

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DECORRENTES
DA INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS
EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Lúcio Sidney de Oliveira Souza

Brasília, fevereiro de 2020

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DECORRENTES DA INTEGRAÇÃO DE
VEÍCULOS ELÉTRICOS EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

LÚCIO SIDNEY DE OLIVEIRA SOUZA

DISSERTAÇÃO DE Mestrado submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre.

APROVADA POR:

**ANESIO DE LELES FERREIRA FILHO, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)**

**JORGE ANDRES CORMANE ANGARITA, Dr., FGA/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)**

**ELDER GERALDO DOMINGUES, Dr., IFG
(EXAMINADOR EXTERNO)**

Brasília, 07 de fevereiro de 2020.

FICHA CATALOGRÁFICA

SOUZA, LÚCIO SIDNEY DE OLIVEIRA

Análise dos Impactos Decorrentes da Integração de Veículos Elétricos em uma Rede de Distribuição [Distrito Federal] 2020.

xvii, 94p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Geração Distribuída

2. Impactos

3. Mobilidade

4. Veículos Elétricos

5. Sistemas de Distribuição

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SOUZA, L. S. O. (2020). Análise dos Impactos Decorrentes da Integração de Veículos Elétricos em uma Rede de Distribuição PPGENE.TD-741/20, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 95p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Lúcio Sidney de Oliveira Souza.

TÍTULO: Análise dos Impactos Decorrentes da Integração de Veículos Elétricos em uma Rede de Distribuição.

GRAU: Mestre

ANO: 2020.

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Lúcio Sidney de Oliveira Souza
QNM 34 conjunto D2 casa 03
72.145-424 Brasília – DF – Brasil.

Dedicatória

À minha família que muito me apoiou em todos os momentos

Lúcio Sidney de Oliveira Souza

Agradecimentos

Agradeço imensamente à Deus pela vida, pela saúde e pelas bênçãos em minha vida. A minha família por todo amor, carinho, zelo que têm comigo. Em especial a minha mãe, por ser um exemplo de mulher e dedicação, por sempre acreditar no valor da educação e não ter medido esforços para que eu chegasse até aqui. Ao meu irmão, Fabrício, que sempre foi uma das minhas bases.

A todos os educadores que fizeram parte da minha trajetória. Sou grato a todos professores desde a professora Silmara Rubim, minha professora da primeira série do ensino fundamental ao meu orientador no mestrado.

Ao professor Anésio de Leles Ferreira filho por todos os ensinamentos, que vão muito além do conhecimento acadêmico, pela confiança e pela paciência. Sou muito grato por toda a ajuda em todos os momentos mesmo nas situações mais adversas.

À Anna Eloyr, Marina Pinheiro e Renata Oliveira por toda amizade, viagens e compartilharmos todas as conquistas e dificuldades nesses anos de amizade. Vocês são mulheres incríveis tanto em suas áreas quanto na vida.

Ao professor Augusto César de Mendonça Brasil por todo auxílio na execução desse trabalho e na publicação do artigo. Além disso, agradeço ao Wesley Cândido pelo compartilhamento de parte de seus dados para a execução desse projeto.

A todos os meus amigos que ingressam comigo na UnB. Sobretudo ao Antônio Alves cujo convívio no REILab nos aproximou e com isso conseguiu me mostrar como a vida pode ser mais leve e feliz. Agradeço ainda à Kássia Sayonnara, ao Túlio André e ao Victor Brasil por todos os momentos de diversão, conversas e momentos de aprendizado.

À Débora Ferreira por tudo ao longo desses quase 10 anos de amizade e à Caroline Cunha por toda a amizade, brincadeiras durante a graduação e mestrado, e ainda, por ter aberto as portas de sua nova casa em São Paulo e pelo breve passeio nessa cidade.

À Camila Lima por ter me auxiliado no controle das minhas emoções, sentimentos e por me guiar em um novo olhar sobre a minha vida.

À família REILab que tive o prazer de conhecer e ver como são profissionais incríveis e dispostos a ajudar um ao outro. Especialmente ao Marcos Diego que tem me auxiliado desde o meu primeiro dia no REILab; à Priscila Juá pelo auxílio com os programas, códigos e conselhos; e, Ao Ronaldo Chacon que tem me ajudado desde os projetos na ENETEC passando pelo laboratório de conversão de energia e ainda neste trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade de Brasília pela oportunidade de crescimento acadêmico. Em especial à Vera Simões e ao Silmar Oliveira por todo o incrível suporte aos alunos.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Lúcio Sidney de Oliveira Souza

RESUMO

Nas últimas décadas, diversos países têm, por meio de seus dirigentes e catedráticos da área, externado preocupação com às mudanças climáticas decorrentes da emissão de gases do efeito estufa na atmosfera. Na busca por alternativas que atenuem os impactos ambientais da atividade antrópica, a utilização dos veículos elétricos (VE) têm sido apontada como uma das possíveis ferramentas que pode amenizar tais efeitos. Entretanto, essa solução, cuja adoção vem crescendo significativamente, gera preocupações às distribuidoras de energia elétrica e aos órgãos reguladores no tocante aos seus impactos no sistema de distribuição. Os efeitos desse novo elemento pode variar em função do consumo de energia por quilômetro, da distância diária percorrida pelos moradores da região, das condições ambientais, das condições de trânsito da cidade, da potência dos carregadores, e ainda, do horário de início do carregamento. Concomitantemente à expansão dos VE, tem-se a adoção de geração distribuída fotovoltaica (GDFV), e em menor quantidade, dos sistemas de armazenamento (SA). Neste contexto, surgiu a ideia de desenvolvimento deste trabalho que tem como objetivo principal identificar o impacto da integração de VE na demanda de pico, nas perdas técnicas, nas tensões, no desequilíbrio, nos carregamentos dos transformadores e dos condutores do sistema de distribuição. Para tanto, são adotados cenários em que se tem somente VE, VE e GDFV, e VE, GDFV e SA. Inicialmente, é executada uma análise comparativa entre os métodos de quantificação de energia existentes na literatura. Em seguida, empregando-se os dados de um alimentador real do Distrito Federal, são realizadas simulações computacionais para o cálculo dos citados impactos utilizando a ferramenta computacional OpenDSS. Para tanto, é utilizado o método de Monte Carlo para a escolha das unidades consumidoras que receberão as tecnologias. A análise dos efeitos da integração de VE na rede elétrica mostra que a presença desta tecnologia no sistema elétrico tende a impactar negativamente a demanda, as perdas, as tensões e o desequilíbrio de tensão. Ainda nesta condição, constata-se um leve aumento dos carregamentos dos transformadores e dos condutores. A instalação de GDFV no alimentador que já possui VE culmina em um pico de produção de energia em um momento diferente ao de maior demanda. Consequentemente, os impactos provocados pelo recarregamento dos VE não são alterados significativamente. Já a inserção dos SA em redes que contam com a presença de VE e GDFV, além de evitar a inversão do fluxo de potência, provoca uma melhora nos indicadores de qualidade da energia. Este tipo de estudo constitui uma contribuição para o planejamento e a preparação do Brasil frente às modificações que ocorrerão no perfil de consumo de energia decorrentes da entrada de soluções de mobilidade elétrica.

Palavras chave: Geração Distribuída, Impactos, Mobilidade, Veículos elétricos, Sistema de Distribuição.

ABSTRACT

In the last decades, several countries with their representatives and experts in the area have expressed concern about climate changes caused by greenhouse gases emissions. Seeking for alternatives that mitigate impacts of human activities in the environment, electrical vehicles have been pointed out as an important tool to overcome these effects. However, this solution, whose adoption has grown significantly, raises several questions regarding its effects on electrical system to utility and regulatory bodies. The effects of this new element may vary depending on energy consumption, daily travelled distance by households, environmental and traffic conditions, power charges and arrival time. Concomitantly to the expansion of electrical vehicles (EV), there are the adoption of solar distributed generation (DG) and, in smaller scale, storaged system (SS). In this context, the objective of this research is to identify the impacts of the integration of electrical vehicles in peak demand, technical losses, voltage levels, unbalance, transformer and conductors loading in distributed system. For this purpose, scenarios with EV, EV and GD, and EV, GD and SS were considered. Initially, a comparative analysis is performed between the energy quantification methods in the literature. Then, using data from a real feeder in Distrito Federal, computer simulations are performed to calculate the aforementioned impacts using the software OpenDSS. In this work, method of Monte Carlo is applied to choose which consumer will receive any of the technologies. The analysis of the effects of EV integration in the electrical network shows that this technology tends to negatively impact demand, losses, voltages and voltage imbalance in the electrical system. Even in this condition, there is a slight increase in the loadings of transformers and conductors. The inclusion of DG in a feeder in which car are recharged results in a peak of energy production at a time different from that of greatest demand. Consequently, the impacts caused by the EV recharging are not significantly changed. The inclusion of SS in systems which the others technologies already take place not only avoid the inversion of power flow, but also causes an improvement in energy quality indicators. This type of study is a contribution to the planning and preparation of Brazil for the changes that will occur in the energy consumption profile resulting from the entry of electric mobility solutions.

Key words: Distributed Generation, Distribution Systems, Electrical Vehicles, Impacts, Mobility.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.2	ESTADO DA ARTE	2
1.3	OBJETIVOS	7
1.4	APRESENTAÇÃO DO MANUSCRITO	8
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	9
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	9
2.2	CARACTERIZAÇÃO DO PROCESSO DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	9
2.2.1	MODOS DE RECARGA	10
2.2.2	TIPOS DE RECARGA	11
2.3	CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	13
2.4	CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO	14
2.5	PARÂMETROS IMPACTADOS PELA INSTALAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO	15
2.5.1	TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	16
2.5.2	DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	17
2.5.3	SOBRECORRENTE EM CONDUTORES	17
2.5.4	SOBRECARGA EM TRANSFORMADORES	17
2.5.5	DEMANDA DE PICO	18
2.5.6	PERDAS	19
2.6	MÉTODO DE MONTE CARLO	19
2.7	OPENDSS	20
2.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	20
3	MÉTODOS DE DETERMINAÇÃO DA ENERGIA DEMANDADA	22
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	22
3.2	BASE DE DADOS	22
3.3	MÉTODOS DE CÁLCULO DA ENERGIA DEMANDADA POR VE	23
3.3.1	METODOLOGIA A	23
3.3.2	METODOLOGIA B	23
3.3.3	METODOLOGIA C	26

3.4	ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS MÉTODOS DE CÁLCULO DA ENERGIA DEMANDADA POR VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	26
3.4.1	RESULTADOS DA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS MÉTODOS DE CÁLCULOS DA ENERGIA DEMANDADA.....	27
3.5	ADEQUAÇÃO DO CÁLCULO DA ENERGIA PARA BRASÍLIA.....	30
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	33
4	ANÁLISE DE IMPACTOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .	35
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	35
4.2	VARIÁVEIS ALEATÓRIAS ENVOLVENDO VE.....	35
4.3	VARIÁVEIS ENVOLVENDO GDFV.....	37
4.4	VARIÁVEIS ENVOLVENDO SA.....	39
4.5	DESCRIÇÃO DO ALIMENTADOR.....	39
4.6	DESCRIÇÃO DO MÉTODO DE CÁLCULO DOS IMPACTOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	41
4.7	ESTUDO DE CASO 1.....	43
4.8	ESTUDO DE CASO 2.....	49
4.9	ESTUDO DE CASO 3.....	56
4.10	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	63
5	CONCLUSÕES.....	66
5.1	CONCLUSÕES.....	66
5.2	TRABALHOS FUTUROS.....	67
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	69
	ANEXOS.....	75
I	TESTE DE DESACELERAÇÃO.....	76

LISTA DE FIGURAS

2.1	Carregador IEC 621962-2 tipo 1/ SAE J1772-2009. Fonte: [1].	12
2.2	Carregador IEC 62196-2 tipo 2. Fonte: [2].	12
2.3	Carregador IEC 62196-2 tipo 3. Fonte: [3].	13
2.4	Diagrama unifilar de um processo de geração e consumo de energia por um consumidor com VE, GDFV e SA. Adaptado de [4].	15
2.5	Curva de uma carga residencial típica e irradiação solar média no Distrito Federal. Fonte: [5].	18
3.1	Distância total percorrida dentro de um ciclo de condução até se alcançar o valor registrado para um dado percurso.	25
3.2	Erro na estimação das energia para percursos classificados como urbanos.	28
3.3	Erro na estimação das energia para percursos classificados como rurais.	28
3.4	Erro na estimação das energia para percursos classificados como rodoviários.	29
3.5	Consumo energético por quilômetro para variações da carga acessória em percursos urbanos, rurais e rodoviários baseado na metodologia C.	30
3.6	Ciclos de condução representativo de deslocamentos para a RA do Lago Sul.	31
3.7	Histogramas dos ciclos de condução representativos para deslocamentos para moradores da região administrativa (RA) do Lago Sul.	32
4.1	Histograma com a frequência relativa das potências dos sistemas de GDFV das residencias do alimentador 1004.	38
4.2	Distribuição do rendimento domiciliar por faixa de salário mínimo. Fonte:[6].	40
4.3	Meios de transporte utilizados para deslocamento até o trabalho principal. Fonte:[6].	40
4.4	Alimentadores que compõem a subestação 10.	41
4.5	Diagrama com a descrição do método de cálculo dos impactos de VE na rede de distribuição.	42
4.6	Curva de demanda considerando-se diferentes níveis de penetração de VE: (a) tomadas comuns e (b) carregadores dedicados.	45
4.7	Curva horária das perdas considerando-se diferentes níveis de penetração de VE: (a) tomadas comuns e (b) carregadores dedicados.	46
4.8	Número de fases com tensões abaixo de 0,92 p.u em função do nível de penetração de VE.	47
4.9	Número de transformadores cujo limite de carregamento foi violado em função do nível de penetração de VE.	48

4.10	Número de barras com $FD > 3\%$ em função do nível de penetração de VE.....	48
4.11	Número de condutores com sobrecorrente em função do nível de penetração.	49
4.12	Diagrama com a descrição do método de cálculo dos impactos de VE e GDFV na rede de distribuição.	50
4.13	Curvas de demanda horária e barras de demanda de pico considerando-se diferentes níveis de penetração de VE e GDFV.	51
4.14	Perdas horárias e o máximo valor de perdas para condições com VE e GDFV.....	53
4.15	Número de fases com tensões acima de 1,05 p.u. em função dos níveis de penetração de GDFV e VE.....	54
4.16	Número de fases com tensões abaixo de 0,92 p.u. em função dos níveis de penetração de GDFV e VE.....	54
4.17	Número de fases fora dos limites adequados em função dos níveis de penetração de GDFV e VE.....	55
4.18	Número de transformadores cujo limite de carregamento foi violado.....	55
4.19	Número de barras com $FD > 3\%$ em função do nível de penetração de GDFV e VE. ..	56
4.20	Número de condutores com sobrecorrente em função do nível de penetração de GDFV e VE.....	56
4.21	Diagrama com a descrição do método de cálculo dos impactos de VE, GDFV e SA na rede de distribuição.	58
4.22	Curvas de demanda horária e de demanda de pico considerando-se diferentes níveis de penetração de VE, GDFV e SA.....	59
4.23	Perdas horárias e o máximo valor de perdas considerando-se VE, GDFV e SA.....	60
4.24	Número de fases com tensões acima de 1,05 p.u. em função dos níveis de penetração de de GDFV, SA e VE.....	61
4.25	Número de fases com tensões abaixo de 0,92 p.u. em função dos níveis de penetração de de GDFV, SA e VE.....	61
4.26	Número de fases fora dos limites adequados em função dos níveis de penetração de GDFV, SA e VE.....	62
4.27	Número de transformadores cujas potências foram violadas.....	62
4.28	Número de barras com $FD > 3\%$ em função do nível de penetração de GDFV e VE ...	63
4.29	Número de condutores com sobrecorrente em função do nível de penetração de GDFV, SA e VE.....	63
I.1	Forças externas que atuam na rolagem de um veículo. Fonte: [7].....	76

LISTA DE TABELAS

2.1	Resumo com a classificação das recargas em modos.	11
2.2	Características da recarga de tipo 2 conforme NBR IEC 62196-2.....	12
2.3	Características da recarga do tipo 3 conforme NBR IEC 62196-2.....	13
2.4	Classificação da tensão em faixas para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380;220 V). Fonte: [8].	17
3.1	Parâmetros para o Nissan Leaf.....	24
3.2	Potência acessória para cada metodologia em kW.....	27
3.3	Resultado da aplicação do ciclo de condução da RA do Lago Sul nas metodologias. ...	30
4.1	Parâmetros relacionados ao uso do VE.....	37

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

A	Área	[m ²]
F	Força	[N]
E	Energia	[J]
M	Massa	[kg]
P	Potência	[W]
T	Temperatura	[°C]
v	Velocidade	[m/s]

Símbolos Gregos

α	Ângulo em relação ao terreno	[°]
δ	Coefficiente da influência das partes rotacionais	
Δ	Variação entre duas grandezas similares	
ρ	Densidade	[m ³ /kg]

Subscritos

AC	Acessória
AP	Aparente
FV	Fotovoltáica
k	Cinética
kt	Cinética translacional
kr	Cinética rotacional
L	<i>Load</i> - carga
$Loss$	Perdas
Th	Thevenin
VE	Teículo elétrico

Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACEA	Associação dos Fabricantes de Automotores Europeus
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CEB	Companhia Energética de Brasília
CM	Consumo médio
CODEPLAN	Companhia de Planejamento do Distrito Federal
COP21	Conferência das Partes
DDR	Disjuntor diferencial residual
EPA	Agência de Proteção Ambiental
FASTSim	Future Automotive Systems Technology Simulator
FIT	<i>Feed-in tariff</i>
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltáica
IDH	Índice de Desenvolvimento humano
IEA	Agência Internacional de Energia
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LT	Linha de transmissão
MEA	<i>My Electric Avenue</i>
MT	Média tensão
NBR	Norma brasileira
NEDC	The New European Driving Cycle
NHTS	<i>National Household Travel Survey</i>
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PDAD	Pesquisa Distrital por Amostra de Domicílios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PU	Por unidade
RA	Região administrativa
SA	Sistema de Armazenamento
SAE	Associação dos Engenheiros Automotivos
SAVE	Sistema de alimentação para veículo elétrico
SDS	<i>Sustainable development scenario</i> - Cenário de Desenvolvimento Sustentável
UC	Unidade consumidora
VE	Veículos elétricos

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações iniciais

Na 21^a Conferência das Partes (COP21), em Paris, foi adotado um novo acordo com os objetivos i) de fortalecer a resposta global à ameaça da mudança do clima e ii) de reforçar a capacidade dos países para lidar com os impactos decorrentes dessas mudanças. Neste contexto, 195 nações assinaram o acordo assumindo o compromisso de promover ações que visam a descarbonização da atmosfera, e com isso evitar um aumento da temperatura acima de 2°C em relação aos níveis pré-industriais [1]. Para que isso seja possível, a Agência Internacional de Energia (IEA) elaborou o Cenário de Desenvolvimento Sustentável (SDS). O SDS esboça o caminho a ser seguido para se alcançar os objetivos do acordo de Paris assim como o acesso universal de energia e uma redução substancial da poluição do ar.

O mapeamento dos 45 setores e tecnologias de energia mais críticos é exibido anualmente em um documento intitulado Acompanhamento do Progresso da Energia Limpa (*Tracking Clean Energy Progress*) [9]. Nesse relatório é destacada a necessidade de mudanças principalmente nos setores de geração de energia, transporte, indústria e construção. As duas primeiras áreas são responsáveis por 61% da redução demandada para o cumprimento da meta de descarbonização da atmosfera. Por esta razão, a geração renovável de energia bem como a eletrificação dos veículos mostram-se como as principais soluções para se atingir essa meta [9].

Na literatura atinente, os veículos elétricos (VE) têm sido abordados como uma das possíveis soluções para o problema de poluição principalmente em grandes centros, pois eles não geram gases por meio de seus escapamentos. Além disso, quando se compara todas as emissões de gases, desde a geração da energia ao seu consumo para a movimentação do veículo, nota-se que os VE são menos poluentes quando comparados aos à combustão interna [10, 11]. Segundo o Departamento de Energia da Agência de Proteção Ambiental (EPA) dos Estados Unidos, os veículos a combustão convertem de 17% a 21% da energia armazenada na gasolina para as rodas. Por outro lado, os elétricos são capazes de converter entre 59% e 62% da energia elétrica da rede para as rodas do veículo [12]. Essa eficiência é uma consequência de diversos fatores tais como uma faixa praticamente plana de torque, menor quantidade de peças e, por conseguinte, menor atrito [13]. Além

disso, o sistema de regeneração de energia na frenagem permite um menor nível de manutenção e um aumento da eficiência [14]. O custo do combustível representa outro fator de destaque que tende a alavancar o número de VE, já que ele é menor do que a metade do demandado por um a combustão. Ademais, o valor da energia elétrica é mais estável do que o valor da gasolina. Com isso, é possível uma economia ainda maior em cenários de instabilidade econômica [15].

Os inúmeros benefícios associados à utilização dos VE, o desenvolvimento de baterias com maiores capacidades a um menor preço, e as políticas de incentivo à adoção desses automóveis são fatores que tendem a gerar um rápido crescimento da frota. Em 2018, a frota mundial de VE ultrapassou 5,1 milhões de unidades, um aumento de quase 2 milhões em relação ao ano de 2017. Nesse cenário, a China apresenta-se como o maior mercado de VE do mundo seguida pela Europa e pelos Estados Unidos. Em termos de percentuais de mercado, a Noruega destaca-se como o líder na adoção dessa tecnologia onde mais de 46 % dos novos veículos são elétricos [16].

Apesar dos diversos benefícios advindos da utilização dos VE, cabe ressaltar que o recarregamento da bateria constitui, conforme enfatizado em algumas pesquisas, um desafio para o sistema elétrico. Isso ocorre porque há uma tendência de a maior parte dos VE ser recarregada após o último trajeto diário [17, 18]. Dessa forma, novos desafios para o sistema elétrico são apontados com a inserção dessa nova tecnologia.

Neste íterim, a próxima seção destina-se a apresentação de estudos encontrados na literatura relacionados aos impactos resultantes da integração de VE na rede de distribuição. Além disso, são mencionados trabalhos relacionados a inserção de VE com outras tecnologias tais como a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) e Sistemas de Armazenamento (SA).

1.2 Estado da Arte

Esta seção inicia-se com a descrição das pesquisas que envolvem os impactos decorrentes do recarregamento de VE. Em seguida, são expostos os principais parâmetros que devem ser contemplados em um estudo envolvendo o impacto de VE na rede.

Yilmaz and Krein [19] elencam uma série de trabalhos que abordam as condições nas quais têm-se recargas não controladas de VE. Recargas não controladas são aquelas em que os veículos iniciam o processo de recarregamento logo após as suas conexões à rede e só as finalizam quando suas baterias estão completamente carregadas ou por intervenção dos usuários. Esses casos são os que mais causam preocupações quanto aos seus impactos na qualidade da energia entregue ao consumidor.

Segundo [20], na Bélgica, um nível de penetração de 10% de VE gerará um aumento na demanda de pico de 22%, enquanto Lopes et al. [21] indicam que 50% de penetração gerará um aumento da demanda de pico de 10% em Nova Iorque. Concomitantemente, Galus et al. [22] assinalam que um nível de penetração de 17% implicará em um aumento de 37% na demanda de pico. Com base nestes trabalhos, verifica-se que os impactos nas demandas de picos para um mesmo nível de penetração de VE dependem da região em avaliação. Logo, fazem-se necessários estudos que

contemplem cada região em que este tipo de tecnologia está se disseminando rapidamente.

Além do impacto na demanda de pico, os VE requerem atenção quanto aos seus impactos no aumento no desequilíbrio de tensão em redes trifásicas [23]. Arioli et al. [24] indicam em seu trabalho que redes de distribuição secundárias abrangem ramais monofásicos e bifásicos. Esses ramais geram distribuição desigual das unidades consumidoras entre as fases, o que resulta no desequilíbrio na rede. Isto posto, conclui-se que a alocação de VE pode acentuar problemas de desequilíbrio. Porém, quando corretamente alocados, eles podem atenuá-los [24]. Em [25], todavia, os autores exibem resultados que demonstram que o carregamento de VE culmina no aumento do desequilíbrio de tensão em todas as horas do dia.

Outro ponto analisado quando da eletrificação de parte da frota é o aumento no nível de perdas em transformadores e na rede. Análises envolvendo um sistema radial de 1200 nós com uma curva de carga residencial típica australiana para níveis de penetração de até 42% mostram um aumento nas perdas dos transformadores de até 300%. Esse aumento da perda é decorrente principalmente do maior nível de carregamento do transformador que, quando fora das especificações para as quais ele foi projetado, pode resultar em redução da sua vida útil [26]. Identifica-se ainda trabalhos como [27] que contemplam condições em que recargas lentas tem pouco efeito na vida útil de transformadores. Apesar disso, foi constatado que níveis elevados de penetração de VE cuja potência de recarga é mais elevada podem acarretar falhas dos transformadores. Esses problemas são classificadas como resultantes da temperatura de operação excessivamente elevada. Dessa forma, é fundamental a realização de análises que envolvam elevadas potências de recarregamento.

As recargas não controladas são apontadas como as responsáveis pelo aumento na quantidade das perdas verificadas na rede [28]. Pillai and Bak-Jensen [29] investigaram os efeitos da inserção de VE em sistemas de distribuição na Dinamarca. Eles observaram que o nível de penetração de 50% de VE resulta em um aumento de até 40% das perdas quando comparado ao cenário sem veículos. Foi ainda constatado neste estudo que recargas controladas são capazes de reduzir as perdas do sistema em 10%. Tayloe et al. [30] investigaram o impacto nas perdas da rede em função da potência do recarregamento e do horário de chegada dos VE. De acordo com os autores, as perdas são afetadas por ambos os parâmetros. Os impactos mais severos são detectados quando as recargas ocorrem às 18h.

Apesar de se identificar na literatura atinente uma série de investigações envolvendo a inserção dessa nova tecnologia, nota-se sobretudo pelos resultados muitas vezes discrepantes de região para região, a necessidade de estudos direcionados para a localidade de interesse. Essas divergências entre os resultados advêm do fato de o sistema de uma distribuidora ser altamente heterogêneo em termos de topologia, clima e cargas. Crozier et al. [31] ressalta que diferentes regiões precisam de dados representativos para uma correta estimativa dos impactos. Cabe ainda destacar que, no Brasil, verifica-se uma escassez de trabalhos que analisam os impactos de uma frota de VE na rede elétrica.

Cunha et al. [4] analisa o impacto de sistemas de GDFV, VE e SA na rede elétrica. Neste estudo, as seguintes variáveis são abordadas como aleatórias: a seleção do consumidor com a tecnologia, o instante inicial de carregamento, a distância diária percorrida, o estado de carga da

bateria e a duração do carregamento. A análise de impactos é executada por meio do método de Monte Carlo no tocante à localização dos consumidores com as tecnologias inovadoras. Nesse trabalho, são utilizadas distribuições independentes para a GDFV e os VE, mas a localização de sistemas de armazenamento depende da existência de uma das demais tecnologias emergentes.

Assim como apontado por [30] e [4], o horário de chegada dos veículos caracteriza-se como uma incerteza nas análises. Sachan and Adnan [32] avaliam fatores que podem influenciar as escolhas dos consumidores quando da adoção e utilização dos VE. Os autores assumem que as recargas serão realizadas principalmente em casa no início da noite, quando a maior parte dos proprietários retornam do trabalho. Por essa razão, eles adotam, com base na pesquisa de mobilidade realizada nos Estados Unidos denominada *National Household Travel Survey* (NHTS), uma distribuição normal com média igual a 18h e desvio padrão igual a 2 horas. Porém, em [33], os autores assumem que o horário de chegada dos veículos em seus carregamentos obedecerá uma distribuição uniforme durante todo o dia. Já os autores de [4] limitam essa distribuição ao período de 18 às 21 horas. Com isso, observa-se uma concentração de todas as recargas em um pequeno intervalo.

A distância diária percorrida é uma outra variável que recebe a atenção dos pesquisadores quando da análise de impactos de VE. Cunha et al. [4] e Jiang et al. [34], em suas avaliações, empregam uma distribuição lognormal com probabilidade zero para todas as distâncias negativas. No primeiro estudo, a distância média percorrida é de 50 km e a variância de 200 km². No segundo estudo, estas grandezas são respectivamente 53,1084 (30 milhas) e 1077,8495 km². Darabi and Ferdowsi [35], por outro lado, baseia seu estudo em uma distribuição advinda de dados do NHTS [36].

O crescente desenvolvimento tecnológico tem permitido recargas em períodos cada vez menores por meio de carregadores com maiores potência. Em função disso, esta é uma das grandezas que deve ser observada quanto a sua influência nos resultados dos impactos. Investigações tais como [27] evidenciam que o aumento da potência dos recarregadores pode acentuar os impactos na rede. Além disso, Yilmaz and Krein [19] apontam que a promoção de recargas inteligentes como forma de se mitigar os problemas de qualidade da energia elétrica envolvem a alocação dos veículos com a função de SA. A viabilidade dessa aplicação, no entanto, depende da utilização de carregadores de maiores potências. Por essa razão, é possível identificar trabalhos como o *My Electric Nation* [37], cujo foco é investigar os impactos decorrentes do uso de dispositivos que permitem maiores potências. Neste contexto, análises como as exibidas em [4] e [38] tendem a não representar de maneira precisa futuros cenários envolvendo VE.

Outra variável relevante em uma análise envolvendo VE, conforme apontado por [4], é o estado da bateria no início do processo de recarga. Essa grandeza determinará principalmente a energia a ser demandada da rede. Quanto menor o nível de carga no início, maior será o tempo de recarga, que por sua vez, implica em uma maior probabilidade de recargas simultâneas. Dessa forma, esse parâmetro deve ser corretamente estimado para que os resultados obtidos sejam fidedignos e representem de maneira acurada o futuro cenário com VE, traçando de maneira clara os possíveis impactos e permitindo a elaboração de soluções.

Alguns trabalhos partem da premissa de que todas as baterias estarão completamente descarregadas no início da recarga [39]. Porém, isso gera uma superestimação da energia demandada. Há também aqueles que consideraram o estado inicial da bateria representado por uma distribuição uniforme de valores entre 0 e 80% [33]. Como pode ser observado, esses estudos empregam hipóteses simplificadoras que podem culminar em resultados imprecisos na avaliação dos impactos da integração de veículos na rede elétrica.

Qian et al. [40] apresenta uma forma de se estimar o estado inicial da bateria com base na distância percorrida, no número de dias sem recarga, e na autonomia da bateria. Segundo os autores, a autonomia da bateria adotada neste estudo é a considerada como típica de um VE. No entanto, não há menção do modelo do VE que possui a autonomia empregada. A distância total percorrida segue uma distribuição lognormal cuja média e desvio padrão são respectivamente iguais a 22,3 milhas e 12,2 milhas para veículos privados e de 54,1 milhas e 15,1 milhas para aqueles de empresas. Nesse estudo, o estado da bateria no início da recarga e o horário do recarregamento são tomados como variáveis aleatórias independentes. Contudo, a hora de início de recarregamento, segundo o autor, depende do motivo da realização do percurso e da estrutura tarifária. Por fim, para a determinação da potência a cada instante do carregamento foram analisadas recargas dos principais tipos de bateria de acordo com a tecnologia usada, a saber, chumbo-ácido e íons de lítio.

Em [41] e [42], são apresentados valores de consumo energético por quilômetro apoiados em dados experimentais. Contudo, as circunstâncias para a obtenção dos valores de consumo não foram divulgadas. Esse fato impossibilita a aplicação desses valores para diferentes localidades a fim de se estimar a energia demandada. Para [32], a estimação do estado da bateria tem como suporte a distância total percorrida. A relação entre esses fatores é efetuada utilizando-se um valor fixo igual a 0,15 kWh/km. Nota-se, novamente, que não são analisadas as conjunturas nas quais o consumo foi aferido. Por fim, foi considerado que o processo é iniciado apenas quando a energia restante é menor do que 11 kWh. Dessa forma, esse estudo não se baseia na ocorrência de recargas diárias.

Crozier et al. [31], por meio de parâmetros aerodinâmicos que são divulgados pela agência de proteção ambiental (EPA), empregam a velocidade do veículo, a sua massa e a sua aceleração para determinar a sua potência instantânea [31]. A partir desse valor, é calculada a energia consumida durante um percurso para um veículo elétrico. A validação do modelo tem como base informações provenientes do estudo intitulado *My Electric Avenue* (MEA). No entanto, uma vez que nesse estudo só estavam disponíveis a distância total percorrida em um percurso e a energia consumida, Crozier et al. [31] adotaram, para a representação do comportamento médio de um motorista em um determinado percurso, os ciclos de condução. Esta ferramenta, conforme verificado na literatura, é aplicada largamente em estudos que envolve a emissão de poluentes por veículos bem como a verificação do consumo médio de veículos. Com a aplicação dessa metodologia aos dados do MEA, atinge-se um erro médio absoluto de 5% para percursos registrados. Crozier et al. [31] destacam ainda a necessidade de ciclos de condução adequados para uma certa localidade a fim de se obter resultados mais precisos.

Wang et al. [43] analisaram o consumo de combustível para diferentes padrões de condução de

VE que circulam em Beijing. Por meio dos testes, os autores concluíram que os VE em baixas velocidades, em longos períodos parados, com mudanças severas de velocidade e em pequenos percursos resultam em uma redução mais acentuada no consumo de combustível do que os a combustão nas mesmas condições. Desta condição, infere-se que a operação de VE em Beijing gera maiores benefícios do que nos Estados Unidos. Além disso, constatou-se que a utilização do ciclo de condução *The New European Driving Cycle* (NEDC) subestima o consumo de energia para a cidade de Beijing. Dessa forma, enfatiza-se a importância do desenvolvimento e emprego de dados reais de ciclos de condução para estudos envolvendo VE tal como apontado por [31].

Kamble et al. [44] elaborou os ciclos de condução para a Índia, pois segundo o autor, os ciclos de condução disponíveis não consideram velocidades e acelerações mais elevadas bem como não consideram a heterogeneidade do tráfego. A metodologia proposta neste trabalho se diferencia das demais pelo fato de ela considerar os seguintes parâmetros: porcentagem da aceleração e desaceleração, o tempo ocioso e cruzeiro, e a velocidade média. Segundo o autor, esses parâmetros permitem uma melhor representação da heterogeneidade do tráfego. Dessa forma, esse estudo também corrobora o que é apontado por [31] e [43], a saber: há a necessidade de ciclos de condução adequados para uma dada localidade para que estudos representativos possam ser realizados.

Observa-se ainda na literatura a existência de ferramentas computacionais tais como o *Future Automotive Systems Technology Simulator* (FASTSim). Esta ferramenta, desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), permite uma análise da eficiência do veículo, desempenho, custo de vida da bateria. Para tanto, estão disponíveis mais de 20 modelos de veículos incluindo aqueles à combustão, híbridos e elétricos. Na modelagem dos veículos são considerados fatores aerodinâmicos da carroceria, eficiência dos motores e da bateria, e perda da energia até a chegada da força de tração às rodas. Nesse caso, diferentemente de [31], há um modelo *forward facing*, em que se observa os limites técnicos dos vários sistemas que compõem um veículo. Além disso, essa ferramenta permite a análise do consumo de energia de um veículo médio para um dado percurso.

No entanto, deve-se enfatizar que, em alguns países, a fonte de geração de energia elétrica não é limpa [35]. Nestes casos, os motores elétricos com maior rendimento associados a fontes renováveis de energia tais como a solar fotovoltaica e a eólica permitem a amplificação dos benefícios advindos desses veículos [12]. Além disso, concomitantemente ao crescimento no número de VE em circulação, observa-se também um aumento de instalações com GDFV. De acordo com o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), no Brasil, cerca de 10% do consumo de energia elétrica será suprido por geração distribuída (GD) até 2030. Esse fato ressalta a necessidade de estudos que abarquem VE e GDFV. Dessa forma, é fundamental a análise de VE em cenários em que haja a presença dessa tecnologia assim como o observado em [4].

Goop et al. [45] apresentam resultados que demonstram a redução das perdas no momento em que o consumo líquido da rede diminui. Isto posto, a GDFV resultará em maiores benefícios para o sistema elétrico quando o consumo de energia gerada for feito localmente ou em uma região próxima de onde os painéis estão instalados. Dessa forma, níveis mais elevados de penetração, que resultam em uma geração excedente a qual é exportada para a rede, podem resultar em um

aumento das perdas. Medidas como o armazenamento do excedente em bateria e o carregamento de VE devem ser consideradas para uma atenuação desses problemas. A ausência dessas ações em um ambiente com alto nível de penetração de GDFV podem, além de aumentar as perdas, resultar em um fluxo de potência reverso.

A reversão no fluxo de potência em alimentadores residenciais pode existir uma vez que o pico de produção da GDFV não coincide com o pico de demanda dos consumidores. Esse fato é um reflexo de a maior produção ocorrer em torno do meio dia solar, quando não se observa em geral um grande consumo residencial. Nesse contexto, [46] efetua uma análise dos impactos da integração de GDFV em conjunto com um sistema de baterias dimensionado visando-se o autoconsumo. Para tanto, o sistema de baterias é dimensionado de forma a ser carregado pelo sistema fotovoltaico, e ainda, para atender as necessidades da residência. Nota-se, para esse caso, que a capacidade média de uma bateria é de 3,4 kWh. Os resultados revelam que o sistema de armazenamento foi capaz de mitigar o pico de demanda em 5,7%. Em situações eurísticas em relação ao controle do sistema de armazenamento, houve uma atenuação de 22% a 51% na demanda de pico. Já Cunha et al. [4] direcionaram suas investigações para SA cuja função foi de atender o consumo em períodos de maiores tarifas. Nesse caso, observou-se reduções significativas nos impactos de VE e GDFV quando associados ao SA, o que corrobora a pertinência de estudos com emprego dessas tecnologias.

Dentro desse contexto, é possível verificar que estudos de impactos envolvendo VE tem apresentado resultados que variam em função da topologia do circuito, dos diversos parâmetros relacionados a utilização desses veículos e ainda como esses parâmetros foram empregados nos estudos. Além disso, observa-se simplificações na estimação de um dos parâmetros de grande relevância em uma análise de impactos que é o estado da bateria no início do carregamento que podem, por sua vez, gerar resultados não fidedignos. Por fim, não são verificados na literatura estudos que abarquem o emprego dessa tecnologia no Distrito Federal.

1.3 Objetivos

Em função dos aspectos ora mencionados, este trabalho tem como objetivo geral analisar os resultados da análise dos impactos da integração de VE na rede de distribuição. Como existem inúmeras incertezas associadas ao futuro cenário tanto em relação às tecnologias presentes quanto aos seus níveis de penetração, são efetuados estudos para situações em que se tem somente VE, VE com GDFV, e ainda, VE com GDFV e SA.

Adicionalmente, tem-se a realização de uma avaliação comparativa entre alguns métodos de identificação da energia demandada por VE encontradas na literatura atinente. Os resultados dos métodos selecionados para esta análise são comparados com as informações de consumo disponibilizadas pelo MEA. Por meio desta análise, busca-se identificar a necessidade de utilização de ciclos de condução do local em estudo, e ainda, a importância da quantificação apropriada da potência acessória.

Com base na quantificação da energia demandada por um VE em um dado percurso e no perfil

de utilização dos VE, são executadas simulações para a identificação dos impactos decorrentes da integração desta tecnologia na rede elétrica. Para tanto, faz-se uso da ferramenta computacional *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) para o cálculo dos fluxos de potência. As realizações desse fluxo seguem o Método de Monte Carlo a fim de se contemplar a natureza estocástica presente neste processo.

1.4 Apresentação do manuscrito

A fim de se alcançar os objetivos apresentados, o trabalho foi organizado de acordo com os seguintes capítulos:

- No capítulo 2 são apresentados os principais conceitos empregados para a análise de impactos dos VE na rede. Além disso, apresenta-se o Método de Monte Carlo.
- No capítulo 3 são expostos os métodos de quantificação de energia avaliados a fim de se estimar o consumo de um VE para um dado percurso. Em seguida, os métodos são comparados entre si.
- No capítulo 4 é apresentada a metodologia utilizada no cálculo dos impactos e os resultados de sua aplicação. São avaliados cenários com VE, VE com GDFV, e VE com GDFV e SA.
- No capítulo 5 são expostas as conclusões e as sugestões de trabalho futuros.

Capítulo 2

Fundamentação teórica

2.1 Considerações iniciais

Conforme destacado no capítulo 1, os VE possuem um significativo potencial para reduzir os impactos ambientais das ações antrópicas, principalmente, em grandes centros urbanos. Além disso, o desenvolvimento tecnológico tem permitido grandes avanços e resultado em uma redução nos custos de fabricação desse novo produto. Como consequência, verifica-se um crescente número de VE nas ruas, o que pode culminar em impactos à rede elétrica, ou em benefícios caso o recarregamento das baterias ocorra em conjunto com o uso de GDFV e de SA.

Dentro desse contexto em que há a inserção de novas tecnologias no sistema de distribuição, tanto as distribuidoras quanto os agentes reguladores têm manifestado preocupações em relação aos prováveis impactos negativos na rede elétrica. Por isso, fazem-se necessários estudos que envolvam o emprego dessas tecnologias [47].

Neste capítulo, inicialmente, é realizada a exibição dos principais conceitos ligados aos VE, GDFV e SA. Com isso, é possível a verificação das atuais tendências do mercado de forma a se gerar um estudo que se aproxime de um futuro cenário com VE. Em seguida, são apresentados os parâmetros empregados nas análises em regime permanente e seus limites operacionais conforme normas regulamentadoras do setor. Por fim, expõe-se como o Método de Monte Carlo foi utilizado neste trabalho.

2.2 Caracterização do processo de recarga de veículos elétricos

Diversas normas foram elaboradas afim de se estabelecer padrões para os processos de recarga de VE. Neste contexto, pode-se citar entidades como a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), que foi a responsável por elaborar as seguintes normas, as quais foram posteriormente adotadas pelo Brasil:

- ABNT NBR IEC 61851-1 - Sistema de recarga condutiva para VE. Parte 1: Requisitos gerais [48];

- ABNT NBR IEC 61851-22 - Sistema de recarga condutiva para VE. Parte 22: Estação de recarga em corrente alternada para VE [49];
- ABNT NBR IEC 62196-1 - Plugues, tomadas, tomadas móveis para VE e plugues fixos de VE - Recarga condutiva para veículos elétricos - Parte 1: requisitos gerais [50];
- ABNT NBR IEC 62196-2 - Plugues, tomadas, tomadas móveis para VE e plugues fixos de VE - Recarga condutiva para VE. Parte 2: Requisitos dimensionais de compatibilidade e de intercambiabilidade para os acessórios em corrente alternada com pinos e contatos tubulares [50].

Com base nesse conjunto de normas, o processo de recarga de um VE pode ser classificado em modos e tipos de recarga, os quais são descritos a seguir.

2.2.1 Modos de recarga

A primeira norma citada, a NBR IEC 61851-1, define os modos de recarga de VE. Esse documento está relacionado às condições de funcionamento do sistema de alimentação e à conexão ao veículo. Além disso, ele se refere à segurança elétrica dos operadores e terceiros. A seguir, será exibida a descrição de cada um dos modos de recarga. Em seguida, será apresentada a Tabela 2.1 que contém um resumo das principais características de cada modo.

O modo 1 é caracterizado pelos limites de tensão iguais a 250 V e 480 V em redes monofásicas e trifásicas, respectivamente. A corrente não deve exceder 16 A por fase. Tal modo de recarga é proibido nos Estados Unidos pelo *National Electrical Code* (NEC), uma vez que não há um aterramento local em todas as residências naquele país. Cabe ainda destacar que neste modo de recarga não existe uma interface de proteção entre o VE e a rede elétrica. Por esta razão, a IEC recomenda neste modo, o emprego de uma proteção suplementar por meio de um dispositivo a corrente diferencial-residual (DDR) [48, 24].

O modo 2 demanda a utilização de tomadas padronizadas, cujo limite de corrente deve ser de 32 A. Os níveis de tensão se mantêm inalterados em relação ao modo 1. O cabo de alimentação possui o sistema DDR e um condutor de aterramento de proteção. Isso torna possível a verificação da integridade do aterramento, que uma vez caracterizada como adequada, permite o início do processo de recarga [24]. Além disso, desabilita a tensão quando o VE não está conectado. Esse carregador é, em geral, fornecido na compra do VE para recargas eventuais e de emergência.

O modo 3, por sua vez, faz uso da caixa de controle integrada (SAVE) dedicada. Nesse caso, as proteções incluem os dispositivos de controle presentes na SAVE, os quais estão permanentemente conectados à rede de alimentação de corrente alternada. Ele é responsável por verificar se as conexões foram realizadas apropriadamente, se o aterramento está adequado, desenergizar o cabo quando o processo de recarga não está sendo realizado, e ainda, por apresentar a intensidade de corrente disponível. Essa estrutura é, em geral, disponibilizada em estações públicas de recarga. Dessa maneira, graças a presença da SAVE, há o dimensionamento adequado do circuito de energização da estação bem como a existência de uma série de elementos de segurança. Além disso, a

Tabela 2.1: Resumo com a classificação das recargas em modos.

Modo de recarga	Características	Tensão
Modo 1	Carregamento lento em uma tomada residencial comum.	CA
Modo 2	Carregamento lento em uma tomada residencial comum; Uso de cabo com elementos de proteção.	CA
Modo 3	Carregamento lento ou rápido; Tomada e <i>plugue</i> específicos; Sistema de controle e proteção permanentemente instalados.	CA
Modo 4	Recargas rápidas; Tomada e <i>plugue</i> específicos ; Sistema de controle e proteção permanentemente instalados; Carregador externo ao veículo.	CC

presença dos sistemas de comunicação permite um carregamento com uma potência variável.

No modo de recarga 4, diferentemente dos modos anteriores, a retificação da corrente alternada (CA) em corrente contínua (CC) ocorre externamente ao VE. Esse processo permite recargas mais velozes com o emprego de correntes de maior intensidade. Por isso, geralmente, este modo de recarga é construído ao longo de rodovias para que os VE sejam rapidamente carregados. O gerenciamento da intensidade entregue nesse caso é realizado com base no tipo e no estado de carga da bateria. Por utilizar maiores valores nominais, esse processo demanda uma infraestrutura mais robusta. Dessa forma, esse modo possui um elevado custo de implementação, não sendo na maior parte das vezes adequado para o ambiente residencial [24].

2.2.2 Tipos de recarga

Verifica-se, ao redor do globo, diferentes tipos de plugues para o processo de recarga cuja adoção depende da região e do fabricante do VE. Até então, foram efetuadas diversas tentativas de se ter um único padrão, mas sem sucesso. Neste contexto, cabe citar a existência de duas normas para a classificação dos tipos de *plug*: i) A Associação dos Engenheiros Automotivos (SAE), responsável por elaborar a SAE J1772; ii) A IEC, que elaborou a ABNT NBR IEC 62196-2. A classificação segundo a IEC 62196-2 fundamenta-se no tipo de conector para VE, tomada e plugue empregados no processo.

Segundo a IEC 62196-2, a classificação tipo 1 compreende carregadores monofásicos cujos valores nominais para corrente e tensão são iguais a 32 A e 250 V [48]. Dentro dessa classificação, tem-se a presença do carregador cujo padrão foi desenvolvido pela empresa Yazaki. Cabe destacar que este padrão é definido pela norma SAE J1772. Esse modelo de conector, apresentado na Fig. 2.1, é composto por cinco conectores: dois contatos para corrente alternada monofásica, um para o terra e dois para sinais. A classificação tipo 1 só pode ser empregada ao conector J1772 quando ele possui corrente máxima de 16 A e tensão igual 120 V (1,9 kW). Essas condições só permitem recargas lentas. Vale destacar que o padrão J1772 pode ser utilizado também em estações públicas



Figura 2.1: Carregador IEC 621962-2 tipo 1/ SAE J1772-2009. Fonte: [1].



Figura 2.2: Carregador IEC 62196-2 tipo 2. Fonte: [2].

com corrente máxima de 80 A, perfazendo uma potência máxima de 19,2 kW. Porém, esses valores para recargas em estações públicas não atendem aos requisitos demandados para o tipo 1 da norma IEC.

A recarga do tipo 2 envolve a adoção de conector de VE, tomada e plugue com diferentes limites nominais, os quais são apresentados na Tabela 2.2. Percebe-se, por meio desta tabela, que é possível a recarga tanto de maneira monofásico quanto trifásica. Em ambos os casos, observa-se a possibilidade de processos que empregam maiores potências. Esse padrão é denominado também como Mennekes, nome do fabricante alemão responsável pelo desenvolvimento do padrão. Ele foi adotado pela Associação dos Fabricantes de Automotores Europeus (ACEA), a qual inclui diversas fabricantes como BMW, Fiat Chrysler, Ford Europa, Hyundai Europa, Peugeot Citroen, Toyota Europa, Volkswagen e Volvo. Por essa razão, esse padrão é largamente adotado em estações na Europa [24]. Esse modelo é apresentado na Fig. 2.2. Como a norma IEC foi adotada no Brasil, existe uma grande tendência de emprego desse padrão.

Já os valores máximos permitidos por grandeza para o tipo 3 (Fig. 2.3), de acordo com a IEC, são exibidos na Tabela 2.3. Nesse categoria, há novamente a divisão entre sistemas monofásicos

Tabela 2.2: Características da recarga de tipo 2 conforme NBR IEC 62196-2.

Tensão (V)	Corrente (A)	Número de fases
250	13, 20, 32, 63, 70	Monofásico
380 - 480	13, 20, 32, 63	Trifásico



Figura 2.3: Carregador IEC 62196-2 tipo 3. Fonte: [3].

Tabela 2.3: Características da recarga do tipo 3 conforme NBR IEC 62196-2.

Tensão (V)	Corrente (A)	Número de fases
250	16, 32	Monofásico
380 - 480	32, 63	Trifásico

e trifásicos para a definição dos limites. Observa-se que, para este caso, existe uma redução da corrente máxima permitida em relação ao tipo 2 para sistemas monofásicos. Contudo, o valor máximo permitido para o caso trifásico é mantido. Esse tipo de conector não é muito utilizado.

Ressalta-se que há padrões com outras potências e possibilidades de carregamento rápido e em sistemas CC e CA. Conforme mencionado, não há uma convergência mundial em relação aos padrões adotados e tampouco quanto aos níveis de potência. Na verdade, o que se observa é uma grande faixa de potências que podem ser aplicadas ao processo de recarga. O preço de instalação de um sistema de carregamento dedicado representa um custo marginal baixo quando comparado ao valor do carro.

2.3 Considerações a respeito da geração distribuída fotovoltaica.

No mundo, é possível encontrar diversas formas de incentivo aos sistemas de geração distribuída. Isso ocorre sobretudo porque há, ainda hoje, uma dificuldade de a GDFV competir economicamente com a geração centralizada [5]. Dentre os incentivos verificados, pode-se citar: *feed-in tariff* (FiT), quotas/certificados de energia renovável, *net metering* e licitações [5, 51, 52].

No *net metering*, a geração é injetada na rede, o que resulta em um crédito, que pode ser empregado para a abater de maneira total ou parcial o consumo de energia ativa [5]. De acordo com [53], há variações dentro da política de *net metering* decorrentes da valoração da energia gerada, do local de instalação e da forma de utilização dos créditos. No tocante à valoração da energia gerada, têm-se: o preço de varejo, o preço de atacado, o custo evitado e o valor nulo. Quanto à localização, pode-se dividir em: convencional, agregado, virtual e comunitário.

No Brasil, foi adotado o modelo *net metering*. Sua denominação nas normas brasileiras é Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Essa política tem sua implementação regulada pela Resolução Normativa N°482/2012 [54]. Mudanças nesse processo regulatório foram feitas três anos depois por meio da Resolução Normativa N°687/2015. Com base nessas resoluções, atualmente, a energia tem seu valor baseado no preço de varejo. Além disso, o excedente que é injetado na rede produz créditos válidos por 60 meses. Eles podem ser consumidos na mesma unidade em que eles foram gerados (*Net metering* convencional), em UC em um mesmo condomínio (*Net metering agregado*), em outras UC de um mesmo proprietário (*Net metering virtual*), ou ainda, em unidades de uma mesma cooperativa ou consórcio (*Net metering* comunitário). Destaca-se que o limite máximo permitido é de 5 MW. Além disso, verifica-se que, para consumidores do tipo B, é cobrada a tarifa correspondente ao custo de disponibilidade. Para o consumidor pertencendo ao grupo A, aplica-se a demanda contratada.

2.4 Considerações a respeito de sistemas de armazenamento

Segundo [55], os SA apresentam-se como uma das alternativas disponíveis para a atenuação dos impactos decorrentes da instalação de GDFV, a qual apresenta carácter intermitente. Essa tecnologia pode ser classificada quanto à sua localização (centralizados ou distribuídos), ou pela estratégia de controle (coordenadas ou descoordenadas) [56].

Em relação ao ponto de instalação, os sistemas centralizados, em geral, possuem maiores capacidades, uma vez que eles são conectados em média tensão pela distribuidora. Eles apresentam como objetivos a atenuação dos carregamentos dos equipamentos após o ponto de conexão, o que permite a postergação de investimentos, o controle de tensão, suporte de potência reativa, auxílio à contingência, e, a mitigação dos impactos de fontes renováveis [4]. Já os distribuídos apresentam pequeno ou médio porte e são instalados pelos consumidores em baixa tensão. De maneira geral, sua proximidade com os equipamentos responsáveis por causar impactos a rede garante-lhes um melhor desempenho, uma vez que há redução do trajeto a ser percorrido pelo fluxo de potência. Além disso, esse tipo de instalação permite a redução da demanda de pico, atenuação da intermitência das fontes renováveis, melhora da qualidade da energia, e ainda, a função de *backup*.

Sistemas coordenados, por sua vez, são aqueles nos quais existe comunicação entre o sistema de bateria e a distribuidora, e também entre os SA. Verifica-se que para a concretização desse modelo, faz-se necessária uma infraestrutura mínima de comunicação na distribuidora, que por vezes, é inexistente. Em contrapartida, sistemas descoordenados são aqueles em que a operação do SA depende apenas do controle localizado na UC.

Embora a adoção de SA seja economicamente inviável, caminha-se, conforme destacado por [56], para a viabilização daqueles cuja estratégia é descoordenada. Isso é uma consequência do menor custo de instalação já que eles não dependem da existência de uma infraestrutura prévia.

2.5 Parâmetros impactados pela instalação de veículos elétricos, geração distribuída fotovoltaica e sistemas de armazenamento

As redes de distribuição, em sua concepção, foram planejadas para levar energia de grandes usinas geradores aos centros urbanos. Dessa forma, observa-se um sentido único para o fluxo da corrente. Entretanto, um primeiro momento em que se tem pequenos níveis de penetração, a inserção de GDFV e o consumo local tendem a reduzir as perdas associadas ao processo de transporte da energia. No entanto, a GDFV, quando em maiores níveis de penetração, tende a aumentar o número de barramentos cujos valores de tensão estão fora dos limites determinados na legislação. Esse fato é uma consequência de um pico de geração de energia em um momento em que não se observa grande consumo residencial. Consequentemente, há uma produção de energia excedente que é injetada na rede, que pode causar a reversão do fluxo de potência.

A fim de se ilustrar os impactos na rede decorrentes da inserção da GDFV e VE, é apresentado na Fig. 2.4 um diagrama unifilar de um sistema com essas tecnologias. Nessa figura, há a representação de uma fonte de geração ligada ao barramento 1, que por sua vez está conectada a um transformador abaixador. O barramento 2 está ligado ao barramento 3 por meio de uma linha de transmissão (LT) curta, representada por uma impedância. No barramento 3, há cargas conectadas à rede, e ainda, uma geração de energia fotovoltaica e um sistema de armazenamento.

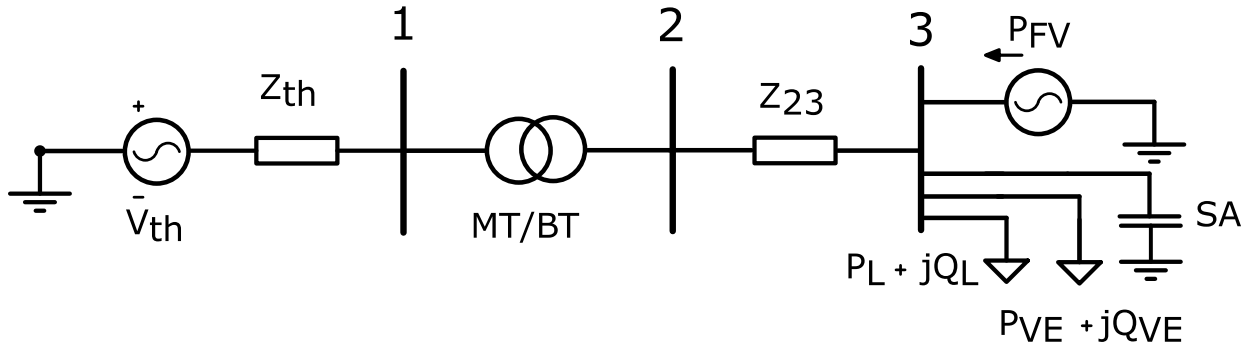


Figura 2.4: Diagrama unifilar de um processo de geração e consumo de energia por um consumidor com VE, GDFV e SA. Adaptado de [4].

A corrente entre os barramentos 2 e 3 pode ser calculada pela Eq. (2.1), em que P_L , P_E e P_{FV} representam respectivamente as potências ativas consumidas pela carga e pelo VE, e a potência injetada na rede pelo gerador fotovoltaico.

$$I_{23} = \frac{[(P_L + P_{VE} - P_{FV}) - j(Q_L + Q_{VE})]}{\bar{V}_3} \quad (2.1)$$

Variações de tensão na LT podem ser modeladas como na Eq. (2.2). Nessa equação, R_{23} representa a resistência e X_{23} a reatância da LT.

$$\Delta V = I_{23} \times (R_{23} + jX_{23}) \quad (2.2)$$

Substituindo a Eq. (2.1) na Eq. (2.2) tem-se a Eq. (2.3).

$$\Delta V = \frac{(P_L + P_{VE} - P_{FV})R_{23} + (Q_L + Q_{VE})X_{23}}{\bar{V}_3} + j \frac{(P_L + P_{VE} - P_{FV})X_{23} - (Q_L + Q_{VE})R_{23}}{\bar{V}_3} \quad (2.3)$$

O módulo da queda de tensão, apresentado na Eq. (2.3), pode ser reescrito como mostrado na Eq. (2.4).

$$\Delta V \approx \frac{(P_L + P_{VE} - P_{FV})R_{23} + (Q_L + Q_{VE})X_{23}}{\bar{V}_3} \quad (2.4)$$

Da primeira parcela da Eq. (2.4), observa-se que uma injeção de potência pela GDFV (P_{FV}) maior do que o consumo combinado da carga e do VE ($P_L + P_{VE}$) gera uma parcela negativa para a queda de tensão. O que se verifica, por conseguinte, é um aumento na tensão. Por outro lado, segundo a Eq. (2.4), quanto maior a potência do carregamento, maior será a redução observada na tensão. Cenários em que se tem durante a tarde uma geração de energia capaz de culminar na exportação para a rede do excedente, em conjunto com uma grande demanda de energia no início da noite, provocada também pela recarga de VE, constituem casos desafiadores para os setores responsáveis pelo planejamento e operação das redes de distribuição.

Além dos impactos ora mencionados, a inserção de VE pode acarretar o aumento do desequilíbrio de tensão, sobrecarga de transformadores, sobrecorrente em condutores, aumento das perdas e demanda de pico. Para que uma análise de impactos possa ser realizada, será feita uma descrição dos principais parâmetros analisados além de uma delimitação dos limites impostos pelas normas e pela legislação. A seguir, são exibidos alguns dos parâmetros que serão analisados neste estudo.

2.5.1 Tensão em regime permanente

A qualidade do serviço disponibilizado pelas distribuidoras é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) via módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Nesse documento, são estabelecidos os limites e a metodologia de medição da tensão em regime permanente nos pontos de conexão das UC nas redes de distribuição [8]. Uma das atribuições das distribuidoras é monitorar a tensão em regime permanente em todo o sistema de distribuição e, quando necessário, intervir de forma a garantir a manutenção da tensão dentro dos limites considerados como adequados.

Nas redes de baixa tensão, ou seja, nos circuitos cujas tensões são iguais ou inferiores a 1 kV, existe uma classificação para as tensões contratadas nos pontos de tensão em faixas de variação do valor observado na leitura. A Tab. 2.4 exibe as faixas de tensão, que podem ser para uma rede de 380/220 V: adequada, precária e crítica. Desta tabela, é possível inferir que, em p.u., a faixa de variação considerada como adequada varia de 0,92 a 1,05.

Tabela 2.4: Classificação da tensão em faixas para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380;220 V). Fonte: [8].

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) - (Volts)	
	380	220
Adequada	350 <= TL <399	202 <= TL <= 231
Precária	331 <= TL <350 ou	191 <= TL <202 ou
	399 <TL <= 403	231 <TL <= 233
Crítica	TL <331 ou TL >403	TL <191 ou TL >233

2.5.2 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é um fenômeno de qualidade da energia que ocorre em sistemas elétricos quando existe alguma desigualdade entre os módulos das tensões e / ou defasagens angulares diferentes de 120°. A sua quantificação se dá, de acordo com o PRODIST, empregando-se a Eq. (2.5). Nesta equação, (V_+) e (V_-) representam, respectivamente, as magnitudes das componentes de sequência positiva e negativa. O limite a ser empregado segundo o PRODIST para o desequilíbrio em redes cuja tensão nominal é menor ou igual a 1 kV é de 3%.

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad (2.5)$$

2.5.3 Sobrecorrente em condutores

Conforme demonstrado na Eq. (2.1), os VE apresentam-se como uma nova carga no sistema elétrico que, para serem atendidas, demandam um maior nível de corrente passando pelos condutores. Como é de conhecimento, a passagem de corrente por um condutor culmina em um aumento da temperatura (efeito Joule). Logo, a conexão desse novo elemento em horários nos quais já existe um pico na demanda pode gerar aquecimentos maiores do que as projetados para o condutor. Dessa forma, sobrecargas frequentes ou por períodos prolongados podem resultar em problemas na isolação desses condutores e, conseqüentemente, em curto-circuitos. Neste trabalho, caracteriza-se como uma violação por sobrecorrente qualquer evento que faça com que a corrente seja maior do que a capacidade do condutor.

2.5.4 Sobrecarga em transformadores

De forma semelhante ao caso de violação da ampacidade em um condutor, os transformadores possuem um limite de potência que eles podem alimentar. Por esta razão, o recarregamento de VE, principalmente por meio de carregadores de maiores potências, pode gerar um aumento excessivo da temperatura dos transformadores, e, conseqüentemente, reduzir a sua vida útil. Estas condições resultam no aumento da probabilidade de falhas do transformador. Neste trabalho, assim como em [57], são consideradas violações situações em que se demanda mais do que 187,5% de potência

em relação à capacidade nominal do transformador.

2.5.5 Demanda de pico

A potência demandada da rede pelos consumidores varia ao longo do dia. Em ambientes comerciais, por exemplo, observa-se um grande consumo perto do meio dia. Já em locais residenciais, observa-se um aumento da demanda no final do dia. Em todos esses casos, é importante que o sistema seja capaz de atender principalmente os horários de maior demanda de potência. Segundo [5], a máxima potência que um sistema deve ser capaz de fornecer é definida como demanda de pico. O seu conhecimento em diferentes cenários é importante para garantir que o sistema tenha capacidade de atender com qualidade todos os consumidores.

Na Fig. 2.5 é apresentada uma curva de carga residencial típica (em vermelho), bem como a irradiação solar média no Distrito Federal (em amarelo). Conforme apontado por [5], o horário com maior irradiação solar média, ou seja, aquele que apresenta o maior potencial de geração, não coincide com o horário de maior consumo. Nesse caso, a instalação de GDFV não supri parte da carga, não permitindo portanto a a postergação de investimentos na infraestrutura da rede. Cabe ainda ressaltar que, neste caso, a presença de GDFV pode além de não suprir a carga, gerar uma situação em que hora tem-se uma baixa demanda de potência da rede (quando a há geração fotovoltaica), e hora tem-se um grande consumo.

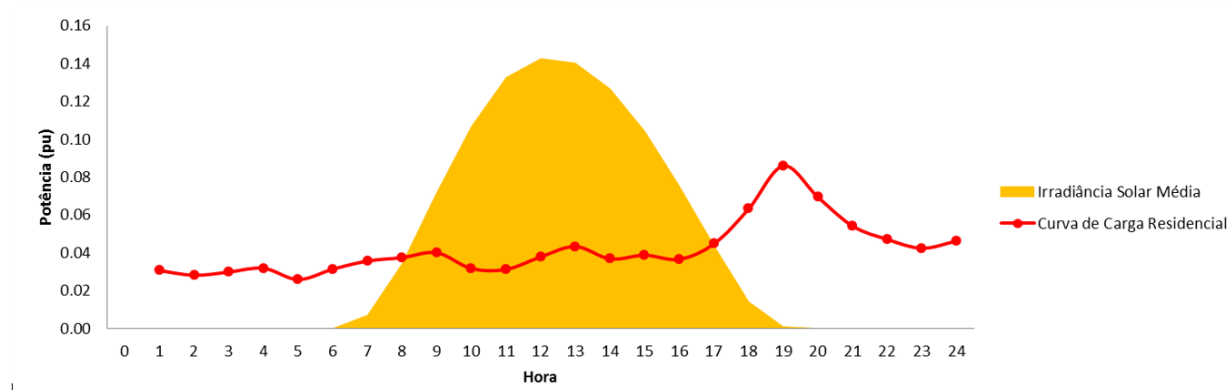


Figura 2.5: Curva de uma carga residencial típica e irradiação solar média no Distrito Federal. Fonte: [5].

Conforme apontado na literatura, espera-se que grande parte dos VE sejam carregados ao fim do dia. Esse comportamento tende a ampliar o pico na máxima potência demandada da rede. Por outro lado, a GDFV tende a diminuir a demanda pouco antes desse pico. Assim, o que se observa nesse futuro panorama com VE e GDFV é não apenas um aumento da possível demanda de pico ao fim do dia, mas principalmente, a criação de eventos com uma mudança mais brusca da potência demandada.

2.5.6 Perdas

As perdas são classificadas como técnicas e não técnicas. O primeiro grupo representa as perdas inerentes ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia. As perdas técnicas estão ligadas à topologia e ao carregamento das redes das concessionárias de distribuição. Além disso, elas ocorrem devido ao efeito joule nos condutores, à magnetização nos núcleos dos transformadores, e ao efeito dielétrico. Já as perdas não-técnicas representam o que se perde com os erros de medição e faturamento, e com os furtos de energia.

Em 2018, verificou-se que as perdas técnicas nas redes de distribuição são em média no Brasil de 7,5% da energia total injetada [58]. Esse valor coincide também com os valores calculados para a Companhia Energética de Brasília (CEB) [58].

2.6 Método de Monte Carlo

Conforme mencionado, na avaliação dos impactos da integração de VE na rede elétrica, têm-se diversas grandezas aleatórias. Dentre elas, pode-se mencionar o horário de recarregamento, a distância total percorrida, a seleção da UC que dispõe da tecnologia, e a potência de carregamento. No tocante à análise do impacto da GDFV na rede, têm-se como grandezas aleatórias a localização do consumidor com esta tecnologia, a potência instalada, e a radiação solar no dia. Quanto aos SA, caracterizam-se como incertezas a localização dos sistemas, a capacidade das baterias, a potência e a forma de controle.

Diante de tantas variáveis, é possível concluir que a criação de um cenário único para as análises de impactos não permite a incorporação ao estudo da aleatoriedade inerente ao processo. Por esta razão, o método de Monte Carlo, que consiste na execução de diversas amostragens aleatórias a fim de ser obter resultados numéricos consistentes, é empregado. Esse método permite que um elevado número de simulações seja realizado, tornando possível a determinação das probabilidades das variáveis aleatórias. Cabe destacar que tal método é, em geral, aplicado para se obter aproximações numéricas em circunstâncias nas quais há a utilização de modelos analíticos para a geração de resultados de fluxo de potência probabilístico.

O critério de interrupção para o processo pode ser uma quantidade pré-fixada de simulações ou ainda um critério estatístico. Na literatura, observa-se como critério de parada em análises que envolvem fluxo de potência, o emprego do percentil de 95, dentre outros indicadores [4]. Neste estudo, foi utilizado como critério de convergência para cada grandeza avaliada o percentil de 95.

Quando o critério de convergência entra em uma faixa definida de 5% para mais ou para menos em relação ao valor do percentil de 95 registrado com os dados de 30 realizações passadas e se mantém nela, há a parada do método.

2.7 OpenDSS

A ferramenta computacional empregada para a execução do fluxo de potência seguindo os parâmetros definidos no Método de Monte Carlo é o OpenDSS. Essa escolha tem como base o emprego desse *software* pela ANEEL para o cálculo das perdas técnicas. É importante mencionar nesse ponto que desde 2015 são realizadas pelas distribuidoras de todo o país campanhas de medição afim de se obter faixas de consumo para as unidades consumidoras (UC) bem como as curvas de cargas típicas para serem empregados no OpenDSS. Dessa forma, por ser um procedimento já consolidado no setor elétrico, definiu-se a utilização das modelagens voltadas para o cálculo das perdas técnicas (ProgGeoPerdas) das distribuidoras brasileiras. As cargas conectadas ao sistema de distribuição em média tensão (SDMT) e ao sistema de distribuição em baixa tensão (SDBT) são representadas pelo modelo ZIP composto por dois tipos: Tipo 1 - com 100% de impedância constante para parcela reativa - Q (Model=2) e; Tipo 2 - com 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga - P (Model=3), em que P é constante e Q varia de forma quadrática. Além disso, todas as UC possuem fator de potência igual a 0,92 indutivo [58].

2.8 Considerações Finais

Neste capítulo, foi apresentado o referencial teórico composto pelas principais normas que abarcam o processo de recarregamento. Por meio destas normas, é possível notar que o processo de recarregamento é classificado de acordo com os níveis de tensão, corrente, tipos de tomadas, dispositivos de segurança, sistema de comunicação, e local de conversão da corrente de alternada para constante.

Da análise das mencionadas normas, observa-se que não há a especificação de níveis de tensão ou corrente para um modo ou tipo de carregador. Com isso, constata-se que as normas apresentam apenas algumas faixas de tensão e corrente, portanto, a possibilidade de diferentes potências de carregamento. Nesse contexto, observa-se que o uso de tomadas comuns permite carregamentos eventuais ou de emergências para VE. Quando da necessidade de cargas mais rápidas, em níveis mais elevados de potência, sistemas de segurança e o gerenciamento da recarga tendem a ser fatores que incentivam a adoção de carregadores específicos.

A presença de sistemas dedicados em conjunto com uma rede de comunicação no sistema de distribuição permite, em alguns modos, o controle do processo de recarga. Este tipo de recarga pode viabilizar a redução dos possíveis impactos dos VE na rede. No entanto, não há ainda disponível na maioria dos sistemas de distribuição, uma infraestrutura mínima de comunicação [56]. Por este motivo, neste estudo, optou-se por recarga do tipo não controlada no cálculo dos

impactos decorrentes da integração de VE (capítulo 4).

Afim de ser executada uma análise dos impactos do carregamento de VE, foram ainda apresentados as grandezas avaliadas neste trabalho bem como seus limites de acordo com normas e regras adotadas no Brasil. Por fim, o método de Monte Carlo foi também exposto visando-se a sua aplicação para se abarcar a aleatoriedade de algumas variáveis vinculadas com VE, GDFV e SA.

Capítulo 3

Métodos de determinação da energia demandada

3.1 Considerações iniciais

Conforme mencionado, dentre as variáveis aleatórias presentes na análise dos impactos de VE na rede elétrica, tem-se o estado da bateria no início do processo de recarga. Essa variável representa o quanto de energia está disponível no veículo. Com a sua obtenção, é possível identificar a quantidade de energia necessária para uma carga completa da bateria do VE. Na literatura, encontram-se formas diferentes de se determinar o estado da bateria, dado que esta variável depende do modelo do veículo, da forma de condução, das condições de tráfego, e ainda, do relevo da cidade. Por esse motivo, objetivando a geração de resultados mais fidedignos, neste capítulo é realizada uma análise comparativa entre algumas das metodologias existentes para a quantificação da energia armazenada na bateria após a execução de um determinado percurso. Para tanto, é empregada uma base de dados contendo informações acerca do carregamento de VE.

3.2 Base de dados

Nos locais onde os VE ainda não foram disseminados, têm-se diversos obstáculos para a aquisição das informações necessárias para a identificação do estado da bateria no início do processo de recarga. Entretanto, em algumas pesquisas tais como a desenvolvida pelo EA Technology e a Scottish & Southern Electricity Networks, denominada *My Electric Avenue* (MEA), são disponibilizadas informações sobre a recarga de VE [38].

Com o desenvolvimento do MEA, foi efetuada uma proposta de contratos de locação de veículos elétricos por um baixo valor a um conjunto de moradores pelo período de 18 meses. Em contrapartida, os usuários dos VE, além de relatarem suas experiências, permitiram que seus recarregadores fossem controlados e que seus dados fossem coletados. Entre as informações adquiridas têm-se o horário do recarregamento, a distância total percorrida entre as recargas, e a identificação da região

onde o usuário do VE mora. Durante esse estudo, foram utilizados veículos do modelo Nissan Leaf. Essa pesquisa permitiu a coleta de informações que envolvem a realização de aproximadamente 383 mil percursos com VE.

Com a ausência de dados de VE que circulam no Brasil, neste estudo, optou-se pela utilização das informações provenientes do MEA como referência para a avaliação comparativa dos resultados oriundos dos métodos de quantificação de energia demandada por VE. A seguir, têm-se as descrições dos três métodos que serão avaliados neste trabalho para se quantificar a energia demandada por veículos elétricos.

3.3 Métodos de cálculo da energia demandada por VE

3.3.1 Metodologia A

Em seu trabalho, Sachan and Adnan [59] utilizam para quantificar a energia demanda pelos veículos elétricos informações de consumo fornecidas por [60]. O valor fixo de 0,15 kWh/km é aplicado para o cálculo da energia demandada. Nota-se, no entanto, que não são explicitadas i) as condições para as quais esse consumo é válido, ii) se o valor foi aferido de maneira experimental ou se ele foi calculado empregando-se modelos, e ainda, iii) se houve ou não a utilização de cargas acessórias. Além disso, não é apontada a velocidade média do veículo. Dessa forma, um trajeto de 10 km gerará sempre um consumo de 1,5 kWh independentemente de o percurso ser urbano ou rodoviário, ou se o usuário faz ou não uso do ar condicionado.

Estudos como [61] apontam que o consumo em diferentes condições ambientais podem variar em até 50%. Dessa forma, a aplicabilidade dessa estimativa torna-se limitada, pois o seu emprego para outros cenários pode subestimar ou sobrestimar a energia demandada.

3.3.2 Metodologia B

Nos Estados Unidos, testes para a estimação do consumo de combustível são realizados pelo Laboratório Nacional de Emissões de Veículos e Combustíveis da Agência de Proteção Ambiental (EPA) em Ann Arbor, Michigan, e também pelas montadoras de veículos [7]. Em uma etapa que antecede a avaliação de consumo, é realizado o teste de desaceleração. Este teste tem como propósito avaliar os valores das forças de resistência que atuam sobre o veículo a uma certa velocidade. Com isso, objetiva-se adquirir os parâmetros aerodinâmicos necessários para as configurações dos dinamômetros, que são empregados no processo de medição do consumo de combustível e de poluentes. O teste de desaceleração consiste em acelerar o veículo até uma certa velocidade na qual é colocado em "ponto morto" de maneira a permitir a rolagem do veículo até a sua parada. Durante esse processo, são medidas a velocidade e a distância total percorrida. Desta forma, é possível a realização de uma série de cálculos a fim de se chegar aos valores dos parâmetros do automóvel testado. Tais dados são divulgados anualmente pela EPA [31]. A demonstração matemática do modelo no qual se baseia o teste de desaceleração é mostrado no Anexo I.

Uma das formas encontradas na literatura para o cômputo da energia demandada por um veículo baseia-se nas informações advindas do teste de desaceleração [31]. Por meio dos parâmetros aerodinâmicos, emprega-se um conjunto de valores para a velocidade do veículo, massa e aceleração para se determinar a potência instantânea [31], conforme apresentado na Eq. (3.1). A Tabela 3.1 exibe os parâmetros da Eq. (3.1), empregados neste estudo.

$$P_t = f_0 v_t + f_1 v_t^2 + f_2 v_t^3 + \frac{m(v_t - v_{t-1})}{\Delta t} \quad (3.1)$$

A potência instantânea é ainda ponderada pela eficiência do veículo, a qual também é divulgada pela EPA. Isso é feito com base na aceleração do veículo. Por fim, há a adição por percurso de uma constante P_0 , que é específica para cada veículo, representada pela Eq. (3.2). O valor desse parâmetro para o Nissan Leaf é mostrado também na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Parametros para o Nissan Leaf.

m (kg)	f_0 (N)	f_1 (Nsm^{-1})	f_2 (Ns^2m^{-2})	P_0 (kW)	η
1521	133	0,756	0,489	1,17	86%

$$P_t^{req} = \begin{cases} P_0 + \eta P_t, & \text{se } a_t < 0 \\ P_0 + \frac{1}{\eta} P_t, & \text{se } a_t > 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

A energia demandada para que o veículo se movimente será, portanto, a soma das potências instantâneas como mostrado na Eq. (3.3).

$$E = \sum_t P_t^{req} \Delta t \quad (3.3)$$

Em uma avaliação deste método, Crozier et al. [31] observaram diferenças entre os valores reais e os estimados pela Eq. (3.3). Diante dessa questão, os autores constataram que as discrepâncias apresentavam ligações com as estações do ano. Por esta razão, eles assumiram que as diferenças entre os valores encontrados com a aplicação do citado método e os reais são causadas principalmente pela carga acessória do veículo resultante da utilização dos sistemas eletrônicos, de iluminação e, sobretudo, de aquecimento. Dessa forma, parte do erro associado a estimação da energia pode ser eliminado pela quantificação da carga acessória, como mostrado na Eq. (3.4)

$$E_t = \sum_t (P_t^{req} + P_{ac}) \Delta t. \quad (3.4)$$

De acordo com [62, 63, 64], as generalizações apresentadas em algumas metodologias disponíveis na literatura não permitem uma medida acurada da energia demanda pelo veículo, pois elas não captam variações no consumo que diferentes regiões podem apresentar. Tais mudanças são consequência das condições do trânsito, de diferentes tipos de veículos e das formas de condução. Crozier et al. [31] propõem uma forma de se contornar essas variações por meio do uso de

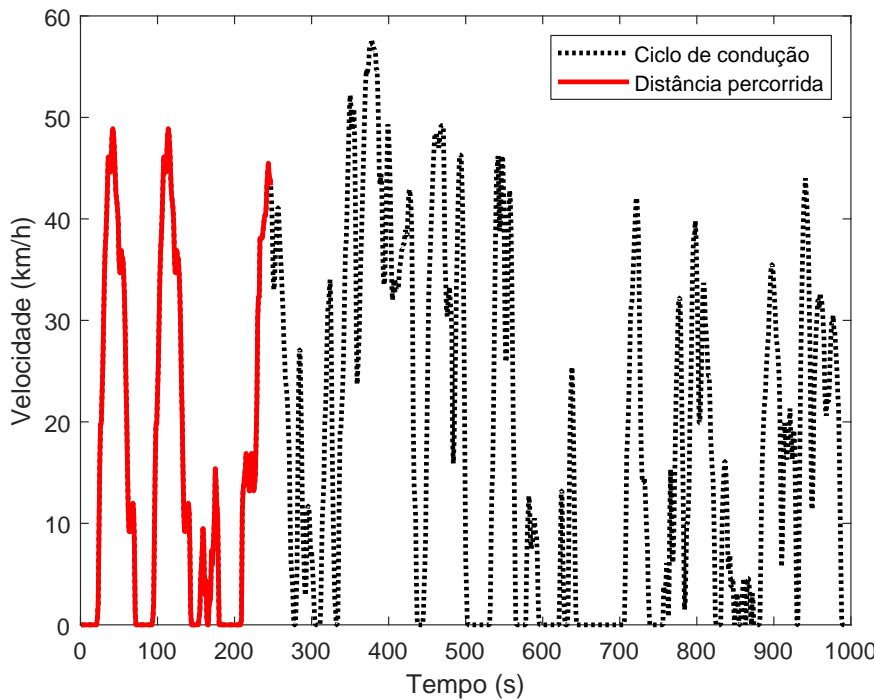


Figura 3.1: Distância total percorrida dentro de um ciclo de condução até se alcançar o valor registrado para um dado percurso.

ciclos de condução, que são gráficos de velocidade no tempo, desenvolvidos para a representação da forma como, em geral, os motoristas de uma região se comportam no trânsito. Na Fig. 3.1, a linha pontilhada representa o comportamento médio para motoristas europeus em meio urbano. Tal comportamento foi identificado no projeto ARTEMIS [65]. Neste projeto, o objetivo foi gerar ciclos de condução mais realísticos, que representassem melhor o comportamento de motoristas em cidades da Europa. Nesse projeto, foram criados ciclos para zonas urbanas, rurais e rodovias.

A escolha de cada ciclo a ser adotado (urbano ou rural) para cada participante do MEA foi executada tendo como base o CEP dos participantes do projeto. Além disso, para percursos em que a distância percorrida foi maior do que 16,0934 km (10 milhas), adotou-se o ciclo de condução rodoviário.

Como somente a distância total percorrida de cada trajeto está disponível, o conjunto de pontos de velocidade a serem empregados nas equações dessa metodologia advém dos ciclos de condução. Para tanto, a distância registrada para um dado trajeto é percorrida nos ciclos de condução até se chegar a distância registrada como mostrado na Fig. 3.1. Essa forma de utilização do ciclo de condução gera, em muitos casos, situações como a ilustrada na Fig. 3.1. Neste caso, a distância total é alcançada em um momento em que a velocidade do veículo é diferente de zero, ou seja, trata-se de uma situação irreal. Desta análise pode-se inferir que os ciclos de condução devem ser completamente percorridos para que o comportamento médio dos motoristas em uma dada região seja observado.

3.3.3 Metodologia C

O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) possui um grupo de pesquisas dedicado a área de transportes. Por esta razão, os pesquisadores do NREL elaboraram o *Advanced Vehicle Simulator* (ADVISOR), um dos pacotes de software mais utilizados nos Estados Unidos para modelagem de veículos. Desde 2004, no entanto, os esforços se concentraram no desenvolvimento, uso e refinamento do *Future Automotive Systems Technology Simulator* (FASTSim).

O FASTSim é uma ferramenta computacional desenvolvida pelo NREL, que permite uma análise da eficiência do veículo, desempenho, custo e vida da bateria. Para tanto, estão disponíveis mais de 20 modelos de veículos incluindo aqueles à combustão, híbridos e elétricos. Na modelagem dos veículos são considerados fatores aerodinâmicos da carroceria, eficiência dos motores e da bateria do veículo, e perda da energia até a chegada da força de tração às rodas. Em sua programação, são empregados mapas de potência *versus* eficiência para cada um dos componentes. As informações presentes nesta ferramenta computacional são validadas tanto por testes em dinamômetros como por testes em estradas com veículos dotados de inúmeros instrumentos [66]. Além disso, nesta ferramenta, estão disponíveis ciclos de condução americanos, europeus e japoneses.

Com esse programa, cada ciclo é completamente percorrido por um veículo, o que gera ao final um valor de consumo por distância. Nesta metodologia, são permitidas alterações de parâmetros dos modelos existentes e a adição de outros veículos e ciclos de condução. Dessa forma, nota-se a possibilidade de adequação das simulações às características de um determinado local, o que permite inclusive a comparação de informações como o consumo dos veículos que são fornecidos por agências como a Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA).

Um dos veículos disponíveis nesta ferramenta é o Nissan Leaf, cuja potência da carga acessória é definida como 0,25 kW. Tal valor permite que haja compatibilidade entre o valor estimado pela ferramenta e os dados de consumos divulgados pela EPA.

Em alguns modelos denominados (*backward-facing*), se estabelece que a velocidade final do veículo é igual a velocidade a ser seguida no ciclo de condução. Já no modelo do FASTSim (*forward-facing*), assume-se que haverá uma diferença entre a velocidade do veículo e a do ciclo de condução. Isso ocorre, pois, nesta ferramenta, os limites físicos do sistema são considerados na análise [67].

3.4 Análise Comparativa entre os Métodos de Cálculo da Energia Demandada por Veículos Elétricos

Nesta seção, são exibidos os resultados da avaliação comparativa entre os métodos de cálculo da energia demandada por um VE em um dado percurso.

Sabe-se que a metodologia *B* classifica os percursos em urbanos, rurais e rodoviários, visando-se a utilização dos ciclos de condução do projeto ARTEMIS. Para a realização da análise comparativa proposta neste trabalho, esta categorização (de urbanos, rurais e rodoviários) é também estendida

Tabela 3.2: Potência acessória para cada metodologia em kW.

Metodologia	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
B	1,5	1,3	0,8	0,4	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7	1,3
C	1,6	1,5	1,3	1,0	0,8	0,7	0,8	0,8	0,7	1,0	1,5	1,6

às metodologias *A* e *C*. Além disso, neste estudo, é preservado o emprego dos ciclos de condução do projeto ARTEMIS.

Inicialmente, busca-se verificar se há variação do valor de consumo energético para os percursos em função do mês de registro dos dados assim como descrito por [31]. Para tanto, as metodologias *A*, *B* e *C* foram aplicadas ao conjunto de dados fornecidos pelo MEA. No caso da metodologia *C*, em um primeiro instante, foi empregado um valor fixo de 0,25 kW para a carga acessória advinda da validação do modelo ao consumo fornecido pela EPA.

Em seguida, as metodologias *B* e *C* foram novamente aplicadas empregando-se fatores de correção para a potência acessória que permitem um melhor cômputo da energia demandada. Os valores para a metodologia *B* foram alterados tendo como base informações divulgadas por [17], que, por sua vez, balizaram os adotados para a metodologia *C*. Apesar disso, os parâmetros da metodologia *C* foram alterados afim de se reduzir o erro médio observado para os diversos percursos. Os fatores de correção que minimizavam o erro médio observado são apresentados na Tabela 3.2. Nestes casos, a adição do termo *CA* representa a adição da potência referente à carga acessória (*CA*). Dessa forma, empregou-se para os resultados das metodologias *B* e *C* com os fatores de correção as seguintes nomenclaturas *B + CA* e *C + CA*.

Os resultados destas aplicações foram comparados aos valores da energia consumida em cada percurso. No cálculo das discrepâncias, os valores do MEA foram tomados como referência assim como exibido na Eq. (3.5) em que $E_{metodologia}$ representa a energia para aquele percurso utilizando a metodologia avaliada e E_{MEA} a energia registrada para aquele percurso no MEA.

$$Erro(\%) = \frac{E_{MEA} - E_{metodologia}}{E_{MEA}} \times 100 \quad (3.5)$$

3.4.1 Resultados da Análise Comparativa entre os Métodos de Cálculos da Energia demandada

As Fig. 3.2, 3.3 e 3.4 apresentam, respectivamente, os erros na estimação das energias por mês, quando da aplicação das metodologias *A*, *B* e *C*, e também de *B + CA* e de *C + CA*, considerando-se os percursos urbanos, rurais e rodoviários. As barras positivas e negativas representam situações em que há subestimação e sobrestimação da energia, nesta ordem.

Das Fig. 3.2, 3.3 e 3.4, nota-se uma acentuada variação dos erros na estimação da energia quando da comparação dos resultados das metodologias *A*, *B* e *C* com os respectivos valores obtidos usando-se os fatores de correção (*B + CA* e *C + CA*). Isso se justifica, por exemplo, pelo fato de as metodologias *B* e *C*, no mês de maio, empregarem valores de carga iguais a

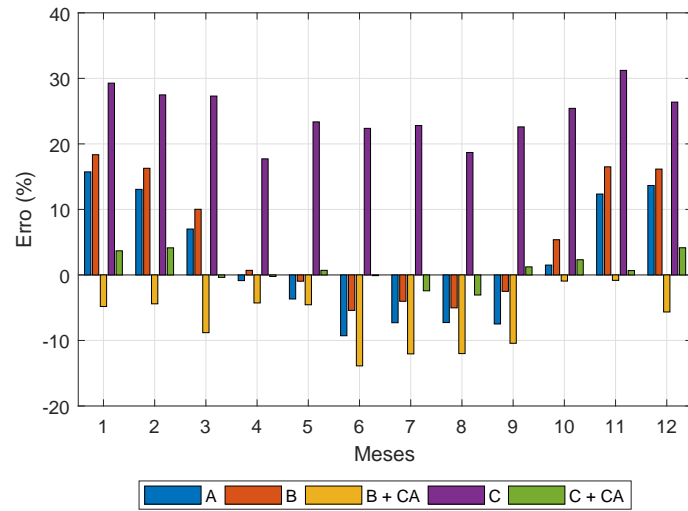


Figura 3.2: Erro na estimação das energia para percursos classificados como urbanos.

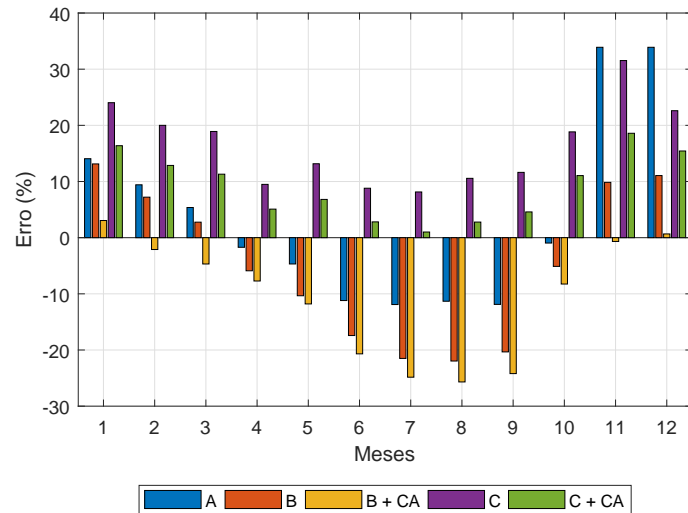


Figura 3.3: Erro na estimação das energia para percursos classificados como rurais.

0,1 kW e a 0,8 kW, respectivamente. Cabe ressaltar que estes valores são oriundos dos testes executados com o objetivo de reduzir a discrepância entre os valores do MEA e aqueles detectados pelas metodologias em análise. Nota-se que esses valores diferem em 800% e, como não foram divulgadas informações sobre a potência demandada pelas cargas acessórias, é difícil prever quais são os valores que deveriam ser utilizados como potência acessória. Dessa forma, observa-se a necessidade de estudos específicos que abarquem esse elemento, com vistas a melhorar a precisão das metodologias *B* e *C*.

Apesar de os autores de Crozier et al. [31] apontarem um patamar de potência para a carga acessória para cada um dos meses avaliados, eles não previram modificações nestes valores em função dos percursos urbanos, rurais e rodoviários. Com isso, das Fig. 3.2, 3.3 e 3.4, nota-se erros acentuados entre os resultados dos percursos urbanos, rurais e rodoviários, avaliando-os mês a mês. Logo, é possível concluir que a adição da potência acessória em percursos urbanos e rurais tende a amenizar essa disparidade. Por outro lado, tal adição em percursos rodoviários tende a

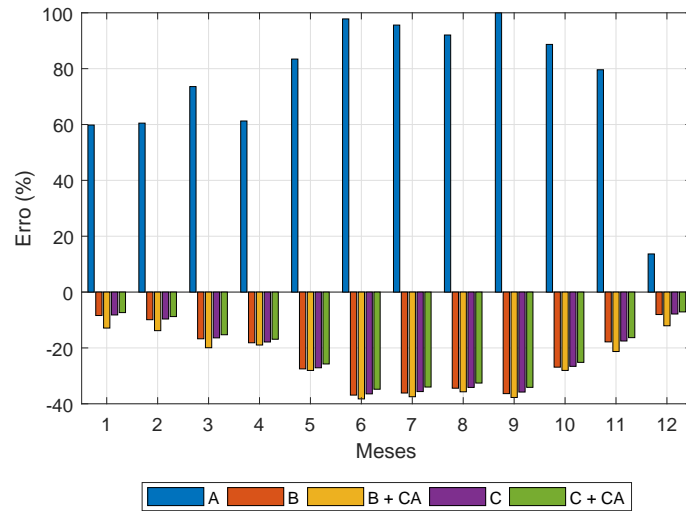


Figura 3.4: Erro na estimação das energia para percursos classificados como rodoviários.

aumentá-la. Esse comportamento é decorrente provavelmente do regime de utilização dos sistemas de aquecimento e refrigeração, pois em percursos menores como os urbanos, uma elevada potência é demandada inicialmente para que a temperatura almejada seja alcançada.

A fim de se verificar a influência da carga acessória no consumo, variou-se este parâmetro de 0 a 5 kW empregando-se a metodologia C. Três cenários de condução foram utilizados, conforme é mostrado na Fig. 3.5. A faixa de variação foi definida tendo como base a potência máxima para o Nissan Leaf de 6 kW. Seus valores típicos, dependendo do ciclo de condução, são de 0,48 kW a 4,7 kW segundo [68].

Dos resultados ora expostos, observa-se que a mensuração da potência acessória é fundamental principalmente em ambientes urbanos, onde há uma grande variação do consumo em função da carga acessória. Neste cenário, podem ser constatados valores de consumo de energia de 0,15 kWh/km até 0,6 kWh/km, o que representa uma variação de 400%. Verifica-se ainda que em ambientes rodoviários, o consumo energético por quilômetro é maior em função das maiores velocidades. Desta forma, o impacto da carga acessória é menor.

Outro parâmetro que demanda atenção é a escolha adequada do ciclo de condução representativo para uma determinada localidade, pois, conforme pode ser observado na Fig. 3.5, ciclos diferentes apresentam consumos distintos.

A metodologia A evidencia a importância de se conhecer as condições sob as quais o consumo energético de um carro foi aferido, pois em ambientes urbanos o valor declarado de 0,15 kWh/km gera um erro médio percentual anual pequeno. O emprego da metodologia A com este valor de consumo energético no cenário urbano, em alguns meses, subestima a energia. Entretanto, em outros, ela a sobrestima. Apesar disso, a média anual gera um erro pequeno. Quando utilizado em ambientes rodoviários, este valor de consumo subestima a energia demandada, resultando em erros da ordem de 60%. Um estudo de impacto em cenários no qual há a predominância de locais rodoviários como o de Brasília-DF, o uso da metodologia A tenderia a mostrar de forma atenuada os reais impactos da integração de veículos elétricos na rede.

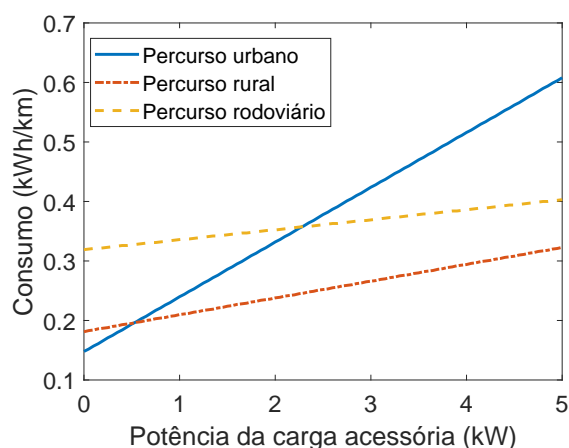


Figura 3.5: Consumo energético por quilômetro para variações da carga acessória em percursos urbanos, rurais e rodoviários baseado na metodologia C.

Tabela 3.3: Resultado da aplicação do ciclo de condução da RA do Lago Sul nas metodologias.

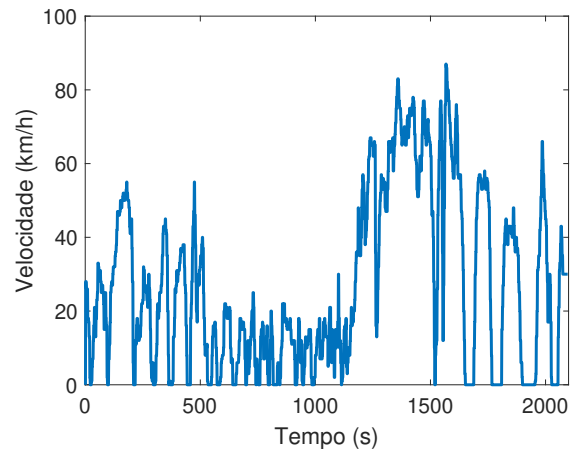
Ciclo	Metodologia A	Metodologia B (kWh/km)	Metodologia C (kWh/km)
1	0,15	0,1111	0,1069
2	0,15	0,1299	0,1404
3	0,15	0,1328	0,1292

3.5 Adequação do cálculo da energia para Brasília

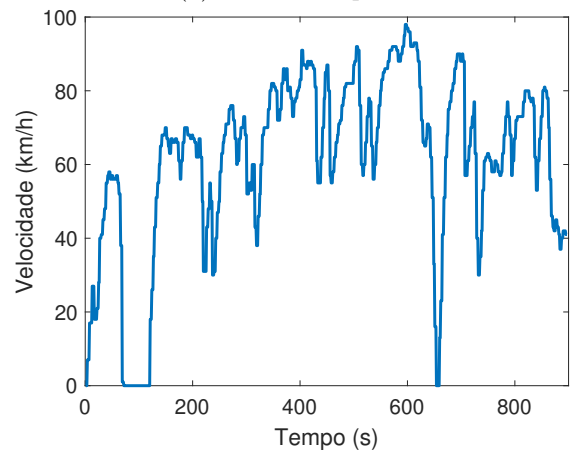
Com base nos resultados expostos na seção 3.4.1, conclui-se que para o cálculo da energia demandada por um VE em Brasília, faz-se necessário o emprego de ciclos de condução obtidos nesta cidade. Por esta razão, no presente estudo, faz-se uso das informações advindas da tese de doutorado em desenvolvimento intitulada "Modelo de Quantificação dos Consumos e Emissões de CO₂ dos Veículos Elétricos com Impacto na Matriz Energética do Brasil". Nesse trabalho, foram coletados diversos ciclos de condução para diferentes regiões do Distrito Federal em variadas condições de trânsito.

Na Fig. 3.6, são expostos os ciclos de condução para o Lago Sul em três diferentes instantes do dia, a saber: horário de pico pela manhã e dois horários fora do horário de pico. O Lago Sul é uma região do Distrito Federal com grande potencial para adoção de VE. Os mencionados ciclos de condução representam o comportamento médio de um motorista deslocando-se do Lago Sul até a área central de Brasília nos horários citados. Este é um trajeto realizado diariamente por uma significativa parcela da população do Distrito Federal. Com o objetivo de avaliar as diferenças presentes nesses ciclos, foi criado um histograma contendo as faixas de velocidade e sua frequência relativa (Fig. 3.7). É possível verificar pelas Fig. 3.6a e 3.7a que, em horário de pico, a faixa de velocidade mais frequente é a que possui velocidades de 10 km/h até 20 km/h. Já para o segundo (Fig. 3.6b e 3.7b) e terceiros ciclos (Fig. 3.6c e 3.7c), verifica-se uma predominância de valores dentro da faixa de 70 km/h a 80 km/h.

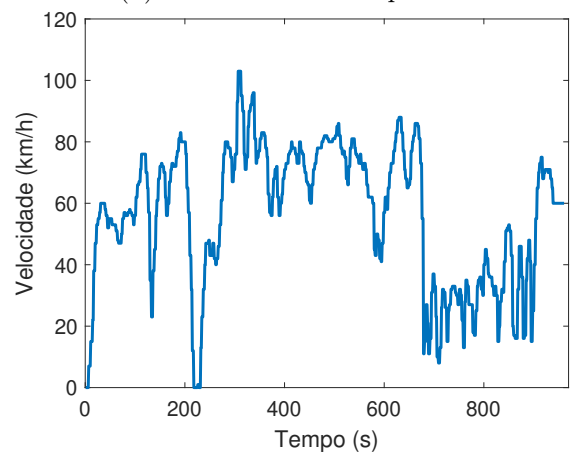
De posse dos ciclos de condução do Lago Sul, aplicou-se as metodologias A, B e C com vistas



(a) Horário de pico.

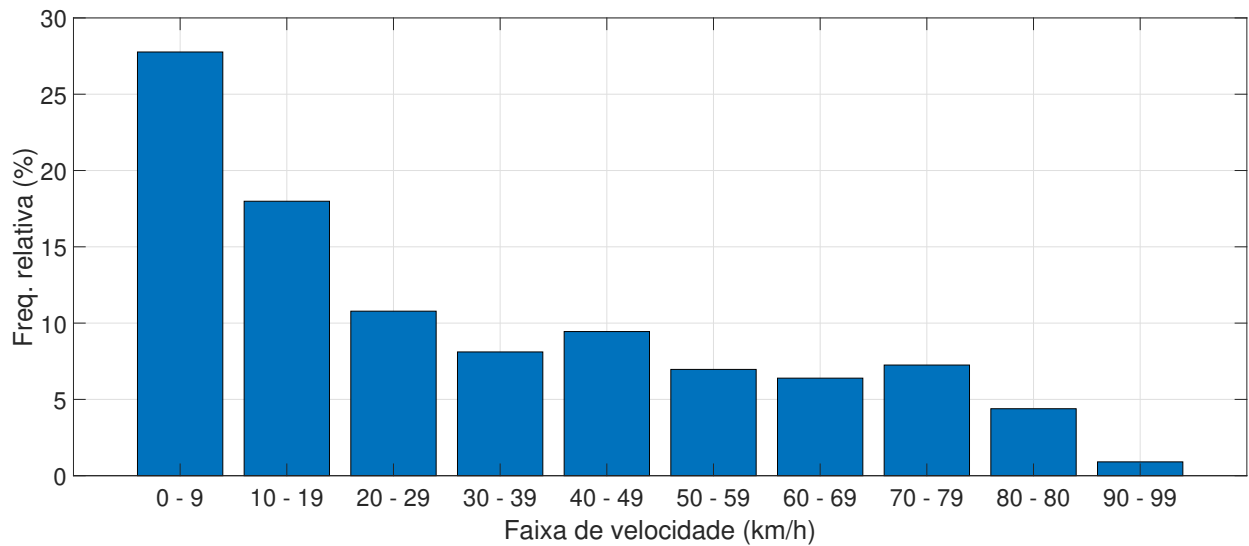


(b) Fora do horário de pico 1.

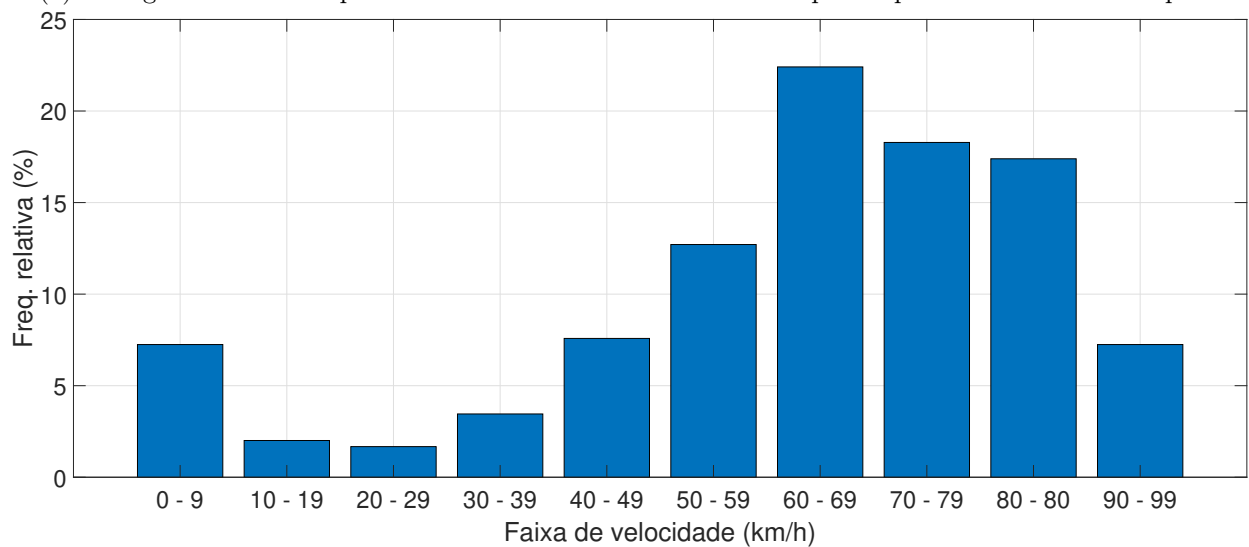


(c) Fora do horário de pico 2.

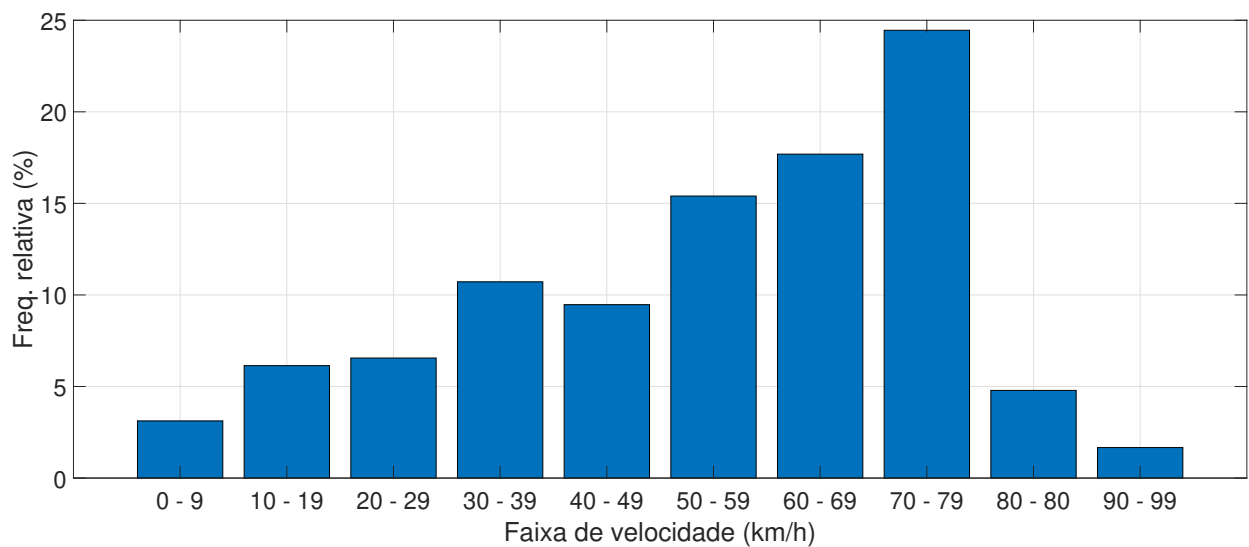
Figura 3.6: Ciclos de condução representativo de deslocamentos para a RA do Lago Sul.



(a) Histograma com a frequência relativa das faixas de velocidade para o percurso no horário de pico.



(b) Histograma com a frequência relativa das faixas de velocidade para o percurso fora do horário de pico 1.



(c) Histograma com a frequência relativa das faixas de velocidade para o percurso fora do horário de pico 2.

Figura 3.7: Histogramas dos ciclos de condução representativos para deslocamentos para moradores da região administrativa (RA) do Lago Sul.

à identificação das diferenças entre elas. Nesse caso, como não foi possível o desenvolvimento de experimentos que permitissem uma determinação precisa da potência acessória para uso nas simulações, optou-se pelo emprego do valor padrão para o FASTSim na metodologia B de 0,25 kW. Os resultados desse processo são apresentados na Tabela 3.3.

Em geral, a aplicação de condições de trânsito como as do primeiro ciclo da Fig. 3.6 resultam em um maior consumo de combustível para os veículos a combustão. Nestas condições, tais veículos não trabalham em suas regiões de melhor desempenho. Além disso, eles permanecem por grandes períodos em espera, e têm perdas com o processo de frenagem. No entanto, observa-se que essas circunstâncias geram menores consumos para VE tanto pela metodologia B quanto pela C. Conforme destacado anteriormente, esse fenômeno é decorrente da maior eficiência dos motores elétricos, da faixa praticamente constante de torque e do processo de regeneração de energia na frenagem.

Da Tabela 3.3, é possível observar comparando-se os valores obtidos da aplicação de cada uma das metodologias para o primeiro ciclo, que a utilização de um valor constante de 0,15 kWh/km (que havia apresentado o melhor desempenho na estimação da energia para percursos urbanos do MEA), resultou, para esse caso, em discrepâncias elevadas em relação às demais metodologias. Considerando o valor de 0,15 kWh/km como referência, têm-se discrepâncias em relação às metodologias A e C próximas a 26% e a 29%, respectivamente.

A aplicação do segundo e do terceiro ciclos de condução da Fig. 3.6 à metodologia B resultou em valores que não apresentam divergência percentual de 2% considerando-se o menor valor como referência no cômputo. Já para a metodologia C resultou em valores próximos a 9%. É importante ressaltar ainda que, a aplicação da metodologia B em uma parte do ciclo de condução menor do que o seu cumprimento total, como descrito por [31], pode resultar em valores diferentes aos que são apresentados na Tabela 3.3 para o consumo de combustível.

Com base nos resultados encontrados, definiu-se para este estudo que as análises dos impactos dos VE na rede elétrica serão efetuadas com base na aplicação da metodologia C. Como esta metodologia permite a abordagem de um significativo conjunto de variáveis, o que em geral culmina em resultados mais precisos, somado ao fato de se tratar de uma modelagem *forward-facing*, justificam esta escolha.

3.6 Considerações Finais

Este capítulo teve como objetivo central a avaliação comparativa entre três métodos existentes na literatura para a quantificação da energia demandada por um VE em uma dada trajetória. A primeira metodologia sugere o uso de um valor fixo de energia por quilômetro. Cabe destacar que não há menção neste trabalho das condições nas quais o sugerido patamar foi encontrado. A segunda metodologia utiliza parâmetros aerodinâmicos divulgados pela EPA. Já a terceira é baseada no emprego do FASTSim, uma ferramenta desenvolvida pelo NREL.

Para a análise comparativa entre as metodologias de quantificação do consumo, empregou-se o

conjunto de informações advindas do MEA, colhidas em carregamentos de VE no Reino Unido. Tais informações foram classificadas em percursos urbano, rural e rodoviário, com base na localização do participante e na distância total percorrida. Isso permitiu a utilização dos ciclos de condução oriundos do projeto ARTEMIS. Com isso, verificou-se a importância da quantificação adequada da potência acessória, bem como a variação do consumo observada com os diferentes ciclos de condução.

A fim de se avaliar os impactos dos VE em um alimentador do Distrito Federal, executou-se uma investigação para a determinação da energia média demandada nessa localidade. Para tanto, fez-se uso dos ciclos de condução que foram desenvolvidos para a mencionada região. Por meio do FASTSim e empregando-se os ciclos de condução do Lago Sul, identificou-se as discrepâncias resultantes do emprego das três metodologias em questão. Desta avaliação, concluiu-se que a metodologia C é a mais apropriada para o cálculo da energia demandada por um VE. Por esta razão, esta será a metodologia empregada nos cálculos dos impactos dos VE na rede elétrica.

Capítulo 4

Análise de impactos de veículos elétricos na rede de distribuição

4.1 Considerações iniciais

Neste capítulo, tem-se como objetivo quantificar os impactos técnicos que a integração de VE, GDFV e SA pode resultar na demanda de pico, nas perdas técnicas, nas tensões, no desequilíbrio, no carregamento dos transformadores e nos condutores. Para tanto, emprega-se o Método de Monte Carlo. Nessa perspectiva, este capítulo está organizado da seguinte forma:

1. Inicialmente, são apresentadas as variáveis aleatórias empregadas nas simulações de impactos decorrentes da integração de VE na rede elétrica, suas distribuições de probabilidade, e os valores utilizados (Seção 4.2);
2. De maneira análoga, são expostas as variáveis aleatórias relacionadas à GDFV (Seção 4.3);
3. Na sequência, têm-se os aspectos vinculados aos SA (Seção 4.4);
4. Uma vez apresentadas as variáveis aleatórias de cada conjunto de simulações, realiza-se uma breve descrição do alimentador selecionado para este estudo (Seção 4.5);
5. Na seção 4.6 é descrita a forma como o método de Monte Carlo foi aplicado nas simulações deste trabalho;
6. Por fim, são exibidos nas seções 4.7, 4.8 e 4.9, respectivamente, os resultados para os estudos de casos contendo: apenas VE, VE e GDFV, e VE, GDFV e SA.

4.2 Variáveis aleatórias envolvendo VE

Conforme mencionado anteriormente, em uma análise dos impactos de VE na rede, têm-se diversas incertezas envolvidas, a saber, a distância total percorrida, o instante e a duração do

carregamento, a capacidade de cada equipamento de recarga e o perfil de demanda da carga. Neste estudo, são tratadas como variáveis aleatórias a distância total percorrida, o instante e a duração do carregamento [34].

A distância total percorrida baseia-se no percurso diário típico para os moradores da região analisada. Ele compreende o deslocamento do Lago Sul até a região central de Brasília. Apesar de o percurso diário típico não representar de maneira homogênea todos os moradores, o que seria apenas possível por meio da elaboração de uma matriz origem destino, ele permite uma aproximação do trajeto mais comum. No presente trabalho, adotou-se para a distância total diária, $D(n)$ uma distribuição de probabilidade do tipo lognormal, conforme apresentado na Eq. (4.1) [4]. A média (μ) e a variância (σ^2) da distância percorrida são exibidas nas Eq. (4.2) e (4.3), respectivamente. Nesse conjunto de equações, faz-se uso da distância média percorrida ($E[M]$) e de sua variância ($Var[M]$). Os valores destas grandezas estão expostos na Tabela 4.1.

$$D(n) = \frac{1}{n\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(\frac{\ln(n)-\mu}{2\sigma^2}\right) \quad (4.1)$$

$$\mu = \ln E[M] - \frac{1}{2} \ln\left(1 + \frac{Var[M]}{E[M]^2}\right) \quad (4.2)$$

$$\sigma^2 = \ln\left(1 + \frac{Var[M]}{E[M]^2}\right) \quad (4.3)$$

O horário de início do carregamento, $H(t)$, por sua vez, foi selecionado com base na proposta de diversos artigos que defendem a realização de recargas diárias no início da noite, como descrito no Capítulo 1. Na verdade, optou-se pelo emprego do comportamento apontado pelos dados do NHTS 2017, no qual o horário de chegada dos moradores no fim de seu último trajeto diário é aproximado por uma função densidade de probabilidade com uma distribuição normal, cuja média e desvio padrão são iguais a 18h e 2h, respectivamente.

$$H(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}, 0 < t < 24 \quad (4.4)$$

Na literatura, não há consenso quanto a definição do nível de penetração de uma dada tecnologia [24] [40]. Neste estudo, tem-se que o nível de penetração para VE é a relação entre a quantidade de UC com uma dada tecnologia e o número total de UC. Observa-se, nesse caso, que o número máximo de VE por UC é igual a 1. Esta definição advém de [24].

De posse da distância percorrida, é possível empregar um dos métodos descritos no Capítulo 3 para a determinação da energia demandada. Conforme citado, neste estudo, optou-se pelo emprego do FASTSim em conjunto com os ciclos de condução desenvolvidos para a região analisada. Dado que não é possível determinar o horário do deslocamento de um dado morador, adotou-se de maneira semelhante ao empregado em [18], uma distribuição normal. Neste caso, no entanto, o valor médio e o desvio padrão são o valor médio do consumo de energia por quilômetro encontrado por meio dos resultados do FASTSim (Tabela 3.3), e o desvio padrão desse conjunto.

Por meio do emprego dos dados presentes na Tabela 4.1 na distribuição gaussiana utilizada para a representação da distância total percorrida pelo morador da UC, e com a adoção da metodologia C para quantificação da energia, é possível determinar o estado da bateria no início do carregamento. Além disso, admitindo-se o modelo de injeção de potência constante com um fator de potência unitário para a descrição do comportamento observado no carregamento de um VE [24], determina-se, para cada consumidor, o tempo necessário para o carregamento completo de seu veículo. Uma vez que o tempo de recarregamento depende da energia total necessária ao carregamento e a da potência do carregamento. Para tanto, são empregados ainda as informações relativas às potências dos carregadores conforme a Tabela 4.1, que são escolhidos com base no estudo de caso presentes nas seções 4.7 a 4.9, e no número de fases presente na UC. Ademais, considera-se que as recargas são diárias e que o padrão de carregamento se repete diariamente. Caso o processo de recarga finalize após as 24 horas, esse período é deslocado para as primeiras horas do dia. Dessa forma, o período total de recarregamento é capaz de suprir as demandas diárias de energia de um consumidor.

Tabela 4.1: Parâmetros relacionados ao uso do VE.

Parâmetro	Valor
Distância média percorrida ($E[M]$)	40 km
Variância da distância percorrida ($Var[M]$)	200 km ²
Rendimento carregamento	0,9
Potência monofásica de recarga lenta (P_{VE})	2 kW
Potência bifásica de recarga lenta (P_{VE})	3,3 kW
Potência monofásica <i>wallbox</i>	6,7 kW
Potência trifásica <i>wallbox</i>	11 kW

4.3 Variáveis envolvendo GDFV

Neste trabalho, nas simulações envolvendo GDFV, adotou-se o sistema de compensação de energia, *net metering*. Trata-se do tipo de incentivo regulatório empregado no Brasil. Com isso, assume-se que o sistema fotovoltaico implementado em uma dada unidade consumidora (UC) é tal que ele é capaz de gerar a energia média anual consumida nesta carga. Sendo assim, a potência do sistema fotovoltaico de uma UC é calculado segundo a Eq. (4.5).

$$P_{GDFV} = \frac{CM \times k}{PR \times n_{dias} \times I_{rr}} \quad (4.5)$$

Na Eq. (4.5), P_{GDFV} é a potência da GDFV na unidade consumidora (kW); CM representa o consumo médio mensal da UC (kWh); k é a constante solar na superfície terrestre, definida em 1 kW/m²; PR é a *performance Ratio*, que representa a eficiência do sistema de geração (%), definida em 80%; n_{dias} é o número de dias em um mês (dias), definido como 30,5 dias já que os dados empregados são de um ano bissexto; e I_{rr} é a irradiação, definida como a integral da radiação solar ao longo do dia (kWh/m²/dia), igual a 5,422 kWh/m²/dia.

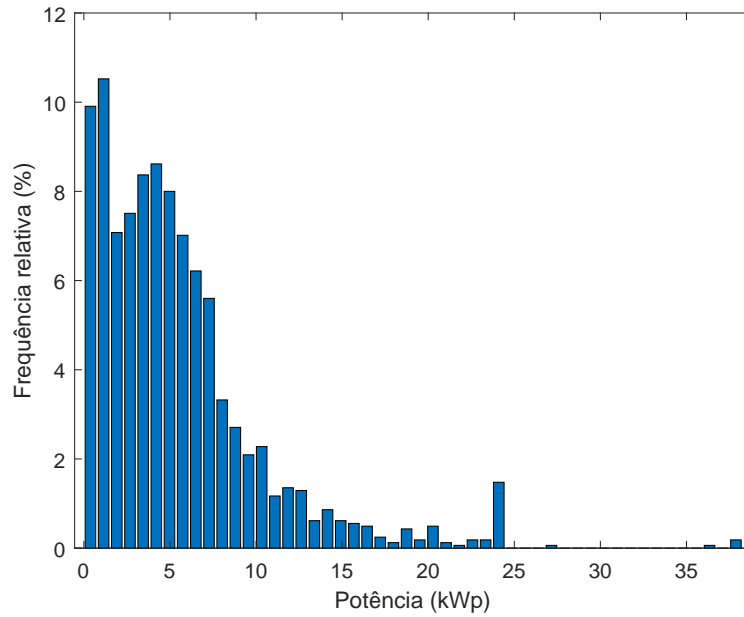


Figura 4.1: Histograma com a frequência relativa das potências dos sistemas de GDFV das residências do alimentador 1004.

O CM é calculado segundo a Eq. (4.6), em que E_{UC} representa a energia consumida pela UC (kWh), e E_{VE} é a energia consumida pelo VE caso a UC seja selecionada no sorteio de quem receberá esta tecnologia. A Fig. 4.1 apresenta um histograma contendo a frequência relativa das potências que podem ser instaladas para sistemas de GDFV nas residências do alimentador em estudo, o qual será descrito na seção 4.5. O valor médio é de 19,1271 kWp e o desvio padrão é de 11,1526 kWp.

$$CM = E_{UC} + E_{VE} \quad (4.6)$$

O processo de escolha da UC que terá instalado o sistema de GDFV é aleatório e baseado em uma distribuição uniforme. O número de fases do sistema fotovoltaico segue a alimentação que é entregue pela distribuidora a UC. Dessa forma, as UC atendidas por sistemas monofásicos, quando sorteadas, recebem um sistema monofásico (conexão fase-neutro). O mesmo procedimento se aplica para sistemas bifásicos e trifásicos. Ressalta-se, no entanto que, no caso trifásico, a conexão será do tipo delta. A escolha do nível tensão no acoplamento do sistema fotovoltaico é o mesmo disponibilizado para a UC.

No tocante aos níveis de penetração para GDFV, assim como ocorre para os VE, observa-se na literatura a existência de diversas definições. Dentre as definições existentes destacam-se: (i) a relação entre a energia total gerada pela GDFV e a energia total consumida pelas UC; (ii) a relação entre a potência total dos geradores solares FV e a potência de pico do alimentador; (iii) a relação entre a potência total da GDFV e a carga mínima atendida pelo alimentador, e (iv) a relação entre a potência total da GDFV e a potência nominal do transformador ou do alimentador [5]. Neste trabalho, para a realização dos cálculos dos impactos de GDFV, será utilizada a relação entre a potência total dos geradores FV e a potência total em BT do alimentador.

Ressalta-se que parte das informações do alimentador empregado neste trabalho foram adquiridas fazendo-se uso da ferramenta computacional denominada *Impactos*. O desenvolvimento deste aplicativo é parte do trabalho de doutorado da estudante do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade de Brasília, Priscilla Araújo Juá Stecanella. Este algoritmo é também responsável por determinar a potência do sistema fotovoltaico, P_{GDFVUC} , baseado no incentivo regulatório *net metering*, na radiação solar e na temperatura. Os resultados, no entanto, são gerados para cenários sem VE. Dessa forma, caso a UC seja sorteada para ter um VE, é necessário a correção da potência do sistema com a demanda prevista para o automóvel. Os resultados da mencionada ferramenta computacional são armazenados no banco de dados SQL Server. Com isso, é possível utilizar as informações de saída do *Impactos* em simulações no OpenDSS para a análise dos efeitos da integração de VE na rede elétrica.

As informações de irradiância empregadas neste estudo são oriundas da Estação de Brasília do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

4.4 Variáveis envolvendo SA

Neste trabalho, o SA foi projetado para atender ao consumo médio diário de energia da UC que possui GDFV. Eles só são instalados em locais que possuem GDFV. A sua alocação tem como objetivo reduzir a variação da potência demandada pelos consumidores da rede. Para tanto, definiu-se as máximas potências de carregamento e de descarregamento do SA como sendo iguais a P_{GDFV} . Cabe destacar que, em cenários com grande penetração de GDFV, é possível a existência de fluxo reverso de potência. Porém, com a integração dos VE, ao fim do dia (sem a presença da GDFV), pode haver novamente uma inversão do fluxo, e dessa vez, com grande intensidade. Nesses casos, os SA podem atenuar os impactos destas tecnologias.

Nos casos em que o consumidor dispõe de VE, foram ajustadas tanto a capacidade quanto a potência de carregamento e descarregamento do SA. A capacidade foi ajustada tendo como base a energia demandada pelo perfil de uso do VE gerado para aquela UC. Esse valor é empregado na Eq. (4.5) para a definição da máxima potência de carregamento ou descarregamento. Neste estudo são apresentados resultados em que o consumidor adquiriu o VE antes da instalação de GDFV e SA.

4.5 Descrição do alimentador

Na análise de impactos da integração de VE na rede elétrica executada neste trabalho é utilizado um alimentador real da Companhia Energética de Brasília (CEB). Ele está situado na Região Administrativa (RA) do Lago Sul no Distrito Federal. Segundo a Pesquisa Distrital por Amostra de Domicílios (PDAD), elaborada pela Companhia de Planejamento do Distrito Federal (CODEPLAN), em 2018, a população do Lago Sul era estimada em 29754 habitantes [6]. Esta região apresenta um Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) de 0,945. Este patamar é maior do que o IDH de países como a Noruega e a Suécia. A Fig. 4.2 apresenta a distribuição relativa do

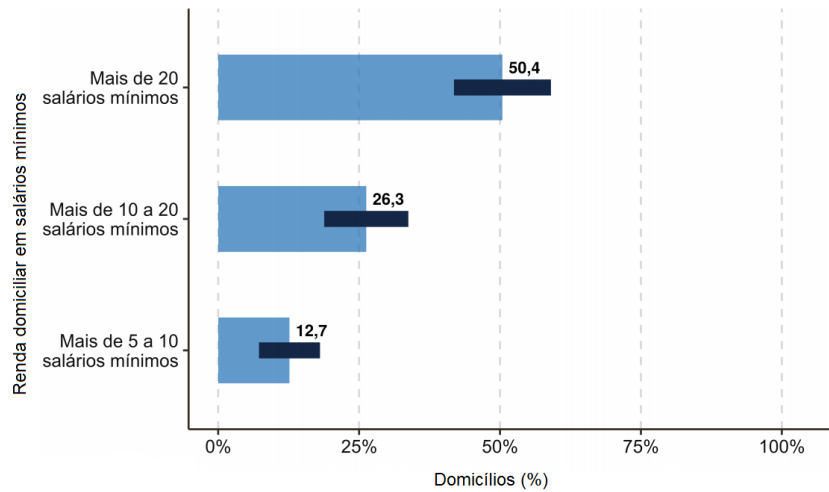


Figura 4.2: Distribuição do rendimento domiciliar por faixa de salário mínimo. Fonte:[6].

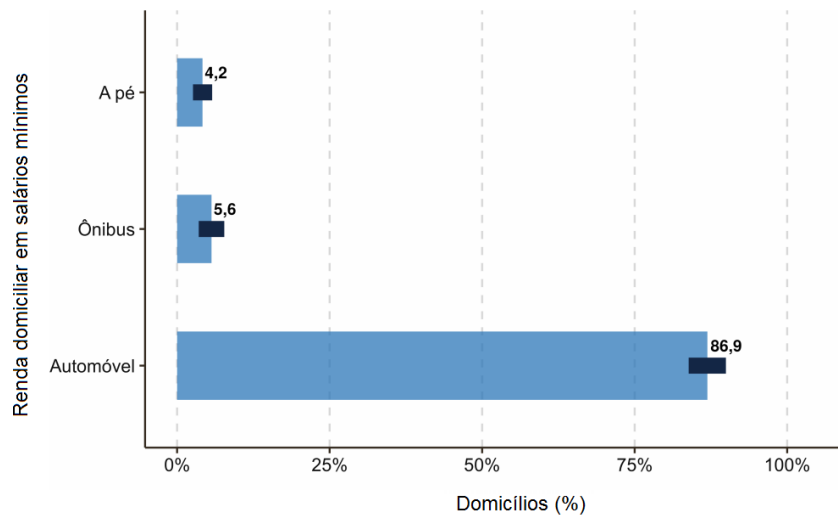


Figura 4.3: Meios de transporte utilizados para deslocamento até o trabalho principal. Fonte:[6].

rendimento domiciliar do Lago Sul por faixa de salário mínimo. Desta figura é possível observar que mais de 50% da população do Lago Sul tem renda acima de 20 salários mínimos. A renda domiciliar média desta região é de R\$ 21.915,50. A PDAD apontou ainda que 86,9% dos moradores do Lago Sul utilizam automóveis em seus deslocamentos diários para o trabalho (Fig. 4.3). Dessa forma, essa região apresenta um grande potencial para a adoção de GDFV e VE. Estes aspectos justificam a escolha do alimentador empregado neste trabalho, a saber, o 1004.

O alimentador selecionado para as simulações de impactos apresenta um perfil predominantemente residencial. Ele é composto por 1625 UC e 3735 barramentos, dentre os quais 747 são de média tensão, e 2987 de baixa tensão. A Fig. 4.4 apresenta os alimentadores 1001 a 1008 que constituem a subestação 10 da CEB. O alimentador 1004 encontra-se em verde na citada figura.

Neste trabalho, para a modelagem do alimentador 1004, optou-se por empregar as informações disponibilizadas pela ANEEL via Lei de Acesso à Informação. Em outras palavras, as curvas de



Figura 4.4: Alimentadores que compõem a subestação 10.

carga, os patamares de consumo, as potências dos transformadores, o consumo mensal das UC, a seção reta dos condutores, os dados dos reguladores de tensão, das chaves e as características dos ramais de alimentação, são oriundos do programa ProgGeoPerdas. O ProgGeoPerdas é uma ferramenta computacional desenvolvida pela equipe da ANEEL para o cálculo das perdas técnicas das distribuidoras brasileiras. Os modelos adotados para as cargas conectadas ao sistema de distribuição em média tensão e ao sistema de distribuição em baixa tensão representam um modelo ZIP composto por dois tipos: Tipo 1 - com 100% de impedância constante para a parcela reativa (Model=2) e; Tipo 2 - com 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parcela ativa da carga (Model=3, onde P é constante e Q varia de forma quadrática). Todas as UC possuem fator de potência 0,92 indutivo. Cabe ainda mencionar que, nas simulações executadas, são consideradas curvas de carga típicas para dias úteis, sábados e domingos para cada um dos meses do ano.

4.6 Descrição do método de cálculo dos impactos de veículos elétricos na rede de distribuição

Conforme mencionado, na avaliação dos impactos da integração de VE na rede elétrica, têm-se diversas grandezas aleatórias. Por esta razão, optou-se pelo emprego do método de Monte Carlo. A seguir, tem-se a descrição detalhada do método de cálculo dos impactos da integração de VE na rede de distribuição.

A Fig. 4.5 exibe o fluxograma do método empregado para o cálculo dos impactos de VE na rede de distribuição. O processo inicia-se com a escolha do alimentador no qual a análise será

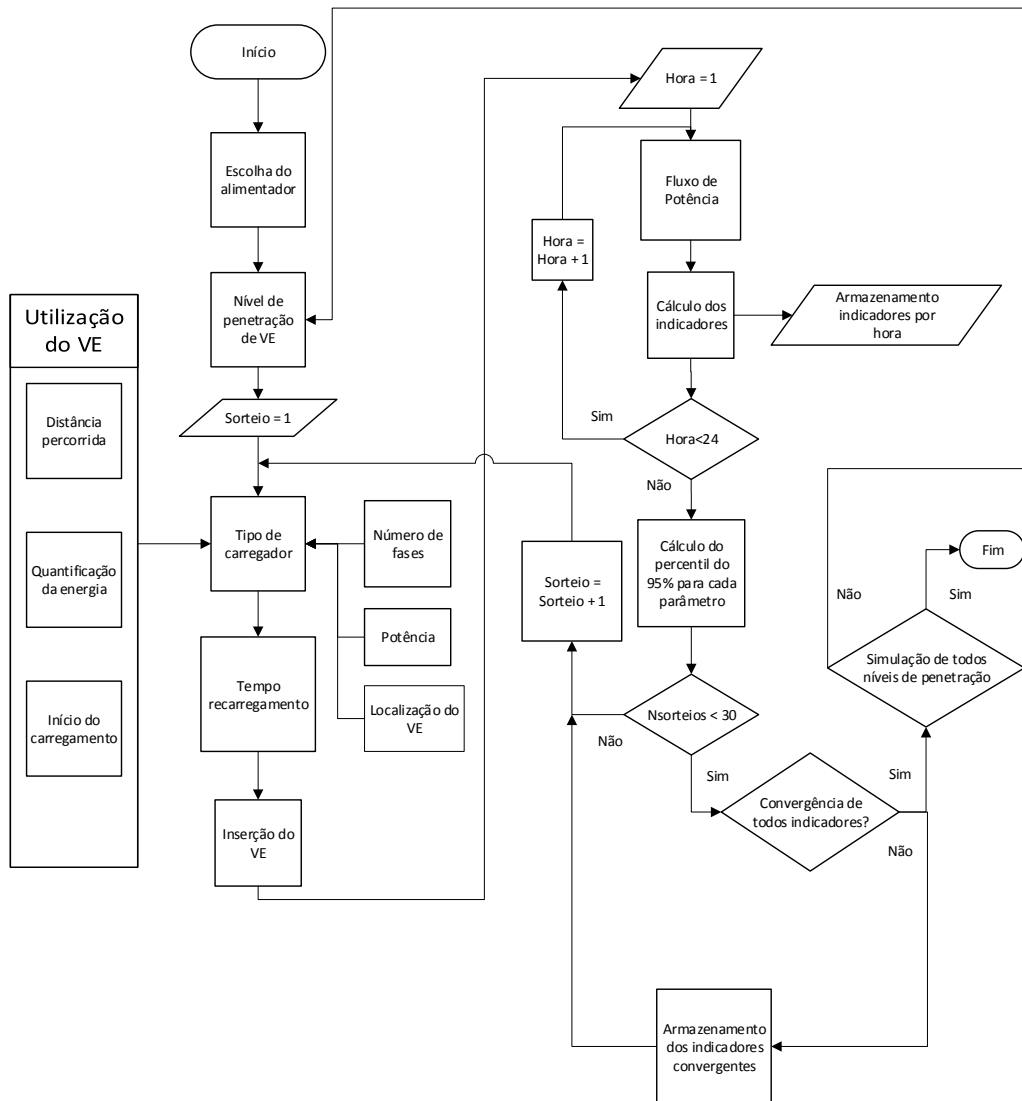


Figura 4.5: Diagrama com a descrição do método de cálculo dos impactos de VE na rede de distribuição.

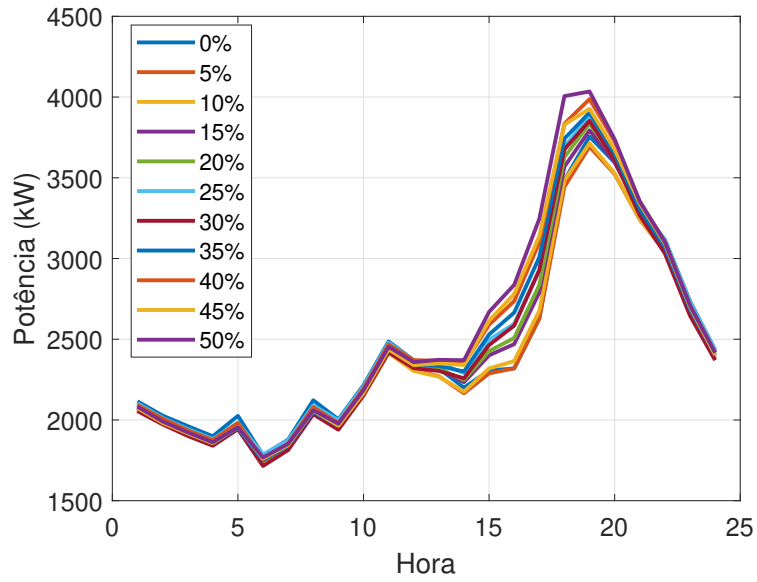
realizada e com a definição do nível de penetração de VE. Em seguida, têm-se a seleção de um dia do ano para a avaliação, e do sorteio da localização dos recarregadores de VE, ou seja, das UC que receberão esta tecnologia. Para cada uma das UC sorteadas, obtém-se o valor da distância percorrida pelo VE, o consumo de energia baseado na aplicação do método selecionado no capítulo 3, a saber, o FASTSim, e ainda, o horário de início do carregamento da bateria do VE. Por meio das informações de cada UC, define-se o tipo de carregador, o qual permite a determinação do tempo de carregamento com base no padrão de utilização do VE. Esse processo possibilita a inserção do VE como uma carga na UC. Com isso, executa-se o fluxo de potência via OpenDSS para cada uma das 24 horas do dia e se calcula os impactos na tensão, na corrente, na potência dos transformadores e na capacidade dos condutores decorrentes da integração de VE na rede de distribuição para cada hora do dia. Com os 24 resultados dos impactos de cada grandeza em análise, determina-se o valor com probabilidade de 95% de não ser excedido (P95) de cada variável em avaliação. Feito isso, passa-se para a seleção do segundo dia para análise e do segundo sorteio de UC que receberão os carregadores de VE. Com isso, executa-se novamente o fluxo de potência. O P95 agora será calculado com os 48 resultados referentes às 48 horas dos dois dias em avaliação. Este procedimento é realizado no mínimo 30 vezes (para 30 dias). Se todos os 30 valores de P95 de uma dada grandeza estiverem dentro de uma faixa de variação de 5% para mais ou para menos definida pelo primeiro valor calculado dessa sequência de 30 valores, finaliza-se as simulações para aquela grandeza. Caso contrário, acrescenta-se um novo dia na análise, e o processo é repetido até que o limite de convergência de todas as grandezas tenha sido atendido.

4.7 Estudo de caso 1

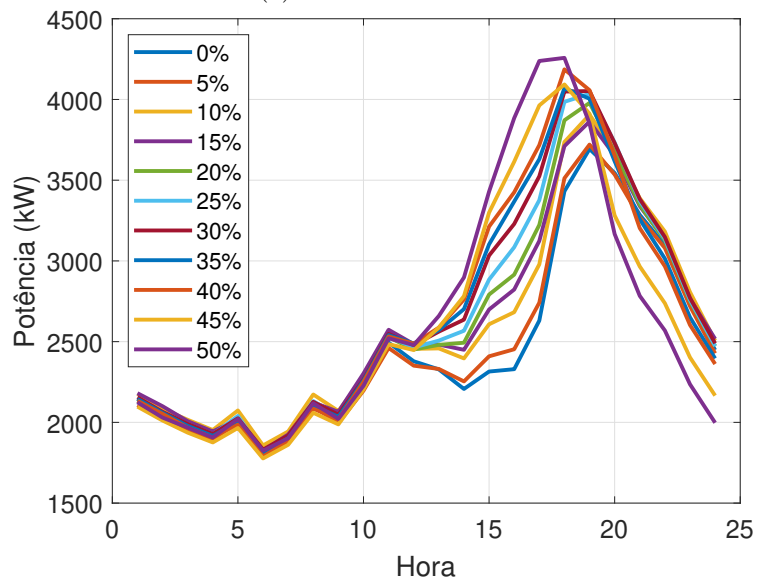
Com o primeiro estudo de caso, busca-se realizar uma análise dos impactos da integração de VE na rede elétrica, sem a presença de GDFV e de SA. Inicialmente, o método ora descrito para o cálculo dos impactos é aplicado considerando-se a conexão dos VE em tomadas comuns, ou seja, de menores níveis de potência [4]. Este cenário está em conformidade com o tipo 1 da IEC 62196-2 para o conector J1772. No entanto, cabe salientar que trata-se de uma recarga muito lenta que pode, por vezes, não atender aos consumidores de maneira apropriada. Por esta razão, Arioli et al. [24] menciona em seu trabalho que esse tipo de cabo, apesar de acompanhar a maioria dos VE, deve ser utilizado sobretudo para recargas eventuais e emergenciais. Com isso, observa-se a necessidade de instalação de sistemas dedicados de carregamento tais como os *wallboxes*. Estes carregadores permitem maiores níveis de potência, e em consequência, seus impactos podem diferir de maneira significativa do tipo 1 da IEC 62196-2. Por essa razão, foram realizadas simulações envolvendo ambos carregadores. Para o primeiro caso adotou-se carregadores monofásicos e bifásicos cujas potências são respectivamente 2 kW e 3,3 kW, conforme Tab. 4.1. Já o segundo caso contempla o emprego de *wallboxes* monofásicos e trifásicos com potências iguais a 6,7 kW e 11 kW. Estes patamares estão em consonância com o tipo 2 da ABNT NBR IEC 62196-2. Esta norma oferece uma faixa de valores de tensão e corrente para a operação dos carregadores, mas não são detalhados os níveis de potência. Por esta razão, a escolha da potência para a simulação envolvendo *wallboxes* se alicerçou em informações divulgadas por algumas montadoras

e por fabricantes desses instrumentos [69].

A Fig. 4.6 exhibe as curvas de demanda do alimentador em análise obtidas para diversos níveis de penetração de VE, e considerando-se o uso de (a) tomadas comuns (com potências de 2 ou 3,3 kW), e de (b) carregadores dedicados (com potências de 6,7 ou 11 kW). Da Fig. 4.6b, observa-se que, para condições sem VE (0% de nível de penetração), por volta das 16h, há uma demanda de menos de 2500 kW. Já para o nível de penetração igual a 50%, constata-se um aumento de aproximadamente 1400 kW. Esse valor representa em termos percentuais, 56% de acréscimo em relação ao cenário sem VE. Adicionalmente, é possível verificar que o emprego de recarregadores com níveis de potência mais elevados é responsável, em geral, pelo aumento da demanda do alimentador. De fato, comparando-se as curvas de demanda de pico dos casos (a) e (b) às 18h, constata-se um leve aumento da ordem de 500 kW.

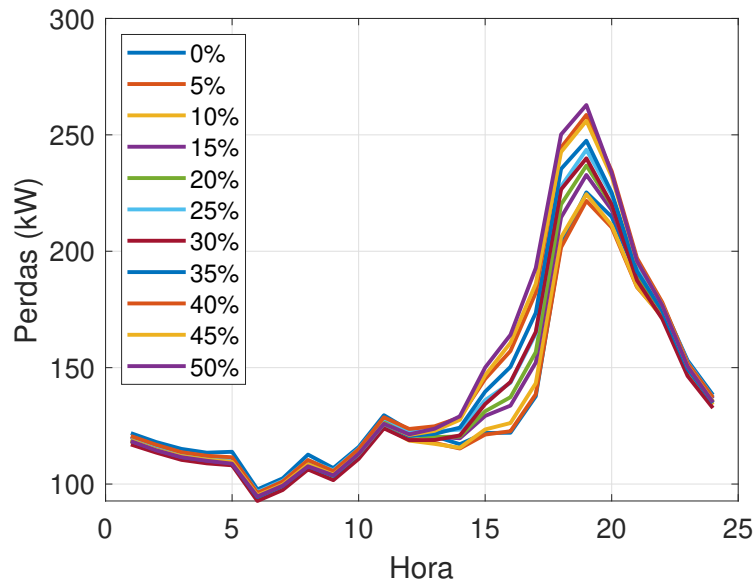


(a) Tomadas comuns.

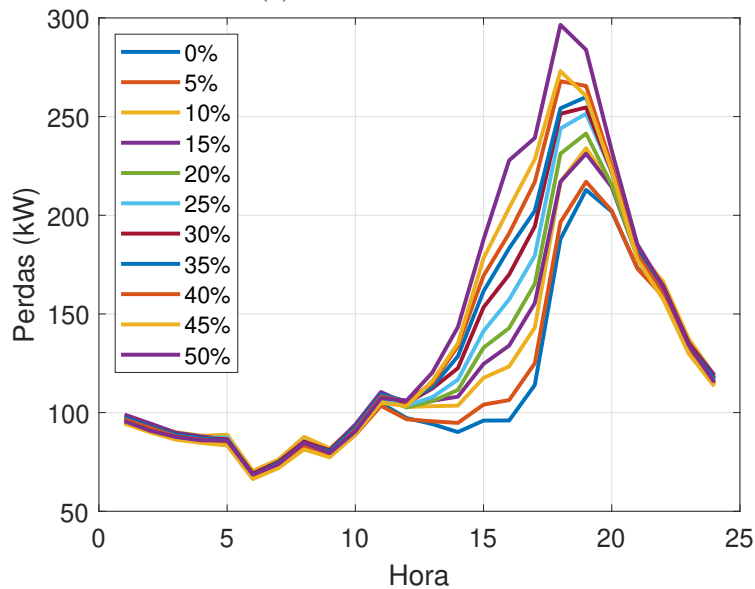


(b) Carregadores dedicados.

Figura 4.6: Curva de demanda considerando-se diferentes níveis de penetração de VE: (a) tomadas comuns e (b) carregadores dedicados.



(a) Tomadas comuns.



(b) Carregadores dedicados.

Figura 4.7: Curva horária das perdas considerando-se diferentes níveis de penetração de VE: (a) tomadas comuns e (b) carregadores dedicados.

A Fig. 4.7 apresenta as perdas registradas no alimentador a cada hora do dia, para vários níveis de penetração, e considerando-se o emprego de (a) tomadas comuns, e de (b) carregadores dedicados. Assim como foi constatado para a demanda, a utilização de tomadas comuns para recargas causou um acréscimo das perdas técnicas de cerca de 50 kWh no horário de pico para o maior nível de penetração simulado quando comparado ao caso sem VE. Isso representa um acréscimo de 23%. De maneira análoga para os carregadores dedicados, este aumento foi de aproximadamente 80 kWh (38% do pico). Quanto maior a potência do recarregador, maior o reflexo nas perdas técnicas. Em função deste aspecto, e ainda considerando-se que há uma expectativa de predominância de carregadores dedicados, optou-se por a partir desse ponto apresentar os

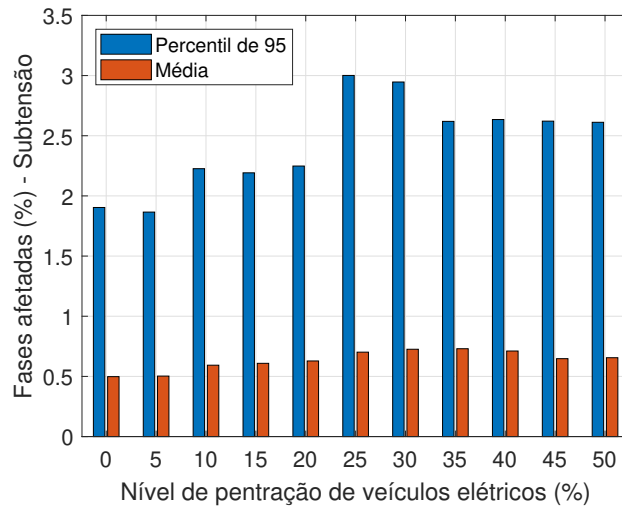


Figura 4.8: Número de fases com tensões abaixo de 0,92 p.u em função do nível de penetração de VE.

resultados apenas para recargas em que haja o emprego de sistemas com potências de 6,7 ou 11 kW.

A Fig. 4.8 exibe os valores médios e os percentis de 95% do número de fases do alimentador com tensões abaixo de 0,92 p.u. (violações de tensão por subtensão), em função do nível de penetração de VE. Da Fig. 4.8, observa-se que o número de fases com subtensão para cada nível de penetração exibe um leve aumento se comparado com a condição em que não se tem VE. Em outras palavras, o acréscimo de VE na rede não altera significativamente as tensões abaixo dos níveis determinados pela norma para este alimentador.

Das simulações executadas neste estudo, foi possível constatar considerando-se todas as horas do dia, que o alimentador avaliado não possui fases acima do limite de 1,05 p.u.. Em consequência, a média e o P95 do número de fases que violam este patamar são próximos de zero para a condição no qual o nível de penetração é igual a zero. Este comportamento não se altera com a presença de VE (níveis de penetração de 5 a 50%), já que esse novo elemento tende a aumentar o número de casos com subtensão, e diminuir possíveis problemas com sobretensão.

A Fig. 4.9 expõe os impactos dos VE no carregamento dos transformadores na baixa tensão. Desta figura, é possível perceber que, de 0 a 10% de penetração de VE, o valor do P95 é próximo a zero. Já para a faixa de 15% a 20%, verifica-se que 1% do total de transformadores é afetado. Para os níveis de penetração de 20 a 50%, cerca de 2% dos transformadores são impactados. No tocante ao valor médio, constata-se um crescimento gradual tendendo a 0,5 % para o maior nível de penetração de VE simulado (50%).

Apesar de o recarregamento dos VE em algumas UC ser executado por meio de carregadores trifásicos, têm-se os sistemas em que carregadores monofásicos ou bifásicos são empregados. Por essa razão, o desequilíbrio de tensão caracteriza-se como um fenômeno de qualidade da energia que deve ser analisado. Neste sentido, a Fig. 4.10 ilustra o número de barras que possui FD acima de 3%, em porcentagem do número total de barras do alimentador. Desta figura verifica-se que a

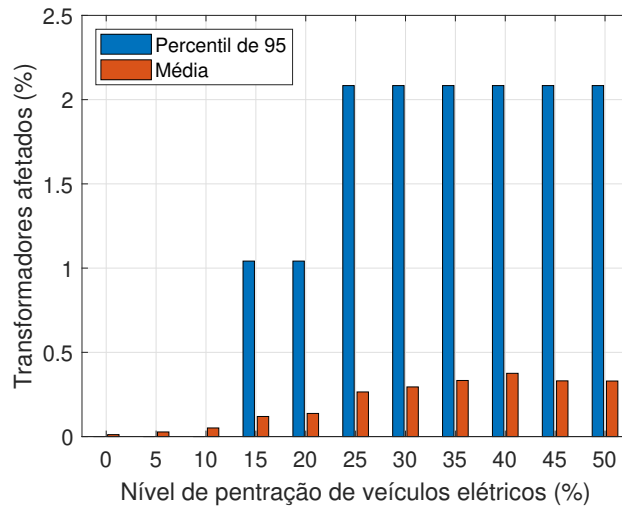


Figura 4.9: Número de transformadores cujo limite de carregamento foi violado em função do nível de penetração de VE.

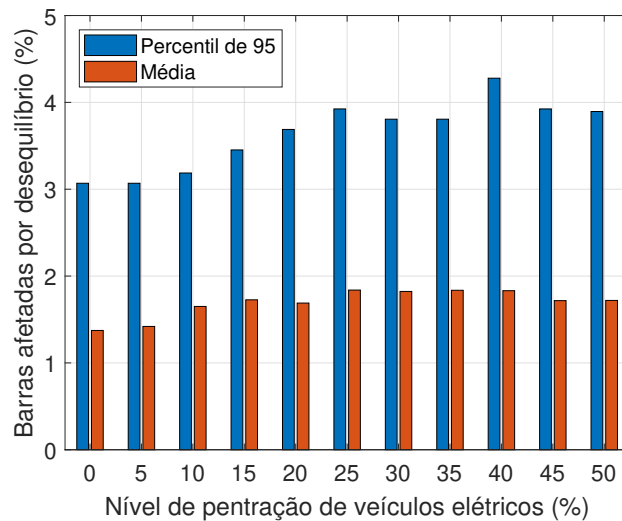


Figura 4.10: Número de barras com $FD > 3\%$ em função do nível de penetração de VE.

integração de VE na rede gera um leve aumento do número de barras com desequilíbrio acima de 3%. O maior crescimento deu-se para o nível de penetração igual a 40%.

Durante o recarregamento de VE, circula pelos condutores da rede elétrica uma corrente de maior valor justificada pelo aumento da carga. A Fig. 4.11 exibe o número de condutores com sobrecorrente em função do nível de penetração. Da Fig. 4.11 é possível notar que, mesmo em condições sem VE, já se constata a presença de sobrecorrente em alguns condutores. Entretanto, a proporção de condutores afetados em relação ao total de condutores do alimentador é muito pequena. O valor médio do número de condutores com violações do patamar de corrente cresce de maneira lenta e proporcional ao nível de penetração. No entanto, observando-se o P95, verifica-se que 5% de penetração de VE já resulta em um rápido aumento em relação ao caso sem VE. O número máximo de violações ocorre justamente na maior quantidade de UC com VE (50%). Apesar do aumento do nível de penetração de VE justificar um aumento no número de condutores

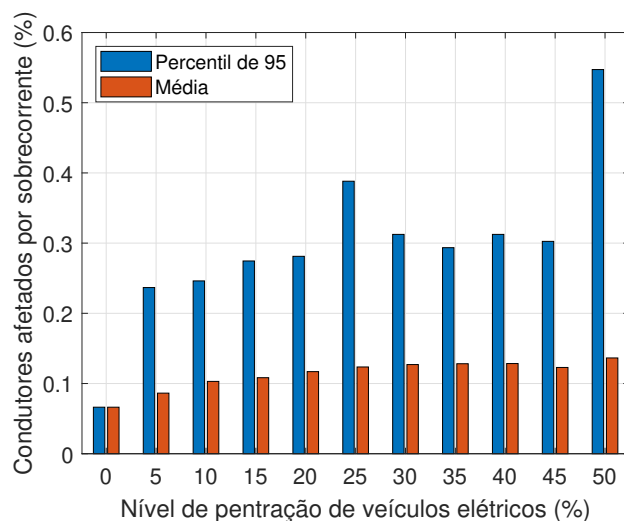


Figura 4.11: Número de condutores com sobrecorrente em função do nível de penetração.

com sobrecorrente, cabe destacar que o número de condutores afetados é muito pequeno.

4.8 Estudo de caso 2

Concomitantemente ao crescimento do número de VE nas ruas, tem-se a disseminação da GDFV. Porém, a adoção dessas tecnologias ocorre em diferentes velocidades. Isso se justifica em função da renda do país, da condição climática, e ainda, devido aos incentivos direcionados a cada uma destas tecnologias. No Brasil, enquanto a GDFV corresponde a 1,1% da matriz energética [70], o número de VE até o presente momento é muito pequeno. Contudo, em outros países como a China, em 2018, houve a venda de quase 2 milhões de novos VE. Neste ínterim, visando abranger a presença de GDFV e de VE conectados na rede de distribuição, nesta seção, são efetuadas simulações com estas duas tecnologias com diversos níveis de penetração.

O algoritmo empregado para essa avaliação de impactos é apresentado na Fig. 4.12. Da análise desta figura é possível concluir que o processo de avaliação dos impactos da GDFV e de VE na rede de distribuição assemelha-se ao apresentado para o cálculo dos impactos de VE. No entanto, cabe destacar que os sorteios de UC que recebem VE e GDFV são independentes, ou seja, a UC que possui um carregador de VE não necessariamente possui GDFV. Os resultados para esse estudo de caso são apresentados da Fig. 4.13 a Fig. 4.20. Nestes casos, a GDFV é variada de 0 a 70% em passos de 10%, enquanto o nível de penetração de VE é variado de 0 a 50% com incrementos de 5%.

A Fig. 4.13 apresenta as curvas de demanda média do alimentador para cada um dos níveis de penetração simulados, tanto de GDFV quanto de VE. Dado que são simulados 11 níveis de penetração de VE (de 0 a 50%) e 8 de GDFV (de 0 a 70%), têm-se um total de 88 curvas traçadas nesta figura. Analisando-as, é possível verificar que até aproximadamente as 13h, o comportamento das curvas é definido principalmente em função da presença de GDFV. Entretanto, após esse período, constata-se que o comportamento da demanda média é alterado em função da presença

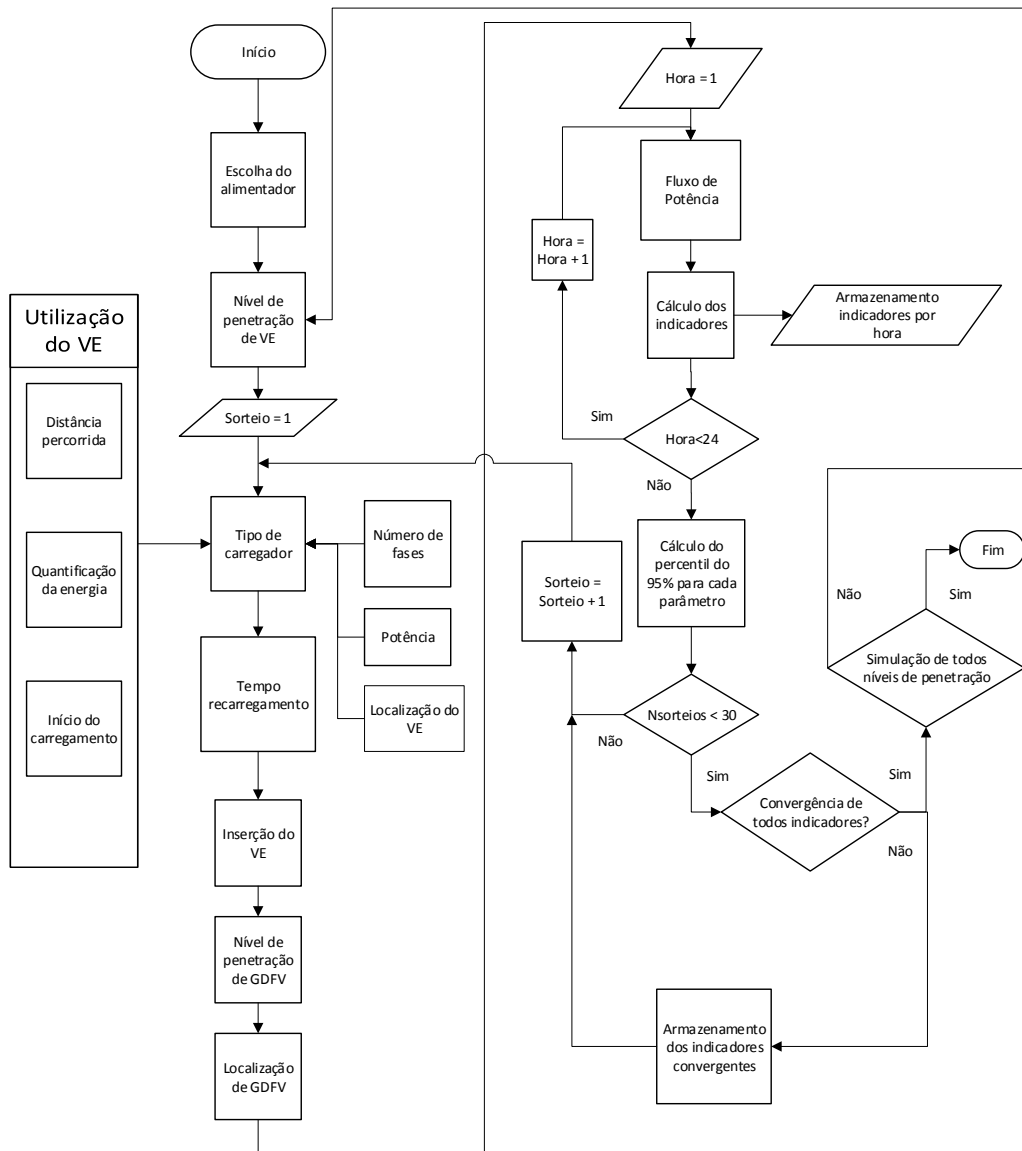
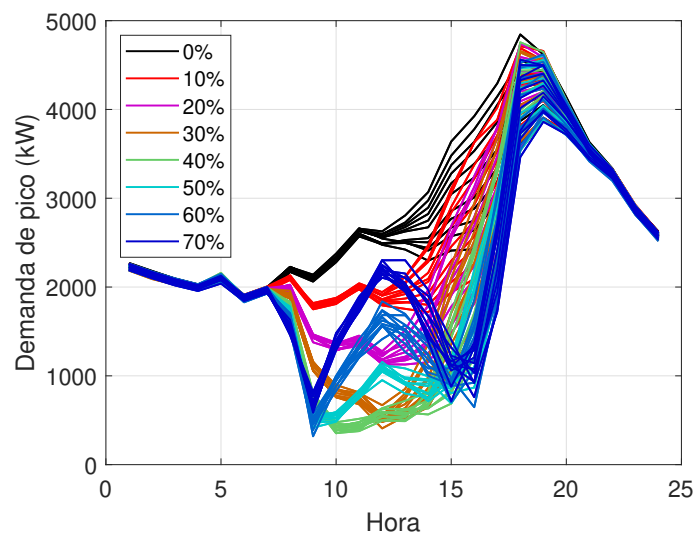
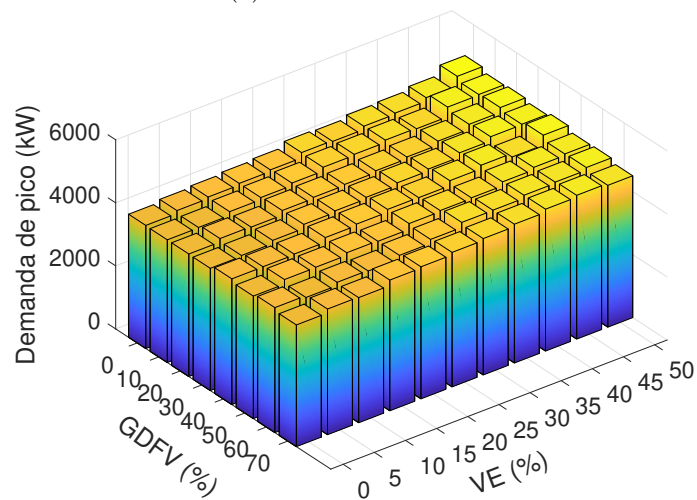


Figura 4.12: Diagrama com a descrição do método de cálculo dos impactos de VE e GDFV na rede de distribuição.



(a) Demanda horária.



(b) Demanda de pico.

Figura 4.13: Curvas de demanda horária e barras de demanda de pico considerando-se diferentes níveis de penetração de VE e GDFV.

de GDFV e de VE. De acordo com a Fig. 4.13, no período das 9h às 13h, o aumento dos níveis de penetração da GDFV de até 40% culmina na redução da demanda. Porém, acima deste patamar, há uma inversão no fluxo de potência que resulta em um novo aumento da demanda. O maior nível de penetração de GDFV simulado (70%) é responsável pela maior potência reversa. Cabe destacar que a inversão do fluxo de potência só ocorre em momentos de grande geração fotovoltaica. No final da tarde, com a redução da geração fotovoltaica e o aumento do consumo devido inclusive à presença de VE na rede, tem-se um incremento na demanda e uma nova inversão do fluxo.

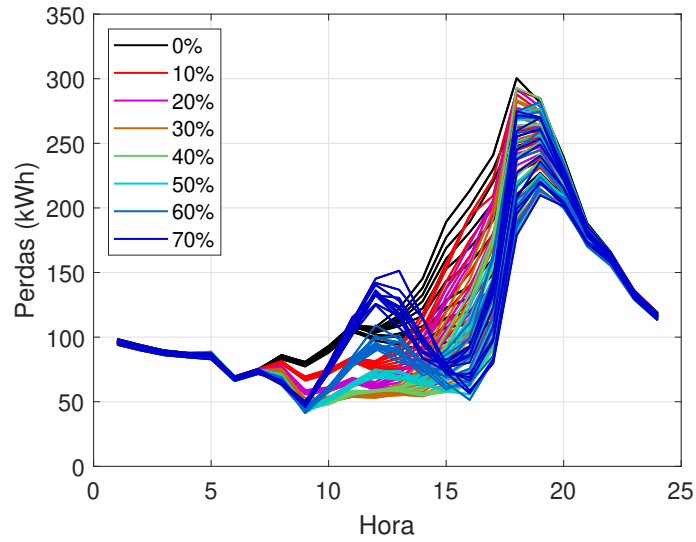
A Fig. 4.13b expõe as demandas de pico encontradas para todos os níveis de penetração de GDFV e VE avaliados. Desta figura, verifica-se um pequeno aumento da demanda de pico decorrente do aumento do número de UC com VE. Em outras palavras, a integração de GDFV praticamente não alterou o cenário em que se tem a maior demanda de energia.

Da análise da Fig. 4.13a e da Fig. 4.13b, é possível concluir que, a integração de GDFV na rede elétrica não afeta significativamente os impactos que a inserção de VE causa na demanda de pico. Isso se deve sobretudo pelo fato de os sistemas fotovoltaicos gerarem energia em um período diferente daquele em que os VE são, em geral, carregados.

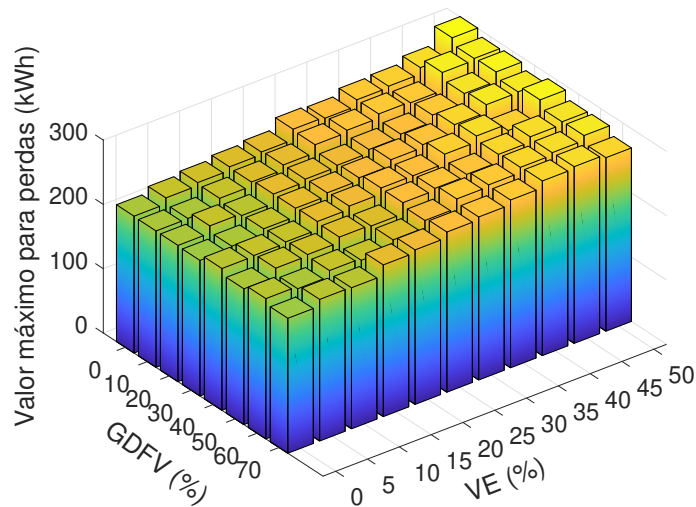
A Fig. 4.14a apresenta o comportamento das perdas técnicas horárias para os diferentes níveis de penetração de GDFV e VE. Desta figura é possível notar que a inserção de GDFV em baixos níveis de penetração reduz as perdas. Essa atenuação das perdas ocorre até o nível de penetração de 30%, quando um incremento dessa tecnologia tende a elevar novamente as perdas. Entretanto, a integração de VE tende a sempre aumentar as perdas, sobretudo no horário de pico.

A Fig. 4.14b exhibe as perdas máximas registradas para diferentes níveis de penetração de VE e GDFV. Desta figura verifica-se para cada nível de penetração de GDFV, que um aumento no nível de penetração dos VE resulta em um acréscimo das perdas máximas.

A Fig. 4.15 exhibe o número de fases com tensões acima de 1,05 p.u. em função dos níveis de penetração de GDFV e VE. Diferentemente do cenário somente com VE (estudo de caso 1), a inserção de GDFV em conjunto com VE, quando em maiores intensidades, resulta em fases com problemas de sobretensão. Pela Fig. 4.15, nota-se que até aproximadamente o nível de penetração de 50% de GDFV, o número de fases acima dos limites considerados adequados apresenta uma pequena variação. No entanto, esse comportamento é rapidamente alterado para os níveis de 60% e 70% de GDFV.



(a) Perdas horárias para diferentes níveis de penetração de VE e GDFV.



(b) Perdas máximas registradas para diferentes níveis de VE e GDFV.

Figura 4.14: Perdas horárias e o máximo valor de perdas para condições com VE e GDFV.

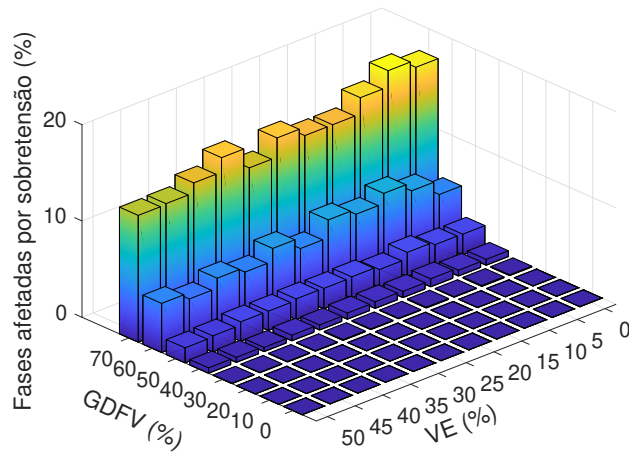


Figura 4.15: Número de fases com tensões acima de 1,05 p.u. em função dos níveis de penetração de GDFV e VE.

A Fig. 4.16 apresenta o número de fases com tensões abaixo de 0,92 p.u. em função dos níveis de penetração de GDFV e VE. Nesta figura, é possível constatar que o número de fases afetadas cresce com o número de VE. Além disso, para um mesmo nível de penetração de VE, esse problema possui maior frequência quando há menor intensidade de geração distribuída.

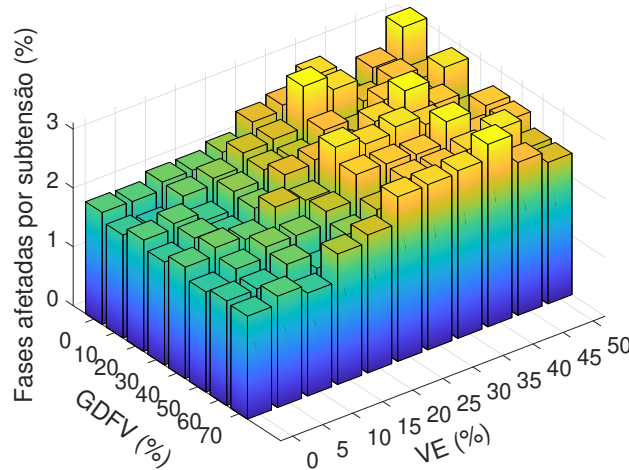


Figura 4.16: Número de fases com tensões abaixo de 0,92 p.u. em função dos níveis de penetração de GDFV e VE.

A Fig. 4.17 expõe o número de fases fora dos limites adequados em função dos níveis de penetração de GDFV e VE. Da Fig. 4.17 observa-se que grandes níveis de penetração de GDFV resultam em maiores impactos nos níveis de tensão do que a presença de VE.

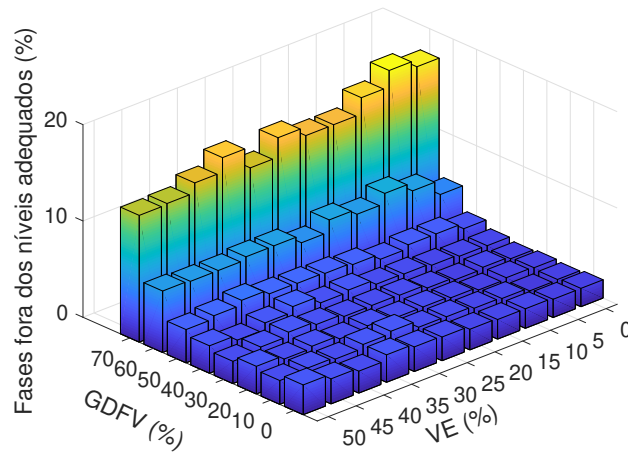


Figura 4.17: Número de fases fora dos limites adequados em função dos níveis de penetração de GDFV e VE.

A Fig. 4.18 ilustra o número de transformadores cujo limite de carregamento foi violado em função dos níveis de penetração de GDFV e VE. Da Fig. 4.18 é possível verificar que a variação dos níveis de penetração da GDFV praticamente não altera o número de transformadores cujo limite de carregamento foi violado. Entretanto, de 0% a 10% de penetração de VE, a porcentagem de transformadores afetados é próxima a zero. Esse valor sobe para patamares próximos a 1% para os níveis de penetração de 15% e 20%. Para os níveis de VE entre 35% e 50%, cerca de 2% do total dos transformadores são afetados. Cabe destacar que existem alguns casos em que observa-se que aproximadamente 3% dos transformadores tiveram seus limites excedidos.

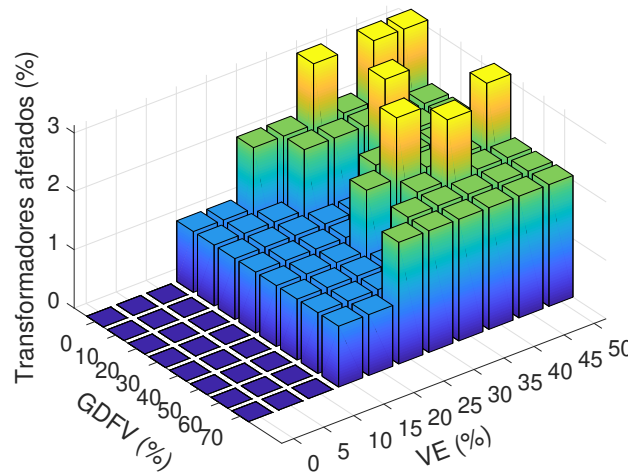


Figura 4.18: Número de transformadores cujo limite de carregamento foi violado.

A Fig. 4.19 exibe a porcentagem de barras afetadas por desequilíbrio de tensão com $FD > 3\%$. Desta figura, constata-se que os níveis de penetração de GDFV tem uma influência insignificante nos níveis de desequilíbrio de tensão. Contudo, nota-se que quanto maior a presença de VE, maior é o número de barras com $FD > 3\%$.

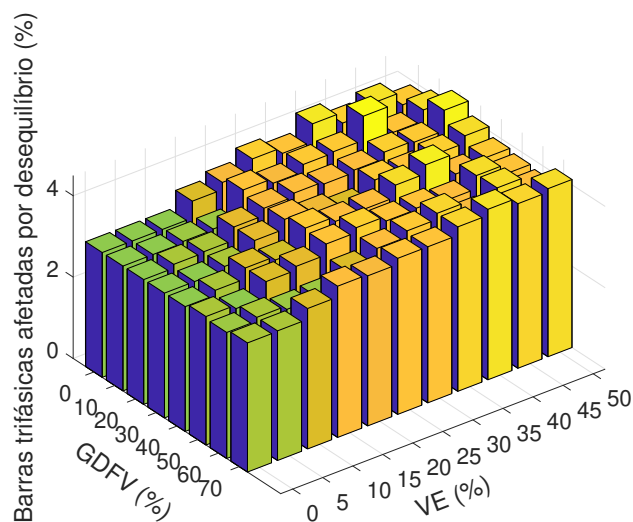


Figura 4.19: Número de barras com $FD > 3\%$ em função do nível de penetração de GDFV e VE.

A Fig. 4.20 mostra a porcentagem de condutores afetados por sobrecorrente em função dos níveis de penetração de GDFV e VE. Desta figura, é possível perceber que a influência dos níveis de penetração de GDFV e de VE no número de condutores afetados é de no máximo 0,6%, ou seja, desprezível. Além disso, nota-se também para alguns níveis de penetração uma elevação no número de condutores afetados por sobrecorrente provavelmente resultantes da proximidade da localização das UC sorteadas para possuírem VE.

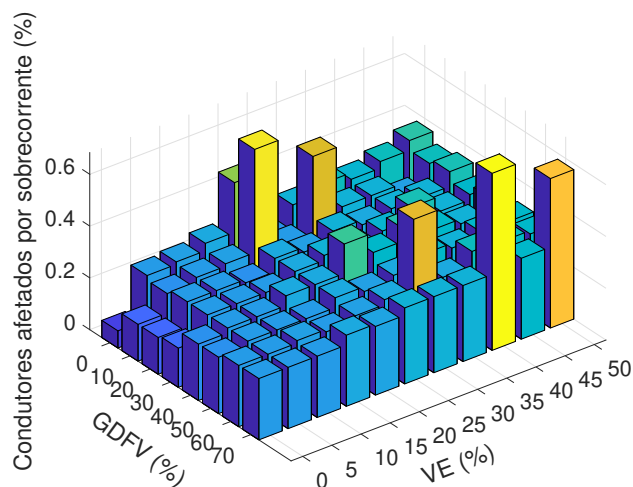


Figura 4.20: Número de condutores com sobrecorrente em função do nível de penetração de GDFV e VE.

4.9 Estudo de caso 3

Nesta seção, são exibidos os resultados da análise dos impactos da integração de GDFV, VE e SA na rede de distribuição. Assim como ocorreu no caso 2, as distribuições de VE e de GDFV são independentes, porém, só há SA em UC que possuem GDFV. Um diagrama contendo o método

empregado para esse caso é ilustrado na Fig. 4.21.

A Fig. 4.22a exibe as curvas de demanda do alimentador em análise obtidas para diversos níveis de penetração de VE e GDFV com SA. Dado que o SA foi projetado para atender ao consumo da UC, a sua inserção tende a atenuar a demanda da rede na maior parte do tempo. Da Fig. 4.22a é possível notar que o aumento de GDFV e SA reduz a demanda, sobretudo no período entre 9 e 15h. Neste período, não há a ocorrência de fluxo reverso mesmo em cenários com grande penetração de GDFV. Isso ocorre porque a potência de carregamento do SA é a diferença entre o que está sendo gerado pelo sistema fotovoltaico e o que está sendo consumido. Nos horários em que não há geração de energia pelo sistema fotovoltaico, a bateria é descarregada de forma a atenuar o consumo de energia proveniente da rede de distribuição. A Fig. 4.22b apresenta as demandas de pico encontradas para todos os níveis de penetração de VE, GDVF e SA.

Da Fig. 4.22b observa-se que o aumento da GDFV culmina na redução do valor máximo da demanda. Quanto maior o nível de penetração de GDFV, maior a inserção do sistema de baterias, e em consequência, menor é a demanda máxima registrada. Comparando-se o Estudo de caso 2 com o 3, infere-se que o SA é capaz de atenuar os possíveis impactos advindos de penetrações massivas de GDFV e VE.

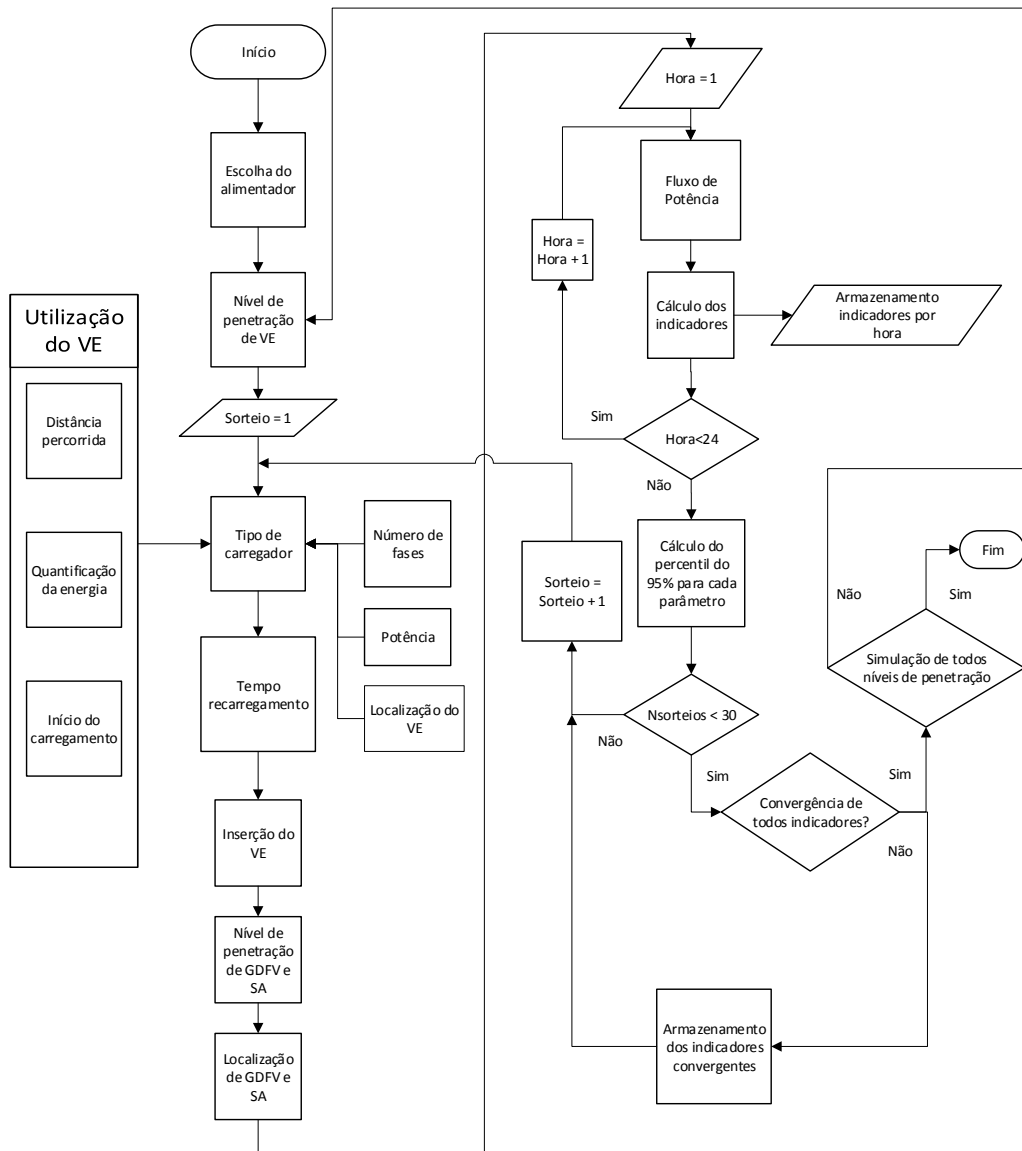
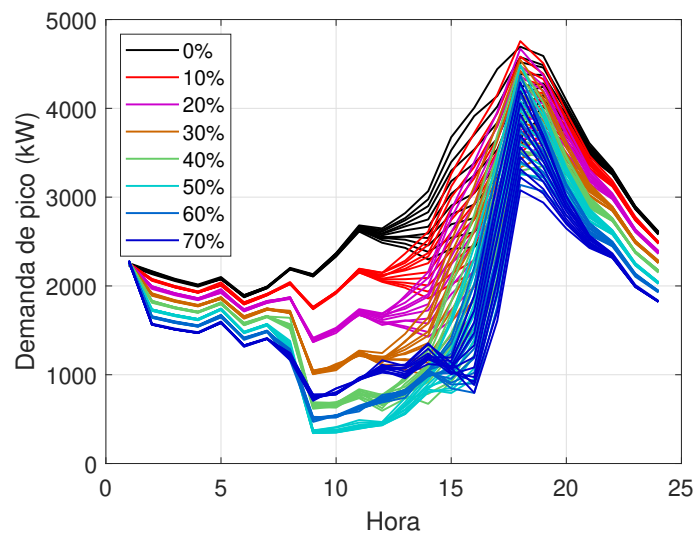
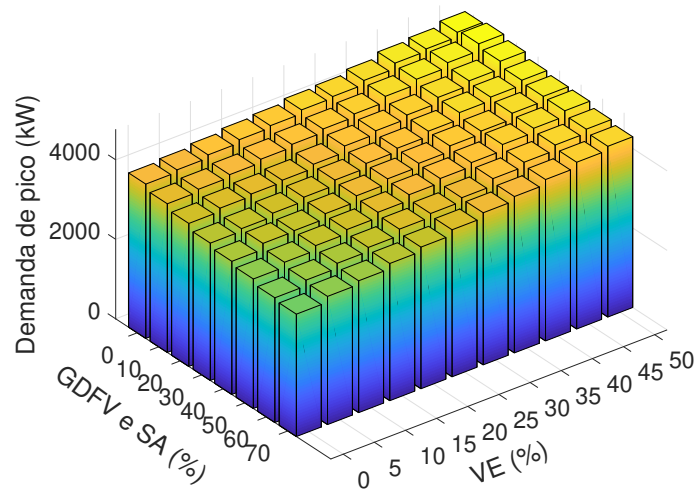


Figura 4.21: Diagrama com a descrição do método de cálculo dos impactos de VE, GDFV e SA na rede de distribuição.

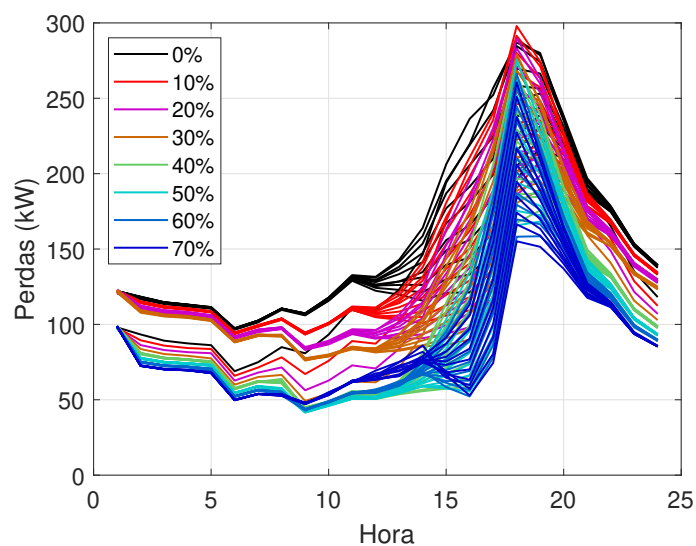


(a) Demanda horária.

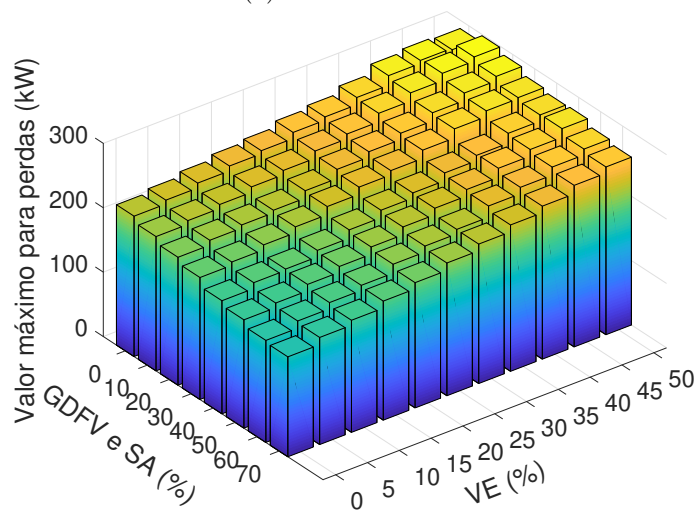


(b) Demanda de pico.

Figura 4.22: Curvas de demanda horária e de demanda de pico considerando-se diferentes níveis de penetração de VE, GDFV e SA.



(a) Perdas horárias



(b) Perdas máximas

Figura 4.23: Perdas horárias e o máximo valor de perdas considerando-se VE, GDFV e SA.

A Fig. 4.23 expõe as perdas horárias para diferentes níveis de penetração de VE, GDFV e SA. Da Fig. 4.23a verifica-se que a inserção de SA intensificou a redução das perdas que já haviam se manifestado com a integração de GDFV na rede elétrica. Isso se deve ao fato de que, com a presença do SA, há em todos os horários do dia uma diminuição do fluxo de potência na rede de distribuição. A Fig. 4.23b ilustra o máximo valor de perdas registrado considerando-se VE, GDFV e SA. Da Fig. 4.23b constata-se que, para todos os níveis de penetração de GDFV e SA, quanto maior a presença de VE, maior a quantidade de perdas.

A Fig. 4.24 apresenta o número de fases com tensões acima de 1,05 p.u. em função dos níveis de penetração de VE e GDFV com SA. Da Fig. 4.24 é possível inferir que, apesar de o carregamento do SA ser efetuado com a energia do sistema fotovoltaico que não é consumida instantaneamente, a presença de GDFV justifica uma parcela das violações de tensão por sobretensão. No entanto, os valores observados para esse caso (próximos a 2%) são menores do que os registrados para situações

com apenas VE e GDFV (próximos a 15%). Isso demonstra a capacidade dos SA de reduzir o número de violações por sobretensão.

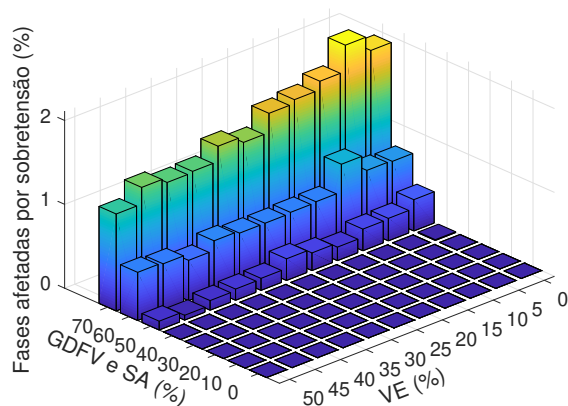


Figura 4.24: Número de fases com tensões acima de 1,05 p.u. em função dos níveis de penetração de de GDFV, SA e VE.

A Fig. 4.25 mostra número de fases com tensões abaixo de 0,92 p.u. em função dos níveis de penetração de GDFV, SA e VE. Para a condição em que se tem estas três tecnologias, observa-se um aumento do número de fases com violação de tensão abaixo dos níveis adequados em função do incremento da penetração de VE. Ainda da Fig. 4.25, percebe-se uma diminuição do citado número à medida em que se aumenta a presença GDFV e SA. Os resultados mostram que acima de 35% de penetração de VE, entre 5% e 6% do total de fases apresenta violações.

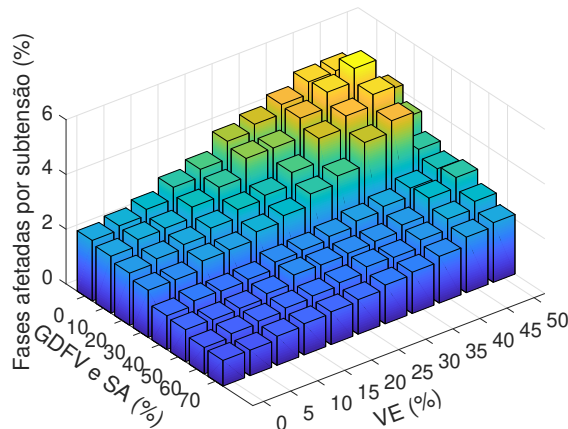


Figura 4.25: Número de fases com tensões abaixo de 0,92 p.u. em função dos níveis de penetração de de GDFV, SA e VE.

A Fig. 4.26 exhibe o número de fases fora dos limites adequados em função dos níveis de penetração de GDFV, SA e VE. Observando-se as Fig. 4.26 e Fig. 4.25 é possível notar uma grande semelhança entre elas. Isso ocorre porque o número de fases abaixo de 0,92 p.u. é mais acentuado do que o de fases acima de 1,05 p.u.. Quando do emprego de GDFV, SA e VE, é possível verificar que o SA neutraliza a tendência de aumento da tensão decorrente do acréscimo de GDFV na rede elétrica. Com isso, o aumento do nível de penetração de VE culmina na redução da tensão.

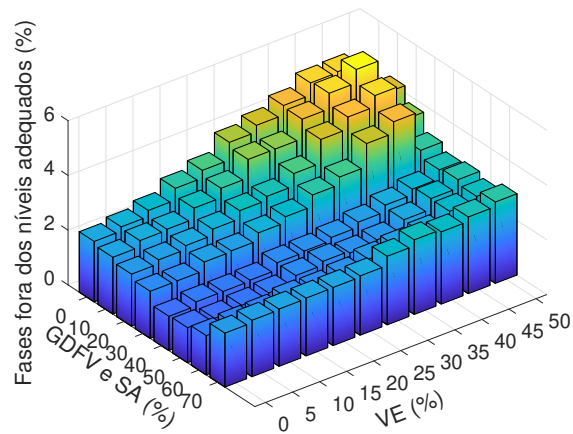


Figura 4.26: Número de fases fora dos limites adequados em função dos níveis de penetração de GDFV, SA e VE.

A Fig. 4.27 apresenta o número de transformadores que tiveram suas capacidades excedidas. A instalação de SA permitiu que uma menor quantidade de transformadores fosse afetada para um mesmo nível de penetração de VE. Isso ocorre porque o conjunto GDFV e SA reduz a potência demandada dos transformadores. A maior frequência de violação ocorre justamente quando há maior penetração de VE e baixo nível de GDFV com SA. Além disso, observa-se para este último caso, diferentemente do estudo de caso 2, um número de violação superiores a 4% quando há baixos níveis GDFV com SA, que podem ser decorrentes da proximidade da localização dos VE, já que não foi mantido o mesmo sorteio para o estudo de caso 2 e 3.

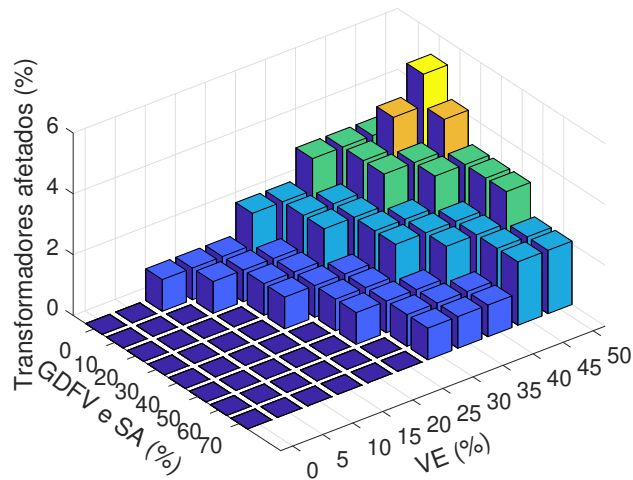


Figura 4.27: Número de transformadores cujas potências foram violadas.

A Fig. 4.28 expõe o número de barras com $FD > 3\%$ em função do nível de penetração de GDFV, SA e VE. Da Fig. 4.28 é possível depreender que o número de barras com $FD > 3\%$ aumenta com crescimento da presença de VE. Este distúrbio se manifesta sobretudo a partir de 35% de penetração de VE.

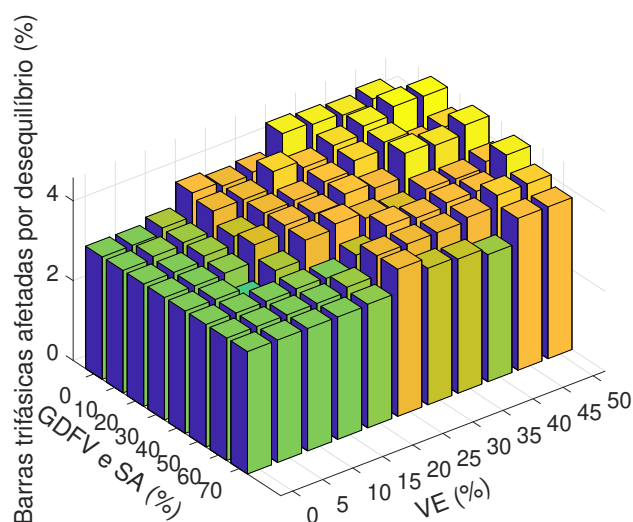


Figura 4.28: Número de barras com $FD > 3\%$ em função do nível de penetração de GDFV e VE

A Fig. 4.29 apresenta o número de condutores com sobrecorrente em função do nível de penetração de GDFV, SA e VE. Da Fig. 4.29 é possível constatar que o número de condutores com sobrecorrente é muito pequeno. A sobrecorrente é detectada sobretudo para altos níveis de VE, e para condições em que não se tem níveis elevados de GDFV e SA.

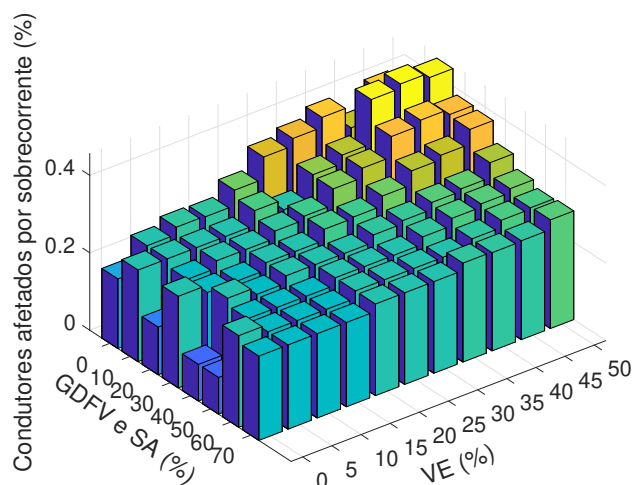


Figura 4.29: Número de condutores com sobrecorrente em função do nível de penetração de GDFV, SA e VE.

4.10 Considerações Finais

Este capítulo teve como objetivo a quantificação dos impactos técnicos que a integração de VE, GDFV e SA pode resultar na demanda de pico, nas perdas técnicas, nas tensões, no desequilíbrio, no carregamento dos transformadores e nos condutores.

Inicialmente, foram descritas as variáveis aleatórias consideradas nas análises de impactos. No tocante a VE, são tratadas como variáveis aleatórias a distância total percorrida, o instante e a

duração do carregamento. A distância total percorrida baseia-se no percurso diário típico para os moradores do Lago Sul. No presente trabalho, adotou-se para a distância total diária uma distribuição de probabilidade do tipo lognormal. O horário de início do carregamento segue uma função densidade de probabilidade com uma distribuição normal, cuja média e desvio padrão são iguais a 18h e 2h, respectivamente. Com base no valor gerado pela distribuição gaussiana para a representação da distância total percorrida pelo morador da UC que possui VE, é possível determinar o estado da bateria no início do carregamento. Admitindo-se o modelo de injeção de potência constante com um fator de potência unitário para a descrição do comportamento observado no carregamento de um VE, é possível determinar, para cada consumidor, o tempo necessário para o carregamento completo de seu veículo.

O processo de escolha da UC que terá instalado o sistema de GDFV é aleatório e baseado em uma distribuição uniforme. Ademais, a seleção do dia que será empregado nas simulações é feita por sorteio em que todos os dias do ano são equiprováveis. Com isso, tanto a irradiância quanto a temperatura são também tratadas como variáveis aleatórias.

Cada SA é projetado para atender ao consumo médio diário de energia da UC que possui GDFV. Eles só são instalados em UC que possuem GDFV.

O alimentador selecionado para as simulações de impactos apresenta um perfil predominantemente residencial. Após a apresentação do alimentador, foram exibidos os fluxogramas dos algoritmos empregados para o cálculo dos impactos decorrentes da integração na rede de VE, VE e GDFV, e VE, GDFV e SA. Tais códigos contemplam as incertezas vinculadas com as análises de VE, GDFV e SA.

O primeiro estudo de caso abarcou simulações dedicadas à identificação dos impactos de VE na rede, sem a presença de GDFV e SA. Nestas simulações, foram empregados dois tipos de carregadores com diferentes potências. Da avaliação comparativa dos resultados obtidos utilizando-se estes dois carregadores, constatou-se que os maiores impactos estão relacionados com as maiores potências de recarga. Quanto aos impactos dos VE, conclui-se com base nas avaliações executadas, que quanto maior o nível de penetração de VE na rede, maior o aumento na demanda de energia. De fato, o nível de penetração de 50% causou um acréscimo da ordem de 56% na demanda em relação à condição sem VE. Já as perdas exibiram um aumento de cerca de 38% se comparadas à condição sem VE. O número de fases com tensão abaixo de 0,92 p.u., para cada nível de penetração, exibe um leve aumento se comparado com a condição em que não se tem VE. Para os níveis de penetração de 20 a 50%, cerca de 2% dos transformadores são impactados. Logo, observa-se que a integração dos veículos não impactou intensamente o carregamento dos transformadores. No que diz respeito ao desequilíbrio, percebe-se um leve aumento do número de barras com $FD > 3\%$, à medida que se aumenta o nível de penetração de VE. E por fim, constata-se da análise de sobrecorrente nos condutores, que o aumento do nível de penetração de VE não aumenta significativamente o número de condutores afetados.

No segundo estudo de caso, investigou-se os efeitos da integração conjunta de GDFV e VE. No período das 9h às 13h, o aumento dos níveis de penetração da GDFV culminou na redução da demanda. Entretanto, por volta das 18h, com a redução da geração fotovoltaica e o aumento

do consumo devido inclusive à presença de VE na rede, tem-se um incremento na demanda. A integração de GDFV praticamente não alterou o cenário em que se tem a maior demanda de energia. Isso ocorre porque os sistemas fotovoltaicos geram energia em um período diferente daquele em que os VE são, em geral, carregados. A inserção de GDFV em baixos níveis de penetração reduz as perdas. Entretanto, a integração de VE aumenta as perdas, sobretudo no horário de pico. No tocante às tensões, observou-se que elevados níveis de penetração de GDFV resultam em maiores impactos nos níveis de tensão do que a presença de VE. A variação dos níveis de penetração da GDFV praticamente não altera o número de transformadores cujo limite de carregamento foi violado. Quanto aos VE, seu efeito sobre os carregamentos dos transformadores é insignificante. A GDFV tem uma influência desprezível nos níveis de desequilíbrio de tensão. Contudo, nota-se que quanto maior a presença de VE, maior é o número de barras com $FD > 3\%$. A influência do aumento dos níveis de penetração de GDFV e de VE no número de condutores afetados é de no máximo 0,6%, ou seja, irrelevante.

No terceiro e último estudo de caso, foram executadas análises dos impactos oriundos da integração conjunto de GDFV, VE e SA. Dado que o SA foi projetado para atender ao consumo da UC, a sua inserção tende a atenuar a demanda da rede na maior parte do tempo. O aumento de GDFV e SA reduz a demanda. Diferente do que se constatou para o caso em que se tinha GDFV e VE, na condição em que se tem as três tecnologias atuando conjuntamente, não há a ocorrência de fluxo reverso mesmo em cenários com grande penetração de GDFV. Isso ocorre porque a potência de carregamento do SA é a diferença entre o que está sendo gerado pelo sistema fotovoltaico e o que está sendo consumido. Quanto maior o nível de penetração de GDFV, maior a inserção do sistema de baterias, e em consequência, menor é a demanda máxima registrada. A inserção de SA intensificou a redução das perdas que já haviam se manifestado com a integração de GDFV na rede elétrica. Isso se deve ao fato de que, com a presença do SA, há em todos os horários do dia uma diminuição do fluxo de potência na rede de distribuição. Quando do emprego de GDFV, SA e VE, é possível verificar que o SA neutraliza a tendência de aumento da tensão decorrente do acréscimo de GDFV na rede elétrica. Com isso, o aumento do nível de penetração de VE culmina na redução da tensão. A instalação de SA permitiu que uma menor quantidade de transformadores fosse afetada para um mesmo nível de penetração de VE. Isso ocorre porque o conjunto GDFV e SA reduz a potência demandada dos transformadores. Por fim, cabe citar que o número de condutores com sobrecorrente é muito pequeno. A sobrecorrente é detectada sobretudo para altos níveis de VE.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 Conclusões

Embora ao longo de cada capítulo tenha-se explorado os resultados dos desenvolvimentos executados, é conveniente, neste momento, sintetizar os aspectos mais gerais e conclusivos acerca das investigações até então realizadas e os seus desdobramentos. Neste contexto, este trabalho teve como objetivo apresentar os resultados da análise dos impactos da integração de VE na rede de distribuição. Para tanto, diversos cenários foram avaliados, a saber: (i) redes com somente VE; (ii) com VE e GDFV; e, (iii) com VE, GDFV e SA.

No capítulo 1, foi apresentada a revisão bibliográfica que abordou os estudos dedicados à análise dos impactos resultantes da inserção dos VE na rede elétrica. Neste contexto, foram expostas, de acordo com os trabalhos disponíveis na literatura atinente, as principais consequências dessa nova carga no sistema elétrico. Nesta seção, buscou-se evidenciar as grandezas que devem ser tratadas como aleatórias em estudos de impactos de VE, GDFV e SA na rede elétrica. A forma como estas grandezas são abordadas podem gerar significativas discrepâncias nos resultados encontrados. Foram também descritos os principais aspectos que devem ser contemplados quando de avaliações envolvendo GDFV e SA.

O capítulo 2 foi dedicado à exposição dos conceitos vinculados a VE, GDFV e SA. Neste contexto, os processos de recarga foram caracterizados em tipos e modos, de acordo com o que versam as normas nacionais e internacionais sobre o assunto. Essa etapa permitiu a caracterização dos processos existentes e o direcionamento do trabalho para as tendências observadas no mercado. Em seguida, foi exibida, concisamente, a atual política de incentivo voltada à instalação de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica. Ela é denominada de sistema de compensação de energia elétrica. No tocante aos SA, algumas das formas de instalação dessa tecnologia foram detalhadas. Além disso, a fim de se permitir uma análise de impactos dessas novas tecnologias na rede elétrica, foram apontados indicadores empregados em geral para esse fim e seus respectivos limites técnicos. Por fim, uma breve descrição do método de Monte Carlo foi executada. O seu emprego é essencial em situações cuja criação de um cenário único não permite a incorporação de toda aleatoriedade inerente ao processo.

O capítulo 3 apresentou os métodos de quantificação de energia que têm como propósito estimar o consumo de um VE quando da realização de um dado percurso. Os resultados da aplicação destes métodos foram comparados entre si, visando-se identificar o mais apropriado para a análise de impactos de VE na rede elétrica. Os resultados desse processo apontaram a necessidade de observação das condições de utilização dos VE para a correta estimação do consumo, o que inclui a seleção dos ciclos de condução e a estimação da potência acessória. Neste estudo, foram adotados os ciclos de condução de três diferentes horários desenvolvidos para o Lago Sul, região selecionada para avaliação. A aplicação dessas informações na metodologia C permitiu a obtenção de valores de consumo de energia para tal região.

O capítulo 4, por sua vez, exibiu os resultados da quantificação dos impactos técnicos que a integração de VE, GDFV e SA podem causar na demanda de pico, nas perdas técnicas, nas tensões, no desequilíbrio, no carregamento dos transformadores e nos condutores. Para tanto, inicialmente, foram selecionadas as variáveis que foram tratadas como aleatórias no processo de cálculo dos impactos. Para VE, elas são a distância total percorrida, o horário e a duração do carregamento. Em sistemas de GDFV, com o sorteio do dia analisado, garante-se à irradiância e à temperatura um tratamento aleatório. Já em SA, tem-se a seleção da UC que recebe os sistemas fotovoltaicos, e as características de capacidade e potência dos sistemas de baterias. Para o primeiro estudo de caso, que envolveu apenas VE, diferentes potências de carregamento foram analisadas. Quanto maior a potência do carregador de bateria, maior o impacto na rede. Da análise executada verificou-se que quanto maior o nível de penetração de VE, maior o impacto na demanda, nas perdas e nas tensões. Já o carregamento de transformadores e de condutores foram levemente afetados por níveis de penetração de VE de até 50%. No segundo estudo de caso (com a presença de GDFV), notou-se que a integração de VE e GDFV não alterou significativamente a maior demanda de energia observada. No entanto, para os maiores níveis de penetração de GDFV, nos períodos de maior incidência de raios solares, constatou-se a inversão do fluxo de potência. A presença deste fenômeno concomitantemente à inserção de um grande número de VE, cujas recargas são não controladas, tende a gerar cenários desafiadores para o sistema de distribuição. Já a presença de SA em conjunto com VE e GDFV foi responsável por uma redução da demanda em todos horários, e ainda, por uma redução dos impactos da integração tanto de VE quanto de GDFV. Esse novo elemento evitou a presença de fluxo reverso e melhorou todos os indicadores analisados.

Considerando-se os resultados ora expostos, é possível concluir que o método de cálculo dos impactos técnicos desenvolvido neste trabalho tem elevada aplicabilidade, dado que o número de VE, GDFV e SA terá um intenso crescimento nos próximos anos.

5.2 Trabalhos Futuros

Este trabalho teve como base um cenário em que os VE ainda são uma tecnologia nova tanto para os consumidores quanto para o sistema de distribuição. Por este motivo, assumiu-se a realização de recargas diárias uma vez que os consumidores ainda têm receio de ficar sem energia durante a execução de um dado percurso. Além disso, neste trabalho, dado que os VE constituem uma

nova carga para o sistema de distribuição, trabalhou-se com a ideia de que não há controle sobre o processo de recarga. Cabe ainda destacar que a ausência de informações sobre a forma de utilização dos VE (a distância percorrida e a frequência de recarga), resulta em inúmeras incertezas. Por esse motivo, trabalhos futuros devem contemplar:

- A elaboração de uma matriz origem-destino para uma descrição completa da utilização dos VE no DF;
- Simulações em que parte das recargas não serão realizadas diariamente;
- Estratégias de controle do processo de recarga de forma a atenuar os possíveis impactos dessa tecnologia na rede mesmo sem a presença de SA. Para esse caso, será necessária uma infraestrutura de comunicação com a rede;
- Análises em que há o acompanhamento das necessidades do motorista, e ainda, o emprego da bateria dos VE como SA. Dessa forma, torna-se possível a sua recarga com a presença de GDFV durante o dia, e seu descarregamento à noite de forma a atenuar os impactos dos VE;
- Investigações do impacto econômico dos 3 estudos de caso analisados sob o ponto de vista da distribuidora.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Wiwand, “Iec 62196,” 2019.
- [2] MIDA, “Type2 plug socket,” 2019.
- [3] MOBIELETRIC, “Que tipos de conectores existem para carregar a viatura elétrica e quais as diferenças entre si,” 2019.
- [4] V. C. d. Cunha *et al.*, “Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração fotovoltaica e veículos elétricos,” *Dissertação de mestrado*, 2017.
- [5] D. Vieira, “Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede,” *Tese de Doutorado*, 2016.
- [6] C. C. de Planejamento do Distrito, “Federal. 2018,” *Pesquisa Distrital por Amostra de Domicílio (PDAD) - 2018, Lago Sul. Disponível em: <http://www.codeplan.df.gov.br/wp-content/uploads/2019/03/Lago-Sul.pdf>, [accessed 15.12. 2019]*, 2018.
- [7] I. Preda, D. Covaciu, and G. Ciolan, “Coast down test—theoretical and experimental approach,” *Transilvania University Press*, 2010.
- [8] P. d. D. d. E. ANEEL, “Elétrica no sistema elétrico nacional—prodist: Módulo 8-qualidade de energia elétrica,” *Revisão*, vol. 10, 2018.
- [9] I. E. Agency. (2019, january) Tracking clean energy progress. [Online]. Available: <https://www.iea.org/tcep>
- [10] E. A. Nanaki and C. J. Koroneos, “Comparative economic and environmental analysis of conventional, hybrid and electric vehicles—the case study of greece,” *Journal of cleaner production*, vol. 53, pp. 261–266, 2013.
- [11] A. Windecker and A. Ruder, “Fuel economy, cost, and greenhouse gas results for alternative fuel vehicles in 2011,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 23, pp. 34–40, 2013.
- [12] U. government source for fuel economy information. (2018, November) All-electric vehicles. [Online]. Available: <https://treaties.un.org>

- [13] U. D. o. E. Center, Alternative Fuels Data. (2012, October) Maintenance and safety of hybrid and plug-in electric vehicles. [Online]. Available: http://www.afdc.energy.gov/vehicles/electric/_maintenance.html
- [14] X. Wu, D. Freese, A. Cabrera, and W. A. Kitch, "Electric vehicles energy consumption measurement and estimation," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 34, pp. 52–67, 2015.
- [15] U. D. of Energy. (2018, December) Saving on fuel and vehicle costs. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/electricvehicles/saving-fuel-and-vehicle-costs>
- [16] I. G. E. Outlook, "to electric mobility," *IEA: Paris, France*, 2019.
- [17] C. Crozier, D. Apostolopoulou, and M. McCulloch, "Mitigating the impact of personal vehicle electrification: A power generation perspective," *Energy Policy*, vol. 118, pp. 474–481, 2018.
- [18] D. Wu, D. C. Aliprantis, and K. Gkritza, "Electric energy and power consumption by light-duty plug-in electric vehicles," *IEEE transactions on power systems*, vol. 26, no. 2, pp. 738–746, 2011.
- [19] M. Yilmaz and P. T. Krein, "Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 12, pp. 5673–5689, Dec 2013.
- [20] A. De Los Ríos, J. Goentzel, K. E. Nordstrom, and C. W. Siegert, "Economic analysis of vehicle-to-grid (v2g)-enabled fleets participating in the regulation service market," in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*. IEEE, 2012, pp. 1–8.
- [21] J. P. Lopes, F. J. Soares, and P. R. Almeida, "Identifying management procedures to deal with connection of electric vehicles in the grid," in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. IEEE, 2009, pp. 1–8.
- [22] M. D. Galus, M. Zima, and G. Andersson, "On integration of plug-in hybrid electric vehicles into existing power system structures," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 6736–6745, 2010.
- [23] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 25, no. 1, pp. 371–380, 2009.
- [24] V. T. Arioli *et al.*, "Análise de impactos técnicos provocados pela penetração massiva de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica," *Dissertação de mestrado*, 2016.
- [25] J. Pouladi, M. B. Sharifian, and S. Soleymani, "Determining charging load of phev's considering hvac system and analyzing its probabilistic impacts on residential distribution network," *Electric Power Systems Research*, vol. 141, pp. 300–312, 2016.
- [26] Q. Yan and M. Kezunovic, "Impact analysis of electric vehicle charging on distribution system," in *2012 North American Power Symposium (NAPS)*. IEEE, 2012, pp. 1–6.

- [27] G. Razeghi, L. Zhang, T. Brown, and S. Samuelsen, "Impacts of plug-in hybrid electric vehicles on a residential transformer using stochastic and empirical analysis," *Journal of power sources*, vol. 252, pp. 277–285, 2014.
- [28] J. Zhao, J. Wang, Z. Xu, C. Wang, C. Wan, and C. Chen, "Distribution network electric vehicle hosting capacity maximization: A chargeable region optimization model," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 4119–4130, 2017.
- [29] J. R. Pillai and B. Bak-Jensen, "Impacts of electric vehicle loads on power distribution systems," in *2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. IEEE, 2010, pp. 1–6.
- [30] J. Tayloe, A. Maitra, M. Alexander, D. Brooks, and M. Duvall, "Evaluation of the impact of plug-in electric vehicle loading on distribution system operations," in *General Meeting 2009 IEEE Power Engineering Society*, 2009, pp. 1–6.
- [31] C. Crozier, D. Apostolopoulou, and M. McCulloch, "Numerical analysis of national travel data to assess the impact of uk fleet electrification," in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, June 2018, pp. 1–7.
- [32] S. Sachan and N. Adnan, "Stochastic charging of electric vehicles in smart power distribution grids," *Sustainable cities and society*, vol. 40, pp. 91–100, 2018.
- [33] Y. He, B. Venkatesh, and L. Guan, "Optimal scheduling for charging and discharging of electric vehicles," *IEEE transactions on smart grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1095–1105, 2012.
- [34] C. Jiang, R. Torquato, D. Salles, and W. Xu, "Method to assess the power-quality impact of plug-in electric vehicles," *IEEE Transactions on Power delivery*, vol. 29, no. 2, pp. 958–965, 2013.
- [35] Z. Darabi and M. Ferdowsi, "Aggregated impact of plug-in hybrid electric vehicles on electricity demand profile," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 501–508, 2011.
- [36] D. V. Collia, J. Sharp, and L. Giesbrecht, "The 2001 national household travel survey: A look into the travel patterns of older americans," *Journal of safety research*, vol. 34, no. 4, pp. 461–470, 2003.
- [37] J. Cross and R. Hartshorn, "Electric nation: Your electric vehicle your smart charge," *IET*, 2018.
- [38] —, "My electric avenue: Integrating electric vehicles into the electrical networks," *IET*, 2016.
- [39] K. Schneider, C. Gerkenmeyer, M. Kintner-Meyer, and R. Fletcher, "Impact assessment of plug-in hybrid vehicles on pacific northwest distribution systems," in *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. IEEE, 2008, pp. 1–6.

- [40] K. Qian, C. Zhou, M. Allan, and Y. Yuan, “Modeling of load demand due to ev battery charging in distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 802–810, May 2011.
- [41] Q. Wu, A. H. Nielsen, J. Ostergaard, S. T. Cha, F. Marra, Y. Chen, and C. Traeholt, “Driving pattern analysis for electric vehicle (ev) grid integration study,” in *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. IEEE, 2010, pp. 1–6.
- [42] R. A. Verzijlbergh, Z. Lukszo, E. Veldman, J. G. Slootweg, and M. Ilic, “Deriving electric vehicle charge profiles from driving statistics,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2011, pp. 1–6.
- [43] H. Wang, X. Zhang, and M. Ouyang, “Energy consumption of electric vehicles based on real-world driving patterns: A case study of beijing,” *Applied Energy*, vol. 157, pp. 710 – 719, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915006881>
- [44] S. H. Kamble, T. V. Mathew, and G. K. Sharma, “Development of real-world driving cycle: Case study of pune, india,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 14, no. 2, pp. 132–140, 2009.
- [45] J. Goop, M. Odenberger, and F. Johnsson, “Distributed solar and wind power—impact on distribution losses,” *Energy*, vol. 112, pp. 273–284, 2016.
- [46] W. L. Schram, I. Lampropoulos, and W. G. van Sark, “Photovoltaic systems coupled with batteries that are optimally sized for household self-consumption: Assessment of peak shaving potential,” *Applied energy*, vol. 223, pp. 69–81, 2018.
- [47] ANEEL, “Programa de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica,” 2019.
- [48] IEC, “Iec 61851-1: General requirements,” *International Electrotechnical Commission*, 2017.
- [49] —, “Iec 61851-22: Electric vehicle conductive charging system - part 22: Ac electric vehicle charging station,” *International Electrotechnical Commission*, 2001.
- [50] —, “Iec 62196-2: Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets – conductive charging of electric vehicles – part 2: Dimensional compatibility and interchangeability requirements for a.c. pin and contact-tube accessories,” *International Electrotechnical Commission*, 2016.
- [51] G. de Martino Jannuzzi and C. A. de Melo, “Grid-connected photovoltaic in brazil: policies and potential impacts for 2030,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 17, no. 1, pp. 40–46, 2013.
- [52] G. Aquila, E. de Oliveira Pamplona, A. R. de Queiroz, P. R. Junior, and M. N. Fonseca, “An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the brazilian experience,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, pp. 1090–1098, 2017.

- [53] D. Vieira, R. A. Shayani, and M. A. G. de Oliveira, “Net metering in brazil: regulation, opportunities and challenges,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 8, pp. 3687–3694, 2016.
- [54] R. N. N. ANEEL, “482,” *Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e mini-geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências*, vol. 17, 2012.
- [55] C. Mateo, P. Frías, R. Cossent, P. Sonvilla, and B. Barth, “Overcoming the barriers that hamper a large-scale integration of solar photovoltaic power generation in european distribution grids,” *Solar Energy*, vol. 153, pp. 574–583, 2017.
- [56] R. C. Camargos and A. de Leles Ferreira Filho, “Avaliação do impacto de estratégias de controle de baterias distribuídas em um alimentador radial,” in *Proceedings of the XIII CBQEE 2019 Sao Caetano do Sul conference, 1-4 September 2019, Sao Caetano do Sul, Brazil*. CBQEE, 2019, pp. 1–6.
- [57] B. CPFL Energy, “Ged 16628 – distribution transformers protection,” 2017.
- [58] P. d. D. d. E. ANEEL, “Elétrica no sistema elétrico nacional–prodíst: Módulo 7 - cálculo de perdas na distribuição,” *Revisão*, vol. 5, 2017.
- [59] S. Sachan and N. Adnan, “Stochastic charging of electric vehicles in smart power distribution grids,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 40, pp. 91 – 100, 2018.
- [60] Q. Wu, A. H. Nielsen, J. Ostergaard, S. T. Cha, F. Marra, Y. Chen, and C. Traolt, “Driving pattern analysis for electric vehicle (ev) grid integration study,” in *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Oct 2010, pp. 1–6.
- [61] C. Chorcherero, S. Gonzalez-Villafranca, D. S. Usami, G. Giustiniani, F. Sechi, and C. Contu, “Deliverable d1.10 european global analysis on the electro-mobility performance,” 2015.
- [62] M. André, B. Garrot, Y. Roynard, R. Vidon, P. Tassel, and P. Perret, “Operating conditions of buses in use in the ile-de-france region of france for the evaluation of pollutant emissions,” *Atmospheric Environment*, vol. 39, no. 13, pp. 2411–2420, 2005.
- [63] M. Andre, “Real-world driving cycles for measuring cars pollutant emissions-part a: The artemis european driving cycles,” Ph.D. dissertation, IFSTTAR-Institut Français des Sciences et Technologies des Transports, de l’Aménagement et des Réseaux, 2009.
- [64] T. J. BARLOW, S. Latham, I. McCrae, and P. Boulter, “A reference book of driving cycles for use in the measurement of road vehicle emissions,” *TRL Published Project Report*, 2009.
- [65] M. André, “The artemis european driving cycles for measuring car pollutant emissions,” *Science of the total Environment*, vol. 334, pp. 73–84, 2004.
- [66] J. D. Gonder, A. D. Brooker, E. W. Wood, and M. Moniot, “Future automotive systems technology simulator (fastsim) validation report,” National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2018.

- [67] G. Mohan, F. Assadian, and S. Longo, “Comparative analysis of forward-facing models vs backward-facing models in powertrain component sizing,” *IET*, 2013.
- [68] J. G. Hayes and K. Davis, “Simplified electric vehicle powertrain model for range and energy consumption based on epa coast-down parameters and test validation by argonne national lab data on the nissan leaf,” in *2014 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, June 2014, pp. 1–6.
- [69] S. electric, “Evlink wallbox,” 2019.
- [70] E.-E. de Pesquisa Energética, “Balanço energético nacional 2019: Ano base 2018,” *Rio de Janeiro: EPE*, vol. 180, 2019.

ANEXOS

ANEXO I

Teste de desaceleração

A seguir, é feita uma descrição matemática para se encontrar os coeficientes dos teste de desaceleração. Essa demonstração tem como base [7].

Em testes de desaceleração, o pavimento deve ser o mais plano possível. Além disso, o veículo deve ser colocado em ponto morto de tal forma que o sistema de tração não exerça torque sobre as rodas causando dificuldades ao processo de rolagem. Esse teste considera ainda que o escorregamento dos pneus é mínimo, o que permite que essas perdas sejam desconsideradas.

Durante o processo de escorregamento, o veículo interage com o ambiente, de forma que um conjunto de forças atuam sobre o veículo conforme apresentado na Fig. I.1. A força gravitacional é responsável por gerar uma força W que geram, por sua vez, forças de reação da superfície denominadas Z_1 e Z_2 . O valor destas forças são determinantes para as forças de resistência a rolagem observadas, F_{r1} e F_{r2} . O arrasto aerodinâmico representado pela força de resistência do ar é indicado por F_a . Já a força que impulsiona o veículo é F_W .

A equação que representa o movimento do automóvel por ser obtida pela aplicação do princípio da conservação da energia. A variação da energia total observada por ser aproximada conforme apresentado na Eq. (I.1), em que essa variação é a diferença entre a potência de tração e as perdas observadas.

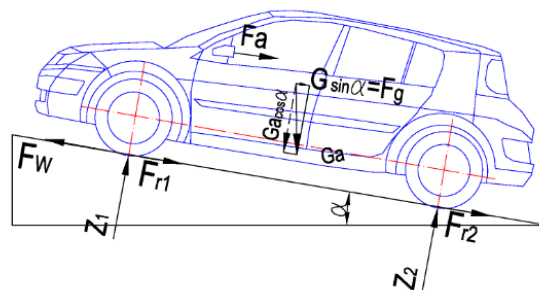


Figura I.1: Forças externas que atuam na rolagem de um veículo. Fonte: [7].

$$\frac{dE_{total}}{dt} = P_w - \Sigma P_{loss} \quad (I.1)$$

A energia mecânica, E_{tot} , pode ser decomposta em energia cinética, E_k , e energia potencial relacionada a altura do veícul, E_p conforme Eq. (I.2).

$$E_{total} = E_k + E_p \quad (I.2)$$

A energia cinética por ser divida nas partes referentes aos movimentos de translação, E_{kt} , e rotação, E_{kr} de acordo com Eq. (I.3).

$$E_k = E_{kt} + E_{kr} \quad (I.3)$$

E_{kt} e E_{kr} da Eq. (I.3) podem, por sua vez, serem reescritas como na Eq. (I.4). A primeira relacionada a translação da massa m_t e a segunda correspondente a qualquer a parte rotativa ligada às rodas. Na segunda parte I_w representa o momento de inércia e ω_w a velocidade angular.

$$E_k = \frac{m_t v^2}{2} + \frac{I_w \omega_w^2}{2} \quad (I.4)$$

Utilizando a Eq. (I.5) em que a velocidade angular é o produto da velocidade escalar (v) pelo raio (r_d) na Eq. (I.4), é possível a reescrita de acordo com a Eq. (I.6). Nesta equação, m_{ap} representa a massa aparente do veículo cuja fórmula de cálculo é apresentada na Eq. (I.7).

$$\omega_w = v \times r_d \quad (I.5)$$

$$E_k = \frac{m_{ap} v^2}{2} \quad (I.6)$$

$$m_{ap} = m_t \left(1 + \frac{I_w}{r_w^2} \right) \quad (I.7)$$

Os termos entre parênteses presente na Eq. (I.7) representam o coeficiente da influência das partes rotacionais, δ , conforme a Eq. (I.8). Em geral, esse parâmetro apresenta valores próximos a 1,03 e 1,04.

$$\delta = \left(1 + \frac{I_w}{r_w^2 m_t} \right) \quad (I.8)$$

Já a parte referente à energia potencial da Eq. (I.2) pode detalhada como na Eq. (I.10).

$$E_p = m_t g h \quad (I.9)$$

A partir da Eq. (I.6) e (I.9) na Eq. (I.1) é possível se chegar na Eq. (I.10).

$$\frac{dE_{total}}{dt} = m_{ap}v \frac{dv}{dt} + m_tg \frac{dh}{dt} \quad (I.10)$$

Na Eq. (I.10), $\frac{dh}{dt}$ pode ser aproximado como na Eq. (I.11). Nesta equação, $\frac{dS}{dt}$ pode ser rescrito como na Eq. (I.12). Esse processo permite a escrita da Eq. (I.13).

$$\frac{dh}{dt} \approx \frac{dS}{dt} \sin \alpha \quad (I.11)$$

$$\frac{dh}{dt} \approx v \sin \alpha \quad (I.12)$$

$$\frac{dE_{total}}{dt} = m_{ap}va + m_tgv \sin \alpha \quad (I.13)$$

A Eq. (I.14) se origina da reescrita da Eq. (I.12), em que a variação da energia total assume a forma dos termos apresentado na Eq. (I.1).

$$m_{ap}a = \frac{P_w}{v} - \Sigma \frac{P_{loss}}{v} - m_tg \sin(\alpha) \quad (I.14)$$

Sabendo que relação entre a potência e a velocidade representa força, pode-se reescrever a Eq. (I.14) conforme Eq. (I.15). Neste última equação, os termos R_r , R_g e R_a representam respectivamente a resistência a rolagem, a resistência devido a inclinação da pista e, a resistência do ar.

$$m_{ap}a = F_w - (R_r + R_a) - R_g \quad (I.15)$$

Como o teste é realizado por meio da desaceleração do veículo, a força de desaceleração, F_w , deve apresentar sinal negativo, podendo ser apresentada como na Eq. (I.16). Nesta equação, R_f é a resistência devido as fricções do sistema de transmissão. Substituindo esse termo na Eq. (I.15), obtém-se a Eq. (I.17). Nota-se ainda que nesse último caso, como o veículo está desacelerando, d , sua aceleração será negativa, $-a$.

$$-F_w = R_f \quad (I.16)$$

$$-a = d = \frac{(R_r + R_g + R_a + R_f)}{m_{ap}} \quad (I.17)$$

Ressalta-se ainda que a Eq. (I.16) pode ser decomposta como a razão entre o momento de fricção equivalente aplicado nos pneus como na Eq. (I.18).

$$-F_w = \frac{M_f}{r_d} \quad (I.18)$$

A resistência do ar, R_a é calculada segundo a Eq. (I.19). Nesse cálculo, considera-se além da velocidade em relação ao solo, v , mas também a componente da velocidade do vento ao longo da direção do movimento, w . Nessa equação, ρ representa a densidade do ar, c_d o coeficiente de arrasto aerodinâmico do veículo e A a área frontal do veículo.

$$R_a = \frac{1}{2} \rho c_d A (v + w)^2 \quad (\text{I.19})$$

Como durante o teste são monitorados a pressão (p) e a temperatura (t_c), pode-se determinar a densidade do ar com base na Eq. (I.20) sabendo-se que ρ_0 é igual a 1.225 kg/m^3 a densidade do ar em condições padrões ($t_o = 15 \text{ }^\circ\text{C}$, $p_0 = 760 \text{ mmHg} = 1 \text{ bar} = 101325 \text{ Pa}$).

$$\rho = \rho_0 \frac{p}{p_0} \frac{t_{c0} + 273}{t_c + 273} \quad (\text{I.20})$$

A resistência devido a inclinação da rodovia é uma componente paralela ao solo, cuja forma de cálculo é apresentada na Eq. (I.21).

$$R_g = W \sin(\alpha) = m_t g \sin(\alpha) \quad (\text{I.21})$$

A resistência a rolagem é uma consequência das perdas por histereses decorrentes do deflexão do pneu-solo e da ação da suspensão. Sua fórmula de cálculo é exibida na Eq. (I.22), em que há o emprego da componente perpendicular ao solo do peso do veículo (W). Além disso, f é um termo adimensional denominado coeficiente de resistência a rolagem. Segundo [7], diversos estudos mostram um aumento desse coeficiente decorrentes de superfícies irregulares e maiores velocidade do veículo.

$$R_r = W f \cos(\alpha) = m_t g f \cos(\alpha) \quad (\text{I.22})$$

Não existe um consenso quanto à função a ser usada para o cálculo do coeficiente de resistência a rolagem, no entanto, uma forma de se aproximar esse comportamento é por meio da relação linear da Eq. (I.23). Nessa equação, f_1 está relacionado a pressão dos pneus e f_0 às condições da pista. Em geral, f_0 assume valores próximos a $0,0076$ para estradas em bom estado.

$$f = f_0 + f_1 v \quad (\text{I.23})$$

Outra resistência existente é a referente à fricção dos elementos da transmissão, que pode também ser aproximada por uma relação linear como na Eq. (I.24) em que R_{f0} representa resistência em baixas velocidade e R_{f1} um aumento da resistência com a velocidade.

$$R_f = R_{f0} + R_{f1} v \quad (\text{I.24})$$

Por meio da substituição de todas as equações que descrevem as resistências (Eq. (I.19) a (I.24)) na Eq. (I.17), pode-se chegar na Eq. (I.25).

$$d = \frac{m_t g (f_0 + f_1 v) \cos(\alpha) + m_t g \sin(\alpha) + \frac{1}{2} \rho c_d A (v + w)^2 + R_{f0} + R_{f1} v}{m_{ap}} \quad (\text{I.25})$$

A Eq. (I.25) pode ser reescrita como na Eq. (I.26) cujas componentes são apontadas nas Eq. (I.27), (I.28) e (I.29), que são os coeficientes aerodinâmicos divulgados pela EPA.

$$d = C_0 + C_1 + C_2 v^2 \quad (\text{I.26})$$

$$C_0 = \frac{m_t g (f_0 \cos(\alpha) + \sin(\alpha))}{m_{ap}} + \frac{1}{2} \frac{\rho c_d A w + R_{f0}}{m_{ap}} \quad (\text{I.27})$$

$$C_1 = \frac{m_t g f_1 \cos(\alpha)}{m_{ap}} + \frac{1}{2} \frac{\rho c_d A w + R_{f1}}{m_{ap}} \quad (\text{I.28})$$

$$C_2 = \frac{1}{2} \frac{\rho c_d A}{m_{ap}} \quad (\text{I.29})$$