

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

**Fernando Grassi**

**ANÁLISE DO IMPACTO DE SISTEMAS DE RECARGA LENTA DE  
VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO  
SECUNDÁRIA**

Santa Maria, RS  
2021



**Fernando Grassi**

**ANÁLISE DO IMPACTO DE SISTEMAS DE RECARGA LENTA DE  
VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA**

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

**Orientador: Prof. Dr. Cassiano Rech**

Santa Maria, RS  
2021

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da  
Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Grassi, Fernando  
Análise do impacto de sistemas de recarga lenta de  
veículos elétricos em redes de distribuição secundária /  
Fernando Grassi - 2021  
116 p. ; 30 cm

Orientador: Cassiano Rech  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2021

---

© 2021

Todos os direitos autorais reservados a Fernando Grassi. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor.

Endereço: Rua Roani, Nº 55, Bairro Santo Antônio, Frederico Westphalen, RS, Brasil, CEP: 98400-000;  
Endereço Eletrônico: [grassi.enge@gmail.com](mailto:grassi.enge@gmail.com)

---

**Fernando Grassi**

**ANÁLISE DO IMPACTO DE SISTEMAS DE RECARGA LENTA DE VEÍCULOS  
ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA**

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

**Aprovado em 18 de Fevereiro de 2021:**

---

**Cassiano Rech, Dr. (UFSM) – Videoconferência**  
(Presidente/Orientador)

---

**Leandro Michels, Dr. (UFSM) – Videoconferência**

---

**Maurício de Campos, Dr. (UNIJUÍ) – Videoconferência**

Santa Maria, RS

2021



*Dedicado este trabalho a meus pais,  
Moises e Cleusa,  
por sempre me apoiarem  
e me incentivarem a seguir em frente,  
não importando as dificuldades.*



*“You will never truly know yourself,  
or the strength of your relationships,  
until both have been tested by adversity.”*

**J. K. Rowling**



## RESUMO

### ANÁLISE DO IMPACTO DE SISTEMAS DE RECARGA LENTA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA

AUTOR: FERNANDO GRASSI  
ORIENTADOR: CASSIANO RECH

Este trabalho apresenta uma contextualização sobre os veículos elétricos, tecnologia que está ganhando espaço de forma significativa pelo mundo. Muito pela preocupação em reduzir a emissão de poluentes como o CO<sub>2</sub>, e em paralelo com o desenvolvimento de fontes de geração de energia renováveis, algo que o Brasil possui em maior parcela na sua matriz de geração de eletricidade. No entanto, os veículos elétricos trazem consigo algumas preocupações com relação aos impactos que podem causar à rede elétrica, pois se trata de uma carga que permanece consumindo potência por várias horas, e de forma simultânea com outros veículos. Sendo assim, esforços precisam ser feitos para que essa tecnologia seja um benefício e não uma causadora de impactos a um sistema já existente, exigindo adequações de infraestrutura custosas às concessionárias. De forma similar, o sistema elétrico possui normas que definem limites de tensão que as concessionárias devem respeitar, para que a energia seja fornecida aos consumidores de forma adequada. A parte do sistema mais afetada pelos veículos elétricos é a distribuição secundária, a qual alimenta principalmente consumidores residenciais, e onde a maioria dos carregadores estão localizados. Esses carregadores possuem normativas próprias com relação a diversos fatores de segurança e limites de tensão e corrente de operação, no entanto esses limites não são os mesmos estabelecidos para o fornecimento de tensão pelas concessionárias, o que pode levar os veículos elétricos a causar problemas de subtensão e acarretar em multas para a concessionária, portanto se trata de um problema complexo que precisa ser melhor explorado. Este trabalho busca apresentar esse problema, demonstrando como diferentes cenários aleatórios de inserção de veículos elétricos poderiam causar diversos problemas de subtensão em um alimentador real. Após constatadas as subtensões e respectivos ramais afetados, algumas estratégias de recarga são exploradas, como a redução gradual da potência de recarga, ou a condição de injeção de energia à rede por parte dos veículos elétricos, sempre respeitando os limites de tensão especificados pelas normas nacionais de fornecimento de energia, ambas estratégias se apresentando satisfatórias para reduzir ou eliminar a subtensão causada pela recarga de veículos elétricos.

**Palavras-chave:** Impactos da rede. Normatização. Subtensão. Veículos elétricos. V2G.



## ABSTRACT

### IMPACT ANALYSIS OF SLOW CHARGING SYSTEMS FOR ELECTRIC VEHICLES IN SECONDARY DISTRIBUTION NETWORKS

AUTHOR: FERNANDO GRASSI

ADVISOR: CASSIANO RECH

This work presents a contextualization about electric vehicles, a technology that is gaining significant space around the world. Much because of the concern to reduce the emission of pollutants such as CO<sub>2</sub>, and in parallel with the development of sources of renewable energy generation, something that Brazil has a greater share in its electricity generation matrix. However, electric vehicles bring with them some concerns regarding the impacts they can cause to the electric grid, as it is a load that remains consuming power for several hours, and simultaneously with other vehicles. Therefore, efforts must be made so that this technology is a benefit and not an impact on an already existing system, requiring costly infrastructure adjustments to the concessionaires. Similarly, the electrical system has standards that define voltage limits that concessionaires must respect, so that energy is properly supplied to consumers. The part of the system most affected by electric vehicles is the secondary distribution, which mainly feeds residential consumers, and where most chargers are located. These chargers have their own regulations regarding various safety factors and operating voltage and current limits, however these limits are not the same as those established for the supply of voltage by utilities, which can cause electric vehicles to cause undervoltage problems. and lead to fines for the concessionaire, so it is a complex problem that needs to be better explored. This work seeks to address this problem, demonstrating how different random scenarios for the insertion of electric vehicles could cause different undervoltage problems in a real feeder. After verifying the undervoltages and respective affected buses, some charging strategies are explored, such as the gradual reduction of the recharge power, or the condition of power injection to the grid by electric vehicles, always respecting the voltage limits specified by the national standards of energy supply, both of which are satisfactory strategies to reduce or eliminate the undervoltage caused by recharging electric vehicles.

**Keywords:** Electric vehicles. Grid impacts. Standardization. Undervoltage. V2G.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	– Emissões de CO <sub>2</sub> do setor de energia brasileiro por segmento de atividade (1990-2019).....	25
Figura 1.2	– Parcelas de geração de energia elétrica no Brasil por fonte de geração, em 2019.....	26
Figura 1.3	– Parcelas de geração de energia elétrica no mundo por fonte de geração, em 2018.....	27
Figura 1.4	– Total de veículos elétricos no mundo de 2010 a 2019.....	28
Figura 1.5	– Total de veículos elétricos novos licenciados no Brasil de 2012 a 2019.....	29
Figura 1.6	– Certificações regionais para estabelecimento de normativas pelo mundo....	30
Figura 2.1	– Sistema típico de recarga e potência de um veículo elétrico.....	37
Figura 2.2	– Uso do IC-CPD.....	38
Figura 2.3	– Circuito da função de controle piloto.....	39
Figura 2.4	– Circuito de representação do modo de recarga 3.....	40
Figura 2.5	– Conector tipo 1 (esquerda) e entrada do veículo (direita), para recargas de nível 1 e 2, monofásica.....	43
Figura 2.6	– Conector tipo 2, Mennekes (esquerda) e entrada do veículo (direita) para recargas de modo 2 e 3, monofásica ou trifásica.....	43
Figura 2.7	– (a) Conector CCS combo 1 e (b) entrada do veículo para o padrão CCS tipo 1.....	44
Figura 2.8	– (a) Conector CCS combo 2 e (b) entrada do veículo para o padrão CCS Tipo 2.....	45
Figura 2.9	– Entrada do veículo para o padrão CHAdeMO para recarga CC.....	45
Figura 2.10	– Diagrama de blocos representativo do sistema de potência de um carregador de baterias.....	46
Figura 2.11	– Modo de recarga de uma bateria com corrente constante com tensão constante.....	47
Figura 2.12	– Estrutura básica de um sistema V2G.....	53
Figura 2.13	– Estrutura de uma estação de recarga com sistema PV e apoio da rede.....	56
Figura 3.1	– Curvas médias residenciais de dias úteis (DU), sábados (SA) e domingos (DO).....	58
Figura 3.2	– Alimentador da região leste de Porto Alegre utilizado nas análises.....	59
Figura 3.3	– Curva típica de uma distribuição normal.....	61
Figura 3.4	– (a) Curvas de densidades de veículos elétricos e (b) acumulado de VEs conectados ao longo do dia.....	62
Figura 3.5	– Distribuição normal de entrada de conexão de uma amostra de VEs representando 2% de <i>market share</i> do modo 3 (44 VEs), com pico de densidade em 18h e desvio padrão de 3h.....	63
Figura 3.6	– Estado de carga inicial de uma amostra de VEs, representando 2% de <i>market share</i> total (108 VEs).....	63
Figura 3.7	– Histograma de horas que os VEs em modo 2 permanecem conectados, representando 2% de <i>market share</i> (64 VEs).....	64

Figura 3.8	– Histograma de horas que os VEs em modo 3 permanecem conectados, representando 2% de <i>market share</i> (44 VEs).....	65
Figura 4.1	– Gráfico de caixa da tensão dos transformadores com secundário 127 V entre fase e neutro, no sistema original.....	72
Figura 4.2	– Transformador número 80 apresentando anormalidades de fornecimento de potência.....	72
Figura 4.3	– Transformador número 124 apresentando anormalidades de fornecimento de tensão e sobrecarga.....	73
Figura 4.4	– Gráfico de caixa da potência de fornecimento para os transformadores de 45 kVA.....	73
Figura 4.5	– Gráfico de caixa da potência de fornecimento para os transformadores de 75 kVA.....	74
Figura 4.6	– Fator de carga máximo, transformadores sistema original. ....	75
Figura 4.7	– Gráfico de caixa da tensão dos ramais com tensão 127 V entre fase e neutro, no sistema original. ....	75
Figura 4.8	– Horas consecutivas com fornecimento em tensão (a) precária e (b) crítica, no sistema original.....	76
Figura 4.9	– Demonstração do posicionamento e perfil de tensões dos ramais conectados ao transformador 21, sem a inclusão de VEs.....	78
Figura 4.10	– Tensão dos ramais alimentados pelo transformador 21, sem a inclusão de VEs.....	79
Figura 4.11	– Curva de potência do transformador, sem VEs conectados.....	80
Figura 4.12	– Horário de conexão dos VEs nos ramais do transformador 21.....	80
Figura 4.13	– Característica de potência consumida pelos VEs dos ramais do transformador 21.....	81
Figura 4.14	– Curva de potência do transformador 21, com os VEs recarregando de forma aleatória.....	82
Figura 4.15	– Potência consumida pelos VEs do transformador 21 em modo 2 e modo 3, recarregando de forma aleatória.....	82
Figura 4.16	– Veículos elétricos do transformador 21 sendo recarregados de forma simultânea. ....	83
Figura 4.17	– Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs em recarga aleatória..	83
Figura 4.18	– SOC inicial e final dos VEs do transformador 21 que foram recarregados de forma aleatória.....	84
Figura 4.19	– Demonstração do posicionamento e perfil de tensões dos ramais conectados ao transformador 21, com a inclusão dos VEs.....	85
Figura 4.20	– Característica de potência consumida pelos VEs dos ramais do transformador 21, com os carregadores dos ramais em subtensão operando em 70% da potência em ramais com subtensão. ....	86
Figura 4.21	– Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs, com os carregadores dos ramais em subtensão operando em 70% da potência em ramais com subtensão.....	87
Figura 4.22	– Característica de potência consumida pelos VEs do transformador 21 com os VEs, recarregando com 50% da potência em ramais com subtensão persistente.....	88

Figura 4.23 – Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs, recarregando com 50% da potência em ramais com subtensão. ....	88
Figura 4.24 – Característica de potência consumida pelos VEs dos ramais do transformador 21, VEs desligados em ramais com subtensão persistente.....	89
Figura 4.25 – Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs, com VEs desligados em ramais com subtensão persistente.....	89
Figura 4.26 – Demanda dos VEs do transformador 21 ao final das três situações verificadas de redução de potência de recarga.....	90
Figura 4.27 – SOC dos VEs do transformador 21 ao final da estratégia de redução da potência de recarga. ....	91
Figura 4.28 – Curva de potência do transformador 21, estratégia de redução da potência de recarga. ....	91
Figura 4.29 – Característica de potência consumida/injetada pelos VEs do transformador 21: V2G habilitado, com deslocamento de recarga.....	93
Figura 4.30 – Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs: V2G habilitado, com deslocamento de recarga.....	93
Figura 4.31 – Curva de potência do transformador 21 com os VEs: V2G habilitado, com deslocamento de recarga.....	94
Figura 4.32 – Potência injetada pelo V2G.....	94
Figura 4.33 – Característica de potência consumida/injetada pelos VEs: V2G habilitado, deslocamento de recarga semicontrolado.....	95
Figura 4.34 – Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs: V2G habilitado, deslocamento de recarga semicontrolado.....	96
Figura 4.35 – SOC inicial e final dos EVs do transformador 21 que foram recarregados de forma aleatória, e com a inclusão do V2G.....	96
Figura 4.36 – Curva de potência do transformador 21: V2G habilitado, deslocamento de recarga semicontrolado.....	97
Figura A.1 – Representação de cada componente em um gráfico de caixa ( <i>boxpot</i> ).....	115



## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	– Comparação entre diferentes tecnologias de veículos elétricos existentes no mercado.....	35
Tabela 2.2	– Descrição dos modos de recarga para veículos elétricos de acordo com a ABNT NBR IEC 61851-1:2013.....	41
Tabela 2.3	– Descrição dos níveis de recarga para veículos elétricos de acordo com a SAE J1772:2017.....	42
Tabela 2.4	– Descrição dos pinos dos plugues tipo 1 e tipo 2 para recarga de veículos elétricos.....	42
Tabela 2.5	– Descrição dos pinos do protocolo CHAdeMO.....	44
Tabela 2.6	– Capacidades de recarga de diferentes baterias.....	48
Tabela 3.1	– Quantidade de VEs em cada modo de recarga de acordo com o <i>market share</i> utilizado.....	60
Tabela 3.2	– Limites de tensão dos pontos de conexão em tensão nominal 220/127 V....	66
Tabela 3.3	– Limites de tensão dos pontos de conexão em tensão nominal 220/127 V....	68
Tabela 4.1	– Resultados de anormalidades de tensão e potência dos transformadores do alimentador frente à variação de parâmetros dos VEs.....	77



## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCS	<i>Combined Charging System</i>
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
DRC	Duração relativa da transgressão para tensão crítica
DRP	Duração relativa da transgressão para tensão precária
EMS	<i>Energy Management System</i>
ESS	<i>Energy Storage System</i>
EVSE	<i>Electric Vehicle Supply Equipment</i>
FCEV	<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
G2V	<i>Grid to Vehicle</i>
GWP-AR5	<i>Global Warming Potentials Values - Assessment Report 5</i>
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
ICC	Índice de unidades consumidoras com tensão crítica
IC-CPD	<i>In-Cable Control and Protection Device</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
MS	<i>Market Share</i>
NBR	Norma Brasileira
PAR	<i>Peak-to-Average Rate</i>
PEV	<i>Plug-in Electric Vehicle</i>
PFC	<i>Power Factor Correction</i>
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i>
PRODIST	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional</i>

PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>
RN	Resolução Normativa
SOC	<i>State Of Charge</i>
TA	Tensão de Atendimento
TL	Tensão de Leitura
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>
VE	Veículo Elétrico

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\mu$	Média da distribuição normal
$\sigma$	Desvio padrão da distribuição normal



## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	25
1.1 OBJETIVOS .....	31
<b>1.1.1 Objetivo Geral</b> .....	31
<b>1.1.2 Objetivos Específicos</b> .....	31
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	32
<b>2 CONCEITOS ASSOCIADOS A VEÍCULOS ELÉTRICOS</b> .....	33
2.1 TIPOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS .....	33
<b>2.1.1 Veículos puramente elétricos</b> .....	33
<b>2.1.2 Veículos híbridos elétricos</b> .....	34
<b>2.1.3 Veículos a célula de combustível</b> .....	34
2.2 INFRAESTRUTURA E MODOS DE RECARGA PARA OS VEÍCULOS ELÉTRICOS .....	35
<b>2.2.1 Modos de carga</b> .....	37
2.2.1.1 <i>Modo 1</i> .....	37
2.2.1.2 <i>Modo 2</i> .....	38
2.2.1.3 <i>Modo 3</i> .....	39
2.2.1.4 <i>Modo 4</i> .....	39
<b>2.2.2 Níveis de carga</b> .....	40
<b>2.2.3 Plugues e tomadas para recarga de veículos elétricos</b> .....	42
2.3 RECARGA DE BATERIAS .....	45
2.4 IMPACTOS OS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA DE POTÊNCIA .....	48
<b>2.4.1 Impactos na demanda</b> .....	48
<b>2.4.2 Desbalanceamentos de tensão e fase</b> .....	49
<b>2.4.3 Qualidade de energia</b> .....	50
<b>2.4.4 Efeito da alta penetração de VEs nos componentes, dispositivos e perdas no sistemas de energia</b> .....	51
2.5 V2G .....	52
2.6 INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS COMO SUPORTE AOS VEÍCULOS ELÉTRICOS .....	55
<b>3 METODOLOGIA</b> .....	57
3.1 DESCRIÇÃO DO ALIMENTADOR UTILIZADO PARA AS ANÁLISES .....	57
3.2 MODELAGEM DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS .....	58
<b>3.2.1 Potência (modos) de recarga</b> .....	59
<b>3.2.2 Market Share</b> .....	60

---

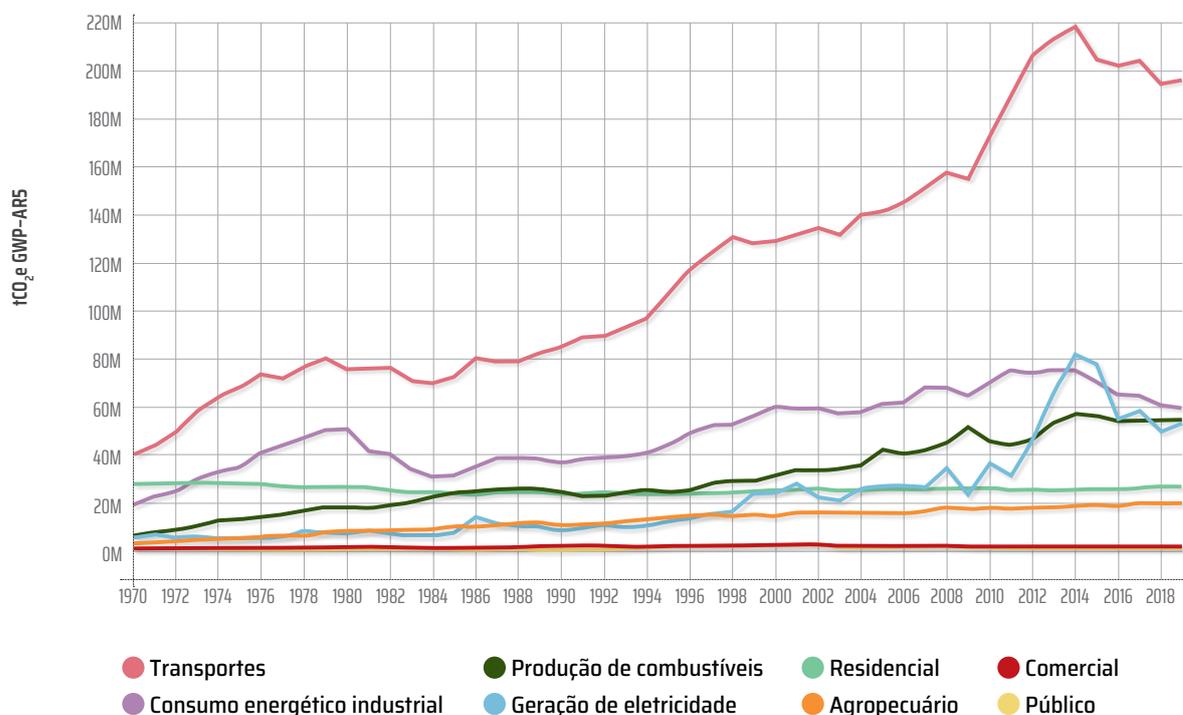
<b>3.2.3 Modelagem do horário de conexão</b> .....	61
<b>3.2.4 Modelagem do estado de carga e do tempo de conexão</b> .....	62
<b>3.3 NORMAS BASE PARA AS DISCUSSÕES DO TRABALHO</b> .....	64
<b>3.3.1 Norma NBR IEC 61851-1:2013</b> .....	65
<b>3.3.2 Norma IEC 61851-1:2017</b> .....	65
<b>3.3.3 PRODIST Módulo 8</b> .....	66
<b>3.3.4 Normas relacionadas a sistemas fotovoltaicos conectados à rede</b> .....	68
<b>3.4 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS CRIADOS</b> .....	69
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	71
<b>4.1 SISTEMA ORIGINAL</b> .....	71
<b>4.2 CENÁRIO 1.1 – VARIAÇÃO DE PARÂMETROS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS PARA TODO O ALIMENTADOR</b> .....	76
<b>4.3 CENÁRIO 1.2 – ANÁLISE DE UM TRANSFORMADOR E SEUS RESPECTIVOS RAMAIS</b> .....	77
<b>4.3.1 Ramais sem VEs</b> .....	77
<b>4.3.2 Ramais com 10% de VEs</b> .....	79
<b>4.4 CENÁRIO 2.1 – CONTROLE DA POTÊNCIA DE RECARGA COM BASE NA TENSÃO DOS RAMAIS</b> .....	84
<b>4.4.1 VEs conectados em barras com subtensões recarregando com 70% da potência</b> .	86
<b>4.4.2 VEs conectados em barras com subtensões recarregando com 50% da potência</b> .	87
<b>4.4.3 VEs desconectados das barras com subtensões</b> .....	87
<b>4.5 CENÁRIO 3.1 – INCLUSÃO DO V2G E DESLOCAMENTO HORÁRIO DA RECARGA</b> .....	92
<b>4.6 CENÁRIO 3.2 – INCLUSÃO DO V2G E DESLOCAMENTO HORÁRIO SEMI-CONTROLADO DA RECARGA</b> .....	92
<b>4.7 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS</b> .....	95
<b>5 CONCLUSÕES</b> .....	99
<b>5.1 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS</b> .....	100
<b>5.2 TRABALHOS PUBLICADOS</b> .....	101
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	103
<b>APÊNDICES</b> .....	113

# 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos alguns termos vêm se destacando no cenário energético, sendo os principais o desenvolvimento sustentável, políticas de redução da emissão de gases de efeito estufa, fontes renováveis de energia, redução na queima de combustíveis fósseis, entre outros. Isso alertou a preocupação pública acerca da mudança climática e poluição do ar, sendo o sistema de transportes o principal setor contribuinte para as altas taxas de emissão de CO<sub>2</sub> em áreas urbanas (DARABI; FERDOWSI, 2011).

Como os gases de efeito estufa estão diretamente relacionados ao aumento de temperatura no planeta, diversos esforços mundiais vêm sendo feitos, como o Acordo do Clima de Paris, em 2016 (DRÖGE, 2016). No Brasil, em 2019, o setor de energia representou 19% da emissão total de CO<sub>2</sub>, terceiro setor que mais emitiu esse poluente, ficando atrás apenas do uso da terra (com 44%) e agropecuária (28%). Como mostra a Figura 1.1, em 2019, 413,7 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> foram emitidas pelo setor de energia (incluindo produção e consumo de combustíveis e energia elétrica), dos quais 47% (196,5 milhões de toneladas) foram provindos do setor de transportes, que teve seu pico de emissão em 2014 e, a partir daí, tem apresentado níveis de emissão de CO<sub>2</sub> consideravelmente menores, devido à desaceleração econômica do país nos últimos anos (SEEG, 2019).

Figura 1.1 – Emissões de CO<sub>2</sub> do setor de energia brasileiro por segmento de atividade (1990-2019).

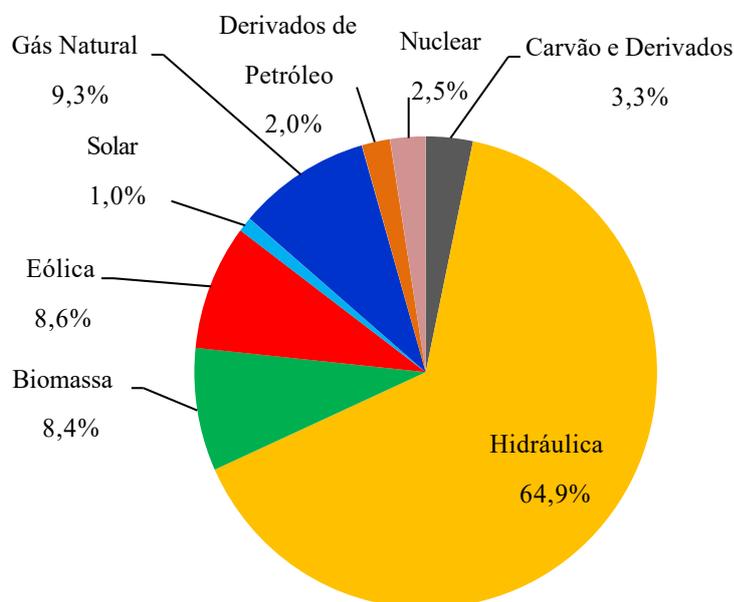


Fonte: Extraído de SEEG (2019).

Em busca de tentar amenizar as emissões de CO<sub>2</sub> pelo sistema de transportes, os veículos elétricos (VEs) aparecem como uma opção interessante. Apesar de ser uma tecnologia por muitos considerada inovadora, é importante salientar que o conceito de veículo elétrico não é nada recente, tendo os primeiros protótipos surgidos no século XIX (BARAN; LEGEY, 2011). Entretanto, principalmente pela tecnologia ineficiente das baterias e pelo baixo preço do petróleo na época, os veículos elétricos acabaram ficando à sombra dos veículos a combustão.

Diversos estudos confirmam o grande potencial que os veículos elétricos possuem em reduzir os níveis de gases de efeito estufa na atmosfera e também a dependência extrema de combustíveis fósseis (MORO; LONZA, 2018; ONN et al., 2018; ONN et al., 2017). Mas ao mesmo tempo é preciso analisar os pontos negativos, principalmente relacionados a como a energia é gerada e os impactos da produção das baterias. No Brasil, grande parte da eletricidade gerada provém de fontes renováveis de energia, de onde se destaca o grande potencial hidrelétrico do país, que em 2019 representou 64,9% da eletricidade gerada no país, somando em energias renováveis pouco mais de 80%, como observa-se na Figura 1.2, além de uma baixa parcela de geração a partir de combustíveis fósseis de apenas 14,6%. Isso mostra que o país tem ótimas condições de aderir à mobilidade elétrica do ponto de vista da geração de eletricidade sem poluentes, algo que ainda é muito discutido no mundo (EPE, 2020).

Figura 1.2 – Parcelas de geração de energia elétrica no Brasil por fonte de geração, em 2019.

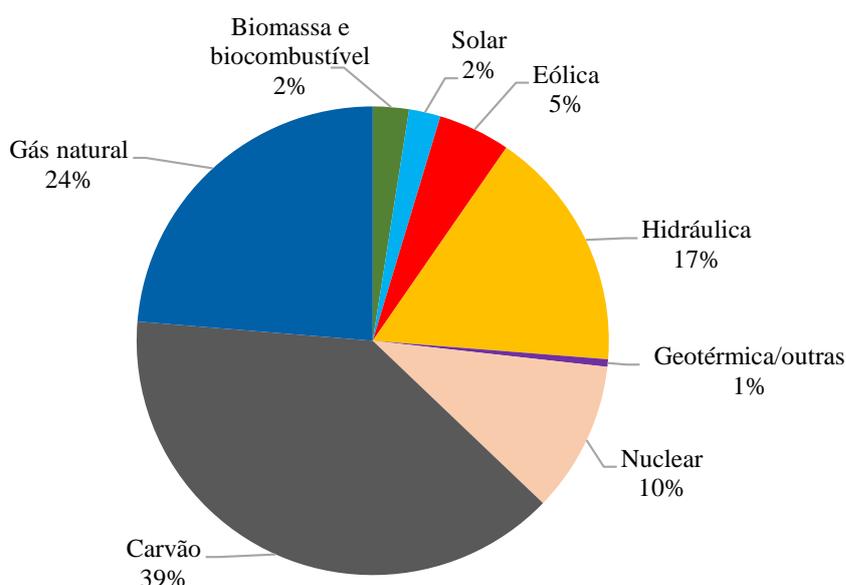


Fonte: Extraído de EPE (2020).

Em contradição ao Brasil, e sendo ainda tema de muita discussão, é a geração de energia elétrica a partir de fontes não renováveis, pelas termelétricas nos outros países. A média mundial, em 2018, se mostra o inverso do que ocorre no Brasil, sendo que por volta de 61%

da eletricidade gerada veio a partir de fontes não renováveis, tendo gás natural e carvão contribuindo com as maiores parcelas, como observa-se na Figura 1.3. Desta forma, a ampliação da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, como eólica e fotovoltaica, é um pré-requisito para que a mobilidade elétrica não apenas substitua os combustíveis fósseis dos tanques de combustível por eletricidade, mas que essa eletricidade seja gerada de forma mais limpa.

Figura 1.3 – Parcelas de geração de energia elétrica no mundo por fonte de geração, em 2018.



Fonte: Adaptado de IEA (2020a).

Um conceito bastante conhecido que trata da eficiência dos veículos é o *well-to-wheel* (poço-à-roda), que trata a eficiência dos veículos em questão do consumo de combustível e a capacidade de produzir movimento. As comparações entre veículos de combustão interna e veículos elétricos indicam que, mesmo com uma matriz energética baseada em combustíveis fósseis para a geração de eletricidade, a eficiência total do sistema, além da simplicidade e redução de processos, desde a extração do petróleo até o consumo é maior para os veículos elétricos, demonstrado por (GIL, 2012) resultando em eficiência *well-to-wheel* em média da ordem de 43% para os VEs e 15% para os motores a combustão, muito pelas perdas no processo de refino e eficiência baixa do motor a combustão.

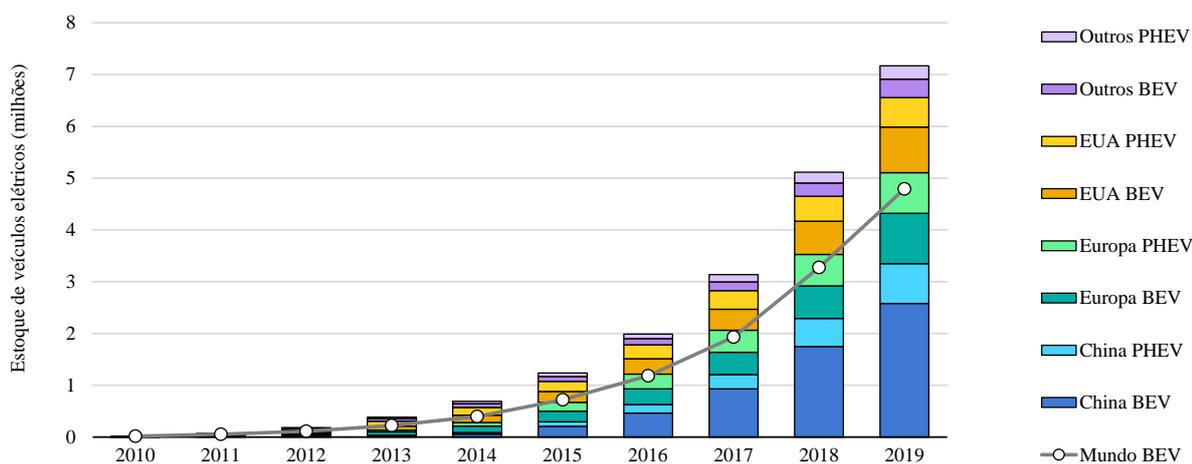
Em relação às baterias, é preciso compreender que a extração dos materiais, produção e descarte das baterias também causa prejuízos ambientais. De acordo com (ECKART, 2017), a produção de um veículo elétrico produz quase o dobro de CO<sub>2</sub> que um veículo de combustão interna, muito disso devido à bateria. A produção da bateria consome muita energia, desde a extração dos materiais até o consumo de eletricidade em sua produção, o que acaba produzindo muitos gases de efeito estufa. Uma das soluções, conforme a indústria de energia evolui, é

produzir baterias a partir de outras baterias recicladas, onde estima-se que utilizando materiais reciclados a emissão de CO<sub>2</sub> é menor em relação à produção da mesma a partir de fontes naturais (LUTSEY; HALL, 2018).

A tecnologia de baterias de lítio-íon e os avanços na eletrônica favoreceram que os veículos elétricos se desenvolvessem de maneira entusiasmante nos últimos anos. Mas, não é instantânea a substituição de uma tecnologia consolidada como os veículos a combustão, por modelos elétricos que trazem diversas incertezas. Por isso, iniciativas governamentais vêm sendo as maiores responsáveis para acelerar a inserção dos veículos elétricos pelo mundo.

Um relatório da Agência Internacional de Energia (IEA, 2018), destaca que a Noruega, Califórnia (EUA), União Europeia e Índia, possuem os programas de incentivo de maior destaque. Neste sentido, a Noruega planeja reduzir a zero as vendas de veículos não elétricos até 2025, tendo em 2019 atingido 56% de todas as vendas de veículos composta por modelos puramente elétricos e híbridos, seguido pela Islândia com 22%, o que contribuiu para que o número de veículos elétricos em circulação aumente exponencialmente, totalizando 7,2 milhões em 2019, como mostra a Figura 1.4, destacando a China, com 47% desse total em 2019 (IEA, 2020b). A isenção de alguns impostos de compra, pedágios, entre outros incentivos favorece que alguns países se destaquem mais nas vendas de VEs. Dessa forma, no final de 2019, mais de 20 países atingiram a marca de mais de 1% de *market share* de veículos elétricos. *Market share* é o percentual de venda de VEs em relação ao total de veículos.

Figura 1.4 – Total de veículos elétricos no mundo de 2010 a 2019.



PHEV: Veículos híbridos elétricos.

BEV: Veículos puramente elétricos.

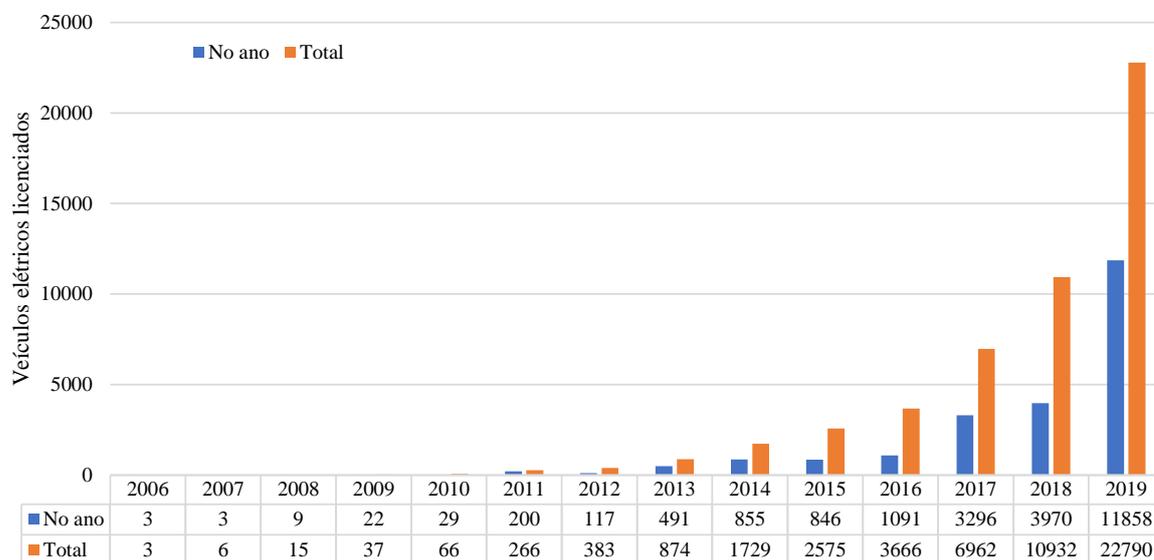
Fonte: Adaptado de IEA (2020b).

No Brasil, os programas que estão em vigor baseiam-se na isenção de impostos (0%) de importação aos veículos puramente elétricos com autonomia maior que 80 km, já para modelos

híbridos este valor varia entre 0 e 7%, de acordo com o peso e autonomia do modelo. A falta de incentivos governamentais contribui para que montadoras não se interessem em implantar metas de vendas de veículos elétricos no país, e ainda poucos modelos sejam importados, devido às altas taxas de Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), onde os puramente elétricos pagam 25% de IPI, e os modelos híbridos variando de 7% a 20% com o Rota 2030, uma pequena redução em comparação com o programa anterior, o Inovar Auto, que era de 7% a 25%) (WESTIN, 2018).

Se tratando de incentivos para setores privados, alguns se destacam, como os programas de incentivo à mobilidade elétrica pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como a chamada de projeto de P&D estratégico nº 022/2018, intitulada “Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente”, além de ter estabelecido a Resolução Normativa nº 819/2018 (ANEEL, 2018b), que incentiva tanto concessionária quanto seus clientes a comercializarem a energia elétrica por meio de estações de recarga para os veículos elétricos, algo que tende substancialmente a aumentar o número de estações de recarga pelo país. Em números, o Brasil atingiu um total de pouco mais de 22 mil veículos elétricos ao final de 2019, como mostra a Figura 1.5, número que ainda é muito tímido, mas a tendência de crescimento para os próximos anos é promissora.

Figura 1.5 – Total de veículos elétricos novos licenciados no Brasil de 2012 a 2019.



Fonte: Adaptado de ANFAVEA (2020).

Frente ao inevitável crescimento da frota de veículos elétricos, alguns pontos precisam ser melhor explorados, pois nem toda tecnologia inovadora surge sem causar algum tipo de impacto negativo. No caso dos veículos elétricos, o impacto negativo mais imediato tende a ser o aumento de demanda que os eles podem implicar no sistema elétrico de potência (geração,

transmissão e distribuição), promovido pelo aumento de consumo de energia elétrica em residências, estabelecimentos públicos, postos de recarga espalhados em lugares estratégicos, entre outros, (RICHARDSON; FLYNN; KEANE, 2010; BUNGA; ELTOM; SISWORAHARDJO, 2014; ALSHAREEF; MORSI, 2017). Impactos econômicos e ambientais também precisam ser discutidos. Além disso, como se trata de uma tecnologia relativamente em ascensão, cada região global busca sua maneira própria de estabelecer certificados e padrões, como demonstra a Figura 1.6, ficando complicado existir apenas uma norma para cada assunto específico, isto porque mesmo havendo uma norma internacional, esta sempre acaba sendo adequada para as especificidades de cada país (HANAUER, 2018).

Figura 1.6 – Certificações regionais para estabelecimento de normativas pelo mundo.



Fonte: Extraído de (HANAUER, 2018).

Em relação à fonte de energia, os veículos elétricos trarão uma maior demanda de eletricidade, o que impacta em aumentar a geração para suprir essa demanda, além de uma necessidade de melhora na infraestrutura em redes de transmissão e distribuição. Mesmo assim, esse novo cenário com uma alta frota de veículos elétricos pode ser administrado, através de estratégias de recarga inteligente, tarifas de eletricidade adequadas, incentivos fiscais e outros benefícios (HABIB et al., 2018).

Os VEs são tratados por muitos autores como fornecedores de serviços ancilares, como é trabalhado por Gray e Morsi (2015) e Piromjit e Tayjasant (2017), e um deles é o auxílio na manutenção dos níveis de tensão. Outros trabalhos, como Cheng, Chang e Huang (2015), utilizam sistemas fotovoltaicos em conjunto com EVs para manter os níveis de tensão adequa-

dos, mas esses sistemas se limitam aos períodos com a existência de irradiação solar, não sendo eficientes em horários noturnos que também podem vir a possuir grandes demandas de potência para a recarga dos VEs.

Um dos impactos mais significativos relativos aos veículos elétricos é o de subtensão na distribuição secundária, que é o nível de tensão residencial, onde a maior parte dos VEs estarão sendo recarregados, com carregadores de baixa potência. Neste sentido, um dos desafios é identificar como os VEs contribuem com a subtensão, quais normas eles atendem, e o que poderia ser feito para que os VEs não provocassem quedas de tensão excessivas e que ultrapassassem os limites estabelecidos pelas normativas. O que também fica sendo uma incógnita, pois os VEs seguem normativas diferentes das que regem os limites de tensão de fornecimento no Brasil. Alguns trabalhos já realizados observando o impacto de VEs em redes de baixa tensão podem ser mencionados, como Silva (2019) e Simon (2013), mas o assunto normativo não é aprofundado. Portanto, este trabalho busca compreender uma análise da inserção de carregadores modos 2 e 3 (lentos) em redes de baixa tensão, considerando questões normativas.

A concessionária precisa fornecer energia dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL, mas a inserção de VEs de forma aleatória e sem respeitar esses limites de tensão, pode fazer surgir subtensões difíceis de serem solucionadas, pois grande número de VEs pode entrar em recarga em horários variados, ou ainda coincidir com o pico da demanda residencial. Então, este trabalho busca estudar diferentes cenários de inserção de VEs, e analisar se estes levariam o sistema a apresentar problemas de qualidade de energia, bem como demonstrar possíveis alternativas sem necessitar mudanças significativas de infraestrutura do sistema elétrico.

## 1.1 OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho são os que seguem.

### 1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é analisar os impactos de sistemas de recarga lentos em redes de distribuição de baixa tensão, em relação ao que as normas de veículos elétricos e do sistema elétrico de distribuição estabelecem.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Analisar os possíveis impactos causados pela recarga lenta de veículos elétricos na rede de distribuição secundária;

- Análise das normas regulamentadoras sobre recarga de veículos elétricos e fornecimento de energia em redes de distribuição secundária;
- Estudo de um alimentador brasileiro de baixa tensão frente a cenários possíveis de integração de veículos elétricos;
- Proposição de métodos de mitigação dos impactos causados pela recarga lenta de veículos elétricos;
- Avaliar a integração da tecnologia V2G (do inglês *vehicle to grid*) na manutenção de índices de qualidade de energia.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está dividido nos seguintes capítulos:

- O Capítulo 1 aponta a contextualização do tema do trabalho, que está voltado ao estudo de impactos de veículos elétricos bem como os desafios normativos desta tecnologia;
- O Capítulo 2 aborda um estudo dos conceitos relacionados a veículos elétricos, abordando os principais tipos, a infraestrutura de recarga, modos de recarga, normas envolvidas, impactos de diferentes naturezas e alguns conceitos de V2G;
- O Capítulo 3 traz a metodologia utilizada para que os impactos pudessem ser avaliados e constatados, descrevendo de forma detalhada todas as variáveis envolvidas nas simulações e modelagem da potência de recarga dos VEs, além de descrever as normas envolvidas com os VEs, juntamente com normas do sistema de distribuição;
- O Capítulo 4 descreve os cenários de inserção dos VEs criados e simulados, bem como a discussão dos resultados de cada um, trazendo os impactos na subtensão dos ramais e sobrecarga nos transformadores, com especial detalhamento em um deles;
- Por fim, o Capítulo 5 traz as conclusões do autor frente aos resultados obtidos, juntamente com sugestões para trabalhos futuros e produções acadêmicas desenvolvidas pelo autor.

## 2 CONCEITOS ASSOCIADOS A VEÍCULOS ELÉTRICOS

A humanidade sempre foi fascinada em se locomover de forma veloz, tendo inicialmente feito o uso de cavalos e vento (por meio de velas) em carruagens, mas procurando outras fontes de potência mais eficientes, como o vapor, veículos de combustão interna e eletricidade (GUARNIERI, 2011). Apesar de ser uma tecnologia por muitos considerada inovadora, é importante salientar que a história dos veículos elétricos não é nada recente, tendo os primeiros protótipos surgido no século XIX (BARAN; LEGEY, 2011).

O sucesso dos veículos elétricos e outras tecnologias móveis que necessitam de energia elétrica depende substancialmente de dispositivos de armazenamento de energia (RODRIGUES et al., 2017). As primeiras baterias recarregáveis, chamadas de células secundárias, evoluíram através dos anos, destacando-se as de chumbo ácido, níquel-cádmio e hidreto metálico de níquel (NiMH), até chegarem nas baterias de lítio-íon em 1977 (WHITTINGHAM, 2012). Baterias de lítio-íon superam suas antecessoras em densidade de energia e vida útil, sendo por esse motivo estudadas e aprimoradas, sendo uma das baterias mais utilizadas atualmente (ASSAT; TARASCON, 2018).

A primeira bateria de lítio-íon foi introduzida no mercado pela *Sony* e *Sony Energytec* em 1991 (NISHI, 1996), reabrindo então as portas para que os veículos elétricos pudessem ser novamente cogitados, onde diversas montadoras vêm desenvolvendo modelos elétricos e disponibilizando-os no mercado. Os veículos elétricos vêm ganhando destaque pela grande vantagem na economia de energia e redução nas emissões de gases de efeito estufa (YAN et al., 2014).

### 2.1 TIPOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Alguns conceitos a serem esclarecidos é sobre o que é considerado um veículo elétrico. O termo geral se refere a um veículo movido a eletricidade, mas existem diferentes formas com a qual isso ocorre. Basicamente 3 tipos principais de veículos elétricos podem ser considerados, sendo eles puro elétricos, híbridos e movidos a célula combustível.

#### 2.1.1 Veículos puramente elétricos

Veículos puramente elétricos (BEV, do inglês *Battery Electric Vehicle*) são os modelos que possuem um ou mais motores elétricos, dependendo de um sistema de armazenamento de energia (ESS, do inglês *Energy Storage System*) composto de baterias ou similar (super capacitores, por exemplo) para fornecer energia para sua locomoção. Esta energia é processada das baterias para o motor por meio de conversores eletrônicos, além de um sistema de gerencia-

mento de energia (EMS, do inglês *Energy Management System*) (CHAN, 1993; LARMINIE, 2012; CHAN; BOUSCAYROL; CHEN, 2010).

### 2.1.2 Veículos híbridos elétricos

Veículos híbridos elétricos (HEV, do inglês *Hybrid Electric Vehicle*), são assim chamados pois não dependem de apenas uma fonte de energia. Neste caso específico refere-se a um veículo que possui um motor elétrico e um motor a combustão. Isso faz com que o veículo tenha uma maior autonomia em relação aos veículos puramente a combustão, pois também possuem na sua maioria, frenagem regenerativa com armazenamento de energia em baterias. As baterias não possuem alta capacidade, quando comparando aos modelos puramente elétricos, devido principalmente ao peso extra e custo elevado que isto traria. Existem essencialmente dois tipos de HEV, a arquitetura série e a paralela (CHAN, 2007).

Na arquitetura série, o motor a combustão funciona como um gerador, onde a energia convertida (mecânica para elétrica) ou carrega a bateria, ou alimenta diretamente o motor elétrico conectado ao eixo de transmissão, onde o mesmo também captura a energia provinda da frenagem regenerativa. Na arquitetura paralela, ambos motor a combustão e motor elétrico estão paralelamente acoplados ao eixo de transmissão, podendo desta forma trabalharem em conjunto ou individualmente, de acordo com a situação em que o veículo se encontra. Estes modelos não possuem a capacidade de terem suas baterias recarregadas por fontes externas, como a rede elétrica (CHAN, 2007).

Uma versão de HEV que possui capacidade de conexão com a rede elétrica para a recarga das baterias é chamada de veículos híbridos elétricos *plug-in* (PHEV, do inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*). Como conceito, todos BEVs e PHEVs possuem a capacidade de serem conectados à rede elétrica para recarga, portanto, ao referir-se aos dois modelos a literatura os chama de veículos elétricos *plug-in* (PEV, do inglês *Plug-in Electric Vehicles*) (SALDANHA et al., 2016).

### 2.1.3 Veículos a célula de combustível

Veículos a célula de combustível (FCEV, do inglês *Fuel Cell Electric Vehicle*), são um tipo especial de veículos elétricos. O princípio de operação da célula de combustível é o equivalente ao processo reverso da eletrólise, na qual os gases de hidrogênio e oxigênio reagem para gerar eletricidade, com água e calor de subprodutos (VIDYANANDAN, 2018).

Estruturalmente, os FCEVs podem ser considerados como BEVs, por também possuírem baterias e/ou super capacitor como dispositivos de armazenamento de energia, mas também podem ser considerados um tipo de HEV da arquitetura série, uma vez que a célula de hidro-

gênio funciona como um gerador que pode carregar as baterias ou fornecer energia diretamente para o motor elétrico acoplado ao eixo de transmissão (CHAN, 2007; CHAN; BOUSCAYROL; CHEN, 2010).

De forma a sumarizar os diferentes tipos de veículos elétricos, a Tabela 2.1 demonstra as características de cada tecnologia.

Tabela 2.1 – Comparação entre diferentes tecnologias de veículos elétricos existentes no mercado.

	BEVs	HEVs	FCEVs
<i>Propulsão</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Motor elétrico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Motor elétrico</li> <li>• Motor ICE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Motor elétrico;</li> </ul>
<i>Sistema de Energia</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bateria</li> <li>• Super capacitor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bateria;</li> <li>• Super capacitor</li> <li>• Combustíveis fósseis ou alternativos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanque de hidrogênio / Célula de Combustível</li> <li>• Bateria / Super capacitor para início da reação e armazenamento de energia</li> </ul>
<i>Fonte de energia e Infraestrutura</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rede elétrica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Postos de gasolina</li> <li>• Rede elétrica (para o caso de Híbrido <i>Plug-in</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hidrogênio</li> <li>• Produção de hidrogênio e infraestrutura de transporte</li> </ul>
<i>Características</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zero emissões de <math>CO_2</math></li> <li>• Alta eficiência energética</li> <li>• Independência de combustíveis fósseis</li> <li>• Relativamente baixa autonomia</li> <li>• Comercialmente disponível</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emissões muito baixas de <math>CO_2</math></li> <li>• Alta economia de combustível comparado aos modelos a combustão</li> <li>• Alta autonomia</li> <li>• Dependência de combustíveis fósseis (para modelos não <i>plug-in</i>)</li> <li>• Maior custo comparado aos veículos a combustão</li> <li>• Comercialmente disponível</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emissões zero de <math>CO_2</math> ou muito baixas</li> <li>• Alta eficiência energética</li> <li>• Independência de combustíveis fósseis (contando que não seja utilizada gasolina para a produção de hidrogênio)</li> <li>• Autonomia satisfatória</li> <li>• Alto custo</li> <li>• Tecnologia em desenvolvimento</li> </ul>
<i>Problemas</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bateria e seu gerenciamento</li> <li>• Praticidade de recarga</li> <li>• Custo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Controle, otimização e gerenciamento de múltiplas fontes de energia</li> <li>• Tamanho da bateria e gerenciamento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Custo da célula de combustível</li> <li>• Infraestrutura na segurança do hidrogênio</li> </ul>

Fonte: Adaptado de Chan (2007), Chan, Bouscayrol e Chen (2010).

## 2.2 INFRAESTRUTURA E MODOS DE RECARGA PARA OS VEÍCULOS ELÉTRICOS

Recarregar um veículo elétrico engloba uma série de fatores, como o local onde é recarregado, podendo ser na própria residência ou em locais públicos, o nível de potência dos carregadores, os equipamentos necessários para que a recarga ocorra de forma segura, os tipos de conectores dependendo do nível de recarga, etc. Desta forma, é fundamental que existam normas que abranjam todas essas questões, de forma a globalizar a forma com que os veículos

elétricos sejam recarregados, ou seja, que durante qualquer percurso ou local, haja a possibilidade de se recarregar a bateria do veículo de forma segura e regulamentada.

Os veículos elétricos e híbridos *plug-in* possuem um carregador de baterias interno, denominado de carregador *on-board*, sendo de fábrica fornecido o equipamento e conector para que o veículo seja recarregado em uma tomada comum, da residência por exemplo. Este é um método lento e normalmente é viável se o veículo puder ser recarregado por um período longo. Para recargas mais rápidas, torna-se necessária a instalação de uma estação de recarga, que convencionalmente é chamada de equipamento de fornecimento de energia ao veículo elétrico (EVSE, do inglês *Electric Vehicle Supply Equipment*).

O EVSE deve ser construído de tal forma que o VE possa se conectar com a rede, de maneira que, em condições normais de uso, a transferência de energia ocorra de forma segura, com desempenho adequado e minimize riscos para o usuário ou arredores (IEC, 2017).

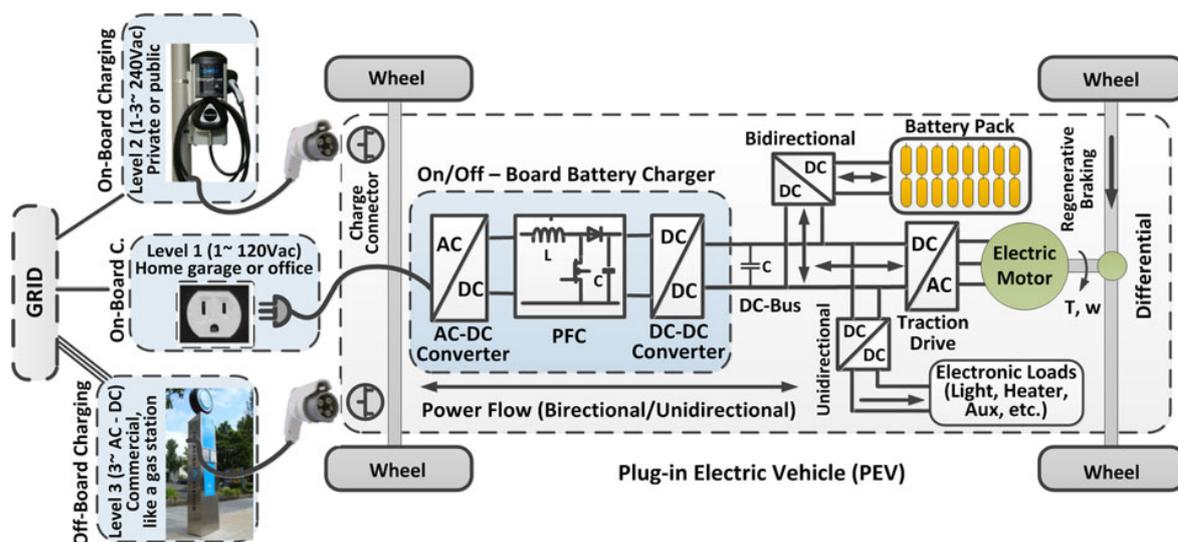
De forma ilustrativa, a Figura 2.1 demonstra de forma detalhada como é um sistema de recarga e potência de um veículo elétrico, no qual a energia provinda da rede é entregue ao carregador *on-board* do veículo por meio de tomadas comuns e estações de recargas CA, ou diretamente para a bateria do veículo por meio de estações de recarga rápida em CC (corrente contínua). O carregador *on-board* é composto por um estágio de retificação com correção de fator de potência, outro conversor CC para adequação da tensão do barramento CC, um conversor CC-CC bidirecional com objetivo de carregar/descarregar o banco de baterias, um conversor CC-CC unidirecional para alimentar outras funções do veículo (cargas eletrônicas, luz, aquecedor, etc.) e um inversor que converte a energia provinda da bateria de CC para trifásica CA (corrente alternada) com o objetivo de alimentar o motor elétrico acoplado ao eixo das rodas do veículo, o mesmo utilizado como caminho reverso da corrente regenerada pelos freios para a bateria (YILMAZ; KREIN, 2013).

O carregador interno (*on-board*) dos veículos elétricos permite que eles sejam recarregados em qualquer lugar que possua uma tomada adequada, mas por ser internos ao veículo, possuem limitações de potência, tendo em vista que carregadores de grandes potências implicam em maiores custos, espaço e peso. Desta forma, para maiores potências, em alguns veículos, as montadoras permitem cargas rápidas a partir de carregadores externos (*off-board*) com altas potências, que fornecem corrente contínua diretamente para a bateria, sendo esta prática chamada de recarga rápida CC (FALVO et al., 2014; DUSMEZ; COOK; KHALIGH, 2011).

De forma complementar, os carregadores podem ser unidirecionais, sendo de engenharia mais simples e barata, ou bidirecionais, mais complexos e que permitem o fluxo de potência direto e inverso, permitindo assim que a bateria seja recarregada, mas haja a opção da mesma devolver energia para a rede elétrica, conceito este conhecido como V2G (CHUKWU; MAHAJAN, 2017).

Ainda, o sucesso, expansão e correto funcionamento dos veículos elétricos depende diretamente do estabelecimento de normas e padrões internacionais relacionados a equipamentos, infraestrutura adequada, códigos de recarga e *softwares* públicos e privados de interfaces amigá-

Figura 2.1 – Sistema típico de recarga e potência de um veículo elétrico.



Fonte: Extraído de Yilmaz e Krein (2013).

veis. Como se trata de uma tecnologia relativamente em ascendência, e cada região global busca seus certificados e padrões, não existe apenas uma norma para cada assunto específico. Frente ao estabelecimento de normas, o Brasil faz parte dos comitês da IEC (*International Electromechanical Commission*), e para os padrões de recarga de VEs, o Brasil adota as mesmas medidas da norma Internacional. Ainda, de forma global, a SAE International confere importância significativa no ambiente normativo dos VEs, dentre outras instituições normativas.

## 2.2.1 Modos de carga

Os modos de carga, assim chamados na NBR IEC 61851-1:2013 (ABNT, 2013b), definem em qual padrão o VE será recarregado, descritos na Tabela 2.2. Na sequência esses modos são mais detalhadamente explicados.

### 2.2.1.1 Modo 1

O modo 1 se refere à conexão de um veículo elétrico a um soquete padrão de uma rede de alimentação CA, utilizando um cabo e um plugue, ambos não comportando nenhum tipo de função piloto suplementar ou contatos auxiliares. O EVSE para modo 1 precisa fornecer um condutor de aterramento entre o plugue padrão e o veículo. Por não oferecer as condições

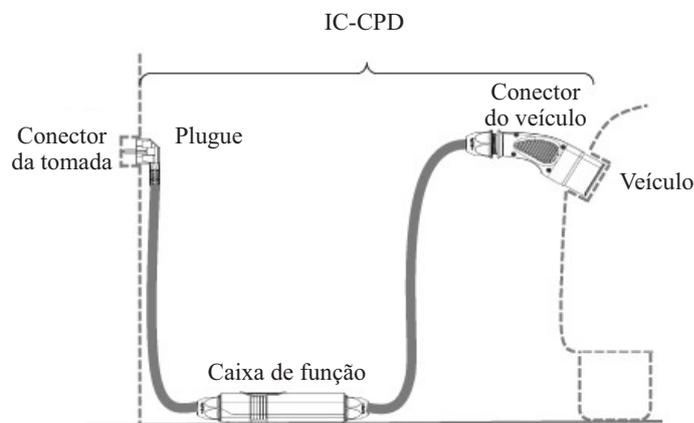
de segurança adequadas estabelecidas em vários países, este modo de recarga é amplamente desencorajado e inclusive proibido em diversos países.

### 2.2.1.2 Modo 2

O modo 2 se refere à conexão de um veículo elétrico a um soquete padrão de uma rede de alimentação CA, utilizando um cabo e um plugue, contendo função piloto suplementar e sistema para proteção pessoal contra choques elétricos localizada entre o veículo e o plugue padrão. O EVSE para modo 2 precisa fornecer um condutor de aterramento entre o plugue padrão e o veículo.

O equipamento de modo 2 que for destinado a ser montado em uma parede, mas poder ser desafixado pelo usuário, ou ser utilizado em um encapsulamento resistente a choque elétrico, deverá utilizar equipamento de proteção como requerido na IEC 62752 (IEC, 2018), o IC-CPD (*In-Cable Control and Protection Device*), que consiste nas definições de segurança e funcionalidades deste modo de carga, vindo de fábrica habilitado e com o EVSE incluso. O EVSE de modo 2 consiste em um arranjo com um dispositivo localizado entre a conexão com a rede de alimentação e a entrada do veículo elétrico, como demonstrado na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Uso do IC-CPD.

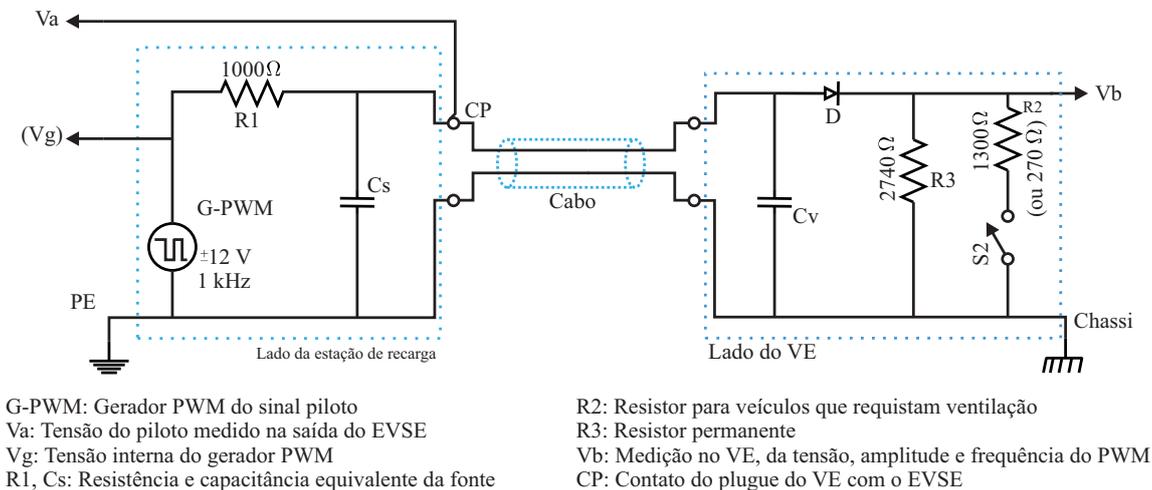


Fonte: Adaptado de IEC (2017).

O EVSE de modo 2 já contém a função piloto, que é um sinal de controle modulado por largura de pulso (PWM, do inglês *Pulse Width Modulation*), com valores de pico-a-pico de  $\pm 12$  V (1 kHz), que visa comunicar o EVSE com o VE, indicando estados tal como se o veículo está pronto para receber energia, se ele requisita energia, se requisita ventilação, se a bateria está recarregada, entre outras funções que são lidas pela amplitude equivalente que o sinal piloto assume após estar em contato com o circuito de controle de recarga do veículo. Ainda delimita

o valor máximo de corrente que pode ser enviada ao veículo por meio do PWM. O circuito da função de controle piloto pode ser visto na Figura 2.3

Figura 2.3 – Circuito da função de controle piloto.



Fonte: Adaptado de IEC (2017).

### 2.2.1.3 Modo 3

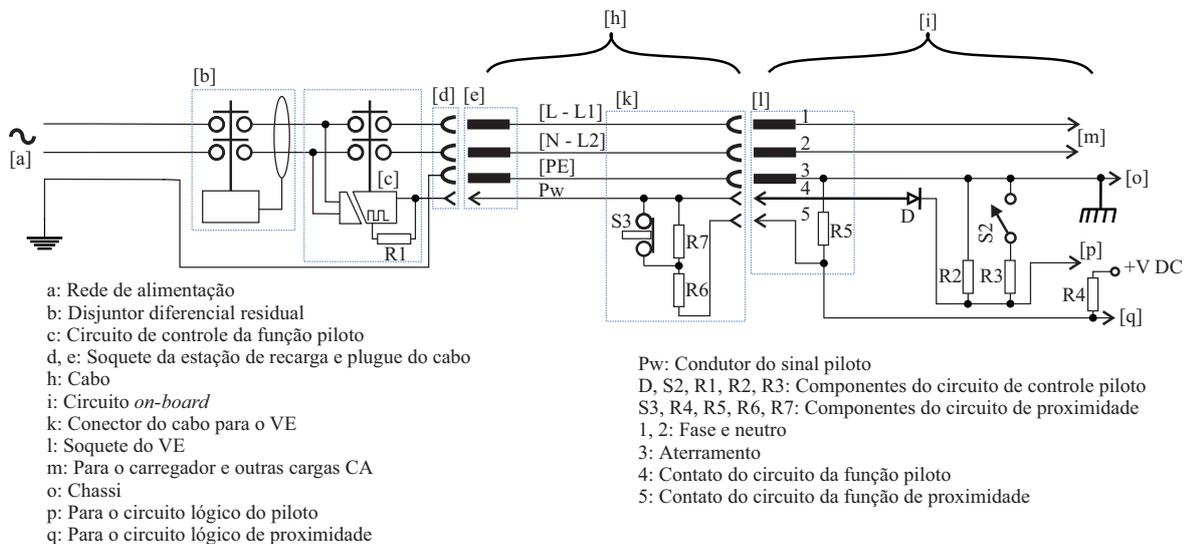
O modo 3 é um método para conexão de um VE a um EVSE permanentemente conectado a uma rede e alimentação CA, com função piloto que se estende do EVSE até o VE. O EVSE destinado para modo 3 precisa fornecer um condutor de aterramento para o soquete do veículo. Por definição da norma, o modo 3 possui limitação de corrente de acordo com a instalação ou arranjo e cabos.

Uma estação de recarga modo 3, é demonstrada na Figura 2.4, na qual pode-se visualizar que a estação de recarga é permanentemente conectada à rede, e possui os dispositivos de proteção contra corrente diferencial residual e o circuito de controle piloto, que tem a função de se comunicar com o VE, além de enviar um sinal PWM com largura de pulso indicativa da magnitude de corrente que o arranjo de cabos pode suportar.

### 2.2.1.4 Modo 4

O modo 4 é um método para conexão de um VE a uma rede de alimentação CA ou CC, utilizando-se de um EVSE com função piloto que se estende da estação de recarga CC até o VE.

Figura 2.4 – Circuito de representação do modo de recarga 3.



Fonte: Adaptado de IEC (2017).

O equipamento de modo 4 pode ser permanentemente conectado ou conectado por meio de um cabo/plugue com a rede de alimentação. O EVSE precisa fornecer um condutor de aterramento para o soquete do veículo. Requerimentos adicionais para o EVSE com saída DC são descritos na IEC 61851-23 (IEC, 2014a). Neste modo, a função piloto é implementada de forma distinta a partir de protocolos de comunicação específicos.

## 2.2.2 Níveis de carga

Ainda se tratando de normas internacionais, uma norma também muito referenciada é a da SAE International, a SAE J1772:2017 (SAE, 2017), a qual tem aplicabilidade na América do norte, e atende ao mesmo protocolo de recarga dos modos 2 e 3 da IEC, mas com variação no conjunto conector/soquete. Enquanto que o padrão SAE J1772 atende ao conjunto conector/soquete tipo 1, a IEC emprega o tipo 2. A principal vantagem do tipo 2 da IEC está a possibilidade de ser realizada recarga em redes trifásicas. Na norma SAE J1772:2017, os níveis de recarga são divididos em nível 1 e nível 2, sendo CA ou CC, descritos na Tabela 2.3.

De forma complementar, instituições internacionais e grupos de trabalho pelo mundo trabalham para criar normativas para os veículos elétricos (HABIB et al., 2018), sendo algumas delas:

- SAE J1772: Métodos de recarga/plugues para veículos elétricos.
- SAE J2954: Recarga indutivamente acoplada para veículos elétricos.
- SAE J2293: Sistemas de transferência de energia para veículos elétricos e EVSE.
- IEEE 2030.1.1: Especificações técnicas para recarga rápida de veículos elétricos.

Tabela 2.2 – Descrição dos modos de recarga para veículos elétricos de acordo com a ABNT NBR IEC 61851-1:2013.

Modo 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conexão direta com a rede, sem função piloto ou proteções auxiliares;</li> <li>• Carregador <i>on-board</i>;</li> <li>• Máximo 16 A, 250/480 V (monofásico / trifásico);</li> <li>• Proibido e descontinuado por muitos países e montadoras.</li> </ul>
Modo 2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conexão à rede por meio de um EVSE com conectores, com função piloto e proteções contra choque elétrico (IC-CPD);</li> <li>• Carregador <i>on-board</i>;</li> <li>• Máximo 32 A, 250/480 V (monofásico/trifásico), mas normalmente limitado pelo ponto de conexão;</li> <li>• Tipicamente limitado em 10 A (2,4 kW).</li> </ul>
Modo 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conexão permanente com a rede por meio de um EVSE, com função piloto e proteções contra choque elétrico;</li> <li>• Requer uma caixa montada na parede ou similares, para entregar mais potência e com as proteções e circuitos de comando e controle necessários;</li> <li>• Carregador <i>on-board</i>;</li> <li>• Magnitude de corrente limitada pelo ponto de conexão;</li> <li>• Valores típicos de 3,7/7 kW para conexões monofásicas e 11/22 kW e até 43 kW para conexões trifásicas.</li> </ul>
Modo 4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Referido como recarga rápida CC (DC <i>Fast Charge</i>);</li> <li>• A energia é transferida diretamente da estação de recarga para a bateria do veículo, por meio de um carregador <i>off-board</i>;</li> <li>• Valores típicos estendem-se a 50 kW, 120 kW, 150 kW, e futuramente 350 kW e 400 kW.</li> </ul>

Fonte: Adaptado de ABNT (2013b).

- IEEE P2690: Protocolo de gerenciamento de redes de recarga para veículos elétricos.
- IEEE 2030: Interoperabilidade de redes inteligentes.
- IEC 61851-1: Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos.
- IEC 61851-21: Requerimentos de EMC para conexão condutiva de veículos elétricos em redes CA/CC.
- IEC 61851-23: Estações de recarga CC para veículos elétricos.
- IEC 61851-24: Comunicação digital entre veículos elétricos e estações de recarga CC.
- IEC 62196: Plugues, soquetes e conectores para recarga de veículos elétricos.
- IEC 62752: Controle e proteção de recarga modo 2 de veículos elétricos por meio de IC-CPDs.
- IEC TC 21: Gerenciamento de baterias.
- UL 2594: *Electric Vehicle Supply Equipment* (EVSE).
- UL 2231: Sistemas de proteção pessoal para EVSEs.
- UL 2251: Plugues, receptáculos e acopladores para veículos elétricos.
- DIN 43538: Baterias para veículos elétricos.
- ISO 6469-1: Sistemas recarregável de armazenamento de energia (ESS) para veículos de propulsão elétrica.
- ISO 6469-2: Segurança operacional de veículos de propulsão elétrica.

Tabela 2.3 – Descrição dos níveis de recarga para veículos elétricos de acordo com a SAE J1772:2017.

<i>Método de recarga</i>	<i>Tensão nominal (V)</i>	<i>Máxima corrente (A)</i>
CA nível 1	120 V CA, monofásico	12/16 A
CA nível 2	208 a 240 V CA, monofásico	≤ 80 A
CC nível 1	50-1000 V CC	80 A
CC nível 2	50-1000 V CC	400 A

Fonte: Adaptado de SAE (2017).

- ISO 6469-3: Segurança elétrica de veículos de propulsão elétrica.
- ABNT NBR 16567 Veículos rodoviários híbridos elétricos leves - Medição de emissão de escapamento e consumo de combustível e energia - Métodos de ensaio.
- ABNT NBR IEC 62196-2: Plugues, tomadas, tomadas móveis para veículo elétrico e plugues fixos de veículo elétrico - Recarga condutiva para veículo elétrico.
- Resolução Normativa N° 819, de 19/06/2018: Estabelece os procedimentos e as condições para a realização de atividades de recarga de veículos elétricos.

### 2.2.3 Plugues e tomadas para recarga de veículos elétricos

Se tratando de plugues, existem diferentes padrões, dentre eles o padrão SAE J1772 e IEC 62196, tipo 1 e tipo 2 respectivamente, o padrão CCS (*Combined Charging System*) combos 1 e 2, que combinam, respectivamente os padrões tipo 1 e 2 com a recarga CA e CC em um único plugue, o padrão chinês GB-T 20234, o padrão CHAdeMO para recarga rápida, além do padrão Tesla que a montadora utiliza em seus veículos. Na Tabela 2.4, a descrição dos pinos para os padrões SAE e IEC pode ser conferida.

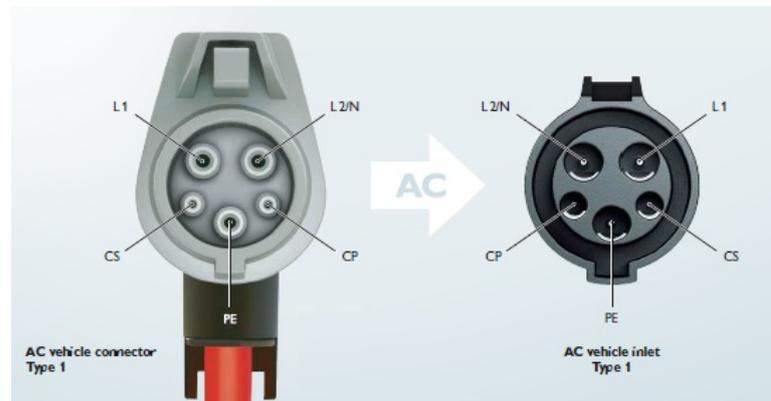
Tabela 2.4 – Descrição dos pinos dos plugues tipo 1 e tipo 2 para recarga de veículos elétricos.

<i>Pino</i>	<i>Função</i>	<i>Pino</i>	<i>Função</i>
L1, L2 e L3	Pinos de alimentação CA	DC+	Alimentação CC positiva
N	Neutro	DC-	Alimentação CC negativa
PE	Pino de proteção (aterramento)	CC	Confirmação de recarga
PP	Detecção de Proximidade	CC1	Confirmação de recarga 1
CP	Controle Piloto	CC2	Confirmação de recarga 2

Fonte: Adaptado pelo autor com base em PHOENIX CONTACT (2017).

O padrão de conector SAE J1772, demonstrado na Figura 2.5, utilizado nos Estados Unidos, define o protocolo para EVSEs com recargas CA nível 1 e 2, conforme Tabela 2.3 (JAR; WATSON; MILLER, 2016; SAE, 2017).

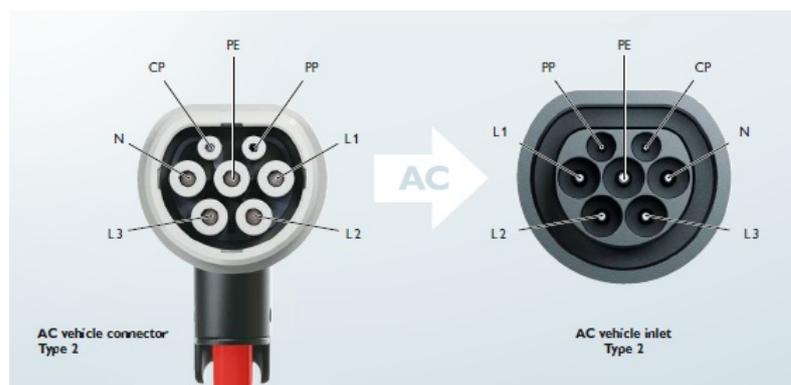
Figura 2.5 – Conector tipo 1 (esquerda) e entrada do veículo (direita), para recargas de nível 1 e 2, monofásica.



Fonte: Electric Vehicle Charging Solutions Australia (2019).

O padrão IEC 62196 (IEC, 2014b), demonstrado na Figura 2.6, é utilizado para EVSEs com recargas CA modo 2 e 3, conforme Tabela 2.2. Este conector é também chamado de Mennekes, comporta o mesmo protocolo do tipo 1 da SAE J1772 (portanto adaptadores podem ser utilizados entre o tipo 1 e o tipo 2). Possui vantagem em ter contatos a mais que permite a recarga também a partir de redes trifásicas, consequentemente possibilitando recargas mais rápidas (JAR; WATSON; MILLER, 2016).

Figura 2.6 – Conector tipo 2, Mennekes (esquerda) e entrada do veículo (direita) para recargas de modo 2 e 3, monofásica ou trifásica.

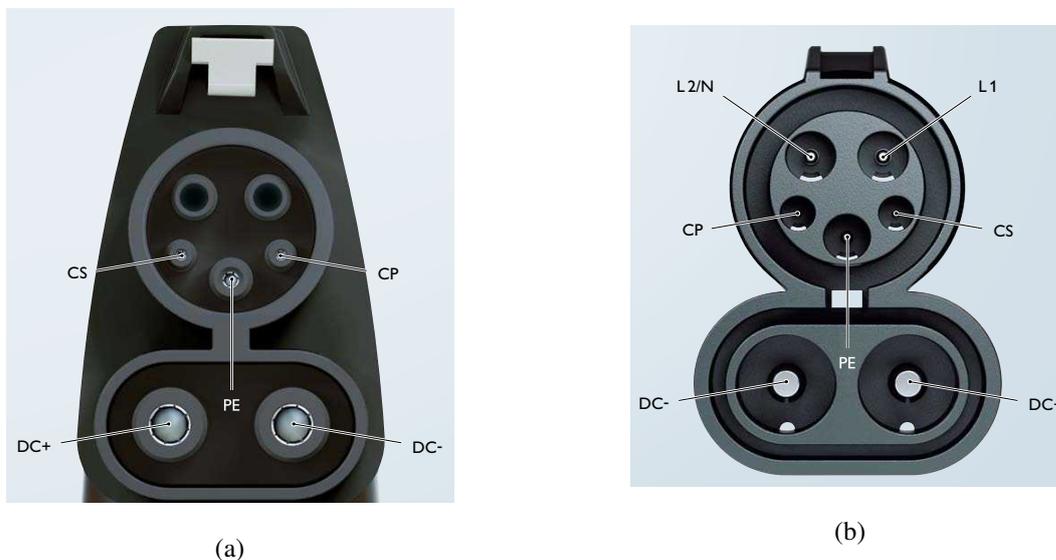


Fonte: Electric Vehicle Charging Solutions Australia (2019).

Em virtude de tentar padronizar os *plugs*, foi desenvolvido o conector CCS que combina a recarga CA e CC em um único conector. Veículos com suporte à recarga CC utilizam a entrada CCS combo 1 (Figura 2.7 (a)) nos Estados Unidos (e algumas outras regiões) com o conector localizado no veículo demonstrado na Figura 2.7 (b) (SAARINEN, 2018).

O CCS combo 2, demonstrado na Figura 2.8 (a), é o padrão utilizado na Europa, Austrália, América do Sul, África e Ásia, com o conector localizado no veículo demonstrado na

Figura 2.7 – (a) Conector CCS combo 1 e (b) entrada do veículo para o padrão CCS tipo 1.



Fonte: Adaptado pelo autor com base em PHOENIX CONTACT (2017).

Figura 2.8 (b). Foi desenvolvido por montadoras alemãs e introduzido em 2012 pela Volkswagen, Audi, BMW, Mercedes-Benz, General Motors, Ford, Daimler e Porsche, sendo atualmente vastamente difundido na Europa (SAARINEN, 2018).

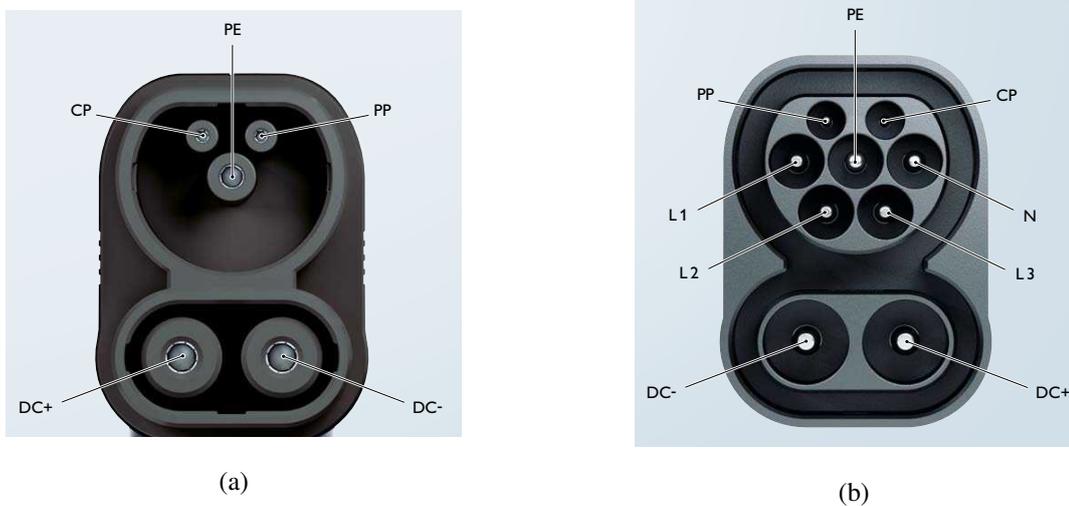
Ainda, existe o padrão CHAdeMO, que deriva de “*Let’s CHARGE and MOve*”, é um padrão de recarga rápida criado em 2010 pela Toyota, Nissan, Mitsubishi e outras montadoras japonesas. Foi a primeira plataforma de recarga rápida para veículos elétricos, com a proposta de ser o padrão mundial de recarga rápida, sendo atualmente mais de 20% dos veículos elétricos equipados com a entrada neste padrão (SAARINEN, 2018). A descrição dos pinos é feita na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Descrição dos pinos do protocolo CHAdeMO.

<i>Pino</i>	<i>Função</i>	<i>Pino</i>	<i>Função</i>
1	GND	6	Alimentação CC positiva
2	Relé de recarga 1	7	Sensor de conexão
3	Sem atribuição	8	CAN-H
4	Habilita/desabilita a recarga	9	CAN-L
5	Alimentação CC negativa	10	Relé de recarga 2

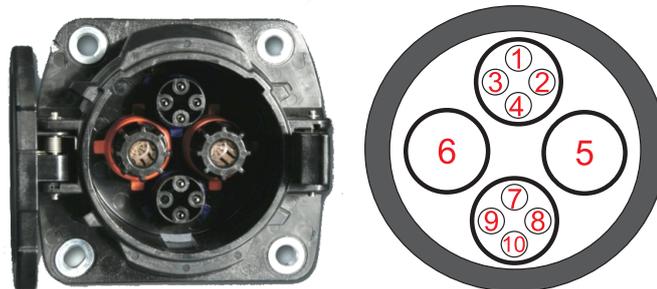
Fonte: Adaptado pelo autor com base em PHOENIX CONTACT (2017).

Figura 2.8 – (a) Conector CCS combo 2 e (b) entrada do veículo para o padrão CCS Tipo 2.



Fonte: Extraído de PHOENIX CONTACT (2017).

Figura 2.9 – Entrada do veículo para o padrão CHAdeMO para recarga CC.



Fonte: EVTV Motor Verks (2014).

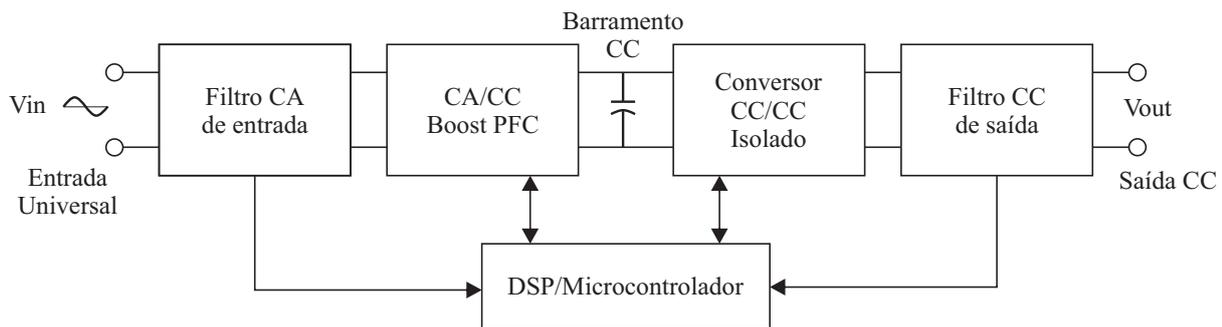
### 2.3 RECARGA DE BATERIAS

Carregadores de bateria compreendem um papel fundamental para os veículos elétricos. Tempo de recarga e vida útil da bateria também são assuntos diretamente relacionados aos carregadores. Um carregador de baterias precisa ser eficiente e confiável, com alta densidade de potência e baixo custo, volume e peso. Seu funcionamento depende dos componentes, controle e estratégias de chaveamento. Algoritmos de controle podem ser implementados via componentes analógicos, microcontroladores, processadores digitais de sinais (DSP, do inglês *Digital Signal Processor*) e circuitos integrados específicos para cada conversor ou aplicação. Os carregadores precisam assegurar que a corrente seja drenada da rede com baixo conteúdo harmônico para minimizar impactos de qualidade de energia, além de maximizar a utilização

de potência ativa drenada da rede por meio de estágios de correção de fator de potência (PFC, do inglês *Power Factor Correction*) (YILMAZ; KREIN, 2013).

Como mostra a Figura 2.10, a energia provinda da rede passa por um filtro de entrada CA, por um conversor CA-CC com estágio de correção de fator de potência, fornecendo energia para um barramento CC com capacitores que reduzem a ondulação de tensão. Posteriormente, há um conversor CC-CC que controla a recarga da bateria.

Figura 2.10 – Diagrama de blocos representativo do sistema de potência de um carregador de baterias.



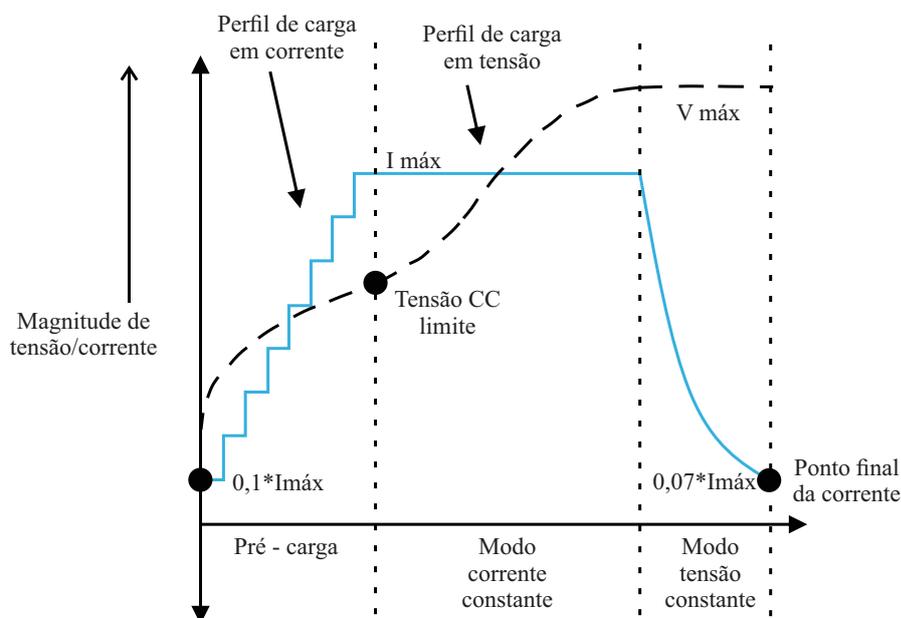
Fonte: Adaptado de Musavi et al. (2012).

Na literatura, os carregadores de bateria para veículos elétricos podem ser divididos em unidirecionais e bidirecionais, isolados e não isolados. Carregadores unidirecionais possuem a característica topológica de fornecer fluxo de potência em apenas um sentido, neste caso da rede para a bateria. Carregadores bidirecionais podem fornecer potência em ambos os sentidos, da rede para a bateria ou vice-versa. Este tipo de carregador é essencial em algumas aplicações com frenagem regenerativa, e/ou com V2G, assunto mais bem detalhado no seguimento deste trabalho. Conversores isolados são geralmente utilizados em aplicações de alta potência, apresentando proteção entre a fonte e a carga, além de proporcionar relações de tensão diversas proporcionadas pela relação de transformação do transformador. No entanto, comparando com topologias não isoladas, possuem maior volume, maior número de componentes ativos e menor eficiência em baixas potências (ELANKURISIL; DASH, 2011).

Um dos métodos mais efetivos e adequados para recarga de baterias de lítio-íon é o que combina corrente constante com tensão constante (método CC-CV), sendo este o padrão da maioria dos carregadores veiculares, inclusive é o método utilizado em estações de recarga rápida (DONATEO; SPEDICATO, 2017). A perda de capacidade proveniente da recarga com corrente constante é compensada pelo período em tensão constante, o que torna os métodos combinados complementares (LI et al., 2011). Este método CC-CV, demonstrado na Figura 2.11, consiste em aplicar uma corrente constante, geralmente na faixa de menos de 0,2C (“C” refere-se capacidade nominal de carga ou descarga, não a carga por 1h) (SAXENA et al., 2019). Quando a bateria atinge o limiar de 80% de capacidade, considerado um limiar seguro, é então aplicada uma tensão constante na bateria para que o restante da recarga seja feito desta forma,

onde a corrente gradualmente diminui até chegar a um valor muito próximo de zero. Esse limite de 70-80% é estipulado para não haver sobreaquecimento e oxidação da bateria, o que reduziria sua vida útil (BATTERY UNIVERSITY, 2019; HABIB et al., 2018).

Figura 2.11 – Modo de recarga de uma bateria com corrente constante com tensão constante.



Fonte: Editado de Habib et al. (2018).

No entanto, uma recarga com taxa de  $0,1C$  é considerada lenta, levando horas para uma bateria ser recarregada totalmente. Quando a recarga rápida CC entra em questão, o objetivo principal é diminuir o tempo de recarga para menos de uma hora, o que é alcançado aumentando-se taxa "C". No entanto, altos valores de corrente aumentam a temperatura da bateria, levando a uma deterioração dos terminais da mesma por meio da deposição de lítio (BATTERY UNIVERSITY, 2019). Como objetiva-se diminuir o tempo para menos de uma hora, uma taxa "C" maior que 1 é requerida, no entanto nem todas as químicas de baterias suportam tal potência, como pode ser verificado na Tabela 2.6, onde as taxas são limitadas para um máximo de 70% de carga.

Baterias geralmente não suportam altas taxas de potência de recarga por muito tempo, ou durante toda a sua recarga. Uma das baterias que hoje suporta uma taxa de recarga por volta de  $5C$  é a de titanato de lítio (LTO), mas esta tecnologia possui uma densidade energética menor que as outras tecnologias de bateria de lítio, além de ser muito mais cara (BOTSFORD; SZCZEPANEK, 2009). Por isso, tempos de recarga muito baixos, que se assemelhariam ao tempo de encher um tanque com combustível, ainda possuem limitações, não pela eletrônica de potência, mas sim pelas tecnologias de baterias existentes.

Tabela 2.6 – Capacidades de recarga de diferentes baterias.

<i>Carga</i>	<i>Química</i>	<i>Taxa C</i>	<i>Tempo</i>	<i>Temperaturas</i>
Lenta	NiCd, Chumbo ácido	0,1C	14h	0°C a 45°C
Semirrápida	NiCd, NiMH, Lítio-íon	0,3-0,5C	3-6h	10°C a 45°C
Rápida	NiCd, NiMH, Lítio-íon	1C	1h+	10°C a 45°C
Ultrarrápida	Lítio-íon, NiCd, NiMH, LTO	1-10C	10-60 min	10°C a 45°C

Fonte: Adaptado de BATTERY UNIVERSITY (2019).

## 2.4 IMPACTOS OS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA DE POTÊNCIA

A introdução de veículos elétricos, à parte dos benefícios em relação às emissões de CO<sub>2</sub>, segurança energética pela menor dependência de combustíveis fósseis e melhoria da qualidade no ar local, traz consigo questões relacionadas a sua interação com o sistema de potência. Conforme veículos elétricos vão sendo incluídos na frota, a demanda por potência aumentará proporcionalmente, assim como redes de transmissão e distribuição (IEA, 2018).

Veículos que antes eram abastecidos em postos de combustível, passam a ser substituídos por modelos que utilizam a rede elétrica como fonte de abastecimento de energia, o que inevitavelmente traz um aumento da demanda por eletricidade. É de fundamental importância avaliar os impactos que a mobilidade elétrica pode trazer para a infraestrutura do sistema elétrico de potência, tanto em nível de geração, quanto transmissão e distribuição de energia. Um ponto a ser destacado, de acordo com Muratori (2018), é que além do aumento da demanda, uma modificação no formato com que ela se apresenta durante o dia, pode ocorrer com a introdução dos veículos elétricos. Assim, esta pode passar a apresentar picos de consumo em diferentes horários, até mesmo coincidindo com o atual pico de consumo residencial.

### 2.4.1 Impactos na demanda

Também de acordo com Muratori (2018), a penetração de veículos elétricos na frota mudará o cenário de demanda atual, principalmente pela questão dos veículos serem recarregados nas residências, fato também apontado pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2020b), a qual destaca que em torno de 80% dos sistemas de recarga no mundo são lentos, usados em residências. Isso aumentará as curvas de demanda, exigindo uma maior complexidade nos processos de geração, transmissão e distribuição de energia. Por outro lado, também podem resultar em impactos positivos, pois as baterias dos veículos elétricos podem ser vistas como uma tecnologia de armazenamento distribuída, como cargas flexíveis. Recarga coordenada e tecnologias V2G prometem auxiliar a integração de energias renováveis ao sistema de potência,

assim como regular a operação do sistema elétrico (DAS; BHATTACHARYA; ACHARJEE, 2020; KHUSHALANI et al., 2017).

Dentre os trabalhos em âmbito local que podem ser destacados, Baldissera et al. (2016) realiza uma análise acerca da substituição de ônibus que realizam o transporte público de Ijuí-RS por ônibus elétricos, sendo realizado o levantamento das frotas e consequente consumo de energia, assim como o tempo em que os quais permanecem estacionados nas garagens para a recarga de suas baterias. Deste trabalho, destaca-se que a recarga dos ônibus acaba sendo realizada, em sua maioria, coincidentemente em horários de baixa demanda residencial, após as 23h, facilitando que o alimentador da empresa não sofra com a sobrecarga de demanda. Um fator positivo, que reforça a ideia, que a sua recarga quando feita em horários de baixa demanda da rede, não apresenta impactos muito agressivos para o sistema de distribuição.

Em outro trabalho realizado por Feistel (2016), o autor avalia a capacidade de geração e infraestrutura da cidade de São Paulo, tendo um cenário de 3% da frota de veículos substituída por modelos elétricos, o que acarretaria em um acréscimo de 0,05% da energia anual do estado, algo que, se tratando da capacidade de geração, apresenta pouca variação, sendo bem tolerada pelo sistema atual. O que gerou problemas, no entanto, foi a inserção desses veículos em horários de alta demanda, entre 18h e 21h, onde a capacidade instalada não seria suficiente para lidar com o acréscimo de demanda que os veículos necessitariam nesses horários. Portanto impraticável que os mesmos sejam recarregados nesse horário, sendo necessário mover essa demanda para horários de menor consumo residencial, por volta de 3h da manhã. No entanto esse trabalho não trata especificamente dos impactos na baixa tensão, sendo focado na energia necessária para realizar a recarga dessas frotas de VEs.

Ainda, Saldanha (2017) propõe um método de otimização PSO (*Particle Swarm Optimization*) aplicado a um controlador *fuzzy*, onde o método de otimização escolhido ajustou a recarga dos VEs de acordo com uma saída desejada, recarregando de forma mais rápida um veículo com prioridade alta e mais lentamente um com prioridade baixa, o que resultou em uma diminuição da demanda em horários de pico, sendo considerada uma forma de recarga inteligente.

#### 2.4.2 Desbalanceamentos de tensão e fase

Uma das principais causas de apagões na rede de distribuição é ocasionada por instabilidades de tensão, quando o sistema de potência trabalha no seu limite de capacidade trabalhando com altas demandas de carga, ou por características de diferentes cargas conectadas ao sistema elétrico (HABIB et al., 2018; TAYLOR; BALU; MARATUKULAM, 1994). Em Broy e Sourkounis (2011) é observado que uma alta penetração de VEs na rede pode levar a quedas de tensão indesejadas, ou até mesmo a inserção de apenas uma estação de recarga rápida.

A estabilidade da tensão da rede depende diretamente das características da carga, sendo afetada de forma significativa em pontos de conexão contendo uma alta concentração de VEs. Desbalanceamentos na rede são consequências de recargas de VEs concentradas na mesma fase, o que acaba desbalanceando o sistema, causando problemas em outros pontos da linha que utilizem a rede trifásica, principalmente em motores de indução (HABIB et al., 2018).

Como contraponto positivo, os VEs podem servir como reguladores de fase, sendo que em redes inteligentes os veículos poderiam ser recarregados de forma a balancear as potências das fases, como é demonstrado em trabalhos como (LICO et al., 2015; GOU; YANG; ZANG, 2017; LIAO; YANG, 2018). Ou seja, estratégias de recarga inteligente possibilitam que a penetração de VEs seja muito maior em relação à recarga descoordenada, além de servir como regulador de potência reativa, como é apresentado por (LATIFI; SABZEHGAR; RASOULI, 2018; CHOI; LEE; SARLIOGLU, 2016; GALLARDO-LOZANO et al., 2014) tanto pela compensação do fator de potência na recarga, utilizando-se de estágios PFC nos conversores, quanto na injeção de potência ativa compensadora no modo V2G em conversores bidirecionais.

Como exemplo, a CPFL Energia vem realizando estudos acerca dos impactos da penetração de veículos elétricos na rede, através do projeto Emotive, onde foi estimado que uma frota de 5%, considerada otimista até 2030, não traria nenhum dano ou problemas para 80% das redes de distribuição. Ou seja, não precisariam de adequações ou investimentos adicionais para atender esta nova demanda (CPFL Energia, 2018). Relatando ainda que a aderência da mobilidade elétrica no país depende fortemente de ações de incentivo e instalação de eletropostos pelo país. Os resultados do projeto foram obtidos a partir de projeções de crescimento de veículos elétricos na frota do país, simulações de Monte Carlo para estimação dos impactos na rede, onde o tipo de impacto mais acentuado foi o de magnitude de tensão. No entanto, o projeto focou nas análises do sistema de média tensão, não sendo analisada a recarga dos VEs em baixa tensão, que é um fator ainda mais relevante se tratando de mobilidade elétrica, pois estações de recarga (mesmo lentas) já contribuem fortemente para a infraestrutura de recarga.

### 2.4.3 Qualidade de energia

Os carregadores de veículos elétricos, se tratando de conversores chaveados e retificadores, introduzem conteúdo harmônico proveniente das altas frequências de chaveamento dos semicondutores, fator que é amplificado com o aumento no número de veículos elétricos na rede (HABIB et al., 2018). No entanto, poucos problemas relacionados a conteúdos harmônicos têm sido verificados, como em Jiang et al. (2014) onde em um estudo por método de Monte Carlo não demonstrou problemas significativos mesmo para uma alta penetração de VEs.

Mesmo havendo índices altos de distorção harmônica causados pela recarga dos VEs, como é reportado por Nguyen, Tran-Quoc e Bacha (2013), há ainda a possibilidade de diminuí-

los utilizando-se de filtros ativos nas estações de recarga, o que não incrementa um custo considerável e ainda aprimora a qualidade de energia (GUOLIANG et al., 2013).

Em Liu et al. (2014) é avaliado problemas de desvio de tensão, potência reativa, harmônicas e *flicker* que possivelmente possam ser causados por VEs. Não demonstrando índices significativos de problemas relacionados à qualidade de energia provocados pelos VEs, mas sendo fontes de outras cargas não lineares conectadas ao sistema.

#### **2.4.4 Efeito da alta penetração de VEs nos componentes, dispositivos e perdas nos sistemas de energia**

Uma maior demanda de potência requerida pelos veículos elétricos implica em uma energia extra que deve ser transmitida das plantas de geração para o consumidor final, onde todo esse caminho gera perdas, que são exponencialmente aumentadas à medida que o sistema é sobrecarregado. Além dos desvios de tensão, as perdas no sistema são importantes parâmetros que servem de informação para o operador do sistema manter o desempenho ideal da rede. Em um estudo realizado em um alimentador do Canadá, tendo o máximo de 3% de perdas como o limite normativo, considerando-se 1,86 veículos por residência e uma recarga descoordenada considerando os tempos de chegada dos veículos na residência com base em dados estatísticos, uma penetração de até 25% de PEVs em recarga lenta foi alcançada sem violação nos limites de perdas, mas considerando-se recargas rápidas, mesmo uma baixa penetração de 5% já violou o limite. Deixando claro que para esse alimentador, uma recarga rápida não pode ser realizada de forma descoordenada, assim como uma alta penetração de PEVs em recarga lenta (Akhavan-Rezai et al., 2012).

Em Turker e Bacha (2015), uma estratégia de *peak shaving* (consistindo em evitar que a demanda do transformador ultrapasse seu valor nominal) aplicada ao carregamento de baterias de PEVs demonstrou-se muito eficaz em não diminuir a vida útil do transformador, a qual demonstrou-se diminuir consideravelmente sem o uso da estratégia. Mesmo resultado encontrado em Khatiri-Doost e Amirahmadi (2017), onde a diminuição das perdas também foi observado. Em outra estratégia demonstrada por Agah e Abbasi (2012), o período de recarga menos adverso para a redução de vida útil do transformador apresentou-se ser durante a noite.

De acordo com Utakrue e Hongesombut (2018), a vida útil do transformador é reduzida pelo fato de que o calor gerado internamente quando o mesmo apresenta-se com alta demanda e durante horas de altas temperaturas ambiente, reduz a vida útil do papel de celulose que é utilizado como isolamento interna, sendo que essa diminuição da isolamento provoca uma redução das resistências mecânica e dielétrica. Além do calor diminuir a resistência mecânica que os condutores possuem, levando a possíveis rupturas em condições de falta. No caso apresentado por Turker et al. (2012), o fator de envelhecimento do transformador na presença de PEVs aumentou quadraticamente na presença de uma alta concentração de PEVs.

Em Sperandio, Saldanha e Basso (2011), são realizadas simulações no *software* ANA-REDE, considerando a projeção de inserção de veículos elétricos na região metropolitana de Porto Alegre - RS, onde os resultados mostraram que, se realizada de forma descoordenada, em um prazo de 10 anos o sistema pode apresentar sobrecargas nos transformadores das subestações e até ultrapassar limites térmicos de algumas linhas de transmissão, consequência do alto consumo de potência em horários de pico, sendo fundamental que a recarga dos veículos seja feita de forma inteligente, evitando que a mesma ocorra coincidindo com o horário de pico de consumo residencial.

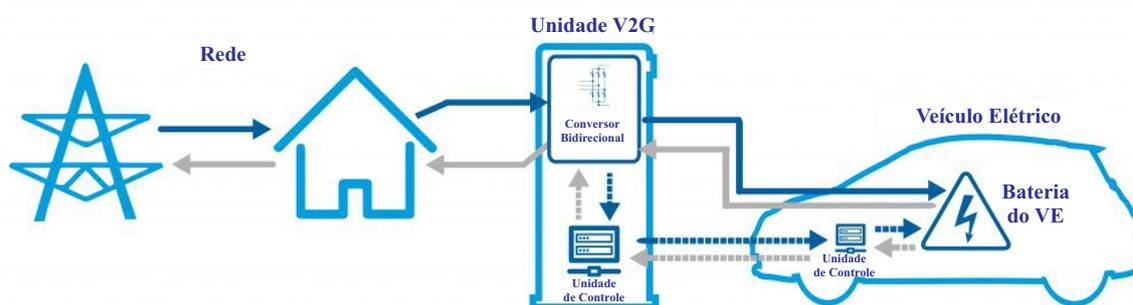
Uma forma de abordagem para recarga parcialmente coordenada é quando os veículos são recarregados conforme tarifas diferentes de acordo com a hora, ou seja, em momentos de pico de demanda a energia é mais cara, portanto, os veículos não são recarregados. Quando a tarifa diminui e, por consequência, a demanda, os veículos podem ser recarregados, geralmente sendo durante a madrugada o momento com a maior infiltração possível de PEVs, o que acaba gerando economia para o dono do veículo e otimização das perdas do sistema. Este método indica ser eficiente tanto para evitar sobrecargas em horários de alta demanda residencial, como para diminuição de perdas (GAO; LV; SHEN, 2013; Sharma et al., 2018).

## 2.5 V2G

Veículos elétricos podem ser vistos como dispositivos de armazenamento de energia, graças às suas baterias, podendo ser virtualmente úteis para regular a demanda de eletricidade, por meio da tecnologia V2G (LIU et al., 2013), tendo em vista que os mesmos passam boa parte do tempo parados em estacionamentos (YEH; TSAI, 2017). Estes veículos poderiam ser utilizados para armazenar energia elétrica em períodos do dia ao qual a eletricidade é mais barata ou que estejam em horário de pico de geração (como a fotovoltaica, por exemplo que tem seu pico de geração nas horas de maior incidência solar), e o qual não coincide com o pico de demanda das residências (DELGADO et al., 2018). Desta forma, em horários de pico de demanda, esses veículos poderiam entrar como fontes distribuídas de energia e auxiliar as plantas de geração a prover a eletricidade demandada (VALSERA-NARANJO et al., 2009). O sistema V2G pode ser sumarizado como mostra a Figura 2.12, onde a unidade de controle e a estação de recarga fazem a conexão entre o veículo e a rede, tanto para recarregar a bateria do veículo quanto para fornecer energia dela para a rede. No entanto, um dos problemas do V2G é o alto custo das baterias e sua baixa capacidade, que trazem desafios para essa tecnologia (JUUL; MEIBOM, 2012), além de sua vida útil prejudicada pela maior frequência de ciclos de carga e descarga (PETERSON; WHITACRE; APT, 2010).

Somado à popularização dos veículos elétricos, um outro conceito emergente são as redes inteligentes. A união dessas duas tecnologias alimenta a possibilidade de troca de energia entre veículos e a rede elétrica. Veículos com esta capacidade, são chamados de GEVs (*gri-*

Figura 2.12 – Estrutura básica de um sistema V2G.



Fonte: Extraído de Gordon (2018).

*dable electric vehicles*), que não apenas recebem energia da rede para recarregar suas baterias mas como possuem a capacidade de fornecer energia para a rede, por meio de seu carregador bidirecional. Além disso, os carregadores bidirecionais possuem um barramento capacitivo, o que proporciona a possibilidade de fornecer potência reativa capacitiva para a rede, auxiliando que a rede opere de forma mais estável, principalmente pelo fato desta alimentar muitas cargas indutivas ao longo de sua distribuição (LIU et al., 2013). Ainda de acordo com o autor, conceitos que envolvem a tecnologia V2G envolvem:

- um número considerável de veículos deve estar atuando como GEVs para que seus benefícios sejam otimizados;
- V2G pode utilizar-se de casas inteligentes, estacionamentos e estações de recarga rápidas para troca de energia com a rede;
- agregadores são altamente recomendados para a alocação de potência, considerando que tratam-se de dispositivos que coletam informações dos veículos e da rede para estimar quando os veículos devem atuar como V2G ou como G2V (do inglês *Grid to Vehicle*. Estes fazem a interface entre os veículos e a rede, podendo representar o operador da rede, um grupo de veículos ou como um negociante independente, que opera comprando e vendendo energia objetivando obter maior lucro (WU; MOHSENIAN-RAD; HUANG, 2010);
- estratégias de otimização para o sistema V2G são altamente flexíveis e práticas;
- V2G compõe um cenário flexível, mas não simples;
- V2G é um sistema complicado de ser controlado;
- V2G pode auxiliar significativamente o desenvolvimento de redes inteligentes.

Assim como, de acordo com Habib et al. (2018), o V2G pode:

- se tornar uma fonte alternativa de energia em horários de alta demanda residencial;
- aumentar a confiabilidade do sistema;
- perdas nas linhas e quedas de tensão podem ser reduzidas;
- minimizar problemas de qualidade de energia;
- reduzir flutuações de frequência;
- reduzir problemas de instabilidade de tensão;
- proporcionar serviços anciliares (difusos no sistema elétrico).

Dentre os benefícios chave de um sistema V2G está encorajar e facilitar a aceitação e participação dos veículos elétricos oferecendo diversos serviços anciliares para o sistema de potência por meio de comunicação adequada, como:

- *Reserva de potência*: um sistema V2G em larga escala pode ajudar a manter o balançamento de potência na rede elétrica, injetando e/ou consumindo energia (KEMPTON; TOMIĆ, 2005);
- *Peak shaving*: *peak shaving* remete à ação de “recortar” os picos de potência da curva de demanda. Este conceito refere-se à taxa pico-para-média (PAR - do inglês *peak-to-average rate*), que é a diferença entre os picos de potência e a média da demanda (LAKKERVÍ; HOLMES, 1995). Quanto maior o PAR, maiores são os custos de operação do sistema, pois as plantas de geração devem ser capazes de atender tal potência, mesmo que em um curto período, para isso o V2G entraria como suporte;
- *Integração de energias renováveis*: devido à natureza intermitente e estocástica de fontes de energia como solar e eólica, sua integração em larga escala com a rede requer sistemas com grande capacidade de armazenamento de energia (KEMPTON; TOMIĆ, 2005). Desta forma, O sistema V2G poderia entrar como um sistema distribuído de armazenamento de energia, sendo recarregados em horários de alta geração de energias renováveis e descarregando em momentos de alta demanda de consumo.
- *Regulação*: V2G pode também entrar como um sistema de auxílio à regulação de frequência da rede. Quando a frequência apresenta-se acima do ideal, significa que há muita geração e pouca carga, de tal forma que os veículos poderiam consumir essa energia extra reduzindo a frequência, injetar energia quando a frequência apresenta-se abaixo do ideal, resultado de uma demanda alta no lado do consumo (HAN; HAN; SEZAKI, 2010). Da mesma forma acontece com a tensão. Quedas de tensão resultadas de uma alta carga, podem ser compensadas com a injeção de potência pelo sistema V2G (KISACIKOGLU; OZPINECI; TOLBERT, 2010).

Como é apontado em Muratori (2018), muitos estudos incluem aplicações do sistema V2G, onde as baterias dos veículos podem ser carregadas e descarregadas para fornecer serviços para a rede e incrementar a confiabilidade do sistema. É destacável também que diversas configurações de V2G serão estudadas antes de serem amplamente aplicadas. Mas o uso do V2G ainda é controverso em relação ao uso das baterias, uma vez que um maior número de cargas e descargas, afetaria muito sua vida útil e desempenho. De forma geral, o uso de baterias com o objetivo de promover serviços para a rede e possivelmente possibilitar um rendimento financeiro para os donos das mesmas, ainda é um problema muito complexo, pois os fabricantes precisam de responsabilizar em termos de garantia da bateria para esse uso.

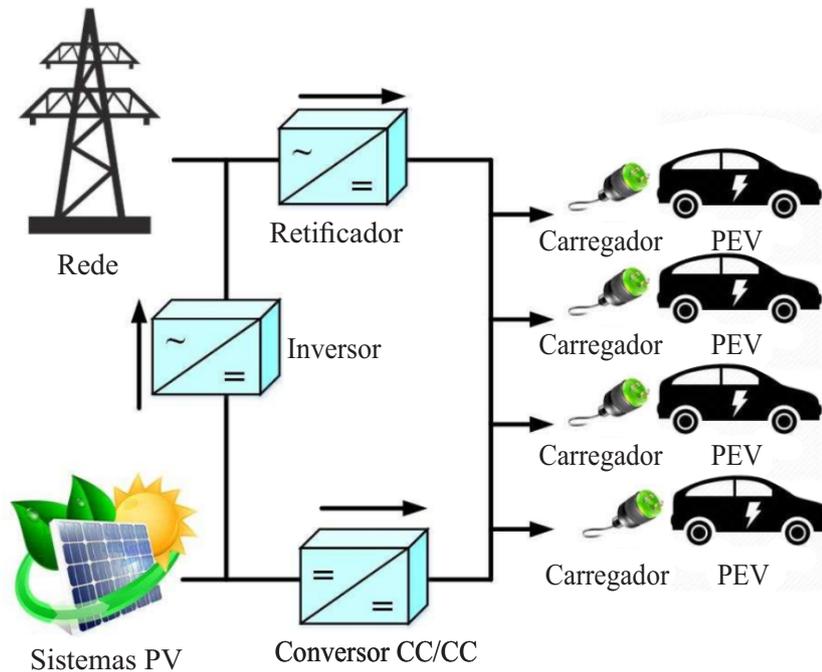
## 2.6 INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS COMO SUPORTE AOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

Os principais benefícios da tecnologia V2G, são o suporte à regulação de potências ativa e reativa, auxílio na regulação do fator de potência e a possibilidade de auxílio na integração de energias renováveis. O vento e o sol, são componentes das gerações renováveis que são intermitentes e de natureza estocástica, devido ao grande efeito que o clima as infere. Um dos usos para os veículos elétricos é o de fornecer capacidade de armazenamento de energia para auxiliar a regulação da energia gerada por essas fontes renováveis (HABIB et al., 2018).

Somado à ideia de integrar as energias renováveis aos veículos elétricos, alguns conceitos de integração das duas tecnologias geram oportunidades, como a implementação de estações de recarga para veículos elétricos, nas quais a energia fotovoltaica entra como fornecedora de energia. Tal iniciativa diminui o impacto dos veículos elétricos no sistema de potência, ao se tratar em um sistema onde a energia é gerada e consumida muito perto do consumidor final, diminuindo também perdas relacionadas com transmissão, além de promover oportunidades para que a energia fotovoltaica, quando em pico de geração possa ser armazenada na bateria do veículo e posteriormente ser fornecida para o sistema de potência para auxiliar em horários de pico de demanda. Algumas estações de recarga fotovoltaicas para veículos são apresentadas em Robalino et al. (2009), Hamilton et al. (2010), e Elsayad e Mohammed (2017). Como trata-se de uma fonte intermitente de energia, a geração PV (do inglês *Photovoltaic*) em estações de recarga muitas vezes recebe apoio da rede, consistindo no sistema demonstrado na Figura 2.13.

Ainda como pode ser visto a Figura 2.13, este tipo de sistema de recarga, chamado de carport, utiliza-se da energia fotovoltaica para auxiliar a recarga dos VEs durante o dia (mais especificamente nos horários de maior radiação solar). A rede constantemente proporciona estabilidade ao sistema de recarga PV, fornecendo potência quando a geração fotovoltaica não for suficiente para recarregar os veículos (CHEN; WANG; SHEN, 2016). Ainda, versões com baterias integradas poderiam auxiliar em outros horários, mas o custo do sistema seria consequentemente elevado. Em estações de recarga com o sistema PV sem baterias, quando em

Figura 2.13 – Estrutura de uma estação de recarga com sistema PV e apoio da rede.



Fonte: Extraído de Chen, Wang e Shen (2016).

situação de alta geração PV e baixo consumo por veículos elétricos, pode fornecer energia extra para a rede. Pensando em sistemas V2G, estes chamados *carports* também são uma forma de integrar a energia PV com a rede e com a capacidade de armazenamento distribuído dos VEs, como é apresentado em (CHUKWU; MAHAJAN, 2014).

### 3 METODOLOGIA

Considerando a contextualização apresentada nas seções anteriores, este capítulo descreve a metodologia utilizada para estimar o possível impacto dos VEs em uma rede de distribuição em baixa tensão (BT), assim como as implicações perante aos documentos normativos nacionais. Será demonstrado como os VEs foram modelados para a análise, levando em consideração possíveis cenários de conexão dos VEs em uma rede elétrica de distribuição secundária. Como apresentado na Seção 2.4, diversos autores trazem trabalhos sobre o impacto de VEs no sistema elétrico de potência, mas poucos realizam análises relativas à parte de BT. Além de avaliar os impactos na demanda, subtensões, e sobrecarga de transformadores, este trabalho de dissertação busca avaliar esses impactos frente às normas vigentes relativas à baixa tensão, e se essas normas possuem os mesmos limites de tensão. Será feita uma comparação direta das normas dos VEs com as normas do sistema elétrico atualmente vigentes.

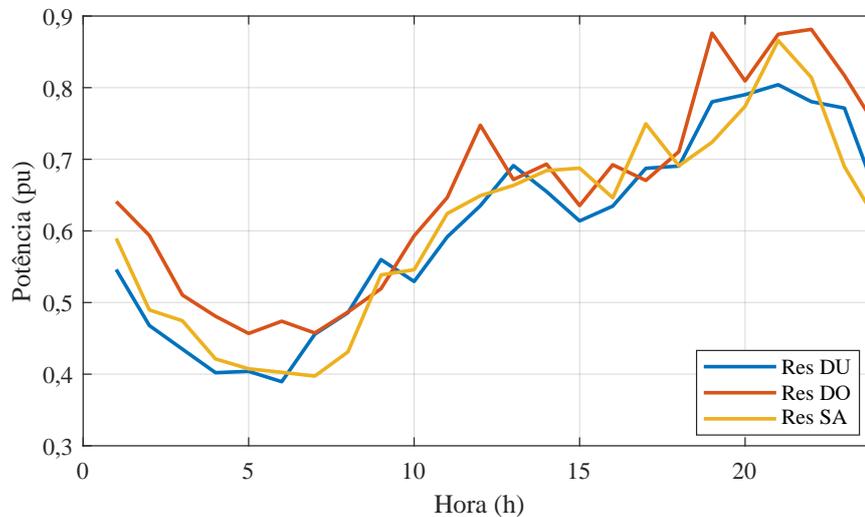
As análises serão realizadas a partir da modelagem de cenários para a conexão dos VEs, e realização de fluxos de carga no OpenDSS para que a tensão seja analisada e comparada com os limites normativos. A partir de mudança de parâmetros, como *market share*, horário de conexão, estado de carga (SOC), tempo de conexão dos VEs, serão geradas as curvas de recarga para cada veículo. Posteriormente, será avaliada a possibilidade de alterar a potência de recarga de forma controlada, com intuito de amenizar ou eliminar alguns impactos negativos que possam surgir, bem como um cenário com a utilização da tecnologia V2G para auxiliar o processo de manutenção dos níveis de qualidade de energia, e quais implicações podem ocorrer no sistema elétrico estudado.

#### 3.1 DESCRIÇÃO DO ALIMENTADOR UTILIZADO PARA AS ANÁLISES

Com o objetivo de identificar impactos que possam surgir com a integração de VEs no sistema elétrico nacional, optou-se pela utilização de um alimentador real que atende parte da carga da região leste de Porto Alegre - RS, área de atuação da CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica). As curvas fornecidas foram obtidas através da campanha de medidas e conforme metodologia ANEEL para o o 4º ciclo da revisão tarifária (2015). Ressalta-se que essas curvas demonstram a demanda média de todas as medições feitas, sendo separadas mensalmente em dias úteis (DU), sábados (SA) e domingos (DO), com intervalos de uma hora entre cada ponto, o que tende a suprimir as variações bruscas que poderiam aparecer ao longo dos dias. As curvas das cargas residenciais podem ser visualizadas na Figura 3.1. Sendo assim, a representação das análises realizadas neste trabalho também não leva em consideração essas variações, o que não interfere nos resultados e conclusões que se busca alcançar.

A representação da parte de média tensão do alimentador pode ser visualizada na Figura 3.2, sendo que não foram fornecidas as coordenadas de localização das cargas de BT. Cada

Figura 3.1 – Curvas médias residenciais de dias úteis (DU), sábados (SA) e domingos (DO).



Fonte: Elaborado pelo autor.

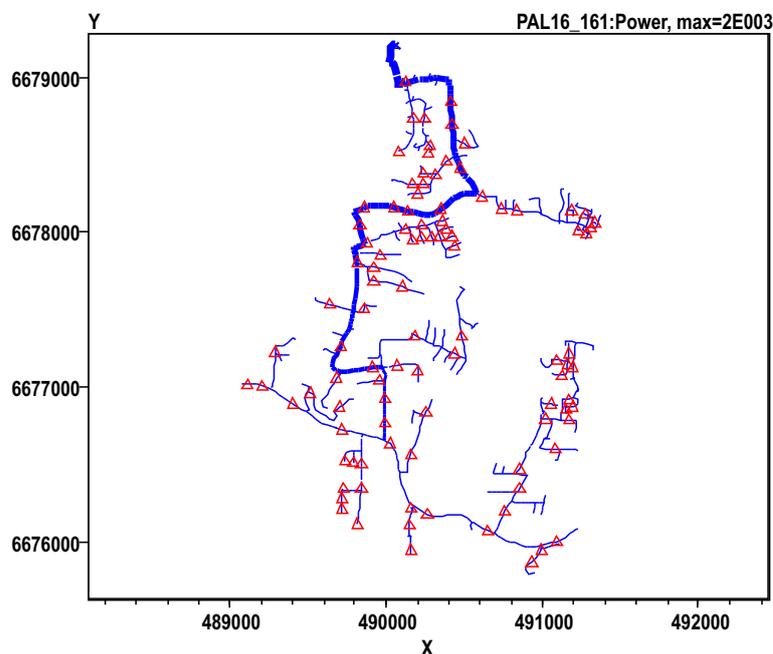
triângulo em vermelho representa um transformador trifásico, sendo 223 no total, que transformam a tensão de 13,8 kV para 220 V trifásico (com exceção de 4 deles que são 13,8 para 380 V). A tensão nominal fase-neutro na região de Porto Alegre é 127 V. O alimentador contém cargas residenciais, rurais, comerciais, industriais, iluminação pública e serviço público, além de cargas em média tensão. Como o objetivo deste trabalho é avaliar os impactos dos VEs na baixa tensão, eles serão inseridos nos pontos de conexão das residências, que no modelo do alimentador somam pouco mais de 5400 residências.

Portanto, por representar uma rede secundária típica do sistema elétrico brasileiro, em uma região metropolitana, considera-se que ela representa um exemplo de rede que provavelmente receberá as primeiras concentrações significantes de VEs no país.

### 3.2 MODELAGEM DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

A análise da integração de frotas de VEs no sistema elétrico assumem várias metodologias vistas na literatura, como as apresentadas no Capítulo 2. O que é algo muito incerto é prever quando os veículo serão conectados, e quantos serão conectados em determinados horários, pois os impactos podem ocorrer mesmo que poucos VEs iniciem seu carregamento, se estes forem conectados de maneira simultânea, o que é algo pouco explorado na literatura, como destaca Papadopoulos et al. (2010). É de grande interesse verificar o comportamento do sistema elétrico frente a situações aleatórias de conexão, com recargas aleatórias e com os horários de conexão dos veículos que se assemelha ao horário que os donos dos veículos chegam em suas residências. De forma a verificar situações de aleatoriedade, como é também apresentado em outros

Figura 3.2 – Alimentador da região leste de Porto Alegre utilizado nas análises.



Fonte: Elaborado pelo autor.

trabalhos (QIAN et al., 2011; PAPADOPOULOS et al., 2010; HAJIABADI; GHANBARI; SAMADI, 2019), serão considerados como variáveis os parâmetros de *market share*, horário de conexão, estado de carga, e tempo de conexão dos VEs, baseados em curvas de distribuição normal, com a média localizada em pontos de interesse para a análise.

### 3.2.1 Potência (modos) de recarga

Para selecionar as potências de recarga dos VEs, foram considerados sendo recarregados nas residências, portanto carregadores *on board* de modo 2 e modo 3. De acordo com a norma NBR IEC 61851:2013, os parâmetros para esses dois modos são descritos na Tabela 2.2. Considerando que o alimentador forneça tensão 127/220 V, os veículos em modo 2 serão conectados de forma monofásica, e os em modo 3 de forma bifásica, portando as potências de recarga podem ser estimadas. Estes modos de recarga foram escolhidos por serem de nível residencial, e por estarem de acordo com a alimentação de cada residência.

Apesar da norma NBR IEC 61851:2013 apresentar os limites de 32 A para o modo 2 e não limitar a corrente para o modo 3, diferentes veículos limitam a corrente de recarga a valores diferentes, estando em 8 A, 10 A, 12 A, 15 A e 16 A para o modo 2 como valores típicos, e 32 A para o modo 3 (RENAULT, 2020; BMW, 2020; CHEVROLET, 2020; NISSAN, 2020).

Neste trabalho foram considerados correntes médias de 16 A para o modo 2 (2 kW) e 32 A para o modo 3 (7 kW). Os veículos foram conectados nas residências da mesma forma que elas se apresentam conectadas nas barras terminais dos ramais do modelo fornecido, sendo modo 2 em residências com entrada monofásica, e modo 3 em residências com entrada bifásica.

### 3.2.2 Market Share

Como o alimentador possui por volta de 5400 residências, para um *market share* de 100% seriam necessários 5400 VEs. Desta forma nesta análise foram conectados VEs em proporções bem menores, considerando que a substituição completa dos modelos de veículos a combustão por elétricos ainda deve demorar vários anos, se ocorrer. Os *market shares* considerados foram em passos de 2%, com um máximo de 10%. Algo que para o Brasil pode demorar vários anos, pois em 2019 os VEs (BEVs e PHEVs) representaram apenas 0,1% do total de veículos em circulação (IEA, 2020b).

Nas residências com entrada bifásica foram consideradas recargas em modo 3, num total de 2200 VEs, já nas residências com entrada monofásica foram consideradas recargas em modo 2, num total de 3200, totalizando os 5400 pontos de conexão residenciais. A Tabela 3.1 demonstra quantos VEs em cada modo de recarga estarão sendo simulados para cada *market share*.

Tabela 3.1 – Quantidade de VEs em cada modo de recarga de acordo com o *market share* utilizado.

<i>Market Share</i>	<i>Conexão</i>	<i>VEs</i>	<i>Total de VEs</i>
2%	Modo 2	64	108
	Modo 3	44	
4%	Modo 2	128	216
	Modo 3	88	
6%	Modo 2	192	324
	Modo 3	132	
8%	Modo 2	256	432
	Modo 3	176	
10%	Modo 2	320	540
	Modo 3	220	

Fonte: Elaborado pelo autor.

O modelo de veículo elétrico utilizado nas análises foi baseado no Chevrolet Bolt EV 2020 (CHEVROLET, 2020), que comporta uma bateria com capacidade de 66 kWh. Existem VEs com maior autonomia, e outros com menor, portanto, foi considerado 66 kWh como uma capacidade média.

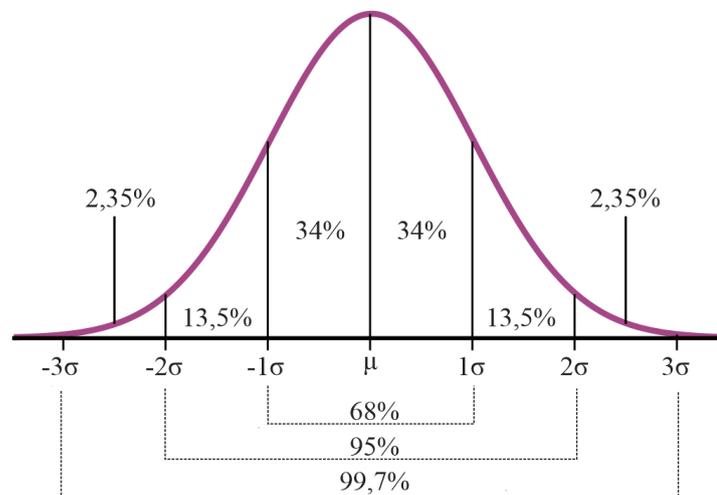
### 3.2.3 Modelagem do horário de conexão

A modelagem dos veículos, quanto ao horário de conexão, foi baseada em curvas de distribuição normal, também chamada de distribuição gaussiana, como a representada na Figura 3.3. A curva normal é uma distribuição de probabilidade muito importante em estatística, quando se trata de uma variável aleatória contínua (FONSECA; MARTINS, 2011). Em um conjunto de amostras de uma variável, existe sempre uma maior probabilidade de os valores convergirem para perto da média ( $\mu$ ), e a distância desses valores em conjunto com a quantidade de amostras é definida como o desvio padrão ( $\sigma$ ). A equação que define a densidade probabilística de uma variável  $x$  existir é

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (3.1)$$

Em um conjunto de amostras que segue uma distribuição normal, 68% dos valores estarão a um desvio padrão de distância da média, 95% dos valores estarão a dois desvios padrão de distância da média, e 99,7% dos valores estarão a três desvios padrão de distância da média.

Figura 3.3 – Curva típica de uma distribuição normal.

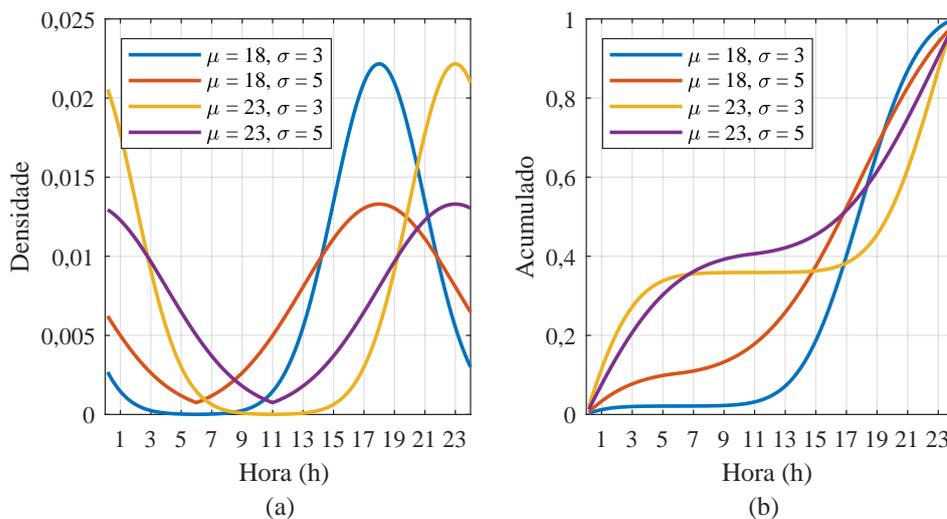


Fonte: Elaborado pelo autor.

Baseando-se nesse conceito, o conjunto de amostras serão os horários de conexão dos VEs no alimentador (seguindo a quantidade relativa ao *market share*), com os picos de maior densidade (média da distribuição normal), que é o momento de maior probabilidade dos veículos se conectarem ao sistema elétrico, estando em 18h ou 23h, com desvios padrão de 3h ou 5h, ou seja, considerando um pico de 18h e um desvio padrão de 3h, 68% dos veículos estarão sendo conectados dentro de um período de 6h (um desvio padrão acima mais um abaixo da média), com maior quantidade de veículos sendo conectados perto das 18h. Os formatos das

curvas normais utilizadas podem ser vistos na Figura 3.4 (a), com o cumulativo de veículos conectados relativo a cada curva demonstrado na Figura 3.4 (b), em que 1 representa 100% dos VEs. Trabalhos semelhantes para definir o momento de conexão de VEs ao sistema elétrico existem na literatura, como em Gray e Morsi (2015), que define a acumulação de uma curva de distribuição normal como o horário de densidade de VEs sendo conectados para a recarga, curva que busca demonstrar o horário que os donos dos VEs chegam em suas residências.

Figura 3.4 – (a) Curvas de densidades de veículos elétricos e (b) acumulado de VEs conectados ao longo do dia.



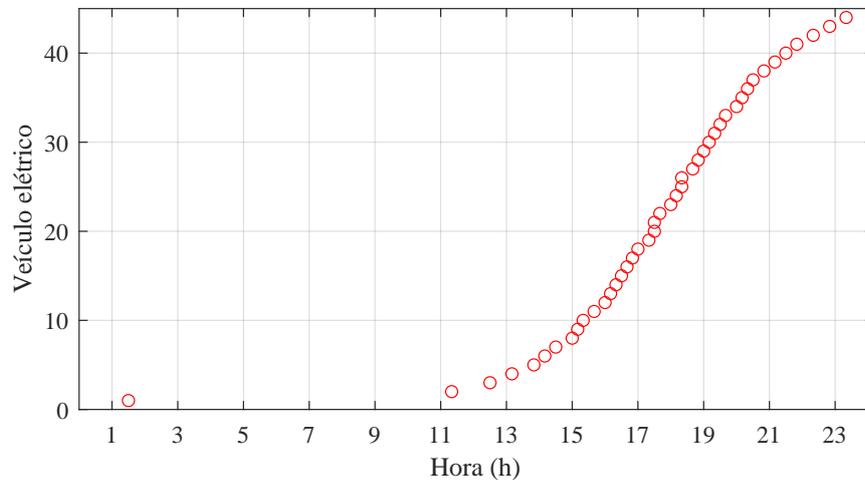
Fonte: Elaborado pelo autor.

De forma a ilustrar de forma mais detalhada como a conexão dos VEs ocorre de acordo com o horário e seguindo a curva normal, a Figura 3.5 mostra a distribuição dos horários de conexão de uma amostra de 44 VEs, o que representa um *market share* de 2% de VEs recarregando em modo 3, com cada veículo iniciando a recarga sendo representado por um círculo vermelho, o pico de densidade estando em 18h e desvio padrão de 3h. Para o modo 2 e para todos os *market shares* e curvas normais, o mesmo método de conexão horária dos VEs foi aplicado.

### 3.2.4 Modelagem do estado de carga e do tempo de conexão

O estado de carga inicial de um veículo elétrico, quando ele se conecta à rede para iniciar sua recarga, pode depender de vários fatores, dentre eles a distância que cada veículo percorre durante o dia, a frequência que o dono do veículo o deixa conectado, a preocupação em manter um SOC sempre alto para não sofrer com falta de energia em algum momento inoportuno, entre diversos outros fatores. Este trabalho não tem por objetivo principal estimar com clareza o SOC provável de um conjunto de VEs dependendo da localização geográfica e

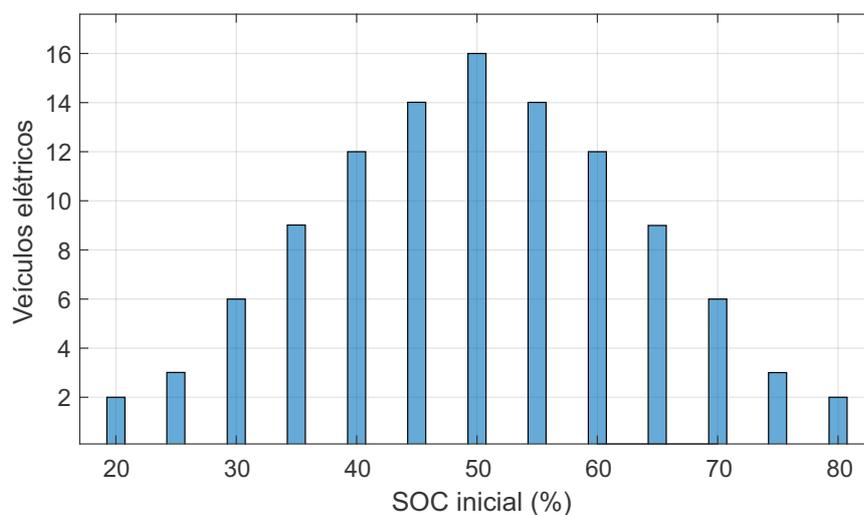
Figura 3.5 – Distribuição normal de entrada de conexão de uma amostra de VEs representando 2% de *market share* do modo 3 (44 VEs), com pico de densidade em 18h e desvio padrão de 3h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

perfil comportamental dos donos desses veículos. Sendo assim, essa condição foi aproximada também com uma distribuição normal, com média localizada em 50% do SOC, estratégias semelhantes são utilizadas por Ramadan, Ali e Farkas (2018) e Nour et al. (2018). A maior probabilidade do estado de carga fica perto dos 50%, com os limites aqui escolhidos de 20% para o SOC mínimo e 80% para o SOC máximo, como mostrado na Figura 3.6, que representa uma amostra de 2% de *market share* (108 VEs).

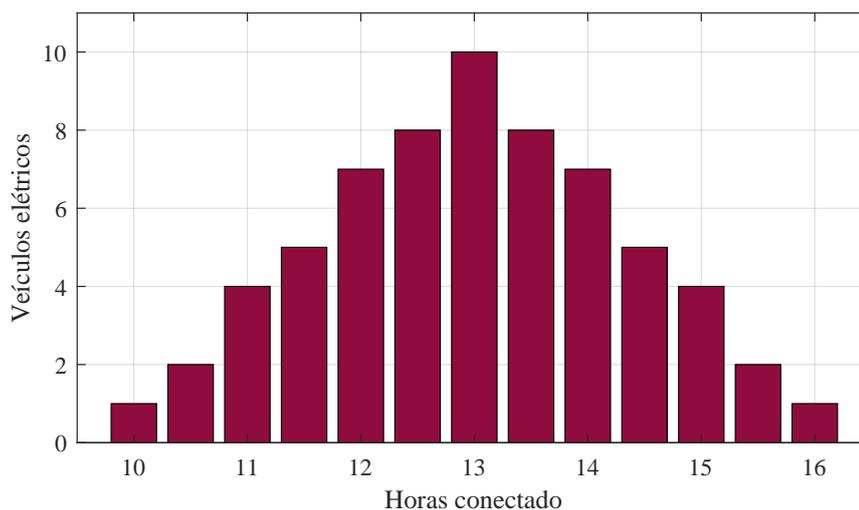
Figura 3.6 – Estado de carga inicial de uma amostra de VEs, representando 2% de *market share* total (108 VEs).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim como na definição do SOC inicial, para estimar o tempo que um veículo permanece conectado à rede seria necessário estudos mais aprofundados sobre o perfil comportamental das amostras. Aqui serão considerados horários aleatórios, seguindo uma distribuição normal para o tempo que o veículo permanece conectado. Será considerado que os veículos recarregando em modo 2, permanecem mais tempo conectados, como é representado na Figura 3.7, devido à potência mais baixa, assim como os VEs recarregando em modo 3 ficam menos tempo conectados, representado na Figura 3.8. Esta análise elimina a variável tempo que seria necessário para o VE atingir 100% de estado de carga, pois por levar um tempo considerável, os donos dos VEs podem optar por desconectar a recarga antes dos 100% para utilizar o veículo. Ainda, caso o VE atinja os 100% de SOC, sua conexão também se encerra.

Figura 3.7 – Histograma de horas que os VEs em modo 2 permanecem conectados, representando 2% de *market share* (64 VEs).

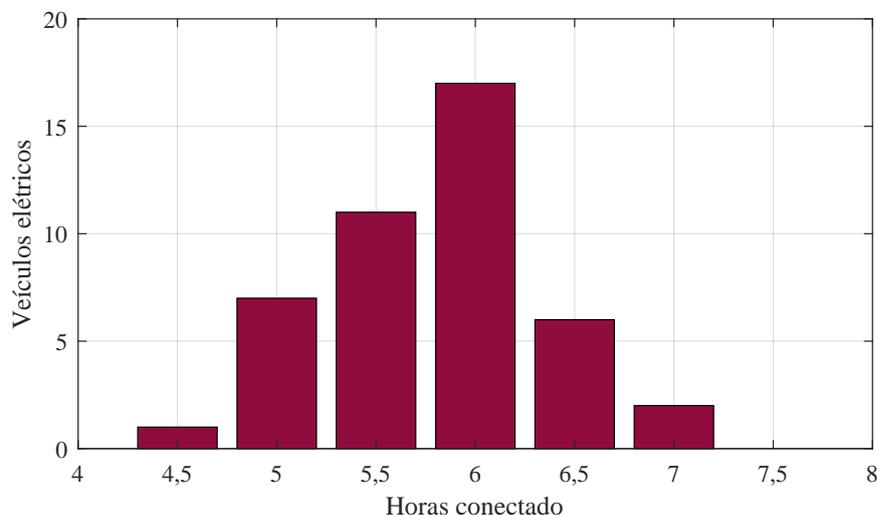


Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.3 NORMAS BASE PARA AS DISCUSSÕES DO TRABALHO

Este trabalho tem como um dos objetivos avaliar os impactos dos VEs frente às resoluções normativas atualmente existentes, e confrontá-las para que se verifique se elas atendem os requisitos de qualidade de energia, principalmente na questão da subtensão, que é o foco principal das análises de impactos dos VEs aqui analisadas. Sendo assim, as principais normas utilizadas nesta análise são as atuais normas relacionadas aos VEs no Brasil, o qual faz parte dos comitês da IEC, e, portanto, adota as mesmas considerações. No entanto algumas atribuições não correlacionam com o que está previsto nos Procedimentos de Distribuição de Energia

Figura 3.8 – Histograma de horas que os VEs em modo 3 permanecem conectados, representando 2% de *market share* (44 VEs).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica (ANEEL, 2018a).

Esta seção busca trazer os limites estabelecidos em cada norma, bem como algumas definições importantes encontradas em cada norma regulamentadora. Alguns detalhamentos já foram apresentados na Seção 2.2, principalmente relacionados aos EVSEs e aos modos de recarga e estações de recarga. Aqui o espaço é focado nas definições quanto aos níveis de tensão apresentados em cada normativa.

### 3.3.1 Norma NBR IEC 61851-1:2013

A ABNT NBR IEC 61851-1:2013 (ABNT, 2013b) estabelece que o valor nominal da tensão de alimentação em corrente alternada para o equipamento de recarga é de até 1000 V, e os equipamentos devem funcionar corretamente com  $\pm 10\%$  da tensão nominal, mas não aborda os impactos que os VEs podem causar na tensão do alimentador.

### 3.3.2 Norma IEC 61851-1:2017

Na norma IEC 61851-1:2017, além de estabelecer que o valor nominal da tensão de alimentação em corrente alternada para o equipamento de recarga é de até 1000 V CA e 1500 V CC, há um adendo que indica que o sinal que a estação de recarga envia ao veículo elétrico,

chamado e circuito piloto, habilita ou não que o veículo esteja conectado dependendo da faixa de tensão de entrada, esses valores de tensão nominal variam de +10% e -15%. Ressalta-se que isto está diferente na norma NBR IEC 61851-21:2013 (ABNT, 2013b), pois a versão brasileira apresenta os limites recomendados de tensão de operação entre +10% e -10%, a qual está em processo de atualização e provavelmente seguirá esses mesmo limites da norma internacional.

### 3.3.3 PRODIST Módulo 8

Se tratando do PRODIST (ANEEL, 2018a), este trata como um problema de qualidade de energia variações de tensão limite de fornecimento de +5% e -8%, na tensão de fornecimento de 220/127 V, como mostrado na Tabela 3.2. Dessa forma, a norma brasileira, que segue quase que fielmente a norma internacional da IEC, não está adequada para o sistema elétrico brasileiro, visto que os veículos elétricos podem trazer as tensões a níveis precários e ainda assim continuar conectados, não estando em acordo com o PRODIST.

Tabela 3.2 – Limites de tensão dos pontos de conexão em tensão nominal 220/127 V.

<i>Tensão de Atendimento (TA)</i>	<i>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) (220/127)</i>
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202)$ ou $(231 < TL \leq 233)$ $(110 \leq TL < 117)$ ou $(133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233) / (TL < 110$ ou $TL > 135)$

Fonte: Editado pelo autor com base em (ANEEL, 2018a).

O problema de subtensão não apenas afeta o funcionamento de equipamentos, mas também afeta economicamente a concessionária, que paga multas quando a tensão entregue não está nos níveis adequados. As condições de fornecimento de tensão devem atender aos níveis estabelecidos no Capítulo 2 do Módulo 8 do PRODIST, conforme faixas apresentadas na Tabela 3.2. Conforme consta, a tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento, atuando de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados (ANEEL, 2018a).

A tensão deve ser acompanhada nos pontos de conexão entre distribuidoras e nos pontos de conexão com as unidades consumidoras. O conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada. Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, devem

ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária ( $DRP$ ) e o para tensão crítica ( $DRC$ ) de acordo com

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (3.2)$$

$$DRC = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (3.3)$$

sendo  $nlp$  e  $nlc$  representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente. Os indicadores são associados em um mês civil (ANEEL, 2018a).

Com base nas medições amostrais efetuadas, é então calculado o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica ( $ICC$ ), utilizando

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (3.4)$$

em que:

$N_C$  = total de unidades consumidoras com  $DRC$ , não nulo; e

$N_L$  = total de unidades consumidoras objeto de medição.

Para a determinação de Índices Equivalentes por Consumidor, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente ( $DRP_E$ ) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica equivalente ( $DRC_E$ ), de acordo com

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L} \text{ [%]} \quad (3.5)$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} \text{ [%]} \quad (3.6)$$

em que:

$DRP_i$  = duração relativa de transgressão de tensão precária individual da unidade consumidora (i);

$DRC_i$  = duração relativa de transgressão de tensão crítica individual da unidade consumidora (i);

$DRP_E$  = duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente;

$DRC_E$  = duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente;

O limite do indicador  $DRP$  é de 3% (três por cento), e o limite do indicador  $DRC$  é de 0,5% (cinco décimos por cento) (ANEEL, 2018a). Desta forma, para se obter as 1008 leituras consecutivas com intervalos de 10 minutos, seriam necessários 7 dias. Considerando que tem-se 6 leituras por hora, o limite de tempo em 7 dias, em tensão precária não pode ultrapassar 5 horas (30 leituras) e em tensão crítica não pode ultrapassar 50 minutos (5 leituras).

Ainda de acordo com o PRODIST, em caso de violação desses limites, a concessionária de compensar financeiramente o consumidor. O valor da compensação deve ser creditado na fatura apresentada no prazo máximo de dois meses subsequentes ao mês civil de referência da última medição que constatou a violação (ANEEL, 2018a).

Esta subseção deixa claro que problemas de subtensão são levados como prejuízos para a concessionária, o que pouco se fala é que um dos impactos que os VEs podem trazer é de fato a subtensão por conta do aumento de carga no alimentador.

### 3.3.4 Normas relacionadas a sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Sistemas fotovoltaicos podem ser bons comparativos com os VEs em relação à conexão com a rede, e se tratando de uma tecnologia consolidada suas normas em relação à conexão com a rede são mais claras em relação às normas dos VEs. Como exemplo, tem-se a norma ABNT NBR IEC 16149:2013 (ABNT, 2013a), que em relação à seção sobre tensão, potência e frequência (Seção 4.1), estabelece que a tensão, potência e frequência do sistema fotovoltaico devem ser compatíveis com a rede local, valores nominais de tensão e frequência que estão contidos nas seções pertinentes do PRODIST, deixando claro que os sistemas fotovoltaicos devem estar em conformidade com PRODIST.

Em sistemas fotovoltaicos, o problema é inverso dos VEs, pois eles injetam potência na rede, e os VEs consomem (quando estão em processo de recarga). Ou seja, em sistemas PV, estes atuam com um aumento da tensão no sistema, e os VEs contribuem com a subtensão, algo que deve ser levado em consideração na adequação das normas dos VEs. Se tratando de variações de tensão, a subseção 5.2.1 da ABNT NBR IEC 16149:2013 estabelece que, quando a tensão da rede sai da faixa de operação especificada na Tabela 3.3, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede.

Tabela 3.3 – Limites de tensão dos pontos de conexão em tensão nominal 220/127 V.

Tensão no ponto comum de conexão (% da nominal)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V$	0,2 s

Fonte: Editado pelo autor com base em ABNT NBR IEC 16149:2013.

O sistema fotovoltaico, quando identifica o evento anormal de tensão, cessa o fornecimento de energia, e permanece conectado monitorando os parâmetros da rede a fim de reiniciar o fornecimento de energia quando as condições normais forem estabelecidas. Se a tensão retornar para a faixa de -20% a +10% da tensão nominal, o sistema fotovoltaico deve retornar a injetar a potência ativa e reativa de antes da falta, com tolerância de  $\pm 10\%$  da potência nominal

do sistema fotovoltaico, dentro de 200 ms (esta divergência em relação o PRODIST, diz respeito à queda de tensão adicional permitida para as instalações internas aos pontos de conexão, sendo regidas pela NBR 5410 (ABNT, 2004)). Se a tensão for restaurada, mas permanecer na faixa entre 80% e 90% da tensão nominal, é permitida uma redução da potência injetada com base na corrente máxima do inversor (ABNT, 2013a).

### 3.4 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS CRIADOS

A fim de identificar os impactos que os VEs podem causar em um sistema de distribuição secundária, foram criados alguns cenários de integração de VEs ao sistema, e a partir dos resultados, uma discussão é desenvolvida quanto a esses impactos em relação às normas relacionadas aos VEs e atuais normas do sistema de distribuição brasileiro. Primeiramente, com os parâmetros normais do alimentador apresentado, será realizado um fluxo de carga com as curvas de consumo fornecidas, de um dia útil de janeiro (outras análises poderiam englobar o estudo de outros dias em diferentes épocas do ano), a fim de demonstrar como o sistema se comporta sem a adição de nenhum VE, para que a comparação com os cenários seguintes seja mais destacável.

O primeiro cenário criado consiste em uma variação de *market share* de 2% a 10%, com passos de 2%, com os picos de densidade de conexão estando nas 18h e nas 23h, assim como a concentração de 68% de VEs estando em um intervalo de 6h e outro de 10h, totalizando 20 diferentes subcenários e sendo verificado em quais horários e quais concentrações de VEs podem ser mais prejudiciais. Ainda no primeiro cenário, será destacado de forma mais isolada, apenas um transformador em um subcenário que apresenta violação de tensão, com seus respectivos ramais, para que seja comparado com o cenário original sem VEs.

O segundo cenário consiste em apresentar uma possível solução para os problemas de subtensão causados pelos VE, consistindo em uma redução da potência de recarga e análise dos resultados. No terceiro cenário, verifica-se a possibilidade de integração da tecnologia V2G, e quais suas implicações nos parâmetros de tensão e potência do sistema, verificando se o V2G poderia ser ou não uma solução para os problemas de subtensão. Uma modificação do terceiro cenário também é criada, em busca de destacar se o simples deslocamento da recarga dos VEs para horários de menor consumo residencial seria uma solução.



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Frente à revisão bibliográfica apresentada, e a metodologia de criação dos cenários, estes foram desenvolvidos, integrados no alimentador detalhado na Seção 3.1, e simulados utilizando OpenDSS. Para que pudesse ser verificado com mais clareza os impactos causados pelos VEs, o alimentador foi primeiramente simulado apenas com as cargas fornecidas no modelo, de um dia útil de janeiro, sem a inclusão de nenhum VE.

Posteriormente, cada cenário é apresentado e detalhado frente aos impactos causados e atendimento ou não das normas regulamentadoras. Por se tratar de um sistema complexo em número de consumidores e cargas, uma análise mais detalhada é realizada em um transformador que alimenta um conjunto de residências, para que os impactos dos VEs pudessem ser mais localmente identificados. Muitos gráficos representativos dos resultados estão no formato de caixa, cuja representação é detalhada no Apêndice A.

### 4.1 SISTEMA ORIGINAL

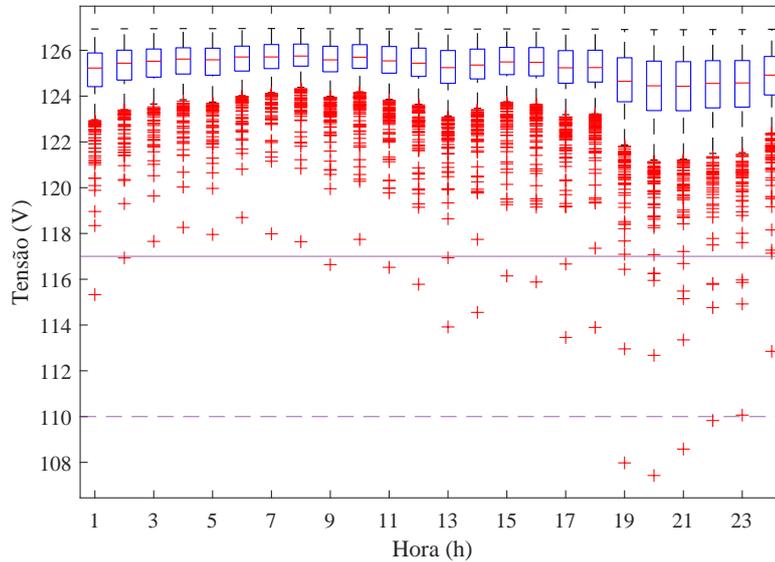
O sistema original, consiste em um alimentador da região leste da cidade de Porto Alegre - RS. Como se trata de uma região com tensão de fornecimento 127/220 V (monofásico/trifásico), as análises focarão em apresentar os impactos nos ramais que fornecem essas tensões aos consumidores, e os respectivos transformadores.

De maneira inicial, realizando-se uma análise das tensões nos secundários dos transformadores, como é demonstrado na Figura 4.1, a maior parte dos transformadores apresenta as tensões situadas acima do limite de 117 V, tensão mínima considerada adequada de acordo com o PRODIST. No entanto, alguns *outliers* indicam que existem transformadores que, mesmo sem nenhum VE, já apresentam problemas de subtensão, que inevitavelmente será ainda mais problemático nos ramais de conexão das cargas, por existir uma linha de distribuição e esta apresentar quedas de tensão cumulativas com a distância. O que pode ser observado é que os problemas mais significativos ocorrem a partir das 17h, horário que até 23h acaba sendo o período de maior consumo residencial.

Esses problemas destacados de subtensão, não são relativos a um grande conjunto de transformadores, como é possível ver nos poucos *outliers* existentes na Figura 4.1, o que sugere existir algum problema relacionado ao dimensionamento desses poucos equipamentos. Um desses exemplos é o transformador 80 (149012290A), de 45 kVA, demonstrado na Figura 4.2, que mostra um claro subdimensionamento desse transformador, em relação à potência consumida pelas cargas.

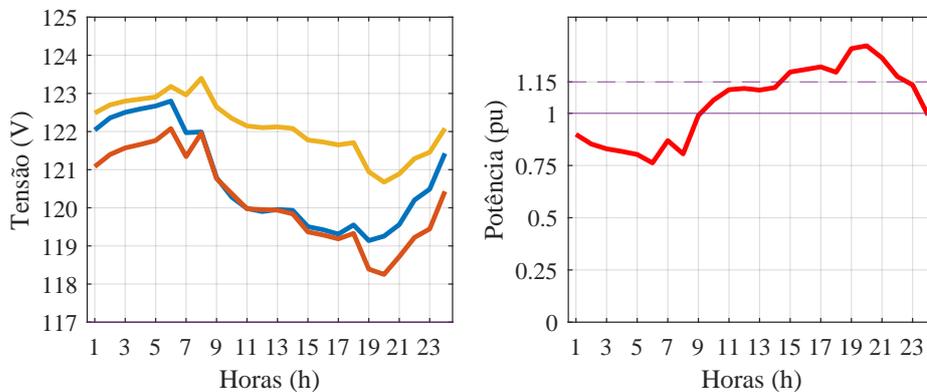
Outro exemplo é o transformador 124 (149016293A), também de 45 kVA, demonstrado na Figura 4.3, que mostra um problema de subtensão em uma das fases, além de também apresentar problemas de sobrecarga. Uma vez que as curvas de carga se tratam de medições médias

Figura 4.1 – Gráfico de caixa da tensão dos transformadores com secundário 127 V entre fase e neutro, no sistema original.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.2 – Transformador número 80 apresentando anormalidades de fornecimento de potência.

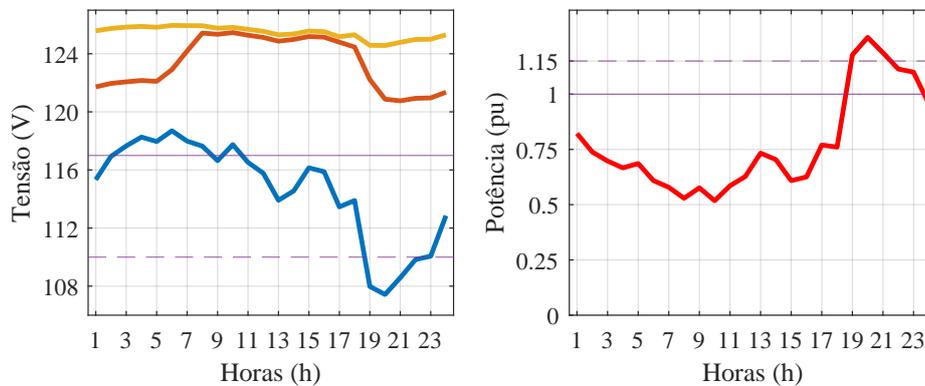


Fonte: Elaborado pelo autor.

de consumo, não há como afirmar com clareza qual o problema desses transformadores, sendo necessário uma análise mais detalhada e com mais dados para que se verifique a necessidade ou não da substituição desses equipamentos, algo que não é o foco deste trabalho.

Algo a ser destacado, é que as potências nominais dos transformadores estão relacionadas diretamente com os dados de potência de fornecimento acima de 1 pu, sendo um problema nos transformadores de menor potência. Para essa constatação, pode ser verificada a Figura 4.4, a qual demonstra diversos *outliers* de potência estando acima de 1 pu, e até vários acima de 1,15

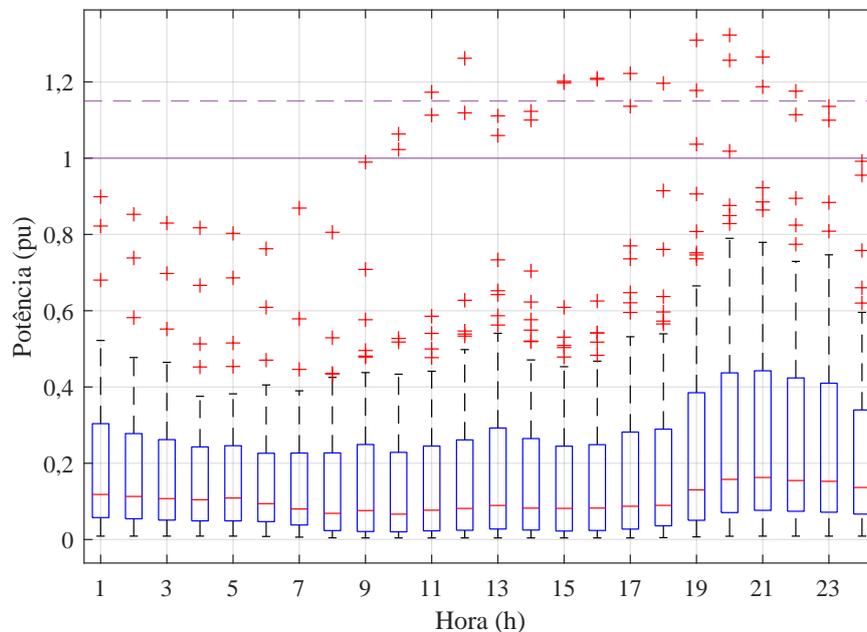
Figura 4.3 – Transformador número 124 apresentando anormalidades de fornecimento de tensão e sobrecarga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

pu, situação que pode comprometer a vida útil dos transformadores, como apresenta Muratori (2018), Jardini et al. (2000). Apesar desses equipamentos serem projetados para suportar sobrecargas por alguns momentos, a inserção de mais carga pode colocá-los em situação de várias horas em potência acima da nominal.

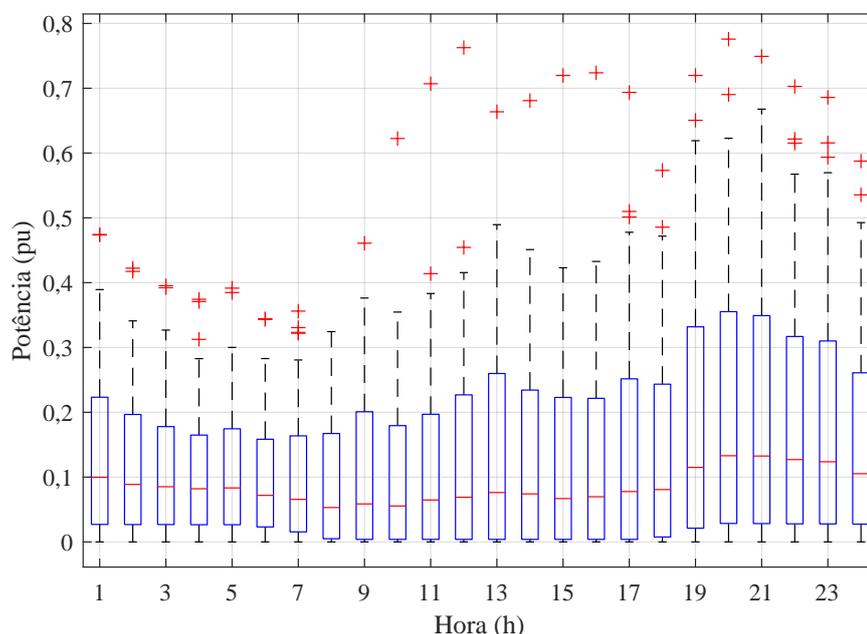
Figura 4.4 – Gráfico de caixa da potência de fornecimento para os transformadores de 45 kVA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Já na Figura 4.5, verifica-se que para os transformadores com potência nominal de 75 kVA, não houve identificação de sobrecarga para o sistema original.

Figura 4.5 – Gráfico de caixa da potência de fornecimento para os transformadores de 75 kVA.



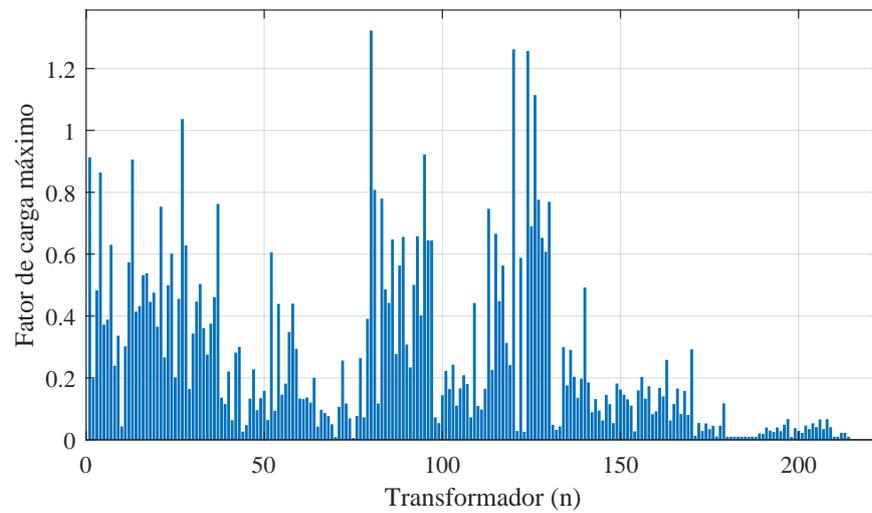
Fonte: Elaborado pelo autor.

Como forma de identificar se o problema de sobrecarga ocorre apenas em casos isolados ou de forma ampla, a Figura 4.6 demonstra o fator de carga máximo de cada um dos 223 transformadores, mostrando que esse problema ocorre em apenas 5 deles. O fator de carga é a razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado, neste caso de uma hora. Dessa forma, análises mais detalhadas devem ser realizadas nesses equipamentos.

A tensão nos pontos de conexão dos consumidores também foi verificada e demonstrada na Figura 4.7, deixando claro que o problema de subtensão aumenta ainda mais com o comprimento dos ramais, existindo locais com menos de 100 V de tensão de fornecimento, muito abaixo dos limites de 117 V para a tensão precária e 110 V para a tensão crítica, cabendo uma análise mais detalhada desses locais.

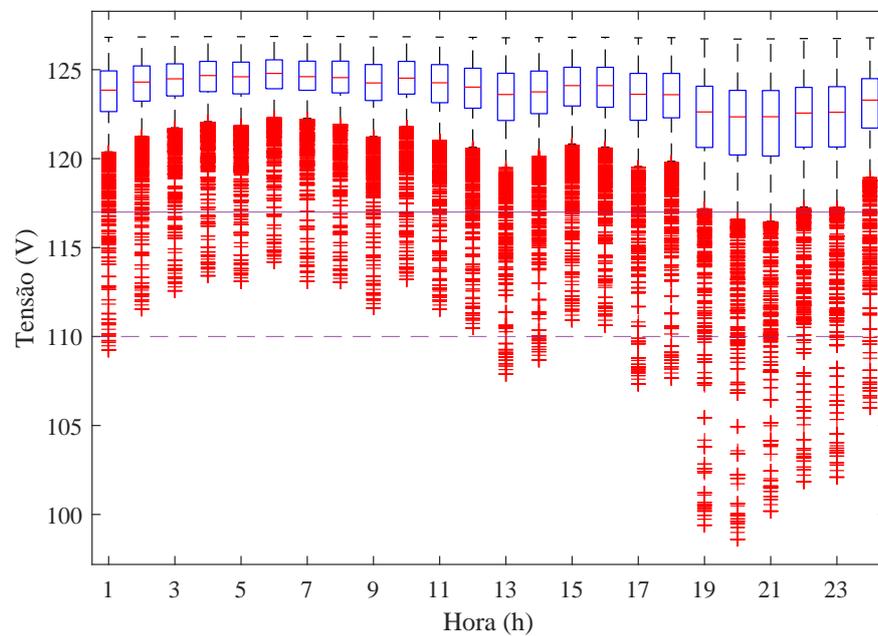
Como o PRODIST estabelece a quantidade de medições suficientes para que seja constatado o problema de subtensão, a Figura 4.8 apresenta o número de ocorrências identificadas, com seus respectivos valores contínuos de tensão em situação anormal, existindo casos em que a tensão permanece abaixo dos limites mínimos por várias horas consecutivas. A Figura 4.8 (a) mostra o número de ocorrências com relação ao tempo contínuo de fornecimento em tensão precária, e a Figura 4.8 (b) com relação à tensão crítica.

Figura 4.6 – Fator de carga máximo, transformadores sistema original.



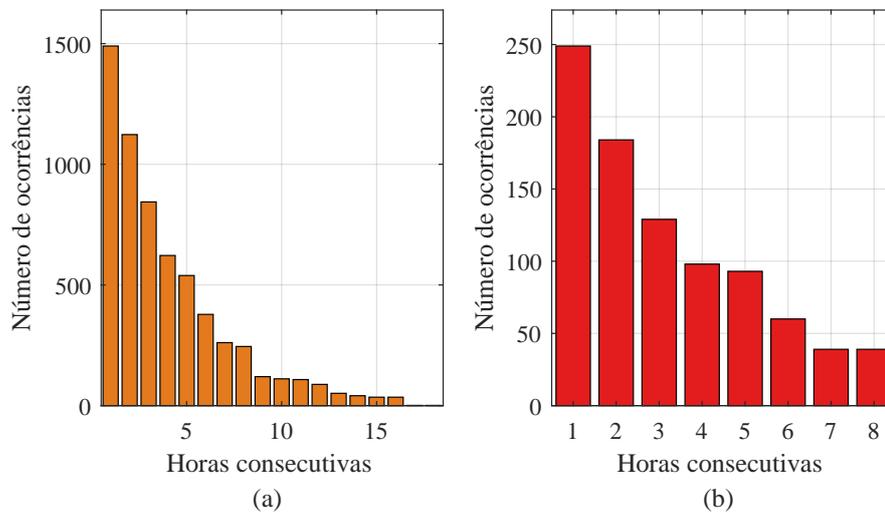
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.7 – Gráfico de caixa da tensão dos ramais com tensão 127 V entre fase e neutro, no sistema original.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.8 – Horas consecutivas com fornecimento em tensão (a) precária e (b) crítica, no sistema original.



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4.2 CENÁRIO 1.1 – VARIAÇÃO DE PARÂMETROS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS PARA TODO O ALIMENTADOR

Após contextualizar os dados do sistema original, foram realizadas simulações considerando os diferentes parâmetros detalhados na metodologia, com as quatro curvas normais (Figura 3.4) e os *market shares* (MS) de 2 a 10%, com passos de 2%. Os resultados de todas as simulações, bem como a comparação com o sistema original sem VEs, podem ser visualizados na Tabela 4.1, a qual demonstra todas as variações de *market shares*, com os picos e larguras relativos ao horário de conexão dos VEs no sistema original.

Conforme a cor vermelha indica (parametrizada em cada coluna), os maiores números de ocorrências (identificados em horas) de subtensão ocorreram com o aumento do *market share*, e quando os picos de densidade de conexão de VEs foram realizados às 18h, com o período de 6h para a conexão de 68% dos VEs. Também destaca-se o aumento considerável das horas em que os transformadores foram submetidos a sobrecargas, deixando claro que uma recarga aleatória de VEs pode causar diversos impactos ao sistema elétrico, mesmo com pequenos *market shares*. O ponto mais crítico observado, foi obviamente no caso de *market share* 10% e densidade máxima de VEs sendo conectados nas 18h em um intervalo de 6h, uma situação que futuramente pode ocorrer e, como visto, pode trazer diversos problemas ao sistema elétrico.

Tabela 4.1 – Resultados de anormalidades de tensão e potência dos transformadores do alimentador frente à variação de parâmetros dos VEs.

Parâmetros			Tensão Precária ( $0,87 pu \geq V < 0,93 pu$ )		Tensão Crítica ( $V < 0,87 pu$ )		Potência aparente dos transformadores		
MS	Pico (h) $\mu$	Largura 68% (h) $2\sigma$	Transform. 127 V (h)	Ramais 127 V (h)	Transform. 127 V (h)	Ramais 127 V (h)	> 1 pu (h)	> 1,15 pu (h)	> 1,5 pu (h)
0%	-	-	31	5202	4	891	33	15	0
	18	6	38	6115	5	1128	37	18	0
2%	23	6	36	6075	5	1118	37	19	0
		10	40	5912	5	1139	36	20	0
4%	18	6	50	7037	6	1572	51	24	4
		10	49	5839	5	1544	48	26	1
6%	23	6	47	6456	5	1480	48	20	0
		10	45	6575	5	1450	45	23	0
8%	18	6	54	7994	6	1782	63	28	3
		10	57	7874	6	1689	60	29	3
10%	23	6	48	7755	6	1556	50	27	0
		10	47	7680	6	1489	47	26	2
12%	18	6	64	8083	6	1939	71	32	6
		10	57	7986	6	1932	61	34	4
14%	23	6	57	7750	6	1671	58	31	0
		10	57	7685	5	1822	51	31	0
16%	18	6	65	9454	8	2468	108	59	15
		10	55	8727	10	2490	77	48	10
18%	23	6	57	8465	8	2312	89	41	4
		10	58	7951	8	2534	72	39	2

Fonte: Elaborado pelo autor.

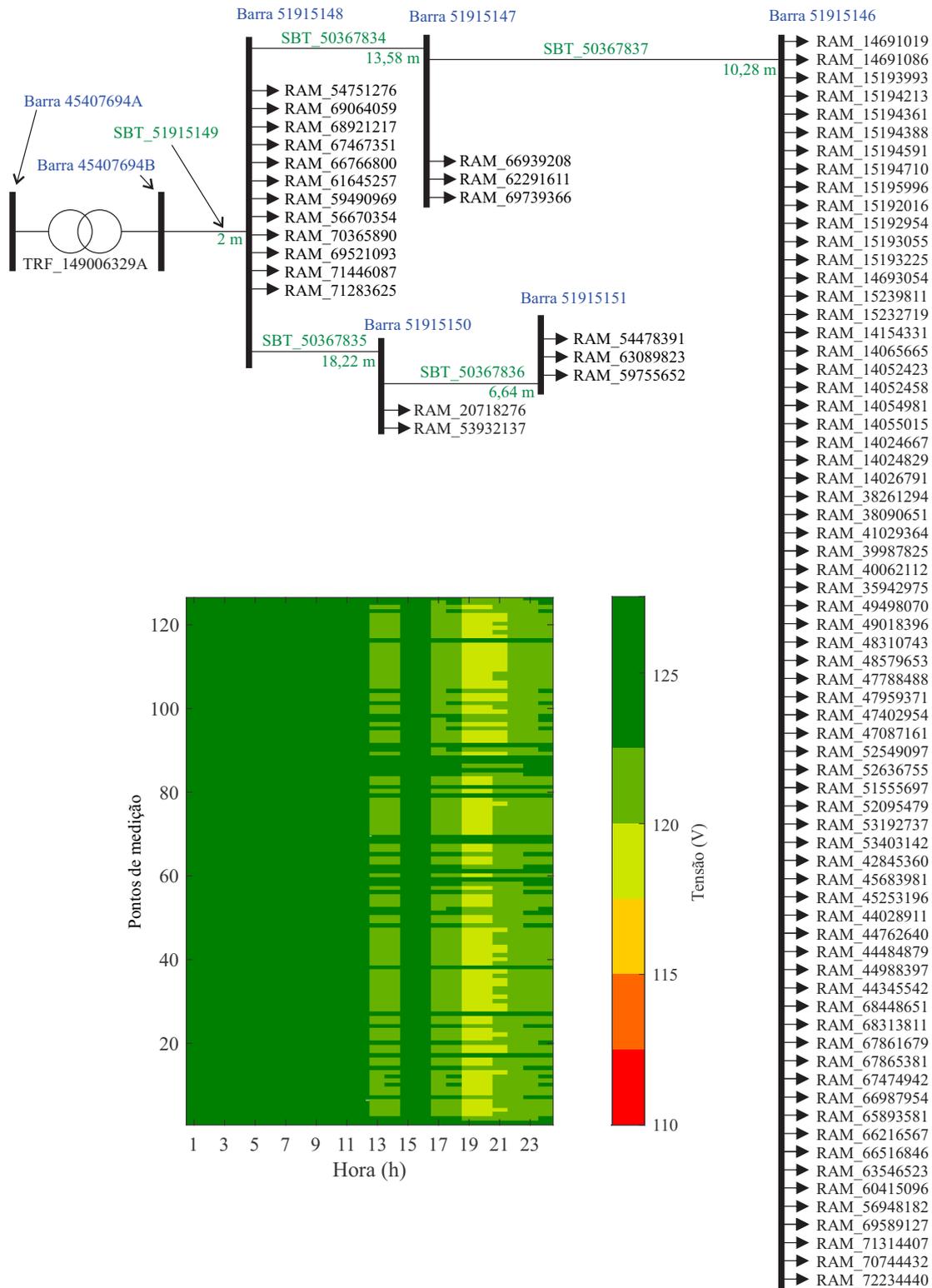
#### 4.3 CENÁRIO 1.2 – ANÁLISE DE UM TRANSFORMADOR E SEUS RESPECTIVOS RAMAIS

De forma a demonstrar os impactos dos VEs no sistema de distribuição secundária escolhido, a análise se deslocou a apenas um transformador e seus respectivos ramais, os quais não apresentavam problemas de subtensão e sobrecarga sem a inserção de VEs, e também eliminando da análise aqueles transformadores que originalmente já estavam apresentando problemas. Foi escolhido o transformador 21 (149006329A) como base para os próximos estudos, que fornece 127 V fase-neutro no secundário, e possui uma potência nominal de 45 kVA.

##### 4.3.1 Ramais sem VEs

Primeiramente, é apresentado como o transformador se comporta frente às curvas originais de consumo, sem a inclusão de VEs. Uma análise dos ramais conectados ao transformador 21 pode ser visualizada na Figura 4.9.

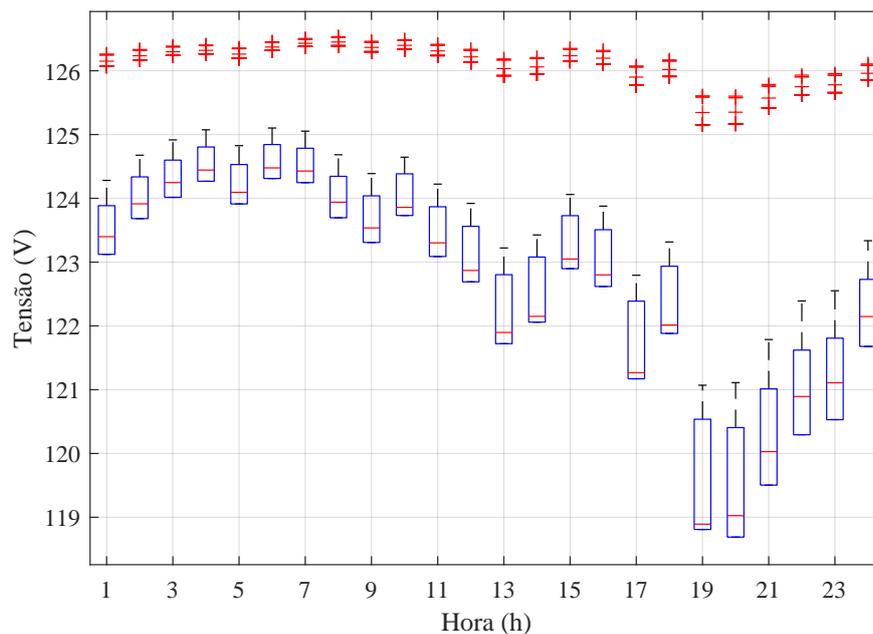
Figura 4.9 – Demonstração do posicionamento e perfil de tensões dos ramais conectados ao transformador 21, sem a inclusão de VEs.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 4.10 apresenta as tensões dos ramais, as quais se apresentam acima dos limites mínimos, e a Figura 4.11 mostra a curva de potência do transformador, também demonstrando estar abaixo de 1 pu em todo o período de 24 horas. Essas duas análises demonstram que o sistema original, sem a inserção de VEs se apresenta, pelo menos neste transformador com seu conjunto de ramais, em adequadas condições de operação.

Figura 4.10 – Tensão dos ramais alimentados pelo transformador 21, sem a inclusão de VEs.

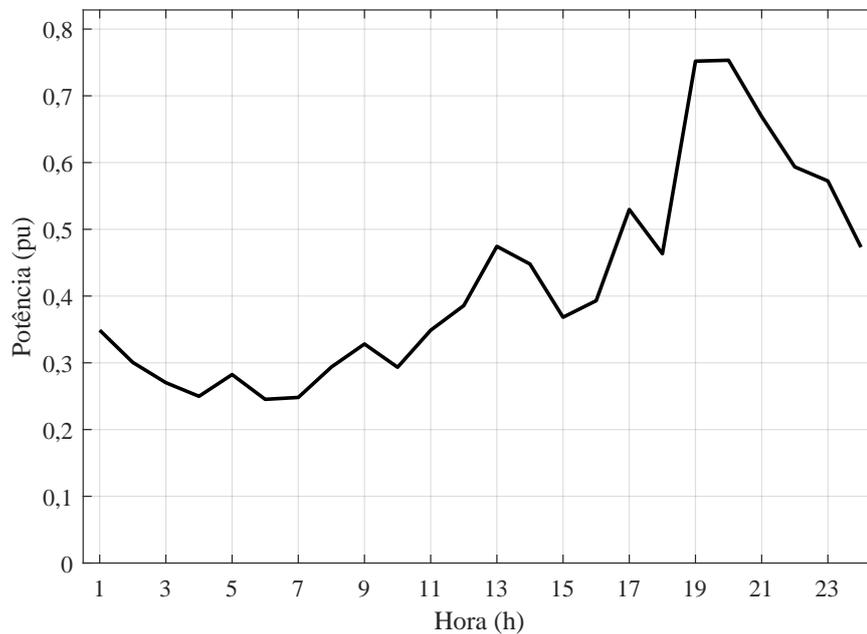


Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.3.2 Ramais com 10% de VEs

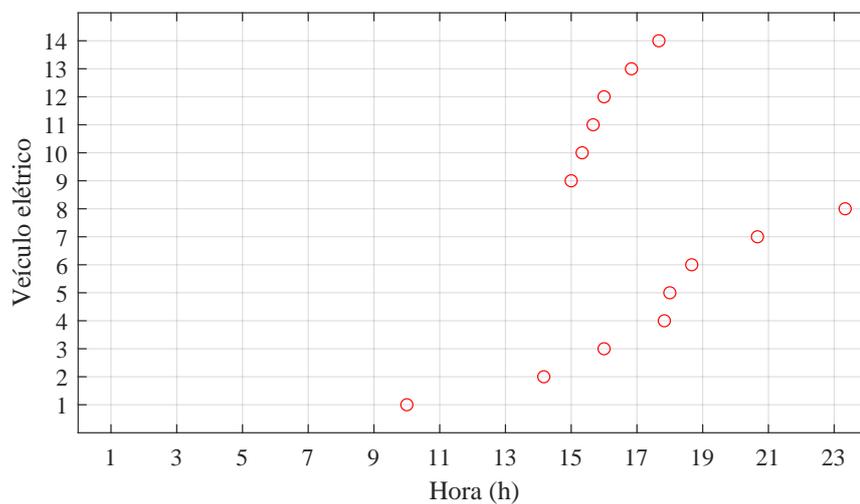
Para que os impactos pudessem ser avaliados nos ramais do transformador 21, foi utilizado o cenário de *market share* 10% e densidade máxima de VEs sendo conectados às 18h em um intervalo de 6h. Como a aleatoriedade foi considerada nas simulações para o sistema inteiro, na análise de um conjunto limitado de amostras podem ocorrer casos que os horários de conexão não seguem uma curva normal perfeita, pois o conjunto considerado foi relativo à quantidade total de VEs conectados no alimentador. Nesse caso, para o transformador 21, há uma concentração mais densa de VEs sendo conectados para recarga em modo 3 perto das 17h, como visto na Figura 4.12, algo que pode ocorrer na realidade, e é plausível considerar para as análises. Esse conjunto de VEs consistiu em 8 VEs recarregando em modo 2 e 6 VEs recarregando em modo 3, totalizando 14 VEs.

Figura 4.11 – Curva de potência do transformador, sem VEs conectados.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.12 – Horário de conexão dos VEs nos ramais do transformador 21.

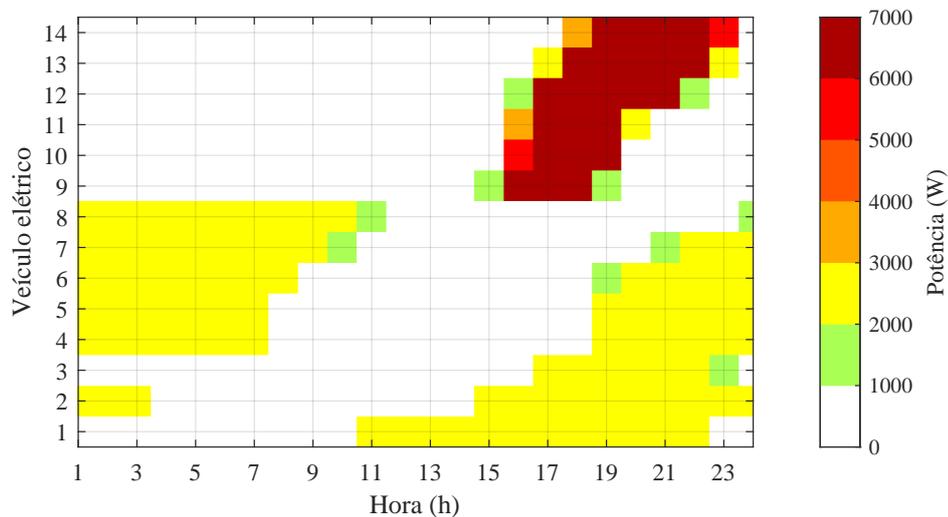


Fonte: Elaborado pelo autor.

Baseado nos horários de conexão, modo de recarga e máximo de horas que o VE permanece conectado, que também foram definidos de forma aleatória, observou-se a característica de potência consumida pelos VEs, que é a potência necessária para realizar a recarga das baterias. Essa característica pode ser visualizada na Figura 4.13. Pode ser observado que os

VEs em modo 3 permanecem menos tempo conectados e consumindo potência, isso devido à maior potência de recarga e, portanto, maior probabilidade de atingir 100% de SOC. Já os VEs recarregando em modo 2, permanecem conectados por várias horas a mais.

Figura 4.13 – Característica de potência consumida pelos VEs dos ramais do transformador 21.



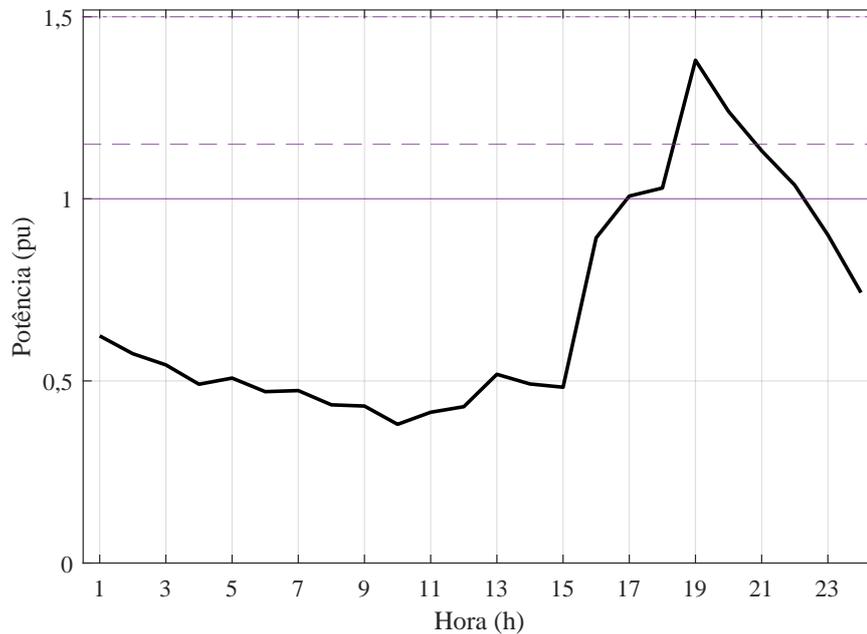
Fonte: Elaborado pelo autor.

Neste cenário, a potência do transformador 21 já assume valores acima de sua potência nominal no período entre 17h e 22h, como pode ser visualizado na Figura 4.14. Os maiores causadores dessa sobrecarga são os VEs que estão recarregando em modo 3, como visto na Figura 4.15, que por requisitarem uma potência maior na recarga e estarem concentrados no mesmo horário, causam essa sobrecarga no transformador. Mesmo sendo um número menor de carregadores simultâneos, como mostra a Figura 4.16, a potência mais elevada dos carregadores modo 3 pode contribuir de forma muito prejudicial com os índices de sobrecarga nos transformadores.

Após ser constatado o problema de sobrecarga no transformador, as tensões dos ramais também foram avaliadas, e estas podem ser visualizadas na Figura 4.17, onde foram constatadas subtensões de nível precário entre 19h e 22h, consequência da conexão dos VEs e em simultaneidade com o período de maior consumo residencial. Sendo assim, um problema que antes não existia, passa a estar presente durante várias horas no sistema.

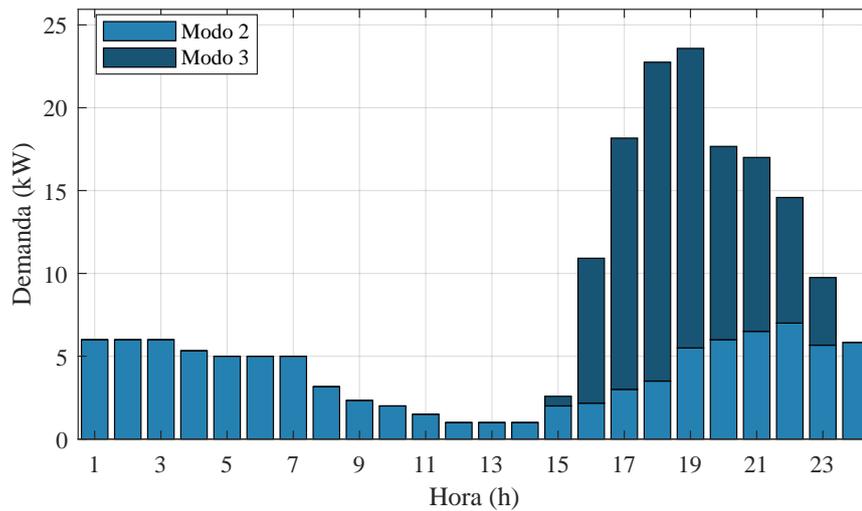
De forma complementar, os SOCs inicial e final dos VEs podem ser visualizados na Figura 4.18, a qual demonstra que os VEs em modo 3 (9-14) atingiram 100% de SOC ao final da simulação, enquanto que dos VEs em modo 2 (1-8) apenas dois atingiram esse percentual (ou muito perto disso como é o caso do VE 8). Isso indica o quanto a recarga em modo 2 pode ser lenta, mas com os benefícios de não causarem tantos danos em comparação com modo 3. No entanto, nada impede que todos os VEs sejam recarregados em modo 2, o que

Figura 4.14 – Curva de potência do transformador 21, com os VEs recarregando de forma aleatória.



Fonte: Elaborado pelo autor.

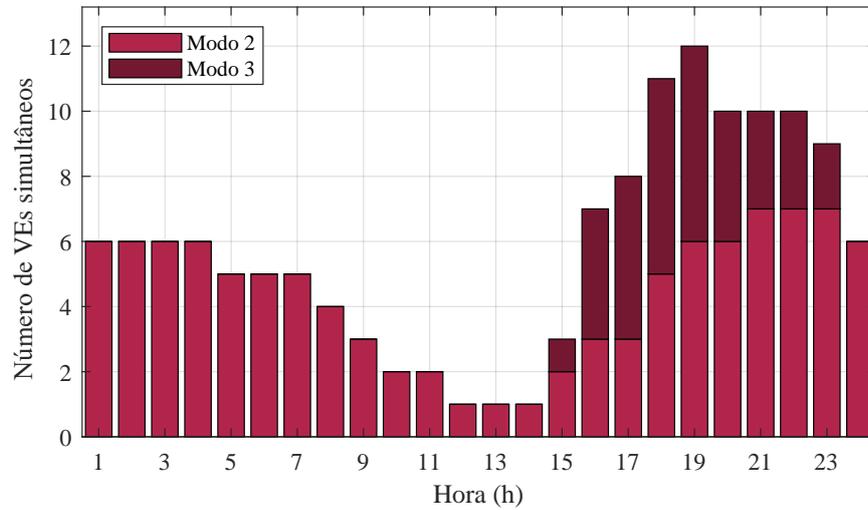
Figura 4.15 – Potência consumida pelos VEs do transformador 21 em modo 2 e modo 3, recarregando de forma aleatória.



Fonte: Elaborado pelo autor.

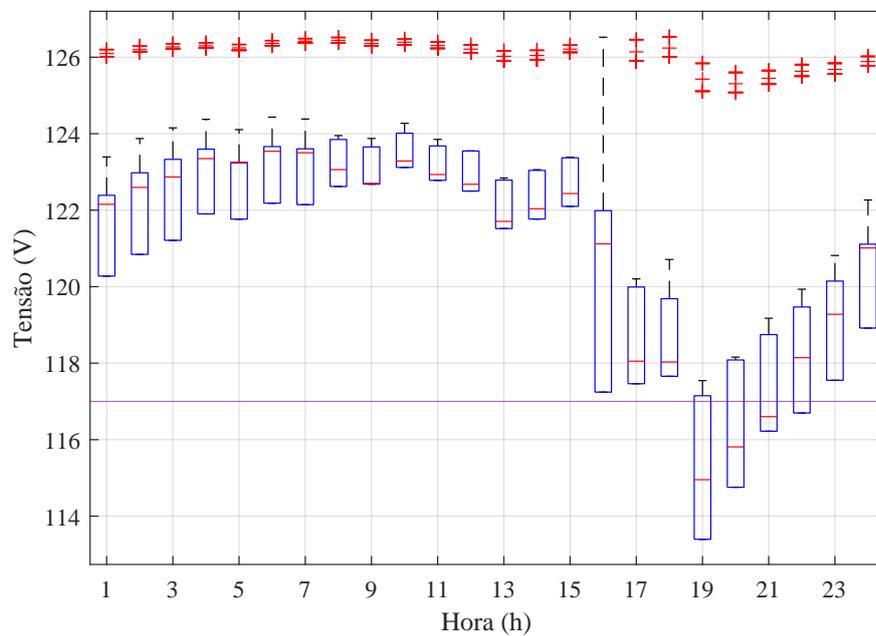
causaria problemas semelhantes por haver uma maior probabilidade desses VEs estarem sendo recarregados de forma simultânea.

Figura 4.16 – Veículos elétricos do transformador 21 sendo recarregados de forma simultânea.



Fonte: Elaborado pelo autor.

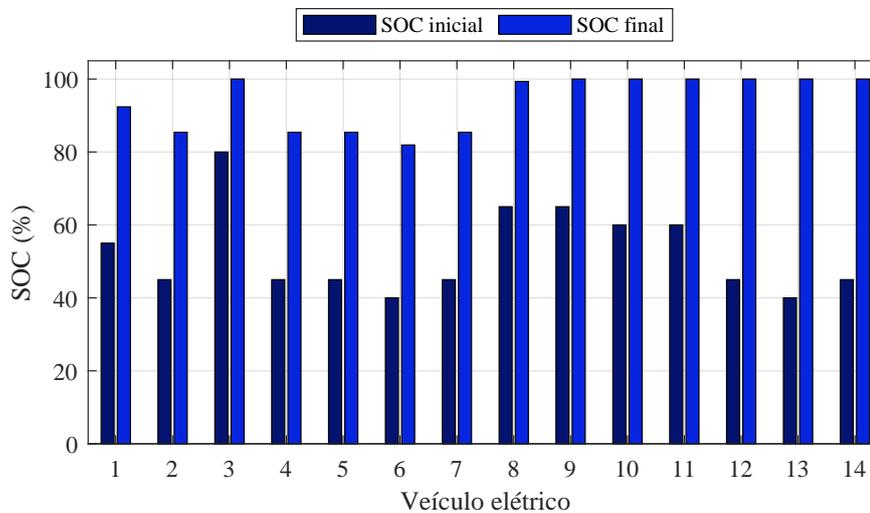
Figura 4.17 – Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs em recarga aleatória.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Uma análise do restante dos ramais conectados ao transformador 21 pode ser visualizada na Figura 4.19, a qual também mostra o ramal que cada EV está conectado e as tensões medidas em cada ponto de conexão (ex: M2\_1 se refere ao VE 1 que está em modo 2 (M2)). Aqui fica claro que a inclusão de VEs mesmo que de forma dispersa, pode ocasionar problemas de

Figura 4.18 – SOC inicial e final dos VEs do transformador 21 que foram recarregados de forma aleatória.



Fonte: Elaborado pelo autor.

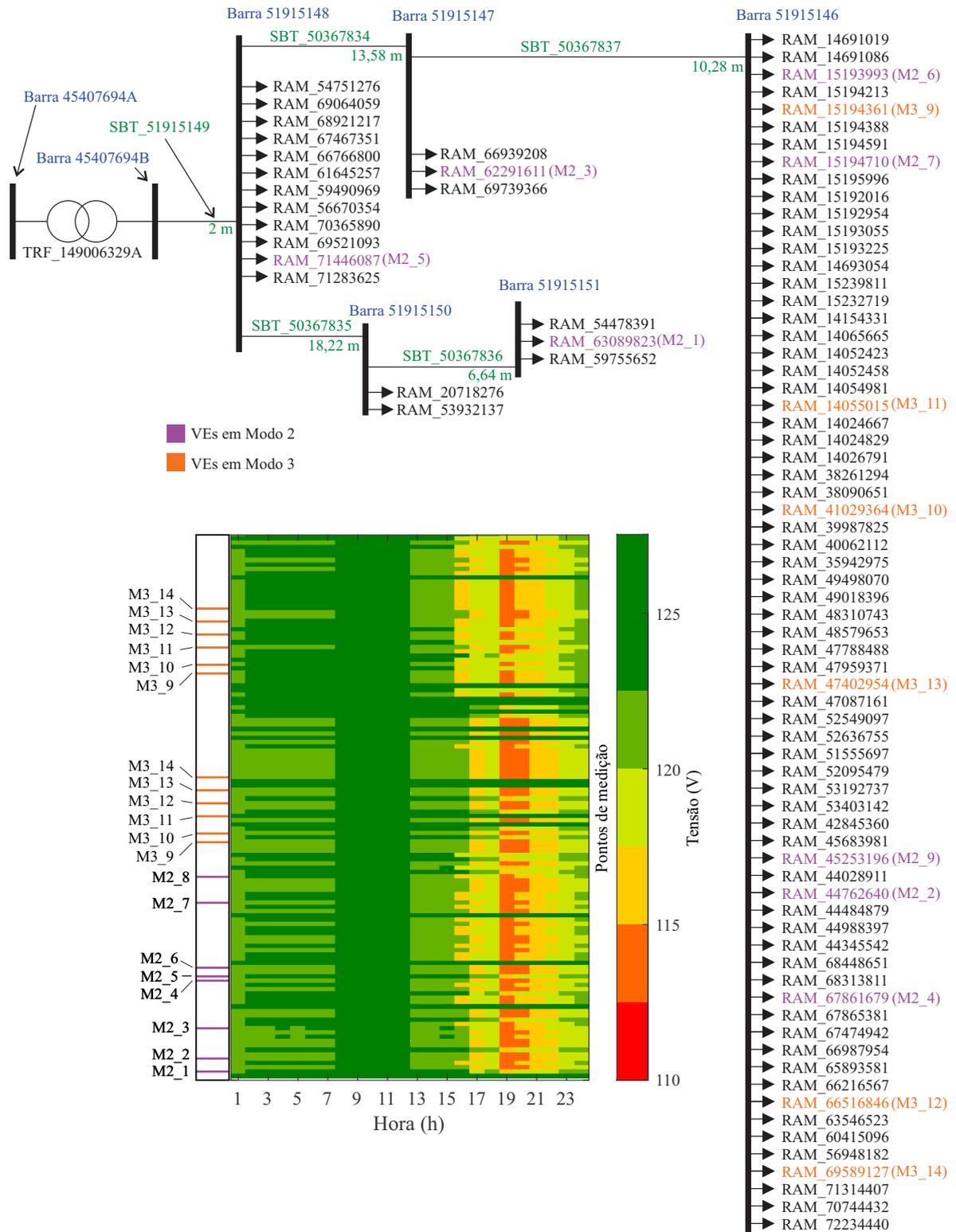
subtensão em outros ramais que não possuem VEs. Isso se dá também por os pontos de medição serem bem próximos uns dos outros, pois o modelo do alimentador possui a maioria dos ramais com 15 m de comprimento.

Um ponto a ser ressaltado, é algo que consta na norma NBR 5410 (ABNT, 2004), que trata de instalações elétricas em baixa tensão. Nesta norma, é estabelecido que em qualquer ponto de utilização da instalação, a queda de tensão verificada não deve ser superior a 5%, calculados a partir do ponto de entrega com fornecimento em tensão secundária de distribuição, dados em relação ao valor da tensão nominal da instalação, que é o caso simulado neste trabalho. Os VEs simulados nos cenários seguintes foram conectados nos ponto de conexão dos ramais residenciais. Isso implica que os VEs podem operar normalmente com uma queda de tensão de 5% a mais em relação ao ponto de conexão,.

#### 4.4 CENÁRIO 2.1 – CONTROLE DA POTÊNCIA DE RECARGA COM BASE NA TENSÃO DOS RAMAIS

Como forma de amenizar os problemas de subtensão causados pelos VEs, uma proposta é que haja, além da adequação das normas dos VEs aos valores limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST, é que o VEs que estiverem identificando subtensões nos seus pontos de conexão com a rede, diminuam de forma gradual a potência consumida da rede, assim como ocorre com os sistemas fotovoltaicos que reduzem a potência injetada em casos de anormalidades nos níveis de tensão do sistema (ABNT, 2013a).

Figura 4.19 – Demonstração do posicionamento e perfil de tensões dos ramais conectados ao transformador 21, com a inclusão dos VEs.



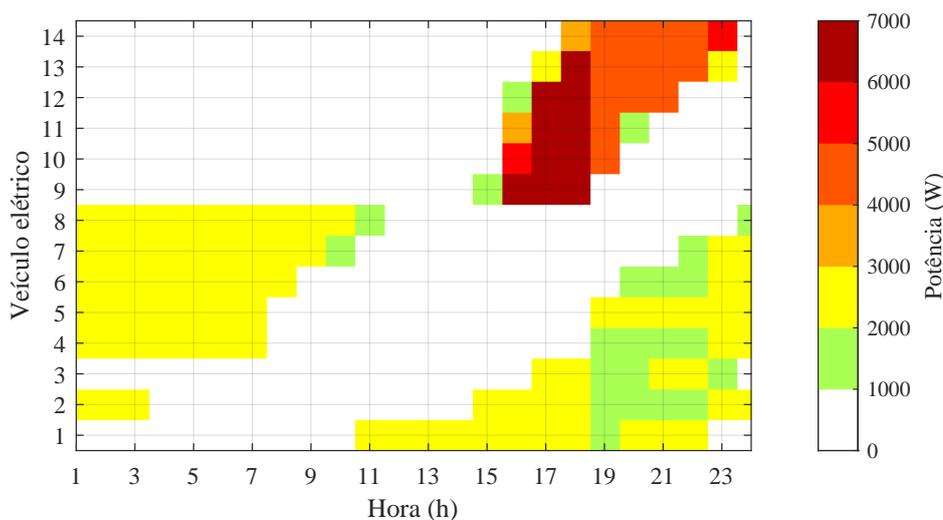
Fonte: Elaborado pelo autor.

Isso pode ser feito com um dispositivo instalado juntamente à estação de recarga do VE, e que ao monitorar a tensão da rede e identificar anormalidades, possa intervir na razão cíclica do sinal PWM do circuito piloto, responsável por realizar a comunicação entre a estação de recarga e o VE. Desta forma, a seção seguinte visa aplicar essa redução de potência e identificar as variações de tensão alcançadas com esse método, sendo realizadas três possíveis intervenções: uma com redução para 70% da potência de recarga nas barras que forem identificadas as subtensões, outra com redução para 50% da potência de recarga e, se ainda assim a subtensão persistir, ocorrer o desligamento do sistema de recarga por um determinado período. Esses percentuais foram atribuídos como exemplo, mas essa redução de potência pode ocorrer em passos menores.

#### 4.4.1 VEs conectados em barras com subtensões recarregando com 70% da potência

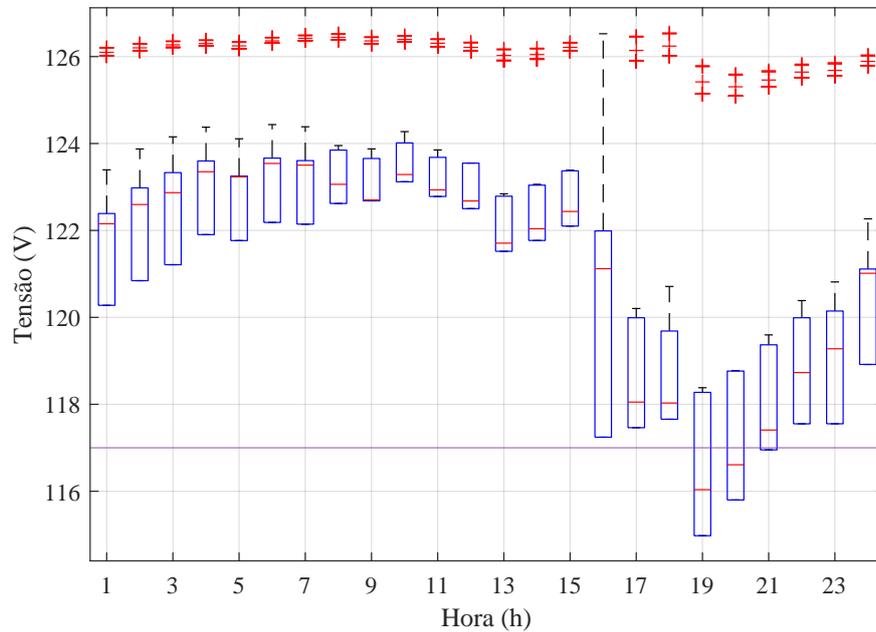
A primeira situação verificada procurou identificar em quais ramais estavam ocorrendo as subtensões, e os VEs conectados a essas barras passaram a recarregar com 70% da potência nominal. A Figura 4.20 demonstra a característica de potência do sistema de recarga de cada VE, com os VEs localizados nos ramais em subtensão recarregando com 70% da potência nominal. A Figura 4.21 demonstra uma melhoria nos níveis de tensão, que agora apenas possui violações no período de 19h a 21h, e com tensões mais elevadas nesse período, apesar de ainda estarem abaixo dos limites mínimos.

Figura 4.20 – Característica de potência consumida pelos VEs dos ramais do transformador 21, com os carregadores dos ramais em subtensão operando em 70% da potência em ramais com subtensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.21 – Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs, com os carregadores dos ramais em subtensão operando em 70% da potência em ramais com subtensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

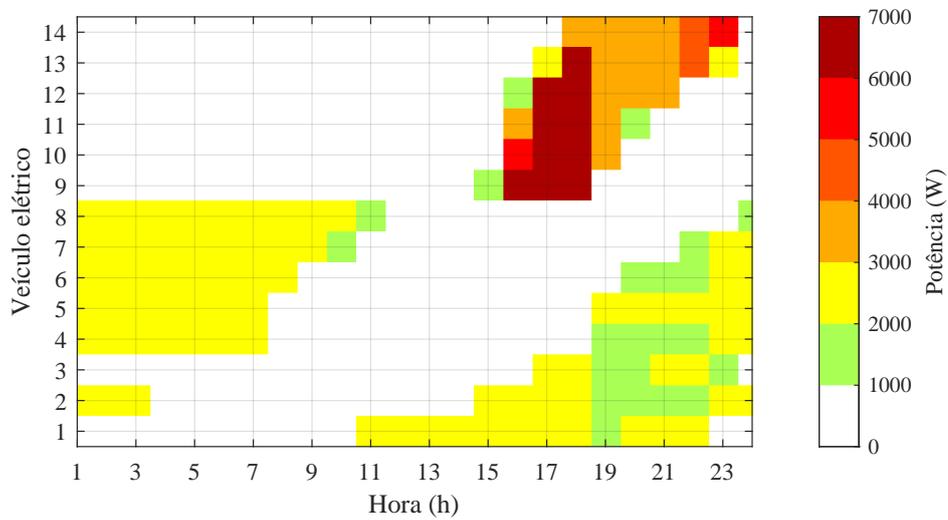
#### 4.4.2 VEs conectados em barras com subtensões recarregando com 50% da potência

A segunda situação verificada procurou identificar em quais ramais estavam ocorrendo as subtensões que ainda prevaleceram com redução para 70% da potência de recarga, e os VEs conectados a essas barras passaram a recarregar com 50% da potência nominal. A Figura 4.22 demonstra a característica de potência de cada VE, com os VEs localizados nos ramais em subtensão recarregando com 70% e 50% da potência nominal. A Figura 4.23 demonstra uma melhoria nos níveis de tensão, que agora apenas possui violações no período de 19h a 20h, e com tensões mais elevadas nesse período, apesar de ainda estarem abaixo dos limites mínimos.

#### 4.4.3 VEs desconectados das barras com subtensões

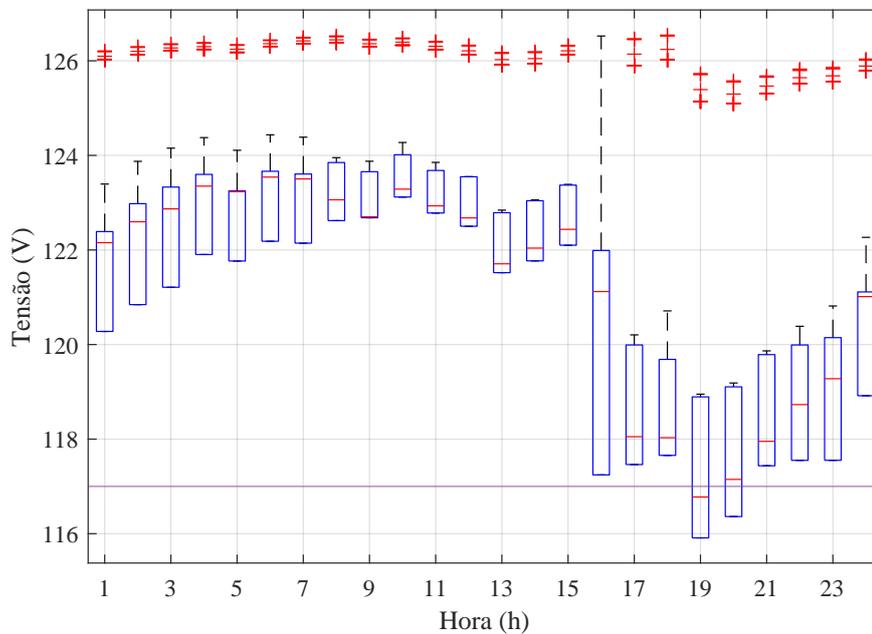
A terceira situação verificada procurou identificar em quais ramais estavam ocorrendo as subtensões que ainda prevaleceram com redução para 50% da potência de recarga, e os VEs conectados a essas barras foram desligadas. A Figura 4.24 demonstra a característica de potência dos carregadores de cada VE, com as três situações impostas. A Figura 4.25 demonstra uma correção nos níveis de tensão, que agora não possui violações de subtensão.

Figura 4.22 – Característica de potência consumida pelos VEs do transformador 21 com os VEs, recarregando com 50% da potência em ramais com subtensão persistente.



Fonte: Elaborado pelo autor.

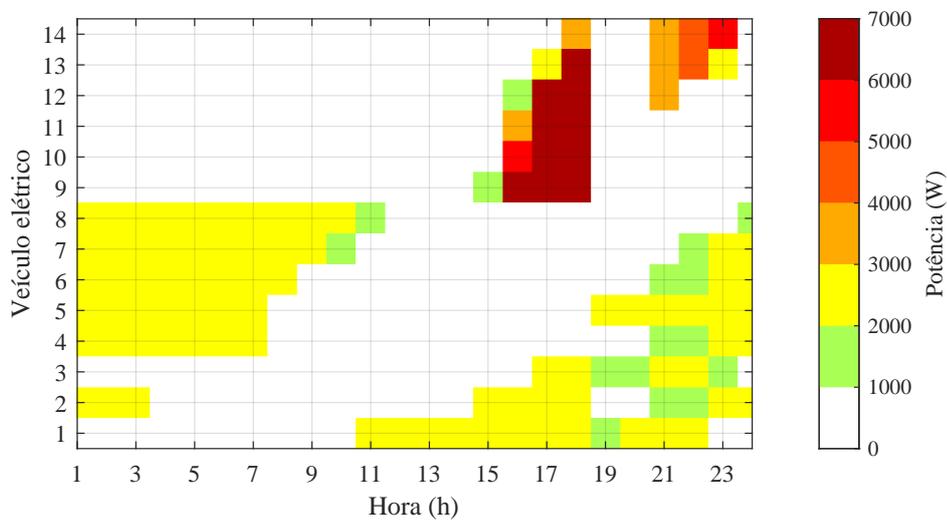
Figura 4.23 – Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs, recarregando com 50% da potência em ramais com subtensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

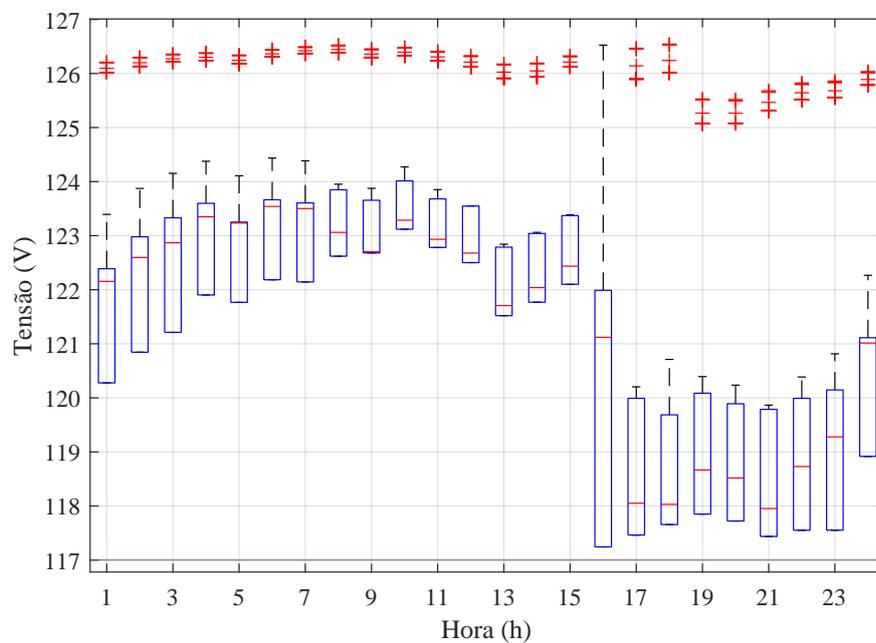
A Figura 4.26 mostra a demanda de cada conjunto de VEs em modo 2 e modo 3, após as três situações consideradas de redução de potência. Verifica-se que nos momentos mais críticos,

Figura 4.24 – Característica de potência consumida pelos VEs dos ramos do transformador 21, VEs desligados em ramos com subtensão persistente.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.25 – Tensão dos ramos do transformador 21 com os VEs, com VEs desligados em ramos com subtensão persistente.

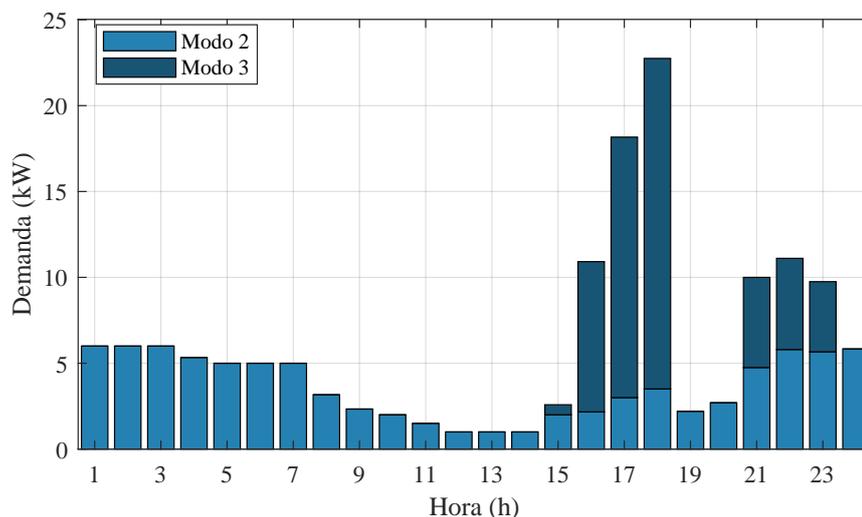


Fonte: Elaborado pelo autor.

nas 19h e 20h, houve um completo desligamento dos VEs em modo 3, em virtude de tentar não

violiar os limites de tensão, o mesmo ocorrendo com alguns VEs e modo 2 que persistiram em identificar as subtensões em seus pontos de conexão.

Figura 4.26 – Demanda dos VEs do transformador 21 ao final das três situações verificadas de redução de potência de recarga.

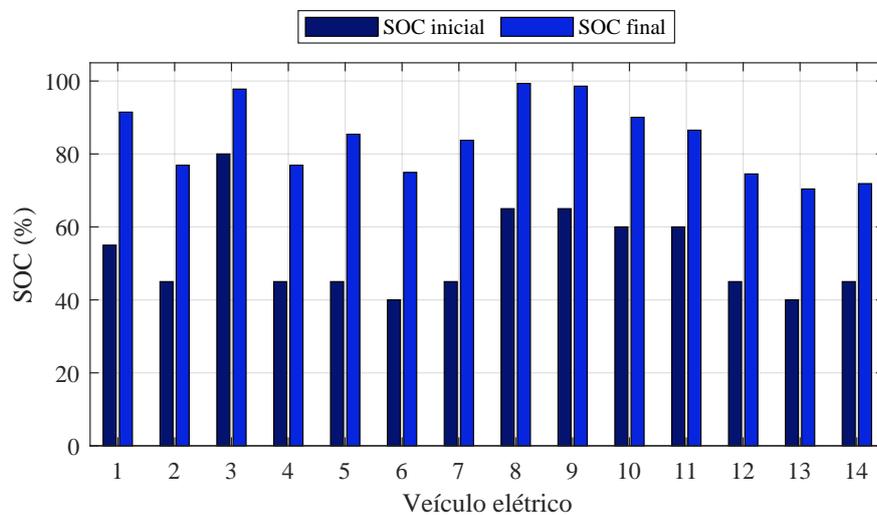


Fonte: Elaborado pelo autor.

No entanto, como os VEs foram submetidos a uma redução de potência para a recarga, é notável que isso poderia causar contratempos, como inibir que os VEs atingissem 100% de SOC, para a mesma aleatoriedade considerada em relação ao máximo de horas que eles permanecem conectados, consideração anteriormente estabelecida. O SOC dos VEs ao final do processo de recarga com redução de potência pode ser verificado na Figura 4.27, a qual mostra que apenas um VE em modo 3 conseguiu se aproximar de 100% de SOC. Isso não seria um critério obrigatório que o VE sempre saia da estação de recarga com 100% de SOC, pois depende muito do perfil de cada consumidor. Levando em consideração que o VE esteja habilitado à recarga em outros horários, outra análise pode ser feita, a de deslocar a recarga dos VEs para horários com menor consumo residencial, e verificar se isso geraria algum problema semelhante, análise que será diluída na próxima seção.

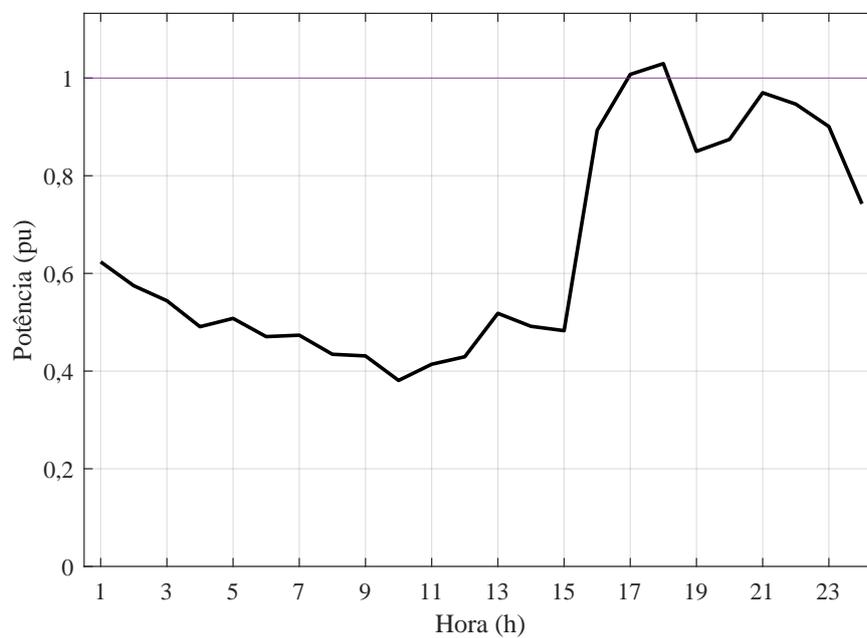
Um bônus do controle de recarga pela tensão é a redução dos picos de sobrecarga no transformador, o que pode ser verificado na Figura 4.28, a qual mostra uma pequena violação às 17h e 18h, mas com sobrecarga bem menor em comparação à recarga aleatória, como já apresentado na Figura 4.14.

Figura 4.27 – SOC dos VEs do transformador 21 ao final da estratégia de redução da potência de recarga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.28 – Curva de potência do transformador 21, estratégia de redução da potência de recarga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.5 CENÁRIO 3.1 – INCLUSÃO DO V2G E DESLOCAMENTO HORÁRIO DA RECARGA

O V2G é uma tecnologia muito discutida e sua viabilidade pode ser muito favorável ao sistema elétrico, fornecendo serviços ancilares importantes para um melhor equilíbrio do sistema elétrico. No entanto a tecnologia ainda apresenta muitos desafios, voltados à vida útil das baterias e compensação aos donos dos VEs pela energia fornecida à rede, entre outros. Sendo assim, a Resolução Normativa nº 819/2018 (ANEEL, 2018b), ainda proíbe a conexão do sistema V2G. No entanto, diversos estudos promovem o V2G como uma tecnologia do futuro, e um dos serviços ancilares que poderia fornecer é o de auxiliar na manutenção dos níveis de tensão adequada em momentos de maior demanda. Esta seção busca exemplificar esse método, onde o veículo que estiver conectado em uma barra e identificar uma subtensão, passe a fornecer energia à rede, em vez de consumir, constatando uma tentativa de elevar os níveis de tensão nesses períodos de maior demanda.

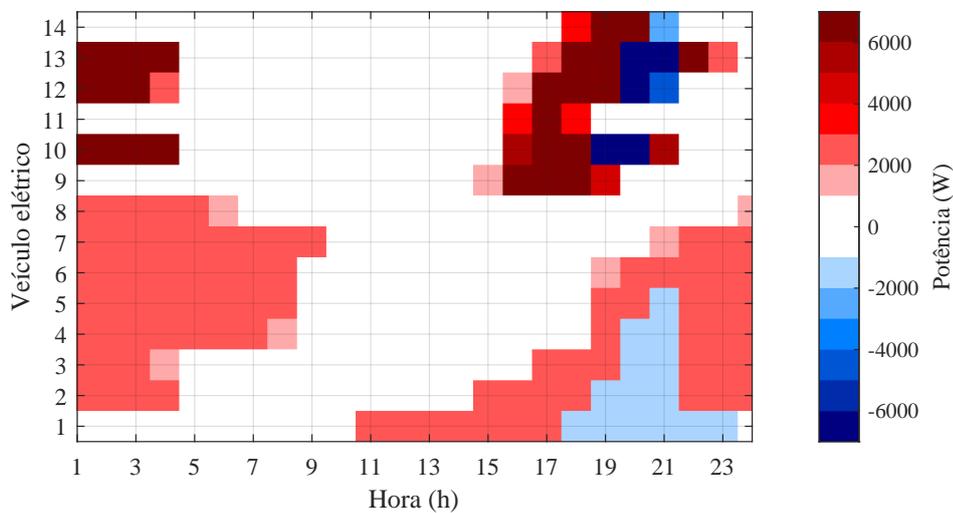
Para a simulação, os veículos que estiverem conectados a barras e que passarem à situação de subtensão, estando com o SOC maior que 40% passariam a fornecer energia à rede, e os demais continuariam sendo recarregados normalmente. Desta forma, os VEs proporcionariam um certo equilíbrio no sistema, auxiliando o alimentador nos momentos de maior demanda, sem inibir a recarga de todos os VEs. A potência consumida/injetada por cada VE pode ser visualizada na Figura 4.29, onde os tons em azul representam a injeção de potência à rede pelo V2G (a eficiência do V2G foi considerada como 90%). Como foi comentado anteriormente, se o veículo estivesse disponível para ser recarregado em horários fora do pico de consumo residencial, essa recarga ou compensação da energia entregue pelo V2G, poderia ser realizada de madrugada, como pode ser visto os tons de vermelho entre 1h e 4h.

No entanto, apesar de deslocar a recarga para horários de menor consumo residencial, problemas de subtensão ainda podem ocorrer, como pode ser visto na Figura 4.30, a qual demonstra subtensões à 1h e 3h, comprovando que mesmo de forma deslocada para horários com menor consumo residencial, a recarga de vários veículos simultâneos pode gerar problemas no sistema elétrico, tanto na tensão, quanto na potência do transformador, que também se apresentou em sobrecarga nesses momentos (1h e 3h), como pode ser visto na Figura 4.31. A contribuição de potência injetada por meio do V2G pode ser vista na Figura 4.32.

#### 4.6 CENÁRIO 3.2 – INCLUSÃO DO V2G E DESLOCAMENTO HORÁRIO SEMICONTROLADO DA RECARGA

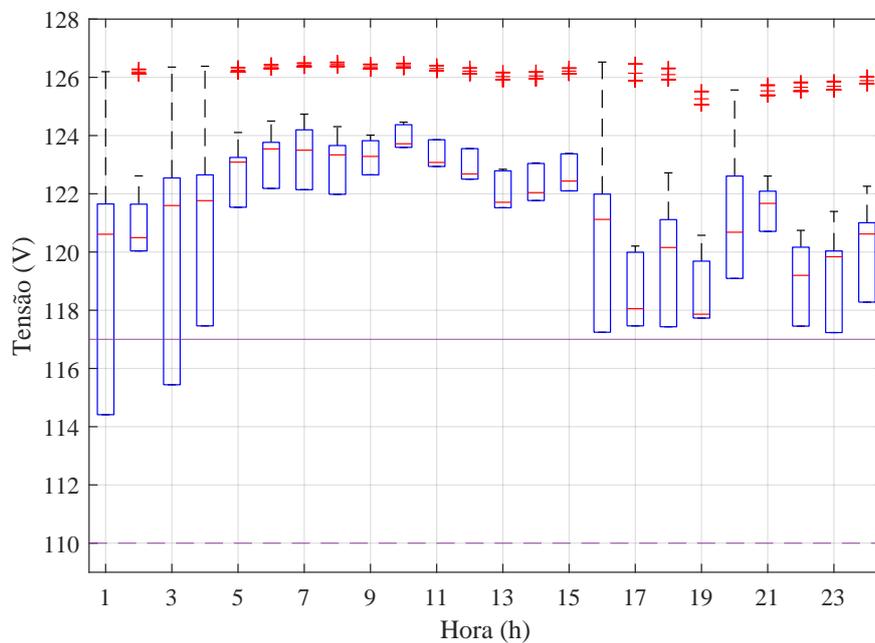
Sabendo que o deslocamento da recarga de VEs para horários de menor consumo residencial também pode causar impactos na rede, esta seção busca alocar os VEs para que não sejam recarregados de forma simultânea, a fim de não causar violações nos níveis de tensão apresentados na seção anterior. Sendo assim, os VEs foram alocados de forma manual, assu-

Figura 4.29 – Característica de potência consumida/injetada pelos VEs do transformador 21: V2G habilitado, com deslocamento de recarga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

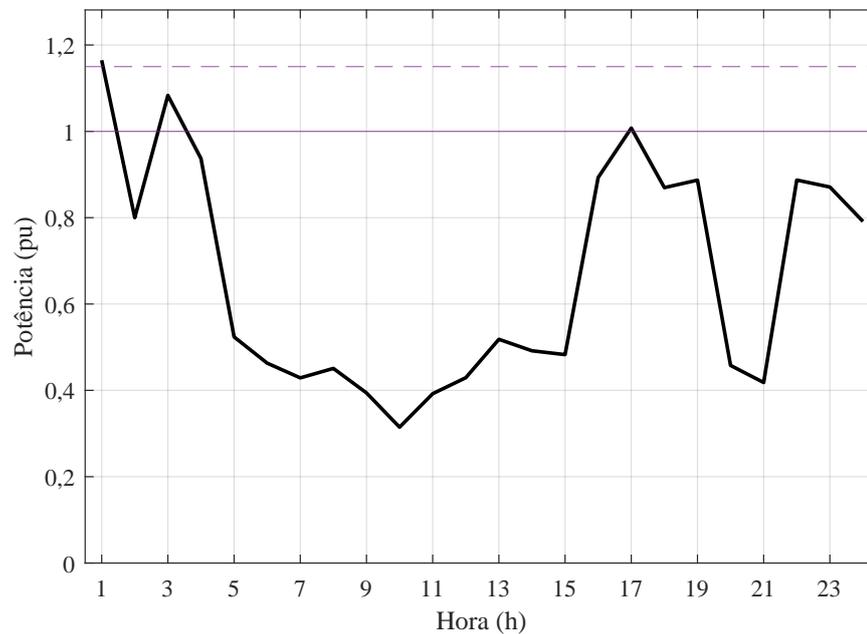
Figura 4.30 – Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs: V2G habilitado, com deslocamento de recarga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

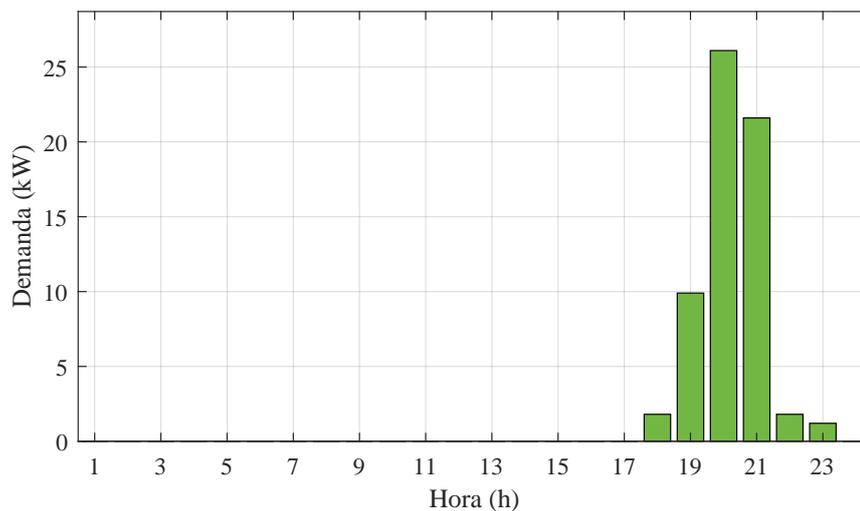
mindando que estivessem disponíveis durante a madrugada para que a recarga pudesse ser realizada. Com isso, obteve-se os resultados da Figura 4.33, a qual demonstra que nos horários da ma-

Figura 4.31 – Curva de potência do transformador 21 com os VEs: V2G habilitado, com deslocamento de recarga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.32 – Potência injetada pelo V2G.

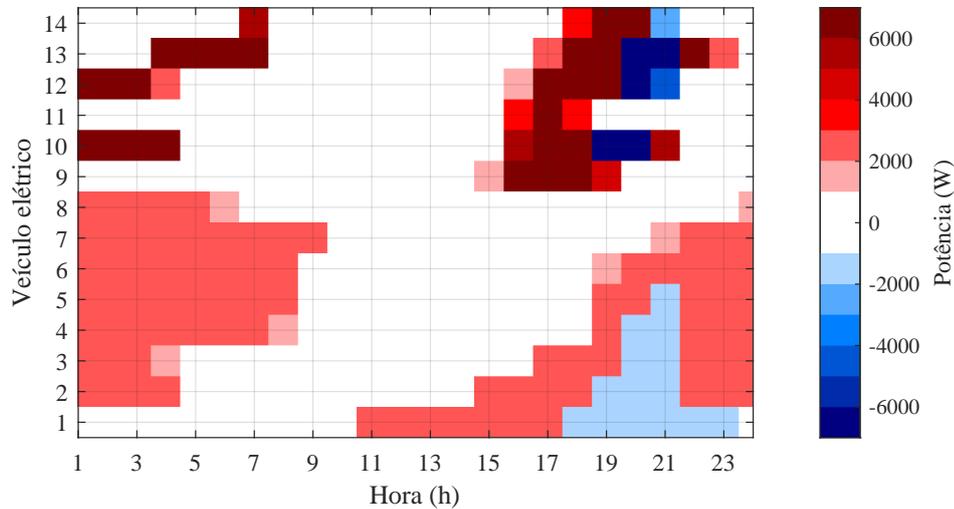


Fonte: Elaborado pelo autor.

drugada, houve um cuidado para que VEs não fossem recarregados de forma simultânea. Ou poderiam carregar com menor potência, mesmo que simultaneamente.

Como resultado satisfatório, a Figura 4.34 demonstra que não foram violados os limites de tensão, mesmo com os VEs recarregando em modo 3 durante a madrugada, mas de forma

Figura 4.33 – Característica de potência consumida/injetada pelos VEs: V2G habilitado, deslocamento de recarga semicontrolado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

mais organizada. O SOC desses VEs pode ser verificado na Figura 4.35, atingindo os mesmos estados de carga que a estratégia aleatória de recarga. Apenas os VEs em modo 2 apresentaram SOCs menores por já estarem recarregando durante a madrugada, então para esses VEs não foi acrescentado horas a mais de conexão com a rede para finalizar a recarga.

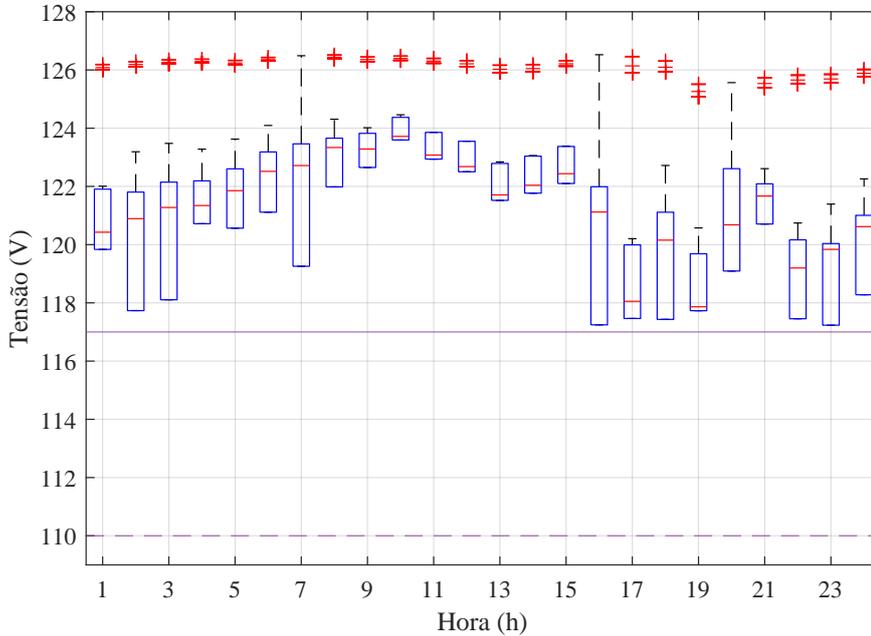
Como resultado final, também obteve-se indiretamente a não violação da sobrecarga do transformador, como pode ser visualizado na Figura 4.36.

#### 4.7 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Após a análise de todos os cenários criados e simulados, de forma conclusiva é possível afirmar que a recarga aleatória de VEs pode ser um problema mesmo com pequenos *market shares* e que a aleatoriedade na recarga pode causar problemas de subtensão nos pontos de conexão e sobrecarga nos transformadores. O que pode favorecer que esses problemas existam é a falta de clareza entre os limites estabelecidos nas normas dos VEs em relação às normas atuais do sistema elétrico brasileiro, principalmente relacionado aos níveis de tensão da rede de distribuição secundária. As normas dos VEs, ao atenderem o que o PRODIST estabelece, podem favorecer que surja modos de limitar os impactos dos VEs no sistema elétrico, promovendo uma integração dessa tecnologia de forma cada vez mais ampla e sem tantas adequações ao sistema já existente.

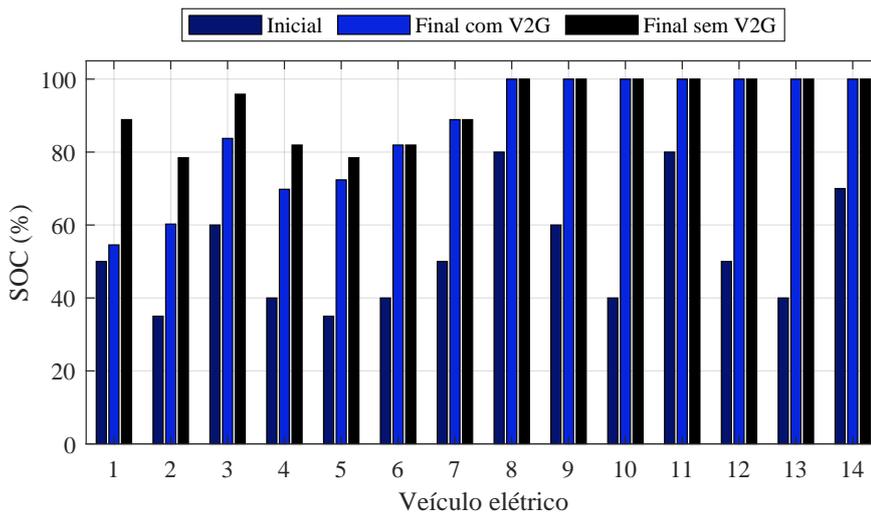
Esse controle da recarga dos VEs, de forma local ou pela concessionária, pode seguir o exemplo que é estabelecido na norma SAE J1772:2017, em que cliente pode optar por retar-

Figura 4.34 – Tensão dos ramais do transformador 21 com os VEs: V2G habilitado, deslocamento de recarga semicontrolado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

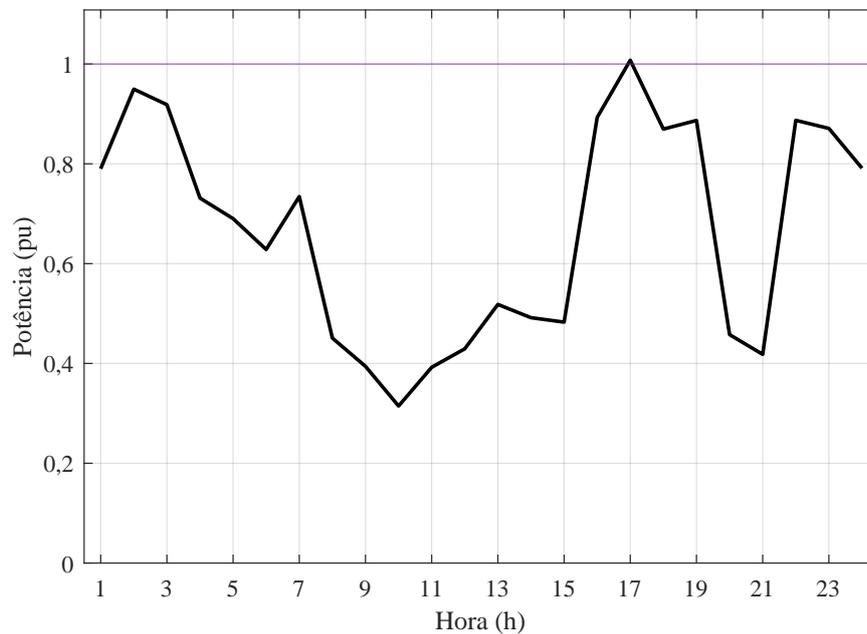
Figura 4.35 – SOC inicial e final dos EVs do transformador 21 que foram recarregados de forma aleatória, e com a inclusão do V2G.



Fonte: Elaborado pelo autor.

dar/programar a recarga do veículo, caso opte por recarregar automaticamente em horários fora de pico (para não estressar a rede elétrica caso preveja que outras cargas de maior potência esta-

Figura 4.36 – Curva de potência do transformador 21: V2G habilitado, deslocamento de recarga semicontrolado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

rão em operação), ou a concessionária pode enviar um sinal à residência para retardar/diminuir a conexão de cargas específicas na rede. Um dispositivo pode ser incluso na estação de recarga, e permitiria essa comunicação com a rede. Outras estratégias também poderiam ser adotadas pelas concessionárias, como o uso de tarifas horárias para que as curvas de recarga dos EVs fossem deslocadas para horários fora da curva de demanda residencial de pico, como é demonstrado por vários autores (PANICHTANAKOM; CHALERMYANONT; THIENMONTRI, 2018; RAWAT; NIAZI, 2018; YAN et al., 2014; GAO; LV; SHEN, 2013).



## 5 CONCLUSÕES

Os veículos elétricos vêm tomando espaço no cenário mundial, sendo que muitos países já possuem políticas de inserção de VEs, a partir de incentivos fiscais e programas de conscientização. O Brasil não apresenta os melhores programas de incentivo, mas vem demonstrando nos últimos anos um crescente aumento da frota de veículos elétricos, além de ser um país em que a maior parte da geração de eletricidade provém de fontes renováveis, o que traz ainda mais atrativos para essa tecnologia.

No entanto, perante ao crescente número de veículos elétricos na frota de transportes, alguns impactos devem ser levados em consideração, pois um aumento no número de cargas no sistema elétrico será uma consequência. Dentre os problemas maiores estão o aumento da demanda, que pode acarretar em sobrecargas nos transformadores e subtensões nos sistemas de distribuição, principalmente a parte de BT, que tende a ser a mais impactada com o problema de subtensão. Sendo assim, este trabalho focou na análise de impactos em um alimentador real brasileiro, buscando evidenciar os problemas que uma frota de EVs pode causar no sistema, a partir de diferentes cenários criados, sendo o principal fator crítico a subtensão nos pontos de entrega dos consumidores.

Os estudos de redes de distribuição secundária são muito importante para no sistema elétrico que, por serem de baixa tensão, sofrem mais com a inserção de cargas de potência elevada. Os VEs possuem diferentes potências de recarga, que implica em diferentes tempos de conexão e taxas de potência sendo consumidas. Se tratando de uma carga adicional, quando recarregados alguns veículos de forma simultânea no mesmo alimentador, mesmo de forma lenta, podem acarretar em problemas ao sistema, afetando a tensão de fornecimento no ramal de conexão, e em outros ramais, como evidenciado neste trabalho.

O problema de subtensão ocorreria principalmente pelo fato de não existir limites iguais de subtensão estabelecidos pelas normas de VEs e dos Procedimentos de Distribuição (PRO-DIST), algo que tende a gerar impactos financeiros (multas) à concessionária pelo fornecimento de tensão abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL, sendo que os próprios VEs seriam grandes responsáveis por gerar esses impactos.

Este trabalho buscou salientar esse problema, com a criação de cenários de inserção de VEs em um alimentador real. O primeiro cenário analisou o alimentador como um todo, todo os transformadores e ramais, buscando apresentar os impactos de forma geral, onde foi verificado que a elevação do *market share* e a conexão dos VEs em horários próximos à curva de consumo residencial podem causar impactos significativos de subtensão (precária e crítica), além de colocar transformadores em estado de sobrecarga por diversas horas, o que diminuiria sua vida útil. Posteriormente foi analisado um transformador que, antes da inserção dos VEs não apresentava sobrecarga nem problemas de subtensão nos ramais, e com os VEs esses problemas apareceram de forma significativa, onde vários ramais passaram a apresentar subtensões durante a recarga dos VEs.

Com objetivo de eliminar ou amenizar esses problemas, foi sugerido e demonstrado algumas estratégias de recarga com redução da potência dos carregadores em momentos que estes identificavam subtensões nos ramais que estavam conectados, o que se mostrou eficiente visto que as subtensões foram eliminadas. Cabe destacar que a forma de conexão continuou a mesma, apenas foi considerado que o EVSE passou a controlar quanto de corrente o VE poderia receber, com objetivo de não causar subtensões na rede ao qual estava conectado. Também, a tecnologia V2G foi apresentada como uma possível solução para esses impactos, onde o veículo passou a fornecer energia à rede em momentos de subtensão, sendo também satisfatório para esse propósito. De fora complementar, pode-se concluir que a recarga de VEs de forma aleatória pode impactar o sistema elétrico mesmo se ocorrer em horários fora do pico de consumo residencial, devido à possibilidade de VEs serem conectados de forma simultânea.

Uma das formas de se amenizar esses problemas é a adequação de normas que se comuniquem na questão de limites estabelecidos, como é o caso do Brasil, que possui uma regulamentação diferente em relação aos veículos elétricos e aos índices de qualidade de energia para variações de tensão e regime permanente. Caso isso não seja ajustado, uma grande frota de veículos elétricos pode acarretar em diversos pontos do sistema com fornecimento em tensão precária/crítica, prejudicando os índices de qualidade de energia.

Estratégias de tarifas horárias podem ser muito úteis para diminuir as demandas de pico e com isso reduzir os esforços da rede, mas se tratando de níveis de tensão a tarefa não é tão simples, visto neste trabalho que mesmo a inserção de veículos recarregando em potência reduzida podem causar problemas de subtensão que ultrapassariam os limites ideais do PRODIST, além de exigir investimentos em infraestrutura por parte das concessionárias para que esse sistema fosse estabelecido. O que deve ser observado é que poucos estudos tratam dos impactos dos veículos elétricos a nível de baixa tensão, que é a parte do sistema elétrico mais crítica envolvendo o problema de subtensão.

## 5.1 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

A partir do apresentado nesta dissertação, alguns trabalhos futuros são sugeridos:

- Modelar o SOC dos EVs de acordo com as características geográficas e deslocamentos;
- Modelar o comportamento da recarga dos VEs de acordo com o estado de carga, respeitando os limites de corrente do EVSE;
- Avaliar diferentes modelos de EVs, e diferentes modos de recarga, como a recarga rápida CC;
- Proposição de um sistema inteligente de controle pra limitar a quantidade de EVs em recarga, assim como controlar a potência consumida durante a recarga, respeitando as limitações de tensão, e sobrecarga dos transformadores;

- Proposição de um sistema inteligente que utilize o V2G para promover um balanceamento de tensão em sistemas trifásicos;

## 5.2 TRABALHOS PUBLICADOS

GRASSI, F.; RECH, C. Estudo normativo de sistemas de recarga condutiva modo 2 para veículos elétricos. 12<sup>th</sup> **Seminar on Power Electronics and Control**. Natal, RN. 2019.

GRASSI, F.; RECH, C. Análise normativa perante ao impacto de veículos elétricos em redes de distribuição secundária. **Anais do XXIII Congresso Brasileiro de Automática**. Vol 2. No 1. ISSN 2525-8311. Porto Alegre, RS. 2020.



## REFERÊNCIAS

- AGAH, S. M. M.; ABBASI, A. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on residential distribution transformers. In: **Iranian Conference on Smart Grids**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–5.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.], 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 819 de 19 de junho de 2018**. [S.l.], 2018.
- Akhavan-Rezai, E. et al. Uncoordinated charging impacts of electric vehicles on electric distribution grids: Normal and fast charging comparison. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–7. ISSN 1932-5517.
- ALSHAREEF, S. M.; MORSI, W. G. Impact of fast charging stations on the voltage flicker in the electric power distribution systems. In: **2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- ASSAT, G.; TARASCON, J.-M. Fundamental understanding and practical challenges of anionic redox activity in li-ion batteries. **Nature Energy**, v. 3, n. 5, p. 373–386, 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149**: Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2013.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 61851-1**: Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos Parte 1: Requisitos gerais. Rio de Janeiro, 2013.
- ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. **Anuário da Indústria Automobilística Brasileira 2020**. São Paulo, 2020. 143 p.
- BALDISSERA, L. B. et al. **Análise do impacto da utilização do transporte elétrico coletivo no sistema elétrico de distribuição**. Monografia (Especialização) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2016.
- BARAN, R.; LEGEY, L. F. L. Veículos elétricos: história e perspectivas no brasil. **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social**, n. 33, p. 207–224, Mar 2011.
- BATTERY UNIVERSITY. **BU-401a: Fast and Ultra-fast Chargers**. 2019. Disponível em: <[https://batteryuniversity.com/learn/article/ultra\\_fast\\_chargers](https://batteryuniversity.com/learn/article/ultra_fast_chargers)>. Acesso em: 01/02/2021.

- BAYERISCHE MOTOREN WERKE AG. **The BMW i3 Owner's Manual**. [S.l.], 2020. 236 p. Disponível em: <<https://www.i3guide.com/pdf/BMWi3-owners-manual.pdf>>. Acesso em: 01/02/2021.
- BOTSFORD, C.; SZCZEPANEK, A. Fast charging vs. slow charging: Pros and cons for the new age of electric vehicles. **EVS24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium**, Apr. 2009.
- BROY, A.; SOURKOUNIS, C. Influence of charging electric vehicles and on the quality of the distribution grids. In: **11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–4. ISSN 2150-6655.
- BUNGA, S. K.; ELTOM, A. H.; SISWORAHARDJO, N. Impact of plug-in electric vehicle battery charging on a distribution system. In: **2014 IEEE Industry Application Society Annual Meeting**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. ISSN 0197-2618.
- CHAN, C. C. An overview of electric vehicle technology. **Proceedings of the IEEE**, v. 81, n. 9, p. 1202–1213, Sep. 1993. ISSN 0018-9219.
- CHAN, C. C. The state of the art of electric, hybrid, and fuel cell vehicles. **Proceedings of the IEEE**, v. 95, n. 4, p. 704–718, April 2007. ISSN 0018-9219.
- CHAN, C. C.; BOUSCAYROL, A.; CHEN, K. Electric, hybrid, and fuel-cell vehicles: Architectures and modeling. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, v. 59, n. 2, p. 589–598, Feb 2010. ISSN 0018-9545.
- CHEN, N.; WANG, M.; SHEN, X. S. Optimal pv sizing scheme for the pv-integrated fast charging station. In: **2016 8th International Conference on Wireless Communications Signal Processing (WCSP)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. ISSN 2472-7628.
- CHENG, L.; CHANG, Y.; HUANG, R. Mitigating voltage problem in distribution system with distributed solar generation using electric vehicles. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 4, p. 1475–1484, 2015.
- CHEVROLET. **Bolt EV Owner's Manual**. 2020. Disponível em: <<https://my.chevrolet.com/content/dam/gmownercenter/gmna/dynamic/manuals/2020/chevrolet/boltev/2020-chevrolet-bolt-owners-manual.pdf>>. Acesso em: 01/02/2021.
- CHOI, W.; LEE, W.; SARLIOGLU, B. Reactive power compensation of grid-connected inverter in vehicle-to-grid application to mitigate balanced grid voltage sag. In: **2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5. ISSN 1944-9933.
- CHUKWU, U. C.; MAHAJAN, S. M. 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, Jan 2014. ISSN 1949-3029.
- CHUKWU, U. C.; MAHAJAN, S. M. Modeling of V2G net energy injection into the grid. In: **2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 437–440. ISSN 2474-9664.

- CPFL Energia. **CPFL Energia propõe criação de estratégia nacional para impulsionar crescimento de mobilidade elétrica no Brasil.** 2018. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/releases/Paginas/cpfl-energia-propoe-criacao-de-estrategia-nacional-para-impulsionar-crescimento-de-mobilidade-eletrica-no-brasil.aspx>>. Acesso em: 01/02/2021.
- DARABI, Z.; FERDOWSI, M. Aggregated impact of plug-in hybrid electric vehicles on electricity demand profile. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 4, p. 501–508, Oct 2011. ISSN 1949-3029.
- DAS, S.; BHATTACHARYA, A.; ACHARJEE, P. Charging scheduling of electric vehicles (ev) in probabilistic scenario considering grid-to-vehicle (g2v) and vehicle-to-grid (v2g). In: **2020 IEEE Calcutta Conference (CALCON)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 467–472.
- DELGADO, J. et al. Impacts of plug-in electric vehicles in the portuguese electrical grid. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 62, p. 372 – 385, 2018. ISSN 1361-9209. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920916306095>>.
- DONATEO, T.; SPEDICATO, L. Fuel economy of hybrid electric flight. **Applied Energy**, v. 206, p. 723 – 738, 2017. ISSN 0306-2619.
- DRÖGE, S. **The Paris Agreement 2015: turning point for the international climate regime.** [S.l.: s.n.], 2016. v. 4/2016. 33 p. ISSN 1863-1053.
- DUSMEZ, S.; COOK, A.; KHALIGH, A. Comprehensive analysis of high quality power converters for level 3 off-board chargers. In: **2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–10. ISSN 1938-8756.
- ECKART, J. **Batteries can be part of the fight against climate change - if we do these five things.** 2017. Disponível em: <<https://www.weforum.org/agenda/2017/11/battery-batteries-electric-cars-carbon-sustainable-power-energy/>>. Acesso em: 01/02/2021.
- ELANKURISIL, S.; DASH, S. Comparison of isolated and non-isolated bi-directional dc - dc converter for dc motor. v. 11, 01 2011.
- ELSAYAD, N.; MOHAMMED, O. A. A cascaded high frequency ac link system for large-scale pv-assisted ev fast charging stations. In: **2017 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 90–94.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2020: Ano base 2019.** Rio de Janeiro, 2020.
- FALVO, M. C. et al. Ev charging stations and modes: International standards. In: **2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1134–1139.

- FEISTEL, K. R. **Análise do cenário mundial do VE e os desafios da sua inserção na matriz energética brasileira**. Monografia (Especialização) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2016.
- FONSECA, J. S. d.; MARTINS, G. d. A. **Curso de Estatística**. São Paulo: Atlas S.A., 2011.
- GALLARDO-LOZANO, J. et al. Grid reactive power compensation by using electric vehicles. In: **2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 19–24.
- GAO, Y.; LV, M.; SHEN, D. Research on TOU price considering electric vehicles orderly charging and discharging. In: **2nd IET Renewable Power Generation Conference (RPG 2013)**. [S.l.: s.n.], 2013.
- GIL, S. **Eficiencia energética en el transporte**. 2012.
- GORDON, J. **How fleet managers can benefit from longer electric vehicle life cycles**. FleetCarma, 2018. Disponível em: <<https://www.fleetcarma.com/fleet-managers-can-benefit-longer-electric-vehicle-life-cycles/>>.
- GOU, F.; YANG, J.; ZANG, T. Ordered charging strategy for electric vehicles based on load balancing. In: **2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.
- GRAY, M. K.; MORSE, W. G. Power quality assessment in distribution systems embedded with plug-in hybrid and battery electric vehicles. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 2, p. 663–671, 2015.
- GUARNIERI, M. When cars went electric, part 2 [historical]. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 5, n. 2, p. 46–53, June 2011. ISSN 1932-4529.
- GUOLIANG, W. et al. Power quality analysis and harmonic suppression of high latitude and high alpine region electric vehicles charging station. In: **2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27)**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5.
- HABIB, S. et al. A comprehensive study of implemented international standards, technical challenges, impacts and prospects for electric vehicles. **IEEE Access**, v. 6, p. 13866–13890, 2018. ISSN 2169-3536.
- HABIABADI, M. E.; GHANBARI, H.; SAMADI, M. Comprehensive review of literature on the statistical behaviors of electric vehicle aggregators (EVAs): Modelling the pdf of power production of EVA using classic CLT. In: **2019 24th Electrical Power Distribution Conference (EPDC)**. [S.l.]: IEEE, 2019.
- HAMILTON, C. et al. System architecture of a modular direct-dc pv charging station for plug-in electric vehicles. **IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society**, p. 2516–2520, 2010.

- HAN, S.; HAN, S.; SEZAKI, K. Development of an optimal vehicle-to-grid aggregator for frequency regulation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 1, p. 65–72, June 2010. ISSN 1949-3053.
- HANAUER, D. Mode 2 charging - testing and certification for international market access. **World Electric Vehicle Journal**, v. 9, p. 26, 07 2018.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61851-23**: Electric vehicle conductive charging system - Part 23: DC electric vehicle charging station. Geneva, CH, 2014.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62196**: Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 1: General requirements. Geneva, CH, 2014.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61851-1**: Electric vehicle conductive charging system - Part 1: General requirements. Geneva, CH, 2017.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62752**: In-cable control and protection device for mode 2 charging of electric road vehicles (IC-CPD). Geneva, CH, 2018.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV Outlook 2018**. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2018>>. Acesso em: 01/02/2021.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Electricity Information: Overview (2020 edition)**. [S.l.], 2020. Disponível em: <[https://webstore.iea.org/download/direct/4031?fileName=Electricity\\_Information\\_Overview\\_2020\\_edition.pdf](https://webstore.iea.org/download/direct/4031?fileName=Electricity_Information_Overview_2020_edition.pdf)>. Acesso em: 01/02/2021.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV Outlook 2020**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>>. Acesso em: 01/02/2021.
- JAR, B.; WATSON, N.; MILLER, A. Rapid EV Chargers: Implementation of a Charger. In: . [S.l.: s.n.], 2016.
- Jardini, J. A. et al. Distribution transformer loss of life evaluation: a novel approach based on daily load profiles. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 1, p. 361–366, Jan 2000. ISSN 0885-8977.
- JIANG, C. et al. Method to assess the power quality impact of plug-in electric vehicles. In: **2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 177–180. ISSN 2164-0610.
- JUUL, N.; MEIBOM, P. Road transport and power system scenarios for northern europe in 2030. **Applied Energy**, v. 92, p. 573 – 582, 2012. ISSN 0306-2619.
- KEMPTON, W.; TOMIĆ, J. Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. **Journal of Power Sources**, v. 144, n. 1, p. 268 – 279, 2005. ISSN 0378-7753.

- KHATIRI-DOOST, S.; AMIRAHMADI, M. Peak shaving and power losses minimization by coordination of plug-in electric vehicles charging and discharging in smart grids. In: **2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.
- KHUSHALANI, B. et al. Coordinated charging strategies for plug-in hybrid electric vehicles. In: **2017 North American Power Symposium (NAPS)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.
- KISACIKOGLU, M. C.; OZPINECI, B.; TOLBERT, L. M. Examination of a phev bidirectional charger system for v2g reactive power compensation. In: **2010 Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 458–465. ISSN 1048-2334.
- LAKERVI, E.; HOLMES, E. J. **Electricity distribution network design**. [S.l.]: Peregrinus, 1995.
- LARMINIE, J. **Electric vehicle technology explained**. [S.l.]: Wiley a John Wiley & Sons Ltd. Publication, 2012.
- LATIFI, M.; SABZEHGAR, R.; RASOULI, M. Reactive power compensation using plugged-in electric vehicles for an ac power grid. In: **IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 4986–4991. ISSN 2577-1647.
- LI, L.-x. et al. CC-CV charge protocol based on spherical diffusion model. **Journal of Central South University of Technology**, v. 18, n. 2, p. 319–322, Apr 2011. ISSN 1993-0666.
- LIAO, C.; YANG, B. Phases-controlled coordinated charging method for electric vehicles. **CES Transactions on Electrical Machines and Systems**, v. 2, n. 1, p. 3–12, March 2018. ISSN 2096-3564.
- LICO, P. et al. Phase balancing by means of electric vehicles single-phase connection shifting in a low voltage danish grid. In: **2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.
- LIU, C. et al. Opportunities and challenges of vehicle-to-home, vehicle-to-vehicle, and vehicle-to-grid technologies. **Proceedings of the IEEE**, v. 101, n. 11, p. 2409–2427, Nov 2013. ISSN 0018-9219.
- LIU, Y. et al. Power quality measurements of low-voltage distribution system with smart electric vehicle charging infrastructures. In: **2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 631–635. ISSN 2164-0610.
- LUTSEY, N.; HALL, D. Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions. **International Council on Clean Transportation**, 02 2018.
- MORO, A.; LONZA, L. Electricity carbon intensity in european member states: Impacts on ghg emissions of electric vehicles. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 64, p. 5 – 14, 2018. ISSN 1361-9209.

- MURATORI, M. Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand. **Nature Energy**, v. 3, 01 2018.
- MUSAVI, F. et al. Evaluation and efficiency comparison of front end ac-dc plug-in hybrid charger topologies. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 1, p. 413–421, March 2012. ISSN 1949-3053.
- NETO, J. V. et al. Boxplot: um recurso gráfico para a análise e interpretação de dados quantitativos. **Revista Odontológica do Brasil Central**, v. 26, n. 76, 2017.
- NGUYEN, V.; TRAN-QUOC, T.; BACHA, S. Harmonic distortion mitigation for electric vehicle fast charging systems. In: **2013 IEEE Grenoble Conference**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–6.
- NISHI, Y. The development of lithium ion secondary batteries. In: **1996 Symposium on VLSI Circuits. Digest of Technical Papers**. [S.l.: s.n.], 1996. p. 88–89.
- NISSAN. **LEAF Owner's Manual**. 2020. Disponível em: <<https://www.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/pr/vehicles/leaf/2020/2020-nissan-leaf-owner-manual.pdf>>.
- NOUR, M. et al. Impacts of plug-in electric vehicles charging on low voltage distribution network. In: **2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 357–362.
- ONN, C. C. et al. Vehicle electrification in a developing country: Status and issue, from a well-to-wheel perspective. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 50, p. 192 – 201, 2017. ISSN 1361-9209.
- ONN, C. C. et al. Greenhouse gas emissions associated with electric vehicle charging: The impact of electricity generation mix in a developing country. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 64, p. 15 – 22, 2018. ISSN 1361-9209.
- PANICHTANAKOM, S.; CHALERMYANONT, K.; THIENMONTRI, S. Study of plug-in electric vehicles charging by using load shaving method based on TOU in distribution system: A case study in thailand. In: **2018 International Electrical Engineering Congress (iEECON)**. [S.l.]: IEEE, 2018.
- PAPADOPOULOS, P. et al. Impact of residential charging of electric vehicles on distribution networks, a probabilistic approach. In: **45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–5.
- PETERSON, S. B.; WHITACRE, J.; APT, J. The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage. **Journal of Power Sources**, v. 195, n. 8, p. 2377 – 2384, 2010. ISSN 0378-7753.
- PHOENIX CONTACT. **Charging technology for E-Mobility Product overview 2017**: Catálogo. [S.l.], 2017.

PIROMJIT, P.; TAYJASANANT, T. Peak-demand management for improving undervoltages in distribution systems with electric vehicle connection by stationary battery. In: **2017 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.

QIAN, K. et al. Modeling of load demand due to ev battery charging in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 2, p. 802–810, 2011.

RAMADAN, H.; ALI, A.; FARKAS, C. Assessment of plug-in electric vehicles charging impacts on residential low voltage distribution grid in hungary. In: **2018 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 105–109.

RAWAT, T.; NIAZI, K. Coordinated charging of electric vehicles for reducing operation cost under TOU electricity prices. In: **2018 20th National Power Systems Conference (NPSC)**. [S.l.]: IEEE, 2018.

RENAULT. **Renault ZOE Vehicle user manual**. 2020. Disponível em: <[https://ie.e-guide.renault.com/sites/default/files/pdfs/eng/X10/ZOE-979-14\\_ENG.pdf](https://ie.e-guide.renault.com/sites/default/files/pdfs/eng/X10/ZOE-979-14_ENG.pdf)>.

RICHARDSON, P.; FLYNN, D.; KEANE, A. Impact assessment of varying penetrations of electric vehicles on low voltage distribution systems. In: **IEEE PES General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6. ISSN 1932-5517.

Robalino, D. M. et al. Design of a docking station for solar charged electric and fuel cell vehicles. In: **2009 International Conference on Clean Electrical Power**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 655–660.

RODRIGUES, M. et al. A materials perspective on li-ion batteries at extreme temperatures. **Nature Energy**, v. 2, p. nenergy2017108, 07 2017.

SAARINEN, M. **What is CHAdeMO charging?** DrivingElectric, 2018. Disponível em: <<https://www.drivingelectric.com/your-questions-answered/114/what-chademo-charging>>.

SALDANHA, J. J. A. **Gerenciamento inteligente da recarga de veículos elétricos otimizando a operação do sistema elétrico de potência**. Monografia (Especialização) — Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2017.

SALDANHA, J. J. A. et al. Control strategies for smart charging and discharging of plug-in electric vehicles. In: \_\_\_\_\_. [S.l.: s.n.], 2016. ISBN 978-953-51-2807-6.

SAXENA, S. et al. Accelerated degradation model for c-rate loading of lithium-ion batteries. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 107, p. 438 – 445, 2019. ISSN 0142-0615.

Sharma, S. et al. Time of use price based vehicle to grid scheduling of electric vehicle aggregator for improved market operations. In: **2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)**. [S.l.: s.n.], 2018.

- SILVA, G. M. d. **Análise de Impactos Elétricos Gerados pela Penetração de Veículos Elétricos nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, SC, 2019.
- SIMON, E. C. **Avaliação de impactos da recarga de veículos elétricos em sistemas de distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2013.
- SISTEMA DE ESTIMATIVA DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA. **Análise das emissões brasileiras de gases de efeito estufa e suas implicações para as metas de clima do Brasil (1970-2019)**. [S.l.], 2019.
- SOCIETY OF AUTOMOTIVE ENGINEERS. **SAE J1772: Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler**. [S.l.], 2017.
- SPERANDIO, M.; SALDANHA, J.; BASSO, C. Impacto dos veículos elétricos plug-in no sistema de transmissão. In: **XIX Congresso Brasileiro de Automática**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6.
- TAYLOR, C. W.; BALU, N. J.; MARATUKULAM, D. **Power system voltage stability**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.
- Turker, H.; Bacha, S. Application of housing peak shaving (hps) algorithms with plug-in hybrid electric vehicles (phevs): Impacts on the aging rate of low voltage transformer. In: **2015 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.
- Turker, H. et al. Low-voltage transformer loss-of-life assessments for a high penetration of plug-in hybrid electric vehicles (phevs). **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 3, p. 1323–1331, July 2012. ISSN 0885-8977.
- Utakrue, M.; Hongesombut, K. Impact analysis of electric vehicle quick charging to power transformer life time in distribution system. In: **2018 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5.
- VALSERA-NARANJO, E. et al. Electrical vehicles: State of art and issues for their connection to the network. In: **2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–3. ISSN 2150-6647.
- VIDYANANDAN, K. Overview of electric and hybrid vehicles. **Energy Scan (A House Journal of Corporate Planning, NTPC Ltd., India)**, III, p. 7–14, 03 2018.
- WESTIN, R. **Carro elétrico ainda espera incentivos para crescer no Brasil**. 2018. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/especiais/especial-cidadania/carro-eletrico-ainda-espera-incentivos-para-crescer-no-brasil>>. Acesso em: 01/02/2021.
- WHITTINGHAM, M. S. History, evolution, and future status of energy storage. **Proceedings of the IEEE**, v. 100, n. Special Centennial Issue, p. 1518–1534, May 2012. ISSN 0018-9219.

WU, C.; MOHSENIAN-RAD, A.; HUANG, J. Vehicle-to-grid systems: Ancillary services and communications. **Smart Grid Communications and Networking**, p. 91–108, 01 2010.

YAN, L. et al. Impacts of electric vehicles on power grid considering time series of TOU. In: **2014 IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)**. [S.l.]: IEEE, 2014.

YEH, Y.; TSAI, M. Impact simulation of pev parking lots to power distribution systems. In: **2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 117–122. ISSN 2163-5145.

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, May 2013. ISSN 0885-8993.

## APÊNDICES

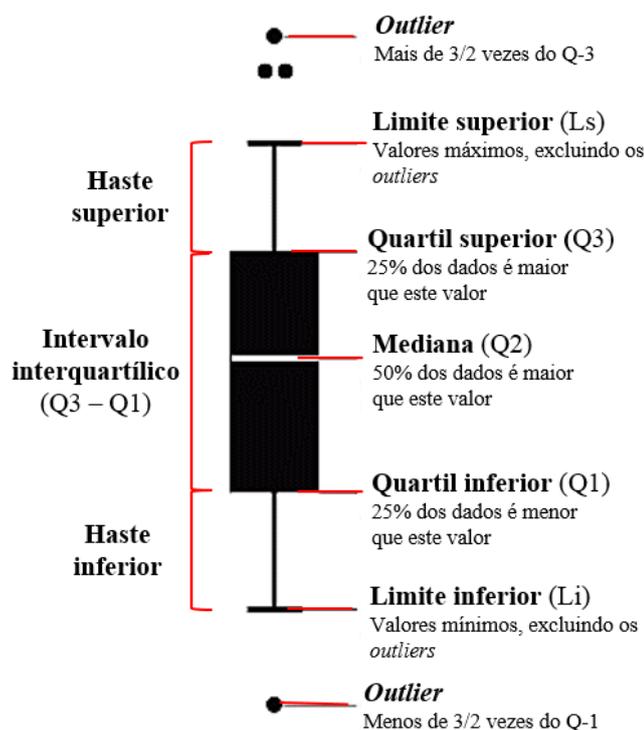
---



## Apêndice A – GRÁFICO DE CAIXA (BOXPLOT)

O gráfico de caixa, também chamado de *boxplot* é um recurso gráfico usado regularmente na pesquisa científica para sumarizar e analisar dados quantitativos, como destaca Neto et al. (2017). É um gráfico que demonstra medidas de tendência central não-paramétrica (mediana), de dispersão (quartis), forma de distribuição ou simetria da amostra (valores pontuais mínimo e máximo), valores atípicos (outliers) e extremos. Sua estrutura básica, vista na Figura A.1, contém uma caixa geralmente de formato retangular, a mediana que é representada por uma linha horizontal dentro da caixa, e uma haste que se assemelha à letra “T”, que representa os valores compreendidos entre a caixa e os valores limites inferior e superior.

Figura A.1 – Representação de cada componente em um gráfico de caixa (*boxpot*).



Fonte: Extraído de Neto et al. (2017).

O *boxplot* exibe a tendência central não-paramétrica (mediana), dispersão (quartis 25% e 75%), forma de distribuição ou simetria da amostra (valores pontuais mínimo e máximo), valores atípicos (*outliers*) e extremos (NETO et al., 2017). Seguindo de um conjunto de amostras, um *boxplot* possui componentes com diferentes significados, sendo que:

- o eixo vertical representa dados de valores numéricos;

- o eixo horizontal é fator de interesse (que pode ser um conjunto de amostras relativo a cada hora do dia, o que resultaria em 24 figuras que seguiriam a lógica da Figura A.1;
- o primeiro quartil (Q1) é onde se localiza 25% dos menores valores;
- o mediana ou segundo quartil (Q2) é o local onde ocorre a divisão da metade superior (ou 50%) da metade inferior da amostra;
- o terceiro quartil (Q3) é onde se localiza 75% dos valores maiores;
- o intervalo interquartil (Q3 - Q1 ou IIQ) é definida como a diferença entre Q3 e Q1. No gráfico é representado pela dimensão da caixa;
- o limite inferior é o valor mínimo do conjunto de dados, até 1,5 vezes o IIQ, excluindo os outliers e/ou extremos;
- o limite superior é o valor máximo do conjunto de dados, até 1,5 vezes o IIQ, excluindo os outliers e/ou extremos;
- *Outliers* (valores atípicos) são valores acima e/ou abaixo de 1,5 vezes o IIQ;
- os extremos são valores acima e/ou abaixo de 2,5 vezes o IIQ.