

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS

JORGE GUSTAVO SCHMIDT

**ESTUDO E SIMULAÇÃO DE IMPACTO DE DEMANDA COM
AVALIAÇÃO DE ALGORITMOS DE SMART CHARGING
PARA VEÍCULOS ELÉTRICOS EM ESTAÇÕES
SEMIRRÁPIDAS**

FLORIANÓPOLIS, SC

2021

Jorge Gustavo Schmidt

**ESTUDO E SIMULAÇÃO DE IMPACTO DE DEMANDA COM
AVALIAÇÃO DE ALGORITMOS DE SMART CHARGING
PARA VEÍCULOS ELÉTRICOS EM ESTAÇÕES
SEMIRRÁPIDAS**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
à Universidade Federal de Santa Catarina,
como requisito necessário para obtenção do
grau de Bacharel em Engenharia Elétrica
Orientador: Prof. Dr. Marcelo Lobo Heldwein

Florianópolis, SC
2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Schmidt, Jorge Gustavo

Estudo e Simulação de Impacto de Demanda com Avaliação de Algoritmos de Smart Charging para Veículos Elétricos em Estações Semirrápidas / Jorge Gustavo Schmidt ; orientador, Marcelo Lobo Heldwein , 2021.

109 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. veículo elétrico. 3. recarga inteligente. 4. mobilidade elétrica. 5. resposta da demanda. I. , Marcelo Lobo Heldwein. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Jorge Gustavo Schmidt

Estudo e Simulação de Impacto de Demanda com Avaliação de Algoritmos de Smart Charging para Veículos Elétricos em Estações Semirrápidas

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para a obtenção do Título de "Bacharel em Engenharia Elétrica" e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 01 de outubro de 2021.



Documento assinado digitalmente
Jean Viane Leite
Data: 06/10/2021 07:26:30-0300
CPF: 003.474.909-80
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Jean Viane Leite, Dr.,
Coordenador do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Marcelo Lobo Heldwein
Data: 05/10/2021 18:08:30-0300
CPF: 018.327.389-30
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Marcelo Lobo Heldwein, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina -
UFSC



Documento assinado digitalmente
Eduardo Valmir de Souza
Data: 05/10/2021 09:15:29-0300
CPF: 046.996.679-37
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Eletric. Eduardo Valmir de Souza, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina -
UFSC

Eng. Eletric. Cesare Quinteiro Pica, Dr.
Fundação CERTI

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Jorge e Erenita, por todo o amor e apoio incondicional ao longo da minha vida. A minha irmã e cunhado, Dwayne e Pedro, que forneceram sempre conselhos e buscaram me ajudar de todas as formas possíveis. A minha namorada, Maria, por todo o amor e companheirismo que forneceu durante esta jornada.

Aos meus amigos que encontrei na universidade, com os quais pude contar com o apoio e tornaram a graduação inesquecível. A todos os colegas que passaram pela quarentena gerada pela pandemia.

Aos professores do curso de Engenharia Elétrica que se dedicam a todo momento para fornecer mais conhecimento aos alunos e incentivam os estudos nas diversas áreas fornecidas. A todos os trabalhadores da Universidade Federal de Santa Catarina, agradeço pela operacionalização das estruturas da universidade e a prestatividade ao longo da minha graduação.

Agradeço a Fundação CERTI e a todos os colaboradores do Centro de Energia Sustentável pela parceria, dedicação e comprometimento com o desenvolvimento da mobilidade elétrica no Brasil.

Em especial agradeço ao professor Marcelo Lobo pela orientação deste trabalho e a todo o grupo de orientados por ele que acompanhei durante as reuniões. Agradeço também aos professores Walter, Richard, Roberto Coelho, Telles, Erlon e Pacheco por marcarem a minha graduação.

Agradeço também a população brasileira que financiou indiretamente os meus estudos, muito devo a vocês. Obrigado!

*“Cada adversidade, cada fracasso,
cada dor de cabeça carrega consigo
a semente de um benefício igual ou maior.”
(Napoleon Hill)*

RESUMO

O rápido progresso da mobilidade elétrica no mundo requer a expansão da infraestrutura elétrica para suprir a energia necessária para as recargas dos veículos elétricos. Para mitigar os efeitos destas recargas no sistema elétrico e na demanda das unidades consumidoras, utiliza-se um conjunto de técnicas de *smart charging* que promovem a redução do impacto direto na rede limitando a potência elétrica ou realizando o deslocamento do horário destas recargas para que não coincidam com o horário de ponta do sistema elétrico. Devido às características de abastecimento de veículos elétricos permitem flexibilidade, é possível realizar um controle dinâmico de potência para maximizar a utilização dos recursos energéticos disponíveis e permitir a priorização de determinados veículos. Neste trabalho são abordadas algumas destas técnicas de controle e estudos da integração dos recursos energéticos disponíveis para uma unidade consumidora e sua infraestrutura elétrica. A simulação conta com os parâmetros elétricos e de desempenho dos perfis de carga sob restrição de demanda em Python, na qual foram criados cenários utilizando os parâmetros dos veículos elétricos e das unidades consumidoras. Foram simulados as formas de priorização de veículos por divisão igualitária de potência, ordem de chegada, *State of Charge* do veículo, autonomia e tempo de permanência. Todos os algoritmos permitem o acompanhamento do consumo energético da unidade consumidora, mas aquele que obteve melhor o desempenho foi o de priorização pela autonomia do veículo junto ao tempo de permanência deste conectado a estação.

Palavras-chave: veículo elétrico, recarga inteligente, mobilidade elétrica, resposta da demanda.

ABSTRACT

The fast progress of electric mobility in the world requires an expansion of the electrical infrastructure to supply the energy needed to charge electrical vehicles. In order to mitigate the effects of the charging process on the electrical system and on the demand of the consumer units, a set of smart charging techniques is used to reduce the direct impact on the grid by limiting the electric power or shifting the time of these charges so that they do not coincide with the peak demand of the power system. Given that the supply characteristics of electrical vehicles allows flexibility, it is possible to carry out a dynamic control of the power in order to maximize the use of available energy resources and allow prioritization of certain vehicles. This work addresses some of these control solutions and studies the integration of energy resources available to a consumer unit and its electrical infrastructure. The simulation relies on the electrical and performance parameters of the load profiles under demand restriction in Python with the creation of scenarios using the parameters of the electrical vehicles and consumer units. The ways of prioritizing vehicles by equal share of power, order of arrival, vehicle state-of-charge (SoC), autonomy and length of stay were simulated. All the algorithms allow the monitoring of the energy consumption of the consumer unit, but the one that achieved the best performance was the prioritization of the vehicle's range together with the time it remains connected to the station.

Keywords: electric vehicle, smart charging, electric mobility, demand respond.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Custo da bateria dos veículos elétricos (2010-2020)	30
Figura 2 – Quantidade de veículos elétricos no mundo (2010-2020)	31
Figura 3 – Quantidade de veículos elétricos no mundo (2019-2030)	32
Figura 4 – Demanda global de eletricidade (2019-2030)	32
Figura 5 – Quantidade de veículos elétricos no Brasil	33
Figura 6 – Modos de recarga simplificados conforme IEC 61851-1	36
Figura 7 – Diagrama de blocos exemplos para estações residenciais e públicas . . .	38
Figura 8 – Resultados de testes de recarga em um Tesla Model 3	40
Figura 9 – Diagrama de blocos exemplos para estações públicas de corrente contínua	41
Figura 10 – Demanda e tensão do sistema com horário de conexão entre 18h e 08h	46
Figura 11 – Demanda e tensão do sistema com horário de conexão entre 18h e 01h	46
Figura 12 – Demanda e tensão do sistema com horário de conexão entre 18h e 22h	46
Figura 13 – Casos de utilização de <i>smart charging</i> : (a) preenchimento de vale; (b) consumo simultâneo solar; (c) consumo simultâneo eólico; (d) desloca- mento da carga; (e) conservação de energia; (f) produção de energia; (g) redução do pico de consumo	47
Figura 14 – Exemplo da tarifação dinâmica	50
Figura 15 – Exemplo do modo estático de <i>smart charging</i>	51
Figura 16 – Exemplo do modo dinâmico de <i>smart charging</i>	52
Figura 17 – Exemplo da utilização do V2G para ampliar a potência disponível da UC	54
Figura 18 – Previsão da curva do pato para a Califórnia em 2012	56
Figura 19 – Atualização da curva do pato para a Califórnia em 2020	56
Figura 20 – Exemplos de dados anemométricos conforme altitude e localização . . .	57
Figura 21 – Comparação entre uso de geração fotovoltaica e eólica aplicadas juntos ao <i>smart charging</i>	58
Figura 22 – Diagrama de integração entre as personas da mobilidade elétrica	59
Figura 23 – Diagrama de sequência exemplo para início e parada de uma transação	62
Figura 24 – Diagrama exemplo de uma UC para testes	68
Figura 25 – Quantidade de UCs com cada curva padrão de demanda	70
Figura 26 – Curvas de carga características de UCMT	71
Figura 27 – Exemplo de potências de uma unidade consumidora	72
Figura 28 – Probabilidade de conexão dos veículos ao longo do dia	73
Figura 29 – Parâmetro Alfa (α) relativo à quantidade de veículos	76
Figura 30 – Probabilidade do tempo de permanência de conexão do veículo	79
Figura 31 – Erro percentual para os passos de tempo simulados	79

Figura 32 – Exemplo de diagrama de caixa	81
Figura 33 – Curva de carga exemplo para o algoritmo de Potências Iguais	82
Figura 34 – Curva de carga exemplo para o algoritmo de Ordem de Chegada	82
Figura 35 – Curva de carga para o algoritmo de Ordem de Chegada com prioridade invertida	83
Figura 36 – Diagrama de caixa da potência de recarga para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada	84
Figura 37 – Diagrama de caixa da duração da recarga em relação à quantidade de veículos para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada	84
Figura 38 – Diagrama de caixa da duração da recarga em relação à capacidade instalada para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada	85
Figura 39 – Diagrama de caixa da duração da interrupção em relação a quantidade de veículos para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada	86
Figura 40 – Diagrama de caixa da duração da interrupção em relação à capacidade instalada para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada	86
Figura 41 – Diagrama de caixa da quantidade de interrupções em relação às curvas típicas das UCs para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada	87
Figura 42 – Diagrama de caixa da duração da interrupção em relação às curvas típicas das UCs para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada	87
Figura 43 – Autonomia média fornecida em quilômetros na primeira hora de carregamento entre os veículos para os algoritmos de Potências Iguais e Ordem de Chegada	89
Figura 44 – Comparação entre as autonomias geradas pelo algoritmo de Ordem de Chegada e Potências Iguais	90
Figura 45 – Curva de carga exemplo para o algoritmo de priorização por <i>State of Charge</i>	91
Figura 46 – Curva de carga exemplo para o algoritmo de priorização por Autonomia	91
Figura 47 – Diagrama de caixa da potência de recarga em relação à capacidade instalada para os algoritmos (a) Autonomia e (b) <i>State of Charge</i>	92
Figura 48 – Diagrama de caixa da duração da recarga em relação à quantidade de veículos para os algoritmos (a) Autonomia e (b) <i>State of Charge</i>	92
Figura 49 – Diagrama de caixa da duração da recarga em relação à capacidade instalada para os algoritmos (a) Autonomia e (b) <i>State of Charge</i>	93
Figura 50 – Diagrama de caixa da duração da interrupção em relação à capacidade instalada para os algoritmos (a) Autonomia e (b) <i>State of Charge</i>	94

Figura 51 – Diagrama de caixa da quantidade de interrupções em relação às curvas típicas das UCs para os algoritmos (a) Autonomia e (b) <i>State of Charge</i>	94
Figura 52 – Diagrama de caixa da duração da interrupção em relação às curvas típicas das UCs para os algoritmos (a) Autonomia e (b) <i>State of Charge</i>	95
Figura 53 – Autonomia média fornecida em quilômetros na primeira hora de carregamento entre os veículos para o algoritmo de Autonomia e <i>State of Charge</i>	96
Figura 54 – Comparação entre as autonomias médias geradas pelo algoritmo de Autonomia e <i>State of charge</i>	96
Figura 55 – Autonomia média fornecida em quilômetros na primeira hora para o veículo com maior prioridade para o algoritmo de Autonomia e <i>State of Charge</i>	97
Figura 56 – Comparação entre as autonomias dos veículos com maior prioridade geradas pelo algoritmo de Autonomia e <i>State of charge</i>	97
Figura 57 – Desempenho da priorização pela autonomia	98
Figura 58 – Autonomia média fornecida em quilômetros na primeira hora de carregamento entre os veículos para o algoritmo de Autonomia com Tempo de Permanência	98
Figura 59 – Desempenho da priorização pelo tempo e autonomia	99
Figura 60 – Comparação entre as autonomias dos veículos geradas pelo algoritmo de Tempo de Permanência com o de Autonomia	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Modos de carregamento de veículos elétricos segundo a IEC 61851-1: 2017	34
Tabela 2 – Níveis de carregamento de veículos elétricos segundo a SAE J1772 . . .	36
Tabela 3 – Veículos selecionados para as simulações	69
Tabela 4 – Capacidade instalada das curvas de carga	71
Tabela 5 – Parâmetros da simulação	78
Tabela 6 – Algoritmos e prioridades implementadas	78
Tabela 7 – Tempo médio de duração da recarga em relação à capacidade instalada para os algoritmos de Potências Iguais e Ordem de Chegada	85
Tabela 8 – Duração média da interrupção em relação às curvas típicas para os algoritmos Potências Iguais e Ordem de Chegada	88
Tabela 9 – Quantidade de veículos para cada curva típica e capacidade instalada .	89
Tabela 10 – Tempo médio de duração da recarga em relação à capacidade instalada para os algoritmos de Potências Iguais e Ordem de Chegada	93
Tabela 11 – Duração média da interrupção em relação as curvas típicas para os algoritmos de Autonomia e <i>State of Charge</i>	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANFAVEA	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
CA	Corrente Alternada
CAISO	<i>California Independent System Operator</i>
CC	Corrente Contínua
CCS-T2	European Combined Charging System
Celesc	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CLP	Controlador Lógico Programável
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPO	<i>Charge Point Operator</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EDP	Energias de Portugal
EMSP	<i>Electric Mobility Service Provider</i>
EUA	Estados Unidos da América
EVSE	<i>Electric Vehicle Supply Equipment</i>
FCR	<i>Frequency Containment Reserve</i>
GPRS	<i>General Packet Radio Services</i>
IC-CPD	<i>In-Cable Control and Protection Device</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
JSON	<i>JavaScript Object Notation</i>

LCD	<i>Liquid Cristal Display</i>
LED	<i>Light-Emitting Diode</i>
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
OCA	<i>Open Charge Alliance</i>
OCPI	<i>Open Charge Point Interface</i>
OCPP	<i>Open Charge Point Protocol</i>
OSCP	<i>Open Smart Charging Protocol</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PE	<i>Protective Earth</i>
PLD	Preço de Liquidação Diária
RCD	<i>Residual Current Device</i>
RDC-DD	<i>Residual Direct Current Detecting Device</i>
RCM	<i>Residual Current Monitor</i>
SAE	<i>Society of Automotive Engineers</i>
SDG&E	<i>San Diego Gas & Electric</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIG-R	Sistema de Informação Geográfica Regulatório
SOAP	<i>Simple Object Access Protocol</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
SoH	<i>State of Health</i>
TCP	<i>Transmission Control Protocol/Internet Protocol</i>
TSO	<i>Transmission System Operators</i>
UC	Unidade Consumidora
UFSC	Unidade Federal de Santa Catarina
V2B	<i>Vehicle-to-Building</i>

V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
VE	Veículo elétrico
XML	<i>eXtensible Markup Language</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampères
α_n	Coefficiente de priorização geral
β_n	Coefficiente de priorização específico primário
Δt	Passo de simulação
ϵ	Coefficiente de priorização específico secundário
E_{ve}	Capacidade de armazenamento de energia do veículo
γ_n	Coefficiente de cálculo para priorização específica
h	Hora
km	Quilômetros
kW	Quilowatts
mA	Milimpères
MW	Megawatts
n_{atual}	Quantidade de veículos conectados
PWM	<i>Pulse-width Modulation</i>
$S_{consumo}$	Consumo em potência aparente da unidade consumidora
$S_{disponível}$	Potência aparente disponível total da unidade consumidora
$S_{estações}$	Potência aparente disponível para as estações de recarga
S_{limite}	Potência limite que o veículo pode ser carregado
SoC_n	<i>State of Charge</i> atual do veículo
S_{PR}	Potência aparente para cada ponto de recarga
$S_{PR_{min}}$	Potência aparente mínima de um ponto de recarga
$S_{ultrapassagem}$	Potência aparente que ultrapassou o limite de recarga do veículo
TWh	Terawatt hora

V Volts

W Watts

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Objetivos	27
1.2	Organização	28
2	MOBILIDADE ELÉTRICA	29
2.1	Definição	29
2.2	Cenário	30
2.3	Recarga de Veículos Elétricos	33
2.3.1	Recarga Condutiva	34
2.3.2	Estações de Recarga	36
2.3.2.1	Corrente Alternada	37
2.3.2.2	Corrente Contínua	39
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	43
3.1	<i>Smart Charging</i>	44
3.1.1	Ecosistema	47
3.1.2	Velocidade de Recarga	48
3.1.3	Tarifação Dinâmica	49
3.1.4	Resposta da Demanda	50
3.1.5	<i>Vehicle-to-Grid</i>	52
3.1.6	Geração Distribuída	55
3.1.7	Sistema de Armazenamento de Energia	57
3.2	Integração	58
3.2.1	OCPP	61
3.2.2	ISO 15118	62
3.2.3	Redes de Recarga	63
3.2.4	Aplicações	64
4	METODOLOGIA DA SIMULAÇÃO	67
4.1	Especificação Técnica	68
4.1.1	Estações de Recarga	68
4.1.2	Veículos Elétricos	69
4.1.3	Unidade Consumidora	70
4.2	Algoritmos para <i>Smart Charging</i>	72
4.2.1	Algoritmos sem interação	73
4.2.2	Algoritmos com interação	74

4.2.3	Métodos de Priorização	75
4.2.3.1	Priorização Geral	75
4.2.3.2	Priorização Específica	76
4.3	Cenários de Testes	77
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	81
5.1	Potências Iguais e Ordem de Chegada	81
5.1.1	Simulação	83
5.1.2	Resultados	88
5.2	<i>State of Charge</i> e Autonomia	90
5.2.1	Simulação	91
5.2.2	Resultados	95
5.3	Tempo de permanência	97
5.4	Consolidação dos Resultados	99
6	CONCLUSÕES	101
6.1	Recomendações futuras	101
	REFERÊNCIAS	103

1 INTRODUÇÃO

Os veículos elétricos tiveram o início de seu desenvolvimento no século XIX e ganharam um impulso com a melhoria da sua autonomia e aumento dos incentivos para a aquisição. No entanto, diferente de veículos a combustão, a recarga das baterias dos veículos elétricos tem restrição pela capacidade de distribuição de energia, fazendo-se necessária uma infraestrutura elétrica mais robusta, com transformadores, linhas de transmissão e distribuição adequados, além de entradas de unidades consumidoras com maior capacidade de potência, para que a recarga seja mais rápida.

O processo de recarga de um veículo elétrico difere do sistema de abastecimento de um veículo a combustão, sendo necessário avaliar a eficiência da entrega de energia, não havendo a imposição de concentrar todo o processo em um único local, como um posto de combustível, para o suprimento de consumo diário. Portanto, as recargas em residências e em locais públicos em baixa potência se tornam eficientes sob a ótica de segmentação de níveis de potência.

O aumento da quantidade de veículos elétricos no Brasil e no mundo fará crescer a necessidade por carga em locais públicos para prover recargas de oportunidade. Devido à potência média de recarga por veículo ser alta e a demanda disponível nestes locais ser limitada, ter-se-á a impossibilidade da recarga de veículos em determinados horários e locais, sendo necessário um sistema de controle para as estações de recarga.

As unidades consumidoras podem ser classificadas por curvas típicas fornecidas pelas distribuidoras para banco de dados da ANEEL. Este trabalho propõe um estudo e análise de unidades consumidoras comerciais em média tensão com diferentes capacidades instaladas e alguns algoritmos de gerenciamento de demanda relacionados a *smart charging*. Serão avaliados os parâmetros elétricos e de qualidade de recarga, além do benefício gerado por estes aos usuários de veículos elétricos.

1.1 OBJETIVOS

Este Trabalho de Conclusão de Curso tem como objetivo o estudo sobre a coordenação dos recursos energéticos e dos benefícios de algoritmos de *smart charging* para aplicação no gerenciamento de demanda de estações de recarga.

Considerando o desenvolvimento do trabalho e o objetivo geral apresentado, destacam-se os seguintes objetivos específicos:

- Demonstrar tendências de infraestrutura de recarga para veículos elétricos;

- Revisar conceitos de mobilidade elétrica, especificações técnicas e definições normativas, além de *smart charging*;
- Apresentar diferentes técnicas de gerenciamento energético com foco em mobilidade elétrica;
- Realizar simulações e comparar os métodos de gerenciamento de estações de recarga semirrápidas.

1.2 ORGANIZAÇÃO

O presente trabalho está organizado da seguinte forma:

- Capítulo 2: os conceitos básicos relativos a recarga veicular, como cenário global de expansão da quantidade de veículos e tendências ambientais correlacionadas aos veículos elétricos, conjuntamente aos conceitos das estações de recarga, suas definições e normas.
- Capítulo 3: a definição de *smart charging* é abordada, com o levantamento de seus conceitos e recursos energéticos, além de sistemas de gerenciamento de estações de recarga com os operadores do sistema.
- Capítulo 4: demonstração da metodologia dos testes de *smart charging* realizados, com os dados que serão utilizados e a formatação dos cenários.
- Capítulo 5: simulações e resultados com base na metodologia aplicada e a comparação de destes.

2 MOBILIDADE ELÉTRICA

Neste capítulo são apresentados as definições de mobilidade elétrica, o seu cenário atual e o funcionamento de estações de recarga.

2.1 DEFINIÇÃO

O termo mobilidade elétrica ou eletromobilidade provém da utilização de veículos elétricos (VE) para locomoção, hoje se popularizando devido aos diversos avanços tecnológicos da última década, a necessidade global de redução do impacto ambiental dos meios de transporte e a redução do custo dos veículos elétricos por quilômetro de autonomia. No entanto, segundo o Department of Energy (2020) dos Estados Unidos, os primeiros VEs foram desenvolvidos simultaneamente aos primeiros veículos à combustão para uso pessoal, havendo vantagem em relação à baixa emissão de ruídos e ausência emissão de poluição relacionado a queima de combustíveis fósseis.

Na virada do século XIX para o século XX, os VEs representavam cerca de um terço dos veículos de uso pessoal nos Estados Unidos da América. Nesta época se iniciou a difusão dos veículos de baixo custo a partir da utilização de técnicas industriais de produção em massa, originando o popular Ford T. A produção em série tornou os veículos a combustão mais atrativos devido ao valor reduzido, havendo um declínio dos VEs a partir deste ponto, tendo como destaque os preços não competitivos e a baixa autonomia.

No final da década de 60 e início da década de 70 do século XX ocorreu uma crise dos países produtores de petróleo que elevou o preço da gasolina nas refinarias, visualizando a dependência dos EUA de óleo estrangeiro, o congresso aprovou o incentivo ao desenvolvimento de tecnologia de VEs e Híbridos. Contudo, os VEs nesta época apresentavam baixa velocidade e autonomia, estando décadas atrasados em relação aos veículos a combustão.

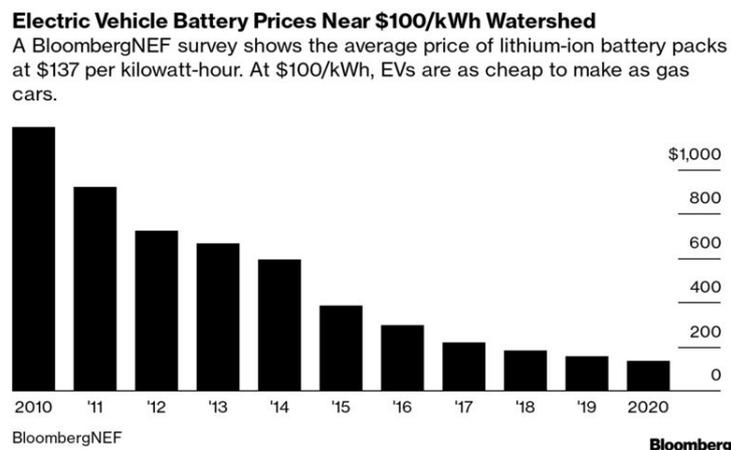
Com o aumento da preocupação relacionado com as questões climáticas e a preocupação em relação à dependência de países produtores de petróleo, os VEs voltaram a ser desenvolvidos e pesquisados na década de 90. No entanto, devido ao alto custo de produção e baixo valor do barril do petróleo não houve adoção pela população. Contudo, o governo continuou com os incentivos e as pesquisas continuaram desenvolvendo novas tecnologias, em especial de composições de células de bateria.

A empresa Tesla, através de um empréstimo concedido pelo Departamento de Energia dos EUA, começou o desenvolvimento de VEs em 2008 com autonomia média de 350 km. O sucesso deste empreendimento atraiu o interesse de outras montadoras,

as quais acompanharam o movimento e começaram a produzir novos veículos elétricos, ocorrendo boa adoção por parte do público devido a novas tecnologias implementadas e que se destacaram em relação aos veículos a combustão.

Os veículos elétricos hoje são apresentados como laboratórios de desenvolvimento de tecnologias, como veículos autônomos em meio urbano, utilizando técnicas de *Deep Learning* (aprendizado profundo) para facilitar a condução e tornar as viagens mais seguras. Com a queda do preço em dólar por kWh das baterias nos últimos anos, ilustrado na Figura 1, a autonomia dos VEs pôde ser estendida ao se aumentar a quantidade de energia armazenada por veículo. A bateria dos carros elétricos, excluindo outros tipos de VEs, equivale hoje à cerca de 30-40% do valor total do preço do VE. Com esta tendência de queda, a expectativa é de que em alguns anos a energia armazenada por veículo estabilize e o preço total caia proporcionalmente (Bloomberg, 2020).

Figura 1 – Custo da bateria dos veículos elétricos (2010-2020)



Fonte: Adaptado de (Bloomberg, 2020)

Este fenômeno cunhou o termo mobilidade elétrica (em inglês *electric mobility* ou *e-mobility*) que coincidiu temporalmente com o advento da geração distribuída, principalmente fotovoltaica, gerando adeptos e incentivadores de meios de transporte mais sustentáveis.

Nas próximas seções será analisado o cenário global da mobilidade elétrica e a infraestrutura de recarga para os VE, ponto de atenção para a popularização e disseminação no mundo.

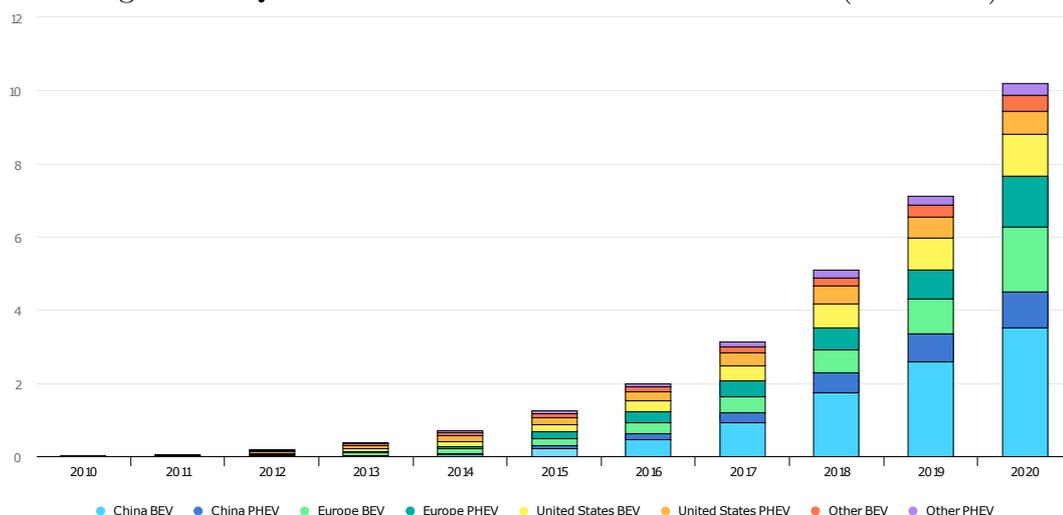
2.2 CENÁRIO

O movimento da mobilidade elétrica foi estimulado nos últimos anos em virtude das metas de políticas ambientais que incentivam a redução de emissão de gases de efeito estufa pelos governos e o desenvolvimento de novas tecnologias, gerando um impulso na

melhoria da eficiência dos veículos elétricos. Este desenvolvimento tecnológico fez com que houvesse uma redução no custo por kWh das baterias, elevando a autonomia dos veículos e minimizando a incerteza gerada nos usuários pela fraca infraestrutura de recarga existente.

Segundo dados da IEA (2021) (International Energy Agency) a venda de veículos elétricos sofreu uma expansão anual de cerca de 40% desde 2010, podendo ser visualizada na Figura 2, demonstrando uma rápida ascensão do mercado até 2020.

Figura 2 – Quantidade de veículos elétricos no mundo (2010-2020)



Fonte: Adaptado de (IEA, 2021)

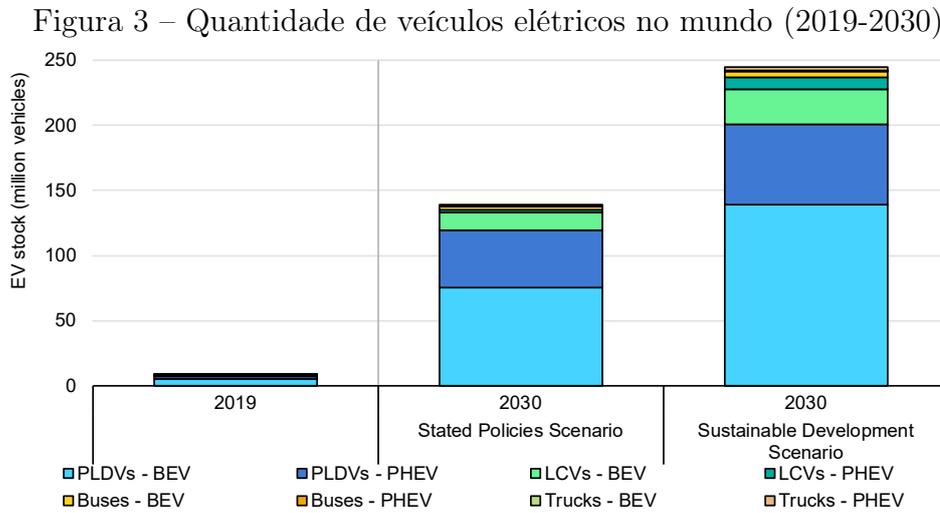
Essa mesma agência propõe dois cenários de expansão de vendas dos veículos elétricos para os próximos 10 anos no mundo com base nas tendências de incentivos, financeiros e indiretos, no cenário de mobilidade elétrica, seja para aquisição de veículos ou expansão de infraestrutura de recarga. O *Stated Policies Scenario*, que se baseia nos incentivos governamentais atuais, no qual a quantidade de veículos elétricos passa de 7 milhões em 2019 para próximo de 140 milhões em 2030, com um crescimento anual de vendas de cerca de 30%. O segundo cenário, *Sustainable Development Scenario*, é compatível com o Acordo de Paris¹ e metas para a campanha EV30@30², resultando em 245 milhões de vendas em 2030 (IEA, 2021).

Em associação ao aumento da venda de veículos elétricos no mundo, haverá a necessidade de aumentar a quantidade de estações públicas e privadas (corporativas) para atender a recarga destes novos veículos. Em consequência, a demanda global de energia aumentará, visível na Figura 4. A parcela de consumo energética em 2019 dos veículos elétricos no mundo foi de quase 80 TWh, com um potencial para alcançar entre 550 TWh

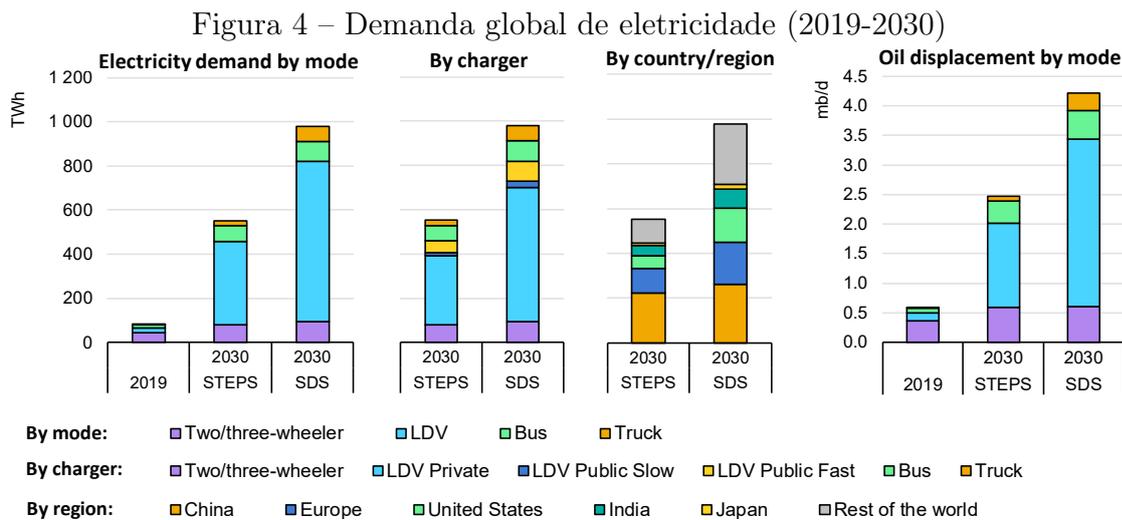
¹ Proposto em 2015 para iniciar em 2016, proposto pela ONU para diminuir a quantidade de emissão de gases de efeito estufa, com foco no combate a mudança climática, no contexto de desenvolvimento sustentável (UN, 2015). Estruturado em 29 artigos que abordam diversos tópicos, 197 países assinaram até início de 2021 (DENCHAK, 2021).

² Campanha com foco em alcançar 30% da parcela de venda de veículos elétricos em 2030. Lançada em 2017 com 11 países membros e o suporte de 29 países (Clean Energy Ministerial, 2017).

e 1000 TWh em 2030, a depender do cenário. Desta forma, em 2030 os veículos elétricos podem alcançar a parcela de 6% do consumo de eletricidade na Europa (IEA, 2020).



Fonte: Adaptado de (IEA, 2020)

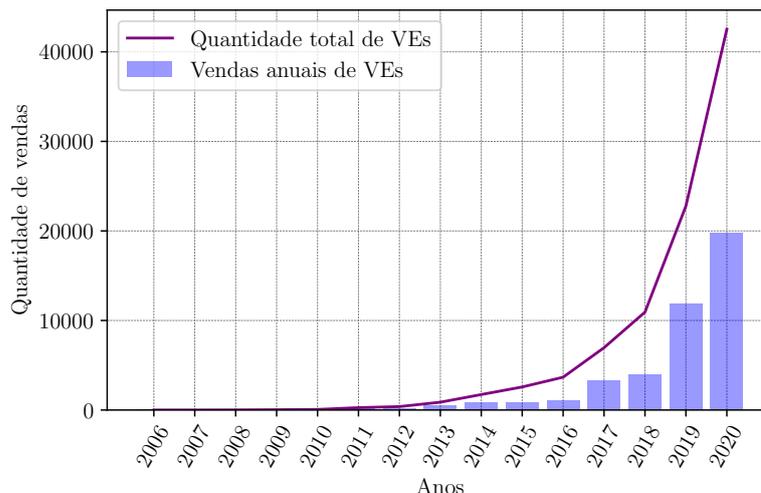


Fonte: Adaptado de (IEA, 2020)

No Brasil o cenário é positivo com cerca de 19.745 veículos híbridos e puramente elétricos vendidos no final de 2020, apresentando um aumento de 66,51% em comparação a 2019. Há um aumento crescente dos corredores elétricos nos estados, como São Paulo, Paraná e Santa Catarina, conectando diferentes cidades com estações rápidas. Esses foram desenvolvidos principalmente com incentivo recursos de P&D de concessionárias de distribuição, respectivamente EDP, COPEL e Celesc, devido ao custo de aquisição de estações rápidas, com preço inicial de R\$ 180.000,00, sem haver compensação de custos por não haver cobrança pela recarga.

Com este cenário, o consumo de energia aumentará proporcionalmente à quantidade de veículos, necessitando ser apoiado pela infraestrutura de recarga e consequentemente pela rede de distribuição e transmissão.

Figura 5 – Quantidade de veículos elétricos no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor, dados da (ANFAVEA, 2020)

Nas próximas seções serão vistas algumas definições como a recarga de veículos elétricos, os modos de recarga definidos por norma, os quais definem estruturas básicas de estações de recarga e potência, e de diferentes categorias de estações de recarga.

2.3 RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

A recarga de veículos elétricos é a transferência de energia da rede elétrica para a bateria do veículo. Este processo pode ser realizado de duas formas principais, transferindo energia da rede em corrente alternada (CA) e realizando a conversão de potência em corrente contínua (CC) no veículo ou efetuando o processo em uma estação de recarga específica, externamente ao veículo.

Por definição da Resolução Normativa N° 819 da ANEEL (2018), uma estação de recarga é um conjunto de *softwares* e equipamentos utilizados para o fornecimento de CA ou CC ao veículo. Neste contexto, há muitas ramificações quanto as especificações das mesmas, devido a uma abundância de fabricantes de veículos elétricos de diferentes países que seguem normas técnicas divergentes. Em alguns casos as montadoras utilizam padrões proprietários, como a Tesla, que respeita a norma americana SAE J1772 (SAE, 2017) para as especificações técnicas, mas utilizando um conector diferente, fazendo-se necessário a utilização de adaptadores.

Através de normas técnicas os modos de recarga e conectores são padronizados, ficando a cargo das fabricantes dos veículos a sua utilização, caso não seja um padrão normatizado pelo país. No Brasil não há um padrão nacional (ANEEL, 2018), sendo adotado pelas reguladora uma atitude liberal. Desta forma, as montadoras importam os veículos com os padrões nacionais dos países em que estes são produzidos, havendo uma ampla variedade de padrões nas estações no Brasil. Portanto, no Brasil alguns modelos de

VEs necessitam de adaptadores para haver interoperabilidade entre diferentes estações.

Em veículos de pequeno e médio porte é comum utilizar recarga condutiva com conectores padronizados e conexão por cabo. No entanto, para veículos pesados as possibilidades são mais abrangentes, como a utilização de recarga pantográfica, onde braço pantográficos se conectam à estação de recarga. Outros métodos, como *battery swapping* (troca de bateria) e recarga *wireless* (sem fio), estão sendo estudados para verificar sua viabilidade econômica e funcional, de modo a promover uma implementação em larga escala no longo prazo. Em função da grande utilização e relevância de recarga condutiva, esta será descrita na seção a seguir.

2.3.1 Recarga Condutiva

Esta tecnologia de recarga é a dominante no mercado, composta de uma estação de recarga, termo conhecido também por Eletroposto ou *Electric Vehicle Supply Equipament* (EVSE), conectada a um VE através de um cabo e conector, ou seja, um ponto de recarga. A definição deste conceito é descrita pela ANEEL (2018) como o ponto de conexão do veículo elétrico à estação de recarga condutiva.

Existem duas principais classificações que abrangem a velocidade e modo de recarga que foram estabelecidas para padronizar as estações. A primeira é definida pela norma IEC 61851-1 (IEC, 2017), que fragmenta a recarga condutiva em quatro modos diferentes: três em CA e um em CC, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Modos de carregamento de veículos elétricos segundo a IEC 61851-1: 2017

Modo de Recarga	Conexão	Tensão	Corrente Máxima	Local ¹
1	Corrente Alternada	250/480 V	16 A	Doméstico
2	Corrente Alternada	250/480 V	32 A	Doméstico/Público
3	Corrente Alternada	-	-	Público
4	Corrente Contínua	-	-	Público

¹Existem limitações na utilização do Modo 1 em alguns países, como a Itália que proíbe a utilização em locais públicos (IEC, 2017). Nos demais casos podem ocorrer limitações governamentais a cerca dos parâmetros elétricos.

Fonte: Adaptado de (IEC, 2017)

O Modo 1 é um método para conexão com o veículo utilizando um soquete padrão de tomadas, como o NBR 14136 de 2002 (ABNT, 2002). Esse padrão não tem comunicação com o veículo, proteção dedicada ou seccionamento, como disjuntor termomagnético e contator, no entanto, é necessário haver um condutor de proteção aterrado.

Segundo a IEC (2017), a corrente de recarga no cabo não pode exceder 16 ampères. A tensão depende do modo de conexão e país, mas não pode ultrapassar 250 volts em sistemas monofásicos e 480 volts para sistemas trifásicos.

Esse modo tem restrições ou é proibido em diversos países, por não ter formas de proteção da instalação diretamente ou comunicação com o veículo, impedindo a verificação do *status* da recarga. Caso durante a recarga ocorra algum erro e o veículo secciona os condutores, ainda terá um condutor de fase proveniente da instalação elétrica no veículo, não havendo o duplo seccionamento.

O Modo 2 utiliza um dos plugues padrões para veículos elétricos, associado a uma estação móvel que contém as proteções elétricas e realiza a comunicação com o veículo, necessitando também de um condutor de proteção aterrado.

A corrente nominal para este modo de recarga não pode exceder 32 ampères, com 250 volts em monofásico e 480 volts em trifásico. Em alguns países a tensão ou corrente são limitadas segundo a norma nacional.

A estação móvel associada é chamada IC-CPD (*In-Cable Control and Protection Device*), a qual deve respeitar a norma técnica IEC 62752 de 2016, atualizada em 2019 para projeto e construção (IEC, 2019). A conexão desta estação a rede elétrica é efetuada através do padrão nacional de tomadas, no caso brasileiro o NBR 14136.

O Modo 3 consiste de estações de recarga que estão permanentemente conectadas à rede elétrica, contendo todas as funções do Modo 2, mas não havendo limitação de potência. O cabo de conexão com o veículo tem duas possibilidades, ele pode ser permanentemente conectado a estação (caso C) ou ser removível através de um soquete (caso B) necessitando de um sistema de trava para o plugue.

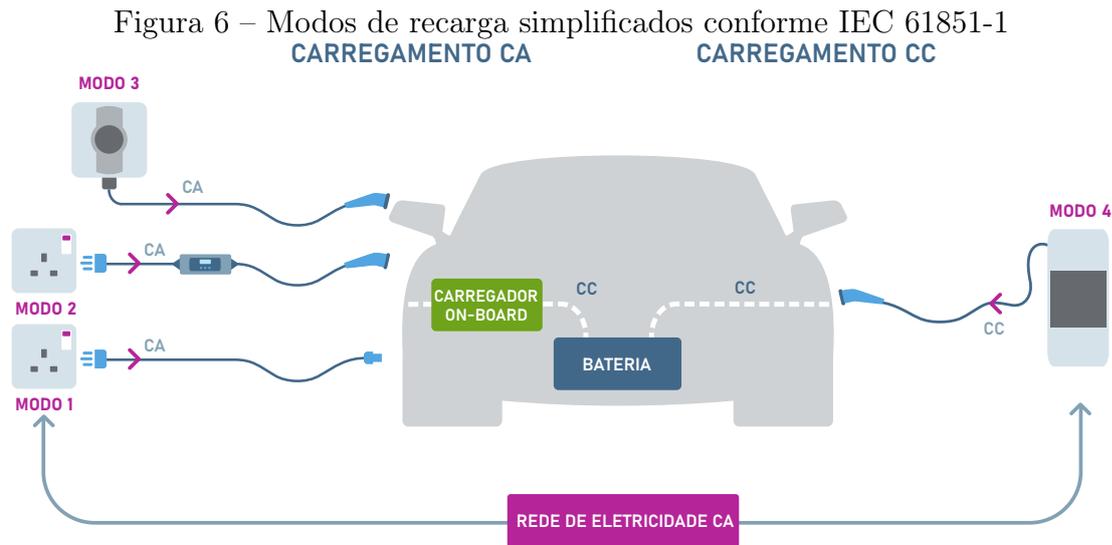
No Modo 4, diferente dos modos anteriores, realiza a conversão de potência de CA para CC na estação de recarga, logo a transferência de energia para o veículo se faz por uma rede em CC. Neste caso não há limitações de potência, demais especificações técnicas e de comunicação fornecidas na IEC 61851-23 (IEC, 2014).

Na Figura 6 estão exemplificados os modos de conexão conforme a IEC 61851-1 (IEC, 2017).

A segunda forma de classificação de recarga é a SAE J1772, que consiste em três níveis de velocidade de recarga para ambas as correntes, contínua e alternada, conforme Tabela 2 (SAE, 2017).

A SAE (2017) separa em dois níveis de recarga, diferenciando recarga em CC e CA, um terceiro nível foi proposto, mas sua especificação não foi efetuada, estando descrita como um histórico na norma.

Por serem diferenciados por tensão e corrente, não se relacionam as especificações dos modos de recarga da IEC 61851-1 (IEC, 2017), que utiliza proteções elétricas e infraestrutura física para caracterizar os modos.



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 2 – Níveis de carregamento de veículos elétricos segundo a SAE J1772

	Corrente Alternada			Corrente Contínua		
	Potência	Tensão	Corrente Máxima	Potência	Tensão	Corrente Máxima
Nível 1	1,92 kW	120 V mono	16 A	80 kW	50-1000 V	80 A
Nível 2	19,2 kW	240 V mono	80 A	400 kW	50-1000 V	400 A

Fonte: Adaptado de (SAE, 2017)

2.3.2 Estações de Recarga

Uma estação de recarga é, segundo foi definido na seção 2.3, um conjunto de *softwares* e equipamentos utilizados para o fornecimento de energia em CA ou CC ao veículo (ANEEL, 2018). Com esse conceito é possível diferenciar as estações que utilizam conversão de potência internamente, se conectam em CC no veículo, de estações em que a conversão é realizada no próprio veículo, são conectadas em CA no VE e a conversão é realizada através de um sistema *on-board*.

A partir dessas definições, é importante salientar as diferenças mais significativas entre as duas, tanto em custo de aquisição quanto de potência injetada no veículo, conforme subseções a seguir.

Existem outras formas de classificar as estações de recarga, por exemplo, em lenta, semirrápida e rápida, no entanto, são baseadas na potência, o que pode desorientar o usuário. O tempo de recarga necessário para um veículo depende da quantidade de energia que a bateria deste pode armazenar, e a potência que o sistema de recarga do veículo permite ser injetada, diretamente na bateria (carregamento em CC) ou convertido pelo conversor *on-board* (carregamento em CA). A potência de recarga sempre será limitada

pela infraestrutura elétrica de menor capacidade, seja o veículo ou a estação, sendo que a estação pode estar limitada pela infraestrutura elétrica da Unidade Consumidora (UC) em que está conectada via *software*.

2.3.2.1 Corrente Alternada

As estações de corrente alternada (CA) são usualmente separadas em residenciais e comerciais (ou públicas), com perfis diferentes de uso e funcionalidades. Esta diferenciação ocorre devido ao custo relacionado a aplicação de funcionalidades, por exemplo, a capacidade de fornecimento de potência de uma estação que modifica os componentes internos, ou a necessidade de conexão por redes sem fio de longo alcance como GPRS (*General Packet Radio Services*).

As estações residenciais têm foco em instalações internas e, usualmente, apresentam interatividade com o usuário através de aplicativos móveis próprios do fabricante para o controle destas, apresentando Wi-Fi como protocolo de conexão com a internet mais recorrente. Estas estações não necessitam apresentar comunicação por protocolos de comunicação dedicados a mobilidade elétrica, como o OCPP (*Open Charge Point Protocol*).

Além desses fatores, essas estações não costumam apresentar um módulo de tarifação, por não estarem instaladas em um ambiente que a recarga será cobrada. No entanto, alguns fabricantes apresentam uma solução de divisão de custos para condomínios com a geração de *logs* mensais atrelados aos IDs dos cartões RFID. Os modos de recarga pela IEC 61851-1 utilizados em ambiente residencial costumam ser o 2 ou 3.

Em caso de instalações em ambientes públicos, como estacionamentos rotativos, empresariais ou em via pública, as estações comerciais são mais utilizadas, por apresentarem maior interação com o público, com *displays* de LED ou LCD, e funcionalidades de tarifação. Essas estações são usualmente disponibilizadas ao público permanentemente conectadas a rede de energia elétrica, Modo 3 da IEC 61851-1.

O controle destas estações costuma ser feito por conexão com um CPO (*Charge Point Operator*), operadores da infraestrutura de recarga para veículos elétricos, através do protocolo OCPP. Desta forma, os fabricantes integram alguns protocolos de conexão com a internet como GPRS, Ethernet e Wi-Fi, permitindo integrar estações a um *backend* do CPO para realizar o gerenciamento de uma rede. Através desta conexão os CPOs conseguem autorizar recargas, obter dados de medição e *logs* de erros, configurar *whitelist* de acesso e reservas, além de outras funcionalidades presentes no protocolo OCPP.

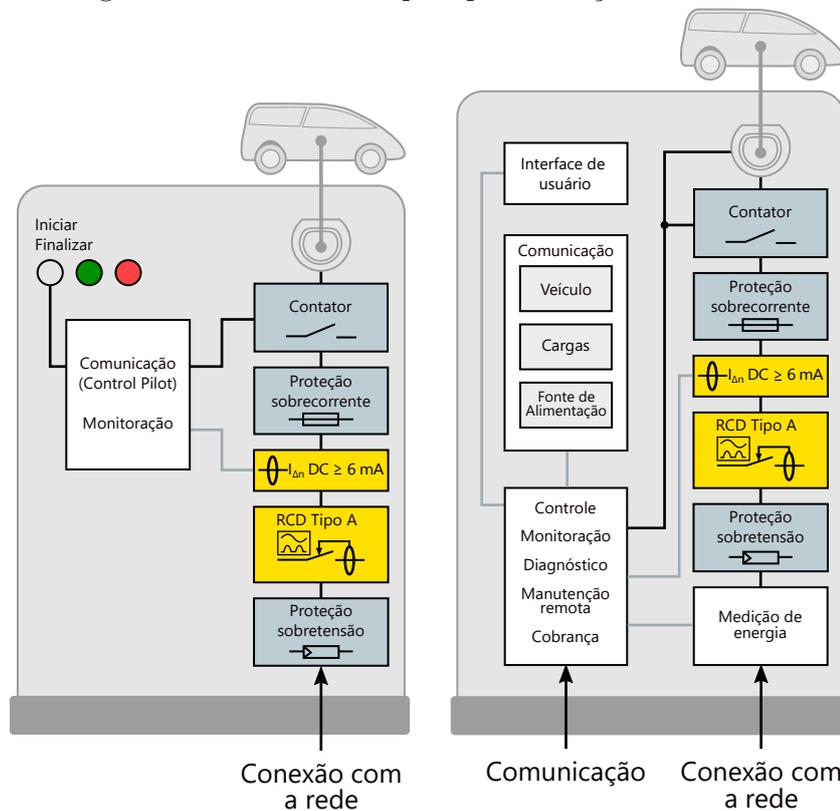
Em relação às estações, é importante destacar a relação dos usuários de VEs, devido à diferença de potência em que podem ser encontradas e o tempo de utilização destas. Segundo Zhang e Zhou (2019), em instalações residenciais, os VEs costumam ficar parados por mais de 8 horas, tempo suficiente para alcançar um alto SoC (do inglês, *State of*

Charge – estado de carga) nas baterias, em grande parte dos modelos disponíveis, mesmo em uma baixa potência de recarga.

Em estações localizadas em ambientes públicos o período de recarga é mais rápido, usualmente de 2 horas conforme Zhang, Tan e Wang (2018). Estas estações são utilizadas para prover autonomia para finalizar uma viagem ou prover uma recarga de oportunidade, ou seja, uma recarga pontual ao utilizar um serviço do local em que a estação está instalada.

Os requisitos técnicos das estações em CA são definidos pela norma IEC 61851-1 (IEC, 2017), e, fazendo uso da diferenciação em relação às residenciais e públicas, define-se um diagrama de blocos relacionando as funcionalidades e proteções existentes, conforme Figura 7. A ordem e a quantidade dos componentes pode ser modificada conforme necessidades dos fabricantes.

Figura 7 – Diagrama de blocos exemplos para estações residenciais e públicas



Fonte: Elaborado pelo autor

Na elaboração e especificação de estações de recarga em CA se destaca a importância das proteções elétricas, com os requisitos básicos definidos pela IEC (2017), mas com o aprofundamento de cada componente apresentados em normas específicas.

Por exemplo, para proteção de corrente residual (RCD – *Residual Current Device*) é definido no máximo 30 mA de fuga em CA, com proteção para resíduos alternados e pulsantes, conhecida por Tipo A (IEC, 2017), devendo concordar com uma das seguintes normas: IEC 61008-1, IEC 61009-1, IEC 60947-2 ou IEC 62423.

Além dessa proteção, a estação deve prover proteção de fuga para CC, precisando ser do Tipo B, ou RCD do Tipo A em conjunto a um equipamento apropriado para realizar a medição diferencial residual e atuar em um elemento seccionador (contator, por exemplo), conhecido por RDC-DD (*Residual Direct Current Detecting Device*), sendo que esse terá que prover sensibilidade de 6 mA para as faltas, devendo estar de acordo com a IEC 62955. Caso seja realizado o monitoramento indireto (RCM - *residual current monitor*), o nível de proteção deverá ser de 6 mA para proteção do Tipo B e 30 mA do Tipo A. Se for instalado uma proteção diretamente conectada ao circuito e com possibilidade de seccionamento (IDR/RCD), a proteção poderá ser de 30 mA.

2.3.2.2 Corrente Contínua

As estações de corrente contínua são utilizadas para interligação de rotas a fim de suprir, através de recargas de oportunidade, a energia necessária ao VE para alcançar o destino. Elas são usualmente instaladas em rodovias ou pontos de acesso, conforme já está acontecendo no Brasil com a criação dos corredores elétricos estaduais, como no Paraná que efetua a rota leste-oeste e Santa Catarina que foi implementado e supre a rota norte-sul no Litoral e leste-meio oeste.

O custo agregado à produção destas estações é elevado, devido à necessidade de conversores de potência e elementos magnéticos, como indutores e transformadores, além de equipamentos de seccionamento com capacidade de interrupção de altas correntes. Em razão desses fatores, nos países em que a mobilidade elétrica está mais avançada, ocorre uma tendência de cobrança de tarifa para recarga. Os países que ainda estão nos estágios iniciais, como o Brasil, não estão sendo impostas tarifas de recarga, visando popularizar a mobilidade elétrica e, em muitos locais, por ainda ser experimental ou estar em período de testes de P&D.

Devido ao alto custo, estas estações costumam ter diversas formas de conectividade e múltiplos conectores em CC, combinações como CCS-T2 e CHAdeMO, além de oferecer em alguns casos o opcional de conter um conector de recarga CA.

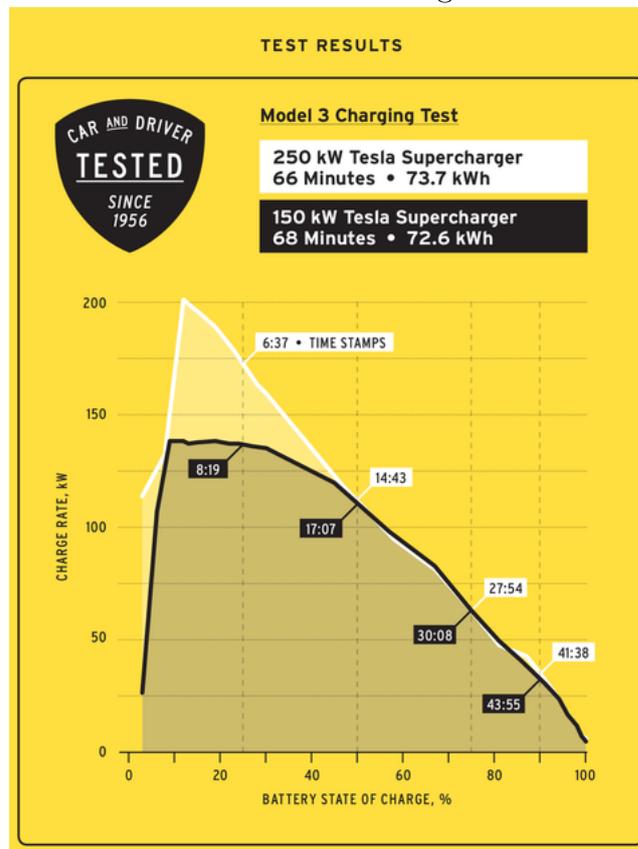
Estas estações costumam ser robustas, com grande volume físico, possibilitando o alcance de potências muito superiores ao suportado pelo conversor *on-board* do veículo. Com as expectativas de reduzir o tempo de parada para recarga em viagens, as montadoras, como a Porsche (2021), estão elevando a potência de recarga em CC para 270 kW em veículos leves, havendo a previsão de alcançar 350 kW em breve como a Hummer EV (GMC, 2021) e Lucid Air (HUSSEY, 2021).

Para acompanhar os veículos, as estações de recarga estão alcançando níveis equivalentes, como a TERRA HP 350 da ABB, que alcança 350 kW no pico e 320 kW contínuo, usando tensões de 920 V e refrigeração líquida no cabo com CCS-T2 a fim de reduzir as bitolas dos cabos de cobre necessários ao atendimento dessas potências e

permanecer manuseável para o usuário (ABB, 2020).

Em relação à recarga ultrarrápida, como é chamada, na Figura 8 é demonstrado a carga de um Tesla Model 3 em 138 kW e 201 kW, com pontos iniciais de SoC semelhantes, mas observa-se que para este modelo de veículo a alta potência não influencia tanto no tempo de recarga, pois em poucos minutos as baterias aquecem e a corrente de recarga é reduzida para não causar danos ao equipamento, modificando a curva típica de carga de uma bateria de lítio, a qual usualmente permanece até cerca de 70-80% do SoC com aspecto de corrente constante.

Figura 8 – Resultados de testes de recarga em um Tesla Model 3



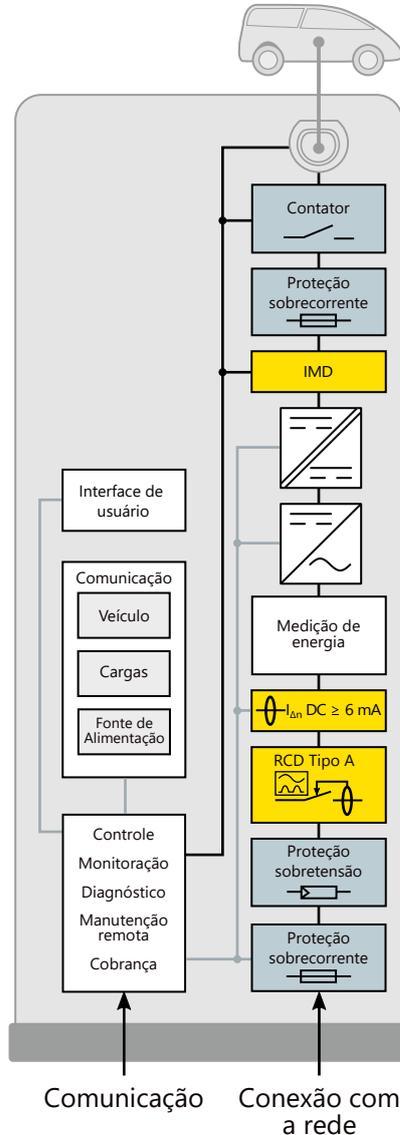
Fonte: Adaptado de (HOFFMAN, 2020)

Em outros veículos e outras condições, as recargas em alta potência podem ser mais efetivas, ao apresentar sistemas de resfriamento mais eficientes e modernos para as baterias dos VEs. Em outros testes, o Tesla Model 3 apresentou resultados melhores do que o anterior, como em (EVANS, 2019), onde na recarga de 10-90% de SoC da bateria, realizada na estação Supercharger V3 de 250 kW, foi 9 minutos mais rápida do que em 150 kW, enquanto que no teste anterior apresentou apenas 2 minutos de vantagem.

Os requisitos técnicos da estação de recarga em CC são dispostos nas normas IEC 61851-1 e IEC 61851-23, e as especificações para comunicação digital entre a estação e o veículo constam na IEC 61851-24. Estas estações públicas de CC costumam conter funcionalidades semelhantes às públicas de CA, como *display* LCD ou LED, conectividade

e protocolo OCPP integrado para gerenciamento remoto. Na Figura 9 consta um diagrama com as funcionalidades e proteções elétricas mais comuns de serem encontradas.

Figura 9 – Diagrama de blocos exemplos para estações públicas de corrente contínua



Fonte: Elaborado pelo autor

Para estas estações a diferença é o circuito em CC, contendo o conversor CA-CC para realizar a conversão para CC, posteriormente um conversor CC-CC para adequar a tensão para a conexão com o veículo.

Conforme as normas é possível haver circuitos isolados ou não-isolados, a depender do tempo de desligamento do sistema para o caso de falha de continuidade no condutor de proteção entre a estação e o veículo, sendo 5 segundos para circuitos não-isolados e 10 segundos para circuitos isolados.

A estação deve conter algum modo de proteção para sobretensão, usualmente no próprio conversor CC-CC, entre os condutores CC+ e *Protective Earth* (PE) ou CC- e PE para até 10% do máximo que ela opera, atuando em até 5 segundos.

Além destas pequenas inserções, a norma IEC 61851-23 dispõe de especificações como a variação de corrente ou tensão que a estação pode fornecer em relação ao que o veículo requisita, no processo de recarga, além de esquemáticos e circuito para os conectores conforme IEC 62196-3 (IEC, 2014).

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Modificações na infraestrutura atual do sistema de energia elétrica no mundo estão ocorrendo a partir da crescente necessidade por confiabilidade da rede, por meio da redução de atuações e interrupções da rede, além do desenvolvimento de fontes renováveis com geração distribuída incentivado pelos acordos de sustentabilidade internacionais.

Historicamente o sistema de energia elétrica se iniciou com geração junto a carga e posteriormente com a expansão da quantidade de UCs dos países, visando redução de custos e aumento de confiabilidade, ocorrendo a integração entre sistemas de geração e consumo. Desta forma, o fluxo convencional de potência é da geração de energia elétrica, que pode estar longe da carga, como em hidrelétricas que são necessários recursos hídricos, para a carga, ocorrendo a transmissão elétrica em alta tensão para reduzir as perdas associadas ao efeito Joule com a distância.

Nos últimos anos ocorreu um desenvolvimento e expansão do setor de geração distribuída, principalmente fotovoltaica, representando no Brasil 99,9% das instalações de geração distribuída conforme a ANEEL (2021a), com 420.777 de fontes de geração, divididas nas modalidades de autoconsumo remoto, geração compartilhada, geração na própria UC e em múltiplas UCs.

Com esse panorama, a adoção de geração distribuída tem o poder transfigurar a rede elétrica, com fluxo de potência entre UCs, utilizando a rede elétrica das concessionárias para manter a confiabilidade do sistema. No entanto, há a possibilidade de atuar de forma autônoma, sem a necessidade de conexão com o sistema elétrico de potência nacional (SIN – Sistema Integrado Nacional), utilizando uma malha de controle e fontes de energia, como fotovoltaica, eólica, moto-geradores e armazenamento de energia (O Setor Elétrico, 2017).

Este conceito de um sistema formado por células com possibilidade de atuação em formato isolado se chama microrrede (em inglês *microgrid*), atuando, geralmente, junto a rede elétrica, mas pode-se desligar em caso de falta ou estratégia de controle, atuando na ausência do SEP.

Entre as principais vantagens para o SEP está a redução de investimentos e operação do sistema, postergando as necessidades de expansão da infraestrutura. Segundo Chowdhury, Chowdhury e Crossley (2009), para os beneficiados da microrrede existe a melhora significativa de qualidade de energia, melhorando o perfil de tensão e estabilidade da frequência e minimizando os tempos de paradas para religamento. Em determinados mercados as microrredes podem participar de programas de resposta da demanda e prestação de serviços ancilares da rede.

É uma filosofia em desenvolvimento e necessita adaptações no mercado de energia, principalmente na metodologia de cálculo da tarifação, essencial para aumentar a participação da geração distribuída e microrredes (MARTINS; FERNANDES; HELDWEIN, 2020). Um dos problemas levantados é o custo de conexão, ou seja, o valor a ser pago pelo custo de viabilidade do sistema de distribuição, por haver menor uso da infraestrutura elétrica, mas necessitando que haja demanda livre para suprir as UCs em caso de utilização da rede. Uma das melhorias esperadas para o sistema de energia brasileiro é a não-exclusividade das concessionárias de distribuição na venda de energia, possibilitando adquirir energia de outras comercializadoras, possibilitando residências e pequenas empresas a entrarem no mercado livre.

Estes conceitos estão sendo utilizados e estudados para gerenciamento de estações de recarga para VEs, com o objetivo de manter a confiabilidade das estações e permitir a integração dessas com as fontes de geração renovável. Por ser uma carga variável é possível fazer o controle de potência ativa, integrando-se com facilidade as UCs para minimizar o impacto da inserção na rede (ZHANG; CHEN, 2014).

Nas subseções seguintes serão explicados alguns conceitos de *smart charging* e modos de integração teóricos das microrredes entre as *personas* envolvidas. Além disso, serão apresentados casos de uso e de disseminação de algoritmos de controle.

3.1 SMART CHARGING

A temática trata-se do estudo de técnicas para reduzir os impactos causados pela recarga dos veículos elétricos sobre a rede. O aumento desorganizado da quantidade de estações de recarga poderá gerar problemas futuros em relação à demanda de potência em determinados pontos de cidades em que a capacidade máxima de transmissão da rede já foi alcançada. A inserção do consumo energético acentuado em determinados horários causará problemas na infraestrutura da rede elétrica já existente, requerendo avaliações para a troca de cabos de média tensão e transformador, além da alimentação da UC. Por esses motivos, o sistema de *smart charging* tem como uma das propostas reduzir a quantidade de adaptações na rede elétrica para se adequar a recarga veicular. Em locais com restrição de demanda, o *smart charging* permite a instalação de diversas estações a partir do controle dinâmico destas, adequando os perfis de potência com a demanda disponível da UC.

Conforme aponta Heredia et al. (2020), o impacto mais significativo que a recarga de veículos de forma não-controlada pode causar é nos transformadores de distribuição, devido às grandes flutuações de potência, resultando em um rápido aquecimento dos enrolamentos. No entanto, o aumento da quantidade de recargas simultâneas resultará em impactos na transmissão e geração, gerando dificuldades em manter a confiabilidade do

sistema.

As estações de recarga no Modo 2, 3 e 4 da IEC 61851-1 têm comunicação com os veículos e podem com isso variar a potência de consumo, sendo assim consideradas cargas controláveis, possibilitando reduzir as consequências na rede elétrica ao controlar a demanda, diminuindo os custos de expansão da infraestrutura. A comunicação destas estações será abordada na seção 3.2, onde será apresentado o protocolo *Open Charge Point Protocol* (OCPP), um protocolo de comunicação aberto utilizado entre as estações de recarga e o *Charge Point Operator* (CPO), uma empresa que faz o monitoramento, operação e manutenção de uma rede de estações de recarga.

As estações com comunicação e possibilidade de serem controladas são consideradas cargas controladas, no entanto, algumas estações não têm estas funcionalidades, principalmente as residenciais de baixo custo, ou não estão conectadas a uma central, ou configuradas com alguma estratégia de *smart charging*.

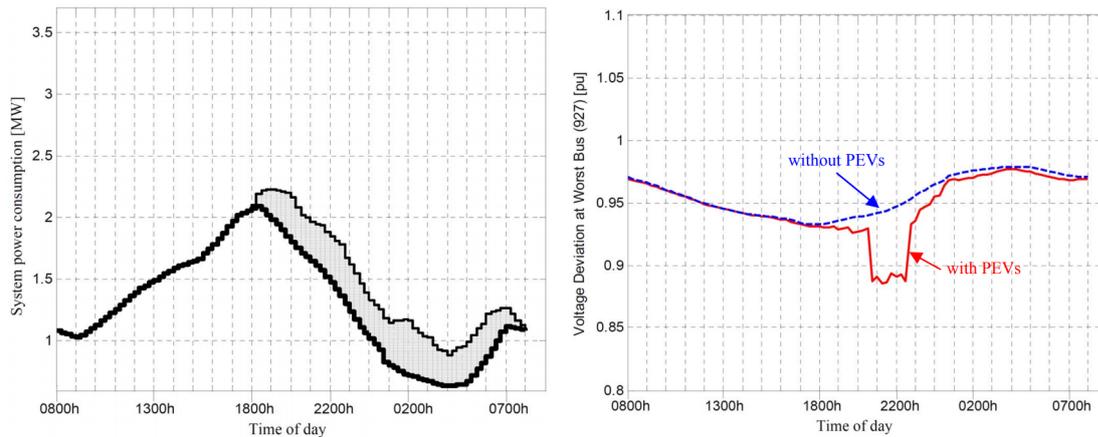
O impacto na rede elétrica pode ser simulado conforme nível de penetração dos veículos elétricos na frota de uma região. Em um estudo conduzido por Moses, Masoum e Hajforoosh (2012), realizado para uma região predominantemente residencial baseado no modelo da IEEE de 31 barras, foram utilizados os parâmetros para uma simulação de cenários: Foram utilizados 22 transformadores de distribuição de 100 kVA, cada um alimentando 53 nós. A quantidade de VEs representavam 47% do volume total da região. Foram realizados três faixas de horário de recarga, 18h-8h, 18h-1h e 18h-22h. Além disso, cada carregador de VE estava limitado à potência de 4 kW e cada VE necessitava de 8 kWh de carga.

Os resultados de demanda e tensão estão compilados nas Figuras 10, 11 e 12. O período de conexão igualmente distribuído entre o horário das 18 horas e 08 horas é similar à expectativa de um cenário com *smart charging*, não ocorrendo um pico de conexões no horário de ponta do sistema. Com a restrição do horário o pico aumenta significativamente, quase dobrando para o cenário entre 18h e 22h. Para comparação entre níveis de penetração de veículos elétricos na frota, para 17% é esperado um aumento de 37% no consumo entre 18h e 22h, enquanto para 31% de penetração ocorrerá um impacto de 74%. Em casos similares a distribuidora necessitaria aumentar a capacidade de ponta deste sistema enquanto não adotar estratégias que minimizem este problema.

Segundo um guia de *smart charging* da Fundação ElaadNL (2020), que iniciou o protocolo OCPP e repassou para a OCA (*Open Charge Alliance*), foram propostos sete casos de utilização de *smart charging*, baseando-se em técnicas de gerenciamento de recargas para mitigar as consequências de uma alta inserção de veículos elétricos, conforme a Figura 13.

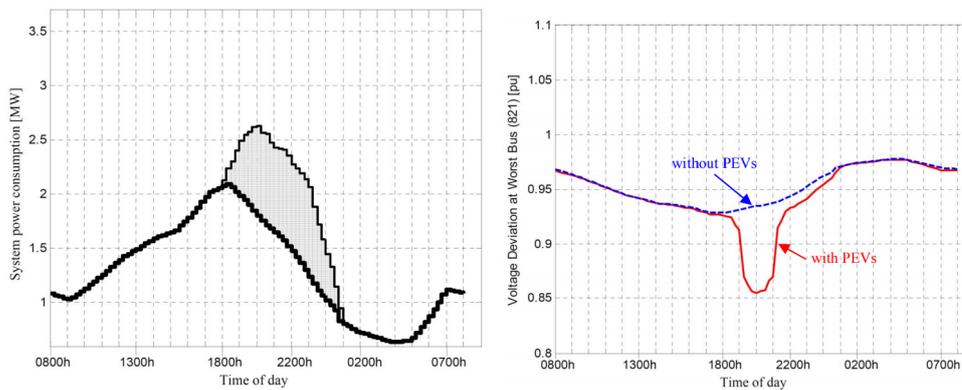
Nestas próximas subseções serão demonstrados algumas das aplicações conceituadas

Figura 10 – Demanda e tensão do sistema com horário de conexão entre 18h e 08h



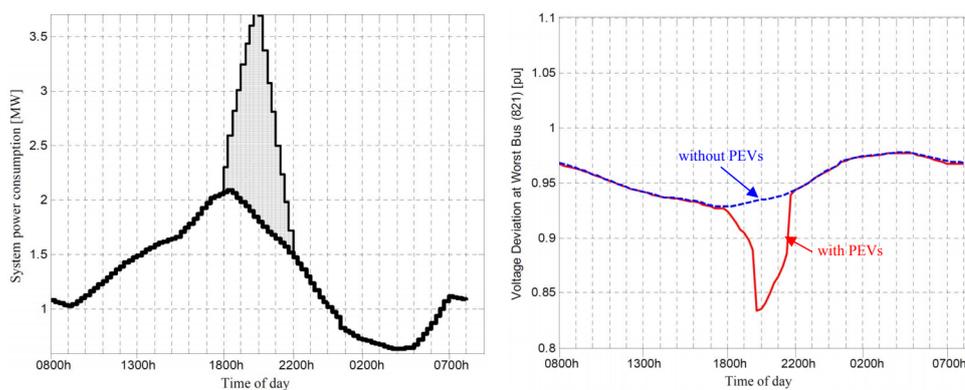
Fonte: Adaptado de (MOSES; MASOUM; HAJFOROOSH, 2012)

Figura 11 – Demanda e tensão do sistema com horário de conexão entre 18h e 01h



Fonte: Adaptado de (MOSES; MASOUM; HAJFOROOSH, 2012)

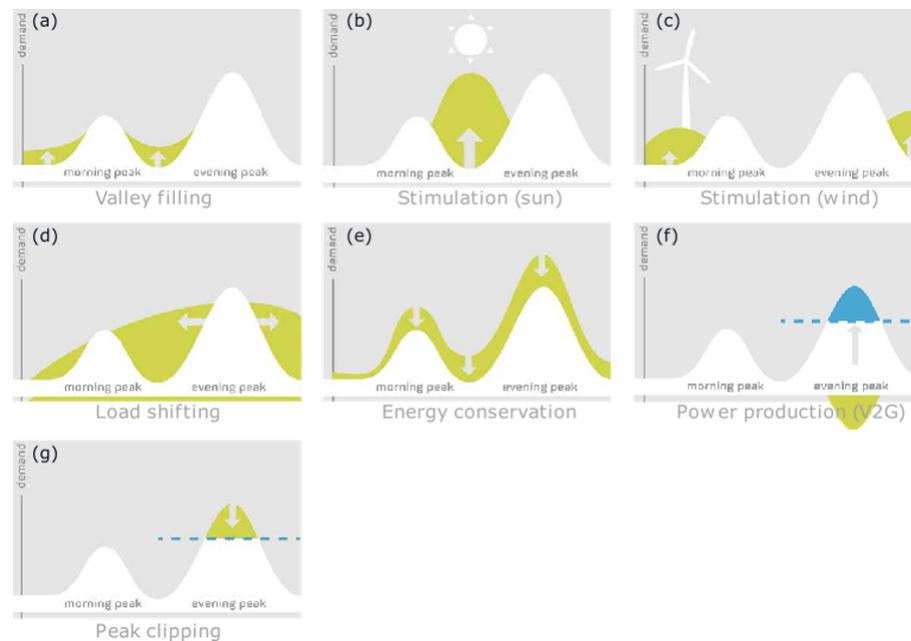
Figura 12 – Demanda e tensão do sistema com horário de conexão entre 18h e 22h



Fonte: Adaptado de (MOSES; MASOUM; HAJFOROOSH, 2012)

na Figura 13, com o propósito de conceituar o *smart charging* com foco em gerenciamento energético e resposta da demanda.

Figura 13 – Casos de utilização de *smart charging*: (a) preenchimento de vale; (b) consumo simultâneo solar; (c) consumo simultâneo eólico; (d) deslocamento da carga; (e) conservação de energia; (f) produção de energia; (g) redução do pico de consumo



Fonte: Adaptado de (Fundação ElaadNL, 2020)

3.1.1 Ecossistema

Smart charging se refere ao conceito de recarga inteligente, dizendo respeito à integração de estações de recarga com sistemas de gerenciamento de energia e dados, complementando *smart cities*, *smart grids* e *smart buildings*. Desta forma, observa-se que um sistema *smart charging* pode ter diferentes escalas, a depender de quem realiza o controle energético.

Em uma UC pode ser instalado um sistema de gerenciamento energético, normalmente integrado ao medidor de energia, para impedir a ultrapassagem do limite físico da conexão entre a UC e a rede de distribuição. Estes sistemas podem garantir a distribuição da diferença de demanda entre o limite e o consumo para um conjunto de estações de recarga (Schneider Electric, 2021).

Outro caso de uso é utilizar apenas a autogeração por parte de uma fonte renovável, resultando em um sistema de soma-zero, em que a quantidade de energia injetada no veículo é equivalente à quantidade de energia gerada e o excedente sendo injetado na rede elétrica da distribuidora.

Interessante diferenciar os sistemas isolados dos integrados à nuvem, em que os dados não são processados em sistemas físicos, como CLPs e controladores locais, mas em *backends* desenvolvidos por diferentes operadores.

Um sistema com diversas estações de recargas pode processar todos os dados em

um controlador local, não necessitando de conexão com a internet, realizando um controle dinâmico com os recursos energéticos da própria UC. Contudo, com um sistema integrado à nuvem é possível utilizar *machine learning* para realizar o processamento de dados de diversas UCs, aprendendo a como controlar melhor as potências das estações. Além disso, com a integração com a nuvem é possível que o DSO (*Distribution System Operator*) realize programas de resposta da demanda com diversas residências de uma linha de distribuição simultaneamente.

A tecnologia ainda está em desenvolvimento, incipiente em comparação com outras aplicações, necessitando a aceitação do público para efetivamente ter êxito, mas carecendo de dados de desempenho. No estudo alemão de Will e Schuller (2016), 237 usuários foram questionados a respeito do uso de *smart charging* e houve boa aceitação, mas este público integra parte dos inovadores no ciclo de inovação, ou seja, está pressuposto que eles aceitarão mais facilmente novas tecnologias. Outro fator é que estes usuários se interessaram mais pelos benefícios à sociedade e a reduzir o impacto na rede elétrica do que nos ganhos pessoais que a adoção de perfis de *smart charging* pode trazer, algo que não pode ser pressuposto para todo o público a partir da popularização dos veículos elétricos.

3.1.2 Velocidade de Recarga

O veículo elétrico é essencialmente uma carga variável para o sistema elétrico, em que é possível realizar o controle da demanda durante a recarga conforme as necessidades da UC ou rede de distribuição. Caso o limite físico de conexão com a rede de distribuição seja alcançado é possível reduzir a potência consumida pelos veículos através da comunicação com as estações de recarga.

A potência disponível para um veículo é essencialmente o mínimo valor entre quatro pontos:

- A capacidade de recarga do veículo, dependendo do conversor *on-board*, ou limitação física para recarga em CC, podendo ocorrer a recarga em uma ou três fases, com diferentes potências disponíveis. Este valor também depende do estado atual da bateria, em valores próximos a 80% a corrente de recarga diminui;
- O cabo de recarga e seus soquetes, os quais são fornecidos pelos fabricantes com a corrente máxima e quantidade de fases especificadas. Caso seja avulso a estação, ela detectará qual a corrente máxima do cabo através de um resistor entre o *proximity pilot* e o condutor PE, no caso da IEC 61851-1;
- A limitação com base no projeto de integração da estação de recarga com o restante da UC;
- A potência limite para a qual a estação de recarga foi projetada.

Com base nestes valores será estabelecido a potência máxima adotada para cada recarga. Podendo ser alterada pelo operador da estação de forma estática ou limitada por serviços dinâmicos.

A velocidade de recarga é definida pela potência de recarga e a capacidade de armazenamento de energia do veículo. Para dois VEs, se um estiver necessitando de carga de 80 kWh levará um maior tempo do que um segundo VE com 40 kWh, desde que estejam com a mesma potência de recarga, excluindo-se particularidades da curva de carga da bateria de cada veículo.

3.1.3 Tarifação Dinâmica

Este é um método de *smart charging* conforme o horário de recarga, no qual são aplicados valores de tarifa diferentes ao usuário conforme as necessidades atuais da rede. Dessa forma, existe a tendência de uma mudança do pico de consumo energético das estações de recarga para períodos fora da ponta de consumo da rede elétrica.

Este valor de tarifa se assemelha à tarifa branca proposta pela ANEEL, em que existe período de valores fora ponta, intermediário e ponta. Entretanto, este conceito pode ser expandido para ser efetuado de forma dinâmica, com a atualização em tempo real segundo a demanda de uso e restrição de potência da UC. Assim, as estações com maior frequência de utilização em determinados horários terão preços mais elevados.

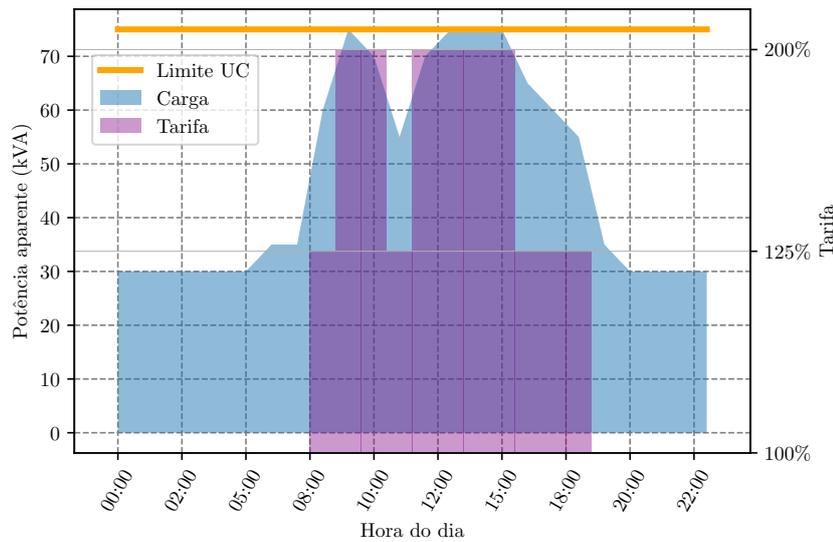
Este sistema de tarifação dinâmica pode ser configurado em algumas estações, conforme especificação dos fabricantes, ou controlada pelo CPO, podendo adquirir os dados de tarifa com a concessionária e os adaptando conforme restrições de infraestrutura ou frequência de uso.

Na Figura 14 está exemplificada a tarifação dinâmica em uma UC, variando a tarifação em três patamares distintos, 100%, 125% e 200%. Utilizando-se este método, os usuários são desmotivados a iniciar o processo de recarga em horário de ponta, pagando pela ultrapassagem de demanda do local.

Para contextualizar, conforme Fotouhi et al. (2019), ocorre um pico de conexões dos veículos elétricos na rede durante o período noturno, quando os usuários deixam os VEs nas garagens das residências para carregar, e início da manhã, quando os usuários chegam aos locais de trabalho.

Logo, este método tem a tendência de controlar a demanda energética ao aplicar punição de valor, mas sempre com foco em fornecer o máximo de autonomia ao veículo no menor tempo. Conforme Wu et al. (2020), esta metodologia pressupõe que o usuário irá prover o tempo de recarga, e o CPO pode oferecer incentivos de tarifa para reduzir a potência ou deixar a recarga agendada conforme previsões do perfil de demanda, diminuindo a tarifa de recarga e alterando o pico de consumo.

Figura 14 – Exemplo da tarifação dinâmica



Fonte: Elaborado pelo autor

Esta metodologia de controle é punitiva ao usuário e exige comunicação constante entre o operador e usuários conectados, informando as restrições e tarifas, possibilitando que os usuários parem a recarga remotamente. No entanto, em países como o Brasil em que a adoção dos veículos elétricos e híbridos está em uma etapa inicial de aceitação, representando cerca de 0,094% da frota de automóveis em 2021, a tarifação não está sendo empregada, com a energia consumida sendo subsidiada por donos dos estabelecimentos, concessionárias de energia ou projetos de P&D.

3.1.4 Resposta da Demanda

Este conceito é fundamental para a expansão da infraestrutura de recarga existente no mundo, a resposta da demanda (*demand response*) constitui um gerenciamento energético que impede que uma unidade consumidora ultrapasse uma determinada demanda. A concepção tradicional é de redução do consumo de energia durante horários específicos de forma estática ou dinâmica, com a distinção sendo a atualização dos parâmetros em tempo real ou sendo previamente configurados. As vantagens provêm da possibilidade de não ultrapassar a demanda contratada com a concessionária, ou ainda não fazer-se necessário o acionamento de usinas de alto custo em determinadas operações (como geradores a diesel), além de não precisar expandir a própria infraestrutura elétrica. Para reduzir o consumo é necessário haver flexibilidade de cargas, para ocorrer sua interrupção ou redução, no caso de recarga de veículos elétricos é possível reduzir a potência sem ocorrer a interrupção.

Conforme Cui et al. (2016), o tempo em que o veículo permanece estacionado representa 90% do dia, sendo que em estacionamentos corporativos as estações de recarga costumam apresentar potências superiores, como 11 ou 22 kVA, do que os carregadores

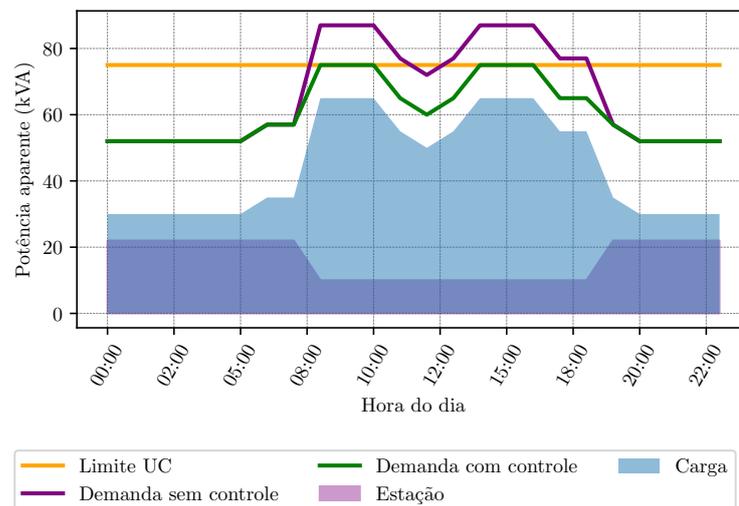
Modo 2, de usualmente 3,7 kVA, fornecidos junto aos veículos. Desta forma, se os veículos forem conectados no início da manhã, quando as pessoas chegarem aos locais de trabalho, ocorrerá um alto pico de demanda que ao longo da manhã é atenuado.

Para UCs residenciais o perfil de consumo conta com um pico de demanda no período das 18 horas até às 22 horas, período de ponta do sistema de distribuição. Com a adição de VEs ao sistema, conforme Fotouhi et al. (2019), o pico de demanda se agrava com a soma de potência requisitada por eles.

Este pico pode representar um risco para a infraestrutura já existente da UC, necessitando de um *retrofit* para adequar a demanda necessária. Contudo, com um estudo prévio da curva de demanda do local é possível verificar qual é o pico máximo de demanda e configurar todas as estações instaladas na mesma UC para que a soma do consumo total não ultrapasse um valor determinado, flexibilizando a recarga.

Na Figura 15 se observa um exemplo do funcionamento do controle estático de potência, em que uma estação de 22 kVA é limitada em 15 kVA conforme o pior cenário desta UC para que a carga não ultrapasse a demanda contratada. Neste exemplo, 7 kVA da estação não estará disponível até que o limite estático seja alterado. No entanto, é possível definir valores estáticos conforme o período do dia. Devido à carga das UCs costumarem ter perfis diferentes, semanal e sazonal, é necessário prever a margem de erro, reduzindo o aproveitamento da estação de recarga.

Figura 15 – Exemplo do modo estático de *smart charging*



Fonte: Elaborado pelo autor

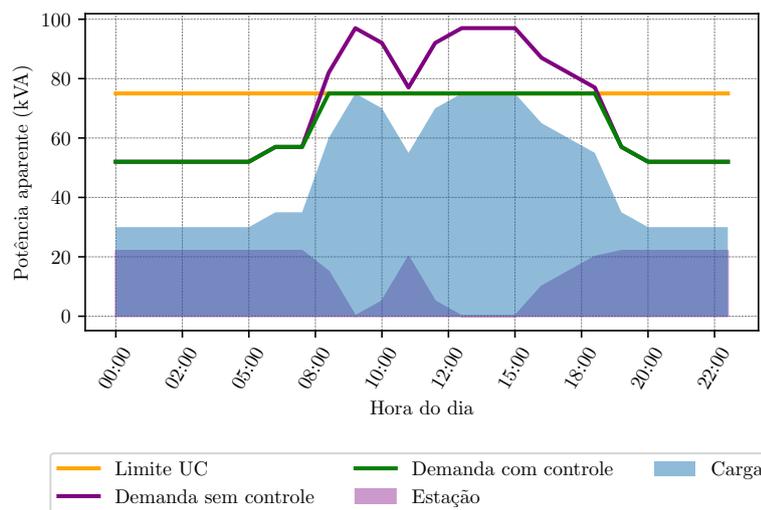
Determinados controladores das estações permitem a configuração como *master* e estabelecem um vínculo com outras estações *slave*, e ao configurarem a potência limite para o conjunto, o sistema do *master* atua sobre as demais (Bender, 2018). Esse limite pode ser imposto por um CPO ou controlador local diretamente ao controlador da estação.

Em um cenário mais restritivo, no qual a demanda do local alcança o máximo

contratado ou da infraestrutura elétrica, ou que a demanda não tem um perfil definido, é possível instalar estações de recarga impondo um controle dinâmico de potência. Esse método estabelece a necessidade de um medidor inteligente na entrada da UC, ou quadro elétrico que tenha a limitação, e esta informação é configurada no controlador das estações, seja local ou uma estação *master*, ocorrendo uma atualização em tempo real da potência disponível para consumo. Existe uma tendência a utilizar controladores locais conectados ao medidor, não utilizando uma conexão com o CPO, para garantir a mínima latência de resposta possível em situações críticas.

Este controle dinâmico pode ser visualizado na Figura 16, na qual é demonstrado um caso em que a carga da UC alcança a região limítrofe da demanda máxima. Nesse caso, se o controle estático fosse implementado, a potência disponível para a estação seria zero, mas com o controle dinâmico ela varia entre 22 kVA (potência máxima configurada) até zero.

Figura 16 – Exemplo do modo dinâmico de *smart charging*



Fonte: Elaborado pelo autor

3.1.5 Vehicle-to-Grid

Esta tecnologia torna possível a injeção de energia do veículo para a rede, inverso do carregamento. O V2G (*Vehicle-to-Grid*) possibilita utilizar o sistema de armazenamento de energia do veículo como fonte de energia em modo ilhado ou serviços ancilares para a rede de distribuição, segundo Guo et al. (2016) utilizando para regulação de frequência, reserva operacional ou redução do pico de demanda.

Pela normatização brasileira, segundo a Seção III, Art. 10 da ANEEL (2018)¹ “É vedada a injeção de energia elétrica na rede de distribuição a partir dos veículos elétricos, bem como a participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a

¹ Resolução Normativa da ANEEL n° 819 de 2018.

Resolução Normativa n.º 482, de 17 de abril de 2012.”, portanto no Brasil não é permitido utilizar o V2G diretamente para a rede, mas não é restrito a utilização de V2H (*Vehicle-to-Home*) ou V2B (*Vehicle-to-Building*), atuando como um sistema de armazenamento de energia, possibilitando ampliar o autoconsumo simultâneo de geração distribuída e reduzir a tarifa de energia, ou realizando *peak-shaving* a demanda durante períodos de ponta.

Poucos veículos são compatíveis com a tecnologia V2G. No Brasil apenas o Nissan Leaf, que utiliza o conector CHAdeMO, necessitando de uma estação em corrente contínua. O protocolo ISO/IEC 15118-1 (ISO, 2019) provê casos de uso, controle, otimização, cibersegurança e privacidade, além de outros aspectos fundamentais, utilizando-se como base para novas funcionalidades V2G previstas para 2025 no padrão CCS (CharIN, 2019).

Outros veículos, como o Renault Zoe e Mitsubishi Outlander preveem a utilização de V2G e estão em testes. Apesar de haver diversos testes de microrredes com esta tecnologia, ela ainda não se popularizou entre os usuários de VE. O custo de estações V2G de 10 kW alcança os R\$ 100.000,00 e podem ser limitadas na comunicação, necessitando de um CPO para gerenciá-las a partir da plataforma do fabricante da estação, ou um controle direto no controlador de carga da estação. Em razão dos parâmetros de controle para o V2G não estarem incluídos no protocolo OCPP, necessitando de adaptação por parte do fornecedor. Além disso, a degradação gerada na bateria dos veículos é estudo de diversos artigos pela difícil previsibilidade.

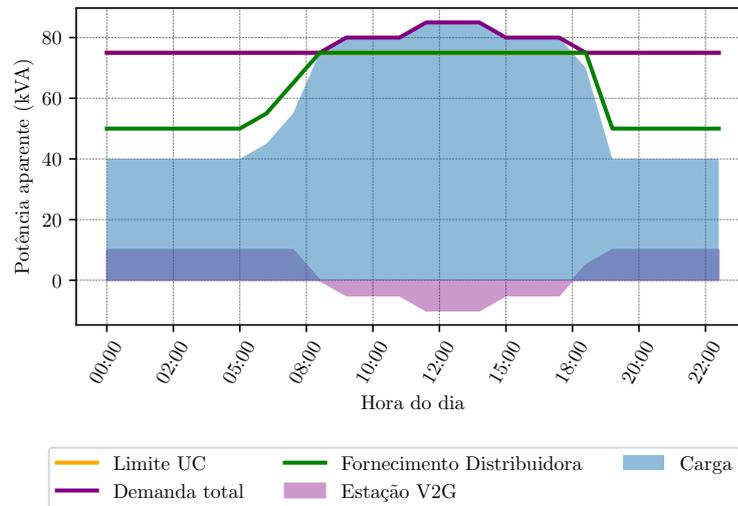
Um relatório comissionado por um dos membros da associação CHAdeMO destacou 50 projetos de V2G no mundo CharIN (2018), avaliando as funcionalidades possíveis, aquelas com maior foco entre os projetos eram as de resposta da frequência e deslocamento de horário. A integração com os DSOs teve boa participação entre os projetos avaliados, com foco em entregar resultados para evoluir os processos do DSOs neste novo mercado.

Um exemplo de como usualmente V2G funciona em conjunto com a rede para ampliar a potência disponível na UC, a partir do deslocamento de horário, pode ser visualizado na Figura 17. Neste exemplo, no período das 00:00 até 07:00 a estação V2G estaria consumindo 10 kVA da rede, compensando o consumo excedente da UC pelo período das 09:00 até 17:00, voltando a carregar o veículo na sequência.

Esse exemplo é funcional caso o veículo permaneça durante períodos longos de mais de 24 horas em um local, como em estacionamentos de aeroportos, ou com maiores restrições de utilização, impedindo o descarregamento da bateria até o ponto de prejudicar o usuário. Uma solução é o controle de frequência em curtos períodos. No entanto, usualmente a UC não teria a possibilidade de manter o veículo por 24 horas, necessitando de estratégias de controle para maximizar a utilização do V2G, mantendo ainda a autonomia necessária para o veículo concluir a jornada.

Portanto, para utilizações de V2G é necessário haver o consentimento do usuário,

Figura 17 – Exemplo da utilização do V2G para ampliar a potência disponível da UC



Fonte: Elaborado pelo autor

além do horário de saída e SoC da bateria, inserindo-se essas variáveis no algoritmo de controle do CPO é possível obter um plano de ação para o sistema gerenciar os recursos energéticos do local a fim de obter o máximo desempenho, minimizando o impacto nas expectativas do usuário, em relação a cronograma e autonomia do EV.

Além de armazenamento de energia para redução de picos de demanda, é possível utilizar o V2G para regulação da frequência, ao injetar ou consumir energia no sistema. Segundo Guo et al. (2016), a regulação de frequência primária local é um serviço mais adequado devido a pequenas quantidades de energia requeridas.

A utilização dessa função visa ajustar pequenos desvios de frequência do sistema elétrico, sendo que essas correções têm uma janela de tempo entre 15 e 30 segundos, usualmente realizadas por geradores com dinâmica lenta, como termelétricas. Em sistemas elétricos com grande densidade de energia proveniente de usinas fotovoltaicas e eólicas, faz-se necessário haver correções constantes de frequência, por não haver consistência na potência gerada.

Em residências é possível que os veículos supram a carga em modo ilhado durante um período, podendo ser utilizados como sistema de armazenamento emergencial para períodos de falta da rede. Nos ambientes corporativos costuma haver a necessidade de maior suprimento de potência, portanto diversos veículos devem ser conectados em V2G.

O V2G não apresenta adversidade apenas de controle, mas de degradação da bateria devido à quantidade de ciclos de carga e descarga, influenciando a vida útil da mesma. As baterias representam cerca de 40% do custo total do veículo leve, segundo Priya (2020). Portanto, uma análise de custo benefício da utilização do V2G deve ser realizada para cada caso, verificando o impacto econômico gerado.

O modelo econômico deve ser avaliado com a utilização dos parâmetros de quanti-

dade de energia máxima utilizada no processo, o custo por kWh da bateria, a quantidade de ciclos da bateria e o prêmio proveniente do serviço.

Estudos realizados no Japão por Tamura (2019), utilizando V2G como serviço para regulação de frequência, resultaram na necessidade que o veículo inicie o processo com um SoC baixo, ainda na fase de corrente constante da bateria de lítio, e que um valor pequeno de energia kWh/dia seja utilizado, esses requisitos melhoram o custo benefício por não estressar a bateria do VE.

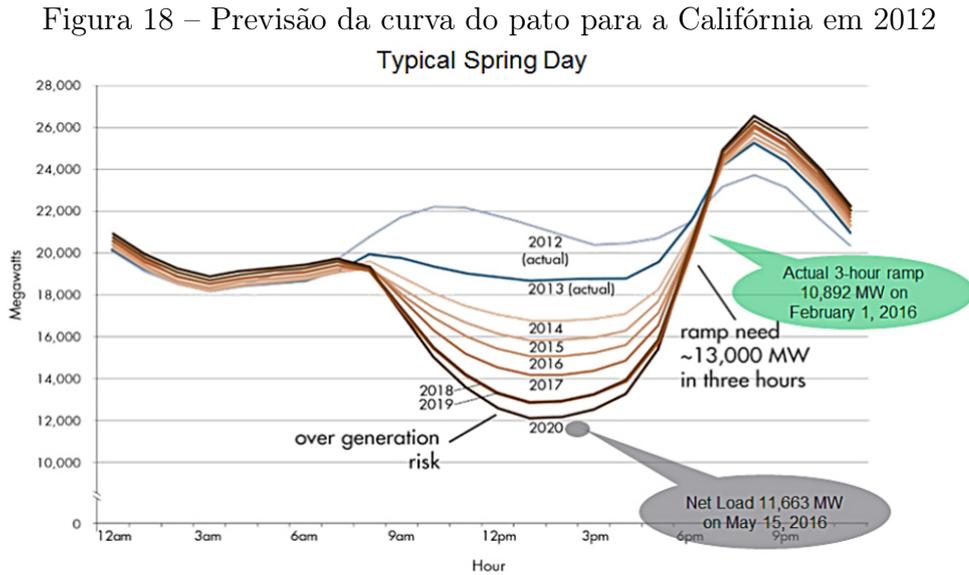
Um estudo de utilização de V2G com geração fotovoltaica na empresa Eletrosul, localizada em Florianópolis, foi desenvolvido por Ruther et al. (2015), utilizando uma frota de veículos para redução do pico de demanda e para estabilização da rede, o qual demonstrou melhor eficiência para sistemas que utilizem estabilização da rede e indicando que deve ser ofertada uma recompensa ao usuário do VE por mantê-lo disponível e conectado a estação de recarga.

3.1.6 Geração Distribuída

Nos últimos anos ocorreu uma mudança na matriz energética dos países, com uma maior proporção de energia injetada por fontes renováveis e com geração variável, como eólica e solar. Essa modificação dos paradigmas energéticos necessita de soluções inovadoras para não ocorrer problemas de abastecimento, seja por geração insuficiente, necessitando de usinas térmicas com baixa dinâmica para entrada em operação e regularizar o fluxo de potência, ou por geração superior ao consumo. Isso pode resultar em PLD (Preço de Liquidação Diária) negativo e necessidade de desativação de térmicas ou hidrelétricas de longo período de entrada em operação, infringindo riscos de desabastecimento.

A problemática apresentada pôde ser vista para o cenário da Califórnia em 2013, em que foi previsto uma curva de carga (curva do pato ou, em inglês, *duck curve*) relativa ao consumo e geração de 2012 a 2020, quando a inserção de fotovoltaica foram definidos dois picos, pela manhã e no início da noite (California ISO, 2016). Na Figura 18 está representada a curva do pato atualizada em 2016, segundo a CAISO (*California Independent System Operator*), os três maiores riscos de uma alta inserção de geração fotovoltaica são:

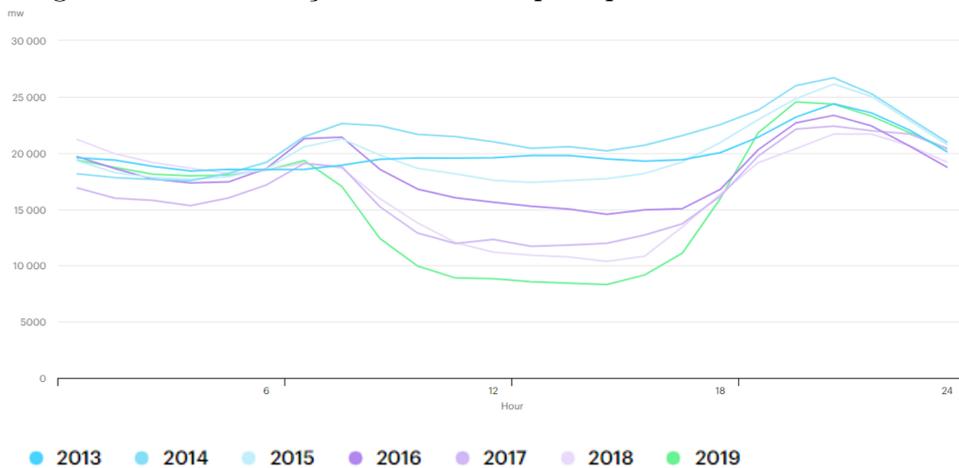
- Necessidade de geração térmica com baixa dinâmica, com curvas de entrada em operação rápidas e de alta inclinação;
- Risco de produção energética superior ao consumo;
- Menor resposta da frequência, pois existem menos fontes térmicas conectadas ao sistema.



Fonte: Adaptado de (California ISO, 2016)

A (IEA, 2019) atualizou a curva com dados de 2019, demonstrando um mínimo local menor que o esperado inicialmente, conforme Figura 19.

Figura 19 – Atualização da curva do pato para a Califórnia em 2020

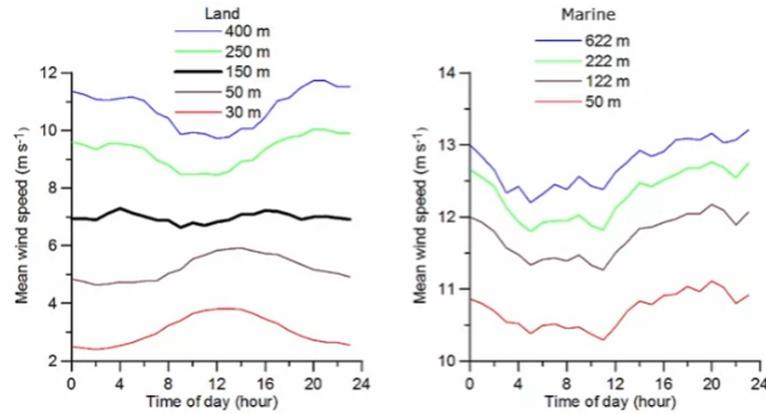


Fonte: Adaptado de (IEA, 2019)

Outro fator é a geração eólica, que usualmente tem dois perfis diferentes de vento, a depender se a instalação é *on-shore* ou *off-shore*, além da variação por altitude da turbina. Na Figura 20 é possível observar que para geração distribuída eólica, usualmente em baixas altitudes e localizada em terra, corresponderá com a geração fotovoltaica, devido à convecção por conta do aquecimento do solo.

No entanto, com o aumento da altitude ou mudança para turbinas *off-shore*, o perfil do vento fica mais retilíneo ou aparece um pico durante a noite, inverso da geração fotovoltaica. Na Figura 20 é possível observar estes efeitos no perfil de vento em um exemplo (GRYNING et al., 2016).

Figura 20 – Exemplos de dados anemométricos conforme altitude e localização



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

Analisando-se a geração eólica em conjunto a curva do pato é possível explorar possibilidades da utilização dos veículos elétricos conectados à rede para estabilização do sistema de energia, como sistemas de armazenamento de energia ou carga. Atualmente a inserção de veículos é pequena em comparação com a geração das fontes renováveis, possuindo uma participação ínfima. No entanto, prevendo uma alta inserção dos veículos elétricos, as técnicas de *smart charging* integradas ao DSO são possíveis para minimização dos riscos causados pela geração variável e elevação da confiabilidade do sistema.

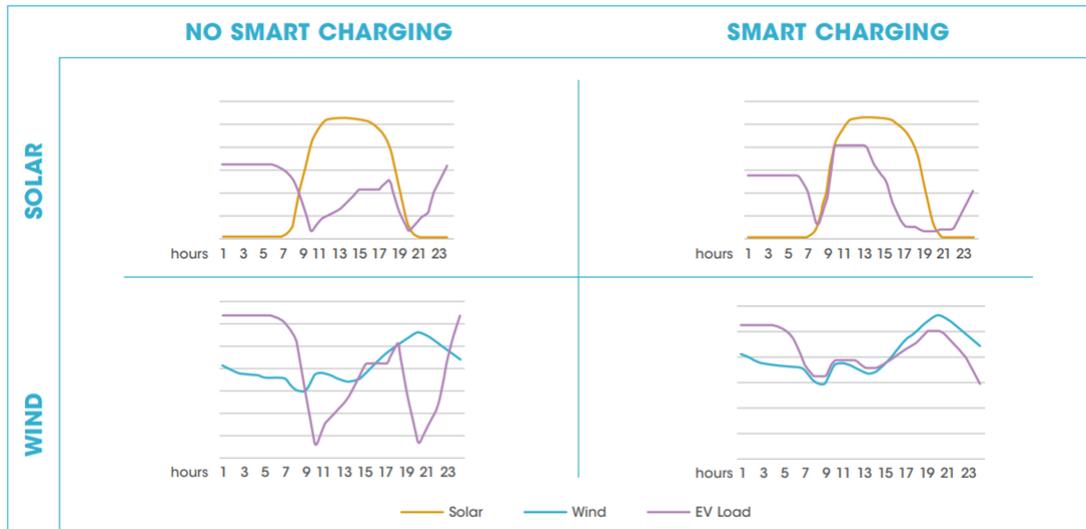
Conforme o capítulo anterior, o veículo pode servir como carga variável para o sistema. As fontes renováveis em conjunto à rápida dinâmica apresentada pelos conversores de potência das estações e veículos, é possível realizar controles do nível de potência em alguns segundos em larga escala. O *smart charging* tem a possibilidade de estabilizar a carga para não ocorrer falta de geração, e através da utilização de V2G é possível preencher as lacunas geradas pela variação natural das fontes renováveis.

Por exemplo, se está ocorrendo um pico de geração fotovoltaica todas as estações de uma determinada região podem receber o sinal do DSO para aumentar ao máximo a potência de recarga, respeitando os limites físicos e obrigações contratuais, para manter o nível de tensão nominal e regular a frequência, aumentando a confiabilidade do sistema e não afetando as demais cargas da região. No entanto, o inverso pode ocorrer, quando há escassez de potência na rede as estações podem receber um limite de potência para estabilizar a rede, como uma resposta da demanda.

3.1.7 Sistema de Armazenamento de Energia

Devido à constante redução dos custos das baterias, conforme IEA (2020), torna-se viável a utilização de sistemas de armazenamento de energia sob uma ótica similar ao caso do V2G, empregando-se técnicas de controle de gerenciamento energético com integração a fontes renováveis, além de possibilitar respostas a demanda e controle sobre a frequência,

Figura 21 – Comparação entre uso de geração fotovoltaica e eólica aplicadas juntos ao *smart charging*



Fonte: Adaptado de (IRENA, 2019)

com injeção e consumo de energia da rede. Contudo, em virtude de ser um componente fixo, dispensando-se os fatores de probabilidade de o veículo estar conectado à estação V2G e estar disponível para técnicas de controle, o sistema de armazenamento de energia está, teoricamente, sempre disponível.

Além disso, a bateria do veículo elétrico costuma ser considerada nova, com SoH (*State of Health*) próximo a 100%, no entanto, por não haver grandes limitações de volume como o veículo, os sistemas de armazenamento de energia podem contar com mais células e menor SoH. Por este motivo, baterias de segunda vida de veículos elétricos estão sendo aplicadas em estudos de viabilidade para comprovação de eficiência, e costumam apresentar SoH em torno de 70-80%. Por esse motivo, necessita-se verificar se o envelhecimento dela não será acelerado ou reduzido com a utilização em microrredes, conforme Martinez-Laserna et al. (2018), já que é possível que a utilização em segunda vida seja de curta duração a depender das condições em que a célula se encontra inicialmente.

3.2 INTEGRAÇÃO

O advento dos veículos elétricos e estações de recarga ocorrendo concomitante ao desenvolvimento de novas tecnologias de comunicação e informação, assim como da digitalização do setor de energia elétrica estar em execução, a integração das tecnologias com redes de gerenciamento energético independentes e os operadores do sistema de energia é factível e são focos de estudos ao redor do mundo.

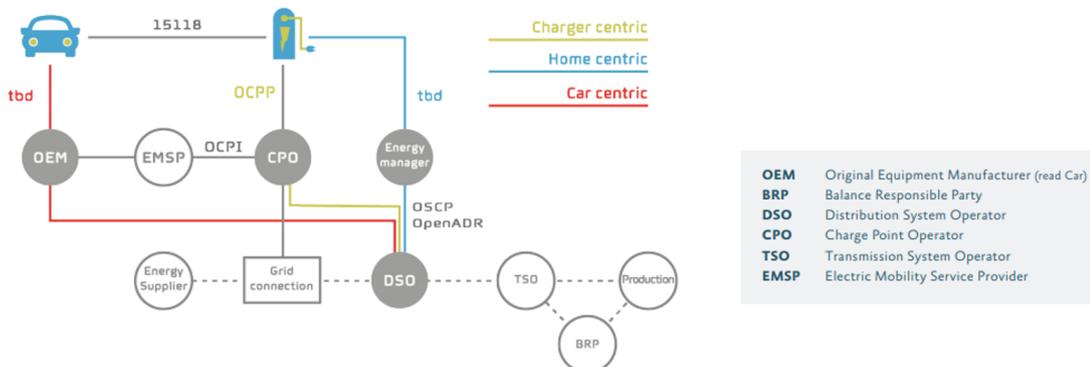
Neste contexto, conforme foi comentado nas subseções anteriores, existem diferentes agentes envolvidos na mobilidade elétrica e descritos pela Fundação ElaadNL (2020) as

principais são descritas abaixo:

- DSO (*Distribution System Operator*) é o agente de distribuição de energia elétrica. Pode prover informações de tarifa de energia em tempo real e incentivar a participação de programas de resposta da demanda;
- CPO (*Charge Point Operator*) é o operador das estações de recarga, realizando o gerenciamento das estações de recarga, fornecendo a operação e manutenção a um conjunto de estações. Este pode ser dono das estações de recarga ou apenas operá-las a terceiros;
- EMSP (*Electric Mobility Service Provider*) é o provedor de serviço de recarga, que auxilia os usuários a encontrarem as estações, bem como acessarem os eventos de recarga (início e parada, por exemplo) e plataformas de pagamento, podendo um EMSP prover serviços de CPO integrado. Além disso, possibilita aos seus usuários o *roaming* com outros EMSP;
- EVSE (*Electric Vehicle Supply Equipment*) é a estação de recarga, podendo contar com mais de um ponto de recarga.

Tendo em vista estas personas com diferentes interesses é necessário entender as relações e as formas de comunicação para o tráfego de dados, visando a integração de modo que possibilite iniciativas de *smart charging*. Para que estas ocorram eficientemente e com padronização, protocolos de comunicação foram desenvolvidos ou adaptados para se tornarem facilmente replicáveis. Na Figura 22 estão dispostos alguns protocolos e as personas, nas conexões identificadas com “tbd” (*to-be-determined*) significa que o protocolo ainda não está sendo amplamente utilizado ou que não há casos de uso.

Figura 22 – Diagrama de integração entre as personas da mobilidade elétrica



Fonte: Adaptado de (Fundação ElaadNL, 2020)

No diagrama é importante determinar a quem a solicitação de resposta da demanda, a partir do DSO, tem como objetivo. Atualmente existem duas abordagens significantes, a comunicação direta com a UC, informando para a estação ou um gerenciador de energia as

necessidades de consumo, ou com o CPO, gerenciando áreas ou agrupamentos de estações. Importante destacar que existem projetos de P&D sendo desenvolvidos neste âmbito e, portanto, novas soluções estão sendo criadas com alta frequência.

As interações entre as personas envolvidas ocorrem via protocolos de comunicação, para identificar e possibilitar a troca de informações e envio de comandos. Alguns protocolos de comunicação envolvidos neste ecossistema estão descritos a seguir.

- IEC 60870-5-101: protocolo IEC 101 é usado para monitoramento de sistemas de potência, controle e comunicação remota;
- IEC 60870-5-104: uma extensão do protocolo IEC 101 com modificações no transporte, rede, conexão e camada física, utilizando a interface TCP/IP para conexão a LAN e WAN. Usualmente é utilizado para controle remoto e o IEC 101 é utilizado localmente;
- IEC 61850: é um protocolo que está sendo operado para digitalizar o sistema de potência, com foco em subestações;
- Modbus (TCP ou RS-485): protocolo de comunicação serial de uso industrial amplamente utilizado para transmissão de informação de medidores, seu funcionamento é simples e a implementação é através de uma rede RS-485 ou RS-283, constituída de dois condutores de cobre com malha de blindagem (WEIS, 2019);
- Modbus/TCP: protocolo de comunicação que utiliza Ethernet em uso industrial, transmissão via cabo de rede com conectores RJ45, disponibiliza maior distância em relação a sua versão serial (ACROMAG, 2005);
- OCPP (*Open Charge Point Protocol*): é um protocolo de aplicação para comunicação entre a estação de recarga e um sistema central (CPO, por exemplo). Tem como objetivo facilitar a expansão e interoperabilidade da infraestrutura de recarga;
- OSCP (*Open Smart Charging Protocol*) é um protocolo de comunicação aberto entre o DSO e o CPO ou gerenciador de energia de uma UC;
- OCPI (*Open Charge Point Interface*): faz a comunicação entre o EMSP e o CPO, aceitando roaming entre EMSP, reproduzindo localização, viabilidade, preços e pagamentos, sendo a funcionalidade de *smart charging* inclusa na sua versão 2.2 (EVRoaming Foundation, 2020);
- OpenADR: é um protocolo aberto, mas é específico para sinais de resposta da demanda, sendo comumente utilizado nos Estados Unidos da América, podendo prover tarifas de energia (openADR Alliance, 2021).

3.2.1 OCPP

O OCPP (*Open Charge Point Protocol*) é um protocolo aberto para comunicação entre o ponto de recarga e o sistema central segundo a Open Charge Alliance (2021), trabalhando na camada de aplicação do modelo OSI. O objetivo da implementação de um protocolo aberto é facilitar a intercomunicação entre carregadores e *softwares* de gerenciamento de estações, não restringindo o controle das estações a soluções proprietárias dos fabricantes.

A OCA (*Open Charge Alliance*) iniciou a implementação das primeiras versões em 2009, mas apenas em 2012 que ocorreu a publicação de uma versão estável, e ainda em operação, a OCPP 1.5 com possibilidade de 25 ações diferentes entre a estação de recarga e o sistema central (Open Charge Alliance, 2012).

Em 2015 foi lançada a versão 1.6 que adiciona suporte a *smart charging* para balanceamento de carga e perfil de carga, com diferente opção de *framework* de mensagem, originalmente utilizando SOAP com a estrutura XML, mas possibilitando a implementação também em JSON através de uma lista de chaves (Open Charge Alliance, 2016).

Posteriormente em 2018 foi adicionado o OCPP 2.0 e realizada uma atualização para 2.0.1 em 2020, adicionando novas ações possíveis e operações *smart charging*, suporte a norma ISO 15118, além de maior segurança de dados com a implementação de criptografia entre a estação e sistema central, assim como identificação entre os pontos de recarga (Open Charge Alliance, 2018).

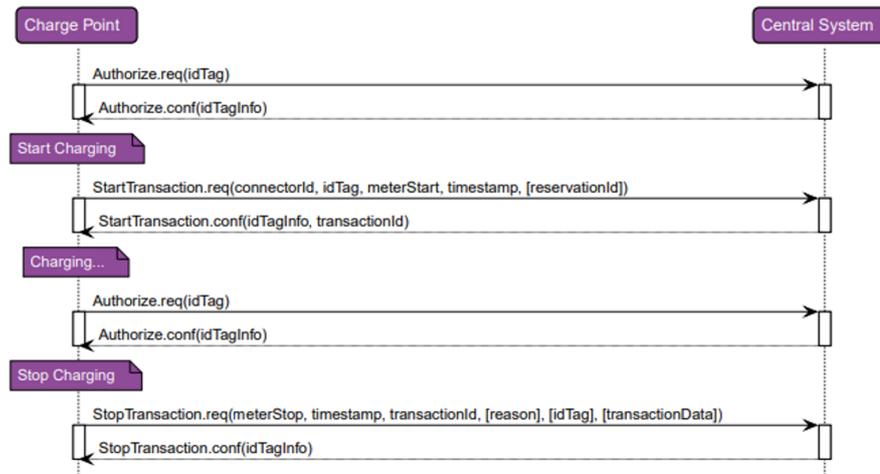
Conforme comentado na seção 2.3, a implementação do protocolo OCPP nas estações pelos fabricantes ocorre sobretudo em estações com foco corporativo e público, como as públicas em corrente alternada e contínua, devido à indispensabilidade de interação com o usuário.

Apesar de as estações conterem implementações OCPP, em suas diversas versões, a configuração destas em um sistema central parte do proprietário, necessitando de integração com um sistema central para ocorrer o gerenciamento dos usuários e dados, havendo um custo de aquisição e manutenção do sistema ou contratação do serviço de um CPO.

O processo de troca de mensagens entre a estação de recarga, ou ponto de recarga, e um sistema central ocorre através de requisição e confirmação, dependendo da mensagem pode ser iniciado por um ou pelo outro.

No caso exemplo da Figura 23, demonstra-se uma aplicação do início e parada de uma transação para o OCPP 1.6 JSON. Inicialmente é requisitada uma autenticação do usuário, da estação para o sistema central, com este confirmando, é posteriormente iniciada a transação. Para finalizar a recarga é necessário autenticar novamente o usuário que está requerendo a parada, desde que este esteja autorizado o sistema central envia uma confirmação de parada da transação.

Figura 23 – Diagrama de sequência exemplo para início e parada de uma transação



Fonte: Documentação do OCPP 1.6 (Open Charge Alliance, 2016)

O protocolo OCPP é dividido em seções, a principal sendo a “*core*”, sendo normativa a sua implementação, outras seções são apenas opcionais com caráter informativo. As seções do protocolo OCPP 1.6 JSON seguem listadas abaixo, junto a sua descrição (Open Charge Alliance, 2016).

- *Core*: autorização, notificações, modificação do *status* da estação, configurações gerais, *heartbeat* (fluxo contínuo de mensagens para verificar se a comunicação está funcional), obter valores do medidor da estação e operações de transação;
- *Firmware Management*: atualização de *firmware* da estação;
- *Local Auth List Management*: lista local de usuários para transações *off-line*;
- *Remote Trigger*: mecanismo de requerer o estado atual da estação para diagnóstico;
- *Reservation*: reservas de estações;
- *Smart Charging*: configuração do perfil de carregamento.

A partir do protocolo OCPP 1.6 é permitido que ocorra uma autorização *off-line* em casos de desconexão com o sistema central, havendo uma lista configurada localmente de usuários. Essa é uma importante implementação para não impossibilitar a recarga para o usuário que depende do uso da estação.

3.2.2 ISO 15118

A norma ISO 15118 de 2019 define requisitos e casos de uso para comunicação digital entre veículo e estação de recarga, para recargas condutivas, incluindo corrente alternada e contínua, pantográficas e *wireless* (ISO, 2019). Ela também inclui a possibilidade de

transferência de energia entre um e o outro, habilitando as aplicações V2G. A concepção de Plug & Charge foi elaborado através dessa norma, com um método mais seguro e conveniente de carregamento de VEs, com uma comunicação direta entre a EVSE e o VE, sem a necessidade de identificação por parte do usuário.

Uma das prioridades para esta norma é a troca de informações dinâmica entre veículo e estação, com readequações de potência segundo o tempo configurado ou energia necessária, focando em minimizar o impacto da recarga sobre a rede elétrica. Logo, o ecossistema de *smart charging* é inerente a esta norma, utilizando o estado da rede para dinamicamente balancear as cargas.

Para alcançar esta integração o Plug & Charge descreve uma série de especificações para confidencialidade e verificação da integridade e autenticidade dos dados transferidos. Basicamente utiliza uma chave simétrica gerada por algoritmo no início da sessão de recarga, utilizando chaves assimétricas para verificar a autenticidade com outros *peers* do mesmo ecossistema, verificando a assinatura digital associada (V2G Clarity, 2019).

Para prover interoperabilidade de informação entre o veículo, o local de instalação e a rede, faz-se necessário um sistema de padronização de especificações elétricas da infraestrutura de recarga, muitas das quais foram tratadas em outras normas ISO e IEC. No entanto, essa norma providencia uma estrutura básica com casos de uso de comunicação para otimização dos recursos energéticos e sistemas de geração de energia objetivando aprimorar as recargas veiculares e futuramente contribuir com a estabilização da rede (ISO, 2019).

São três fatores fundamentais que essa norma evidencia e que a torna importante, segundo V2G Clarity (2019), citados a seguir:

- Conveniência para o usuário através do Plug & Charge;
- Melhoria da segurança de dados;
- Compatível com o *smart charging*.

3.2.3 Redes de Recarga

O avanço do ambiente de mobilidade elétrica e a expansão da infraestrutura de recarga, fez com que certas empresas conhecidas como eMSP surgissem com a proposta de criar redes de recarga, similares às bandeiras dos postos de combustíveis atuais. Eles se propõem a gerir uma rede de estações de recarga, podendo ser mantida por um CPO diferente, e fornecer funcionalidades aos usuários de seus serviços. Portanto, os eMSPs podem ser responsáveis pela instalação e compra dos ativos ou apenas ter uma participação nos lucros provenientes das tarifas.

Existem diversos modelos de negócios de empresas, dependendo da legislação do país e práticas do mercado de energia. Usualmente elas produzem ou compram uma estação padronizada e instalam em locais parceiros, mas existem casos em que pessoas físicas ou jurídicas com estações em funcionamento que pedem aderência às redes. A ChargePoint, empresa estadunidense, tem em seu portfólio de atuação mais de 50 mil estações de recarga, com operação em qualquer estação compatível com OCPP 1.6 ou superior. Ela detém a própria tecnologia de estações de recarga, mas pode adicionar à sua rede qualquer estação ao fazer parceria com CPOs e eMSPs. Já no caso da EVgo, seu foco está na instalação e manutenção dos serviços das estações de recarga rápida.

Quando um usuário de VE é associado a uma ou mais redes de estações, recebe a permissão de uso destas e algumas vantagens, como descontos por recarga e prioridade de uso. Algumas montadoras fazem parcerias com estas para associação de marca, assim veículos novos já são cadastrados nelas ou são ofertadas promoções especiais aos usuários. Além disso, conforme a Tesla (2021) ao se associar a uma rede é permitido a utilização de toda a infraestrutura de recarga desta. No caso da Tesla, atualmente com mais de 20 mil estações de recarga no mundo, conhecidas por Superchargers, todos os veículos da montadora podem usar a infraestrutura.

Um conceito importante é o de *roaming*, em que há três vertentes, *roaming* específico de um provedor de serviços, ou seja, entre as estações de recarga de uma mesma rede ou CPO, o *roaming* entre redes parceiras, e o modelo de grandes plataformas. Este último é caracterizado por acordos bilaterais entre diversas redes de recarga, como a Hsubject eRoaming que conta com 767 parceiros e mais de 250.000 pontos de carregamento, localizada em 52 países e presença em quatro continentes (Hsubject, 2021).

No Brasil tem algumas redes de recarga surgindo relacionadas às distribuidoras de energia e as montadoras dos veículos elétricos. Em Santa Catarina se destaca a rede Eletroposto da Celesc e no sudeste do país, a rede EDP, com os provedores de *backend* e aplicativos para *smartphones* sendo a movE e a Voltbras respectivamente, duas *startups* de Florianópolis.

3.2.4 Aplicações

Existem diversos projetos sendo desenvolvidos mundialmente com foco em recarga de veículos elétricos, sendo comparadas estratégias e algoritmos de testes para o aperfeiçoamento do desempenho, minimizando o impacto sobre a rede de distribuição e demais cargas e aumentando o desempenho das estações para carregar os veículos no menor tempo possível.

Neste âmbito de integração de algoritmos de controle e expansibilidade de estratégias *smart charging* visando atuação em grandes áreas, existem diversos projetos de pesquisa

buscando comprovar a efetividade das funcionalidades. Apresentando-se favorável no longo prazo a geração renovável e veículos elétricos, considera-se de extrema importância a integração com os recursos energéticos já existentes.

Como parte de um projeto europeu chamado Invade do Horizon 2020, cerca de 1.000 estações públicas foram realocadas virtualmente para uma região, tendo em vista um futuro com grande inserção de veículos elétricos (H2020invade, 2021). A cada atualização das informações recebidas da rede elétrica, essas são processadas no *backend* da plataforma criada para o projeto e os perfis de carga são enviados para as estações de recarga.

Um dos resultados apresentados é que apesar de metade das sessões de recarga receberem um perfil de potência menor do que o nominal, a energia carregada total não era alterada, existindo flexibilidade no tempo de conexão devido ao longo período de permanência dos veículos nas estações. Notou-se também um grande efeito por influências sazonais, principalmente durante o inverno na região analisada.

O FlexPower de Amsterdam, segundo Buatois et al. (2019) em seu projeto-piloto atuou em 102 estações das 2100 disponíveis na região central da cidade. Neste caso as estações recebiam restrições conforme o horário, priorizando a recarga final da manhã e início da tarde, quando as fontes renováveis, principalmente solar, estavam em seu máximo.

Um projeto de 2017, chamado FCR (*Frequency Containment Reserve*) que envolve 11 TSOs (*Transmission System Operators*) de 8 países da Europa, testou se era possível ajustar o nível de recarga das estações de recarga das regiões, com 95% das estações atualizando os perfis de carga em menos de 2 segundos. Uma das conclusões levantadas é que à noite a capacidade de recarga das estações tende a zero, devido à finalização da recarga dos veículos, não podendo ser utilizadas para balancear a energia (Fundação ElaadNL, 2020).

Apesar de a potência de recarga poder ser controlada, diretamente ou indiretamente, dependendo do design do conversor de potência os degraus são limitados, podendo realizar a recarga em alguns patamares entre a corrente máxima e mínima.

Diversos projetos se destacam no mundo, como o de San Diego, supervisionado pela SDG&E (San Diego Gas & Electric), em que serão instaladas e operadas 3.500 estações na região e incentivará os usuários a recarregarem em períodos de grande geração por parte das fontes renováveis e explorarem a precificação dinâmica (IRENA, 2019).

A Nuvve tem a pretensão de instalar 1.500 estações V2G no Reino Unido para capacidade de reserva, com estimativa de suprir até 15 MW, podendo arbitrar no mercado de energia de curto prazo.

Um projeto desenvolvido no Laboratório Fotovoltaica da UFSC testou, em parceria com a Nissan, para testar baterias de segunda vida em alguns casos de uso, reiterando a utilização de sistemas de armazenamento para otimizar a recarga.

Diversos outros projetos de aplicação foram e estão sendo desenvolvidos e utilizam princípios de *smart charging*, tornando-se um foco de atenção o desenvolvimento de soluções com plenas capacidades para gerenciar as recargas e reduzir o impacto destas sobre a rede. Com a apresentação de propostas descentralizadas, em funcionamento direto com o DSO para gerar respostas mais rápidas e dinâmicas para a rede.

Em Hajforoosh, Masoum e Islam (2016), foi simulado um algoritmo para gerenciamento da potência de estações recarga para maximizar a satisfação dos usuários. Ele considera a demanda do local, além do SoC requerido e o interesse no pagamento de tarifas adicionais. Foi testado em um sistema de transmissão em 23 kV com base no IEEE de 31 nós. Nesta simulação um dos destaques é a convergência dos SoC dos veículos, possibilitando a desconexão a qualquer momento e garantir um nível razoável de autonomia.

4 METODOLOGIA DA SIMULAÇÃO

Nesta seção será abordada a metodologia dos testes realizados para validação dos algoritmos de controle de estações semirrápidas com base nas técnicas de *smart charging* apresentadas no capítulo anterior. Estes algoritmos têm como foco o desenvolvimento de um balanceamento da potência de recarga das estações semirrápidas públicas em UCs com restrições de demanda disponível objetivando fornecer o melhor desempenho de recarga segundo requisitos do usuário.

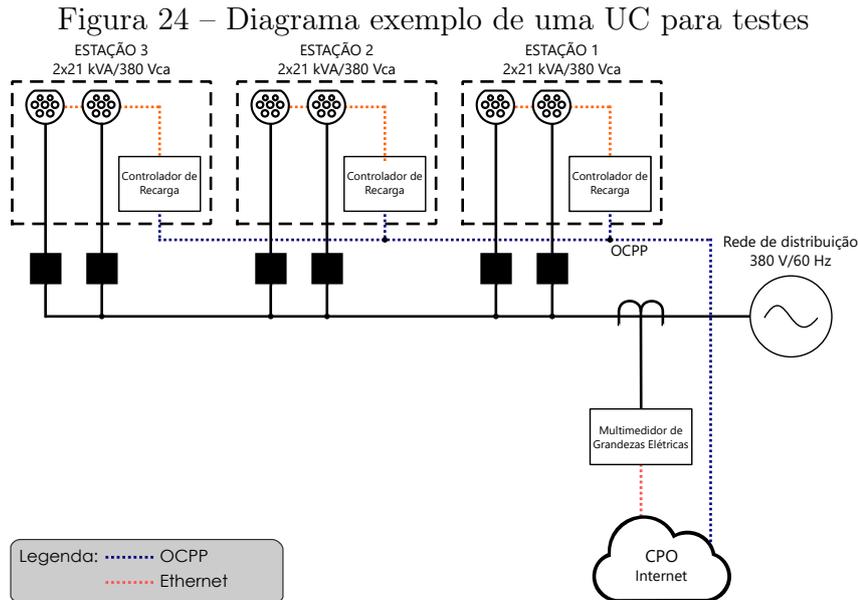
Os algoritmos utilizados serão expostos junto a suas formulações e lógicas que serão implementadas em Python. Existem dois pontos principais que diferenciam os algoritmos, se necessitam de dados do estado atual do veículo (SoC, modelo) e qual o objetivo que se deseja alcançar.

No desenvolvimento destes algoritmos básicos, não se considerou uma distribuição geográfica de outras estações no mapa, que poderiam auxiliar no desenvolvimento de um sistema de tarifação dinâmica. Por focar em controle local de potência, utilizou-se uma UC comercial em média tensão (MT), sendo considerado de baixa complexidade.

Um dos focos desta simulação é determinar a partir dos perfis de demanda mais comuns em UC em MT e sua capacidade limite de fornecimento de potência, a quantidade de estações ou pontos de recarga que a UC consumidora conseguirá atender sem haver necessidade de ampliação da capacidade ou restrições bruscas no fornecimento de energia aos veículos. Além disso, será avaliado o desempenho entre algoritmos, além das vantagens e desvantagens.

Buscando essa análise, devem ser determinados os parâmetros que serão utilizados na simulação. A hora de início da simulação influenciará o estado do consumo de potência da UC, essencial para determinar a potência disponível para os pontos de recarga. Além disso, os veículos que serão conectados influenciarão na potência de recarga e na quantidade de energia demandada. Desta forma, buscou-se realizar uma distribuição aleatória de alguns modelos de veículos e do SoC destes, gerando cenários diversos e possibilitando analisar de forma estatística o desempenho das UCs.

Nas subseções a seguir estes parâmetros serão demonstrados e os algoritmos serão analisados. Na Figura 24 está disposto um diagrama simplificado do que será implementado, contando com três estações de recarga e um medidor de energia na entrada da baixa tensão da UC.



Fonte: Elaborado pelo autor

4.1 ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

Nesta seção serão abordados os dados referentes as estações de recarga, veículos elétricos e unidades consumidoras.

4.1.1 Estações de Recarga

O sistema testado é modelado a partir da generalização de uma microrrede a ser implantada pelo projeto de P&D Eletroposto II da Celesc Distribuição, chamada Espaço de Mobilidade. O modelo conta com uma a três estações de recarga com dois pontos de recarga cada, totalizando 6 pontos de recarga. A potência limite de recarga destas estações é de 22 kVA (400 volts, 32 ampères), no entanto, será considerada potência limite de 21 kVA (380 volts, 32 ampères) devido à tensão de linha da rede de distribuição do estado de Santa Catarina ser de 380 volts.

Essas estações de recarga poderão ser controladas via OCPP diretamente, possibilitando o controle de potência dos seus conectores individualmente através de um CPO. Além disso, quando estas estiverem desconectadas do CPO contarão com o uso de *Load Balancing*, no qual uma potência máxima é cadastrada na estação e esta será dividida igualmente entre os pontos de recarga. Caso tenha um controlador local, com a medição em tempo real do consumo da UC, poderão ser gerados os perfis de carregamento atualizados.

Devido aos veículos *plug-in* geralmente conterem inversores *on-board*, a corrente de recarga máxima é limitada, havendo padronização por valores pré-definidos, usualmente entre 16 e 32 amperes, facilitando a categorização dos veículos. Além disso, pode-se constatar uma diferenciação entre os veículos se os inversores *on-board* são monofásicos ou

trifásicos, impactando na potência de recarga devido à quantidade de fases. Para simplificar o cálculo de potência, todos os carregamentos serão avaliados como trifásicos.

A eficiência energética da recarga utilizada na pesquisa de Hajforoosh, Masoum e Islam (2016) foi de 93%, esse valor também será utilizado nas simulações. O SoC do veículo será calculado a cada interação com base na energia injetada e no passo de simulação em segundos, conforme 4.1.

$$SoC_n = \frac{0,93 \times S_{atual} \times \Delta T}{E_{VE} \times 3600} + SoC_{n-1} \quad (4.1)$$

4.1.2 Veículos Elétricos

Para representar o consumo dos veículos elétricos foram utilizados os dados referentes aos 5 mais vendidos do Brasil, tendo como condição não conter motor de combustão, o que caracterizaria como híbridos *plug-in*. Estes, conforme ANFAVEA (2020), podem ser ordenados segundo a Tabela 3.

Tabela 3 – Veículos selecionados para as simulações

VE	Autonomia (km)	Bateria (kWh)	Consumo (km/kWh)	Potência de Recarga (kVA)	Qtd. de Vendas	Part.
A ¹	436	95	4,589	10,5	183	25,42%
B ²	416	66	6,303	7,0	108	15,02%
C ³	272	40	6,800	6,6	105	14,60%
D ⁴	470	90	5,222	10,5	98	13,63%
E ⁵	335	42,2	7,938	10,5	81	11,27%
F ⁵	385	52	7,404	21	-	20,00%

¹ Audi e-tron, ² Chevrolet Bolt, ³ Nissan Leaf, ⁴ Jaguar I-Pace, ⁵ BMW i3, ⁶ Renault Zoe
 Fonte: Adaptado de ¹(Audi, 2021), ²(Chevrolet, 2021), ³(Nissan, 2021), ⁴(Jaguar, 2021), ⁵(BMW, 2021) e ⁶(Renault, 2021)

Existem alguns veículos leves disponíveis no Brasil que alcançam 21 kVA em 380 volts, mas uma referência é o novo Renault Zoe E-TECH cujo o conversor é trifásico para 32 ampères (Renault, 2021). No entanto, sendo uma possível tendência de mercado para os próximos anos a potência dos inversores *on-board* ser elevada, não será desconsiderada esta potência, incluindo-a com uma participação de 20% no total.

Com esses dados é possível prever que cerca de 50,32% recargas serão realizadas em 10,5 kVA, 20% em 21 kVA, 15,02% em 7 kVA e 14,60% em 6,6 kVA. Esta amostragem de veículos não representa o cenário dos VEs que estão no Brasil na totalidade, mas uma possível tendência de mercado.

O consumo destes veículos foi calculado realizando a divisão entre a autonomia e a energia armazenada nas baterias, valores estes anunciados pelos fabricantes. Esse

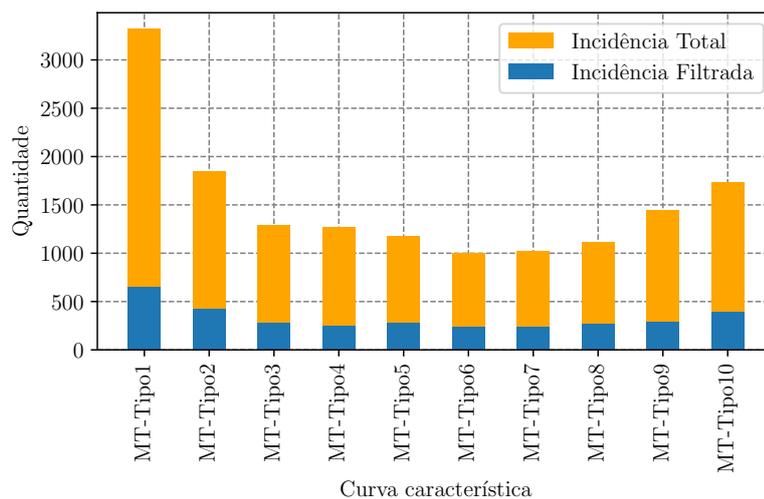
parâmetro será utilizado para determinar a autonomia gerada pelas estações de recarga nas sessões de recarga.

4.1.3 Unidade Consumidora

A simulação será realizada com base em UCs comerciais de MT, devido às estações semirrápidas públicas serem, usualmente, instaladas em comércios como shoppings, edifícios comerciais e supermercados. Cada UC tem um perfil de demanda diferente para cada horário, sendo este definido pelas cargas elétricas instaladas e horários de utilização. Dependendo da demanda contratada com a concessionária e seu perfil de demanda, a UC pode contar com demanda disponível menor do que o consumo nos horários de uso das estações de recarga, resultando em uma possível ultrapassagem de demanda e, portanto, tendo como consequência um custo de multa na tarifa.

Para verificar a eficiência para uma ampla variedade de UCs, foram utilizadas as curvas típicas para esses consumidores através da padronização da ANEEL. Para isso, obteve-se através do Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIG-R) da ANEEL as tipologias mais frequentes da Celesc Distribuição para UCs comerciais com a subclasse referentes ao Comércio (CO1) do módulo 10 do PRODIST da ANEEL (ANEEL, 2021b). Na Figura 25 está a frequência destes padrões de perfis de demanda, filtradas as UCs em situação ativa, em média tensão e com subclasse CO1.

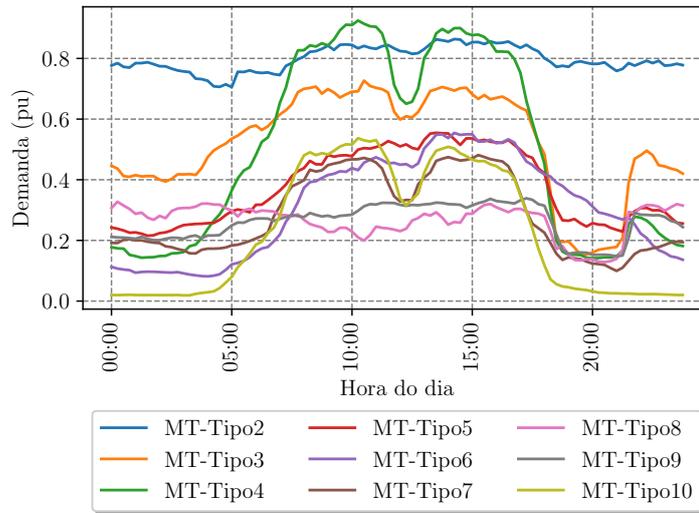
Figura 25 – Quantidade de UCs com cada curva padrão de demanda



Fonte: Elaborado pelo autor

A Celesc distribuiu em 10 curvas típicas. No entanto, foram utilizadas as curvas a partir da MT-Tipo2 até MT-Tipo10, eliminando a MT-Tipo1 devido à sua utilização estar próxima do limite, com demanda próxima ao fator unitário. Na Figura 26, estão definidas as curvas típicas comerciais em MT com base na demanda no sistema pu (Por Unidade).

Figura 26 – Curvas de carga características de UCMT



Fonte: Elaborado pelo autor, fonte dos dados (ANEEL, 2021b)

Como esses perfis são dados em porcentagem da demanda contratada total, faz-se necessário escalá-los com alguns patamares típicos de potência. Na Tabela 4 estão dispostos os valores que serão testados para os perfis de demanda.

Tabela 4 – Capacidade instalada das curvas de carga

Potência Aparente
75 kVA
112,5 kVA
150 kVA
225 kVA
300 kVA
500 kVA

Fonte: Elaborado pelo autor

Esses dados serão introduzidos no algoritmo para definir os perfis de potência disponível ($S_{\text{disponível}}$) de cada UC, conforme a equação 4.2. A demanda disponível é relativa à potência contratada com a concessionária ou restrição de um quadro de cargas (S_{limite}) e ao consumo instantâneo da UC (S_{consumo})

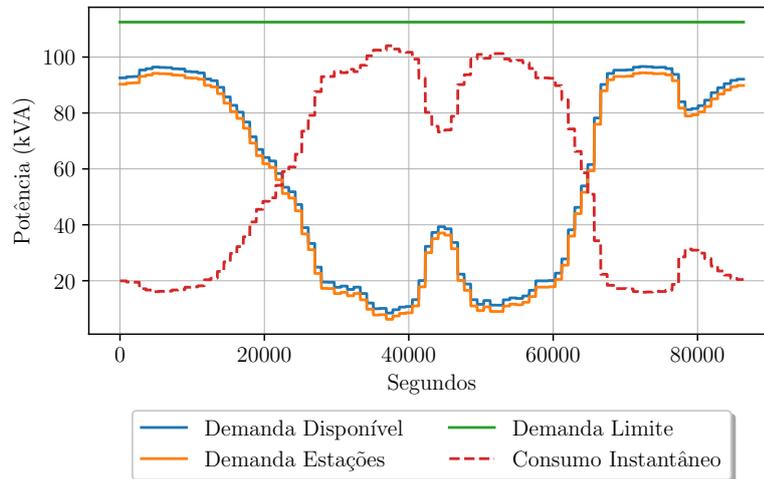
$$S_{\text{disponível}} = S_{\text{limite}} - S_{\text{consumo}} \quad (4.2)$$

Devido à possibilidade de haver chaveamentos de cargas nas UCs, delimita-se um nível de potência que será efetivamente utilizada pelas estações de recarga ($S_{\text{estações}}$), segundo a equação 4.3. Esse fator está sendo delimitado à 2% da capacidade de demanda limite da UC (S_{limite}).

$$S_{\text{estações}} = S_{\text{disponível}} - (2\% \times S_{\text{limite}}) \quad (4.3)$$

As variáveis descritas podem ser observadas abaixo na Figura 27, destacando-se a potência limite, o consumo instantâneo, a potência disponível e a potência efetivamente designada para as estações de recarga.

Figura 27 – Exemplo de potências de uma unidade consumidora



Fonte: Elaborado pelo autor

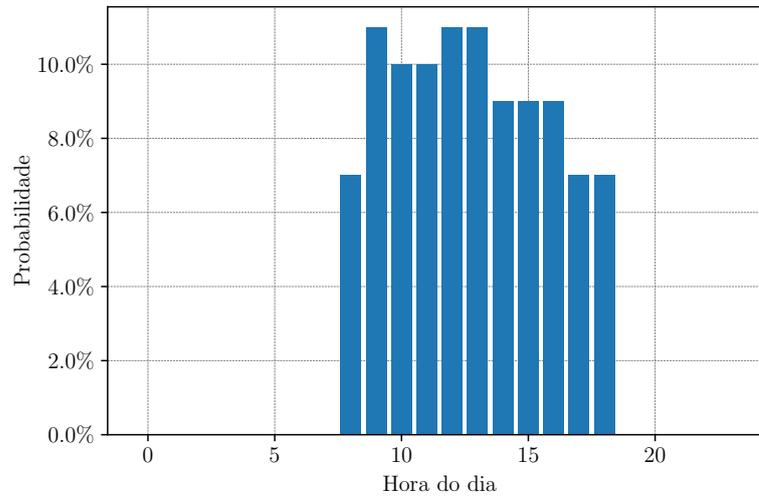
Neste caso considera-se uma UC comercial com demanda contratada de 112,5 kVA com curva típica MT-Tipo4. Para referência, a média da potência disponível para as estações entre às 8 horas da manhã e às 18 horas ficou em 15,72 kVA, equivalente a um ponto de recarga trifásico em 24 ampères. Para simplificar os cálculos, todas as recargas serão trifásicas e balanceadas.

Os veículos serão conectados à UC com base em uma curva de probabilidade, conforme Figura 28. O início da simulação se dará a partir da hora simulada, de forma a coincidir a utilização com a demanda disponível para cada horário.

4.2 ALGORITMOS PARA *SMART CHARGING*

Para controle da potência das recargas foram testados alguns algoritmos diferentes com diversos cenários para comparação de desempenho. Para categorizar os algoritmos foram utilizados dois grupos, um que abrange os algoritmos sem interação com os usuários de VE (algoritmos sem otimização), em que não utiliza-se dados de entrada dos usuários, apenas informações da UC, como medição em tempo real dos parâmetros elétricos de entrada da UC e a hora de entrada do veículo. Um segundo grupo, no qual estão os algoritmos que utilizam a interação com o usuário para propor soluções mais efetivas, impactando benéficamente a ele.

Figura 28 – Probabilidade de conexão dos veículos ao longo do dia



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.1 Algoritmos sem interação

Os algoritmos sem interação podem ser usados em situações em que não há um aplicativo ou plataforma online de gerenciamento das estações de recarga para interação com o usuário. A solução é similar aos casos típicos de condomínios que utilizam soluções comerciais como o EVlink Load Management System da Schneider Electric (2021), que consiste em um computador industrial que recebe medições da entrada de uma UC, e fica conectado através de cabo Ethernet às estações de recarga, balanceando a potência total disponível entre elas.

Esses algoritmos têm a vantagem de possuírem uma implementação pouco complexa e sem necessidade de conexão com *backends* externos, processando as informações em Controladores Lógicos Programáveis com acesso direto às estações via *switch* de ethernet, dispensando o uso de OCPP, por exemplo. Dois métodos que podem ser utilizados e foram simulados estão descritos a seguir.

- Potências iguais (dinâmico): é inserido um medidor de grandezas elétricas na entrada da UC ou em algum quadro de cargas que tenha sua demanda restrita, e as medidas geradas são enviadas a um controlador que envia os dados para as estações de recarga, balanceando igualmente a potência entre elas, conforme a equação 4.4;

$$S_{PR} = \frac{S_{estações}}{n_{atual}} \quad (4.4)$$

- Ordem de chegada: a potência para cada ponto de recarga é ajustada conforme o horário de conexão do veículo. Para os veículos que chegarem por último haverá uma prioridade de recarga, portanto terá a potência ajustada para favorecer a recarga deste veículo. Os primeiros veículos conectados recebem menor prioridade conforme

novos veículos iniciam sessões de recarga, recebendo desta forma menor prioridade. A forma de priorização está descrita na seção 4.2.3.1.

4.2.2 Algoritmos com interação

A conexão das estações de recarga públicas a uma plataforma providencia serviços e ferramentas ao usuário de veículo elétrico é uma tendência observada nos países que estão mais avançados na eletrificação de suas frotas. No Brasil algumas redes de recarga já adotam *backends* para controle da recarga, visualização de estatísticas, planejamento de viagens, entre outros. Nessas plataformas é possível o cadastro de usuário junto ao modelo de seu veículo, sendo que esta informação poderá ser usada para fornecer uma melhor experiência de recarga ao usuário ao priorizar veículos com baixa autonomia, por exemplo.

O conector do Tipo 2 (Mennekes - Europeu) utiliza um sinal PWM com níveis de tensão para informar o estado da recarga e a corrente máxima que o conversor *on-board* do veículo deverá estar configurado, respeitando assim o limite da estação de recarga. Desta forma, não é informado diretamente o SoC, modelo do veículo, capacidade de armazenamento de energia da bateria ou qualquer informação que possa ser utilizada para otimizar a recarga. Portanto, para realizar métodos de otimização da potência disponível com o objetivo de melhorar a experiência do usuário, utiliza-se as das informações do início da sessão de recarga via aplicativo.

Dois métodos que utilizam as informações dos usuários para gerenciar melhor as potências entre os pontos de recarga estão descritos na sequência.

- SoC: neste caso a potência de cada ponto de recarga será fornecida conforme os SoCs dos veículos, sendo que este valor será informado pelo usuário antes de iniciar a sessão de recarga. A prioridade de recarga será inversamente proporcional ao SoC dos veículos, quanto menor o SoC, maior a potência de recarga;
- Autonomia atual: através do cadastro dos veículos e o SoC inserido, será inferida a autonomia do veículo no momento atual. Havendo os valores iniciais de todos os veículos e energia já transferida, será determinada a autonomia para todos e a ordem de prioridade de recarga será inversamente proporcional a autonomia dos veículos.

Em recargas semirrápidas públicas, costumam haver sessões de baixa para média duração, entre 1 e 3 horas, diferente de recargas rápidas, nas quais as sessões são de, no máximo, 1 hora, e usualmente de 30 minutos. Pela localização destas estações ser comumente em cidades, e considerando que em parte das residências de usuários de VEs existem estações de recarga, sessões em estações semirrápidas podem ser consideradas recargas de oportunidade. Esse termo faz referência à prescindibilidade da recarga para completar a rota de um veículo, apenas como a oportunidade de usufruir de uma recarga

mais rápida do que a residencial e por usualmente estas estações estarem localizadas no fim de rotas. Dependendo do local de instalação e de quanto tempo o usuário permanecerá, é possível formular estratégias priorizando SoC e autonomia atual, mas utilizando este tempo de permanência como um fator para o cálculo da potência.

4.2.3 Métodos de Priorização

Os algoritmos supracitados, com exceção do método dinâmico, recorrem a parâmetros que avaliam e decidem qual veículo deve receber a prioridade, entretanto, o controle da potência das estações de recarga pode seguir diferentes padrões. A potência pode ser controlada de forma correlacional ao parâmetro de testes, utilizando como exemplo a autonomia do veículo, quanto maior a autonomia, menor a potência que o veículo receberá. No entanto, podem ser utilizados valores fixos para determinar a distribuição de potência entre os pontos de recarga, como será realizado para o algoritmo de ordem de chegada.

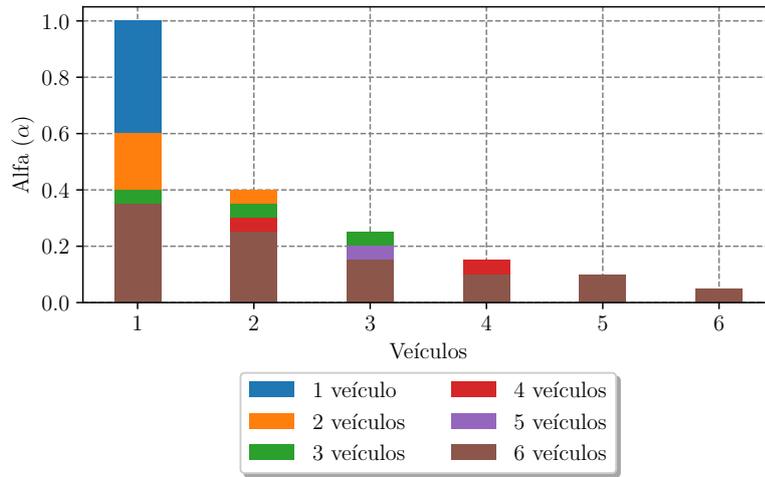
Portanto, nas próximas subseções serão definidos modos de priorização, sendo um geral, que será avaliado para o algoritmo de ordem de chegada, e um específico, em que serão utilizados os parâmetros de interesse para gerar os perfis de potência de cada ponto de recarga.

4.2.3.1 Priorização Geral

Uma forma de padronizar o controle de potência é definir um método para priorização que pode ser utilizado entre os algoritmos que o necessitem. Foram utilizados os casos conforme a Equação 4.5 em que, dependendo da quantidade de pontos de recarga que estiverem sendo utilizados no momento, uma diferente matriz de controle de potência é utilizada, usando um parâmetro α para representar uma porcentagem relativa no cálculo da potência de priorização.

$$\alpha \left\{ \begin{array}{l} 1 : [1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0] \\ 2 : [0,6 \ 0,4 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0] \\ 3 : [0,4 \ 0,35 \ 0,25 \ 0 \ 0 \ 0] \\ 4 : [0,35 \ 0,3 \ 0,2 \ 0,15 \ 0 \ 0] \\ 5 : [0,35 \ 0,25 \ 0,2 \ 0,1 \ 0,1 \ 0] \\ 6 : [0,35 \ 0,25 \ 0,15 \ 0,1 \ 0,1 \ 0,05] \end{array} \right. \quad (4.5)$$

Complementarmente, é possível visualizar o parâmetro α na Figura 29 conforme a quantidade de veículos conectados. Importante destacar que esse α é relativo a porcentagem de potência distribuída para cada ponto de recarga.

Figura 29 – Parâmetro Alfa (α) relativo à quantidade de veículos

Fonte: Elaborado pelo autor

Para garantir potência suficiente em todos os pontos de recarga utilizados, será usada uma restrição que, caso a potência disponível para as estações ($S_{estações}$) seja inferior ao mínimo adotado ($S_{PR_{min}}$), o ponto de recarga com menor prioridade será desconectado, reduzindo a quantidade de pontos de recarga em uso (n_{atual}). A corrente elétrica mínima adotada foi de 6 A, correspondendo em conexão trifásica a cerca de 4 kVA. Esse valor é o mínimo que um veículo pode consumir conforme a IEC 61851-1. No entanto, em determinados veículos a corrente mínima pode ser inferior. A Equação 4.6 representa este controle de potência, conforme descrito anteriormente, com o subscrito n referente ao ponto de recarga.

$$S_{PR_n} = \alpha_n \times (S_{estações} - S_{PR_{min}} \times n_{atual}) + S_{PR_{min}} \quad (4.6)$$

Importante que a S_{PR_n} não ultrapasse o limite de potência de cada veículo, sendo que a diferença será distribuída igualmente entre todos os outros veículos, não utilizando-a diretamente no cálculo de prioridade, portanto atualizando os valores de S_{PR_n} , conforme Equação 4.8.

$$S_{ultrapassagem} = \sum_1^n (S_{limite_n} - S_{PR_n}) \quad (4.7)$$

$$S_{PR_n} = S_{PR_n} + \frac{S_{ultrapassagem}}{n_{atual}} \quad (4.8)$$

4.2.3.2 Priorização Específica

O parâmetro de interesse gerará um parâmetro β similarmente ao α da priorização geral. O parâmetro de interesse será representado por μ , utilizado para calcular um

parâmetro auxiliar γ (Equação 4.9). Este γ_n é a composição da soma de todas os parâmetros de interesse somados (autonomia ou *state of charge*) com o parâmetro de interesse do ponto de recarga analisado. O β é a divisão do γ do ponto de recarga analisado com todos a soma de todos os γ , conforme Equação 4.10.

$$\gamma_n = \frac{1}{\sum_1^n \mu_n} \quad (4.9)$$

$$\beta_n = \frac{\gamma_n}{\sum_1^n \gamma_n} \quad (4.10)$$

A variável β será utilizada para definir a potência de recarga, conforme Equação 4.11.

$$S_{PR_n} = \beta_n \times (S_{estações} - S_{PR_{min}} \times n_{atual}) + S_{PR_{min}} \quad (4.11)$$

No caso da utilização do tempo de permanência do veículo no local para avaliar a potência, este será considerado um parâmetro adicional, podendo ter peso igual ou superior ao parâmetro primário. O cálculo é feito com base nas Equações 4.9 e 4.10, mas usando o tempo em minutos. No final, o parâmetro adicional λ é usado para calcular junto à β o coeficiente para divisão da potência (ε), conforme 4.12.

$$\varepsilon_n = \frac{\beta_n + \lambda_n}{\sum_1^n (\beta_n + \lambda_n)} \quad (4.12)$$

A variável ε é usada como fator para multiplicação da potência disponível para cada ponto de recarga, conforme 4.13.

$$S_{PR_n} = \varepsilon_n \times (S_{estações} - S_{PR_{min}} \times n_{atual}) + S_{PR_{min}} \quad (4.13)$$

A participação dos coeficientes no cálculo pode ser alterada através da variação entre 0 e 1 do parâmetro ζ na Equação 4.14.

$$\varepsilon'_n = \frac{\zeta \times \beta_n + (1 - \zeta) \times \lambda_n}{\sum_1^n \zeta \times \beta_n + (1 - \zeta) \times \lambda_n} \quad (4.14)$$

4.3 CENÁRIOS DE TESTES

Conforme visto nas subseções anteriores em que se descreveu os parâmetros da simulação, estes serão variados dentro de um escopo para a criação dos cenários. Os dados gerados por eles serão utilizados para avaliar a atuação de cada perfil de demanda e a quantidade de estações do local, infringindo uma margem de segurança com base

estatística. Esta margem de segurança servirá para prover uma expectativa de quantos veículos podem ser atendidos em uma porcentagem total do tempo de maior restrição da demanda, entre às 8h e às 18h. Caso fosse usado o tempo total diário, este parâmetro seria descaracterizado devido à baixa utilização de estações no horário da madrugada.

Portanto, serão avaliados os resultados das simulações com base em todos os cenários de horários e potências, segmentando para visualização de resultados específicos.

Os parâmetros da Tabela 5 serão distribuídos conforme as curvas de probabilidade das seções anteriores. Serão criados 100.000 cenários e os seus resultados serão os alvos da análise.

Tabela 5 – Parâmetros da simulação

Parâmetro	Configuração
Perfil de demanda	9 perfis (UC MT)
Capacidade instalada UC	75, 112,5, 150, 225, 300, 500 kVA
Horário de recarga	Entre às 8h da manhã até às 18h
Quantidade de estações de recarga	1 a 6 pontos de recarga
SOC inicial dos veículos	Entre 20 e 80%
Veículos	6 modelos diferentes
Quantidade de horas	Entre 30 minutos e 3 horas

Fonte: Elaborado pelo autor

Destaca-se que determinados parâmetros serão testados de forma sistemática enquanto outros serão gerados aleatoriamente, os cenários correspondem com a Tabela 6. As curvas típicas de carga de cada unidade consumidora serão testadas com cada capacidade instalada, gerando um total de 81 cenários distintos. Todos os horários serão testados 11.000 vezes (realizando a distribuição pelas horas conforme 28) com conjuntos de veículos aleatórios, somando-se um total de 594.000 para cada algoritmo implementado, resultando em 2.970.000 cenários.

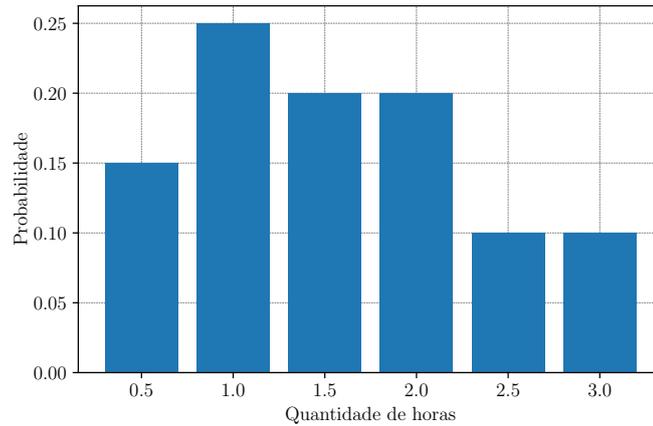
Tabela 6 – Algoritmos e priorizações implementadas

Algoritmo	Sem Priorização	Priorização Geral	Priorização Específica
Dinâmico	X	-	-
Ordem de chegada	-	X	-
SoC	-	-	X
Autonomia	-	-	X
Autonomia com tempo	-	-	X

Fonte: Elaborado pelo autor

A simulação com o tempo total de permanência adiciona um fator extra de tempo de permanência dos veículos conectados aos pontos de recarga. A distribuição da quantidade de horas, variando entre 30 minutos e 3 horas está disposta no gráfico de distribuição conforme Figura 30.

Figura 30 – Probabilidade do tempo de permanência de conexão do veículo

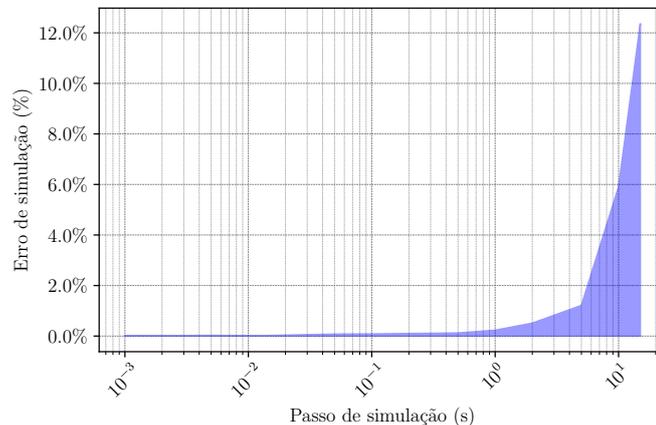


Fonte: Elaborado pelo autor

Outro fator a ser considerado é o passo de simulação, em outras palavras, a cada quantos segundos será calculada a potência elétrica e verificado o SoC do veículo. Para minimizar o erro e o tempo de simulação, foram simulados 10 cenários críticos distintos, com seis veículos e baixa demanda disponível. O fator a ser considerado para avaliação é a quantidade de restrições de demanda realizadas, ou seja, a quantidade de vezes que a recarga foi interrompida devido a não suprir a potência mínima de recarga (4 kVA). Os demais fatores não serão tão influenciados devido a serem médias, não sendo tão sensíveis ao passo de simulação.

Foram simulados 11 passos de simulação entre 1 milissegundo e 15 segundos. O valor resultante da simulação de 1 milissegundo foi utilizada para escalar as demais e obter o erro percentual, conforme Figura 31. Foi obtido um baixo erro de 0.23% para o tempo de 1 segundo de passo, desta forma uma simulação de 250 minutos resultará em 15.000 iterações e o tempo total da simulação para todos os cenários reduzirá significativamente em relação a 1 milissegundo.

Figura 31 – Erro percentual para os passos de tempo simulados



Fonte: Elaborado pelo autor

No capítulo a seguir serão demonstrados os resultados das simulações descritas nesta seção.

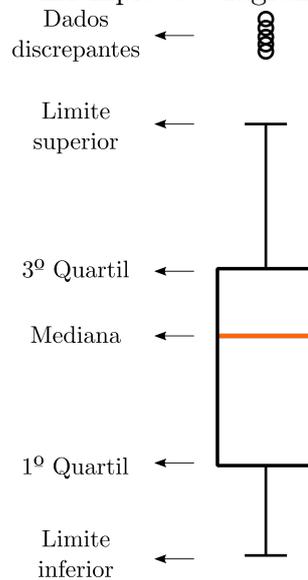
5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações realizadas conforme cenários descritos no capítulo 4. As simulações foram realizadas em etapas, com o desempenho dos algoritmos similares sendo comparados diretamente. Nas próximas seções serão abordadas as simulações na seguinte sequência:

1. Simulação com os algoritmos de Potências Iguais (sem priorização) e de Ordem de Chegada (priorização geral);
2. Simulação com os algoritmos de SoC e Autonomia, ambos com priorização específica conforme o seu parâmetro;
3. Simulação com o algoritmo de Autonomia utilizando o tempo de permanência do veículo como parâmetro adicional.

Para demonstrar os dados das simulações, foram utilizados diagramas de caixa para demonstração de alguns dados estatísticos, conforme Figura 32.

Figura 32 – Exemplo de diagrama de caixa



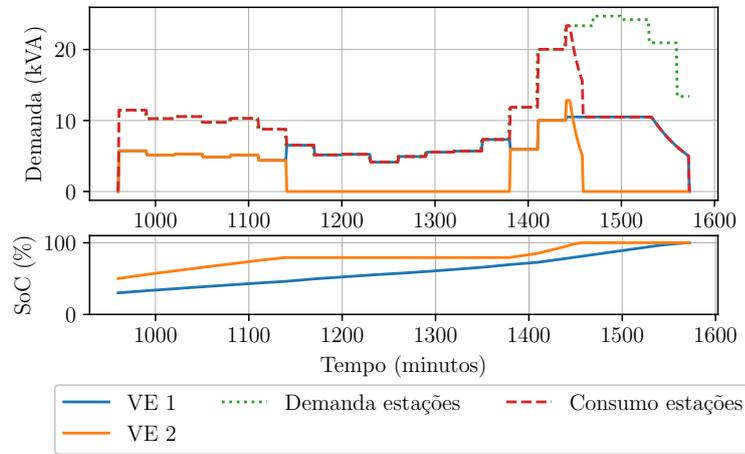
Fonte: Elaborado pelo autor

5.1 POTÊNCIAS IGUAIS E ORDEM DE CHEGADA

A simulação com potências iguais, conforme observado no capítulo anterior, é a divisão da potência disponível para os pontos de recarga com igualdade. Para exemplificar,

foi criado um cenário com dois veículos carregando. Na Figura 33 estão as curvas de carga dos dois veículos juntos às suas curvas de SoC.

Figura 33 – Curva de carga exemplo para o algoritmo de Potências Iguais

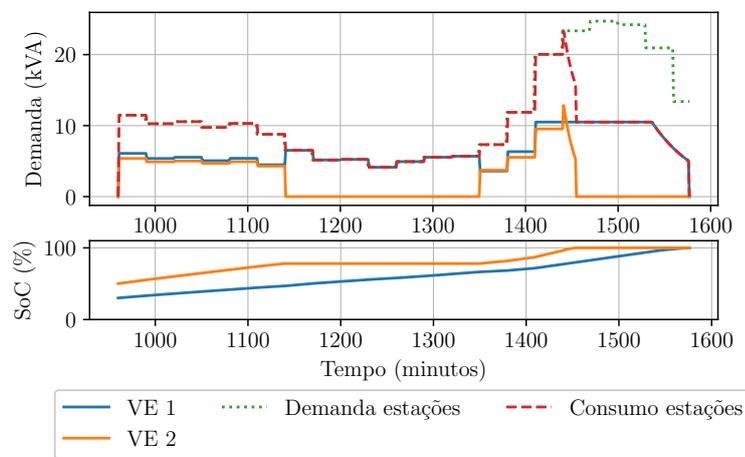


Fonte: Elaborado pelo autor

Neste caso a potência média para todo o período da sessão do primeiro veículo (VE 1) foi de 6,51 kVA e do segundo veículo foi de 3,12 kVA (incluso o tempo de interrupção). O tempo total de recarga para cada veículo foi de 750 e 488 minutos, respectivamente. Os veículos são os modelos Audi e-tron e Nissan Leaf. Por ter maior capacidade de armazenamento de energia e menor SoC inicial, o VE 1 levou mais tempo para completar a carga até os 100% de SoC.

Para comparação, esse mesmo cenário foi aplicado ao algoritmo de ordem de chegada, conforme Figura 34. Para referenciar a ordem de chegada, o VE 1 terá maior prioridade por ser conectado após o VE 2, utilizando o algoritmo de priorização geral.

Figura 34 – Curva de carga exemplo para o algoritmo de Ordem de Chegada

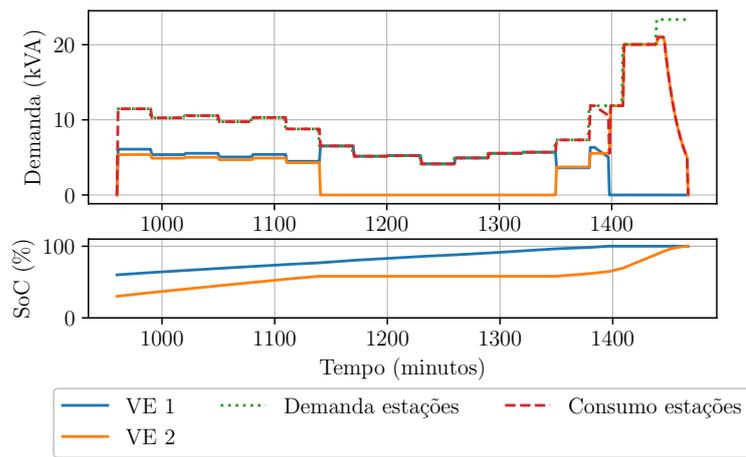


Fonte: Elaborado pelo autor

Neste caso as potências médias foram de 6,47 e 3,15 kVA, respectivamente, assim como o tempo de 616 e 494 minutos. Pela combinação de veículos e SoC dos veículos,

o algoritmo de priorização pela ordem de chegada deu prioridade ao veículo que mais necessitava de carga. No entanto, com outra combinação de veículos o algoritmo pode prejudicar o carregamento dos veículos priorizados, conforme Figura 35, em que o VE 2 deveria receber maior prioridade de carga por haver menor autonomia. O VE 1 tinha 262 km quando iniciou a recarga, enquanto o VE 2 tinha 115 km.

Figura 35 – Curva de carga para o algoritmo de Ordem de Chegada com prioridade invertida



Fonte: Elaborado pelo autor

A simulação destacará a quantidade ideal de pontos de recarga para curva típica e capacidade instalada, não sendo necessário gerar este resultado nas outras simulações por estar mais relacionado a própria UC.

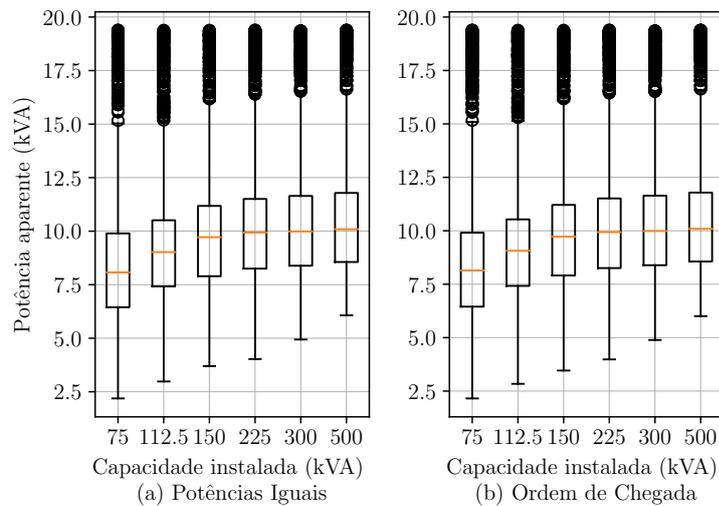
5.1.1 Simulação

Objetivando a obtenção da quantidade ideal de pontos de recarga para cada categoria de UC, faz-se necessário avaliar a restrição imposta aos veículos por conta da demanda. Foram gerados 1.000 cenários de quantidade de pontos de recarga, variando entre 1 e 6, que serão aplicados aos dois algoritmos, Potências Iguais e Ordem de Chegada.

Para demonstrar a capacidade instalada e potência média das simulações, a Figura 36 foi gerada com os dados resultantes da simulação. Esse gráfico demonstra a tendência de aumento da potência média conforme o aumento da capacidade instalada, partindo de 7,7 kVA de potência em 75 kVA e alcançando um patamar de 10,2 kVA de média em 500 kVA de capacidade. Os dados estão representados na forma de diagrama de caixa com intervalo de confiança de 95%. Não ocorreram diferenças significativas nos resultados entre os algoritmos utilizados.

O tempo médio de carga correspondente à quantidade de veículos conectados está exposto na Figura 37, na qual se observa um aumento médio de 9 minutos por veículo adicionado independente do algoritmo. Utilizou-se todas as capacidades instaladas e curvas

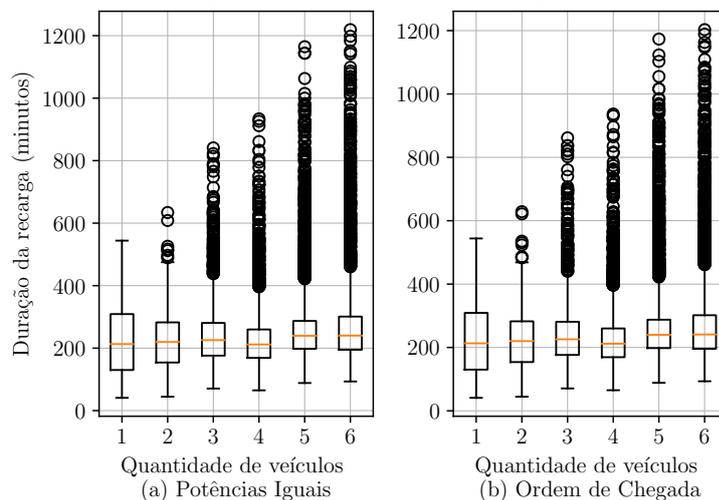
Figura 36 – Diagrama de caixa da potência de recarga para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada



Fonte: Elaborado pelo autor

de carga das UCs, não havendo distinção entre elas nesse caso. Os dados discrepantes, sinalizados pelos círculos pretos, aumentam correlacionados à quantidade de veículos, isso ocorre devido à baixa quantidade de potência disponível por conector, ocorrendo restrição de demanda e aumentando a duração do processo de recarga.

Figura 37 – Diagrama de caixa da duração da recarga em relação à quantidade de veículos para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada

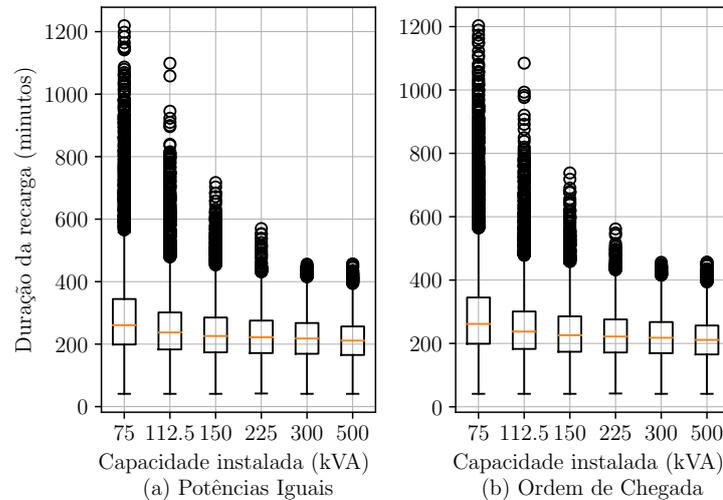


Fonte: Elaborado pelo autor

A duração da recarga em relação à capacidade instalada da UC pode ser visualizada na Figura 38, destacando a menor duração da recarga com o aumento da potência disponível total nas UCs.

A duração média das cargas pode ser visualizada na Tabela 7, destacando a baixa diferença entre os algoritmos.

Figura 38 – Diagrama de caixa da duração da recarga em relação à capacidade instalada para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 7 – Tempo médio de duração da recarga em relação à capacidade instalada para os algoritmos de Potências Iguais e Ordem de Chegada

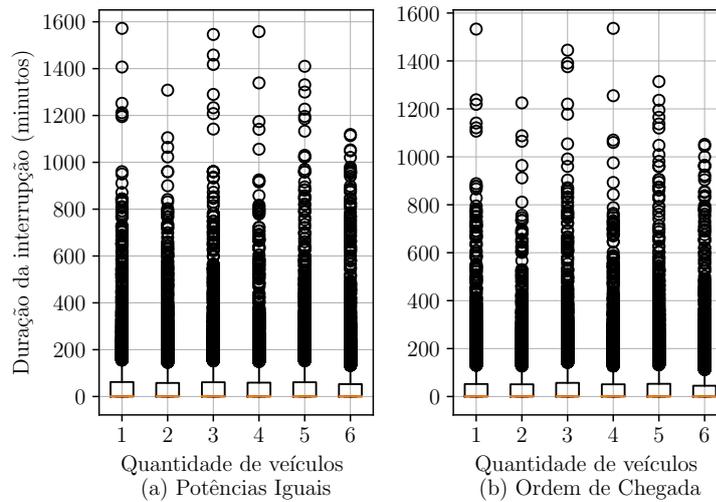
Capacidade instalada	Potências Iguais	Ordem de Chegada
75 kVA	300 minutos	301 minutos
112,5 kVA	258 minutos	257 minutos
150 kVA	238 minutos	238 minutos
225 kVA	227 minutos	227 minutos
300 kVA	221 minutos	221 minutos
500 kVA	214 minutos	214 minutos

Fonte: Elaborado pelo autor

O principal critério para determinação da quantidade de pontos de recarga é a duração da interrupção de recarga, ressaltando-se na Figura 39 a filtragem por quantidade de veículo. Observa-se que a quantidade de veículos não tem grande influência na média de tempo. No entanto, para o algoritmo de potências iguais, obteve-se 59 e 53 minutos para 6 e 1 VEs, respectivamente, e para o de ordem de chegada 54 e 49 minutos. Os fatores que mais influenciam estão relacionados diretamente à demanda, sem a filtragem por curva típica ocorre uma fusão dos valores. Além disso, entre o algoritmo de ordem de chegada apresenta uma redução de 8,7% da duração em relação a cada quantidade de veículos.

Na Figura 40 está demonstrada a duração da interrupção para o caso da filtragem por capacidade instalada. Nesse caso, salienta-se a proeminência dos valores discrepantes para baixas capacidades instaladas. A média do tempo de interrupção médio cai entre 75 e 500 kVA de 73 minutos para 45 minutos para potências iguais e de 51 minutos para 43 minutos para o algoritmo de ordem de chegada, ocorrendo uma redução entre 38,36% e 18,60% de diferença em relação ao patamar de 75 kVA. A duração elevada de interrupção se dá em razão da pequena margem de potência disponível para as estações que não

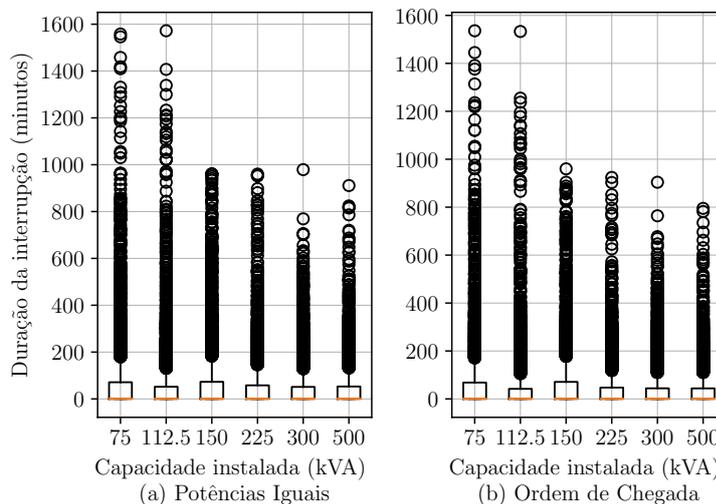
Figura 39 – Diagrama de caixa da duração da interrupção em relação a quantidade de veículos para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada



Fonte: Elaborado pelo autor

conseguem suprir a potência mínima de 4 kVA aos veículos, interrompendo a recarga dos que apresentam menor prioridade. No caso do algoritmo de potências iguais, os veículos têm a mesma prioridade, portanto a desconexão é realizada de forma aleatória entre os veículos.

Figura 40 – Diagrama de caixa da duração da interrupção em relação à capacidade instalada para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada

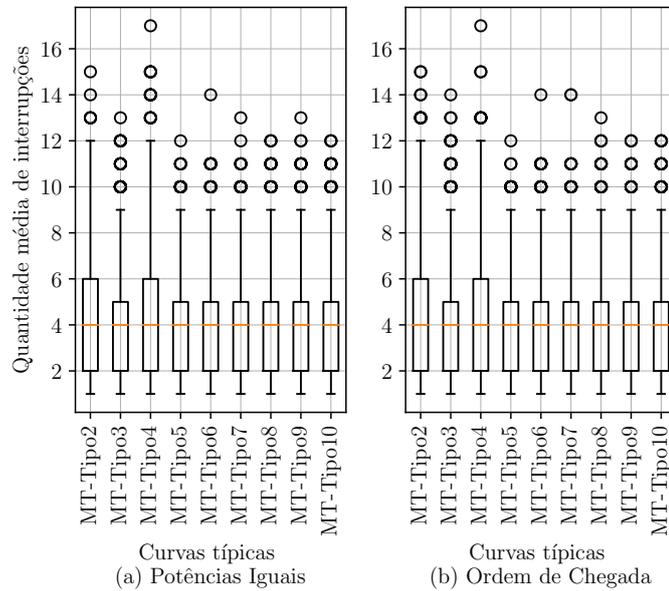


Fonte: Elaborado pelo autor

O tempo de interrupção depende diretamente da capacidade instalada. No entanto, a quantidade de interrupções realizadas durante as sessões de recarga está diretamente relacionada às curvas típicas de carga. Na Figura 41, observa-se que para as curvas MT-Tipo2 e MT-Tipo4 ocorrem médias maiores de interrupções por sessão de recarga, além de conter valores discrepantes superiores aos demais. Segundo a Figura 26 do capítulo

anterior, essas são as duas curvas de carga com maior fator de demanda, correspondendo a uma menor potência disponível aos pontos de recarga.

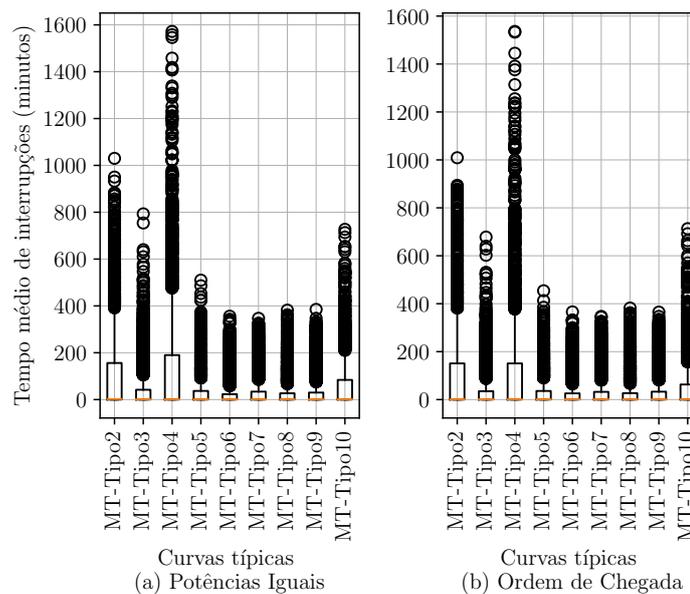
Figura 41 – Diagrama de caixa da quantidade de interrupções em relação às curvas típicas das UCs para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada



Fonte: Elaborado pelo autor

O período médio das interrupções para as curvas típicas, observados na Figura 42, destaca as restrições impostas às UCs com curvas típicas similares a MT-Tipo2, MT-Tipo4 e MT-Tipo10.

Figura 42 – Diagrama de caixa da duração da interrupção em relação às curvas típicas das UCs para os algoritmos (a) Potências Iguais e (b) Ordem de Chegada



Fonte: Elaborado pelo autor

O período médio de restrição para os algoritmos é destacado na Tabela 8.

Tabela 8 – Duração média da interrupção em relação às curvas típicas para os algoritmos Potências Iguais e Ordem de Chegada

	Potências Iguais	Ordem de Chegada
MT-Tipo2	107 minutos	97 minutos
MT-Tipo3	45 minutos	40 minutos
MT-Tipo4	141 minutos	117 minutos
MT-Tipo5	36 minutos	34 minutos
MT-Tipo6	29 minutos	30 minutos
MT-Tipo7	32 minutos	32 minutos
MT-Tipo8	32 minutos	33 minutos
MT-Tipo9	32 minutos	32 minutos
MT-Tipo10	56 minutos	50 minutos

Fonte: Elaborado pelo autor

O algoritmo de ordem de chegada demonstrou menor duração nos períodos de restrição de demanda, possuindo média semelhante ao número de restrições impostas. O motivo para isso ocorrer é a priorização de potência, pois se um veículo recebe uma média de potência maior do que o outro, terminará mais rapidamente sua recarga e, portanto, se ocorrer um período de restrição de demanda, haverá um veículo a menos. A desvantagem está na priorização de um veículo que possa necessitar de mais energia e que permanecerá ocupando o conector durante um período maior, impedindo o fornecimento da potência mínima aos outros veículos que estejam com autonomia mais baixa e que poderão ser desconectados por terem menor grau de prioridade.

5.1.2 Resultados

As simulações realizadas para os algoritmos de Potências Iguais e Ordem de Chegada demonstraram os pontos de convergência para os resultados. Para determinar a quantidade máxima de veículos que cada curva típica com determinada capacidade instalada poderá atender, levou-se em consideração os resultados de restrição de potência para cada capacidade instalada e a quantidade de veículos, utilizando como referência o intervalo de confiança de 95%. Na Tabela 9 estão os resultados com base nos dados de média entre os dois algoritmos.

Os resultados foram obtidos através da média de cada cenário individual em que, caso a quantidade média de interrupções fosse superior a 10 e o tempo médio de interrupção superior a 60 minutos, o cenário seria desconsiderado e a quantidade de veículos máxima fixada no valor anterior ao teste. O período de 60 minutos é uma estimativa do tempo que o veículo ficará conectado, portanto, caso o tempo médio de interrupção for superior ao de carga, a autonomia gerada será nula.

Em relação à autonomia gerada pelos algoritmos pelos mesmos fatores de quantidade de veículos conectados pela capacidade instalada, destaca-se a relevância da avaliação

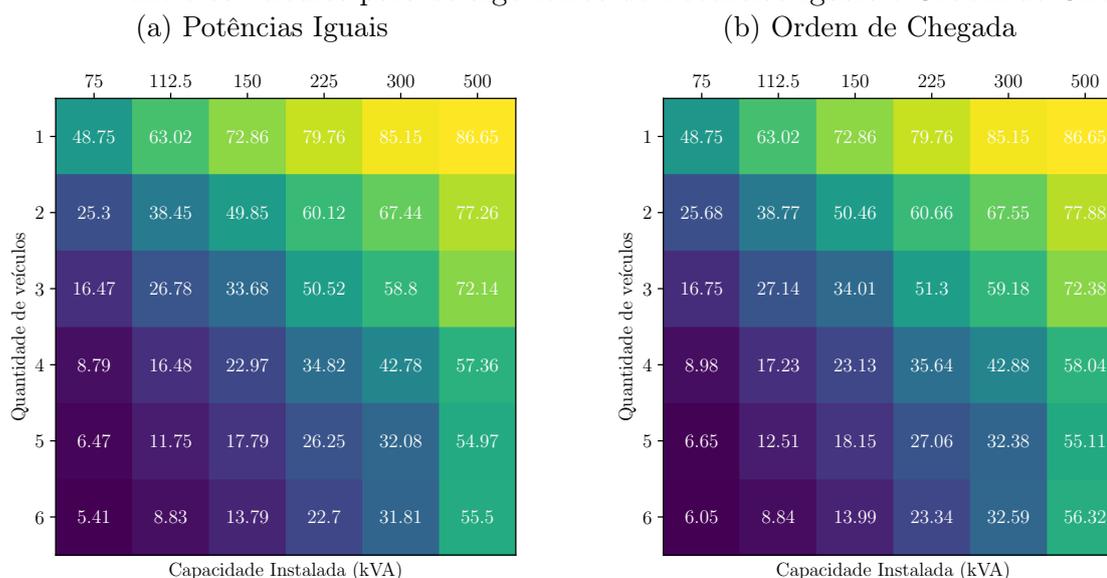
Tabela 9 – Quantidade de veículos para cada curva típica e capacidade instalada

	75 kVA	112,5 kVA	150 kVA	225 kVA	300 kVA	500 kVA
MT-Tipo2	3	4	4	5	6	6
MT-Tipo3	4	5	6	6	6	6
MT-Tipo4	2	3	4	5	6	6
MT-Tipo5	3	5	6	6	6	6
MT-Tipo6	6	6	6	6	6	6
MT-Tipo7	5	5	6	6	6	6
MT-Tipo8	6	6	6	6	6	6
MT-Tipo9	6	6	6	6	6	6
MT-Tipo10	4	5	5	6	6	6

Fonte: Elaborado pelo autor

deste parâmetro nos primeiros 60 minutos de carga. Para a curva típica MT-Tipo4, que tem a maior restrição de demanda, foram levantados os valores de autonomia da primeira hora para ambos os algoritmos, conforme Figuras 43a e 43b. A autonomia gerada, a partir da priorização por ordem de chegada dos veículos, alcançou um melhor desempenho em todos os cenários propostos, conforme pode ser observado na Figura 44. Devido ao fator de aleatoriedade dos cenários, este algoritmo poderia ter tido um desempenho pior, porém, para reduzir o impacto estatístico, foram realizados 1.000 cenários com conjuntos diferentes de veículos para reduzir o impacto estatístico.

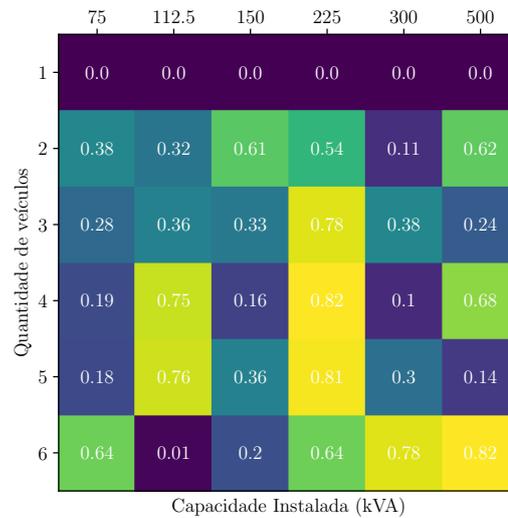
Figura 43 – Autonomia média fornecida em quilômetros na primeira hora de carregamento entre os veículos para os algoritmos de Potências Iguais e Ordem de Chegada



Fonte: Elaborado pelo autor

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 44 – Comparação entre as autonomias geradas pelo algoritmo de Ordem de Chegada e Potências Iguais



Fonte: Elaborado pelo autor

5.2 STATE OF CHARGE E AUTONOMIA

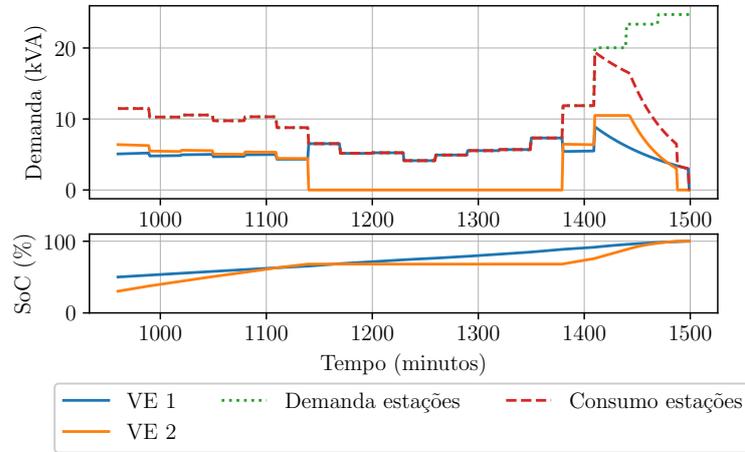
Nesta simulação, utilizando-se dos dados dos veículos, foi possível realizar o procedimento de priorização de potência conforme os parâmetros energéticos selecionados. Na subseção de resultados serão apresentados comparativos da autonomia média fornecida por cada algoritmo.

Foram gerados 594.000 cenários, com 1.000 combinações de quantidade de veículos e modelos, sendo estes utilizados em cada combinação de curva típica, horário de recarga e capacidade instalada de potência.

A diferença entre os algoritmos surtirá efeito quando veículos com diferentes capacidades de armazenamento energético e eficiência, com SoC similares, estiverem carregando simultaneamente. Na Figura 45 constam dois veículos com SoC inicial em 50 e 30% respectivamente, no entanto, o primeiro é um Audi e-tron e o segundo um BMW i3. O SoC inicial difere inicialmente, convergindo antes da demanda disponível limitar a quantidade de veículos para um. Devido à pequena desvantagem do VE 1 (Audi e-tron), este é priorizado e carregado até o final, mesmo tendo maior autonomia em relação ao VE 2 (BMW i3).

Nesse caso também é demonstrado um método para não ocorrer chaveamento de potência, em que uma vez priorizado um veículo e com restrição de demanda, ele não perde a prioridade. Isso ocorre para que não ocorram infinitas interrupções com a troca de prioridade devido à diferença de SoC entre os VEs.

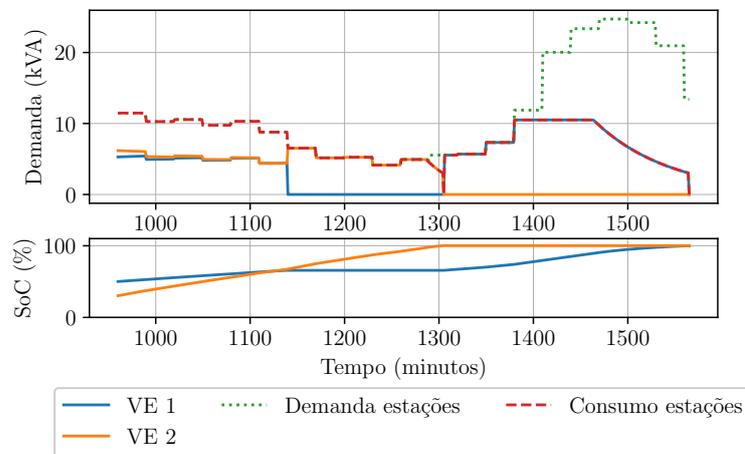
Utilizando o algoritmo de priorização por autonomia, os mesmos dois veículos constam com autonomias diferentes, mas convergem novamente no momento anterior

Figura 45 – Curva de carga exemplo para o algoritmo de priorização por *State of Charge*

Fonte: Elaborado pelo autor

ao período de restrição. No entanto, devido ao BMW i3 ter menor autonomia, recebe a prioridade e é carregado até o final, conforme a Figura 46.

Figura 46 – Curva de carga exemplo para o algoritmo de priorização por Autonomia

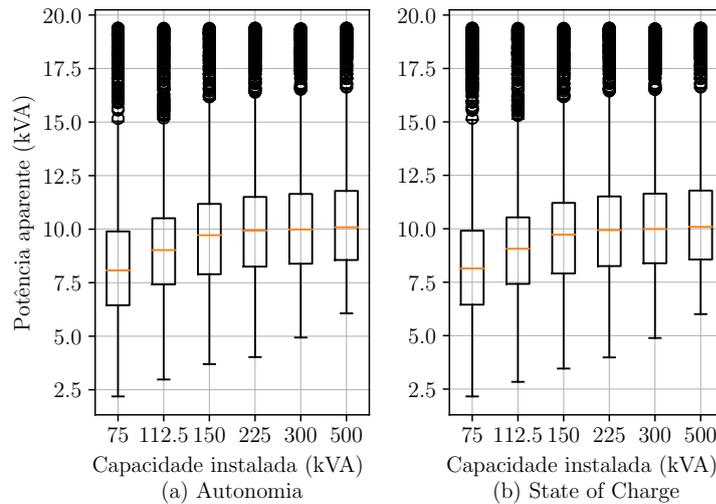


Fonte: Elaborado pelo autor

5.2.1 Simulação

Para esta simulação foram realizados os mesmos procedimentos da seção anterior. Em virtude dos parâmetros de entrada serem similares aos da simulação anterior, na potência média de carga, que depende diretamente da quantidade de veículos e da demanda disponível para as estações de recarga e, portanto, não tem interação direta com o algoritmo, os valores se repetem com uma pequena margem de erro causada pela distribuição dos veículos, conforme Figura 47.

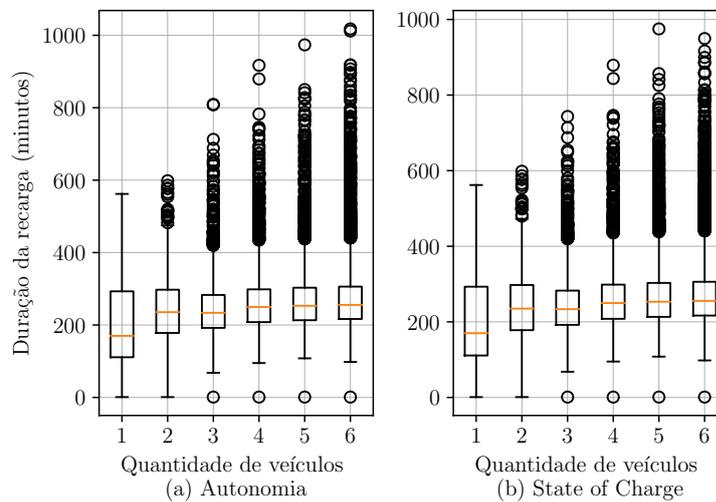
Figura 47 – Diagrama de caixa da potência de recarga em relação à capacidade instalada para os algoritmos (a) Autonomia e (b) *State of Charge*



Fonte: Elaborado pelo autor

A duração média das recargas é diretamente proporcional à quantidade de veículos e à potência disponível. Em relação à Figura 48, nota-se a menor quantidade de valores discrepantes em relação ao algoritmo anterior para maiores quantidades de veículos.

Figura 48 – Diagrama de caixa da duração da recarga em relação à quantidade de veículos para os algoritmos (a) Autonomia e (b) *State of Charge*



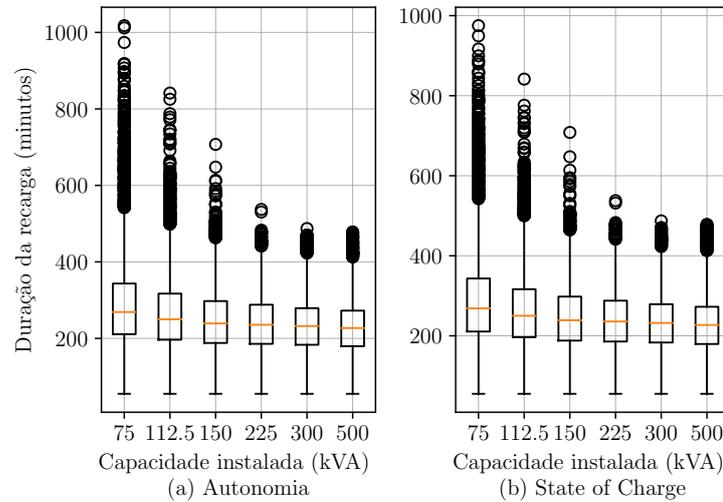
Fonte: Elaborado pelo autor

O tempo decorrido médio das recargas em relação à capacidade instalada na UC está compilado na Figura 49.

Na Tabela 10 é importante destacar a similaridade de tempo entre os dois algoritmos, com pequena diferença. No entanto, em comparação com a simulação da seção anterior, houve uma redução máxima em 75 kVA de 21%.

A duração das interrupções geradas pela restrição de demanda foi menor em relação

Figura 49 – Diagrama de caixa da duração da recarga em relação à capacidade instalada para os algoritmos (a) Autonomia e (b) *State of Charge*



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 10 – Tempo médio de duração da recarga em relação à capacidade instalada para os algoritmos de Potências Iguais e Ordem de Chegada

Capacidade instalada	Autonomia	<i>State of Charge</i>
75 kVA	292 minutos	293 minutos
112,5 kVA	250 minutos	250 minutos
150 kVA	231 minutos	233 minutos
225 kVA	224 minutos	225 minutos
300 kVA	220 minutos	220 minutos
500 kVA	213 minutos	213 minutos

Fonte: Elaborado pelo autor

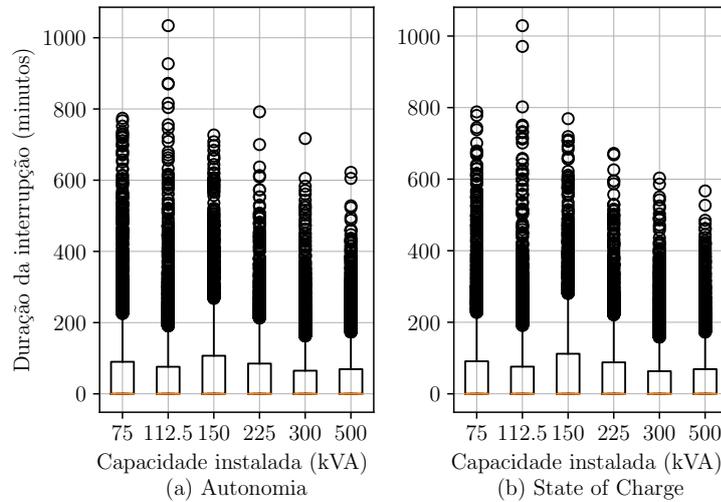
à simulação da seção anterior para a quantidade de veículos. Para 500 kVA de capacidade, a média permaneceu em 35 minutos e para 75 kVA, a média foi de 51 minutos para ambos os algoritmos. No teste anterior as médias foram de 59 e 53 minutos para as potências iguais, e 54 e 49 minutos para a ordem de chegada.

Em relação à capacidade instalada, ambos os algoritmos demonstraram médias similares, de 65 minutos para 75 kVA e 33 minutos para 500 kVA. O diagrama de caixas consta na Figura 50, apresentando dados discrepantes com menor frequência do que a simulação anterior, mas similares entre si.

A quantidade média de interrupções causadas por limitação de demanda se demonstrou novamente baixa, com média entre 1 e 2 para todos os cenários da Figura 51. No entanto, para as curvas MT-Tipo2 e MT-Tipo4, apresentou-se quantidades discrepantes do intervalo de confiança em alguns cenários de simulação, alcançando 310 interrupções.

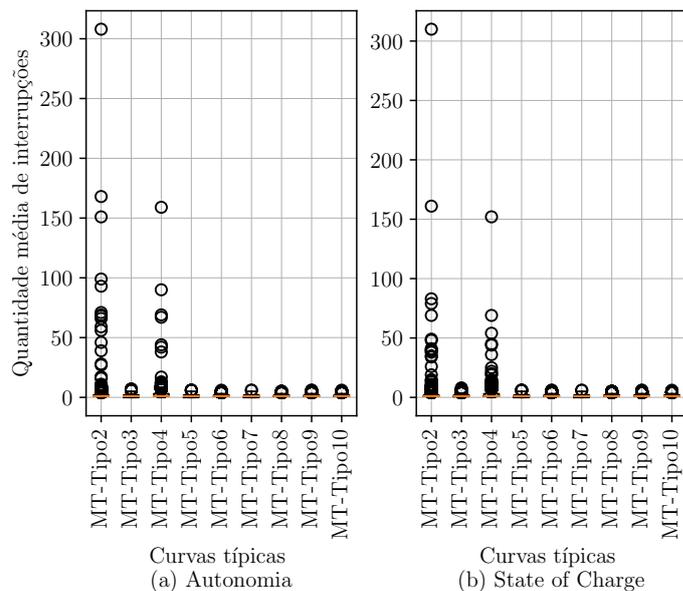
Realizando a quantificação do tempo das interrupções quando estas ocorrem, a duração média para cada perfil de carga pode ser visualizada na Figura 52. As curvas MT-Tipo2, MT-Tipo4 e MT-Tipo4 se destacam devido aos intervalos de confiança com

Figura 50 – Diagrama de caixa da duração da interrupção em relação à capacidade instalada para os algoritmos (a) Autonomia e (b) *State of Charge*



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 51 – Diagrama de caixa da quantidade de interrupções em relação às curvas típicas das UCs para os algoritmos (a) Autonomia e (b) *State of Charge*



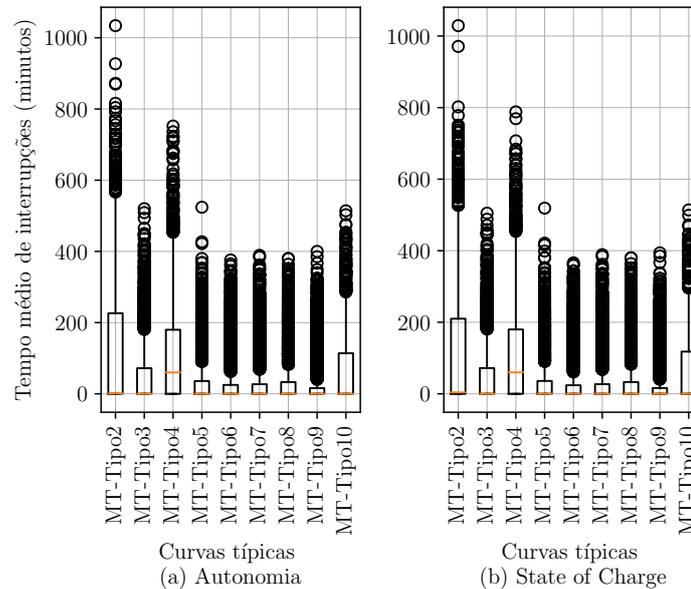
Fonte: Elaborado pelo autor

valores superiores as demais.

Na Tabela 11 constam as durações médias das interrupções por curva típica.

Nos parâmetros descritos não foi possível observar vantagens na utilização de um determinado parâmetro, visto que a diferença entre os dois é subjetiva, fornecendo autonomia aos veículos que mais necessitam. Portanto, as diferenças entre os algoritmos desta seção são resultados da conclusão de sessões de recarga com base na aleatorização dos veículos nos cenários.

Figura 52 – Diagrama de caixa da duração da interrupção em relação às curvas típicas das UCs para os algoritmos (a) Autonomia e (b) *State of Charge*



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 11 – Duração média da interrupção em relação as curvas típicas para os algoritmos de Autonomia e *State of Charge*

	Autonomia	<i>State of Charge</i>
MT-Tipo2	124 minutos	120 minutos
MT-Tipo3	48 minutos	47 minutos
MT-Tipo4	106 minutos	106 minutos
MT-Tipo5	36 minutos	36 minutos
MT-Tipo6	32 minutos	31 minutos
MT-Tipo7	32 minutos	33 minutos
MT-Tipo8	34 minutos	34 minutos
MT-Tipo9	31 minutos	30 minutos
MT-Tipo10	59 minutos	59 minutos

Fonte: Elaborado pelo autor

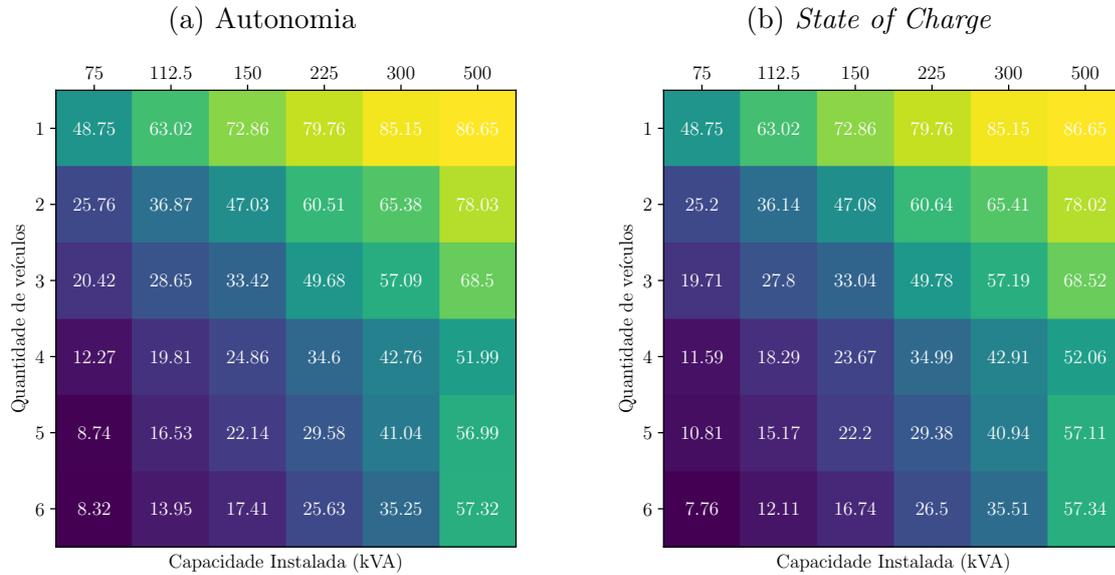
5.2.2 Resultados

A principal diferença entre os algoritmos que deve ser analisada é a autonomia gerada em um determinado período. Utilizando os dados de eficiência, SoC e capacidade de armazenamento do veículo, é estimada a autonomia deste.

Segundo os dados das Figuras 53a e 53b, geradas a partir da média de autonomia fornecida para os veículos na primeira hora de recarga para a curva típica MT-Tipo4, o algoritmo de autonomia apresentou melhores resultados que o de *State of Charge*, conforme também pode ser verificado na Figura 54.

Devido a variações de tamanho de bateria e de eficiência do veículo não serem consideradas no algoritmo de *State of Charge*, ao avaliar a autonomia gerada para o

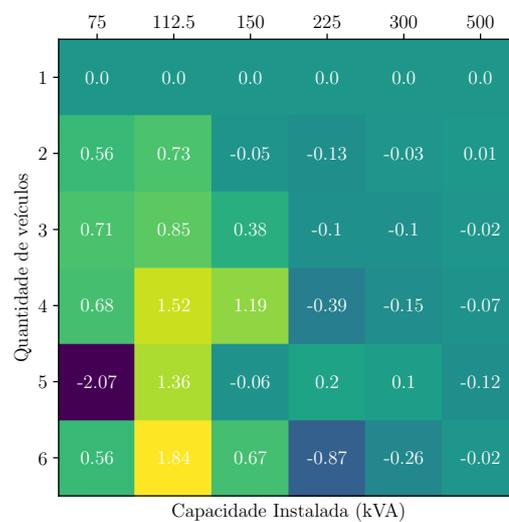
Figura 53 – Autonomia média fornecida em quilômetros na primeira hora de carregamento entre os veículos para o algoritmo de Autonomia e *State of Charge*



Fonte: Elaborado pelo autor

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 54 – Comparação entre as autonomias médias geradas pelo algoritmo de Autonomia e *State of charge*

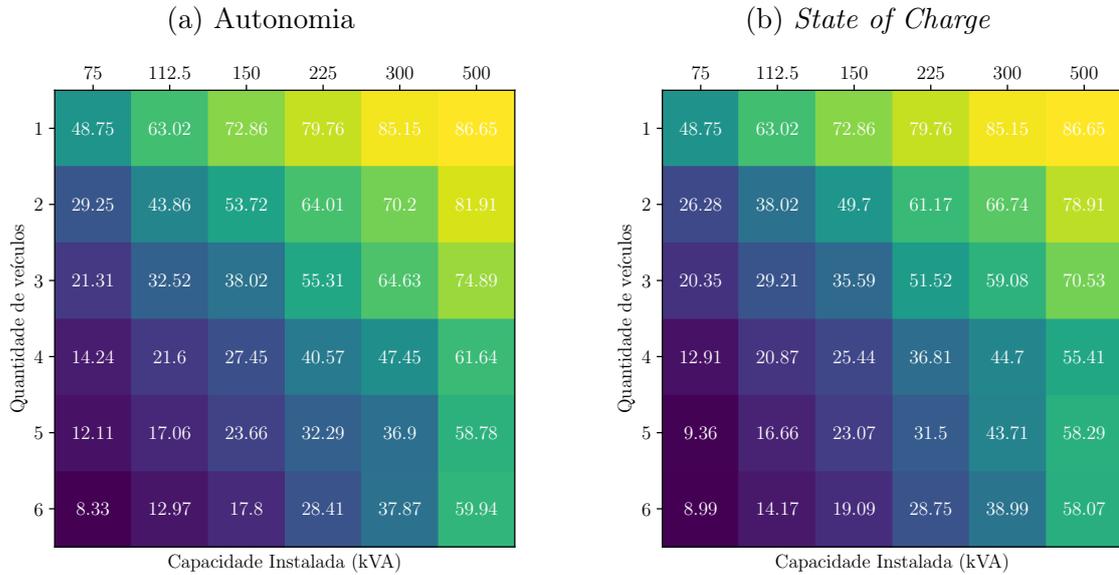


Fonte: Elaborado pelo autor

veículo com a maior prioridade de recarga, segundo as Figuras 55a e 55b, o algoritmo de autonomia gera um desempenho superior, agregando maior autonomia aos veículos que mais necessitam, conforme Figura 56. A distribuição dos veículos tem impacto neste valor significativamente, já que a depender da eficiência do veículo com maior prioridade, será alcançada maior autonomia durante a primeira hora.

Na Figura 57a é possível observar o desempenho do algoritmo de autonomia em comparação com à própria média da Figura 53a. Nas Figura 57b está a comparação entre os veículos com maior prioridade para os algoritmos desta seção, demonstrando a

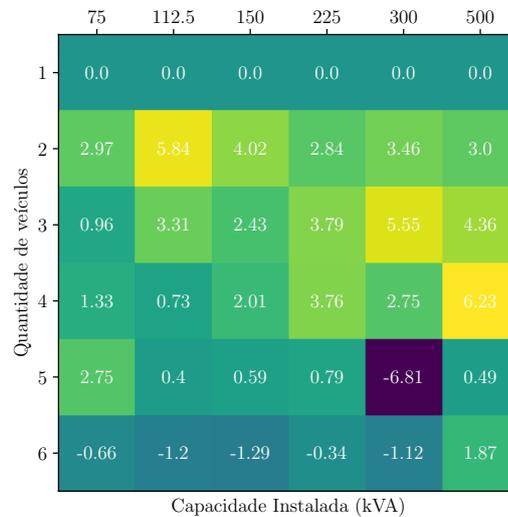
Figura 55 – Autonomia média fornecida em quilômetros na primeira hora para o veículo com maior prioridade para o algoritmo de Autonomia e *State of Charge*



Fonte: Elaborado pelo autor

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 56 – Comparação entre as autonomias dos veículos com maior prioridade geradas pelo algoritmo de Autonomia e *State of charge*



Fonte: Elaborado pelo autor

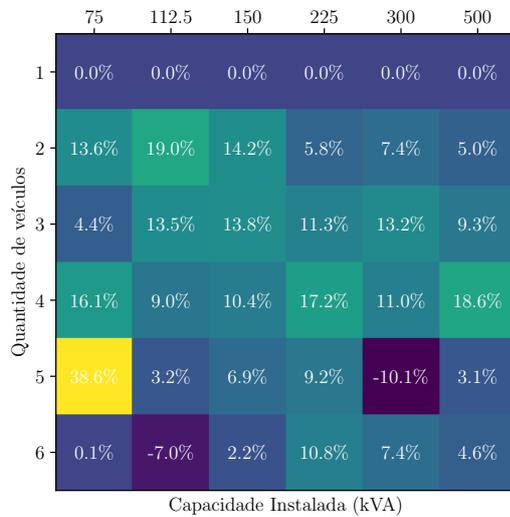
superioridade de geração de autonomia em relação ao de SoC.

5.3 TEMPO DE PERMANÊNCIA

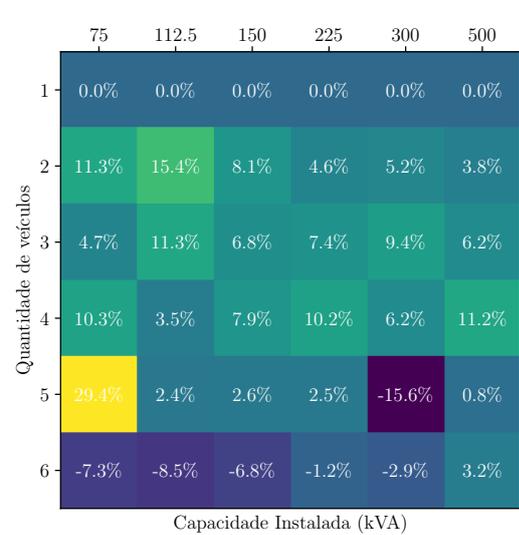
Este algoritmo foi aplicado conjuntamente ao de autonomia, que demonstrou o melhor desempenho para o usuário de veículo elétrico. Geralmente, é o algoritmo de autonomia com a inclusão de um segundo parâmetro que influencia na priorização dos veículos, portanto é possível que não haja impacto relevante nos parâmetros elétricos ou

Figura 57 – Desempenho da priorização pela autonomia

(a) Veículo com prioridade em relação à média (b) Veículo com prioridade em relação aos algoritmos



Fonte: Elaborado pelo autor

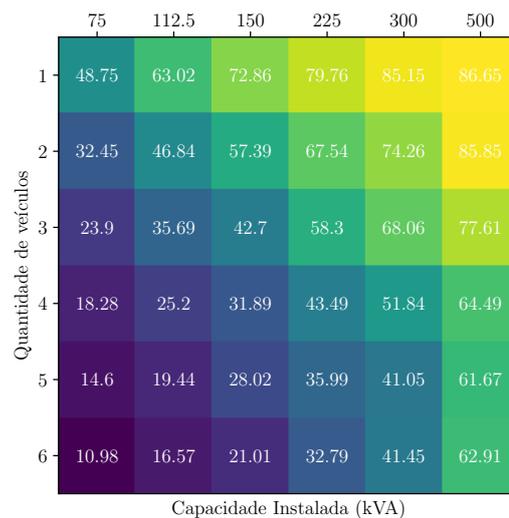


Fonte: Elaborado pelo autor

de interrupção das sessões de recarga.

A autonomia média gerada entre todos os conectores por este algoritmo é inferior a do algoritmo puramente de autonomia, devido a este parâmetro ter um peso menor no cálculo, segundo a Figura 58.

Figura 58 – Autonomia média fornecida em quilômetros na primeira hora de carregamento entre os veículos para o algoritmo de Autonomia com Tempo de Permanência



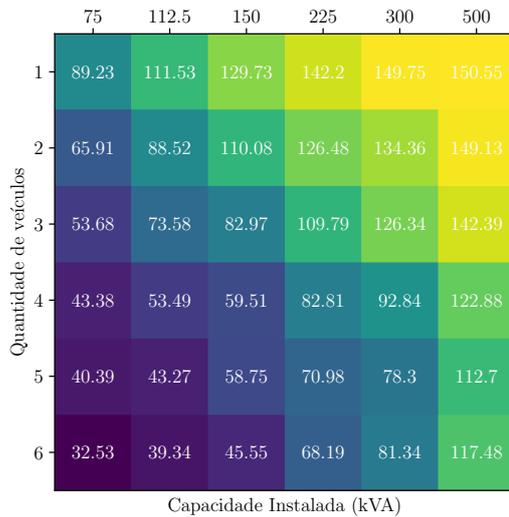
Fonte: Elaborado pelo autor

Contudo, a autonomia fornecida para o veículo com maior priorização nos primeiros 100 minutos pelo algoritmo que utiliza o tempo de permanência foi superior ao de autonomia puramente, conforme as Figuras 59a, 59b e 60. Destacam-se os valores dos cenários mais críticos que apresentaram um desempenho superior a 47%. Este algoritmo executou o que

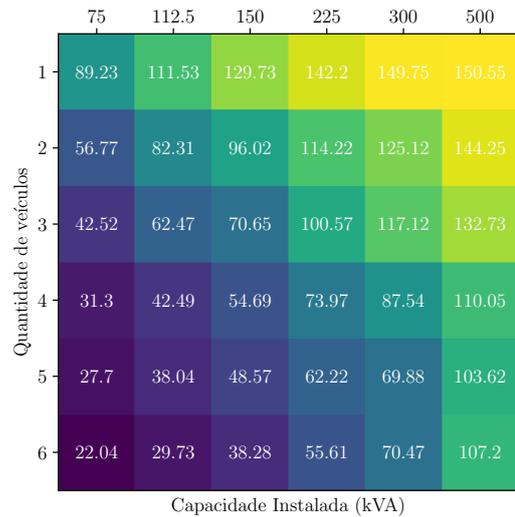
era esperado, tendo um desempenho que, quando aplicado a uma situação prática, pode auxiliar na manutenção da autonomia nos VEs que mais necessitam, mesmo em cenários de restrição de potência.

Figura 59 – Desempenho da priorização pelo tempo e autonomia

(a) Algoritmo de Tempo de permanência e Autonomia (km nos primeiros 100 minutos) (b) Algoritmo de Autonomia (km nos primeiros 100 minutos)

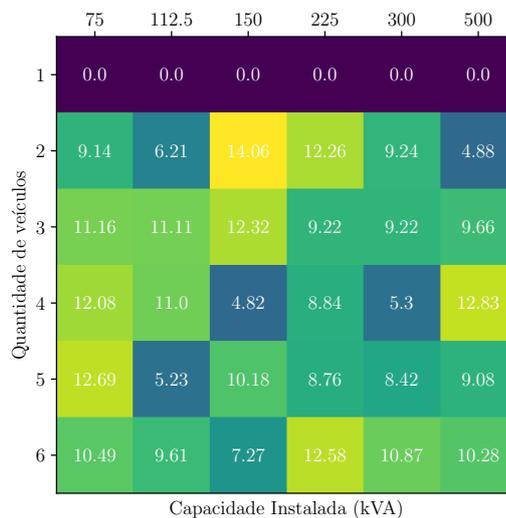


Fonte: Elaborado pelo autor



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 60 – Comparação entre as autonomies dos veículos geradas pelo algoritmo de Tempo de Permanência com o de Autonomia



Fonte: Elaborado pelo autor

5.4 CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS

Os resultados de simulações apresentados demonstram um aumento de desempenho para o usuário com o acréscimo de complexidade adicionada ao algoritmo. Em relação

ao gerenciamento de potência, algoritmos simples podem ser implementados de modo a fornecer resultados significativos para uma UC, como os de potências iguais e ordem de chegada. Estes possibilitam o atendimento de diversos veículos mesmo em horários de pico de demanda, momento em que ocorreria a ultrapassagem caso não houvesse um controle dinâmico de potência.

Como o processo de recarga em estações semirrápidas é limitado em potência, a energia injetada nos veículos na duração da sessão de recarga é baixa e, portanto, em casos de emergência pode não suprir a autonomia necessária ao condutor em tempo hábil. Para isto, utilizando a interação com o usuário via aplicativo, é possível adquirir informações complementares, como o SoC atual dos veículos e o modelo ou capacidade de bateria destes. O propósito de toda recarga é fornecer autonomia, logo, veículos que se conectam a uma estação semirrápida, mas já têm uma autonomia significativa, podem receber menor potência, reduzindo a velocidade de recarga, em prol de veículos que se conectam com menor autonomia.

O algoritmo de autonomia gera bons resultados e pode se tornar mais atraente aos condutores. No entanto, caso o usuário insira dados incorretos, ocorrerá uma ruptura na ordem de priorização, tornando-o dependente da índole dos usuários, o que pode ser resolvido através de uma revisão futura dos protocolos de comunicação entre estações e veículos.

Devido às estações semirrápidas serem normalmente instaladas em locais em que o tempo de permanência é curto, pode ocorrer a diferenciação entre as recargas por este parâmetro. A vantagem é realizar um balanço entre a autonomia gerada por minuto com a média de autonomia gerada pelas estações de recarga.

De modo a fornecer maior valor, outros métodos podem ser utilizados, como a cobrança de taxa adicional para fornecimento de maior potência em casos em que o usuário esteja com tempo de permanência reduzido e necessite de prioridade máxima.

Além disso, para integrar estes algoritmos com resposta da demanda por parte do DSO ou com horário de ponta do sistema, pode ser limitada, com facilidade, a demanda disponível fornecida para as estações de recarga. Importante destacar que, com exceção dos algoritmos de potências iguais e ordem de chegada, os demais necessitam de um CPO com aplicativo, aumentando o custo de operação destas estações de recarga.

Outro fator a ser considerado é a integração de geração distribuída na UC, que pode ser utilizada para ampliar a demanda disponível das estações, sendo a potência gerada utilizada integralmente pelas estações no horários de coincidência. Além disso, esta energia autoconsumida pelos veículos elétricos pode ser contabilizada para as métricas de sustentabilidades de empresas em relação a automóveis próprios.

6 CONCLUSÕES

Em virtude dos aspectos abordados, ficou demonstrada a eficiência da utilização de metodologias de controle de demanda de estações de recarga para as unidades consumidoras, além da alteração dos perfis de carregamento com base em entrada de dados dos usuários. A expectativa inicial de propor um algoritmo de resposta da demanda com otimização da recarga foi cumprida, obtendo-se um algoritmo que otimiza o processo com base na autonomia do veículo conectado e seu tempo de permanência, segundo expectativa do usuário.

Os sistemas de controle de demanda de estações de recarga estão sendo implementados principalmente de forma estática, com a limitação via aplicativo ou em *DIP switches* na própria estação. No entanto, existe potencial para se fornecer maior autonomia aos veículos ao se realizar a avaliação em tempo real, adicionando custo à instalação, mas gerando maior valor agregado ao usuário de veículos elétricos.

A partir da expansão da mobilidade elétrica no Brasil e no mundo, a infraestrutura de recarga pública deverá acompanhá-la para possibilitar o suprimento de energia em mais localidades e para a incorporação na frota de uma maior quantidade de veículos. Desta forma, locais que contenham uma alta taxa de utilização de demanda em um período curto, deveriam limitar a potência destas estações ou instalá-las em menor quantidade. Estes sistemas de gerenciamento possibilitam a expansão da infraestrutura de recarga sem comprometer a rede elétrica de uma determinada unidade consumidora ou região.

As simulações foram realizada em Python e foram utilizados 594.000 cenários para cada simulação a fim de reduzir o erro amostral. Além disso, não se constatou nos resultados algum erro gerado pela quantidade de cenários. Com estas simulações foi verificado que os algoritmos que utilizam a interação com o usuário apresentam melhor desempenho, mas os que não a utilizam cumprem o objetivo de não ultrapassar a demanda contratada.

6.1 RECOMENDAÇÕES FUTURAS

Visando o desenvolvimento e melhoria dos modelos de simulação, com o objetivo de prover maior valor ao usuário e propiciar integrações com múltiplos recursos energéticos, é proposto para trabalhos futuros:

- Efetuar a avaliação econômica da implementação em um conjunto de estações;
- Testar em um conjunto de estações de recarga reais para geração de dados;

- Integrar com recursos energéticos, tais como baterias e geração fotovoltaica;
- Simular programas de resposta da demanda junto ao DSO;
- Aplicar tarifação dinâmica para redução de demanda em horários de ponta;
- Realizar o teste em larga escala usando metodologia de *deep learning* com dados reais de uso e maiores quantidades de veículos e cenários para obter parâmetros otimizados;
- Aplicar restrições aos usuários que não insiram os dados corretos;
- Avaliar para curvas de demanda reais dos locais, com diferentes categorias de comércio;
- Diferenciar recargas monofásicas e trifásicas;
- Realizar testes com V2G e sua capacidade de auxílio para a infraestrutura da UC e para a rede elétrica.

REFERÊNCIAS

ABB. *High Power Charging*. Genebra, CH: [s.n.], 2020. Acesso em: 31 mar. 2021. Disponível em: <<https://new.abb.com/ev-charging/products/car-charging/high-power-charging>>. Citado na página 40.

ABNT. *ABNT NBR 14136: Plugues e tomadas para uso doméstico e análogo até 20 A/250 V em corrente alternada - Padronização*. 2002. Acesso em: 14 fev. 2021. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/33644>>. Citado na página 34.

ACROMAG. *INTRODUCTION TO MODBUS TCP/IP*. 2005. Acesso em: 12 mai. 2021. Disponível em: <https://www.acromag.com/wp-content/uploads/2019/08/White-Paper-Introduction-to-ModbusTCP_765B-.pdf>. Citado na página 60.

ANEEL. Normativa. *Resolução Normativa Nº 819: Recarga de Veículos Elétricos*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Acesso em: 28 fev. 2021. Citado 4 vezes nas páginas 33, 34, 36 e 52.

ANEEL. *Geração Distribuída*. 2021. Acesso em: 18 mar. 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/38rpxvx>>. Citado na página 43.

ANEEL. Normativa. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 70 e 71.

ANFAVEA. *Anuário 2020*. 2020. Acesso em: 14 jan. 2021. Disponível em: <<https://anfavea.com.br/anuario2020/anuario.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 69.

Audi. *Homepage*. 2021. Acesso em: 23 jun. 2021. Disponível em: <<https://www.audi.com.br/br/web/pt/models/e-tron/audi-e-tron.html>>. Citado na página 69.

Bender. *CC612 charge controller*. 2018. Acesso em: 04 fev. 2021. Disponível em: <<https://www.bender.de/en/products/charge-controller/cc612-charge-controller>>. Citado na página 51.

Bloomberg. *Batteries for Electric Cars Speed Toward a Tipping Point*. 2020. Acesso em: 09 mar. 2021. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-12-16/electric-cars-are-about-to-be-as-cheap-as-gas-powered-models>>. Citado na página 30.

BMW. *Homepage*. 2021. Acesso em: 23 jun. 2021. Disponível em: <<https://www.bmw.com.br/pt/all-models/bmw-i/i3/2017/autonomia-carregamento-eficiencia.html>>. Citado na página 69.

BUATOIS, A. et al. *Amsterdam Flexpower*. 2019. Acesso em: 08 mar. 2021. Disponível em: <https://www.elaad.nl/uploads/files/SEEV4_city_OP_Amsterdam_Flexpower_1.pdf>. Citado na página 65.

California ISO. *What the duck curve tells us about managing a green grid*. 2016. Acesso em: 16 fev. 2021. Disponível em: <http://www.caiso.com/Documents/Flexibleresourceshelprenewables_FastFacts.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 55 e 56.

- CharIN. *V2G Global Roadtrip: around the world in 50 projects*. 2018. Acesso em: 28 fev. 2021. Disponível em: <<http://everoze.com/app/uploads/2018/10/UKPN001-S-01-H-V2G-global-review-compressed.pdf>>. Citado na página 53.
- CharIN. *The five levels of Grid Integration - CharIN e.V. Grid Integration roadmap published*. 2019. Acesso em: 07 fev. 2021. Disponível em: <<https://www.charinev.org/news/news-detail-2018/news/the-five-levels-of-grid-integration-charin-ev-grid-integration-roadmap-published/>>. Citado na página 53.
- Chevrolet. *Homepage*. 2021. Acesso em: 23 jun. 2021. Disponível em: <<https://www.chevrolet.com.br/eletrico/bolt-ev>>. Citado na página 69.
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. *Microgrids and Active Distribution Networks*. [S.l.: s.n.], 2009. 1-298 p. Citado na página 43.
- Clean Energy Ministerial. *EV3030 Campaign*. 2017. Acesso em: 28 jan. 2021. Disponível em: <<http://www.cleanenergyministerial.org/campaign-clean-energy-ministerial/ev3030-campaign>>. Citado na página 31.
- CUI, Q. et al. Cost-benefit calculation and analysis of v2g system. In: *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5. Citado na página 50.
- DENCHAK, M. *Paris Climate Agreement: Everything You Need to Know*. 2021. Acesso em: 28 jan. 2021. Disponível em: <<https://www.nrdc.org/stories/paris-climate-agreement-everything-you-need-know>>. Citado na página 31.
- Department of Energy. *The History of the Electric Car*. 2020. Acesso em: 09 mar. 2021. Disponível em: <<https://www.energy.gov/articles/history-electric-car>>. Citado na página 29.
- EVANS, E. *Tesla's V3 Supercharger, Tested*. 2019. Acesso em: 31 mar. 2021. Disponível em: <<https://www.motortrend.com/news/teslas-v3-supercharger-tested/>>. Citado na página 40.
- EVRoaming Foundation. *OCPI 2.2*. 2020. Acesso em: 02 mai. 2021. Disponível em: <<https://evroaming.org/app/uploads/2020/06/OCPI-2.2-d2.pdf>>. Citado na página 60.
- FOTOUHI, Z. et al. A general model for ev drivers' charging behavior. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, v. 68, n. 8, p. 7368–7382, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 51.
- Fundação ElaadNL. *Smart Charging Guide: English Edition*. 2020. Acesso em: 16 fev. 2021. Disponível em: <https://www.elaad.nl/uploads/files/Smart_Charging_Guide_EN_single_page.pdf>. Citado 5 vezes nas páginas 45, 47, 58, 59 e 65.
- GMC. *GMC Hummer EV FAQ*. 2021. Acesso em: 31 mar. 2021. Disponível em: <<https://www.gmc.com/electric-truck/hummer-ev/faq>>. Citado na página 39.
- GRYNING, S.-E. et al. Weibull wind-speed distribution parameters derived from a combination of wind-lidar and tall-mast measurements over land, coastal and marine sites. *Boundary-Layer Meteorology*, v. 159, 05 2016. Citado 2 vezes nas páginas 56 e 57.

GUO, Y. et al. Service life of ev batteries used in power grid frequency regulation. In: *2016 UKACC 11th International Conference on Control (CONTROL)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 54.

H2020invade. *Homepage*. 2021. Acesso em: 08 mar. 2021. Disponível em: <<https://h2020invade.eu/>>. Citado na página 65.

HAJFOROOSH, S.; MASOUM, M. A.; ISLAM, S. M. Online optimal variable charge-rate coordination of plug-in electric vehicles to maximize customer satisfaction and improve grid performance. *Electric Power Systems Research*, v. 141, p. 407–420, 2016. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877961630311X>>. Citado 2 vezes nas páginas 66 e 69.

HEREDIA, W. B. et al. Evaluation of smart charging for electric vehicle-to-building integration: A case study. *Applied Energy*, v. 266, p. 114803, 2020. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920303159>>. Citado na página 44.

HOFFMAN, C. *Tesla's 250-kW Supercharger Only Saved Us 2 Minutes vs. a 150-kW Charger*. 2020. Acesso em: 31 mar. 2021. Disponível em: <<https://www.caranddriver.com/news/a32132062/tesla-250-kw-vs-150-kw-supercharger-tested/>>. Citado na página 40.

Hubject. *Homepage*. 2021. Acesso em: 23 jun. 2021. Disponível em: <<https://www.hubject.com/>>. Citado na página 64.

HUSSEY, A. *Lucid Air to be the Fastest Charging EV, Featuring a 900V+ Architecture Delivering a Charging Rate of Up to 20 Miles Per Minute*. 2021. Acesso em: 31 mar. 2021. Disponível em: <<https://www.lucidmotors.com/media-room/lucid-air-fastest-charging-ev>>. Citado na página 39.

IEA. *Electric Vehicle Smart Charging*. Paris, FR: International Energy Agency, 2019. Acesso em: 10 mar. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/the-california-duck-curve>>. Citado na página 56.

IEA. Manual, *Global EV Outlook 2020*. Paris, FR: International Energy Agency, 2020. Acesso em: 11 jan. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 57.

IEA. Manual, *Global EV Outlook 2021*. Paris, FR: International Energy Agency, 2021. Acesso em: 10 mai. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>>. Citado na página 31.

IEC. Norma. *IEC 61851-23: Electric vehicle conductive charging system - Part 23: DC electric vehicle charging station*. Geneva, CH: International Electrotechnical Commission, 2014. Acesso em: 15 fev. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 42.

IEC. Norma. *IEC 61851-1: Electric Vehicle Conductive Charging System - Part 1: General requirements*. Geneva, CH: International Electrotechnical Commission, 2017. Acesso em: 14 fev. 2021. Citado 3 vezes nas páginas 34, 35 e 38.

IEC. Norma. *IEC 62752: In-cable control and protection device for mode 2 charging of electric road vehicles (IC-CPD)*. Geneva, CH: International Electrotechnical Commission, 2019. Acesso em: 19 fev. 2021. Citado na página 35.

- IRENA. *Electric Vehicle Smart Charging*. 2019. Acesso em: 10 mar. 2021. Disponível em: <https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_EV_smart_charging_2019.pdf?la=en&hash=E77FAB7422226D29931E8469698C709EFC13EDB2>. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 65.
- ISO. Norma. *ISO 15118-1: Road vehicles — Vehicle to grid communication interface — Part 1: General information and use-case definition*. Geneva, CH: International Organization for Standardization, 2019. Acesso em: 09 mai. 2021. Citado 3 vezes nas páginas 53, 62 e 63.
- Jaguar. *Homepage*. 2021. Acesso em: 23 jun. 2021. Disponível em: <<https://www.jaguarbrasil.com.br/jaguar-range/i-pace/index.html>>. Citado na página 69.
- MARTINEZ-LASERNA, E. et al. Technical viability of battery second life: A study from the ageing perspective. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 54, n. 3, p. 2703–2713, 2018. Citado na página 58.
- MARTINS, M. A. I.; FERNANDES, R.; HELDWEIN, M. L. Proposals for regulatory framework modifications for microgrid insertion—the brazil use case. *IEEE Access*, v. 8, p. 94852–94870, 2020. Citado na página 44.
- MOSES, P. S.; MASOUM, M. A. S.; HAJFOROOSH, S. Overloading of distribution transformers in smart grid due to uncoordinated charging of plug-in electric vehicles. In: *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.
- Nissan. *Homepage*. 2021. Acesso em: 23 jun. 2021. Disponível em: <<https://www.nissan.com.br/veiculos/modelos/leaf.html>>. Citado na página 69.
- O Setor Elétrico. *Desafios na proteção de microrredes*. 2017. Acesso em: 09 mar. 2021. Disponível em: <<https://www.osetoelettrico.com.br/desafios-na-protecao-de-microrredes/>>. Citado na página 43.
- Open Charge Alliance. *Ocpp 1.5*. 2012. Acesso em: 08 fev. 2021. Disponível em: <<https://www.openchargealliance.org/protocols/ocpp-15/>>. Citado na página 61.
- Open Charge Alliance. *Ocpp 1.6*. 2016. Acesso em: 08 fev. 2021. Disponível em: <<https://www.openchargealliance.org/downloads/>>. Citado 2 vezes nas páginas 61 e 62.
- Open Charge Alliance. *Ocpp 2.0.1*. 2018. Acesso em: 08 fev. 2021. Disponível em: <<https://www.openchargealliance.org/protocols/ocpp-201/>>. Citado na página 61.
- Open Charge Alliance. *Background Open Charge Alliance*. 2021. Acesso em: 08 fev. 2021. Disponível em: <<https://www.openchargealliance.org/about-us/background/>>. Citado na página 61.
- openADR Alliance. *Homepage*. 2021. Acesso em: 08 mai. 2021. Disponível em: <<https://www.openadr.org/>>. Citado na página 60.
- Porsche. *Charging on the road*. 2021. Acesso em: 31 mar. 2021. Disponível em: <<https://www.porsche.com/international/aboutporsche/e-performance/charging-on-the-road/>>. Citado na página 39.

- PRIYA, S. *EV and ICE vehicle price gap to close soon as battery cost is to be about USD100/kWh by 2023: BNEF Report*. 2020. Acesso em: 21 mar. 2021. Disponível em: <<https://auto.economictimes.indiatimes.com/news/auto-components/evs-to-close-in-on-ice-vehicles-in-few-years-as-battery-costs-expected-to-plummet-to-100/kwh-by-2023/79764942>>. Citado na página 54.
- Renault. *Homepage*. 2021. Acesso em: 23 jun. 2021. Disponível em: <<https://www.renault.com.br/veiculos-eletricos/zoe.html>>. Citado na página 69.
- RUTHER, R. et al. Strategies for Plug-in Electric Vehicle-to-Grid (V2G) and Photovoltaics (PV) for Peak Demand Reduction in Urban Regions in a Smart Grid Environment. *Power Systems*, v. 91, p. 179–219, 11 2015. Citado na página 55.
- SAE. Norma. *SAE J1772: SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler*. Warrendale, EUA: Society of Automobile Engineers, 2017. Acesso em: 14 fev. 2021. Citado 3 vezes nas páginas 33, 35 e 36.
- Schneider Electric. *EVlink Load Management System: user guide*. rev. 8. [S.l.], 2021. Acesso em: 28 mai. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 73.
- TAMURA, S. A V2G Strategy for Cost-Competitive Primary Frequency Regulation Considering EV Battery Degradation. In: *2019 IEEE Milan PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 55.
- Tesla. *Superchargers*. 2021. Acesso em: 21 jun. 2021. Disponível em: <<https://www.tesla.com/supercharger>>. Citado na página 64.
- UN. *Paris Agreement*. United Nations, 2015. Acesso em: 28 jan. 2021. Disponível em: <https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf>. Citado na página 31.
- V2G Clarity. *The Basics of Plug Charge*. 2019. Acesso em: 03 mar. 2021. Disponível em: <<https://v2g-clarity.com/knowledgebase/basics-of-plug-and-charge/>>. Citado na página 63.
- WEIS, O. *Guia de comunicação Modbus RTU*. 2019. Acesso em: 12 mai. 2021. Disponível em: <<https://www.virtual-serial-port.org/pt/articles/modbus-rtu-guide/>>. Citado na página 60.
- WILL, C.; SCHULLER, A. Understanding user acceptance factors of electric vehicle smart charging. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, v. 71, p. 198–214, 2016. ISSN 0968-090X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0968090X16301127>>. Citado na página 48.
- WU, W. et al. Online EV Charge Scheduling Based on Time-of-Use Pricing and Peak Load Minimization: Properties and Efficient Algorithms. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, p. 1–15, 2020. Citado na página 49.
- ZHANG, G.; TAN, S. T.; WANG, G. G. Real-time smart charging of electric vehicles for demand charge reduction at non-residential sites. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 5, p. 4027–4037, 2018. Citado na página 38.

ZHANG, K.; ZHOU, S. Data-driven analysis of electric vehicle charging behavior and its potential for demand side management. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, v. 223, p. 012034, 01 2019. Citado na página 37.

ZHANG, M.; CHEN, J. The energy management and optimized operation of electric vehicles based on microgrid. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 3, p. 1427–1435, 2014. Citado na página 44.