta seu pico de carga durante o dia. Dessa forma, o deslocamento de VEs além de cumprir o seu papel inicial de mobilidade pode auxiliar no equilíbrio entre os distritos através do transporte de energia. A Figura 13 apresenta um exemplo de um sistema com N distritos com a participação dos VEs (YU et al., 2016).

Figura 13 – Sistema de distritos



Fonte: Adaptado de (YU et al., 2016).

Para que um sistema V2G opere em tempo real é necessário um agregador na rede. Esse agregador é responsável por coordenar os VEs nos pontos de conexão através de um canal de comunicação (YU et al., 2016). Esse agente toma as decisões de carregamento e descarregamento dos VEs de acordo com o fluxo de potência, levando em consideração a localização dos VEs, nível de bateria e a necessidade de energia na barra.

O agregador do sistema proporciona ao usuário do VE a sua entrada no mercado de energia elétrica. Este autoriza o compartilhamento de informações do VE para que o agregador possa utilizar-se das baterias do VE para despachar energia ao sistema de acordo com a necessidade momentânea. Esse despacho dinâmico pode ser benéfico para reduzir os picos de energia do sistema, para o preenchimento de vales de energia, e para manter o sistema operando de maneira estável (SHARMA et al., 2018). Para isso, é necessário que o usuário do VE também tenha benefícios, uma vez que uma maior utilização das baterias do VE diminui gradativamente a vida útil das mesmas. Dessa forma, são preestabelecidos níveis mínimos de DOD para conservação da bateria e para garantir que o VE tenha energia suficiente para fazer todas as suas viagens ao longo do dia. A Figura 14 apresenta um exemplo de um *software* V2G à disposição do agregador.

Figura 14 – Exemplo de *software* V2G

Fonte: (DONOGHUE; CRUDEN, 2014).

### 3.3.3 Transporte de Energia

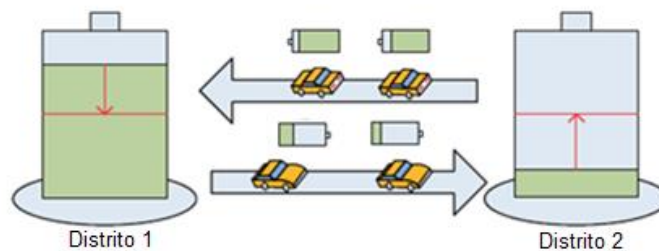
O transporte de energia realizado por VEs é de maneira simples, o carregamento das baterias em um ponto do sistema, e o descarregamento em outro ponto. Ela pode ser muito benéfica quando se deseja aumentar ou diminuir a potência de uma barra.

Esse tipo de configuração depende entre vários fatores da localização dos VEs na rede elétrica e da quantidade de energia disponível nas suas baterias. Além disso, é necessário levar em consideração as condições de carregamento de cada subsistema. A Figura 15 apresenta situações onde o transporte de energia pode ser aplicado de forma benéfica para o sistema.

Nesse exemplo, o distrito 1 apresenta um cenário típico de pico de energia onde o carregamento da barra é maior que seu valor “normal” (em vermelho). Assim, esse subsistema seria atrativo para o modo V2G (VE fornecendo energia ao sistema). Por outro lado, o distrito 2 retrata o oposto. Denota-se que a demanda de

energia está abaixo do seu valor “normal”. Dessa forma, o carregamento de VEs seria uma solução interessante para elevar o consumo desse subsistema.

Figura 15 – Transporte de energia



Fonte: Adaptado de (YU et al., 2016).

Além disso, ambos os cenários podem apresentar valores de tarifas diferentes. Esse mecanismo, intitulado de *Time of Use* (ToU), aumenta ou diminui os valores de energia para incentivar ou não, o uso do sistema (SHARMA et al., 2018). Para o exemplo acima, os valores de energia do distrito 1 tenderiam a serem maiores que do distrito 2 para o momento ilustrado.

### 3.4 APLICAÇÕES DO MODO V2G

O modo V2G pode ser aproveitado de várias maneiras e para diversos propósitos. De acordo com a disponibilidade de VEs, estruturas, e objetivos, é possível utilizar uma frota de VEs para várias finalidades. Entre elas podemos citar a sua participação nas Usinas de Energia Virtual (do inglês, *virtual power plant* – VPP). As VPPs têm o papel de integrar as gerações distribuídas a fim de balancear geração e demanda de energia através de um canal de comunicação. As estações de carregamento estruturadas com equipamentos bidirecionais podem fazer parte das VPPs. Além disso, sua construção em áreas estratégicas do sistema também tende a melhorar a confiabilidade da rede elétrica de uma forma geral. Entre as estações de carregamento interessantes para a aplicação do modo V2G destacam-

se os estacionamentos inteligentes (do inglês, *smart parking lots*) (MORADIJOZ et al., 2018).

### 3.4.1 Projetos V2G

São muitos os projetos V2G no mundo. A principal concentração está na Europa e em países como Estados Unidos, Canadá e Japão. Entre os maiores projetos V2G no mundo podemos citar os projetos “*Leaf to home*”, “*Nissan Enel UK*” e “*JumpSmartMaui*”. A Tabela 3 apresenta os principais projetos de V2G no mundo e uma breve descrição.

Tabela 3 – Principais projetos V2G no mundo

Projeto	País	Ano de Início	VEs	Resumo do Projeto
Leaf to home	Japão	2012	4000	Nissan Leaf utilizado no modo V2H em residências no Japão
Nissan Enel UK	Reino Unido	2016	100	Maior projeto V2G do mundo em desenvolvimento
JumpSmartMaui	EUA	2012	80	Utilização dos modos V2H e V2B entre as 18h e 21h
Parker	Dinamarca	2016	50	Projeto que visa o suporte de regulação de frequência ao sistema
Zem2All	Espanha	2012	6	V2G através da tecnologia CHAdeMO

Fonte: (EVEROZE; EVCONSULT, 2018).

### 3.4.2 Legislação de Veículos Elétricos no Brasil

Através da Resolução Normativa nº 819 de 19 de junho de 2018 a ANEEL estabelece os procedimentos e as condições para a realização de atividades de recarga de VEs. Essa normativa apresenta os procedimentos de instalações e equipamentos de estações de recarga. De acordo com seu artigo 10, é vedada a injeção de energia elétrica na rede de distribuição a partir dos VEs (ANEEL, 2018).

Por se tratar de cargas pequenas, um VE em uma residência, segundo a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, seria considerado uma microgeração



distribuída, pois tem potência menor que 75 kW. Em relação ao sistema de medição, este seria bidirecional, podendo ser realizado por dois medidores unidirecionais (ANEEL, 2012).

Dessa forma, a aplicabilidade do modo V2G no Brasil encontra-se indisponível.

### 3.5 CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

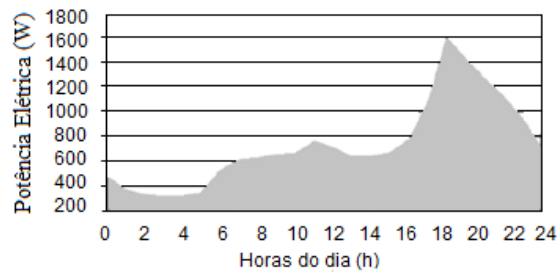
Entre as características principais dos sistemas de potência que influenciam diretamente na inserção de VEs nos Sistemas de Distribuição estão à definição das curvas de cargas típicas e dos tipos de tarifas de energia.

#### 3.5.1 Curvas de Cargas Típicas

As curvas de carga apresentam graficamente o comportamento da demanda para um ponto do sistema em um determinado período. Para esse estudo são exploradas as curvas de carga residencial, industrial e comercial típicas do Sistema Interligado Nacional (SIN):

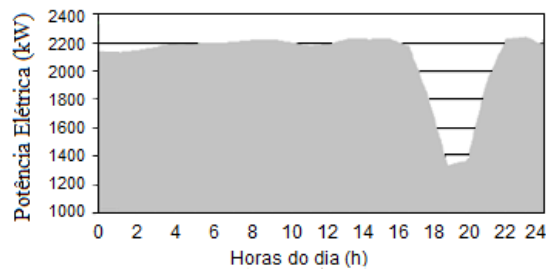
- a) curva de carga residencial: tipicamente apresenta momentos de alta demanda durante o dia, principalmente entre as 18h e 23h, bem como períodos de baixa demanda, como entre 00h e 06h. Sua característica pode ser vista na Figura 16;
- b) curva de carga industrial: os consumidores industriais são os maiores consumidores de energia do sistema. A curva de carga industrial pode apresentar comportamentos diferenciados de acordo com o tipo de indústria. A Figura 17 apresenta um exemplo de curva de carga industrial, onde é reduzido o uso de energia durante o horário mais severo do dia;
- c) curva de carga comercial: assim como as cargas residenciais, as cargas comerciais também dependem do fluxo de pessoas, que para esse caso, compreende ao horário comercial. A Figura 18 apresenta o comportamento de uma curva típica comercial.

Figura 16 – Curva de carga residencial



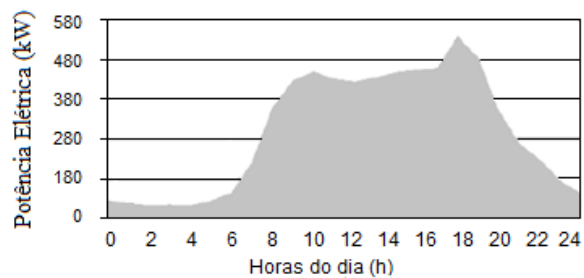
Fonte: Adaptado de (DE QUEIROZ, 2011).

Figura 17 – Curva de carga industrial



Fonte: Adaptado de (DE QUEIROZ, 2011).

Figura 18 – Curva de carga comercial



Fonte: Adaptado de (DE QUEIROZ, 2011).

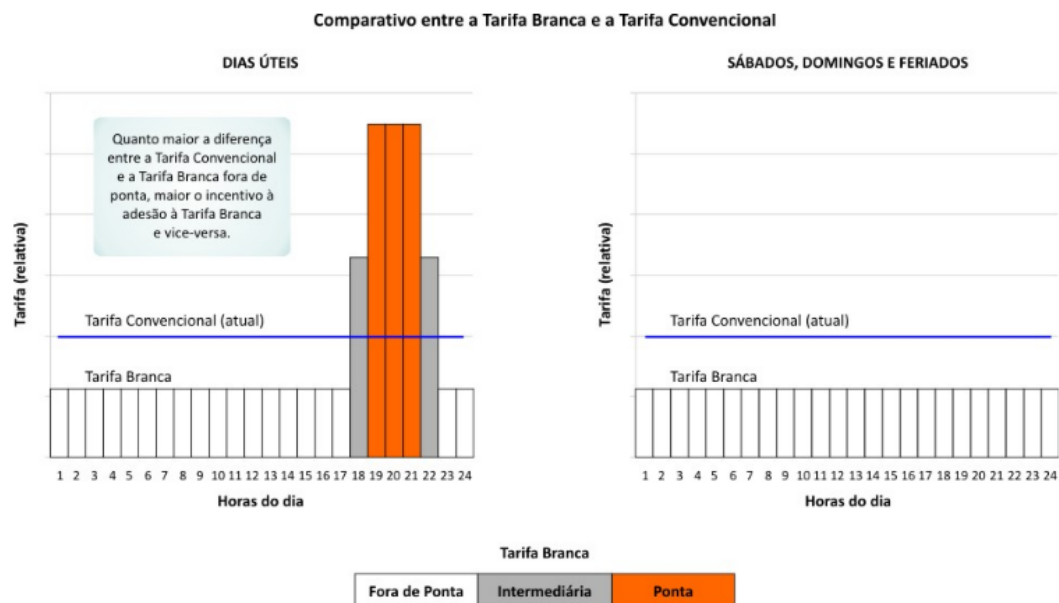
### 3.5.2 Tipos de Tarifas

A tarifa de energia elétrica cobrada pelas concessionárias de energia de modo geral, é outro fator que pode contribuir tanto para o aumento do número dos

VEs, quanto para a expansão do modo V2G. Este último está atrelado às precificações variáveis do dia, onde se busca carregar o VE nos horários de tarifa mais baixa e utilizar o modo V2G nos horário de tarifa mais alta.

No Brasil a tarifa branca é a opção que mais se aproxima da resposta em demanda. Esse tipo de tarifa sinaliza aos consumidores uma variação no valor de energia elétrica conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts), denominadas de grupo B (ANEEL, 2019). Ela foi criada com o objetivo de motivar o consumidor, principalmente residencial, a alterar seus hábitos de consumo de acordo com os diferentes valores de tarifa ao longo do dia. Com essa nova modalidade, busca-se uma diminuição na utilização de energia elétrica nos horários mais críticos para o fornecimento de energia elétrica. A Figura 19 ilustra a tarifa branca em virtude do seu preço, horário do dia e dias da semana.

Figura 19 – Tarifa branca



Fonte: (ANEEL, 2019).

Nos dias úteis, o valor da tarifa branca se divide em três partes: ponta, intermediária e fora de ponta. Os preços praticados durante cada período visam estimular ou não, o uso do sistema. Em comparação com a tarifa tradicional, os

períodos ponta e intermediário apresentam valores de energia elétrica mais elevados enquanto o período fora de ponta apresenta os valores de energia elétrica menores. Durante feriados nacionais e nos fins de semana, o valor é sempre fora de ponta.

### 3.6 PADRÕES DE MOBILIDADE

Os VEs são considerados componentes automotivados e descontrolados. Desta forma, busca-se encontrar padrões que simulem da melhor forma sua mobilidade. Os padrões de mobilidade são aquelas variáveis que recebem influência direta do proprietário do VE. Entre as variáveis mais importantes estão o horário de saída, horário de chegada, e a distância percorrida:

- a) horário de saída: corresponde ao horário que o veículo deixa sua residência para iniciar a sua primeira viagem do dia. Usualmente o veículo sai de casa pela parte da manhã com sua bateria totalmente carregada. Porém, dependendo da rotina do usuário, e da estratégia de carregamento, isso pode ser alterado;
- b) horário de chegada: é determinado pelo horário que o veículo regressa para sua residência após a última viagem do dia. Normalmente acontece no final da tarde quando o usuário do veículo retorna para sua casa. Os níveis de bateria acompanham o quanto foi gasto durante o dia, e se houve carregamento ou descarregamento durante esse período;
- c) distância percorrida: a distância percorrida reflete o quanto de energia é gasto para realizar o deslocamento diário. Geralmente esse número corresponde ao deslocamento da residência ao trabalho pela manhã somado ao deslocamento do trabalho a residência pela parte da tarde, podendo incluir outras paradas.

Assim, através de uma base de dados e das teorias das probabilidades é possível estimar os horários de saída, os horários de chegada, e as distâncias percorridas para o presente trabalho.

### 3.6.1 Base de Dados NHTS

Para modelar a distribuição dos VEs em um sistema é necessário estimar em quais barras do sistema os VEs vão estar, e por quanto tempo eles estarão disponíveis para conexão. Dessa forma, buscam-se definir quais horários os VEs saem e voltam para suas casas. Para isso, se faz necessário uma base de dados para obter esses valores através de uma função de distribuição probabilística.

A base de dados considerada a mais completa sobre mobilidade de veículos pertence ao departamento dos transportes dos Estados Unidos através da Pesquisa Nacional de Viagens Domiciliares (*National Household Travel Survey - NHTS*) que possui registros desde a década de 80 para mais de 300 mil veículos (ALMUTAIRI; ALOTAIBI; SALAMA, 2018). Apesar da base de dados apresentar apenas os dados de saída e chegada de veículos as suas respectivas residências, ela considera todas as viagens do dia como pode ser visto na Figura 20.

Figura 20 – Exemplo de viagens diárias



Fonte: Adaptado de (U.S. DEPARTMENT OF TRANSPORTATION, 2018).

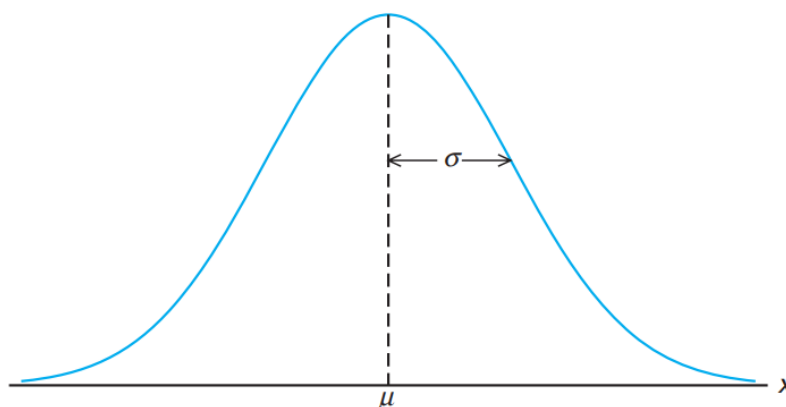
### 3.6.2 Distribuições de Probabilidades

Entre as distribuições de probabilidades usadas para calcular os padrões de mobilidade estão a distribuição normal e a distribuição log normal. Além delas, utiliza-se do Método de Monte Carlo (MMC) para a definição dos valores das distribuições:

a) distribuição normal: é considerada a mais importante das distribuições contínuas. Através da equação 1 gera-se uma curva que melhor descreve as probabilidades de certo evento acontecer através do tempo ( $t$ ) da média ( $\mu$ ) e desvio padrão ( $\sigma$ ) de uma base de dados. Tal curva é apresentada na Figura 21 (WALPOLE et al., 2012). A distribuição normal é aplicável em estudos diários de saída ( $F_{dep}$ ) e chegada ( $F_{arr}$ ) de veículos (PREETHI et al., 2018);

$$F_{dep/arr}(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}, 0 < t < 24 \quad (1)$$

Figura 21 – Distribuição normal

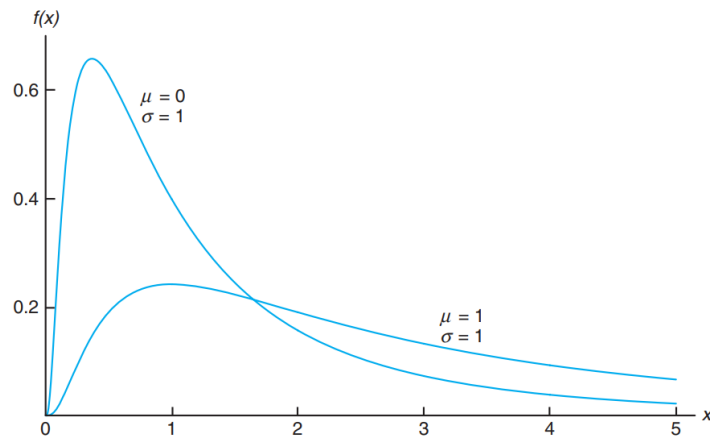


Fonte: (WALPOLE et al., 2015).

b) distribuição log normal: da mesma forma que a distribuição normal, a distribuição log normal também é baseada na média (do logaritmo do tempo) e desvio padrão de um conjunto de valores. Essa distribuição apresentada na equação 2 também projeta uma curva, que desta vez, apresenta um comportamento logaritmo para projetar a distância ( $F_d$ ) como pode ser visto na Figura 22 (WALPOLE et al., 2012). A distribuição log normal é legítima para estudos de distâncias ( $d$ ) diárias de veículos uma vez que é frequentemente usada para análises temporais (PREETHI et al., 2018);

$$F_d(t) = \frac{1}{d\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln d-\mu)^2}{2\sigma^2}}, d > 0 \quad (2)$$

Figura 22 – Distribuição log normal



Fonte: (WALPOLE et al., 2015).

- c) Método de Monte Carlo: pode ser descrito como um método de amostragem aleatória para o desenvolvimento de simulações. Esse método é frequentemente utilizado nos estudos que envolvem VEs sejam eles para determinar distâncias diárias de veículos (PEA-DA; DECHANUPAPRITTHA, 2015), para estimar níveis de SOC ou até quantidade de VEs em um sistema (ZAHID et al., 2017). O MMC utiliza-se de um sorteio que leva em consideração as probabilidades de certo evento acontecer ou não (MALIK; LEHTONEN, 2016).

### 3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo abordou a fundamentação teórica que servirá de base para a construção da metodologia desta dissertação. Foram destacados os principais assuntos que contribuem para o melhor esclarecimento da tecnologia V2G. Além disso, foram explorados os modos V2H, V2B, e o transporte de energia. Por fim, foram apresentados os assuntos referentes à construção dos padrões de mobilidade para este estudo e os tópicos relacionados à demanda elétrica e tarifas de energia.

## 4 METODOLOGIA

Este trabalho utiliza-se dos *softwares* OpenDSS, Matlab e *R* para analisar as estratégias de carregamento e descarregamento de VEs no sistema IEEE 13 Barras levando em consideração os padrões de mobilidade da base de dados NHTS e o transporte de energia entre as barras do sistema. Serão analisados os impactos causados pela inserção de 160 VEs com diferentes horários de saída e chegada em barras do sistema com característica de demanda horária.

Dessa forma, a primeira parte deste capítulo abordará a modelagem do VE, do Sistema de Distribuição e dos padrões de mobilidade. Já a segunda parte apresentará a construção do método proposto e os seus cenários.

### 4.1 MODELAGEM DO VEÍCULO ELÉTRICO

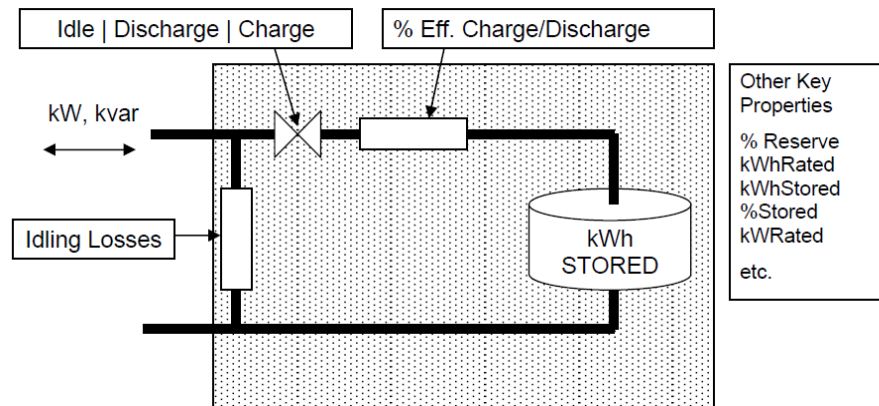
Para realizar as simulações dos VEs em um Sistema de Distribuição é utilizado o *software* OpenDSS através da ferramenta *storage* no modo *snapshot*. O *software* OpenDSS é capaz de realizar os cálculos sequenciais de fluxo de potência. Suas funções incluem desde o cálculo momentâneo de tensões, correntes, potências, e perdas elétricas, até cálculos diários e anuais das mesmas variáveis adicionando curvas características de geração e demanda.

O elemento *storage* é a ferramenta que melhor se aproxima de um VE. Esse elemento pode ser utilizado no modo *snapshot* tanto como consumidor de energia no modo de carregamento (do inglês, *charge*), como fornecedor de energia simulando o modo V2G através do descarregamento (do inglês, *discharge*). Além disso, possui o modo ocioso (do inglês, *idle*), que é utilizado quando a bateria está conectada, porém não utilizada. Adota-se a eficiência padrão do elemento (90%), tanto para o carregamento quanto para o descarregamento. A Figura 23 apresenta os recursos do elemento escolhido.

Entre os parâmetros mais importantes para o uso desse elemento estão:

- a) *kWhrated*: a taxa de carregamento ou descarregamento;
- b) *%stored*: a quantidade de energia disponível (SOC);
- c) *kWrated*: a quantidade total em kWh de uma bateria;
- d) *%reserve*: limite mínimo de descarregamento de uma bateria.



Figura 23 – OpenDSS, *storage*

Fonte: (EPRI, 2011).

Para realizar a modelagem do VE é necessário escolher o modelo, o número de VEs de acordo com a carga do sistema, os níveis de SOC para o carregamento e descarregamento, e o estado inicial de suas baterias.

#### 4.1.1 Modelo de Veículo Elétrico Escolhido

O modelo de VE adotado para as simulações trata-se do Nissan Leaf. Além de ser um dos VEs mais vendidos do mundo o Nissan Leaf é amplamente usado em pesquisas que relacionam a mobilidade elétrica com o modo V2G, presente nesse estudo. A Tabela 4 apresenta alguns estudos e uma breve descrição que os relacionam com a presente dissertação.

Além de uma bateria de 40 kWh o Nissan Leaf 2019 possui *wallbox* com carregamento programado. O *wallbox* é um carregador de parede que pode ser instalado em qualquer lugar. Com o carregador programado é possível escolher um horário para iniciar o carregamento. A Figura 24 apresenta o VE e seu painel de carregamento.

Tabela 4 – Estudos com o Nissan Leaf

<b>Estudo</b>	<b>Descrição</b>	<b>Autores</b>
<i>Impact of Building Loads on Cost Optimization Strategy for a Plug-in Electric Vehicle Operation</i>	Nissan Leaf usado no modo V2G para reduzir os custos com eletricidade em pequenos prédios.	YUSUF; ULA (2019)
<i>Design and Assessment of an Electric Vehicle Powertrain Model Based on Real-World Driving and Charging Cycles</i>	Nissan Leaf utilizado para analisar o impacto do comportamento mecânico (velocidade, aceleração) com SOC e gestão de energia para o modo V2G.	DU et al (2019)
<i>V2G Parking Lot With PV Rooftop for Capacity Enhancement of a Distribution System</i>	Estacionamentos com geração fotovoltaica utilizando as baterias do Nissan Leaf para o modo V2G.	CHUKWU; MAHAJAN (2014)
<i>A Statistical Analysis of EV Charging Behavior in the UK</i>	Impacto e comportamento da inserção de 221 Nissan Leaf em uma rede elétrica no Reino Unido.	QUIRÓS-TORTÓS; OCHOA; LEES (2016)

Fonte: Autoria própria.

Figura 24 – Nissan Leaf



Fonte: Adaptado de (NISSAN, 2019).

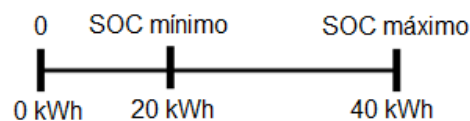
#### 4.1.2 Número de Veículos Elétricos

Para definir o número de VEs foi levado em consideração o valor de carregamento do sistema. O sistema IEEE 13 Barras originalmente possui um carregamento de aproximadamente 80% de sua carga máxima de 5000 kVA. Ao realizar a inserção dos VEs no sistema adota-se um novo carregamento máximo: 100%. Esse valor corresponde a 160 VEs carregando simultaneamente com uma taxa de carregamento de 6,6 kW/h por VE (FERNANDEZ et al., 2015).

#### 4.1.3 State of Charge – SOC

Para realizar tanto o carregamento do Nissan Leaf quanto a sua operação no modo V2G é escolhido um intervalo de SOC para manter a bateria dos VEs dentro de um limite predefinido. A escolha desse intervalo assegura ao usuário do VE realizar seu deslocamento com energia suficiente em suas baterias para completar seu percurso. Para esse estudo adotam-se como SOC mínimo 20 kWh (50% do SOC) e valor máximo 40 kWh (100% do SOC). Segundo Lehtola e Zahedi (2015), intervalos entre 47,5% e 52,5% do SOC atestaram a maior durabilidade na vida útil das baterias. A Figura 25 ilustra esse intervalo.

Figura 25 – Intervalos SOC



Fonte: Adaptado de (KHOUCHA et al., 2015).

#### 4.1.4 Estado Inicial das Baterias

Entende-se como estado inicial (EI) das baterias o momento que precede as simulações de carregamento e descarregamento. As baterias do VE iniciam-se no

modo *idling*<sup>1</sup> com valores de energia sorteados entre um intervalo de 20 kWh a 40 kWh. É utilizado o MMC com probabilidades iguais para estipular os valores iniciais de energia das baterias. A Tabela 5 apresenta os valores do EI das baterias para os primeiros 20 VEs após a realização do MMC.

Tabela 5 – Estado inicial das baterias dos VEs

VE	EI (kWh)
1	36
2	28
3	25
4	28
5	22
6	22
7	39
8	40
9	32
10	21
11	24
12	27
13	37
14	20
15	20
16	23
17	33
18	35
19	33
20	29

Fonte: Autoria própria.

## 4.2 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

Para simular a inserção dos VEs em um Sistema de Distribuição é utilizado o sistema IEEE 13 Barras. O sistema IEEE 13 Barras foi escolhido em virtude de seu carregamento máximo de 5000 kVA e de sua distribuição física.

Como os VEs possuem baterias na faixa de 0 a 40 kWh e taxas comuns de carregamento e descarregamento em intervalos de 0 a 6,6 kW/h, sistemas com maiores carregamentos poderiam fazer dos VEs cargas imperceptíveis.

<sup>1</sup> Modo ocioso, sem transferência de energia.

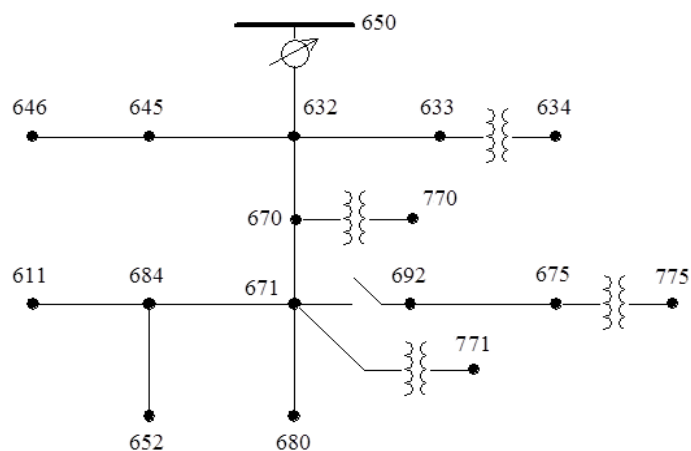
Para aproximar mais o sistema IEEE 13 Barras a um sistema real são inseridas características de demanda residencial, comercial e industrial. As barras periféricas do sistema, em especial as barras 634 e 775, que recebem os VEs, representam as barras residenciais. Já as barras centrais do sistema, números 770 e 771, que também recebem os VEs, correspondem respectivamente a uma barra comercial e a uma barra industrial. A escolha dos tipos de barra foi baseada na sua localização e sua potência nominal. As barras de maiores potências nominais foram designadas a receber os VEs levando em consideração a sua localização no sistema.

Para que o sistema recebesse os VEs foram necessárias algumas alterações:

- foram adicionados três transformadores ao sistema (barras 670, 671 e 675) com as mesmas características do transformador ligado a barra 633 (trifásico abaixador de tensão 4160/480 Volts). Essas adições foram necessárias para a conexão dos VEs em 277 Volts;
- com a adição dos transformadores, as cargas das barras 670, 671 e 675 foram transferidas para as barras 770, 771 e 775 respectivamente;
- a carga trifásica da barra 671 de 1155 kW e 660 kvar foi modificada para três cargas monofásicas de 385 kW e 220 kvar.

Após as devidas modificações o sistema elétrico modelado segue conforme a Figura 26.

Figura 26 – Sistema IEEE 13 Barras modificado



#### 4.2.1 Potências das Barras

Os valores de potência das barras do sistema seguem conforme os valores de potência padrão do sistema IEEE 13 Barras. Entretanto, por se tratar de um estudo de demanda horária, o valor momentâneo depende do valor de demanda de sua determinada iteração. Foram escolhidas curvas de cargas características para 8760 horas. A Tabela 6 apresenta os valores de potência ativa e reativa, sua fase (A, B ou C) e seu tipo (residencial – R, comercial – C ou industrial – I) para o sistema estudado.

Tabela 6 – Potências do sistema

<b>Barra</b>	<b>Fase</b>	<b>Tipo</b>	<b>Potência Ativa (kW)</b>	<b>Potência Reativa (kvar)</b>
771	A	I	385	220
771	B	I	385	220
771	C	I	385	220
634	A	R	160	110
634	B	R	120	90
634	C	R	120	90
645	B	R	170	125
646	B e C	R	230	132
692	C e A	R	170	151
775	A	R	485	190
775	B	R	68	60
775	C	R	290	212
611	C	R	170	80
652	A	R	128	86
770	A	C	17	10
770	B	C	66	38
770	C	C	117	68

Fonte: Autoria Própria.

#### 4.2.2 Demanda das Barras

As demandas das barras são os fatores multiplicadores, que alteram os valores das potências das barras de acordo com o carregamento da sua respectiva iteração. Valores de demanda abaixo de 1,0 pu (por unidade) indicam que a barra está solicitando menos potência que seu valor nominal. Por outro lado, valores de

demanda acima de 1,0 pu apontam que a barra está solicitando mais potência que seu valor nominal.

A potência divide-se em potência ativa (P) e potência reativa (Q) como pode ser visto nas equações 3 e 4. Para todas as iterações, seu valor é horário.

$$P (\text{horária}) = P (\text{nominal}) * \text{demanda} (\text{horária}) \quad (3)$$

$$Q (\text{horária}) = Q (\text{nominal}) * \text{demanda} (\text{horária}) \quad (4)$$

Para o presente estudo foram criadas curvas típicas de consumo de acordo com as características das barras: residencial, comercial e industrial, através do *software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources* (HOMER). O software HOMER desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* é um *software* utilizado globalmente para otimização de microrredes. Neste trabalho foi utilizado para a criação das demandas horárias nas barras com os dados de localização da cidade de Santa Maria/RS (HOMER, 2020).

#### 4.2.3 Número de Iterações

O número de iteração corresponde ao número de horas do período solicitado. Em cada iteração é calculado um novo fluxo de potência de acordo com a demanda de cada barra. Além disso, cada iteração atualiza a localização do VE, o seu estado (em movimento, *idling*, carregando ou descarregando) e energia das baterias de todos os VEs do sistema.

#### 4.2.4 Tarifas do Sistema

Para analisar economicamente o estudo são comparados os mesmos cenários para a tarifa convencional e para a tarifa branca. Os preços praticados são da distribuidora RGE (Rio Grande Energia) para a Resolução Homologatória nº 2557/2019 e seguem conforme a Tabela 7. Tanto a tarifa convencional, quanto a tarifa branca apresentam valores fixos e dinâmicos. Os valores dinâmicos correspondem a cor da bandeira para o determinado período.

Tabela 7 – Tipos de tarifas

<b>Tarifa</b>	<b>Fixo (MWh)</b>	<b>Verde (MWh)</b>	<b>Amarela (MWh)</b>	<b>Vermelha (MWh)</b>
Convencional	290,26	270,01	285,01	301,01
Branca - ponta	567,93	426,28	441,28	466,28
Branca - fora ponta	197,70	255,81	270,81	295,81
Branca - intermediaria	382,81	255,81	270,81	295,81

Fonte: (RGE, 2019).

Para o presente estudo foram adotadas a tarifa residencial e a tarifa branca na bandeira amarela. Dessa forma os valores finais de tarifa (sem impostos) seguem conforme a Tabela 8.

Tabela 8 – Valor final das tarifas

<b>Tarifa</b>	<b>Valor (MWh)</b>
Convencional	R\$ 575,27
Branca - ponta	R\$ 1039,21
Branca - fora ponta	R\$ 468,51
Branca - intermediaria	R\$ 653,62

Fonte: Autoria própria.

#### 4.3 PADRÕES DE MOBILIDADE

Os padrões de mobilidade definem o comportamento dos VEs no dia a dia. Além dos aspectos tradicionais como horário de saída, horário de chegada e distância percorrida, também se faz necessário projetar um trajeto para cada VE. A definição do trajeto é essencial para saber a localização do VE para cada hora do dia.

O percurso realizado pelos VEs ao longo dos caminhos do sistema IEEE 13 Barras tenta reproduzir os padrões de mobilidade de um dia típico de trabalho onde o VE sai de uma barra do tipo residencial, normalmente pela manhã, permanece em uma barra do tipo comercial ou industrial durante o dia, até regressar novamente para a barra residencial de origem, normalmente no final da tarde. Como a distância percorrida por cada VE baseia-se em uma média diária em quilômetros, a



quantidade de viagens durante cada percurso é indiferente. Além disso, como cada deslocamento corresponde a uma iteração e cada iteração a uma hora, considera-se o VE em movimento durante 2h por dia e estacionado nas restantes 22h.

#### 4.3.1 Horário de Saída e Chegada

Para definir os horários de saída (HS) e horários de chegada (HC) dos VEs em suas respectivas residências consideram-se os valores de média e desvio padrão da base de dados NHTS. Os horários de saída e chegada foram estipulados através de valores aleatórios de uma distribuição normal. Os valores de média e desvio padrão podem ser vistos na Tabela 9.

Tabela 9 – Média e desvio padrão para saída e chegada de VEs

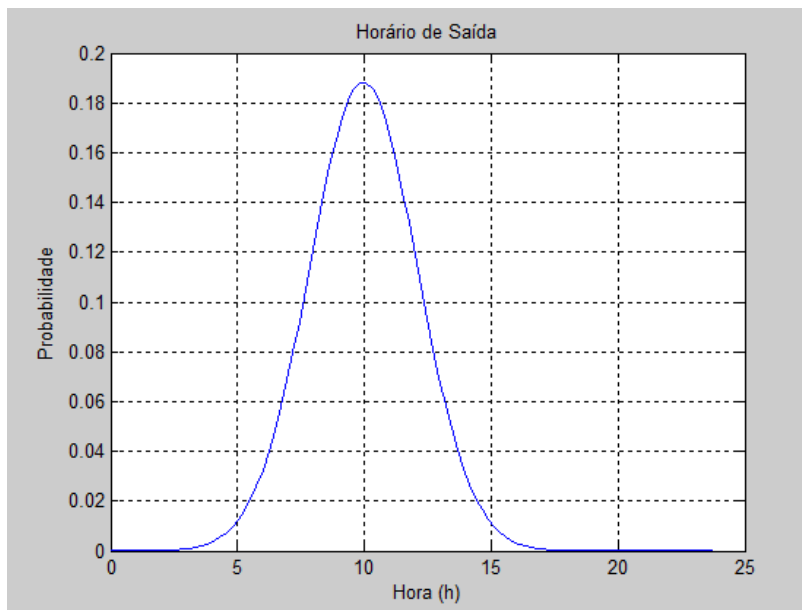
<b>Tipo</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio Padrão</b>
HS	9,97	2,2
HC	17,01	3,2

Fonte: (PREETHI et al., 2018);

Através dos valores de média e desvio padrão para a base de mobilidade de veículos NHTS, foram construídas no *software* Matlab as curvas de HS e HC dos VEs através das Figuras 27 e 28 respectivamente. Os gráficos apresentam seus valores de probabilidade *versus* hora (h).

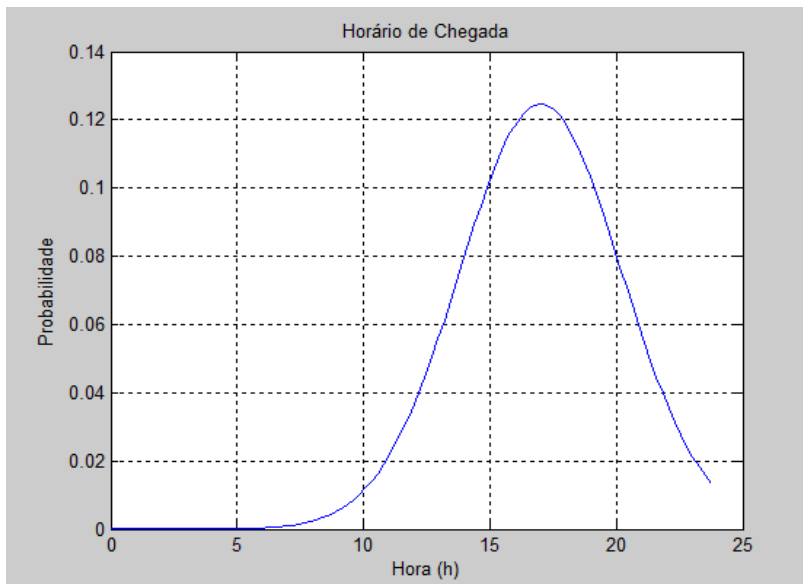
Para realizar o sorteio de horários utilizou-se o *software* R, largamente utilizado na modelagem de dados estatísticos. Através da função *rnorm* foram sorteados valores aleatórios para a saída e chegada de 160 VEs de acordo com os valores da Tabela 9. Como há interseção entre as curvas dos gráficos, o trajeto só é realizado se a diferença entre horário de chegada e saída for superior a 2 horas, de outro modo, considera-se que o VE não sofreu nenhum deslocamento. A Tabela 10 apresenta os HS e HC dos 20 primeiros VEs.

Figura 27 – Horário de saída



Fonte: Autoria própria.

Figura 28 – Horário de chegada



Fonte: Autoria própria.

O VE em negrito na Tabela 10 é um dos VEs que não sofrem deslocamento, mas que participam dos modos de carregamento e descarregamento quando solicitado.

Tabela 10 – Horário de saída e chegada dos VEs

<b>VE</b>	<b>HS</b>	<b>HC</b>
1	8 h	20 h
2	7 h	21 h
3	8 h	22 h
4	7 h	17 h
5	7 h	18 h
6	9 h	17 h
7	10 h	16 h
8	14 h	17 h
9	10 h	16 h
10	14 h	17 h
11	9 h	21 h
12	12 h	16 h
13	12 h	19 h
<b>14</b>	<b>12 h</b>	<b>14 h</b>
15	7 h	15 h
16	13 h	19 h
17	12 h	17 h
18	13 h	23 h
19	10 h	18 h
20	6 h	15 h

Fonte: Autoria própria.

#### 4.3.2 Distância Percorrida

A distância percorrida (DP) por cada VE corresponde à média de valores aleatórios de uma distribuição log normal. Através da mesma base de dados NHTS foi encontrada a média do logaritmo do tempo e o desvio padrão para calcular a distância percorrida pelos VEs. A Tabela 11 apresenta os valores de cada variável.

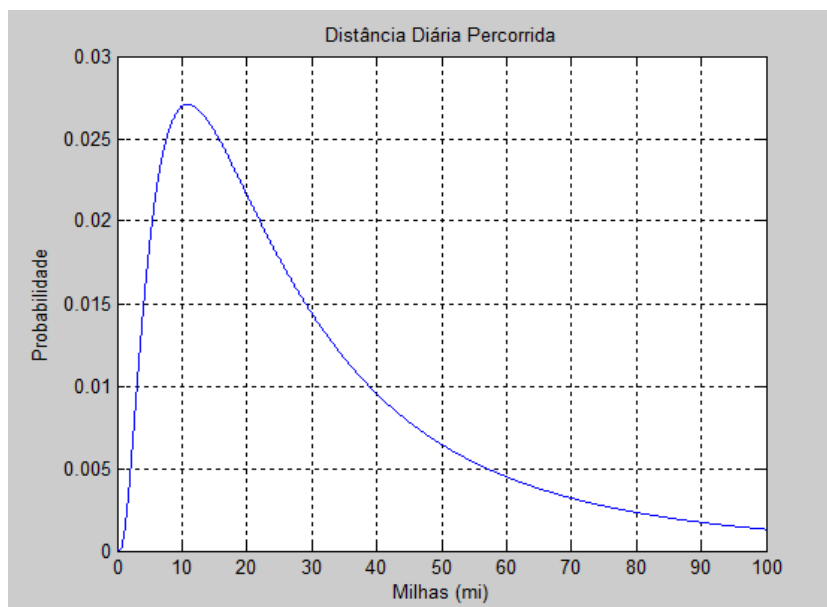
Através dos valores da Tabela 11, foi construído no *software* Matlab a curva para a distância percorrida. O gráfico, presente na Figura 29, apresenta seus valores de probabilidade *versus* distância em milhas.

Tabela 11 – Média e desvio padrão para a distância percorrida

<b>Tipo</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio Padrão</b>
DP	3,2	0,9

Fonte: (PREETHI et al., 2018);

Figura 29 – Distância diária percorrida



Fonte: Autoria própria.

Através do MMC, foram sorteados 160 valores aleatórios para as distâncias percorridas, de acordo com suas probabilidades. A Tabela 12 apresenta os valores dos 20 primeiros VEs em quilômetros.

Com os 160 valores é feita a média e a conversão de milhas para quilômetros. Conclui-se que cada veículo realiza aproximadamente 32,99 milhas por dia, o equivalente a 16,496 milhas por ida ou volta (ou 26,54 km por percurso).

### 4.3.3 Trajeto dos Veículos Elétricos

Para definir o trajeto dos VEs ao longo do dia considera-se em primeiro momento a divisão entre os VEs que saem das barras residenciais 634 e 775 e a divisão entre os VEs que chegam às barras 770 e 771. Essa divisão é proporcional a potência nominal das barras. Ou seja, as barras com maior potência nominal são as barras que recebem um maior número de VEs, enquanto as barras com menor potência nominal são as barras que recebem um número menor de VEs. Isso acontece também entre as 3 fases de cada barra visto que os VEs admitem conexões monofásicas. A Tabela 13 apresenta a divisão dos VEs entre as 3 fases das 4 barras.

Tabela 12 – Distância dos VEs por dia

<b>VE</b>	<b>Distância (km)</b>
1	3,85
2	12,46
3	24,15
4	2,71
5	2,24
6	17,31
7	44,43
8	3,89
9	9,98
10	36,74
11	8,81
12	68,48
13	13,23
14	14,34
15	113,11
16	12,41
17	4,97
18	29,53
19	16,37
20	12,83

Fonte: Autoria própria.

Tabela 13 – Número de VEs por fase

<b>Barra</b>	<b>Fase</b>	<b>Nº VEs</b>	<b>VEs (%)</b>
634	A	22	13,75
634	B	16	10
634	C	16	10
775	A	56	35
775	B	10	6,25
775	C	40	25
771	A	46	28,75
771	B	46	28,75
771	C	44	27,5
770	A	2	1,25
770	B	8	5
770	C	14	8,75

Fonte: Autoria própria.

Através de sorteios são estabelecidos os percursos para os 160 VEs levando em consideração a distribuição probabilística da Tabela 13.

Com todos os parâmetros calculados, é possível prever o deslocamento de todos os VEs desse estudo. Por se tratar de um comportamento diário, consideram-se os mesmos horários, distâncias e trajetos para todos os dias de simulação. A Tabela 14 apresenta o padrão de mobilidade do VE 1 como exemplo.

Tabela 14 – Padrão de mobilidade, VE 1

Variável	Valor
Horário de saída	8 h
Horário de chegada	20 h
Distância diária total	53,08 km
Trajeto (barra/fase)	775/3 – 770/2 – 775/3

Fonte: Autoria própria.

#### 4.4 MÉTODO PROPOSTO

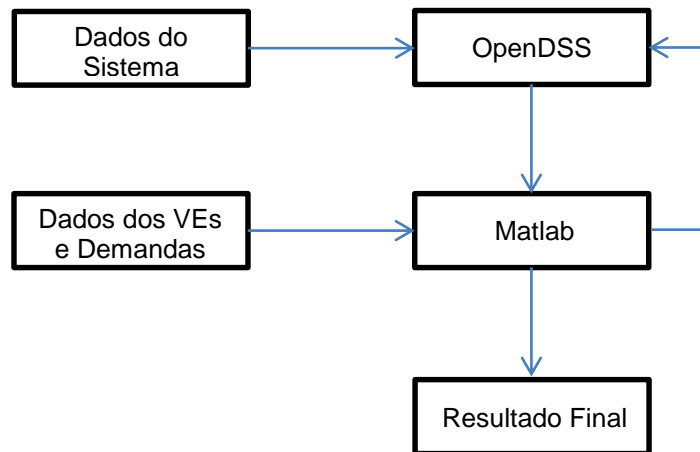
O método proposto utiliza-se dos *softwares* OpenDSS e Matlab para o desenvolvimento de um algoritmo capaz de simular os VEs carregando, descarregando, e se deslocando entre as barras do sistema no modo horário. Ambos os *softwares* operam de forma iterativa.

O OpenDSS é responsável por carregar os dados elétricos do sistema e realizar o cálculo do fluxo de potência. O Matlab, por sua vez, tem o papel de carregar os dados referentes aos VEs e demandas nas barras, e simular o comportamento dos VEs (em movimento, *idling*, carregando ou descarregando) a cada hora. Também é no Matlab que os cenários são configurados e os resultados finais são gerados. De forma simplificada, o processo acontece de acordo com a Figura 30.

Os dados carregados pelo OpenDSS correspondem a todos os dados que compõem o sistema elétrico, tais como, barras, transformadores, condutores, cargas, etc. Já os dados carregados pelo Matlab são os que se referem aos VEs (horários de saída e chegada, estado inicial das baterias, distâncias e trajetos) e as demandas horárias de cada barra.

Antes de qualquer modificação calcula-se o fluxo de potência no OpenDSS para o circuito original, sem nenhum VE. Esses resultados são importantes para comparar os valores padrões com os valores modificados, ao final de todas as 8760 iterações.

Figura 30 – Fluxograma do método proposto



Fonte: Autoria própria.

Enquanto isso o Matlab é responsável por criar as matrizes necessárias para realizar as modificações. Entre as matrizes mais importantes podemos destacar:

- trajeto dos VEs (matriz  $160 \times 8760$ ): apresenta o trajeto de todos os VEs para o período de um ano. A Tabela 15 apresenta o trajeto do VE 1 para um período de 24 horas. Os três primeiros dígitos se referem à barra na qual o VE se encontra. O número após o ponto indica a fase. Como pode ser visto na Tabela 15, o VE 1 realiza entre as 8h e 9h o seu deslocamento de ida e entre as 19h e 20h o seu deslocamento de volta;
- energia inicial dos VEs (matriz  $160 \times 1$ ): compreende ao estado inicial da bateria de todos os 160 VEs;
- demanda das barras (matriz  $17 \times 8760$ ): apresenta os valores horários por fase para cada barra do sistema. A Tabela 16 apresenta a demanda horaria em pu referente a um período de 24 horas da fase 1 da barra 771 (barra industrial).

Tabela 15 – Trajeto diário, VE 1

Horário	Barra	Horário	Barra	Horário	Barra
1	775.3	9	770.2	17	770.2
2	775.3	10	770.2	18	770.2
3	775.3	11	770.2	19	-
4	775.3	12	770.2	20	775.3
5	775.3	13	770.2	21	775.3
6	775.3	14	770.2	22	775.3
7	775.3	15	770.2	23	775.3
8	-	16	770.2	24	775.3

Fonte: Autoria própria.

Tabela 16 – Demanda horária, barra 771 – fase 1

Horário	Demanda	Horário	Demanda	Horário	Demanda
1	0,66	9	1,02	17	1,10
2	0,66	10	1,26	18	1,06
3	0,74	11	1,04	19	0,84
4	0,76	12	1,28	20	0,87
5	0,78	13	1,10	21	0,84
6	0,93	14	1,09	22	0,68
7	0,97	15	1,09	23	0,62
8	0,89	16	0,99	24	0,69

Fonte: Autoria própria

Após todos os dados serem carregados, são realizadas as iterações que simulam o comportamento dos 160 VEs para cada hora de acordo com o estado do VE e com as especificações particulares de cada cenário.

#### 4.4.1 Estados dos Veículos Elétricos

Os VEs dividem-se em dois modos iniciais: estacionados ou em movimento. Quando o VE estiver estacionado são 3 os estados possíveis: *idling*, carregando, ou descarregando (0, -1 e 1). O estado *idling*, o mais recorrente, indica que o VE está conectado, porém em estado ‘ocioso’. Dessa forma o valor da energia da bateria para a próxima iteração permanece o mesmo. Para o estado de carregamento, a bateria é atualizada conforme a equação 5, onde a bateria eleva sua energia de acordo com a taxa de carregamento.



$$\text{energia}(x + 1) = \text{energia}(x) + \text{taxa de carregamento} \quad (5)$$

Onde:

*energia*( $x + 1$ ): energia disponível na bateria do VE para a próxima iteração;

*energia*( $x$ ): energia atual da bateria do VE;

*taxa de carregamento*: valor em kW/h da taxa de energia a ser carregada na bateria para o período de 1 hora.

Já para o estado de descarregamento a bateria é atualizada conforme a equação 6, onde a bateria diminui sua energia de acordo com a taxa de descarregamento.

$$\text{energia}(x + 1) = \text{energia}(x) - \text{taxa de descarregamento} \quad (6)$$

Onde:

*taxa de descarregamento*: valor em kW/h da taxa de energia a ser descarregado pela bateria para o período de 1 hora.

Quando o carro está em movimento, também é necessário atualizar a energia da bateria para a próxima iteração. Isso acontece devido ao uso de energia para o seu deslocamento. Dessa forma, é atualizado seu valor conforme a equação 7, onde a bateria diminui sua energia de acordo com a taxa de deslocamento.

$$\text{energia}(x + 1) = \text{energia}(x) - \text{taxa de deslocamento} \quad (7)$$

Onde:

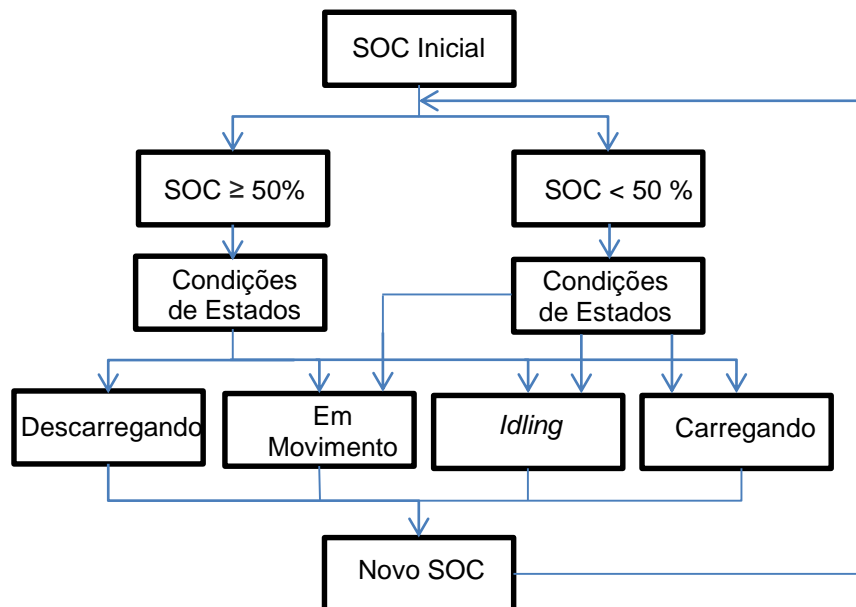
*taxa de deslocamento*: energia gasta em kW/h pelo VE para realizar o deslocamento de uma barra a outra.

Para calcular a taxa de deslocamento, descrita na equação 8, é levado em consideração o quanto de energia é gasto por quilômetro e a distância percorrida pelo VE.

$$taxa\ de\ deslocamento = \left( energia\ VE \left( \frac{kW/h}{km} \right) * desloc.(km) \right) \quad (8)$$

Resumidamente, a Figura 31 apresenta de forma compacta o comportamento do VE para cada iteração em relação ao seu SOC.

Figura 31 – Comportamento dos VEs



Fonte: Autoria própria.

A definição do estado (se o VE está em movimento, *idling*, carregando ou descarregando), só vai ocorrer depois de avaliado às condições preestabelecidas por barra, demanda e/ou horário para cada cenário através dos dados do sistema.

#### 4.4.2 Condições Preestabelecidas para cada Estado

O controle de carregamento ou descarregamento de um VE em uma barra do sistema depende de condições preestabelecidas. Em um cenário real, cabe ao agregador à tomada de decisão. Tratando-se de um programa computacional, essa tomada de decisão parte de critérios comparativos e preestabelecidos:

- a) por barra: o controle por barra é considerado o controle primário para o carregamento e descarregamento. Ele sinaliza se determinada barra está

autorizada para o carregamento, descarregamento, ambos, ou nenhum dos dois;

- b) por demanda: o controle por demanda utiliza-se das curvas de carga das barras do sistema como sinalizador. O carregamento apenas é realizado caso a demanda em dado instante for inferior a 1,0 pu. Já o descarregamento só acontece caso a demanda em dado momento for superior a 1,0 pu;
- c) por horário: o controle por horário estabelece horários específicos para carregamento e descarregamento, como os da tarifa branca.

## 4.5 CENÁRIOS

Para analisar as estratégias de carregamento e descarregamento são propostos cenários que visam apresentar os principais comportamentos que os VEs possam admitir.

### 4.5.1 *Dumb Charging*

O cenário *dumb charging* corresponde ao cenário onde o usuário do VE carrega o seu carro ao chegar em casa, geralmente no final do dia. Neste cenário a única preocupação do usuário está em carregar o seu VE. O cenário é chamado de *dumb charging*, pois usualmente o pico de demanda de energia de um sistema elétrico coincide com a chegada das pessoas em suas respectivas residências. Nesse cenário o carregamento é apenas residencial e não há descarregamento.

### 4.5.2 *Smart Charging*

O cenário *smart charging* é o cenário em que o usuário do VE programa o carregamento do seu VE de acordo com o valor da tarifa de energia. Dessa forma, o carregamento do VE evita os horários entre as 18h e 23h (horários estratégicos para a tarifa branca). Assim como no cenário 1, o carregamento é apenas residencial e não há descarregamento.

### 4.5.3 *Vehicle-to-Grid*

O cenário *Vehicle-to-Grid* indica o carregamento dos VEs em barras residenciais e o descarregamento nas barras industrial e comercial de acordo com a demanda da barra em dado instante. O carregamento residencial baseia-se no cenário 2.

### 4.5.4 *Vehicle-to-Home*

O cenário *Vehicle-to-Home* estabelece o carregamento dos VEs nas barras industrial e comercial e o descarregamento em barras residenciais de acordo com a demanda da barra em dado instante.

### 4.5.5 *Vehicle-to-Home Branco*

O cenário *Vehicle-to-Home Branco* segue as mesmas diretrizes do cenário 4, com o adendo de apenas poder descarregar os VEs entre as 18h e 23h.

### 4.5.6 Livre

No cenário Livre os VEs podem tanto carregar, quanto descarregar energia no sistema na medida em que estiverem conectados. Esse cenário também usa a demanda como variável comparativa.

Resumidamente, a Tabela 17 apresenta o tipo de controle para todos os 6 cenários apresentados.

Tabela 17 – Controle por cenários

<b>Controle</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Por barra	x	x	x	x	x	
Por demanda			x	x	x	x
Por horário		x	x		x	

Fonte: Autoria própria.

## 4.6 SIMULAÇÕES

Para avaliar cada cenário separadamente são necessárias simulações dos parâmetros elétricos tais como potências, perdas elétricas, e violações de potência e tensão. Também é analisado o quanto de energia as barras ganham ou perdem para cada cenário e o SOC das baterias dos VEs.

### 4.6.1 Potências

A potência analisa o crescimento das cargas ativas e reativas do sistema causados pela inserção dos VEs.

### 4.6.2 Perdas Elétricas

Com o crescimento das cargas do sistema também se analisa as perdas elétricas decorrentes da penetração dos VEs no sistema.

### 4.6.3 Violações de Potência

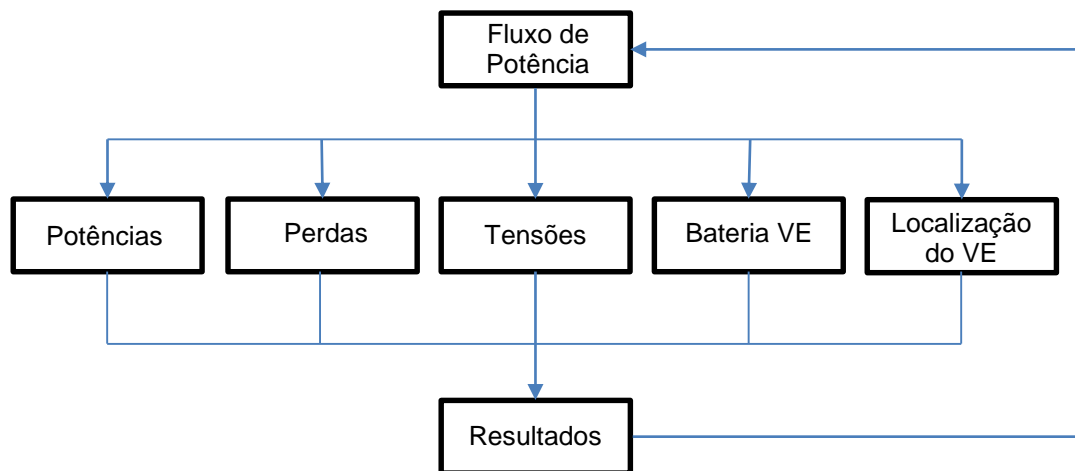
As violações de potência podem ser de máximo ou de mínimo. As violações de máximo acontecem quando o sistema ultrapassa os 4500 kVA. Já as violações de mínimo acontecem quando o sistema está abaixo dos 1000 kVA. Estes valores foram estipulados para o sistema e pelo autor para a comparação entre cenários.

### 4.6.4 Violações de Tensão

Já as violações de tensão correspondem ao número total de vezes que a tensão ultrapassou o valor de 1,05 pu ou esteve abaixo do valor de 0,95 pu.

Os resultados são gerados a partir do fluxo de potência para cada iteração. Esse cálculo iterativo armazena os seus resultados parciais em matrizes para que ao final do processo possam ser gerados os resultados finais e os gráficos desejados. A Figura 32 apresenta as variáveis atualizadas para cada iteração.

Figura 32 – Variáveis de simulação



Fonte: Autoria própria.

Cada processo iterativo simula as atividades dos VEs e os impactos que os mesmos causam ao sistema. De acordo com seu estado (em movimento, *idling*, carregando, ou descarregando) as variáveis da Figura 32 vão alterando. Quando comparamos esses números com os valores padrões (sem nenhum VE), podemos ter ideia de como os cenários se comportam. Além disso, para cada processo iterativo atualiza-se a barra de conexão do VE e seu respectivo SOC com a finalidade de monitorar sua localização e a energia das baterias.

#### 4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse capítulo apresentou a construção passo a passo do método adotado para esta dissertação. Inicialmente foram realizadas as modelagens referentes aos VEs e ao Sistema de Distribuição. Posteriormente, foram apresentados os cálculos referentes aos padrões de mobilidade que concluíram a formação da base de dados do problema. Com a base de dados, foi realizado o desenvolvimento do método através da explanação sobre estados e condições. Por fim, foram elencados os cenários e os parâmetros alvos das simulações.

## 5 RESULTADOS

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados encontrados na aplicação da metodologia proposta, analisando o carregamento e o descarregamento de 160 VEs em um Sistema de Distribuição durante o período de um ano (ou 8760 horas). Para isso, comparam-se os parâmetros físicos do cenário base com os parâmetros físicos dos estudos de casos. Serão analisados: potência ativa e reativa nas barras do sistema, perdas elétricas totais ativas e reativas, e violações mínimas e máximas de tensão e potência. Também será avaliado o quanto uma barra ganhou ou perdeu de potência ativa através do transporte de energia, e o comportamento das baterias dos VEs de acordo com as características dos cenários e padrões de mobilidade. Todos os resultados são para o intervalo de um ano.

### 5.1 IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO BASE

Conforme descrito na seção 4.2, o cenário base é o cenário que mantém os valores originais do sistema IEEE 13 Barras com as modificações necessárias para a inserção dos VEs. A Tabela 18 apresenta os valores médios e absolutos dos parâmetros físicos desse sistema após a aplicação das curvas de demanda e o número de violações absolutas. O cenário base não conta com a presença de VEs.

Tabela 18 – Cenário base

<b>Parâmetro</b>	<b>Total</b>
Potência ativa	2571,15 kW
Potência reativa	1018,20 kvar
Perdas elétricas ativas	80,35 kW
Perdas elétricas reativas	212,15 kvar
Violações V máximo	230
Violações V mínimo	4381
Violações S máximo	155
Violações S mínimo	29

Fonte: Autoria própria.

## 5.2 ANÁLISE DE CENÁRIOS

O carregamento e descarregamento de VEs no sistema alteram os parâmetros elétricos do mesmo. Isso se torna mais complexo quando adotamos o VE como um transportador de energia, que tem o poder de levar energia de um ponto a outro do sistema. Além disso, adicionando os padrões de mobilidade dos VEs e as demandas horárias nas barras do sistema consegue-se trazer o estudo o mais próximo da realidade.

Serão analisados os cenários descritos na seção 4.5 para os mesmos parâmetros físicos citados na Tabela 18. Serão considerados para todos os VEs e cenários os mesmos níveis iniciais de energia nas baterias, horários de deslocamentos e trajetos diários. As alterações estarão nas estratégias de carregamento e descarregamento.

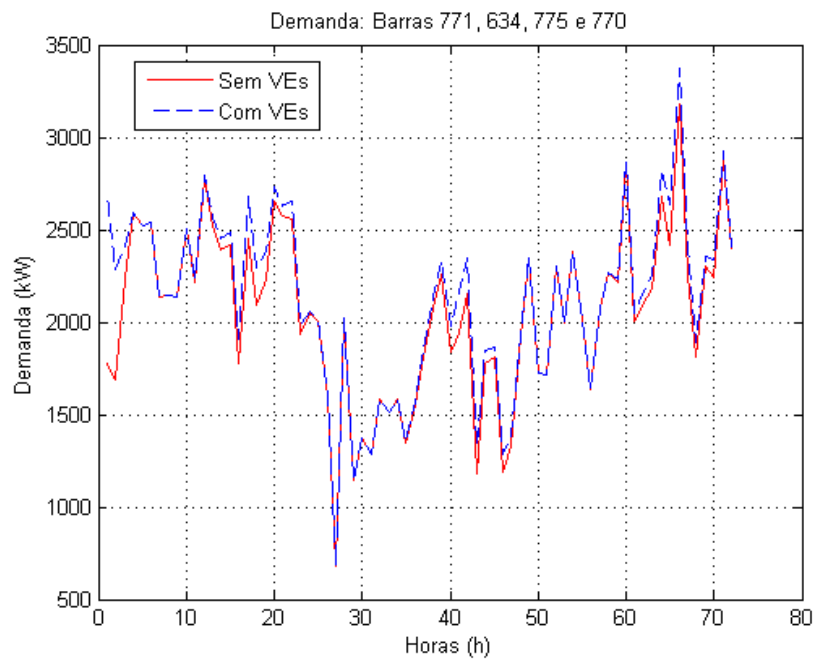
### 5.2.1 Resultados – *Dumb Charging*

O cenário 1 altera os parâmetros elétricos das barras residenciais e conseqüentemente do Sistema de Distribuição como um todo. Como os VEs possuem horários diferentes de saídas e chegadas, esse cenário apresenta um comportamento descontrolado. A Figura 33 apresenta a demanda total das 4 barras que recebem os VEs para os 3 primeiros dias de um ano, onde é possível notar o impacto que o *dumb charging* traz ao sistema. Esse impacto não é grande, visto que os VEs apenas carregam o necessário para deslocar-se.

Para uma análise mais precisa sobre o cenário 1, explora-se separadamente uma barra residencial. A Figura 34 apresenta a demanda para os três primeiros dias de simulação da fase A da barra 775 (barra residencial).

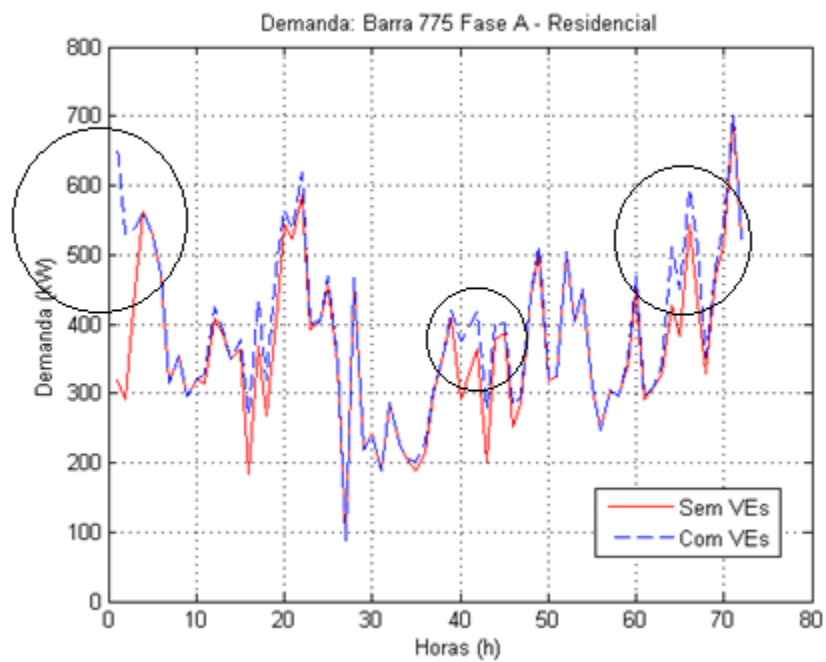


Figura 33 – Cenário 1 – Demanda total das 4 barras



Fonte: Autoria própria.

Figura 34 – Cenário 1 – Demanda, barra 775/fase A



Fonte: Autoria própria.

Notam-se na Figura 34 pequenas elevações na demanda de energia da fase A da barra 775 em virtude do carregamento dos VEs. Os maiores aumentos acontecem durante as três primeiras horas de simulação (337,6 kW, 239,6 kW e 88 kW) e nos horários correspondentes às 17h dos dias 2 e 3 (83,6 kW), horário na qual os VEs iniciam seu carregamento em maior quantidade. A Tabela 19 apresenta a comparação dos valores do cenário 1 com os valores do cenário base.

Tabela 19 – Cenário 1 – Parâmetros elétricos

<b>Parâmetro</b>	<b>Total</b>
Potência ativa	+2,05%
Potência reativa	+0,83%
Perdas elétricas ativas	+4,15%
Perdas elétricas reativas	+4,03%
Violações V máximo	+111
Violações V mínimo	+619
Violações S máximo	+43
Violações S mínimo	+0

Fonte: Autoria própria.

Para o cenário 1, percebe-se que as perdas aumentam em uma proporção maior que o aumento das respectivas potências. Isso se deve ao fato do incremento de carga acontecer nos momentos de maior carregamento do sistema. Como consequência, também houve aumento nas violações, principalmente de tensão mínima, quando as tensões nas barras ficam abaixo dos 0,95 pu.

Como no cenário 1 ainda não é explorado o modo V2G, toda energia fornecida a mais pelo sistema, é exclusivamente usada para a mobilidade elétrica. Dessa forma, o saldo de energia para o período de um ano, apresentado na Tabela 20, nada mais é que o valor total do carregamento dos VEs (445,53 MW).

Outra variável monitorada a cada iteração é o SOC dos VEs. Esta, atualizada de hora em hora, para cada VE, e para cada cenário, é peça fundamental na análise desse estudo. Para o cenário 1, é apresentado na Tabela 21 o comportamento da energia do VE 1 que sai de casa às 8h e regressa às 20h para o primeiro dia.

Tabela 20 – Cenário 1 – Transporte de energia

Barra	Fase A – P (MW)	Fase B – P (MW)	Fase C – P (MW)
771	0	0	0
770	0	0	0
634	64,55	45,18	45,12
775	155,05	32,27	103,34
		Saldo:	445,53

Fonte: Autoria própria.

Tabela 21 – Cenário 1 – VE 1

Hora (h)	Barra.Fase	Demanda (pu)	TD (kW/h)	Estado	Taxa C/D (kW/h)	Energia (kWh)
1	775.3	0,66	0	-1	4	36
2	775.3	0,60	0	0	0	40
3	775.3	0,93	0	0	0	40
4	775.3	1,16	0	0	0	40
5	775.3	1,09	0	0	0	40
6	775.3	0,97	0	0	0	40
7	775.3	0,65	0	0	0	40
8	-	-	-4,4	0	0	35,60
9	770.2	0,89	0	0	0	35,60
10	770.2	1,10	0	0	0	35,60
11	770.2	0,87	0	0	0	35,60
12	770.2	1,23	0	0	0	35,60
13	770.2	1,20	0	0	0	35,60
14	770.2	1,07	0	0	0	35,60
15	770.2	0,98	0	0	0	35,60
16	770.2	0,50	0	0	0	35,60
17	770.2	1,06	0	0	0	35,60
18	770.2	0,74	0	0	0	35,60
19	-	-	-4,4	0	0	31,20
20	775.3	1,12	0	-1	6,6	31,20
21	775.3	1,08	0	-1	2,2	37,80
22	775.3	1,21	0	0	0	40
23	775.3	0,81	0	0	0	40
24	775.3	0,83	0	0	0	40

Fonte: Autoria própria.

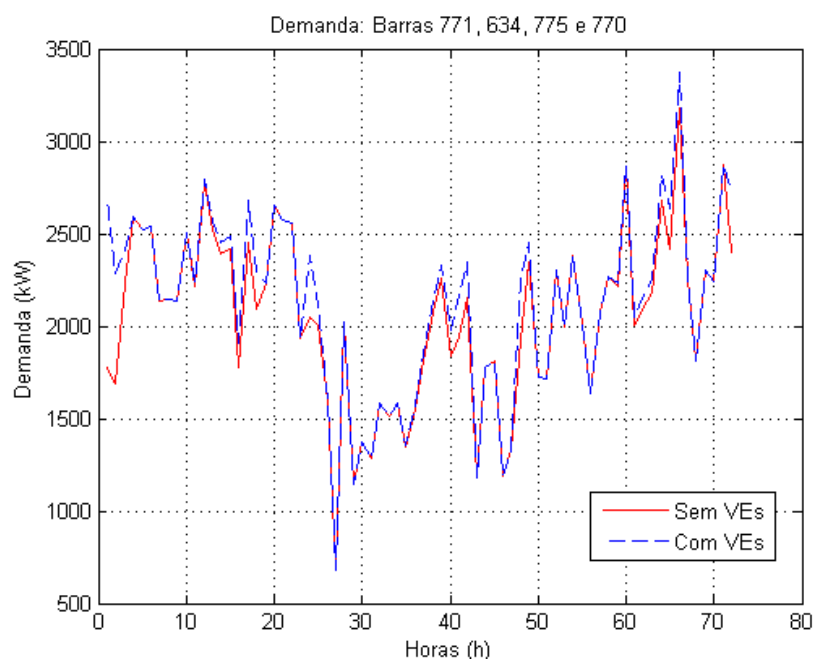
Os valores negativos da taxa de deslocamento (TD) da bateria do VE 1 na Tabela 21 indicam a energia gasta pelo VE 1 para realizar os deslocamentos diários. Para o cenário 1 observa-se que a bateria do VE não descarrega mais que 10 kWh,

fator interessante na preservação da vida útil da mesma. Entretanto, o seu carregamento nas horas 20 e 21, aumentam ainda mais a demanda de potência na fase e barra na qual o VE pertence (775.3) uma vez que coincidem com os horários de pico de potência do sistema.

### 5.2.2 Resultados – *Smart Charging*

Assim como no cenário 1, o cenário 2 também não denota uma grande utilização do Sistema de Distribuição já que o modo V2G ainda não é explorado. A Figura 35 apresenta a demanda das 4 principais barras para o *smart charging* durante as 72 primeiras horas de simulação.

Figura 35 – Cenário 2 – Demanda total das 4 barras

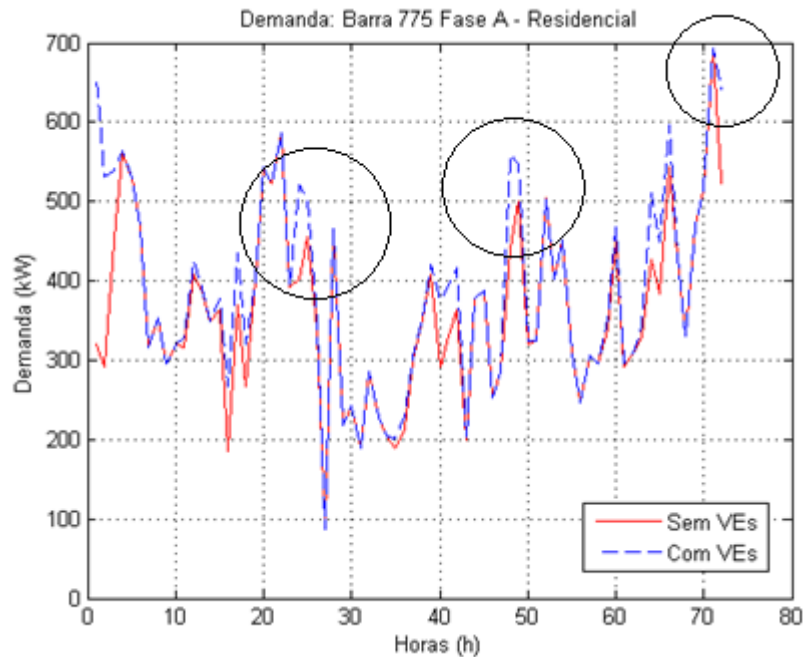


Fonte: Autoria própria.

Por restringir o carregamento diário das 18h às 23h (de acordo com os horários da tarifa branca), o cenário 2 apresenta características diferentes de uso do Sistema de Distribuição em relação ao cenário 1. Nota-se através da Figura 36 o aumento do carregamento apenas após as 23h de cada dia em 118,87 kW na

primeira hora. Ou seja, é evitado o uso do sistema pelos VEs nos horários de maior consumo de energia em uma barra residencial.

Figura 36 – Cenário 2 – Demanda, barra 775/fase A



Fonte: Autoria própria.

Em relação aos parâmetros elétricos como pode ser visto na Tabela 22, nota-se um pequeno decréscimo dos parâmetros em relação ao cenário 1. As maiores diminuições ocorrem nas violações de tensão e potência máxima. Isso acontece pois é evitado o uso do Sistema de Distribuição pelos VEs durante os horários mais críticos de carregamento do dia. Os valores da Tabela 22 comparam o cenário 2 com os valores do cenário base.

Assim como no cenário 1, o transporte de energia também não ocorre para o cenário 2. Dessa forma, os valores de potência nas barras aumentam apenas nas barras residenciais para o carregamento dos VEs, como pode ser analisado na Tabela 23.

Tabela 22 – Cenário 2 – Parâmetros elétricos

<b>Parâmetro</b>	<b>Total</b>
Potência ativa	+2,05%
Potência reativa	+0,82%
Perdas elétricas ativas	+4,11%
Perdas elétricas reativas	+3,97%
Violações V máximo	+33
Violações V mínimo	+603
Violações S máximo	+16
Violações S mínimo	-2

Fonte: Autoria própria.

Tabela 23 – Cenário 2 – Transporte de energia

<b>Barra</b>	<b>Fase A – P (MW)</b>	<b>Fase B – P (MW)</b>	<b>Fase C – P (MW)</b>
771	0	0	0
770	0	0	0
634	64,55	45,18	45,13
775	155,05	32,27	103,34
		Saldo	445,53

Fonte: Autoria própria.

Para o cenário *smart charging* o monitoramento do SOC segue conforme a Tabela 24, para o mesmo VE e para os mesmos padrões de mobilidade do cenário 1. Para o cenário 2 nota-se que o VE apenas inicia o seu carregamento após as 23h. Como a demanda da fase 3 da barra é 775 é de 0,83 pu no momento do início do carregamento, não há sobrecarga nesse subsistema.

Assim como no cenário 1, a bateria do VE permanece na faixa entre 30 kWh e 40 kWh, o que corresponde a faixa entre 75% e 100% do SOC. Para esse cenário, tanto a bateria do VE quanto o sistema, são preservados. Como pode ser visto na Tabela 24 é vetado o carregamento durante os horários da tarifa branca, em negrito.

Tabela 24 – Cenário 2 – VE 1

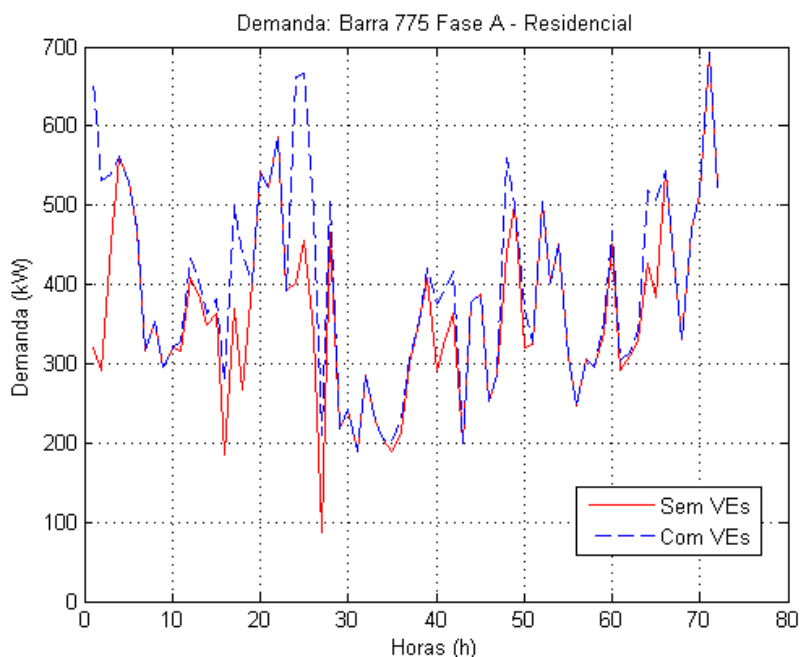
Hora (h)	Barra.Fase	Demanda (pu)	TD (kW/h)	Estado	Taxa C/D (kW/h)	Energia (kWh)
1	775.3	0,66	0	-1	4	36
2	775.3	0,60	0	0	0	40
3	775.3	0,93	0	0	0	40
4	775.3	1,16	0	0	0	40
5	775.3	1,09	0	0	0	40
6	775.3	0,97	0	0	0	40
7	775.3	0,65	0	0	0	40
8	-	-	-4,4	0	0	35,60
9	770.2	0,89	0	0	0	35,60
10	770.2	1,10	0	0	0	35,60
11	770.2	0,87	0	0	0	35,60
12	770.2	1,23	0	0	0	35,60
13	770.2	1,20	0	0	0	35,60
14	770.2	1,07	0	0	0	35,60
15	770.2	0,98	0	0	0	35,60
16	770.2	0,50	0	0	0	35,60
17	770.2	1,06	0	0	0	35,60
18	770.2	0,74	0	0	0	35,60
<b>19</b>	-	-	<b>-4,4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>31,20</b>
<b>20</b>	<b>775.3</b>	<b>1,12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>31,20</b>
<b>21</b>	<b>775.3</b>	<b>1,08</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>31,20</b>
<b>22</b>	<b>775.3</b>	<b>1,21</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>31,20</b>
<b>23</b>	<b>775.3</b>	<b>0,81</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>31,20</b>
24	775.3	0,83	0	-1	6,6	31,20

Fonte: Autoria própria.

### 5.2.3 Resultados – *Vehicle-to-Grid*

O cenário 3 começa a abordar os princípios dos VEs descarregando energia nas barras. Assim, os VEs começam também a adotar o modo de transporte de energia no Sistema de Distribuição. Dessa maneira, os gráficos de demanda nas barras apresentam características mais visíveis quanto ao impacto da inserção dos VEs. A Figura 37 apresenta o comportamento do carregamento dos VEs nas barras residenciais de forma programada (após as 23h) através da ilustração da fase A da barra 775, assim como no cenário 2. Dessa maneira, percebe-se um aumento da demanda de energia nos horários que não coincidem com os horários da tarifa branca gerando assim, um novo pico de demanda.

Figura 37 – Cenário 3 – Demanda, barra 775/fase A



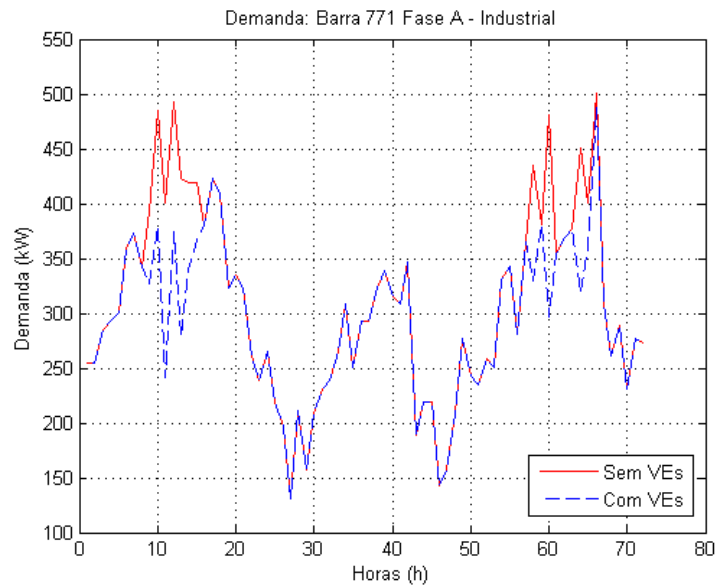
Fonte: Autoria própria.

Já as barras comercial e industrial têm um comportamento oposto. Como os VEs descarregam energia nessas barras durante os horários de demanda superior a 1,0 pu, podemos notar na Figura 38, um decréscimo nos picos de energia nessas barras em até 184,8 kW no primeiro e terceiro dia.

Em relação aos parâmetros elétricos podemos observar na Tabela 25 que os valores para potência e perdas, ativas e reativas, ainda se mantêm próximo aos cenários anteriores. No entanto, apesar das violações de tensão, mínimas e máximas, continuarem acontecendo, as violações de potência diminuem. Isso se deve ao fato dos picos de energia diminuírem nas barras comercial e industrial como ilustrado na Figura 38.



Figura 38 – Cenário 3 – Demanda, barra 771/fase A



Fonte: Autoria própria.

Tabela 25 – Cenário 3 – Parâmetros elétricos

<b>Parâmetro</b>	<b>Total</b>
Potência ativa	+2,07%
Potência reativa	+0,83%
Perdas elétricas ativas	+4,38%
Perdas elétricas reativas	+3,86%
Violações V máximo	+102
Violações V mínimo	+804
Violações S máximo	-10
Violações S mínimo	-8

Fonte: Autoria própria.

O transporte de energia é configurado conforme os pontos de carregamento e descarregamento de energia. Para o cenário 3, o transporte acontece das barras residências para a barra industrial e comercial como pode ser visto na Tabela 26. O sinal negativo significa que a barra recebeu energia, ou seja, diminuiu sua demanda. Já o sinal positivo indica que a barra cedeu energia, ou seja, aumentou sua demanda. O saldo entre carregamento e descarregamento é sempre positivo, e

praticamente o mesmo que os cenários anteriores, visto que se refere à parcela de carregamento dos VEs.

Tabela 26 – Cenário 3 – Transporte de energia

Barra	Fase A – P (MW)	Fase B – P (MW)	Fase C – P (MW)
771	-115,2	-111,99	-94,90
770	-13,26	-30,40	-43,56
634	124,90	86,54	81,92
775	282,67	53,54	225,18
		Saldo:	445,46

Fonte: Autoria própria.

Em relação ao monitoramento do SOC podemos perceber um cenário mais dinâmico comparado aos cenários anteriores como pode ser visto na Tabela 27. Para o VE 1, nota-se uma contribuição de quase 20 kWh para diminuir a demanda da barra 770 através do modo V2G. Valor que foi previamente carregado na barra 775.

Tabela 27 – Cenário 3 – VE 1

(continua)

Hora (h)	Barra.Fase	Demanda (pu)	TD (kW/h)	Estado	Taxa C/D (kW/h)	Energia (kWh)
1	775.3	0,66	0	-1	4	36
2	775.3	0,60	0	0	0	40
3	775.3	0,93	0	0	0	40
4	775.3	1,16	0	0	0	40
5	775.3	1,09	0	0	0	40
6	775.3	0,97	0	0	0	40
7	775.3	0,65	0	0	0	40
8	-	-	-4,4	0	0	35,60
9	770.2	0,89	0	0	0	35,60
10	770.2	1,10	0	1	6,6	35,60
11	770.2	0,87	0	0	0	29
12	770.2	1,23	0	1	6,6	29
13	770.2	1,20	0	1	6,6	22,40
14	770.2	1,07	0	0	0	15,80
15	770.2	0,98	0	0	0	15,80
16	770.2	0,50	0	0	0	15,80
17	770.2	1,06	0	0	0	15,80
18	770.2	0,74	0	0	0	15,80
19	-	-	-4,4	0	0	11,40

(continuação)

Hora (h)	Barra.Fase	Demanda (pu)	TD (kW/h)	Estado	Taxa C/D (kW/h)	Energia (kWh)
20	775.3	1,12	0	0	0	11,40
21	775.3	1,08	0	0	0	11,40
22	775.3	1,21	0	0	0	11,40
23	775.3	0,81	0	0	0	11,40
24	775.3	0,83	0	-1	6,6	11,40

Fonte: Autoria própria.

No cenário 3 percebe-se que pela primeira vez a bateria atinge níveis abaixo dos 30%. Como o algoritmo não permite que o VE descarregue quando sua bateria esteja abaixo de 50%, para sua preservação (15,80 kWh durante às 14h), a energia restante apenas é utilizada para a mobilidade do VE.

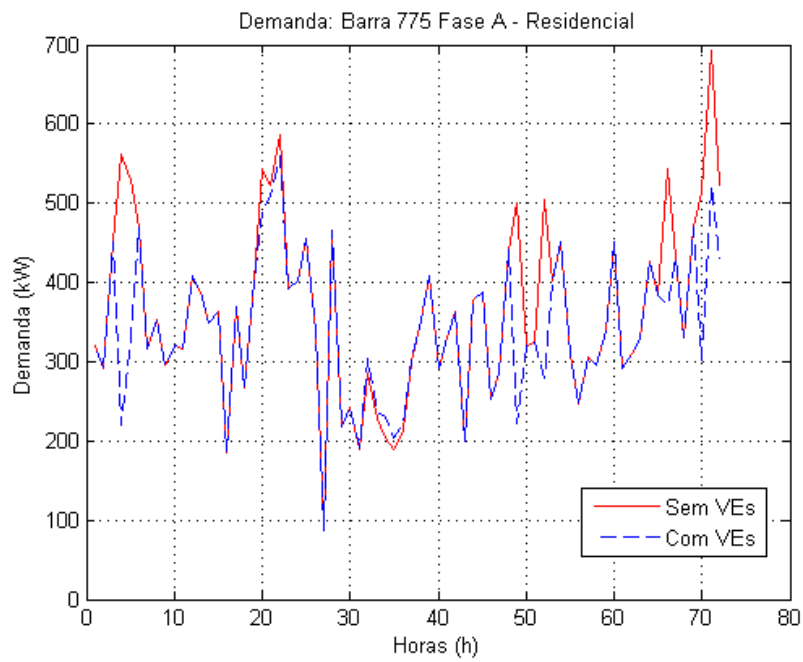
#### 5.2.4 Resultados – *Vehicle-to-Home*

O cenário 4 também pratica o carregamento e descarregamento de energia nas barras do sistema bem como o transporte de energia entre elas. Entretanto, para o cenário 4 adota-se o carregamento dos VEs nas barras comercial e industrial e o descarregamento nas barras residenciais. A Figura 39 apresenta o comportamento da fase A da barra 775 para esse cenário. Nota-se nitidamente a diminuição do pico de energia residencial em diversos horários.

Já o comportamento das barras comercial e industrial segue conforme mostrado na Figura 40. O aumento no consumo de energia nessas barras indica o carregamento dos VEs. Entretanto, como o carregamento é realizado apenas nos momentos onde a demanda é menor que 1,0 pu, o novo pico de energia (565,47 kW) foi acrescido apenas em 64,97 kW em relação ao pico de energia anterior, sem nenhum VE (500,5 kW). Esse tipo de resultado indica que para esse cenário devem-se estabelecer limites de VEs a serem carregados por hora para o caso de um estacionamento inteligente.

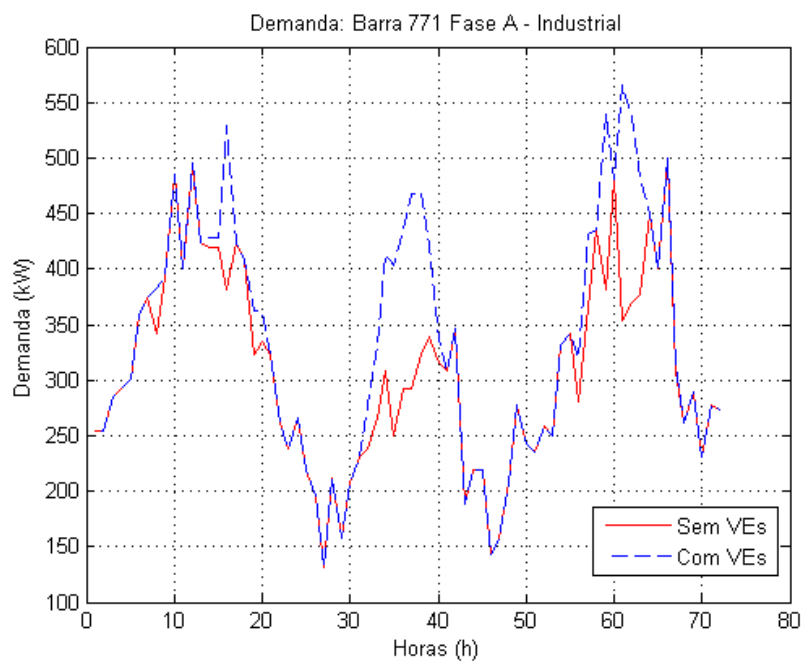
Para o cenário *Vehicle-to-Grid* as perdas elétricas ativas obtiveram os menores valores em relação aos cenários anteriores enquanto todas as variáveis de violação de tensão e potência detectaram correções como pode ser visto na Tabela 28.

Figura 39 – Cenário 4 – Demanda, barra 775/fase A



Fonte: Autoria própria.

Figura 40 – Cenário 4 – Demanda, barra 771/fase A



Fonte: Autoria própria.

Tabela 28 – Cenário 4 – Parâmetros elétricos.

<b>Parâmetro</b>	<b>Total</b>
Potência ativa	+2,11%
Potência reativa	+0,70%
Perdas elétricas ativas	+2,52%
Perdas elétricas reativas	+2,90%
Violações V máximo	-167
Violações V mínimo	-766
Violações S máximo	-57
Violações S mínimo	-5

Fonte: Autoria própria.

Para o cenário 4 também é explorado o transporte de energia entre as barras residenciais e as barras comercial e industrial. Estas por sua vez, recebem os valores positivos enquanto as primeiras recebem os valores negativos, como pode ser visto na Tabela 29.

Tabela 29 – Cenário 4 – Transporte de energia

<b>Barra</b>	<b>Fase A – P (MW)</b>	<b>Fase B – P (MW)</b>	<b>Fase C – P (MW)</b>
771	237,95	253,27	218,17
770	13,83	41,28	63,30
634	-55,73	-41,98	-30,37
775	-146,46	-22,75	-86,79
		Saldo:	443,72

Fonte: Autoria própria.

O SOC das baterias dos VEs para o cenário 4 indicam uma grande contribuição dos VEs para a diminuição da demanda da barra 775. O VE 1 contribui com cerca de 33 kWh como pode ser visto na Tabela 30 para as primeiras 24 horas de simulação.

Tabela 30 – Cenário 4 – VE 1

Hora (h)	Barra.Fase	Demanda (pu)	TD (kW/h)	Estado	Taxa C/D (kW/h)	Energia (kWh)
1	775.3	0,66	0	0	0	36
2	775.3	0,60	0	0	0	36
3	775.3	0,93	0	0	0	36
4	775.3	1,16	0	1	6,6	36
5	775.3	1,09	0	1	6,6	29,40
6	775.3	0,97	0	0	0	22,80
7	775.3	0,65	0	0	0	22,80
8	-	-	-4,4	0	0	18,40
9	770.2	0,89	0	-1	6,6	18,40
10	770.2	1,10	0	0	0	25
11	770.2	0,87	0	-1	6,6	25
12	770.2	1,23	0	0	0	31,60
13	770.2	1,20	0	0	0	31,60
14	770.2	1,07	0	0	0	31,60
15	770.2	0,98	0	-1	6,6	31,60
16	770.2	0,50	0	-1	1,8	38,20
17	770.2	1,06	0	0	0	40
18	770.2	0,74	0	0	0	40
19	-	-	-4,4	0	0	35,60
20	775.3	1,12	0	1	6,6	35,60
21	775.3	1,08	0	1	6,6	29
22	775.3	1,21	0	1	6,6	22,40
23	775.3	0,81	0	0	0	15,80
24	775.3	0,83	0	0	0	15,80

Fonte: Autoria própria.

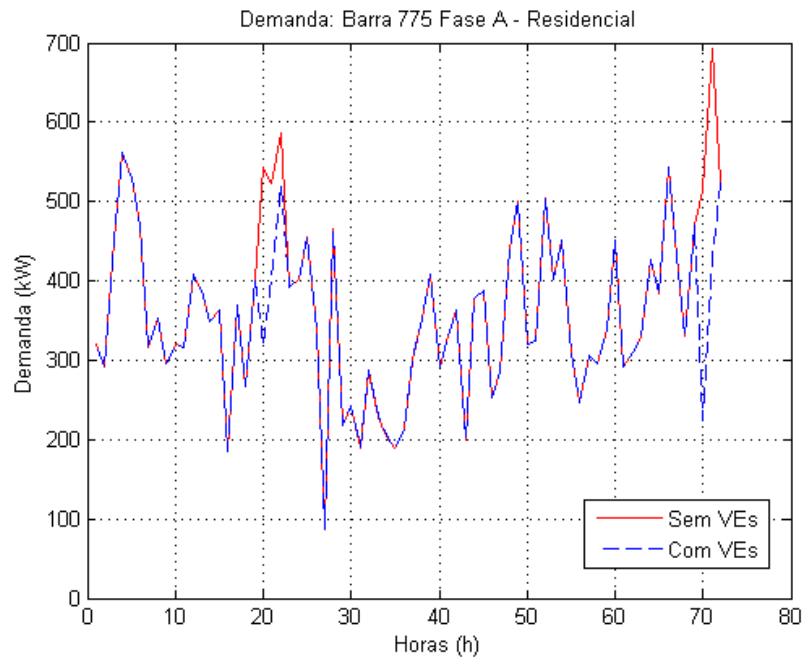
Assim como no cenário 3, a bateria do VE também contribui com o Sistema de Distribuição através do seu descarregamento. Nota-se também que o VE esteve utilizando a bateria durante 11 horas do dia entre carregamentos, descarregamentos e deslocamentos.

### 5.2.5 Resultados – *Vehicle-to-Home* Branco

O cenário 5, assim como no cenário anterior, caracteriza-se pelo carregamento nas barras comercial e industrial e descarregamento nas barras residenciais. Porém, para o modo *Vehicle-to-Home* Branco são estabelecidos os horários de descarregamento apenas entre as 18h e 23h. A Figura 41 apresenta o comportamento da fase A da barra 775. O cenário 5 foca em diminuir o consumo de

energia da rede elétrica durante os horários da tarifa branca. Tal mecanismo faz com que haja redução de 554,4 kW entre 21h e 23h apenas no primeiro dia.

Figura 41 – Cenário 5 – Demanda, barra 775/fase A

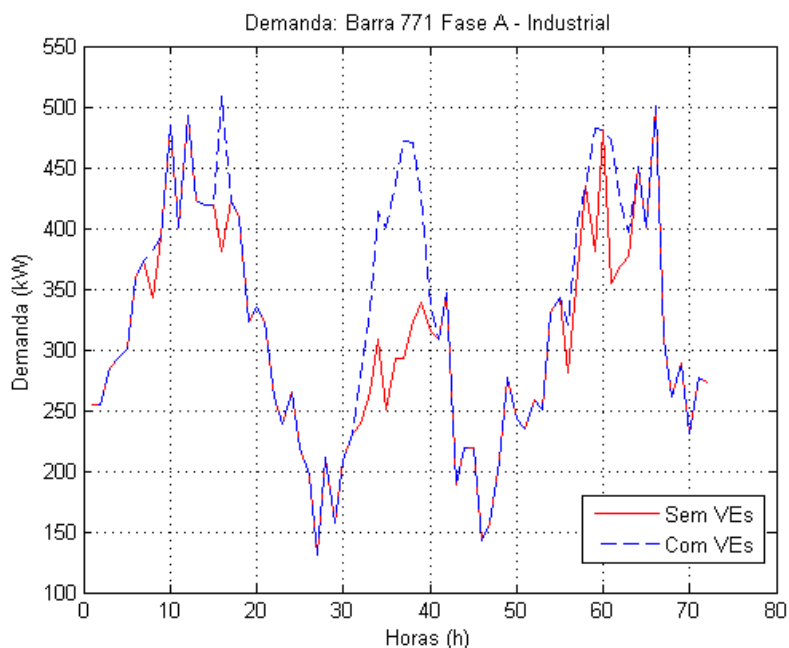


Fonte: Autoria própria.

As barras comercial e industrial por sua vez mantem o carregamento dos VEs de acordo com a demanda de energia de sua respectiva barra. O seu comportamento segue conforme a Figura 42.

No cenário 5 encontram-se valores dos parâmetros elétricos próximos ao cenário 4 como pode ser visto na Tabela 31. Porém, é nesse cenário que é registrado o menor aumento de potência ativa no sistema já que os VEs realizam o descarregamento em horários limitados.

Figura 42 – Cenário 5 – Demanda, barra 771/fase A



Fonte: Autoria própria.

Tabela 31 – Cenário 5 – Parâmetros elétricos

<b>Parâmetro</b>	<b>Total</b>
Potência ativa	+1,96%
Potência reativa	+0,66%
Perdas elétricas ativas	+2,63%
Perdas elétricas reativas	+2,89%
Violações V máximo	-136
Violações V mínimo	-404
Violações S máximo	-44
Violações S mínimo	-6

Fonte: Autoria própria.

Assim como no cenário 4, o transporte de energia tem origem nas barras industrial e comercial e destino final nas barras residenciais. O cenário 5 apresenta os valores de transporte de energia conforme a Tabela 32.



Tabela 32 – Cenário 5 – Transporte de energia.

Barra	Fase A – P (MW)	Fase B – P (MW)	Fase C – P (MW)
771	192,33	199,97	173,80
770	9,27	32,45	53,04
634	-31,45	-25,97	-16,76
775	-84,44	-12,56	-46,09
		Saldo:	443,60

Fonte: Autoria própria.

Para o gerenciamento do SOC das baterias dos VEs para o cenário 5 nota-se apenas o descarregamento de energia ocorrendo entre as 18h às 23h, em destaque. A Tabela 33 apresenta o comportamento do VE 1 para esse cenário.

Tabela 33 – Cenário 5 – VE 1

Hora (h)	Barra.Fase	Demanda (pu)	TD (kW/h)	Estado	Taxa C/D (kW/h)	Energia (kWh)
1	775.3	0,66	0	0	0	36
2	775.3	0,60	0	0	0	36
3	775.3	0,93	0	0	0	36
4	775.3	1,16	0	0	0	36
5	775.3	1,09	0	0	0	36
6	775.3	0,97	0	0	0	36
7	775.3	0,65	0	0	0	36
8	-	-	-4,4	0	0	31,60
9	770.2	0,89	0	-1	6,6	31,60
10	770.2	1,10	0	0	0	38,20
11	770.2	0,87	0	-1	1,8	38,20
12	770.2	1,23	0	0	0	40
13	770.2	1,20	0	0	0	40
14	770.2	1,07	0	0	0	40
15	770.2	0,98	0	0	0	40
16	770.2	0,50	0	0	0	40
17	770.2	1,06	0	0	0	40
18	770.2	0,74	0	0	0	40
19	-	-	-4,4	0	0	35,60
20	775.3	1,12	0	1	6,6	35,60
21	775.3	1,08	0	1	6,6	29
22	775.3	1,21	0	1	6,6	22,40
23	775.3	0,81	0	0	0	15,80
24	775.3	0,83	0	0	0	15,80

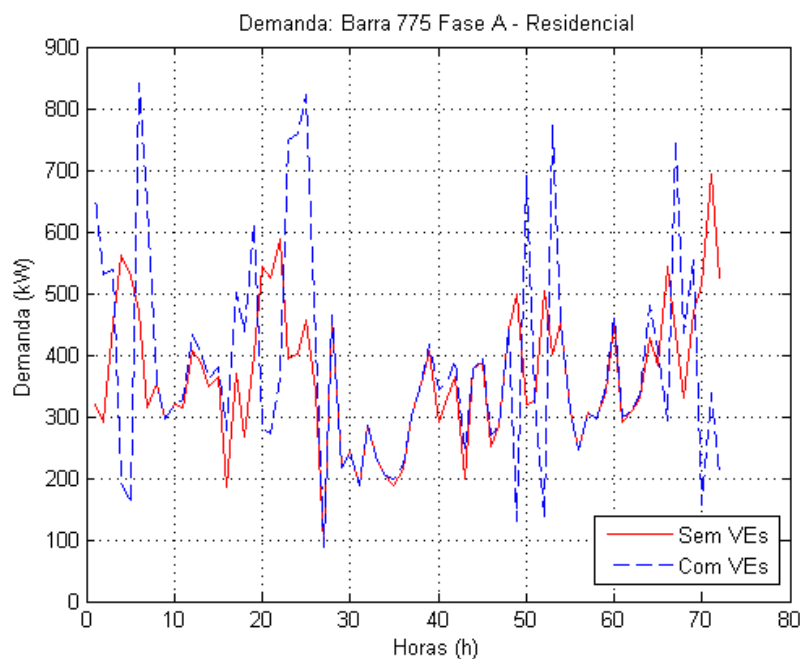
Fonte: Autoria própria.

Como esperado, o VE apenas descarrega energia durante os horários correspondentes aos horários da tarifa branca, fazendo que o VE chegue em casa com suas baterias à disposição para o descarregamento em maior quantidade de energia.

### 5.2.6 Resultados – Livre

Por fim, o cenário 6 explora o carregamento e descarregamento livre, ou seja, todas as barras tem estrutura para carregar e descarregar os VEs em qualquer horário do dia de acordo com sua demanda de energia. A Figura 43 apresenta o comportamento de uma barra residencial para esse cenário.

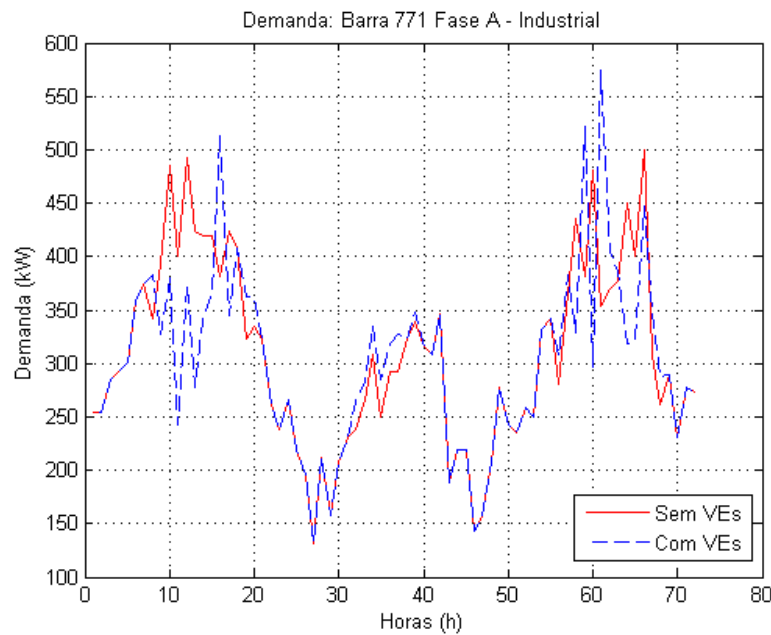
Figura 43 – Cenário 6 – Demanda, barra 775/fase A



Fonte: Autoria própria.

Como os VEs estão sempre dispostos a realizar o descarregamento, os VEs carregam suas baterias com maior frequência. Tal comportamento acarreta em novos picos de energia nas barras residenciais. Já as barras industrial e comercial, apresentam um perfil mais cauteloso, reflexo de um menor uso, como pode ser notado na Figura 44.

Figura 44 – Cenário 6 – Demanda, barra 771/fase A



Fonte: Autoria própria.

Em relação aos parâmetros elétricos, são encontrados os menores valores de violação máxima de potência uma vez que o VE sempre está à disposição para um possível descarregamento. A Tabela 34 apresenta os parâmetros elétricos para o cenário 6. Para esse cenário também é encontrado os maiores valores de perdas elétricas, uma vez que os VEs estão frequentemente sendo carregados e descarregados.

Tabela 34 – Cenário 6 – Parâmetros elétricos

<b>Parâmetro</b>	<b>Total</b>
Potência ativa	+2,18%
Potência reativa	+1,09%
Perdas elétricas ativas	+5,56%
Perdas elétricas reativas	+4,85%
Violações V máximo	+546
Violações V mínimo	+94
Violações S máximo	-99
Violações S mínimo	-9

Fonte: Autoria própria.

Já no transporte de energia percebe-se uma maior utilização das barras do sistema, tanto para carregamento quanto para descarregamento. Entretanto, são nas barras residenciais que os VEs carregam com maior frequência. A Tabela 35 apresenta os valores do transporte de energia.

Tabela 35 – Cenário 6 – Transporte de energia

Barra	Fase A – P (MW)	Fase B – P (MW)	Fase C – P (MW)
771	4,54	11,45	7,62
770	-2,48	-3,30	-6,48
634	71,14	54,87	55,07
775	116,46	30,48	134,76
		Saldo:	524,13

Fonte: Autoria própria.

Este cenário apresenta mais de uma sequência de carregamento ou descarregamento para o mesmo dia como pode ser visto na Tabela 36. Tal ação acaba por afetar negativamente o ciclo de vida da bateria do VE.

Tabela 36 – Cenário 6 – VE 1

(continua)

Hora (h)	Barra.Fase	Demanda (pu)	TD (kWh)	Estado	Taxa C/D (kWh)	Energia (kW)
1	775.3	0,66	0	-1	4	36
2	775.3	0,60	0	0	0	40
3	775.3	0,93	0	0	0	40
4	775.3	1,16	0	1	6,6	40
5	775.3	1,09	0	1	6,6	33,40
6	775.3	0,97	0	-1	6,6	26,80
7	775.3	0,65	0	-1	6,6	33,40
8	-	-	-4,4	0	0	35,60
9	770.2	0,89	0	-1	4,4	35,60
10	770.2	1,10	0	1	6,6	40
11	770.2	0,87	0	-1	6,6	33,40
12	770.2	1,23	0	1	6,6	40
13	770.2	1,20	0	1	6,6	33,40
14	770.2	1,07	0	1	6,6	26,80
15	770.2	0,98	0	-1	6,6	20,20
16	770.2	0,50	0	-1	6,6	26,80
17	770.2	1,06	0	1	6,6	33,40
18	770.2	0,74	0	-1	6,6	26,80
19	-	-	-4,4	0	0	29

(continuação)

Hora (h)	Barra.Fase	Demanda (pu)	TD (kW/h)	Estado	Taxa C/D (kW/h)	Energia (kWh)
20	775.3	1,12	0	1	6,6	29
21	775.3	1,08	0	1	6,6	22,40
22	775.3	1,21	0	0	0	15,80
23	775.3	0,81	0	-1	6,6	15,80
24	775.3	0,83	0	-1	6,6	22,40

Fonte: Autoria própria.

Percebe-se a bateria em uso frequente para o carregamento e descarregamento dos VEs. Entretanto, no momento de maior necessidade (22h), a bateria já estava abaixo dos 50% e não pode contribuir com o sistema.

### 5.3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Para realizar a avaliação econômica foram simulados os valores das tarifas para a barra 634 do sistema durante o período de um ano. Para analisar o gasto com energia elétrica é levado em consideração o consumo total da barra, contabilizando os valores de carregamento e descarregamento. A demanda total da barra 634 para o caso base e seus estudos de caso segue conforme a Tabela 37.

Tabela 37 – Demanda total – barra 634

Cenário	Demanda (MW)
Base	2540,49
1	2695,35
2	2695,35
3	2833,86
4	2412,42
5	2466,31
6	2721,57

Fonte: Autoria própria.

Com os valores de demanda para a barra 634 conforme a Tabela 37 aplica-se os valores referentes à tarifa convencional e tarifa branca para o caso base e os

estudos de caso. A Tabela 38 apresenta um comparativo para todos os cenários estudados. É calculado o valor anual e a diferença de valores entre as tarifas.

Tabela 38 – Avaliação econômica dos cenários

<b>Tarifa</b>	<b>Base</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>
Convencional	R\$ 1.461.545,00	R\$ 1.550.556,08	R\$ 1.550.556,08	R\$ 1.630.235,37
Branca	R\$ 1.389.200,00	R\$ 1.477.233,67	R\$ 1.461.753,82	R\$ 1.526.646,04
Diferença	R\$ 72.345,00	R\$ 73.322,41	R\$ 88.802,26	R\$ 103.589,33
<b>Tarifa</b>	<b>C4</b>	<b>C5</b>	<b>C6</b>	
Convencional	R\$ 1.387.793,38	R\$ 1.418.793,86	R\$ 1.565.638,41	
Branca	R\$ 1.297.051,87	R\$ 1.317.335,97	R\$ 1.458.036,46	
Diferença	R\$ 90.741,51	R\$ 101.457,89	R\$ 107.601,96	

Fonte: Autoria própria.

Como a tarifa convencional apresenta os maiores valores anuais (575,27 R\$/MWh), calcula-se o valor resultante para todos os cenários da tarifa branca a fim de encontrar o melhor cenário. A Tabela 39 apresenta os valores em R\$/MWh para a tarifa branca dividindo os valores em R\$ da Tabela 38 pelos valores em MWh da Tabela 37.

Tabela 39 – Preço médio para a tarifa branca

<b>Cenário</b>	<b>Preço (R\$/MWh)</b>
Base	548,07
1	547,46
2	542,32
3	538,71
4	537,66
5	534,13
6	535,73

Fonte: Autoria própria.

O cenário que demonstrou os melhores resultados foi o cenário 5. Isso aconteceu, pois os VEs apenas descarregam energia nos horários mais caros do dia. Além disso, o cenário 5 é o cenário que apresentou a maior diminuição

percentual entre as duas tarifas de energia (7,15%). Em compensação o cenário *dumb charging*, foi o cenário que apresentou os piores resultados para o preço de energia elétrica devido ao maior carregamento nos horários mais caros do dia.

Para o presente trabalho não foi explorado os retornos com a prestação de serviços de descarregamento e transporte de energia. Além disso, não foi abordado também o ressarcimento quanto à degradação ou troca das baterias, e o valor referente ao carregamento em barras comercial ou industrial.

#### 5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os resultados referentes às simulações da metodologia desta dissertação. Através dos estudos de casos foi possível analisar as diferentes situações em que os VEs podem ser utilizados. É possível compreender que a inserção dos VEs irá de qualquer maneira aumentar a demanda e as perdas de energia do sistema como um todo. Porém, o maior impacto estará no modo de como seu carregamento é realizado. O cenário 4, *Vehicle-to-Home* apresentou os melhores índices para os parâmetros elétricos. Tal conclusão se deve ao fato que o sistema respondeu melhor para o carregamento nas barras industrial e comercial e descarregamento nas barras residenciais para qualquer horário do dia. A Tabela 40 apresenta um panorama geral com todos os valores encontrados nas simulações do sistema elétrico. Todos os valores percentuais indicam crescimento em relação ao cenário base. Para que esse aumento seja menos danoso ao sistema, é necessário sim, estratégias de carregamento e descarregamento. Em relação às violações, de tensão e potência, houve grande variação de resultados, o que reforça ainda mais a busca pelo melhor cenário.

Já na análise econômica constata-se o cenário 5 como cenário mais interessante. Por ser um cenário já moldado para a tarifa branca, o cenário *Vehicle-to-Home* Branco apresentou a maior diminuição proporcional no preço de energia elétrica de uma barra residencial.

Tabela 40 – Comparação de cenários

<b>Parâmetro</b>	<b>Base</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>	<b>C5</b>	<b>C6</b>
Potência ativa	2571,15 kW	+2,05%	+2,05%	+2,07%	+2,11%	+1,96%	+2,18%
Potência reativa	1018,20 kvar	+0,83%	+0,82%	+0,83%	+0,70%	+0,66%	+1,09%
Perdas ativas	80,35 kW	+4,15%	+4,11%	+4,38%	+2,52%	+2,63%	+5,56%
Perdas reativas	212,15 kvar	+4,03%	+3,97%	+3,86%	+2,90%	+2,89%	+4,85%
Violações V máx	230	+111	+33	+102	-167	-136	+546
Violações V mín	4381	+619	+603	+804	-766	-404	+94
Violações S máx	155	+43	+16	-10	-57	-44	-99
Violações S mín	29	+0	-2	-8	-5	-6	-9

Fonte: Autoria própria.



## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem por finalidade apresentar as conclusões referentes à esse estudo além de apresentar sugestões de continuidade.

### 6.1 CONCLUSÕES

O aumento da demanda dos Sistemas de Distribuição vem caminhando juntamente com a modernização do sistema elétrico de potência. Na medida em que novas cargas são inseridas na rede elétrica, surgem novos mecanismos e estratégias para que o sistema possa absorvê-las da maneira mais inteligente possível. Para o caso do VE, isso não é diferente.

Para que se possa iniciar qualquer tipo de estudo relacionando VEs com os Sistemas de Distribuição é necessário entender o comportamento dos VEs em relação aos seus padrões de mobilidade. Após isso, é possível idealizar em qual modo e cenário os VEs podem ser explorados. Este estudo contou com uma abordagem completa dos padrões de mobilidade dos VEs levando em consideração os horários de saída, chegada, distâncias percorridas e trajetos realizados. Para isso foram utilizados os métodos da distribuição normal, distribuição log normal e o Método de Monte Carlo com o uso da base de dados do NHTS.

A expansão do mercado de VEs força a engenharia a buscar alternativas para que esse aumento de potência elétrica não se traduza apenas em sobrecarga ao Sistema de Distribuição. Para isso, entende-se que é primordial o planejamento dessa nova carga, principalmente no seu carregamento. O cenário *dumb charging* concluiu que a falta de planejamento, através do carregamento descontrolado dos VEs, mostrou ser um dos cenários mais prejudiciais ao sistema. Por coincidir com o pico de energia residencial durante as horas finais do dia, o cenário 1 apresentou grandes aumentos nas perdas elétricas e violações de tensão. Além disso, percebe-se que em termos financeiros, esse cenário também pode ser desinteressante ao usuário do VE. Já o cenário *Vehicle-to-Home* provou-se o cenário mais interessante, quando o VE é carregado nas barras comercial e industrial e descarregado nas barras residenciais pela diminuição do pico de energia entre as 18h e 23h.

Por tratar-se de baterias em movimento diário os VEs podem ser encarados como transportadores de energia. Através do modo V2G o VE é capaz de carregar suas baterias em um ponto do sistema e descarregar em outro. Tal mecanismo faz com que se busque a melhor estratégia de carregamento e descarregamento, levando em consideração a demanda das barras do sistema, a localização do VE, e as possíveis vantagens tarifárias. Dessa maneira, através dos cenários 3 a 6 foi possível estabelecer condições para o descarregamento das baterias dos VEs.

Através do controle do SOC foi possível analisar o comportamento das baterias dos VEs de forma completa e em tempo real. O aumento e diminuição do SOC estiveram dentro dos padrões esperados, o que serviu de garantia para que a mobilidade dos VEs não fossem afetada. O controle do SOC também assegurou uma menor degradação da bateria. Entretanto não foi levado em consideração a degradação por ciclos uma vez que necessita de uma precificação por parte do sistema para incentivar o usuário a disponibilizar seu VE.

Para a análise econômica os cenários que realizaram o descarregamento apresentaram melhores resultados para a tarifa branca comparados aos cenários com apenas carregamento. Isso acontece, pois os menores valores de tarifa durante a maior parte do dia e finais de semana, compensam os maiores valores, praticados entre as 18h e 23h dos cinco dias da semana. Isso se torna mais claro quando os VEs ajudam a abastecer o sistema durante esse período.

Concluiu-se que os VEs atuando no seu modo V2G podem trazer alguns benefícios ao Sistema de Distribuição. Por se tratar de uma carga com disponibilidade rápida ao ser requisitada, as baterias dos VEs podem contribuir de forma estratégica para a diminuição dos picos de energia do sistema e para a diminuição das violações de tensão nas barras, o que afeta diretamente a qualidade de energia. Até mesmo o seu carregamento, quando realizado em momentos oportunos, podem contribuir positivamente com o sistema, quando a disponibilidade de energia é maior.

Assim, entende-se que estudos deste tipo são importantes para o futuro dos VEs e para o futuro das *smart grids*. Na medida em que ambas se desenvolvam, tanto o operador do sistema quanto os usuários dos VEs têm a oportunidade de explorar novas ferramentas.

## 6.2 SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

Seguindo as diretrizes da pesquisa desenvolvida neste trabalho, outros tópicos podem ser explorados com o objetivo de melhorar ainda mais a integração dos VEs com os Sistemas de Distribuição. A seguir, lista-se uma série de ideias que foram consideradas promissoras para futuros trabalhos:

- a) relacionar o custo de troca das baterias com o custo final;
- b) considerar a evolução de crescimento de carga no sistema para as barras;
- c) aplicação da metodologia proposta incluindo sistemas de geração distribuída;
- d) aplicação da metodologia em um sistema elétrico real considerando as preferências do usuário;
- e) desenvolver uma metodologia que precifique o valor referente ao modo V2G.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST - Módulo 8**. Brasília, 2017, 88 p.

\_\_\_\_\_ **Resolução Normativa nº 819/2018**. Brasília, 2018, 6 p.

\_\_\_\_\_ **Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília, 2012, 13 p.

\_\_\_\_\_ **Tarifa Branca**. Aneel, 2019. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 7 out. 2019.

AL-KARAKCHI, A. A. A.; PUTRUS, G.; DAS, R. Smart EV charging profiles to extend battery life. **International Universities Power Engineering Conference, UPEC**, p. 1–4, 2017.

ALAHYARI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; RASTEGAR, M. Incorporating customer reliability cost in PEV charge scheduling schemes considering vehicle-to-home capability. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, v. 64, n. 7, p. 2783–2791, 2015.

ALJANAD, A.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H. Impact study of plug-in electric vehicles on electric power distribution system. **IEEE Student Conference on Research and Development, SCOREd**, p. 339–344, 2015.

ALMUTAIRI, A.; ALOTAIBI, M.; SALAMA, M. M. A. Goodness of fit statistical analysis for different variables of PEV driver behaviour. **Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, CCECE**, p. 1–4, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR/IEC 61851**: sistema de recarga condutiva para veículos elétricos. Rio de Janeiro, 2013a, 47 p.

\_\_\_\_\_ **NBR/IEC 62196**: plugues, tomadas, tomadas móveis para veículo elétrico e plugues fixos de veículos elétricos – recarga condutiva para veículos elétricos. Rio de Janeiro, 2013b, 74 p.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. **Produção, licenciamento, exportações em unidades de montados e CKD (desmontados) exportações em valor e emprego**. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/estatisticas.html>>. Acesso em: 19 dez. 2019.

BOTSFORD, C.; ADAM, S. Fast charging vs. slow charging : pros and cons for the new age of electric vehicles. **International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium**, p. 1–9, 2009.

BRIONES, A. et al. Vehicle-to-grid (V2G) power flow regulations and building codes review by the AVTA. **Idaho National Laboratory**, p. 98. Idaho Falls, Idaho, 2012.

CHANDRA, L.; CHANANA, S. Energy management of smart homes with energy storage, rooftop pv and electric vehicle. **IEEE International Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science, SCEECS**, p. 1–6, 2018.

CHUKWU, U. C.; MAHAJAN, S. M. V2G electric power capacity estimation and ancillary service market evaluation. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–8, 2011.

\_\_\_\_\_. V2G parking lot with pv rooftop for capacity enhancement of a distribution system. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 1, p. 119–127, 2014.

CIMEN, S. G.; GNILKA, M.; SCHMUELLING, B. Economical, social and political aspects of e-mobility in Germany. **International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies, EVER**, p. 1–5, 2014.

DE QUEIROZ, P. V. S. **Mensuração do consumo de energia elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga**. 2011. Tese (Doutorado em Metrologia) – Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, RK, 2011.

DONOGHUE, J.; CRUDEN, A. J. Whole system modelling of V2G power network control, communications and management. **World Electric Vehicle Symposium and Exhibition, EVS**, p. 1–9, 2014.

DU, G. et al. Design and assessment of an electric vehicle powertrain model based on real-world driving and charging cycles. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, v. 68, n. 2, p. 1178–1187, 2019.

EVEROZE; EVCONSULT. **V2G global roadtrip: around the world in 50 projects**. Disponível em <<https://everoze.com/v2g-global-roadtrip/>>. Acesso em 10 nov. 2019.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **OpenDSS Storage Element**. 2011. Disponível em: <<https://www.epri.com>>. Acesso em: 2 ago. 2019.

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

FUNABASHI, T. **Integration of distributed energy resources in power systems: implementation, operation and control**. Elsevier Inc. p. 15-30. 2016.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **Carros elétricos**. Accenture, n. 7, 122 p. Rio de Janeiro, RJ, 2017.

GHADERI, A.; NASSIRAEI, A. A. The economics of using electric vehicles for vehicle to building applications considering the effect of battery degradation. **41st**

**Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON**, p 1–6, 2015.

ACIALER

GUARNIERI, M. Looking back to electric cars. **IEEE History of Electro - Technology Conference: The Origins of Electrotechnologies, HISTELCON**, p. 1–6, 2012.

GUO, D.; ZHOU, C. Realistic modeling of vehicle-to-grid in an enterprise parking lot: a stackelberg game approach. **IEEE Texas Power and Energy Conference, TPEC**, p. 1–6, 2018.

HARIGHI, T.; BAYINDIR, R. Load estimation use in electric vehicle charge station coordination in different node and definite area. **IEEE International Conference on Smart Grid, ICSmartGrids**, p. 264–271, 2019.

HOMER ENERGY. **About HOMER Energy LLC**. 2020. Disponível em <<https://www.homerenergy.com/company/index.html>>. RAAcesso em 02 mar. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, World Energy Outlook 2018. **IEA Publications**, p. 661, 2018.

\_\_\_\_\_ Global EV Outlook 2019. **IEA Publications**, p. 232, 2019.

JATO. **2019 BEV Global Sales Top 10 Brands**. Disponível em <<https://www.jato.com/global-sales-of-pure-electric-vehicles-soar-by-92-in-h1-2019/>>. Acesso em 21 dez. 2019.

KHOUCHA, F. et al. Integrated energy management of a plug-in electric vehicle in residential distribution systems with renewables. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics, ISIE**, p. 717–722, 2015.

KO, H., PACK, S., LEUNG, V. Mobility-aware vehicle-to-grid control algorithm in microgrids. **IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems**, v. 19, n. 7, p. 2165–2174, 2018.

LEHTOLA, T.; ZAHEDI, A. Cost of EV battery wear due to vehicle to grid application. **Australasian Universities Power Engineering Conference: Challenges for Future Grids, AUPEC**, p. 1–4, 2015.

MALIK, F. H.; LEHTONEN, M. Analysis of power network loading due to fast charging of Electric Vehicles on highways. **International Conference Electric Power Quality and Supply Reliability**, p. 101–106, 2016.

MEHTA, R. et al. Smart charging strategies for optimal integration of plug-in electric vehicles within existing distribution system infrastructure. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 1, p. 299–312, 2018.

MONTEIRO, V.; PINTO, J. G.; AFONSO, J. L. Operation modes for the electric vehicle in smart grids and smart homes: present and proposed modes. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, v. 65, n. 3, p. 1007–1020, 2016.

MORADIJOZ, M. et al. A two stage model for optimum allocation of electric vehicle parking lots in smart grids. **Smart Grid Conference, SGC**, p. 1–5, 2018.

NOUR, M. et al. Impacts of plug-in electric vehicles charging on low voltage distribution network. **International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering, ITCE**, p. 357–362, 2018.

PEA-DA, B.; DECHANUPAPRITTHA, S. Impact analysis of fast charging to voltage profile in PEA distribution system by Monte Carlo simulation. **International Conference on Information Technology and Electrical Engineering: Envisioning the Trend of Computer, Information and Engineering, ICITEE**, p. 204–208, 2015.

PINTO, R. D. et al. Analysis of the impact on power quality during the recharge of electric vehicles and vehicle-to-grid functionality. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe**, p. 1–6, 2017.

PREETHI, A. A. et al. Vehicle considering various travel patterns. **National Power Engineering Conference, NPEC**, p. 1–7, 2018.

QUIRÓS-TORTÓS, J.; OCHOA, L. F.; LEES, B. A statistical analysis of EV charging behavior in the UK. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, ISGT LATAM**, p. 445–449, 2016.

RIO GRANDE ENERGIA. **Tarifas - RGE Sul**. 2019. Disponível em <<https://www.cpflempresas.com.br/institucional/tarifas.aspx?emp=D009>>. Acesso em 13 nov. 2019.

RODRIGUES, M. C. B. P. et al. Conexão de veículos elétricos à rede de energia elétrica para recarga de baterias: uma análise geral. **Eletrônica de Potência**, v. 19, p. 193–207, 2014.

SABILLÓN A., C. F., FRANCO, J. F., RIDER M. J. e ROMERO, R. A MILP model for optimal charging coordination of storage devices and electric vehicles considering V2G technology. **International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC**, p. 60–65, 2015a.

\_\_\_\_\_. Optimal charging coordination of electric vehicles in unbalanced electrical distribution system considering vehicle-to-grid technology. **International Istanbul Smart Grid Congress and Fair, ICSG**, 2015b.

SAMI, I. et al. A bidirectional interactive electric vehicles operation modes: Vehicle-to-grid (V2G) and grid-to-vehicle (G2V) variations within smart grid. **International Conference on Engineering and Emerging Technologies, ICEET**, p. 1–6, 2019.

SHAH, A. F. et al. Battery health monitoring for commercialized electric vehicle batteries: lithium-Ion. **International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies, PGSRET**, p. 1–6, 2019.

SHARMA, S. et al. Time of use price based vehicle to grid scheduling of electric vehicle aggregator for improved market operations. **International Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Asia**, p. 1114–1119, 2018.

SHIGENOBU, R.; ADEWUYI, O. B.; SENJYU, T. A multi-objective optimal sizing and operation for off-grid smart house. **International Conference, Proceedings, TENCON**, p. 2198–2203, 2017.

TINTELECAN, A.; DOBRA A. C.; MARTIS, C. LCA indicators in electric vehicles environmental impact assessment. **Electric Vehicles International Conference (EV)**, p. 1–5, 2019.

TOMIĆ, J.; KEMPTON, W. Using fleets of electric-drive vehicles for grid support. **Journal of Power Sources**, v. 168, n. 2, p. 459–468, 2007.

TORQUATO, R. et al. Impact assessment of the two-way operation of plugin electric vehicles on distribution networks. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1-5, 2014.

TUTTLE, D. P. et al. Plug-in vehicle to home (V2H) duration and power output capability. **IEEE Transportation Electrification Conference and Expo: Components, Systems, and Power Electronics 2013**, p. 1–7, 2013.

U.S. DEPARTMENT OF TRANSPORTATION. **2017 NHTS Data User Guide**. v. 2018, n. 301, p. 71, 2018.

WALPOLE, R. et al. **Probability and statistics for engineers and scientists**. 9. ed. Pearson, 2015.

YILMAZ, M.; KREIN, P. T. Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 5, p. 2151–2169, 2013.

YU, R. et al. Balancing power demand through EV mobility in vehicle-to-grid mobile energy networks. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 12, n. 1, p. 79–90, 2016.

YUSUF, J.; ULA, S. Impact of building loads on cost optimization strategy for a plug-in electric vehicle operation. **IEEE Transportation Electrification Conference and Expo**, p. 1–5, 2019.

ZAKARIA, H. et al. Recent advancements and developments for electric vehicle technology. **International Conference of Computer Science and Renewable Energies, ICCSRE**, p 1–6, 2019.

ZAHID, T. et al. Sequential Monte Carlo based technique for SOC estimation of LiFePO<sub>4</sub> battery pack for electric vehicles. **EEE International Conference on Information and Automation, IEEE ICIA**, p. 1308–1312, 2017.



ZHAO, L.; ARAVINTHAN, V. Strategies of residential peak shaving with integration of demand response and V2H. **Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference**, p. 1–5, 2013.

ZHOU, C. et al. Modeling of the cost of EV battery wear due to V2G application in power systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 26, n. 4, p. 1041–1050, 2011.

ZOUAI, M. et al. Smart house simulation based multi-agent system and internet of things. **Proceedings of the 2017 International Conference on Mathematics and Information Technology**, p. 201–203, 2018.