



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

Guilherme Manoel da Silva

**Análise de Impactos Elétricos Gerados pela Penetração de Veículos Elétricos
nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão**

Araranguá

2019

Guilherme Manoel da Silva

**Análise de Impactos Elétricos Gerados pela Penetração de Veículos Elétricos
nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher

Araranguá

2019

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

Silva, Guilherme Manoel da
Análise de Impactos Elétricos Gerados pela Penetração de
Veículos Elétricos nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão
/ Guilherme Manoel da Silva ; orientador, Luciano Lopes
Pfitscher, 2019.
113 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em
Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2019.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Veículos Elétricos. 3.
Método de Monte Carlo. 4. Redes de Distribuição de Baixa
Tensão. 5. Fluxo de potência . I. Lopes Pfitscher, Luciano
. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de
Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade. III. Título.

Guilherme Manoel da Silva

**Análise de Impactos Elétricos Gerados pela Penetração de Veículos Elétricos
nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca
examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. André Abelardo Tavares, Dr.
Faculdade SATC

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi
julgado adequado para obtenção do título de mestre em Energia e Sustentabilidade.

Prof. Dr. Ricardo Alexandre Reinaldo de Moraes
Coordenador do Programa

Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher
Orientador

Araranguá, 05 de Dezembro de 2019.

Este trabalho é dedicado ao meu filho Gianluca Zomer
Pereira Manoel da Silva (*In memoriam*).

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Prof. Luciano Lopes Pfitscher, pelo período dedicado em sua orientação, compreensão e profissionalismo durante toda a elaboração desta dissertação.

Ao IFSC pela oportunidade do afastamento total para capacitação, essencial para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas da área de eletrotécnica do IFSC Campus Criciúma, em especial Philippe Pauletti e Zedequias Machado Alves, pelo apoio no desenvolvimento desta dissertação e pela parceria nas publicações dos artigos a ela relacionadas.

Aos colegas do PPGES, em especial Douglas de Matos Magnus e Geóvio Kroth, pelos momentos de compartilhamento de conhecimentos durante as disciplinas cursadas no programa.

À Cooperativa Pioneira de Eletrificação de Forquilha – COOPERA, em especial aos Engenheiros Jefferson Diogo Spacek e Mateus Rabelo, por disponibilizar os dados necessários para a aplicação da metodologia proposta nesta dissertação.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior pelo apoio financeiro ao programa de pós-graduação que possibilita a participação em eventos e a dedicação à pesquisa científica dos acadêmicos.

À minha esposa, pelo apoio incondicional durante o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Os veículos elétricos (VEs) vêm se tornando uma das opções para a mobilidade urbana com o crescimento das vendas globais e a disseminação de sua utilização para usuários no nível residencial. Esta disseminação abre margem para que os carregamentos dos VEs sejam realizados em tomadas de alimentação residenciais, o que motiva estudos que visem avaliar a demanda elétrica solicitada por tais conexões. Uma das preocupações com relação aos VEs está relacionada aos impactos elétricos que a sua penetração pode gerar aos componentes que constituem as redes de distribuição de energia elétrica e aos seus indicadores, tais como: nível e desequilíbrio de tensão e perdas técnicas. Nesta dissertação é apresentada uma metodologia para avaliar os impactos elétricos que podem ser gerados na rede de distribuição de baixa tensão quando da conexão dos VEs para efetuar recarga de suas baterias. Esta metodologia é apoiada por um algoritmo que foi desenvolvido no programa MATLAB® para determinar curvas de probabilidades de estado do veículo (carregando, dirigindo ou estacionado), baseado no Método de Monte Carlo (MMC), pela estimativa de curva de carga de unidades consumidoras e transformadores e pelo método de fluxo de potência *Backward-Forward Sweep*. A metodologia é aplicada em uma rede de distribuição real de baixa tensão com 45 unidades consumidoras, alimentadas por três unidades transformadoras. As estratégias de recarga *dumb charging* e *valley charging* foram utilizadas para estimar os impactos elétricos na rede, com penetração de 20% e 40% de VEs. Na estratégia *dumb charging* foi verificado sobrecarga no transformador de distribuição mesmo com a penetração de 20% de VEs; já na estratégia *valley charging*, pôde-se observar que o desequilíbrio de tensão ultrapassou os limites regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Palavras-chaves: Curva de carga, fluxo de potência, veículo elétrico, método de Monte Carlo.

ABSTRACT

Electric vehicles (EVs) are becoming an option for electrifying urban mobility. Their global sales are growing and their use by ordinary users is becoming more popular. This growth increases the number of EVs that charge using residential power plugs, thereby motivating studies to evaluate the electrical demand generated by these connections. One concern with regard to EVs is how they will affect the components that make up electricity-distribution networks and their indicators, such: voltage level and technical losses. This work presents a methodology to assess the impact of Electric Vehicles (EVs) that recharge their batteries, on the load curve of a low-voltage distribution network. This approach is supported by an algorithm that was developed using the MATLAB® program to determine the vehicle state-probabilities curve (charging, driving or parking), based on the Monte Carlo method, and estimate the load curve of consumer units and transformers and by the Backward-Forward Sweep power flow method. The methodology is applied using a real distributing low-voltage network, which serves forty-five consuming units, fed by three transformers units. The dumb charging and valley charging strategies were used to estimate the electrical impacts on the grid, with 20% and 40% EV penetration. In the dumb charging strategy it was verified overload in the distribution transformer even with 20% penetration of EVs; in the valley charging strategy, it was observed that the voltage imbalance exceeded the limits regulated by National Electricity Agency.

Keywords: Load curve, power flow, electric vehicles and Monte Carlo method.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Licenciamento/Frota de veículos elétricos no Brasil.....	19
Figura 2 – Tensão no ponto mais distante do alimentador residencial.....	22
Figura 3 – Aspecto Construtivo do BEV.....	29
Figura 4 – Aspecto construtivo do PHEV série.....	30
Figura 5 – Aspecto construtivo do PHEV série-paralelo.....	31
Figura 6 – Modo de operação do PHEV.....	31
Figura 7 – Curva de carga típica de uma bateria de íon de lítio.....	34
Figura 8 – Estabilidade da simulação para um valor esperado.....	41
Figura 9 – Curvas de probabilidade dos diferentes estados ao longo do dia.....	44
Figura 10 – Criação de subclasses de unidades consumidoras.....	52
Figura 12 – Determinação de estados – MMC.....	59
Figura 13 – Curva representativa em kW subclasse 5.....	64
Figura 14 – Curva representativa em p.u subclasse 5.....	65
Figura 15 – Curva de carga estimada em kW transformador 1560.....	65
Figura 16 – Curva estimada x Curva real – TRF-1560.....	67
Figura 17 – Curvas de probabilidade de estado dos VEs.....	68
Figura 18 – Curva de probabilidade de estado <i>charging</i> x Curva estimada do TRF-1560.....	69
Figura 19 – Menores níveis de tensão – estratégia <i>dumb charging</i>	71
Figura 20 – Menores níveis de tensão – estratégia <i>valley charging</i>	71
Figura 21 – Desequilíbrio de tensão nas barras – estratégia <i>dumb charging</i>	72
Figura 22 – Desequilíbrio de tensão nas barras – estratégia <i>valley charging</i>	72
Figura 23 – Perdas técnicas nos trechos da rede – estratégia <i>dumb charging</i>	73
Figura 24 – Perdas técnicas nos trechos da rede – estratégia <i>valley charging</i>	73
Figura 26 – Carregamento dos condutores em cada trecho da rede – <i>dumb charging</i>	75
Figura 27 – Máxima corrente em cada trecho da rede – <i>valley charging</i>	76
Figura 28 – Carregamento dos condutores em cada trecho da rede – <i>valley charging</i>	76
Figura 29 – Curva de carga TRF-1560 estratégia <i>dumb charging</i>	77
Figura 30 – Curva de carga TRF-1560 estratégia <i>valley charging</i>	78

Figura 31 – Curva representativa subclasse até 370 kWh/mês.	106
Figura 32 – Curva representativa subclasse de 371 a 600 kWh/mês.	106
Figura 33 – Curva representativa subclasse de 601 a 825 kWh/mês.	106
Figura 34 – Curva representativa subclasse de 826 a 1050 kWh/mês.	107
Figura 35 – Curva representativa subclasse acima de 1051 kWh/mês.	107
Figura 36 – Curva de carga estimada transformador 1558 (75 kVA).	108
Figura 37 – Curva de carga estimada transformador 1559 (75 kVA).	108
Figura 38 – Curva de carga estimada transformador 1560 (75 kVA).	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características dos BEVs, HEVs e FCEVs.	28
Tabela 2 – Classificação e parâmetros dos PEVs.....	43
Tabela 3 – Níveis de tensão de leitura.	46
Tabela 4 – Transformadores da rede de distribuição em estudo.	62
Tabela 6 – Fator de crescimento de carga.	66
Tabela 7 – Parâmetros iniciais.	67
Tabela 9 – Características elétricas da rede.	74
Tabela 9 – Máxima corrente em cada ramo – estratégia <i>dumb charging</i>	111
Tabela 10 – Máxima corrente em cada ramo – estratégia <i>valley charging</i>	112

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
- ANFAVEA – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- BEV – *Battery Electric Vehicle* (Veículo Elétrico a Bateria)
- BT – Baixa Tensão
- CD – Depleção de carga
- COOPERA – Cooperativa Pioneira de Eletrificação
- CS – Sustentação de Carga
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- FCEV – *Fuel Cell Electric Vehicle* (Veículo Elétrico com Célula de Combustível)
- GD – Geração Distribuída
- G2V – *Grid to Vehicle* (Rede para Veículo)
- HEV – *Hybrid Electric Vehicle* (Veículo Elétrico Híbrido)
- IEA – *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)
- IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (Instituto de Engenharia Elétrica e Eletrônica)
- INL – *Idaho National Laboratory* (Laboratório Nacional de Idaho)
- IPI – Imposto sobre Produto Industrializado
- MCI – Motor a Combustão Interna
- MMC – Método de Monte Carlo
- MME – Ministério de Minas e Energia
- PHEV – *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (Veículo Elétrico Híbrido Plug-in)
- PNE – Plano Nacional de Energia
- SDBT – Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
- SDMT – Sistema de Distribuição de Média Tensão
- SMC – Simulação de Monte Carlo
- SoC – *State of Charge* (Estado da Carga)
- TA – Tensão de Atendimento
- TL – Tensão de Leitura
- TRF – Transformador
- UCs – Unidades Consumidoras

VEs – Veículos Eléctricos

V2G – *Vehicle to Grid* (Veículo para Rede)

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{bat}	Capacidade da bateria
E_c	Consumo de energia por quilômetro
$E_{(x)}$	Valor esperado de uma simulação
EP	Energia ativa total que transita no segmento do sistema de distribuição de baixa tensão
$Fc_{(t)}$	Curva de carga estimada da unidade consumidora
f_{cc}	Fator de crescimento de carga
$FT_{(t)}$	Curva de carga estimada da unidade transformadora
$f_{(x)}$	Função de distribuição normal
$\%FDV$	Desequilíbrio de tensão
i	Trecho do sistema de distribuição de baixa tensão
k	Número de subclasses
$IPTS$	Indicador de perda técnica de um segmento de rede
N	Número de iterações
P_{ch}	Potência de carregamento
PTS	Perdas técnicas em cada segmento de rede
$Prob_{ch}$	Probabilidade de um veículo elétrico estar efetuando uma recarga
$Prob_{dr}$	Probabilidade de um veículo elétrico estar dirigindo
$Prob_{pk}$	Probabilidade de um veículo elétrico estar estacionado
v	Velocidade média do trajeto
V_x	Variância da estimativa
\bar{x}	Média da amostra
x_i	Velocidade média do trajeto
σ	Desvio padrão da estimativa
α	Nível de precisão da estimativa
μ	Média dos dados simulados

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	PROBLEMA DE PESQUISA	18
1.2	HIPÓTESE	20
1.3	JUSTIFICATIVA.....	20
1.4	OBJETIVOS DO TRABALHO	23
1.5	METODOLOGIA DE PESQUISA.....	24
1.6	PREMISSAS DO TRABALHO	25
1.7	ESTRUTURA DO TRABALHO	26
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1	VEÍCULOS ELÉTRICOS	27
2.1.1	Veículo elétrico a bateria (BEV)	28
2.1.2	Veículo híbrido <i>plug-in</i> (PHEV)	29
2.1.3	Veículo híbrido (HEV)	32
2.1.4	Veículo elétrico com célula a combustível (FCEV)	32
2.2	BATERIAS.....	33
2.3	MÉTODOS DE RECARGA.....	35
2.3.1	Estratégias de recarga	36
2.4	MÉTODO DE MONTE CARLO.....	39
2.4.1	Aplicação do MMC em estudos com VEs	42
2.5	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	45
2.5.1	Qualidade de energia elétrica no sistema de distribuição	46
2.5.2	Perdas técnicas no sistema de distribuição	47
2.5.3	Estimativa de curva de carga de unidades consumidoras	48
3	METODOLOGIA PROPOSTA	51
3.1	ESTIMATIVA DE CURVA DE CARGA DE CONSUMIDORES INDIVIDUAIS.....	51

3.2	ESTIMATIVA DE CURVA DE TRANSFORMADORES	56
3.3	DETERMINAÇÃO DOS ESTADOS DOS VEs.....	57
3.4	DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS ELÉTRICOS NA REDE	60
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	62
4.1	ESTUDO DE CASO – CONDOMÍNIO PORTAL DO SOL	62
4.1.1	Curvas de carga.....	63
4.1.2	Curva de probabilidade de estado dos VEs	67
4.1.3	Estratégias de recarga – <i>dumb charging x valley charging</i>	69
4.1.3.1	Nível e desequilíbrio de tensão	70
4.1.3.2	Perdas técnicas	73
4.1.3.3	Sobrecorrente nos condutores	74
4.1.3.4	Sobrecarga nos transformadores	77
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
5.1	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	80
5.2	PUBLICAÇÃO E SUBMISSÃO DE TRABALHOS	81
	REFERÊNCIAS	82
	APÊNDICE B – Algoritmo cálculo fluxo de potência	92
	APÊNDICE C – Algoritmo sorteio das fases de conexão.....	102
	APÊNDICE D – Diagrama Unifilar Condomínio Portal do Sol	104
	APÊNDICE E – Características técnicas analisador de energia elétrica	105
	APÊNDICE F – Curva representativa por subclasse	106
	APÊNDICE G – Curva de carga estimada dos transformadores	108
	APÊNDICE H – Telas algoritmo desenvolvido - 40 % de penetração de VEs na rede	109
	APÊNDICE I – Máxima corrente em cada ramo <i>dumb charging e valley charging</i>	111

1 INTRODUÇÃO

A necessidade de reduzir o consumo de combustível dos veículos de motor a combustão interna e a emissão de gases que são agravantes para o efeito estufa estão entre os principais fatores de impulso no desenvolvimento tecnológico e inovação no setor automotivo. Tais investimentos em tecnologia e inovação vêm contribuindo para o crescimento da utilização de veículos elétricos (VE) ou híbridos elétricos (HEV) em todo o mundo (FANG *et al.*, 2011; NOUR; ALI; FARKAS, 2019).

Recentemente o Reino Unido anunciou que até 2040 irá banir a venda de veículos de motor a combustão interna, a Alemanha votou pela proibição da venda desses veículos até 2030. Em Oslo, capital da Noruega, a partir de 2020, será permitido apenas VEs circulando na área central. A França também se empenha em trabalhar para banir veículos não elétricos até 2040. Tais iniciativas, ainda que pontuais, acabam incentivando a popularização dos VEs em todo o mundo.

Tal popularização é demonstrada pelo volume de vendas de VEs no mundo em 2018, que superou 1,9 milhões de unidades, representando um crescimento de 62 % quando comparado com 2017. Ainda que o percentual seja significativo, o volume de VEs representa apenas 2 % da frota de veículos em circulação no mundo, mas, vem chamando a atenção de fabricantes, principalmente, em países que são considerados grandes mercados de veículos a combustão interna (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019).

O Brasil está entre os dez maiores mercados de veículos a combustão interna do mundo e, por esta razão, tem potencial para ser um mercado atrativo na área de VEs, desde que consiga cumprir as exigências oriundas da transição da mobilidade urbana (ROCHA, 2018). Heidi (2013) afirma que a transição na mobilidade urbana exige mudanças sistêmicas nos setores responsáveis e uma governança proativa com políticas públicas que permitam acelerar esta transição entre o atual sistema de transporte e o sistema de tração elétrica. O MME (2013) divulgou o termo de referência para a elaboração do Plano Nacional de Energia (PNE 2050), no qual classifica como uma incerteza crítica, ou seja, um fato portador de futuro, a penetração e a

disseminação dos veículos híbridos e elétricos nas redes de distribuição de energia elétrica.

A disseminação dos veículos elétricos abre a opção de o usuário realizar o abastecimento em sua própria residência como o uso de estações de carregamento particulares. Além disso, estações públicas de carregamento podem ser distribuídas em locais estratégicos para que usuários as utilizem enquanto trabalham ou realizam compras, por exemplo (MORSE; GLITMAN, 2014).

Segundo a IEA (2019), a quantidade de carregadores particulares no mundo é cerca de seis vezes maior quando comparado com as estações públicas de carregamento, o que leva a uma possível predominância de carregadores residenciais para os usuários brasileiros.

Então, é possível afirmar que os impactos devido à recarga dos veículos elétricos tendem a se concentrar nas redes de distribuição de baixa tensão e que implicarão na necessidade de intervenções por parte das concessionárias nestas redes, fato este que foi comprovado pelo estudo realizado no projeto “*My Electric Avenue*”, realizado no Reino Unido, indicando que 32 % das redes elétricas de baixa tensão britânicas necessitarão de intervenções quando 40 % dos consumidores carregarem seus veículos no horário de pico (MY ELECTRIC AVENUE, 2016).

No entanto, Galus (2012) afirma que muitos estudos dos impactos de VEs concentram-se nas redes de média ou alta tensão, porém, as redes de distribuição de baixa tensão enfrentarão maiores desafios, principalmente, pelo fato das conexões, na maioria das vezes, acontecerem na residência e de maneira não controlada.

Diante disto, é fundamental avaliar os impactos elétricos que serão gerados nas redes de distribuição de baixa tensão pela conexão de VEs e propor possíveis soluções para o controle e gerenciamento da penetração de VEs nesse sistema elétrico.

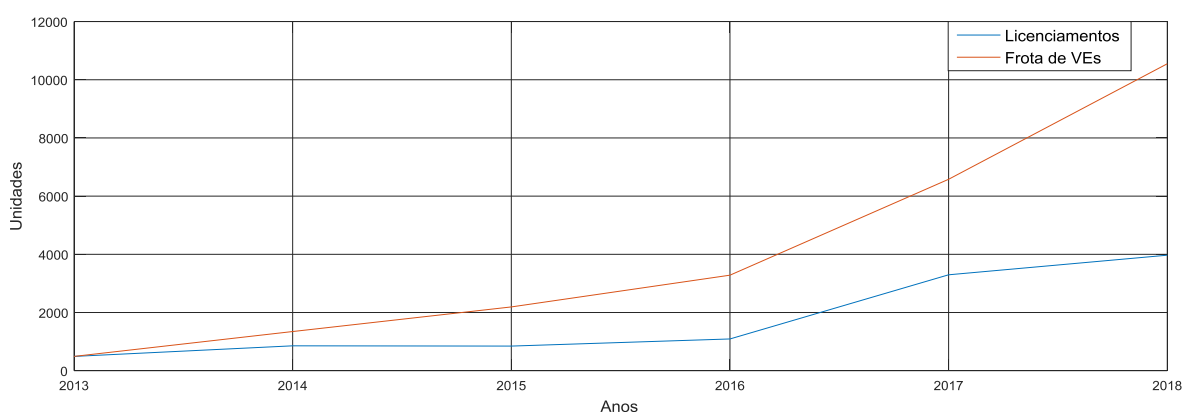
1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

A classificação dos VEs é baseada na sua fonte de energia. Os principais tipos de veículos são: veículos elétricos a bateria (BEV), veículos elétricos híbridos (HEV),

veículos elétricos a célula de combustível (FCEV) e veículos elétricos híbridos *plug-in* (PHEV). Destes, apenas os BEV e PHEV utilizam a rede elétrica para poder recarregar suas baterias (CHAN; BOUSCAYROL; CHEN, 2010).

A Figura 1 demonstra a evolução dos licenciamentos e da frota de veículos elétricos leves no Brasil desde 2013:

Figura 1 – Licenciamento/Frota de veículos elétricos no Brasil.



Fonte: ANFAVEA (2019).

Pode-se perceber que a partir de 2016, a curva que representa a frota de VEs apresenta um crescimento acentuado, porém, a participação de BEV e PHEV, no mercado de veículos brasileiro, totaliza apenas 0,02 %, percentual ainda baixo quando comparado com países como Noruega e Suíça, em que a participação desses veículos no mercado é, respectivamente, 46,42 % e 7,92 % (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019).

Mesmo o Brasil não possuindo frota significativa de VEs, é um desafio para os pesquisadores avaliar os impactos elétricos que podem ser gerados nas redes de distribuição, sendo este o problema que será abordado nesta dissertação. De maneira geral, o problema desta pesquisa pode ser descrito por meio do seguinte questionamento: como os VEs impactam os condutores e transformadores que suprem as redes de distribuição de baixa tensão, durante seu processo de recarga?

1.2 HIPÓTESE

A hipótese desta dissertação é que a carga descontrolada de VEs gera impactos elétricos na rede de distribuição de baixa tensão, tais como: sobrecarga nos transformadores e condutores da rede, acréscimo nas perdas técnicas, alterações nos níveis de tensão e desequilíbrio de tensão. Esta análise é relevante para determinar quais seriam os intervalos para realizar a carga dos VEs com o intuito de reduzir os impactos supracitados.

1.3 JUSTIFICATIVA

De acordo com Teixeira (2015), o maior obstáculo para a introdução dos VEs no Brasil é o seu alto custo. A aprovação de medidas que reduzam taxas de impostos pode reorientar o mercado automotivo nacional, encorajando as montadoras a desenvolver novos segmentos de PHEV's ou BEV's.

Recentemente, o governo brasileiro redigiu e aprovou a Medida Provisória n. 843/2018 que cria o Programa Rota 2030 – Mobilidade e Logística e dá outras provisões. O principal avanço para o setor de VEs é a redução do imposto sobre produto industrializado (IPI) de 25 % para até 7 %, dependendo da classificação de eficiência energética e do peso do automóvel (BRASIL, 2018). Tais incentivos foram utilizados para fomentar a geração distribuída (GD) através da geração de energia elétrica por usinas fotovoltaicas e, de acordo com Zedequias (2018), o aumento do uso de GDs no Brasil está seguindo a tendência de outros países.

Os VEs podem representar, até 2030, 48 % de toda a frota mundial (MOSQUET *et al.*, 2018). Considerando os recentes incentivos ao mercado de VEs, o Brasil tende a acompanhar os dados mundiais quanto ao uso destes veículos na mobilidade urbana.

Esta tendência vem sendo acompanhada pela Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA), que computou um crescimento de, aproximadamente, 60 % nos licenciamentos de VEs no primeiro trimestre de 2018 quando comparado com o mesmo período de 2017 (ANFAVEA, 2018).

Baran (2012) projetou que os veículos elétricos podem representar em torno de 37 % da frota de veículos leves no Brasil até 2030. Segundo o autor, se 20 % da frota brasileira de veículos leves fosse substituída por VEs e se 60 % realizasse a recarga ao mesmo tempo, seria gerado um acréscimo de 10 % na demanda máxima de energia do Brasil.

Tendo em vista as projeções mencionadas, é fundamental avaliar os impactos elétricos que podem ser gerados pela penetração dos VEs nas redes de distribuição de baixa tensão.

Salah (2015) demonstrou que a penetração de 16 % de veículos elétricos em uma rede de distribuição local da Suíça pode levar a sobrecargas na subestação em estudo. O *The EU Project Microgrids* desenvolveu um estudo com dois cenários de carregamentos: 1) carregamento descontrolado; e 2) controle indireto no carregamento. O estudo concluiu que a utilização do controle indireto do carregamento dos VEs permite a alta penetração na rede de distribuição sem que sejam necessários investimentos para substituição dos equipamentos da rede (NOUR *et al.*, 2018).

Yong (2015) afirma que o carregamento lento, normalmente realizado nas residências, pode causar problemas graves de desbalanceamento de fases no sistema de distribuição, pois este tipo de carregamento é realizado em um ponto de conexão monofásico.

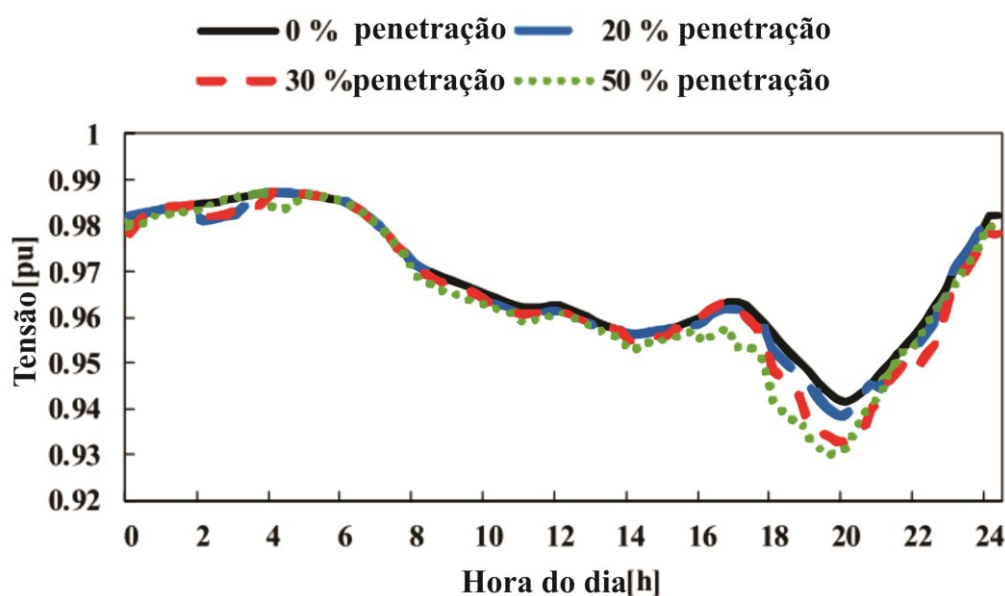
Qian (2011) simulou o carregamento doméstico em uma rede padrão de 38 barras e indicou que a penetração de 20 % de VEs no sistema provocaria um acréscimo de 35,8 % no pico de demanda diária, considerando o cenário de carregamento descontrolado.

Wang (2014) realizou estudo em um modelo de rede de distribuição de baixa tensão, composto por 42 unidades consumidoras. Os impactos do processo conhecido como *Vehicle to Grid* (V2G) foram avaliados e, segundo apresentado, a potência provida na configuração V2G demonstrou significativas reduções no pico de demanda doméstico, mesmo com níveis baixos de penetração e melhoria nos níveis de tensão das unidades consumidoras mais distantes da subestação. Uma das

limitações indicadas foi referente à capacidade máxima de corrente do condutor do alimentador principal, que limitou a penetração dos VEs em, no máximo, 40 %.

Nour (2018) também demonstrou que os níveis de tensão no alimentador residencial violaram os limites sempre que os VEs foram conectados considerando o carregamento descontrolado, conforme demonstra a Figura 2:

Figura 2 – Tensão no ponto mais distante do alimentador residencial.



Fonte: (NOUR *et al.*, 2018, p. 359).

Segundo Fang (2011), uma das alternativas para a redução dos impactos na rede de distribuição gerados pelo processo *Grid to Vehicle* (G2V) é aperfeiçoar o perfil de cobrança de energia elétrica, ou seja, manter a demanda de energia elétrica nos horários de pico com o menor nível possível, considerando a penetração dos VEs. Já para a opção de V2G, o grande desafio é conhecer a disponibilidade de VEs, já que só poderão gerar essa energia enquanto estiverem estacionados e conectados à rede (FANG *et al.*, 2011).

Carrillo (2017), Pinter (2015), Leemput (2015), Aljanad (2015), Salah (2015), Leou (2014b), Dharmakeerthi (2014) e Soares (2010), avaliaram os impactos elétricos provocados pela penetração de VEs em redes de distribuição de média tensão, redes teste IEEE e apenas na função unidirecional da penetração, G2V ou V2G. Porém,

como já abordado anteriormente, grande parte das penetrações dos VEs acontece na rede de baixa tensão e um estudo que avalie os impactos, tanto positivos quanto negativos da penetração destes veículos, pode ser desenvolvido.

A análise dos impactos pode avaliar quais benefícios, por exemplo, a descarga dos veículos elétricos pode trazer durante os períodos de maior pico de consumo de energia de unidades consumidoras residenciais e quais prejuízos essa mesma penetração pode provocar caso aconteçam carregamentos neste mesmo período de pico.

1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo deste trabalho é avaliar os impactos elétricos gerados na rede de distribuição de baixa tensão pela penetração de VEs, com foco principal nos transformadores e condutores que compõem a rede e os indicadores, a saber, nível e desequilíbrio de tensão e perdas técnicas.

Para atender ao objetivo do trabalho, serão cumpridos os seguintes objetivos específicos:

- Utilizar a metodologia proposta em Gallego (2009) e Jardini (2000) para determinar a curva de carga das unidades consumidoras da rede de distribuição que será estudada;
- Aplicar o método de agregação de cargas para determinar a curva de carga dos transformadores da rede;
- Aplicar o Método de Monte Carlo (MMC) para estimar a curva de probabilidade de estado diária dos veículos elétricos;
- Utilizar o algoritmo de fluxo de potência *backward/forward sweep* (baixa tensão) com e sem a inclusão do carregamento de veículos elétricos;
- Propor alternativas que reduzam os impactos elétricos gerados pela penetração dos VEs na rede de distribuição de baixa tensão.

1.5 METODOLOGIA DE PESQUISA

Segundo Marconi (2003), do ponto de vista de sua natureza, esta pesquisa pode ser classificada como uma pesquisa aplicada, pois visa aplicar conhecimentos para gerar soluções de problemas específicos. Quanto à sua forma de abordagem, ela pode ser classificada como uma pesquisa qualitativa, pois irá transformar informações em números para serem analisadas e classificadas. Por sua vez, conforme Gil (2002), esta dissertação, do ponto de vista de seus objetivos e procedimentos técnicos, pode ser classificada como exploratória e experimental.

Deste modo, para que se possam atingir os objetivos aqui propostos, serão executadas as seguintes etapas:

- i.* Pesquisa sistemática para criar uma metodologia de busca e avaliação de artigos em portais de acesso a revistas e periódicos com o intuito de realizar um estudo da arte;
- ii.* Depois da definição da rede de distribuição de baixa tensão serão realizadas medições de consumo de energia elétrica pelo período de uma semana em cada unidade consumidora da rede em estudo;
- iii.* Com as medições realizadas serão traçadas as curvas de carga dos consumidores, conforme a classificação de consumo, e as curvas de carga dos transformadores que suprem a rede em estudo;
- iv.* Com o Método de Monte Carlo será estimado o período de penetração dos veículos elétricos na rede em estudo;
- v.* Com o uso de um *software* de simulação será simulado o carregamento de veículos elétricos (G2V) na rede de distribuição em estudo, para que se possa utilizar um método de fluxo de potência a fim de avaliar os impactos gerados nos transformadores, condutores, perdas elétricas e níveis e desequilíbrio de tensão.

1.6 PREMISSAS DO TRABALHO

Os resultados aqui apresentados serão simulados considerando que todos os veículos são do tipo *PHEV*, pelo fato de a região não possuir infraestrutura de carregamento público, o que impossibilita uma recarga durante o percurso dos veículos.

No sistema proposto, os veículos não terão à disposição o *Fast Charging* (carga rápida) para carregar suas baterias ao longo do trajeto, ou seja, caso o *State of Charge* (estado da carga – SoC) caia para um nível inferior a 20 %, o motor a combustão interna (MCI) entrará em funcionamento até que o veículo esteja na residência. Os carregamentos das baterias serão do tipo carga lenta ou modo de recarga 1, realizados sempre que o veículo esteja estacionado em casa e com um SoC inferior a 80 %.

Considera-se que a carga exigida pelo processo de carregamento é constante (3,3 kW monofásico) e que o sistema possui um rendimento médio de 99,1 % com desvio padrão de 0,54 %, eficiência obtida nos dados do *Idaho National Laboratory (INL)* em testes realizados nos seguintes sistemas de carregamento: *SPX EV20M26318U*, *Siemens – VersiCharge*, *Siemens – SmartGrid Capable*, *Schneider Electric EV2430WS*, *Leviton EVB22-3PM*, *GE SmartGrid Capable EVSE*, *GE Energy WattStation*, *Eaton SmartGrid Capable* e *Eaton L230CLBW* (IDAHO NATIONAL LABORATORY, 2019).

Importante ressaltar que o Método de Monte Carlo (MMC) que será aplicado nesta dissertação para a obtenção das probabilidades de estados dos VEs não é objeto de nosso estudo, porém seu uso pode ser aprimorado para outras aplicações. Os dados estatísticos utilizados para a aplicação do MMC foram obtidos de Sun (2011); Sun (2016), Soares (2018) e dos testes realizados pelo *INL* em diferentes tipos de PHEVs.

Para os cálculos de fluxo de potência na baixa tensão será utilizado o método *Backward-Forward Sweep* (baixa tensão), considerando o sistema desbalanceado, ou seja, os carregamentos monofásicos serão sorteados aleatoriamente para definir em qual fase a unidade consumidora estará conectando o sistema de recarga.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação foi organizada em cinco capítulos, conforme descritos abaixo:

- i.* Capítulo 1: este capítulo apresenta a introdução ao assunto que será abordado, define o problema de pesquisa, hipótese, justificativa, os objetivos, a metodologia utilizada, bem como as premissas do trabalho;
- ii.* Capítulo 2: apresenta a revisão da literatura com publicações mais significativas sobre o Método de Monte Carlo (MMC) aplicado à definição de estados de VEs, redes de distribuição, curvas de carga e veículos elétricos;
- iii.* Capítulo 3: apresenta a metodologia utilizada na definição dos impactos gerados pelo carregamento de veículos elétricos na rede de distribuição. Este capítulo demonstra a alteração proposta na metodologia de Jardim (2000) para a determinação da curva de carga de unidades consumidoras. É apresentada a aplicação do MMC para a definição de estados, bem como a curva de probabilidade de estado dos VEs ao longo do dia. Também é demonstrada a metodologia utilizada para a realização dos cálculos de fluxo de potência na rede em estudo;
- iv.* Capítulo 4: capítulo destinado à apresentação e discussão dos resultados da determinação dos impactos da penetração dos veículos elétricos na rede de distribuição de baixa tensão. A metodologia proposta é aplicada em um trecho de uma rede real com 45 unidades consumidoras e os impactos são demonstrados no final do capítulo;
- v.* Capítulo 5: realiza as conclusões e as considerações finais da pesquisa, indicando sugestões para a realização de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é realizado um estudo da literatura relacionado ao MMC e suas aplicações na determinação de estados de VEs, sistema de distribuição e veículos elétricos. A seção que trata do assunto de sistema de distribuição apresenta também uma metodologia utilizada para estimar curvas de carga de unidades consumidoras.

Na seção de veículos elétricos são apresentados os principais tipos de veículos elétricos, formas de carregamento e suas características e também apresenta um estado da arte sobre os impactos gerados pelo carregamento dos veículos elétricos no sistema elétrico de potência.

2.1 VEÍCULOS ELÉTRICOS

De acordo com a ABNT (2013), um veículo elétrico é todo veículo movido por um motor elétrico, alimentado por uma bateria recarregável ou por outros dispositivos de armazenamento de energia elétrica, normalmente, recarregados por estações públicas de carregamento ou estações residenciais.

O projeto do veículo elétrico pode trazer características distintas quanto à distribuição do motor de tração. Normalmente, são construídos veículos dotados de apenas um motor elétrico que traciona duas ou quatro rodas. Porém, alguns modelos são dotados de dois motores elétricos ou até mesmo quatro motores, um para cada roda (VALSERA-NARANJO *et al.*, 2009).

Os veículos elétricos são categorizados em quatro grupos, de acordo com o seu aspecto construtivo: veículo elétrico a bateria (BEV), veículo híbrido *plug-in* (PHEV), veículo híbrido (HEV) e veículo elétrico a célula de combustível (FCEV) (BAYRAM; TAJER, 2017).

A Tabela 1 apresenta as características relacionadas à propulsão, desvantagens, infraestrutura e abastecimento, sistema de armazenamento de energia e vantagens dos quatro grupos de veículos elétricos.

Tabela 1 – Características dos BEVs, HEVs e FCEVs.

	BEV	HEV / PHEV	FCEV
Propulsor	- Motores elétricos.	- Motores elétricos; - MCI.	- Motores elétricos.
Subsistema de armazenamento	- Baterias; - Supercapacitores.	- Baterias; - Supercapacitores; - Combustível fóssil.	- Tanque de hidrogênio; - Baterias / Supercapacitores.
Infraestrutura e abastecimento	- Estações de carregamento.	- Posto de combustível; - Estações de carregamento (para os PHEV).	- Produção e infraestrutura de transporte de hidrogênio.
Vantagens	- Emissão local zero; - Alta eficiência; - Independência de combustível fóssil.	- Baixa emissão local; - Alta economia de combustível; - Longo alcance de viagem.	- Emissão local zero; - Alta eficiência energética; - Independência de combustível fóssil.
Desvantagens	- Capacidade das baterias; - Baixo alcance de viagem; - Necessidade de estações de carregamento; - Custo; - Vida útil das baterias.	- Capacidade das baterias; - Dependência de combustível fóssil; - Alto custo comparado com veículos de MCI.	- Alto custo; - Em desenvolvimento; - Custo das células de combustível; - Produção do hidrogênio e infraestrutura de transporte.

Fonte: (CHAN; BOUSCAYROL; CHEN, 2010; YONG *et al.*, 2015, p. 590, 369).

2.1.1 Veículo elétrico a bateria (BEV)

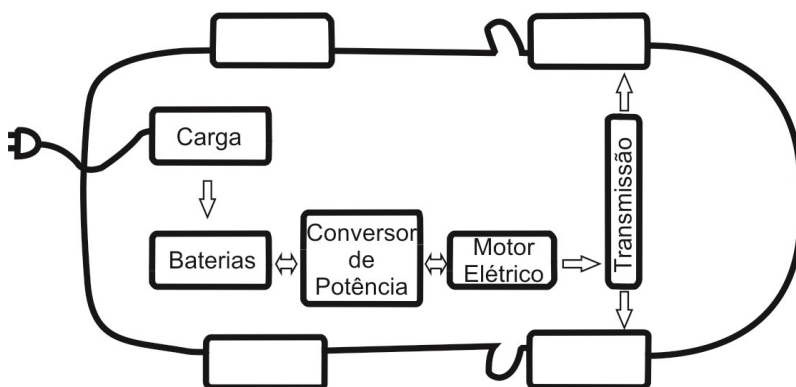
O BEV utiliza o motor elétrico como sua única fonte de propulsão, o que faz com que ele opere sempre em modo de esgotamento de carga, sendo suas baterias recarregadas, principalmente, por uma fonte externa de energia (estação de carregamento pública ou particular) ou parcialmente pela energia regenerativa acumulada das frenagens (CHAN; BOUSCAYROL; CHEN, 2010).

Conforme a Tabela 1, este tipo de veículo tem limitações de autonomia, isto se deve ao fato do mesmo possuir apenas propulsão elétrica. Para aumentar a

autonomia, os BEVs possuem maiores pacotes de baterias quando comparados com os HEVs e PHEVs. Em geral, têm capacidade que varia entre 20 kWh e 85 kWh (BAYRAM; TAJER, 2017).

Como exemplos há o BMW i3, que possui pacotes de baterias que totalizam capacidade de 22 kWh e autonomia de até 180 km, e o Chevrolet Bolt, que possui três pacotes de baterias de íons de lítio que atingem 60 kWh de capacidade e autonomia de até 383 km. A Figura 3 apresenta o aspecto construtivo típico de um veículo elétrico a bateria.

Figura 3 – Aspecto Construtivo do BEV.



Fonte: Adaptado de Yong (2015, p. 367).

Pode-se perceber que a fonte de energia para o motor elétrico são as baterias internas do veículo, as quais são recarregadas por um ponto de alimentação externa. Neste caso, apenas o motor elétrico é responsável por fornecer potência ao sistema de transmissão do veículo.

2.1.2 Veículo híbrido *plug-in* (PHEV)

O PHEV possui dois motores que são utilizados como propulsão, um motor elétrico e um MCI, que faz com que os PHEVs tenham pacotes de baterias menores quando comparados com os BEVs (BAYRAM; TAJER, 2017).

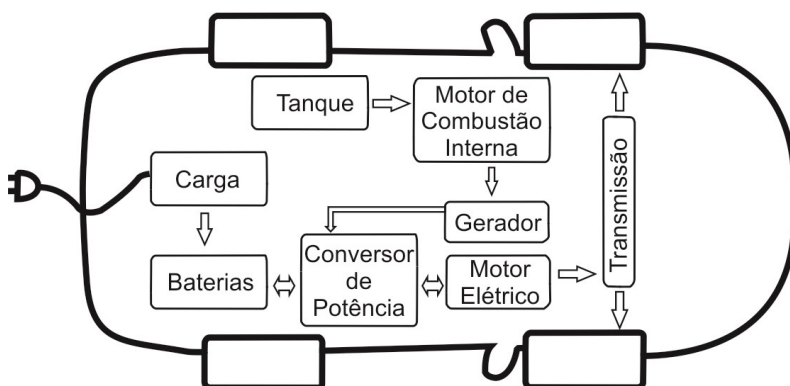
Segundo Chan (2010), os PHEVs são capazes de carregar sua bateria utilizando uma fonte de energia elétrica externa, normalmente, uma estação de

carregamento pública ou particular, sendo, em alguns casos, comparado à um BEV de autonomia limitada, porém, em outros casos, essa autonomia pode ser estendida utilizando-se o MCI para carregamento das baterias.

Em se tratando de confiabilidade, o uso do MCI no PHEV permite que o usuário percorra distâncias maiores, quando comparado com um BEV, sem que aconteça uma recarga das baterias (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018).

De acordo com Yong (2015), o PHEV pode ter as seguintes configurações de sistemas de propulsão: PHEV série, PHEV paralelo e PHEV série-paralelo. A Figura 4 apresenta a primeira configuração em que o veículo é movido apenas pelo motor elétrico, sendo que o MCI é utilizado para alimentar um gerador que distribui a energia para o sistema.

Figura 4 – Aspecto construtivo do PHEV série.

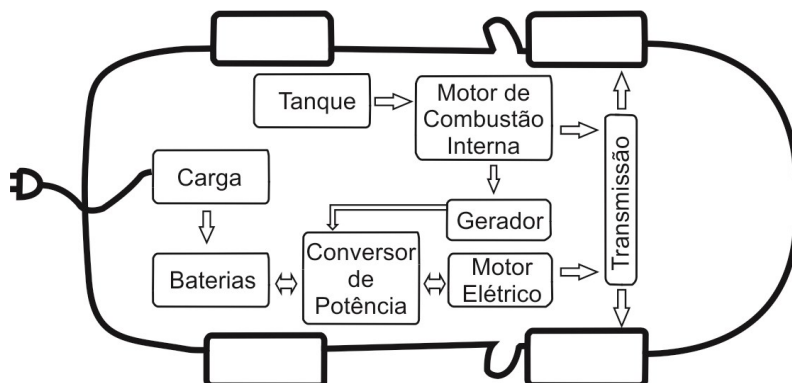


Fonte: Adaptado de Yong (2015, p. 367).

O PHEV paralelo tem sua propulsão realizada pelos dois motores (elétrico e a combustão), já no PHEV série-paralelo, o MCI, além de ser utilizado para propulsão, também alimenta o gerador interno, conforme é demonstrado na Figura 5.

As definições supracitadas implicam que um PHEV pode utilizar uma combinação do motor elétrico com o motor a combustão durante uma viagem. Dependendo de qual força motriz está sendo utilizada durante o seu funcionamento, a operação do PHEV pode ser classificada de duas maneiras, a saber, modo de depleção de carga (CD) e modo de sustentação de carga (CS) (SHANKAR; MARCO; ASSADIAN, 2012).

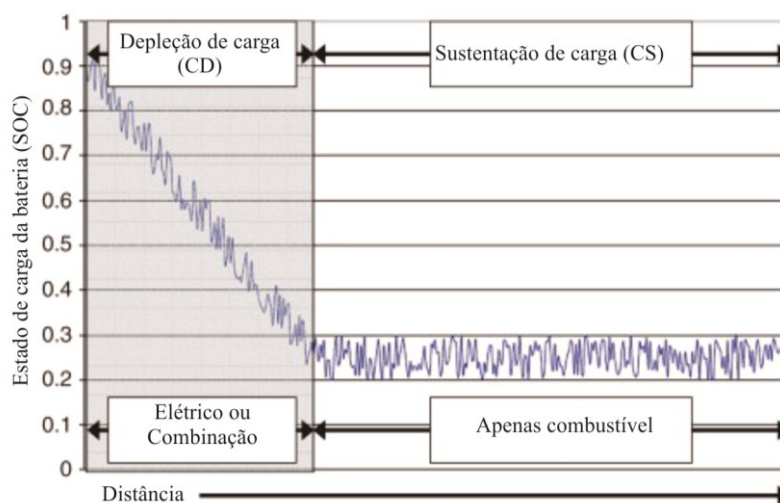
Figura 5 – Aspecto construtivo do PHEV série-paralelo.



Fonte: Adaptado de Yong (2015, p. 367).

Na Figura 6 é demonstrado o estado de carga da bateria de um PHEV nos dois modos de operação.

Figura 6 – Modo de operação do PHEV.



Fonte: Adaptado de Kromer (2007, p. 31).

No modo de depleção de carga, o sistema de controle do PHEV pode desabilitar o MCI e utilizar apenas a energia das baterias para sua propulsão ou combinar o funcionamento do motor elétrico com o motor à combustão interna até atingir um limite mínimo de SoC. Ao atingir o nível mínimo de SoC, o sistema de controle do PHEV altera o modo de operação para sustentação de carga,

desabilitando o motor elétrico e ativando o MCI para fornecer a propulsão ao veículo e manter a carga da bateria próxima ao SoC mínimo (KONG; KARAGIANNIDIS, 2016).

O PHEV é uma tecnologia de transição entre o veículo com motor de combustão interna e o veículo elétrico, pois combina alta autonomia com redução da emissão de gases poluentes à atmosfera. Por este motivo, este tipo de veículo pode ser utilizado nas simulações desta dissertação, mesmo propiciando menor impacto na rede de distribuição quando comparado com um BEV, pois possui pacotes de baterias com capacidade que variam entre 4 kWh e 10 kWh, cerca de 20 % da capacidade de um BEV (KONG; KARAGIANNIDIS, 2016; REDELBACH *et al.*, 2013).

2.1.3 Veículo híbrido (HEV)

A Toyota foi a responsável por apresentar a primeira geração de HEV através do Toyota Prius, que atualmente possui uma autonomia de 812 km, chegando a 18,9 km/l em ambientes urbanos.

Os HEVs são movidos, principalmente, por motores de combustão interna, porém são também equipados com pacotes de baterias que variam entre 1 kWh e 2 kWh, carregadas pelo sistema de freio regenerativo, que alimentam um motor elétrico para aumentar a eficiência desse tipo de veículo (BAYRAM; TAJER, 2017).

De maneira geral, quando comparados com veículos convencionais, os HEVs geram redução de consumo de combustível de até 40 % em áreas urbanas e 15 % em rodovias (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018). O sistema de propulsão do HEV também pode ser dividido em três tipos: HEV série, HEV paralelo e HEV série-paralelo, que tem suas características iguais às supracitadas na seção do PHEV.

2.1.4 Veículo elétrico com célula a combustível (FCEV)

Neste tipo de veículo, as baterias são substituídas por pilhas de combustível, normalmente, de hidrogênio, que geram energia para alimentar o motor elétrico responsável pela propulsão (CHAN; BOUSCAYROL; CHEN, 2010).

Ao contrário dos BEVs e PHEVs, os FCEVs não utilizam energia elétrica da rede de distribuição para carregar suas pilhas de células de combustível, além disso, possuem densidade de potência relativamente maiores quando comparadas com os pacotes de baterias utilizados nos BEVs, PHEVs e HEVs. Como exemplo, tem-se o Toyota Mirai, que possui pilhas de células de combustível com densidade de 2 kW/kg, enquanto um Nissan Leaf possui pacotes de baterias com densidade em torno de 0,6 kW/kg (BAYRAM; TAJER, 2017; NIGGLI SILVA, 2014; TOYOTA, 2017).

As principais limitações desse tipo de veículo são a inexistência de redes de abastecimento e a ausência de estudos mais avançados sobre a tecnologia, o que torna o seu custo ainda muito alto quando comparado com outros modelos existentes no mercado (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018).

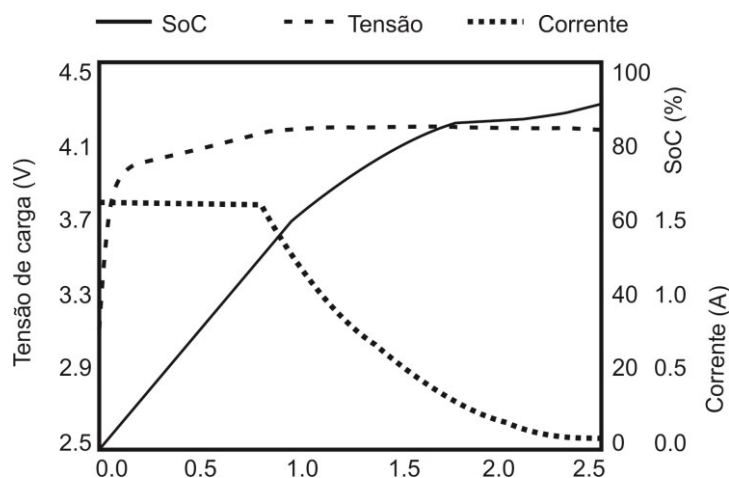
2.2 BATERIAS

Valseira-naranjo (2009) afirma que as baterias foram determinantes para fazer com que os veículos elétricos desaparecessem por um tempo da indústria automobilística devido ao seu alto custo, peso, volume e baixa autonomia quando comparado com os veículos de motor a combustão interna.

Atualmente, as baterias de íon de lítio dominam o mercado de veículos elétricos e recebem investimentos significativos na área de pesquisa e desenvolvimento para realizar modificações que reduzam custos de fabricação e elevem seu desempenho (HANNAN; MEMBER, 2018).

Segundo o IEA (2018), os esforços realizados em pesquisa e desenvolvimento dos últimos cinco anos desempenharam importante papel na redução de custos e melhora no desempenho das baterias de íon de lítio, que em conjunto com os contínuos desenvolvimentos tecnológicos em sistemas eletrônicos, impulsionaram a competitividade de armazenadores de íons de lítio para aplicações estacionárias. A Figura 7 apresenta a curva de carga típica de uma bateria de íon de lítio que é utilizada em veículos elétricos:

Figura 7 – Curva de carga típica de uma bateria de íon de lítio.



Fonte: Adaptado de Hannan (2018, p. 19364).

Pode-se observar que enquanto a bateria está em processo de carregamento, o seu SoC aumenta gradativamente, enquanto a corrente permanece constante e a tensão de carga em crescimento exponencial. Quando a tensão de carga atinge o valor máximo, a corrente, então, decai em uma função exponencial até que o SoC atinja seu valor máximo.

Sun (2016, 2018) simplifica o estado de carga das baterias utilizando as Equações 1 e 2, que são utilizadas, respectivamente, para estimar SoC por unidade de tempo de um conjunto de baterias no processo de carga e descarga:

$$SoC_{charging} = SoC + \frac{Pch}{Cbat} \quad (1)$$

$$SoC_{discharge} = SoC - \frac{v*Ec}{Cbat} \quad (2)$$

Onde:

Pch: potência de carregamento em kW;

Cbat: capacidade da bateria em kWh;

v: velocidade média de viagem em km/h;

Ec: consumo de energia por quilômetro em kWh/km.

A fim de aumentar a vida útil das baterias, este processo de carregamento é, normalmente, realizado somente quando as baterias estão com SoC inferior a 80 %. Da mesma forma, os veículos controlam este parâmetro para que o estado de carga não atinja valores inferiores a 20 % (DU; CHENG; YANG, 2015; LEOU; SU; LU, 2014a; SUN; YANG; YAN, 2018).

O tempo necessário para realizar a recarga da bateria dependerá de como estará o seu estado de carga no momento do início do processo de carregamento e o método de recarga empregado.

Por motivos de simplificação das simulações, nesta dissertação será considerado que o processo de recarga das baterias acontecerá de maneira constante, com a potência nominal do carregador utilizado.

2.3 MÉTODOS DE RECARGA

Segundo Villalobos (2014), o carregamento de BEVs e PHEVs pode ser classificado em três grupos, dependendo do modo de carga, a saber:

- Carga lenta (monofásica – AC): este carregamento é realizado por plugues residenciais normatizados para cada país, com a potência de carregamento variando de localidade para localidade. A corrente máxima deste tipo de carregamento chega a 15 A em 220 V (3,3 kW).
- Carga rápida (trifásica – AC): neste caso, este carregamento não utiliza plugues residenciais normatizados, pois a potência supera os limites de tais plugues. A potência de carregamento fica em torno de 10-20 kW.
- Carga ultrarrápida (trifásica – AC ou CC): este carregamento é, em geral, utilizado em postos de carregamentos externos, nos quais a potência pode ficar em torno de 50-200 kW.

Das classificações acima, os modos de carga lenta e carga rápida são utilizados em residências, ou seja, são alimentados por um ramal de entrada de

energia elétrica de baixa tensão. Já de acordo com a ABNT (2013), são quatro os possíveis modos de recarga, conforme descritos abaixo:

- Modo de recarga 1: o VE é conectado à rede de alimentação utilizando-se de tomadas que não excedam 16 A e 250 V em tensão alternada monofásica e 480 V em tensão trifásica;
- Modo de recarga 2: o VE é conectado à rede de alimentação através de tomadas que não excedem 32 A e 250 V em tensão alternada monofásica e 480 V em tensão trifásica.
- Modo de recarga 3: o VE é conectado à rede de alimentação alternada utilizando-se do SAVE (Sistema de Alimentação do VE) dedicado e é conectado permanentemente à rede de alimentação alternada;
- Modo de recarga 4: o VE é conectado à rede de alimentação alternada com o uso de um carregador externo, sendo o cabo de alimentação e a tomada móvel do VE fixados permanentemente ao sistema de alimentação (estação de carregamento).

O Brasil não possui registro de estação de carregamento, seja ela pública ou particular. Esta situação se deve ao fato de a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ter regulamentado os carregamentos de VEs apenas em 2018, por meio da Resolução Normativa n. 819 (de 19 de junho de 2018), e lançou formulário para que os consumidores registrem, com as distribuidoras de energia elétrica, as estações de carregamento.

2.3.1 Estratégias de recarga

As estratégias de recarga de um VE definem o quanto o processo de carregamento pode impactar o sistema elétrico ao qual estará conectado. A seguir é apresentado um estado da arte sobre as estratégias de recarga utilizadas em estudos que avaliaram os impactos gerados pela penetração de VEs em redes de distribuição.

Galus (2010) descreve três modos de operação para os veículos elétricos durante o processo de recarga:

- *Uncontrolled charging* (carregamento descontrolado): o VE é conectado à rede elétrica sempre que a bateria não está completamente carregada;
- *Controlled charging* (carregamento controlado): o VE inicia o seu carregamento quando um sistema de controle inteligente avalia ser o melhor momento para a conexão com a rede;
- *V2G services*: neste modo de operação, a carga remanescente da bateria pode ser utilizada para ser injetada na rede por meio de um controle em tempo real, o qual define o momento em que esta potência pode ser injetada.

Lopes (2011) também adotou três estratégias de recarga: *dumb charging* (carregamento “burro”), *tariff policy charging* (cobrança de política tarifária) e *smart charging* (carregamento inteligente). Neste estudo, a *dumb charging*, chamada de recarga “burra”, acontece na área residencial sempre que o VE demanda carregamento. Na *tariff policy charging*, 25 % dos VEs realizam a recarga durante o período tarifário mais baixo e o restante continua a realizar sua recarga na estratégia *dumb charging*. A *smart charging* segue a premissa aplicada por Bremermann (2014) na estratégia *controlled charging*.

Bremermann (2014) considera, em sua análise, três estratégias de carregamento:

- *Direct Charging* (carregamento direto): o VE inicia seu carregamento assim que finaliza a última viagem do dia;
- *Valley charging* (carregamento no vale): o VE somente realiza a recarga no período de menor demanda da rede;
- *Controlled charging* (carregamento controlado): o VE, além de realizar a recarga no período de menor demanda da rede, pode também ser desconectado temporariamente da rede caso ela esteja em risco.

Qian (2011) apresenta metodologia para modelar e analisar a demanda de carga em um sistema de distribuição, utilizando as seguintes estratégias de carregamento:

- *Uncontrolled domestic charging* (carregamento doméstico descontrolado): neste cenário, não existe incentivo aos proprietários de VE para realizarem o carregamento fora do pico de demanda da rede elétrica;
- *Uncontrolled off-peak domestic charging* (carregamento doméstico descontrolado fora do pico): neste cenário, os usuários possuem vantagens financeiras na tarifa de energia quando realizam o carregamento durante horários fora de pico de demanda da rede;
- *“Smart” domestic charging* (carregamento doméstico inteligente): neste cenário, um sistema de controle em tempo real determina o início de carregamento que gerará a maior economia para o usuário, considerando, também, os riscos para a rede elétrica.

Hemphill (2012) avaliou os impactos do carregamento de veículos elétricos nos ativos da distribuidora de energia elétrica local, considerando os seguintes cenários:

- *Unmanaged load profile* (perfil de carga não controlado): neste cenário, os usuários realizam o carregamento assim que chegam em casa até que o SoC atinja 100 %;
- *Time of use metering load* (perfil de carga horário): neste cenário, os usuários são incentivados a iniciar a recarga no momento em que a tarifa de energia estiver no seu menor patamar de preço;
- *Smart control strategy load* (estratégia inteligente de controle de carga): neste cenário, um dispositivo de medição em tempo real fornecerá dados dos VE para permitir um controle remoto do horário de início da recarga de cada VE conectado à rede.

Sun (2018) utiliza duas estratégias de recarga, conforme descrito a seguir, para criar um modelo analítico baseado em Markov, que permite estimar a demanda gerada por recargas de VE em uma rede teste IEEE 53 - barras:

- *Uncotrolled charging*: nesta estratégia, os usuários iniciam a recarga de forma lenta com potência de 3,3 kW, depois de retornarem de sua última viagem do dia;
- *Smart charging*: nesta estratégia, um sistema de despacho transfere as recargas dos VE do horário de pico para o horário de vale de demanda de energia elétrica.

Wang (2018) realizou seus estudos considerando apenas o cenário *Domestic uncontrolled charging*, no qual os VEs são conectados à rede e recarregados sempre que chegam em casa, mesmo que o horário coincida com o pico de demanda e valor tarifário mais elevado da distribuidora de energia elétrica.

Esta dissertação utilizará duas estratégias de carregamento durante as simulações: *Dumb charging*, em que as recargas dos VE iniciarão sempre que estes chegarem às residências e permanecerão conectados até que o SoC atinja 80 %, e *Valley charging* (recarga no vale), em que as recargas dos VE iniciarão no momento de menor demanda de energia da rede elétrica em estudo.

2.4 MÉTODO DE MONTE CARLO

O Método de Monte Carlo (MMC) é uma ferramenta robusta que pode ser utilizada em diversas áreas da Matemática, da Física e da Engenharia. Algoritmos baseados neste método fornecem estimativas estatísticas para qualquer função linear, baseadas em sorteios aleatórios de qualquer variável aleatória (DIMOV, 2008).

De acordo com Li (2005), a ideia básica da simulação de Monte Carlo é criar uma série de amostras experimentais usando uma sequência numérica aleatória. O método garante que o erro da aproximação de Monte Carlo seja menor que um valor pré-determinado com uma certa probabilidade.

Segundo Zapata (2010), a utilização deste método se justifica sempre que se deseja obter a solução analítica ou direta de um modelo matemático complexo ou obter dados de uma variável aleatória ou de um processo aleatório complexo. O MMC sempre produz uma aproximação da solução, porém um controle da precisão desta aproximação pode ser implementada para garantir a probabilidade de erro requerida (MITCHELL, 2017).

Este método dispensa o uso das equações diferenciais que descrevem o comportamento de sistemas complexos. O mesmo exige que o sistema seja modelado com o uso de funções de distribuição de probabilidade (FDP). Quando essas funções são conhecidas, o método pode ser utilizado para realizar amostragens aleatórias a partir delas e este processo repetido inúmeras vezes para que, a partir de técnicas estatísticas, um resultado seja obtido (BILLINTON; ALLAN, 1992).

De acordo com Billinton (1992), cada simulação realizada produz uma estimativa para cada parâmetro do processo que está sendo avaliado. Tais estimativas refletem os valores de números aleatórios que foram gerados para as variáveis do processo durante uma simulação específica. O procedimento em questão cria N estimativas para cada um dos parâmetros, em que N é definido, então, como o número de iterações realizadas.

Estimativa de pontos, tais como valor esperado e variância, são valiosas e frequentemente utilizadas para avaliar a confiabilidade da aplicação do MMC e para determinar tomadas de decisões durante a aplicação da mesma (KROESE; TAIMRE; BOTEV, 2011). O valor esperado $E(x)$ e a variância $V(x)$ da estimativa podem ser determinados pelas equações 3 e 4:

$$E(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (3)$$

$$V(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - E(x))^2 \quad (4)$$

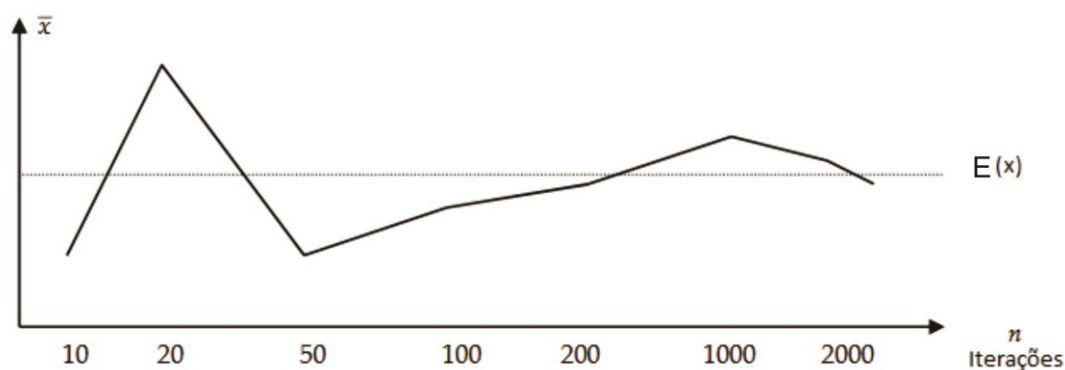
Onde:

N é o número de iterações;

x_i é a variável indicadora do processo.

De acordo com o teorema do limite central, ou a lei dos grandes números, a média da amostra pode ser usada como uma estimativa imparcial da expectativa matemática quando o número de iterações é grande o suficiente. A Figura 8 apresenta a convergência de uma simulação em torno de um valor esperado pelo alto número de iterações realizadas:

Figura 8 – Estabilidade da simulação para um valor esperado.



Fonte: Adaptado de Zapata (2010, p. 212).

O desvio padrão da estimativa pode ser calculado por:

$$\sigma = \frac{\sqrt{V(x)}}{N} \quad (5)$$

Por meio da Equação 5, entende-se que duas medidas podem ser utilizadas para reduzir o desvio padrão da estimativa realizada pelo MMC: aumentar o número de iterações ou reduzir a variância da estimativa. Importante salientar que a variância da estimativa não pode ser reduzida para zero, portanto, as simulações sempre requerem um número razoavelmente e suficientemente grande de iterações.

A simulação de Monte Carlo cria um processo de convergência flutuante e não há garantia de que mais algumas amostras levem a um erro menor. É verdade, no entanto, que o limite de erro ou o intervalo de confiança diminui à medida que o número de iterações aumenta. O nível de precisão da simulação de Monte Carlo pode

ser medido usando o coeficiente de variação, que é definido como o desvio padrão da estimativa dividido pelo valor esperado da estimativa (ZAPATA, 2010):

$$\alpha = \frac{\sigma}{E(x)} * 100 [\%] \quad (6)$$

Segundo Kroese (2011), o coeficiente de variação e o número máximo de iterações são utilizados frequentemente como critério de convergência nas simulações. Valores típicos entre 5 % e 6 % podem ser utilizados como critério de convergência nas simulações quando está sendo observado o coeficiente de variação. Nesta dissertação, será utilizado como critério de convergência um coeficiente de variação igual a 1%.

2.4.1 Aplicação do MMC em estudos com VEs

Soares (2010; 2011) propõe uma simulação de Monte Carlo com a integração da cadeia de Markov para definir a probabilidade dos estados dos VEs ao longo do dia. Foram utilizados quatro possíveis estados para os veículos: em movimento, estacionado na residência, estacionado em área comercial e estacionado em área residencial. Os resultados obtidos foram utilizados em um estudo de caso de uma rede de distribuição de média tensão de 15 kV da Ilha das Flores do arquipélago de Açores.

Leou (2014a) avaliou diversos cenários de carregamento dos veículos elétricos em uma rede de distribuição e aplicou um método de fluxo de potência para estimar perdas técnicas geradas pela penetração dos VEs, utilizando a Simulação de Monte Carlo.

Hamed (2015) focou seu trabalho no desenvolvimento de um método que utiliza a simulação de Monte Carlo para avaliar a confiabilidade de redes inteligentes na ampla penetração de *PHEV*. As variáveis simuladas foram utilizadas para simular a geração distribuída das residências, os padrões de carga dos veículos e o comportamento dos proprietários de *PHEVs*. O método foi simulado para um horizonte de 1 ano.

Wang (2018) gerou padrões de condução realizando uma simulação de Monte Carlo para determinar as incertezas sobre os impactos dos carregamentos de VEs na rede de distribuição. Os dados estatísticos de horários de saída e chegada dos veículos foram obtidos do *UK 2000 Time of Use Survey (TUS)*, que é uma base de dados que carrega atividades domésticas de dias de semana e finais de semana, incluindo o uso dos veículos próprios.

Sun (2016, 2018) implementou o MMC para determinar o comportamento de viagens dos veículos elétricos realizando uma correlação probabilística entre múltiplos estados (*charging* - carregando, *driving* - dirigindo, *parking* - estacionado) e SoC das baterias. A metodologia utilizou dois tipos de veículos intitulados C-PEV (61 %) e O-PEV (39 %), o primeiro considerado como o veículo particular e o segundo para uso de transporte de passageiros.

A Tabela 2 apresenta os parâmetros dos dois modelos de veículos elétricos (M1 e N1) que foram obtidos de uma pesquisa de veículos do mercado europeu. A capacidade da bateria dos veículos no passo inicial da simulação de Monte Carlo implementada por Sun (2018) seguiu a função de distribuição normal apresentada na Equação 7:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (7)$$

Onde:

μ : média dos dados simulados;

σ : desvio padrão dos dados simulados.

Tabela 2 – Classificação e parâmetros dos PEVs.

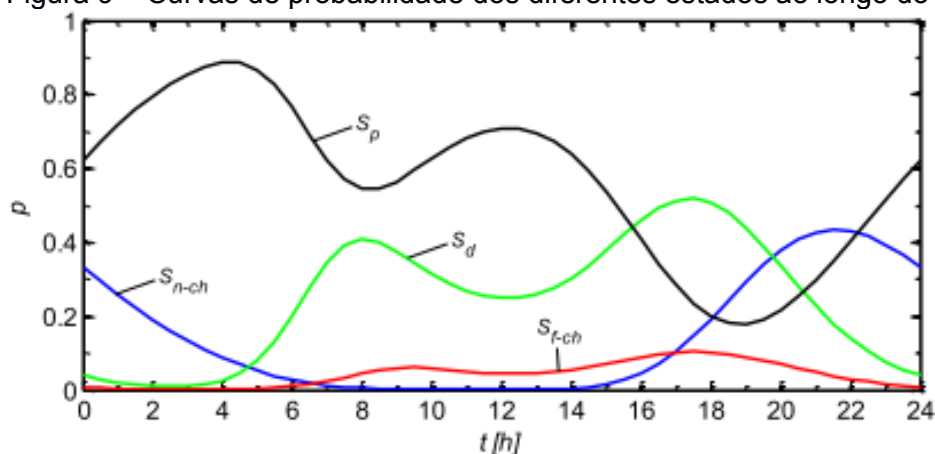
Tipo PEV	M1		N1	
Capacidade da bateria	$\mu_{Cbat}^{M1} = 28,5$	$\sigma_{Cbat}^{M1} = 14,7$	$\mu_{Cbat}^{N1} = 23,0$	$\sigma_{Cbat}^{N1} = 9,5$
C_{bat} (kWh)	$C_{m\acute{a}x}^{M1} = 72,0$	$C_{m\acute{i}n}^{M1} = 10,0$	$C_{m\acute{a}x}^{N1} = 40,0$	$C_{m\acute{i}n}^{N1} = 9,6$

Tipo PEV	M1	N1
Energia consumida por quilômetro E_c (kWh/km)	$E_c^{M1} = 0,159$	$E_c^{N1} = 0,185$

Fonte: Transport Research & Innovation Portal (2010, p. 30,34).

Sun (2018) fez uso da simulação de Monte Carlo para determinar as probabilidades de estado dos veículos elétricos para cada intervalo de tempo ao longo de um dia. A Figura 9 demonstra os resultados obtidos com a implementação da metodologia:

Figura 9 – Curvas de probabilidade dos diferentes estados ao longo do dia.



Fonte: Sun (2018, p. 161).

Onde:

S_p : representa a probabilidade horária de um veículo estar estacionado;

S_d : representa a probabilidade horária de um veículo estar em locomoção;

$S_n - ch$: representa a probabilidade horária de um veículo estar recarregando no modo lento;

$S_f - ch$: representa a probabilidade horária de um veículo estar recarregando no modo rápido.

Pode-se observar que a probabilidade de um veículo estar conectado a um ponto de carga lenta (*Sn-ch*) é nula a partir das oito horas da manhã, permanecendo assim até as 14h. Este é o instante no qual a probabilidade de carregamento começa a aumentar e tem seu pico máximo coincidindo com horários de pico de demanda residencial.

2.5 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo H. Kersting (2012), um sistema de distribuição inicia, normalmente, pela subestação de distribuição, que é alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão.

Cada subestação supre um ou mais alimentadores primários que, normalmente, são radiais, o que significa dizer que existe apenas um caminho da subestação de distribuição até o consumidor para despachar o fluxo de potência necessário (KERSTING, 2012). Os elementos abaixo constituem os alimentadores primários de distribuição:

- i.* alimentador principal trifásico;
- ii.* ramificações laterais trifásicas, bifásicas ou monofásicas;
- iii.* reguladores de tensão;
- iv.* bancos de capacitores;
- v.* transformadores de distribuição;
- vi.* redes de distribuição secundárias;
- vii.* cargas trifásicas, bifásicas e monofásicas.

O sistema de distribuição tem por característica estar mais próximo dos consumidores, normalmente, operados com níveis de média e baixa tensão, também conhecidas como redes primárias e secundárias de energia elétrica (ABRADEE, 2018). As unidades consumidoras alimentadas em tensão secundária de distribuição (baixa tensão) são conectadas à rede por meio dos ramais de ligação, supridas pelos transformadores instalados na rede de distribuição (BLUME, 2016). As empresas que

detêm concessão para prestar os serviços de distribuição de energia são reguladas pela ANEEL e seguem regras e procedimentos que visam garantir a confiabilidade e a qualidade de energia elétrica no sistema de distribuição.

2.5.1 Qualidade de energia elétrica no sistema de distribuição

A qualidade da energia elétrica está relacionada à qualidade do produto entregue, qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento de reclamações realizadas. Quando se trata de qualidade do produto em regime permanente, os seguintes fenômenos são descritos pela PRODIST 8 (ANEEL, 2018a):

- i.* tensão em regime permanente;
- ii.* fator de potência;
- iii.* harmônicos;
- iv.* desequilíbrio de tensão;
- v.* flutuação de tensão;
- vi.* variação de frequência.

Em se tratando de tensão em regime permanente, a tensão a ser contratada pelas unidades consumidoras em tensão igual ou inferior a 1 kV deve ser a própria tensão nominal do sistema, ou seja, se uma unidade consumidora solicita atendimento na classe de 220 V monofásico, a tensão de atendimento (TA) é 220 V (ANEEL, 2018a). A Tabela 3 apresenta as faixas de variação admissíveis da tensão de leitura (TL) de unidades consumidoras atendidas em tensão secundária de distribuição (380/220 V):

Tabela 3 – Níveis de tensão de leitura.

Tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação da tensão de leitura (p.u)
Adequada	$0,92 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,87 \leq TL < 0,92$ ou $1,05 < TL \leq 1,06$

Tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação da tensão de leitura (p.u)
Crítica	TL<0,87 ou TL>1,06

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018a).

Quanto ao desequilíbrio de tensão, a Equação 8 pode ser utilizada para determinar o desequilíbrio de tensão na rede (VENTURINI *et al.*, 2018):

$$\%FDV = \frac{\text{máx}(V_a, V_b, V_c) - \text{mín}(V_a, V_b, V_c)}{V_m} * 100 \quad (8)$$

$$V_m = \frac{V_a + V_b + V_c}{3} \quad (9)$$

Onde:

$\%FDV$: percentual de tensão desbalanceada;

$\text{máx}(V_a, V_b, V_c)$: máximo valor de tensão nas fases A, B e C;

$\text{mín}(V_a, V_b, V_c)$: mínimo valor de tensão nas fases A, B e C;

V_m : tensão média nas três fases.

O Prodinst-Módulo 8 estabelece limite máximo de 3 % de desequilíbrio de tensão para circuitos e barramentos alimentados em baixa tensão (ANEEL, 2018a).

As faixas de variação da tensão de leitura apresentadas na Tabela 3 e o limite estabelecido pela ANEEL (2018a) serão utilizadas para avaliar se o nível e desequilíbrio de tensão das unidades consumidoras atendidas por uma rede de distribuição de baixa tensão sofrerão alterações após a conexão de VEs para realizar o carregamento de suas baterias.

2.5.2 Perdas técnicas no sistema de distribuição

Segundo a ANEEL (2018b), as perdas no sistema de distribuição de média tensão (SDMT) e no sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT) são apuradas com a aplicação de cálculos de fluxo de potência.

A aplicação dos métodos de fluxo de potência para cálculo de perdas técnicas no SDMT e SDBT é precedida de uma caracterização das cargas que estão conectadas aos sistemas. Esta caracterização pode ser realizada pela estimativa de curvas de carga, conforme será descrito na seção 2.5.3.

O modelo adotado para as cargas conectadas ao SDMT e SDBT é denominado modelo ZIP, que é conhecido por caracterizar o comportamento estático de cargas composto por 100 % de impedância constante para parcela reativa e de 50 % de potência constante e 50 % de impedância constante para a parcela ativa da carga (ANEEL, 2018b).

Indicadores de perda podem ser obtidos a partir das perdas obtidas no SDMT e SDBT, o indicador percentual de perda técnica de um segmento de rede (IPTS) pode ser calculado pela Equação 10:

$$IPTS_{(i)} = \frac{PTS_{(i)}}{EP_{(i)}} * 100 \text{ [%]} \quad (10)$$

Onde:

i : é um trecho do sistema de distribuição;

PTS: perdas técnicas em cada segmento do sistema de distribuição, em Wh;

EP: total de energia ativa que transita em cada segmento do sistema de distribuição, em Wh.

O IPTS será determinado para cada trecho de uma rede de distribuição de baixa tensão com e sem a penetração dos VEs para que se possa avaliar a contribuição no aumento das perdas técnicas devido à conexão dos VEs na rede.

2.5.3 Estimativa de curva de carga de unidades consumidoras

A caracterização das curvas de cargas é realizada pelas distribuidoras de energia elétrica com a realização da campanha de medição, abordada no módulo 1

do PRODIST, e tem papel fundamental na determinação das tipologias de cargas dos consumidores e dos barramentos do sistema elétrico (ANEEL, 2018c).

Realizar medições em todas as unidades consumidoras para determinar curva de carga diária de consumo é um processo que demanda tempo e recursos financeiros. Devido a esse fato, algumas metodologias foram desenvolvidas para reduzir número de medições necessárias e custo de realização de tais medições.

Nesta seção será abordada a metodologia utilizada por Jardini (2000) para determinar a curva de carga representativa de unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão (BT) e a curva de carga dos transformadores de distribuição, metodologia esta que será utilizada, com pequenas modificações, para se obter a curva de carga dos consumidores alimentados pela rede de distribuição em estudo.

De acordo com Jardini (2000), pode-se estimar as curvas de carga diárias de cada unidade consumidora e transformadora de distribuição utilizando os seguintes passos:

- i.* Define-se as subclasses de unidades consumidoras para alocar cada consumidor em sua subclasse correspondente. Segundo a ANEEL (2016), a classe residencial atendida pela rede de BT é estratificada da seguinte maneira: até 100 kWh, de 100 a 220 kWh, de 220 a 500 kWh, de 500 a 1000 kWh e acima de 1000 kWh;
- ii.* Realiza-se medições nas unidades consumidoras com intervalos que podem ser de 1 ou de 15 minutos para que se possa obter as curvas representativas em kW para cada subclasse definida. Estas curvas são obtidas para dias úteis, sábado e domingo;
- iii.* Por meio das curvas representativas em kW, obtêm-se as curvas representativas e desvio padrão p.u (por unidade) de cada subclasse definida. Estas curvas são obtidas para dias úteis, sábado e domingo;

- iv.* Depois de obtidas as curvas representativas em p.u e desvio padrão de cada subclasse é possível, então, estimar a curva de carga mensal de cada unidade consumidora apenas multiplicando a medição de energia mensal (kWh) pela curva de carga representativa em p.u da subclasse correspondente;

- v.* Com o uso do método de agregação se pode estimar as curvas de carga dos transformadores de distribuição realizando a agregação das curvas de carga obtidas de cada unidade consumidora.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

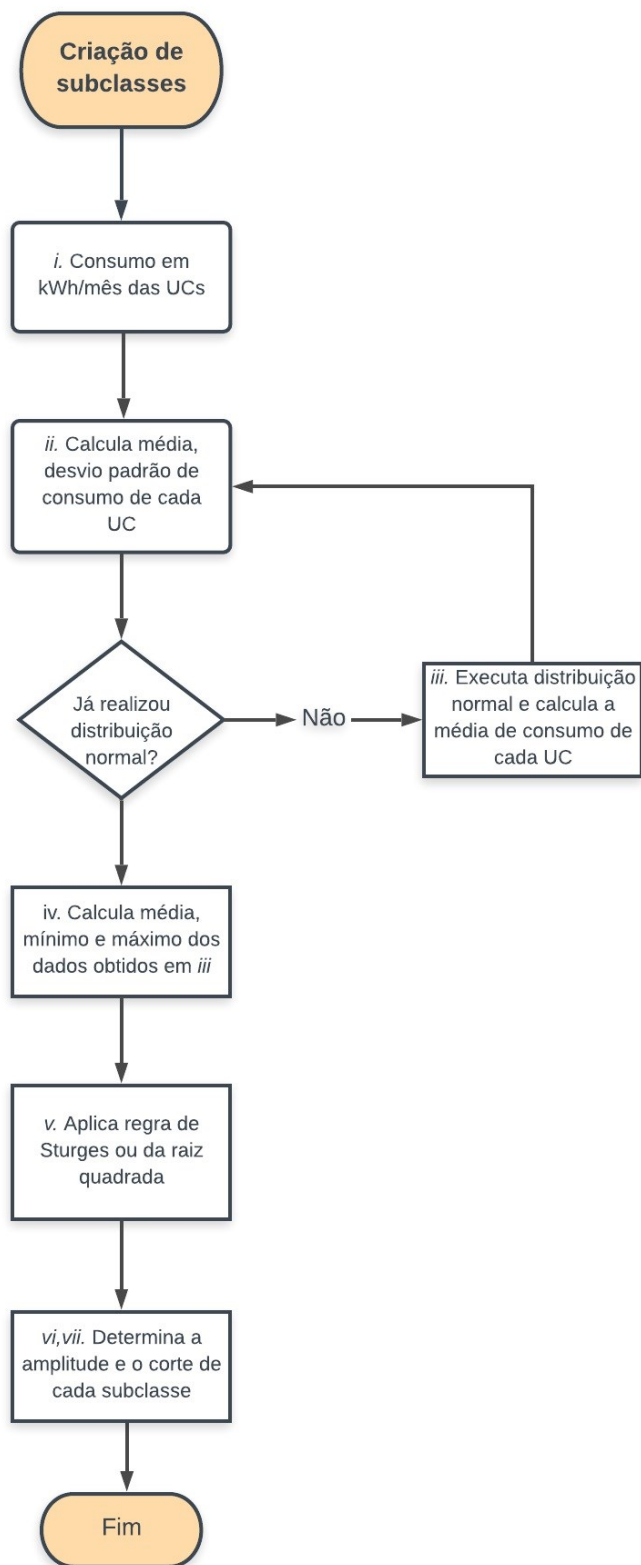
Neste capítulo são apresentados os métodos que serão utilizados para tornar possível o estudo dos impactos elétricos de VEs em redes de distribuição de baixa tensão. O capítulo inicia pela metodologia empregada para estimar curvas de carga das unidades consumidoras no local de estudo. Em seguida, é apresentada a aplicação do MMC para determinação dos estados dos VEs ao longo do dia. Na sequência, é demonstrado o método aplicado para o cálculo dos impactos elétricos na rede de distribuição.

3.1 ESTIMATIVA DE CURVA DE CARGA DE CONSUMIDORES INDIVIDUAIS

A metodologia que será utilizada neste trabalho para estimar curvas de carga das unidades consumidoras foi descrita no Capítulo 2. Algumas modificações foram realizadas na metodologia supracitada, a saber, a criação de classe de consumo de acordo com a distribuição de frequência e cálculo da potência base de acordo com a classe da unidade consumidora.

A fim de aplicar a metodologia adotada, primeiramente, as unidades consumidoras precisam ser divididas em subclasses de consumo. O fluxograma da Figura 10 apresenta os passos necessários para realizar a divisão das unidades consumidoras em subclasses de consumo:

Figura 10 – Criação de subclasses de unidades consumidoras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

- i. Levantamento dos últimos 12 meses de consumo de cada unidade consumidora;
- ii. Calcula-se a média e desvio padrão do consumo de cada unidade consumidora com o uso das Equações 11 e 12;

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (11)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (12)$$

Onde:

n : número de amostras;

x_i : valor de cada amostra.

- iii. Com o intuito de aumentar a amostra de dados, realiza-se uma distribuição normal, conforme a Equação 7 (apresentada anteriormente), e calcula-se a nova média de cada unidade consumidora;
- iv. Define-se do valor mínimo, máximo e a média das médias determinadas em *iii*;
- v. Calcula-se o número de subclasses utilizando a regra de Sturges ou da raiz quadrada, conforme abaixo:

$$k = 1 + 3.3 * \log(n) \quad (13)$$

$$k = \sqrt{n} \quad (14)$$

Onde:

k : número de classes.

- vi. Determina-se a amplitude de cada subclasse por meio da Equação 15:

$$amplitude = \frac{Vm\u00ednimo - Vm\u00e1ximo}{k} \quad (15)$$

Onde:

$Vm\u00ednimo$: valor m\u00ednimo das m\u00e9dias obtidas em iv;

$Vm\u00e1ximo$: valor m\u00e1ximo das m\u00e9dias obtidas em iv.

vii. Calcula-se o corte de cada subclasse com a Equa\u00e7\u00e3o 16:

$$Corte = Vm\u00ednimo + k_i * amplitude \quad (16)$$

Com as medi\u00e7\u00f5es realizadas em amostras de unidades consumidoras de cada subclasse \u00e9 poss\u00edvel, ent\u00e3o, obter as curvas de carga representativas para cada subclasse de consumo, que aqui ser\u00e3o identificadas como $Med(t)$ (curva m\u00e9dia) e $Desv(t)$ (curva de desvio padr\u00e3o).

Com o objetivo de manter as curvas representativas de cada subclasse, obtidas anteriormente, em uma mesma base, \u00e9 necess\u00e1rio dividi-las por uma pot\u00eancia base da subclasse (P_{bsubcl}), conforme apresentado na Equa\u00e7\u00e3o 17:

$$P_{bsubcl} = \frac{\text{Limite superior da subclasse (kWh/m\u00eas)}}{nh * nd} \quad (17)$$

Onde:

nh : n\u00famero de horas do dia;

nd : n\u00famero de dias no per\u00edodo.

Dividindo-se as curvas representativas pela pot\u00eancia base, obt\u00eam-se as curvas representativas de cada subclasse em “por unidade” (p.u). Estas curvas ser\u00e3o aqui identificadas como $med(t)$ (curva m\u00e9dia em p.u) e $desv(t)$ (curva de desvio padr\u00e3o em p.u).

Utilizando as curvas representativas em p.u e o consumo mensal da unidade consumidora em kWh/m\u00eas s\u00e3o estimadas as curvas de carga individuais $\bar{x}_i(t)$ - curva m\u00e9dia e $\sigma_i(t)$ - curva de desvio padr\u00e3o. Para tanto, se faz necess\u00e1rio determinar o valor

da potência base da unidade consumidora (P_{buc}), conforme Equação 18, e multiplicar pelas curvas representativas $med(t)$, Equação 19, e $desv(t)$, Equação 20.

$$P_{buc} = \frac{\text{Consumo mensal(kWh)}}{nd*nh} \quad (18)$$

$$\bar{x}_i = med(t) * P_{buc} \quad (19)$$

$$\sigma_i = desv(t) * P_{buc} \quad (20)$$

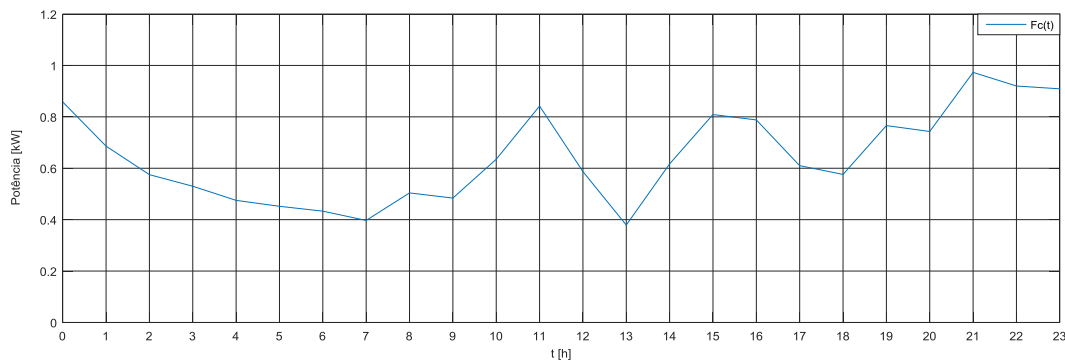
De acordo com Francisquini (2006), a curva de carga de uma unidade consumidora pode ser estimada pela soma da distribuição normal com o desvio padrão corrigido, de acordo com a expressão abaixo:

$$F_c(t) = \bar{x}_i(t) + k\sigma_i(t) \quad (21)$$

Nela, k é o valor tabelado, o qual indica a probabilidade (pr) da curva obtida não ser excedida ($k=1,3$, pr=90 %, $k=2$, pr=95 %).

A estimativa da curva de carga de uma unidade consumidora hipotética, que possui consumo médio mensal de 406 kWh/mês e está alocada em uma subclasse de 300 a 600 kWh/mês, é apresentada na Figura 11. O valor da potência base da unidade é 0,565. O fator k utilizado foi de 1,3.

Figura 11 – Curva estimada de unidade consumidora 406 kWh/mês.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A curva de carga apresentada na Figura 11 tem comportamento próximo às estimativas realizadas por Francisquini (2006), Gallego Pareja (2009) e Sausen (2017) para a faixa de consumo de 301 a 500 kWh.

3.2 ESTIMATIVA DE CURVA DE TRANSFORMADORES

Com a estimativa das curvas de cargas individuais de cada unidade consumidora ($F_c(t)$), é possível estimar a curva de carga dos transformadores ($F_T(t)$), utilizando o método de agregação de cargas (FRANCISQUINI, 2006; JARDINI *et al.*, 2000).

$$F_T(t) = \sum_{i=1}^n F_{ci}(t) \quad (22)$$

Onde:

n: número de consumidores alimentados pelo transformador;

$F_{ci}(t)$: curva de carga estimada de cada unidade consumidora conectada ao transformador.

A Equação 22 pode também ser utilizada para estimar a curva de carga do alimentador que supre os transformadores. A curva estimada do alimentador pode ser utilizada para criar um fator de correção por meio da comparação com a curva real medida, conforme a Equação 23:

$$f_{correção} = \frac{Cr_{Al}}{Ce_{Al}} \quad (23)$$

Onde:

Cr_{Al} : curva de carga real do alimentador;

Ce_{Al} : curva de carga estimada do alimentador.

Este fator de correção é aplicado às curvas de carga estimadas de cada unidade consumidora com o intuito de aproximar as curvas estimadas das curvas reais.

3.3 DETERMINAÇÃO DOS ESTADOS DOS VEs

O método utilizado para estimar os estados do veículo elétrico ao longo do dia foi o MMC (descrito no Capítulo 2). A escolha do método se deu pela quantidade significativa de uso, segundo estudos da área, com aplicações em determinação de probabilidades de estados. Sua implementação se dá em um algoritmo desenvolvido para rodar com o programa *GNU Octave* ou *MATLAB*[®]. O algoritmo em questão é apresentado no APÊNDICE A.

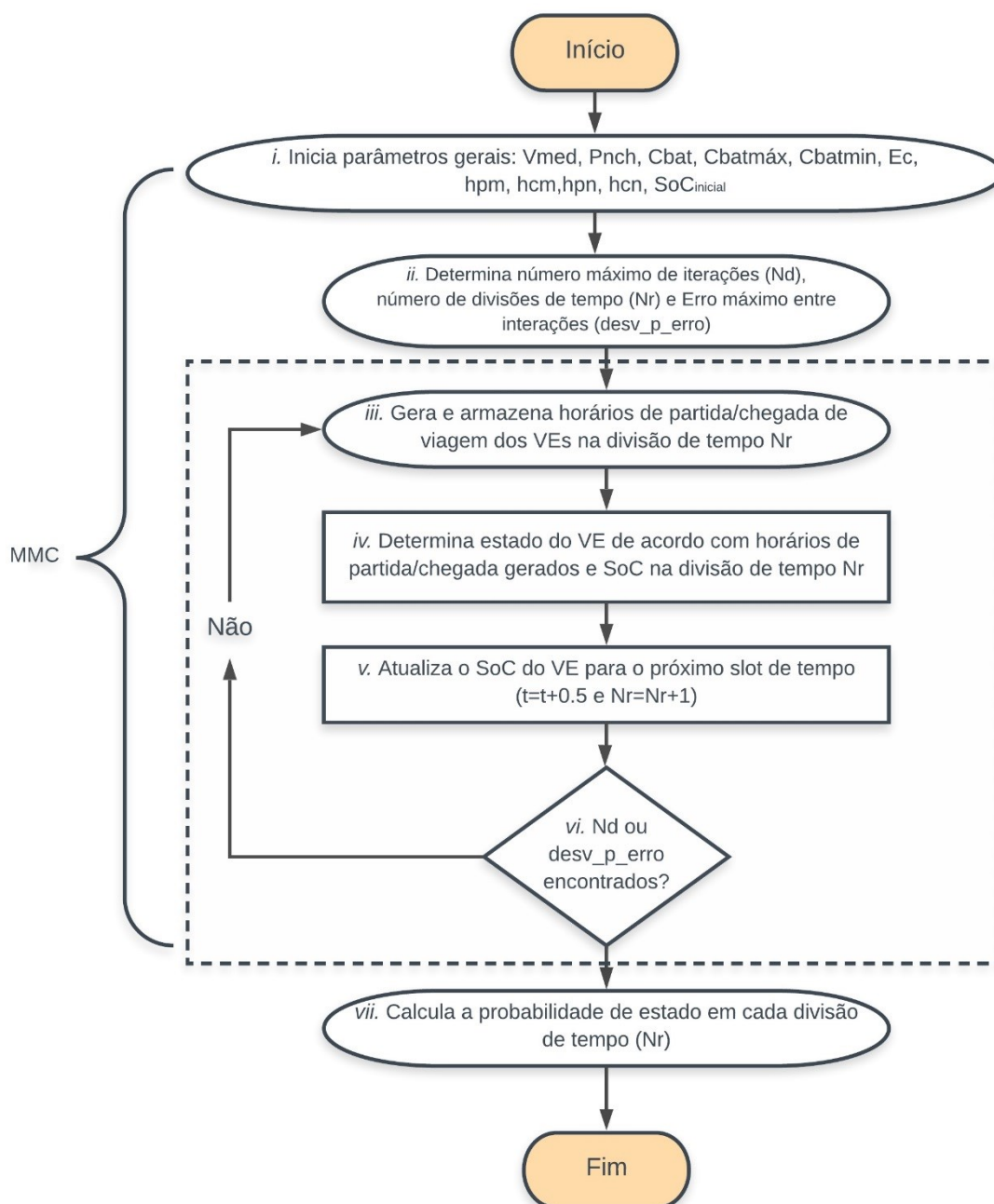
Abaixo são descritas as principais etapas utilizadas para obtenção da curva de probabilidade de estados dos veículos elétricos ao longo de um dia:

- i.* Nesta etapa são definidos os parâmetros iniciais do sistema: $V_{med[km/h]}$ =velocidade média, $P_{nch[kW]}$ =potência de carregamento normal, $C_{bat[kWh]}$ =capacidade da bateria, $C_{batmáx[kWh]}$ =capacidade máxima da bateria, $C_{batmín[kWh]}$ =capacidade mínima da bateria, $E_c[kWh/km]$ =energia de consumo do veículo;
- ii.* É determinado o critério de parada do algoritmo com o número máximo de iterações (N_d) e o coeficiente de variância da amostra, conforme descrito no Capítulo 2. Nesta etapa também são definidas as divisões de tempo (N_r) em que será analisado o estado do veículo, neste caso, um dia foi dividido em 24 pontos de análise;
- iii.* Com o uso da Equação 7, geram-se os valores para as horas de chegada e partida dos VEs. Para cada passo de simulação N_r , esses dados são novamente gerados e armazenados na matriz de tempo;
- iv.* Determina-se o estado do VE por meio dos tempos sorteados, seguindo os critérios abaixo:
 1. $t < t_{hpm}$: veículo está estacionado em casa e não saiu ainda para seu destino, logo, seu estado poderá ser *parking* ou *charging*. Caso o SoC esteja abaixo de 80 %, o veículo é carregado até

- que sua capacidade atinja 80 %. Nesta situação, o SoC é atualizado conforme a Equação 1;
2. $t_{hpm} < t < t_{hcm}$: veículo já saiu de casa, porém ainda não chegou no seu destino pela manhã, logo, o seu estado é *driving*. O SoC é atualizado conforme a Equação 2;
 3. $t_{hpn} > t > t_{hcm}$: veículo chegou ao seu destino pela manhã e ainda não retornou para casa. Logo, seu estado é *parking*. O SoC se mantém na mesma condição;
 4. $t_{hpn} < t < t_{hcn}$: veículo está retornando para casa, porém não chegou ainda. Logo, seu estado é *driving*. O SoC é atualizado conforme a Equação 2;
 5. $t > t_{hcn}$: veículo chegou em casa. Logo, seu estado poderá ser *parking* ou *charging*. Caso o SoC esteja abaixo de 80 %, o veículo é carregado até que sua capacidade atinja 80 %. Nesta situação, o SoC é atualizado conforme a Equação 1;
- v. Estados são armazenados em uma matriz de estados e o SoC é atualizado para a próxima iteração;
 - vi. Verifica-se se o critério de parada definido no início do algoritmo foi atingido e calcula-se a probabilidade de estado do VE para cada hora do dia. Caso não tenha sido alcançado nenhum dos critérios de parada, o algoritmo retorna ao passo *iii*.

O algoritmo desenvolvido pode ser utilizado para outras aplicações nas quais se tenha a necessidade de utilização do MMC para definição de probabilidades de estados, ou seja, caso haja alterações nas características dos VEs, tipos de carga e padrões de viagens, basta atualizar os dados de base iniciais para se obter as probabilidades desejadas. O fluxograma da Figura 12 resume a aplicação do método.

Figura 12 – Determinação de estados – MMC.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

3.4 DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS ELÉTRICOS NA REDE

Conforme descrito nas premissas deste trabalho, a metodologia contempla a penetração de PHEVs, com possibilidade de efetuar o carregamento apenas pelo modo 1, ou seja, potência de 3,3 kW com eficiência de 99,1 % e conectados a um ponto de tomada padrão monofásico (220 V – 20 A).

A demanda que será exigida da rede pelo processo de recarga dos VEs é calculada realizando a multiplicação da curva horária de probabilidade *charging* pela potência de carregamento com sua respectiva eficiência, considerando os seguintes percentuais de penetração: 0 % - 20 % - 40 %.

Após ser efetuado o cálculo da potência requerida pelo carregamento dos veículos elétricos, ela será acrescentada às curvas de carga dos transformadores de distribuição com intuito de iniciar a aplicação dos cálculos de fluxo de potência na rede de distribuição para cada percentual de penetração e fração de hora ao longo do dia.

O algoritmo utilizado para realizar os cálculos de fluxo de potência foi desenvolvido e validado com a publicação no *Brazilian Technology Symposium 2018*, com o seguinte título: *Algorithm for the calculation of power flow for unbalanced distribution grids through the backward/forward sweep method* (VENTURINI et al., 2018). O código para o cálculo de fluxo de potência em sistemas desbalanceados é apresentado no APÊNDICE B.

O método *backward/forward sweep* é utilizado para determinar níveis e desequilíbrio de tensão, perdas e fluxos de potência na rede de distribuição de baixa tensão. Os seguintes passos serão utilizados para a realização dos cálculos:

- i. Desenvolve-se o diagrama unifilar da rede de baixa tensão, sendo um diagrama unifilar para cada rede de baixa tensão alimentada pelo seu respectivo transformador;
- ii. Considera-se cada transformador como uma barra PV e as unidades consumidoras como barras PQ. Os níveis de tensão aplicados nas barras PV são alimentados pelos dados obtidos da média tensão;

- iii. Roda-se o fluxo de potência pelo método de *backward/forward sweep* para cada hora do dia e percentual de penetração;
- iv. Armazenam-se os dados de níveis de tensão em módulo e ângulo, perdas e fluxos de potência para cada hora do dia.

Considerando que os níveis de penetração dos VEs são variáveis (0 % a 40 %) e que não existem dados estatísticos que permitam estimar quais unidades consumidoras realizariam as conexões na baixa tensão, será fixado que as conexões iniciarão pela unidade consumidora mais distante do seu respectivo transformador.

Tais conexões acontecerão de forma desbalanceada, desta forma, um algoritmo foi desenvolvido para sortear em qual fase o consumidor está conectando seu veículo no momento da recarga. Este algoritmo é apresentado no APÊNDICE C.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos da aplicação das metodologias de estimativa de curva de cargas e da Simulação de Monte Carlo. Apresentam-se, ainda, as análises e os resultados da aplicação do fluxo de potência na rede de distribuição alimentada pelo TRF-1560.

O capítulo inicia pela descrição do local de aplicação do estudo, seguido da criação de subclasses e estimativa de curva de cargas de UCs e transformadores. Depois, as curvas de probabilidade de estado *charging*, *driving* e *parking* são demonstrados e, então, os impactos elétricos são apresentados nos níveis de penetração de 0%-20%-40% para duas estratégias de recarga dos VEs: *dumb charging* e *valley charging*.

4.1 ESTUDO DE CASO – CONDOMÍNIO PORTAL DO SOL

O local escolhido para a aplicação deste trabalho foi o condomínio Portal do Sol. Este condomínio está localizado na cidade de Cricúma e possui 45 unidades consumidoras atendidas em tensão secundária de distribuição pela Cooperativa Pioneira de Eletrificação - COOPERA. O diagrama unifilar da rede de distribuição é apresentado no APÊNDICE D.

Assim, ao longo da rede de distribuição existem três transformadores identificados conforme a Tabela 4:

Tabela 4 – Transformadores da rede de distribuição em estudo.

Id do equipamento	Potência (kVA)	Número de UCs atendidas
TRF-1558	75	9
TRF-1559	75	10
TRF-1560	75	26
TOTAL	-	45

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A partir dos dados apresentados na Tabela 4, a curva de carga de cada consumidor conectado ao seu respectivo transformador é estimada para, então, se determinar a curva de carga de cada transformador da rede em estudo, conforme metodologias apresentadas nas seções 3.1 e 3.2.

4.1.1 Curvas de carga

Para que se possa estimar as curvas de carga individuais de unidades consumidoras e transformadores, se faz necessário bases de dados consistentes que, normalmente, são obtidas em campanhas de medições conforme descrito em ANEEL (2016).

Foram realizadas medições em dias úteis e finais de semana com a instalação de analisadores de energia elétrica em cada consumidor por um período de 3 semanas com intervalos de medição de 15 minutos. O mês de Março foi escolhido para realização das medições, coincidindo com o período de maior demanda da distribuidora de energia. Estes dados serviram de base para aplicar a metodologia de determinação de curvas de carga. As características técnicas do analisador de energia utilizado nas medições encontram-se no APÊNDICE E.

A criação das subclasses de consumo foi realizada conforme proposto no fluxograma apresentado na Figura 11. A Tabela 5 apresenta a distribuição de subclasses realizadas para as unidades consumidoras do condomínio Portal do Sol:

Tabela 5 – Distribuição de classes.

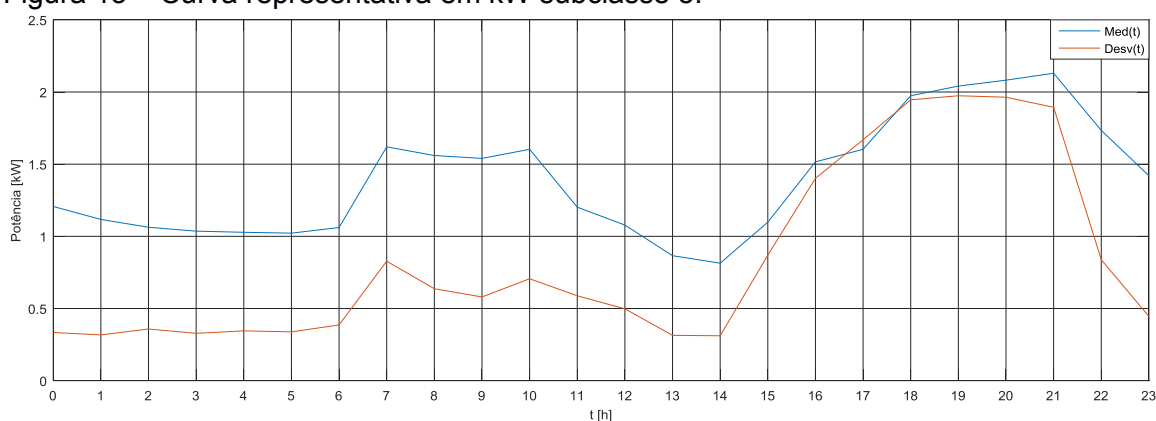
Subclasse	Faixa de consumo	Número de UCs
1	até 370 kWh/mês	8
2	de 371 até 600 kWh/mês	15
3	de 601 até 825 kWh/mês	13
4	de 826 até 1050 kWh/mês	6
5	acima de 1051 kWh/mês	3
Total		45

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Apesar da aplicação da Equação 13 ter indicado a necessidade de distribuir as unidades consumidoras em 6 subclasses de consumo, foi determinada a divisão em 5 subclasses com intuito de aumentar o número de amostras em algumas subclasses.

As unidades consumidoras foram, então, agrupadas em sua respectiva subclasse para que fosse possível determinar suas curvas de carga representativas por intermédio da média ($Med(t)$) e desvio padrão ($Desv(t)$) horário de cada curva de carga individual medida. As curvas representativas de cada subclasse são apresentadas no APÊNDICE F. A Figura 13 apresenta a curva de carga representativa de unidades consumidoras da subclasse 5:

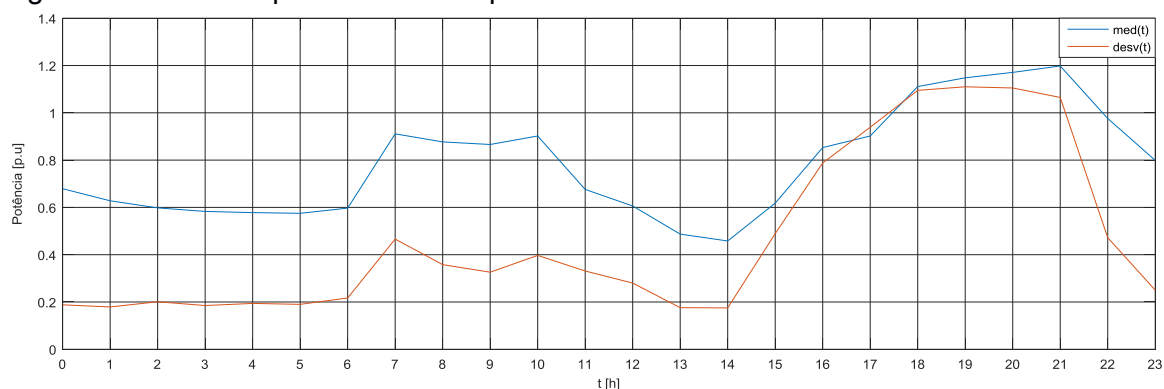
Figura 13 – Curva representativa em kW subclasse 5.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Aplicando a Equação 17 para determinar a potência base de cada subclasse, é possível obter as curvas $med(t)$ e $desv(t)$, que são curvas representativas em p.u., utilizadas para estimar a curva de carga de qualquer unidade consumidora que se enquadre nas subclasses criadas. A Figura 14 apresenta as curvas $med(t)$ e $desv(t)$ da subclasse 5:

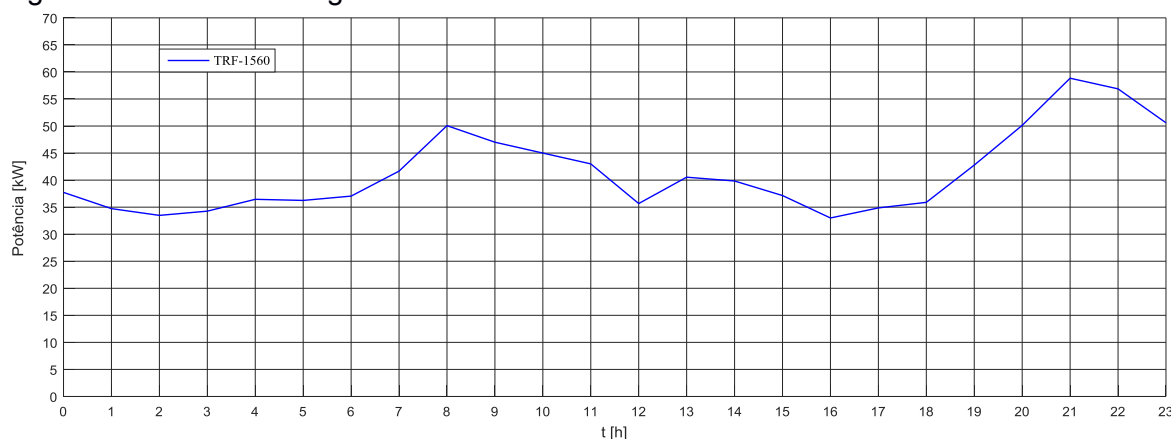
Figura 14 – Curva representativa em p.u subclasse 5.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Com o consumo mensal de energia das unidades consumidoras da rede de distribuição em estudo, foram estimadas as curvas de carga de cada consumidor utilizando as Equações de 18 a 20. Além disso, fazendo uso da metodologia apresentada na seção 3.2, foi possível estimar as curvas de carga dos transformadores: TRF-1558, TRF-1559 e TRF-1560. Na Figura 15 é apresentada a curva de carga estimada do transformador 1560 (75 kVA):

Figura 15 – Curva de carga estimada em kW transformador 1560.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Este transformador, atualmente, atende vinte e seis unidades consumidoras que demandam máxima potência ao longo do dia de 59,82 kW. As curvas de carga estimadas dos transformadores podem ser observadas no APÊNDICE G.

Um fator de crescimento de carga (f_{cc}) pode ser empregado aos transformadores considerando o número atual de UCs conectadas e o número máximo de UCs a serem conectadas em cada transformador.

$$f_{cc} = \frac{\text{Número máximo de UCs no transformador}}{\text{UCs conectadas}} \quad (24)$$

A Tabela 6 apresenta o fator de crescimento esperado para cada transformador da rede em estudo e a potência a ser adicionada, considerando uma demanda média de 2,5 kVA por unidade nova:

Tabela 6 – Fator de crescimento de carga.

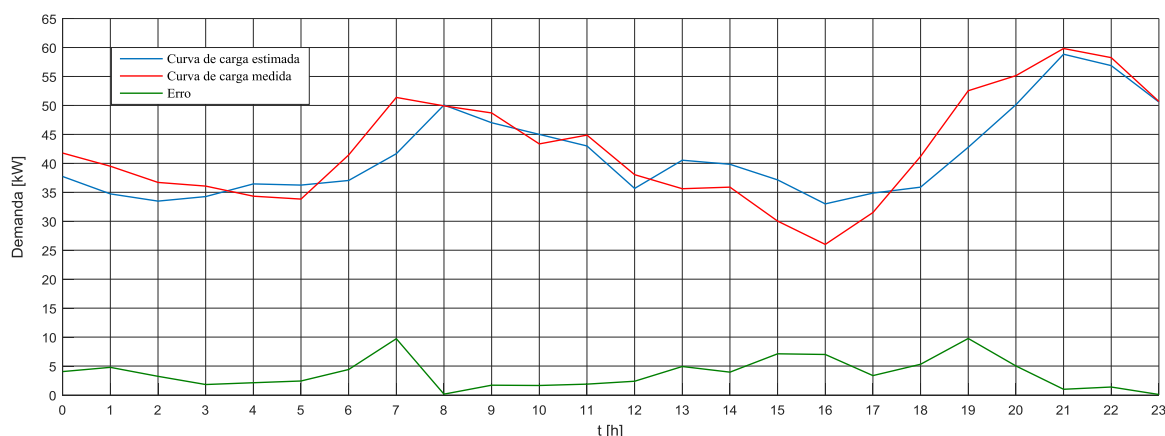
Id do equipamento	UCs atendias	Fcc	Crescimento (kVA)
TRF-1558	9	4,0	67,5
TRF-1559	10	3,6	65,0
TRF-1560	26	1,3	20,0
Total	45	-	

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Observa-se que os transformadores TRF-1558 e TRF-1559 estão operando praticamente a vazio. Por esta razão, os impactos elétricos devidos à recarga de veículos elétricos serão apresentados apenas no transformador TRF-1560, com o intuito de realizar as simulações na rede de distribuição alimentada pelo transformador que mais se aproxima das condições reais normalmente encontradas no SDBT.

A fim de validar a metodologia de estimativa de curva de carga, foi realizada a medição da curva de carga do transformador TRF-1560 para que se pudesse traçar a curva de carga real deste equipamento e compará-la com a curva de carga estimada. A Figura 16 apresenta a curva de carga estimada, a real e o erro para cada patamar horário ao longo do dia:

Figura 16 – Curva estimada x Curva real – TRF-1560.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Percebe-se que as duas curvas apresentam comportamento muito similar, com disparidades ao longo do dia que podem ser corrigidas pela aplicação da Equação 23 que foi apresentada na seção 3.2.

4.1.2 Curva de probabilidade de estado dos VEs

O estudo considerou três possíveis estados para o veículo elétrico: *parking*, *driving* e *charging*.

Dados estatísticos de *PHEVs* foram obtidos de testes realizados pela *Idaho National Laboratory* e utilizados para gerar as curvas de probabilidade de estados por meio da aplicação do algoritmo demonstrado na seção 3.3. A tabela 7 apresenta os dados iniciais aplicados no algoritmo:

Tabela 7 – Parâmetros iniciais.

Parâmetros	Valores
Capacidade da bateria	$\mu_{C_{bat}}^{PHEV} = 6,53$ $\sigma_{C_{bat}}^{PHEV} = 1,85$
C_{bat} (kWh)	$C_{m\acute{a}x}^{PHEV} = 7,6$ $C_{m\acute{i}n}^{PHEV} = 4,4$
Energia consumida	$E_C^{PHEV} = 0,105$ $\sigma_{E_C}^{PHEV} = 0,02$

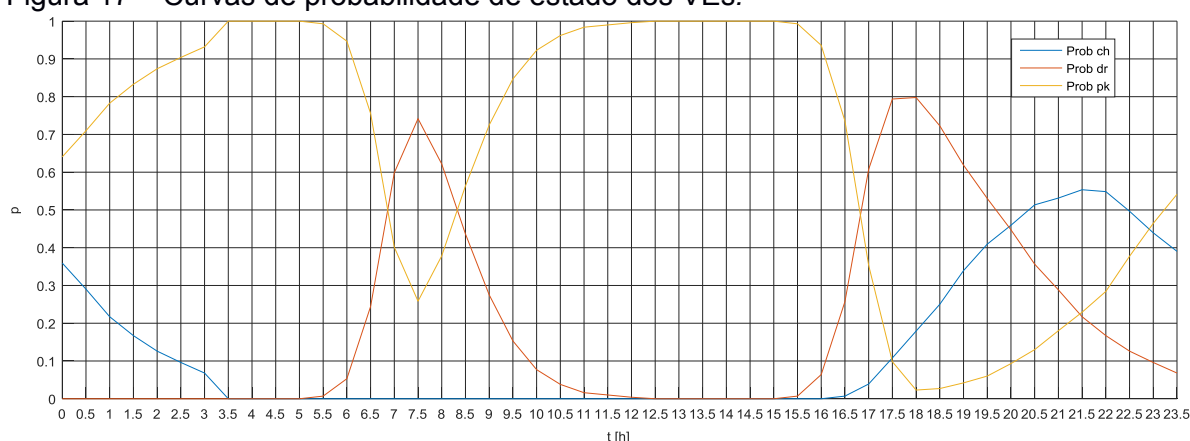
Parâmetros	Valores	
por quilômetro		
E_c (kWh/km)		
P_{nch}	$P_{nch} = 3,3 \text{ kW}$	$\eta=99,1 \%$
$SoC_{inicial}$	90 %	

Fonte: Idaho National Laboratory (2019).

Além dos parâmetros apresentados na Tabela 7, também foi definido como hora de partida manhã (t_{hpm}), hora de chegada manhã (t_{hcm}), hora de partida noite (t_{hpn}) e hora de chegada noite (t_{hcn}), os seguintes dados, respectivamente: 07h26min ($\sigma = 0,52$), 08h17min ($\sigma = 0,26$), 17h14min ($\sigma = 0,81$) e 18h15min ($\sigma = 1,34$). Os dados de horários foram obtidos do controle de acesso eletrônico do condomínio em estudo, com tamanho da amostra de 14.400 acessos. A velocidade média utilizada no cálculo de descarga da bateria do VE ao longo do trajeto foi de 34,5 km/h, obtida dos dados utilizados por Sun (2018).

As curvas de probabilidade de estado *charging* (*Prob ch*), *driving* (*Prob dr*) e *parking* (*Prob pk*) são apresentadas na Figura 17:

Figura 17 – Curvas de probabilidade de estado dos VEs.

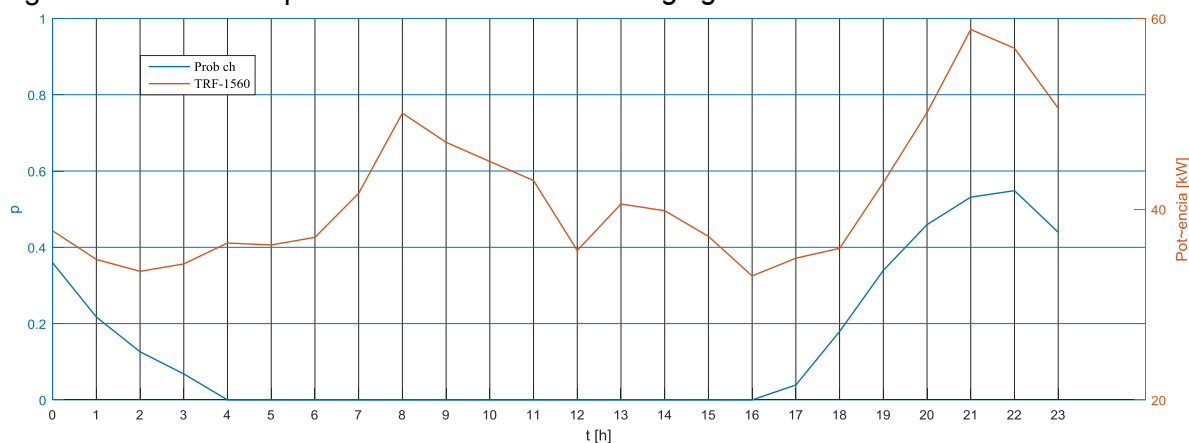


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Nota-se que no intervalo entre 20h30min e 22h acontece o maior pico de probabilidade de um VE estar em modo de carregamento (Prob ch), ou seja, em torno de 55 % das conexões estarão acontecendo neste período caso não seja aplicado nenhum controle ou gerenciamento de demanda nos processos de recarga.

Percebe-se, também, que um VE fica em torno de 6 horas por dia apenas estacionado, sem que esteja conectado à rede para realizar recarga de suas baterias, situação que pode ser utilizada para gerenciar os períodos utilizados para conexão com o sistema. A Figura 18 demonstra a interpolação da curva de carga agregada do transformador TRF-1560 com a curva de probabilidade de estado *charging*:

Figura 18 – Curva de probabilidade de estado *charging* x Curva estimada do TRF-1560.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Percebe-se uma proximidade nos horários de pico das duas curvas, o que nos leva a crer que o maior acréscimo de carga devido ao carregamento tende a acontecer no intervalo do pico de demanda da rede de distribuição.

4.1.3 Estratégias de recarga – *dumb charging* x *valley charging*

A estratégia *dumb charging* considera que o usuário realizará a recarga do seu VE assim que estiver em casa, sem que haja qualquer preocupação com tarifação de energia elétrica diferenciada e com a sobrecarga no sistema de distribuição no qual estará conectado.

A estratégia *valley charging* considera que o usuário só iniciará a recarga do seu VE assim que estiver estacionando em casa e no momento de menor demanda de energia elétrica da rede, com o intuito de reduzir a sobrecarga e as perdas elétricas na rede de distribuição e melhorar níveis de tensão nos consumidores.

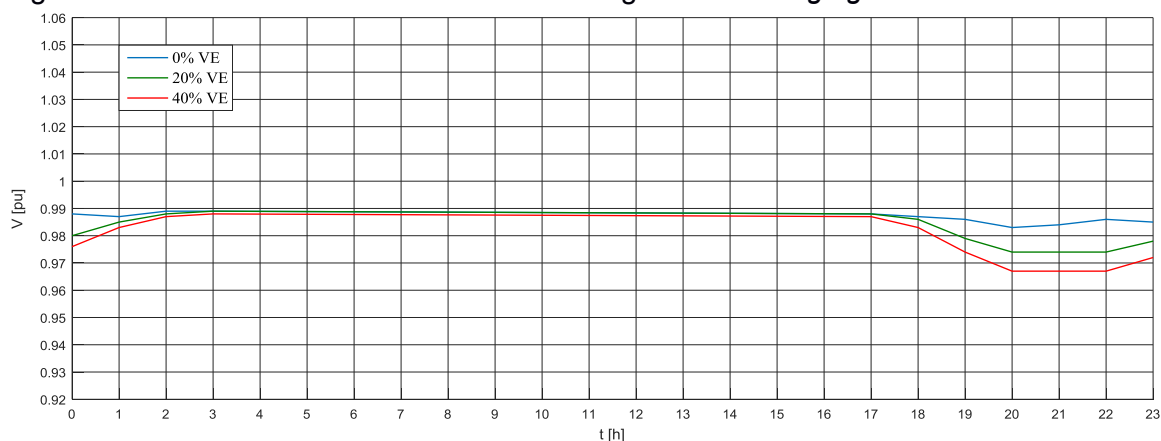
Com o auxílio do MATLAB, o método de fluxo de potência *backward/forward sweep* foi rodado para 24 patamares horários da rede de distribuição de baixa tensão nas estratégias de recarga supracitadas, considerando os percentuais de penetração de VEs estabelecidos na seção 3.4 desta dissertação. A APÊNDICE H apresenta as telas do algoritmo desenvolvido com as simulações realizadas para uma penetração de 40% de VEs. Os impactos elétricos que foram analisados na rede são apresentados abaixo:

4.1.3.1 Nível e desequilíbrio de tensão

Conforme indicado na seção 2.5.1, a ANEEL define os limites de tensão para consumidores atendidos pela rede secundária de distribuição de energia elétrica. As Figuras 19 e 20 apresentam, respectivamente, os menores níveis de tensão encontrados nas barras alimentadas pelo TRF-1560 para os percentuais de penetração simulados nas estratégias de carregamento *dumb charging* e *valley charging*.

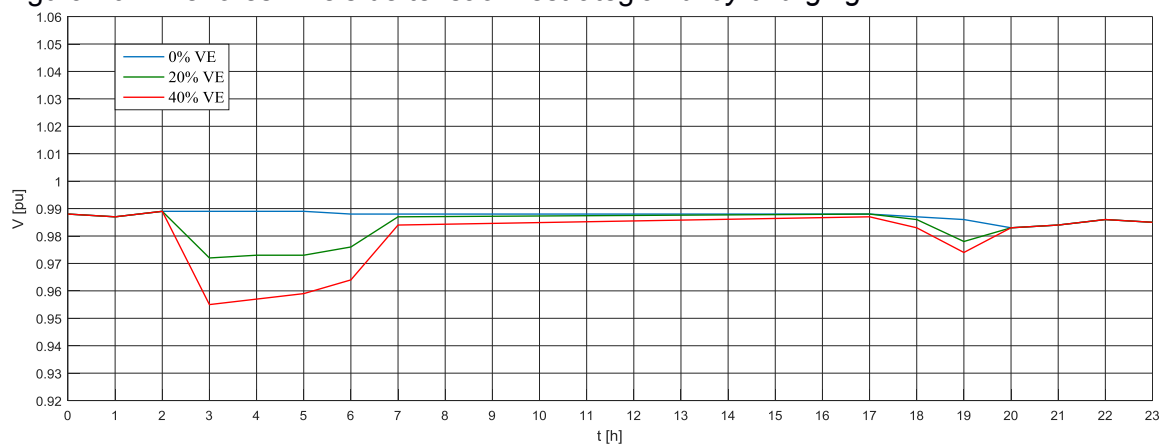
Os níveis de tensão encontrados nas barras do transformador TRF-1560, após a inclusão de VEs, são considerados adequados conforme a Tabela 3, ou seja, mesmo com a penetração de 40 % de VEs, o indicador não sofre impactos significativos para esta rede de distribuição em estudo. Ainda assim, é notável que na estratégia *valley charging* o impacto no nível de tensão é consideravelmente maior, principalmente, quando avaliada a penetração de 40 % de VEs. Esta variação se deve ao fato das recargas dos VEs estarem concentradas em um período de tempo menor (entre as 3h as 7h), exigindo, assim, mais potência do SDBT neste período.

Figura 19 – Menores níveis de tensão – estratégia *dumb charging*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 20 – Menores níveis de tensão – estratégia *valley charging*.

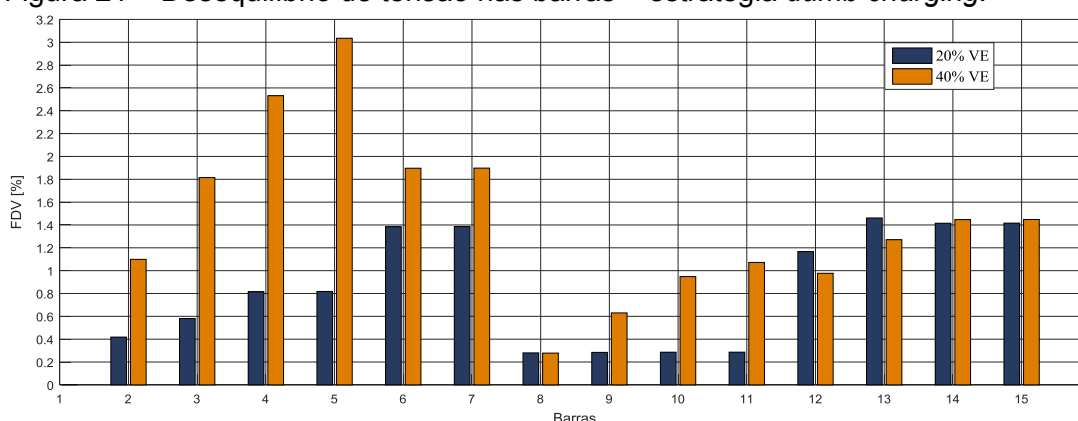


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Além do nível de tensão, avaliaram-se os desequilíbrios de tensão entre as fases do sistema de distribuição trifásico que, normalmente, é ocasionado pelo desequilíbrio de cargas que são conectadas ao longo de toda a rede de distribuição.

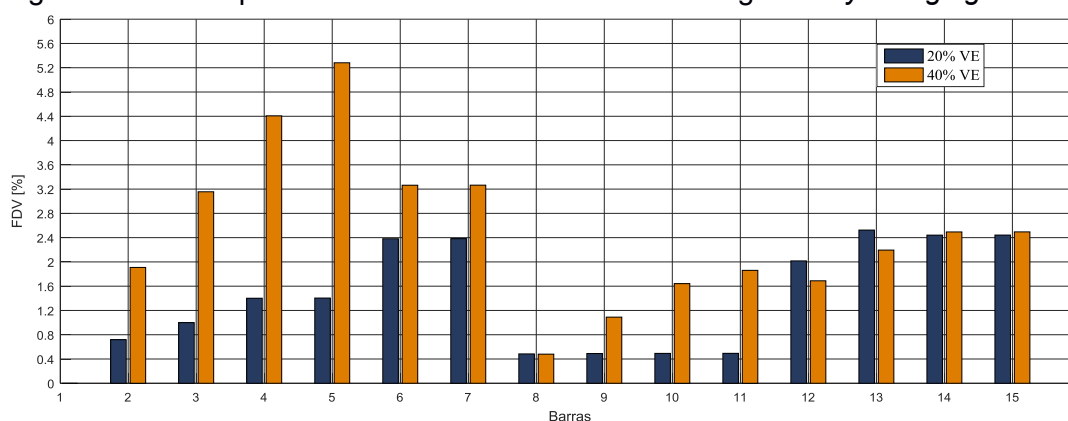
Nas Figuras 21 e 22 pode ser observado o maior valor de desequilíbrio de tensão encontrado para cada barra do TRF-1560, nas estratégias *dumb charging* e *valley charging*, respectivamente.

Figura 21 – Desequilíbrio de tensão nas barras – estratégia *dumb charging*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 22 – Desequilíbrio de tensão nas barras – estratégia *valley charging*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

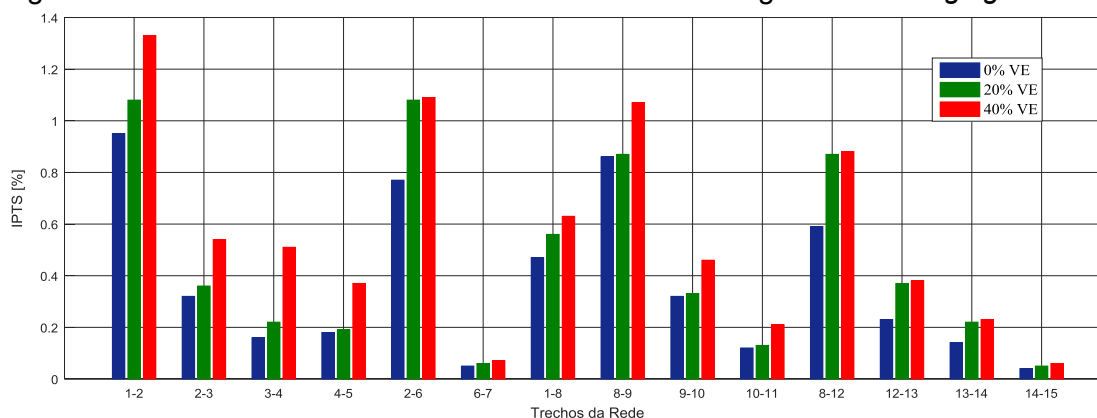
Percebe-se que na barra 5, o FDV de 3,03 % extrapola ligeiramente o limite de desequilíbrio imposto pela ANEEL (2018a) quando da penetração de 40 % de VEs na estratégia *dumb charging*.

Na estratégia *valley charging*, o limite estabelecido pela ANEEL é excedido nas barras 4 (4,40 %), 5 (5,28 %), 6 (3,26 %) e 7 (3,26 %), quando da penetração de 40 % de VEs. Os acréscimos nos percentuais de desequilíbrio de tensão também são provocados pela maior quantidade de veículos realizando seu carregamento de forma desbalanceada em um curto período de tempo.

4.1.3.2 Perdas técnicas

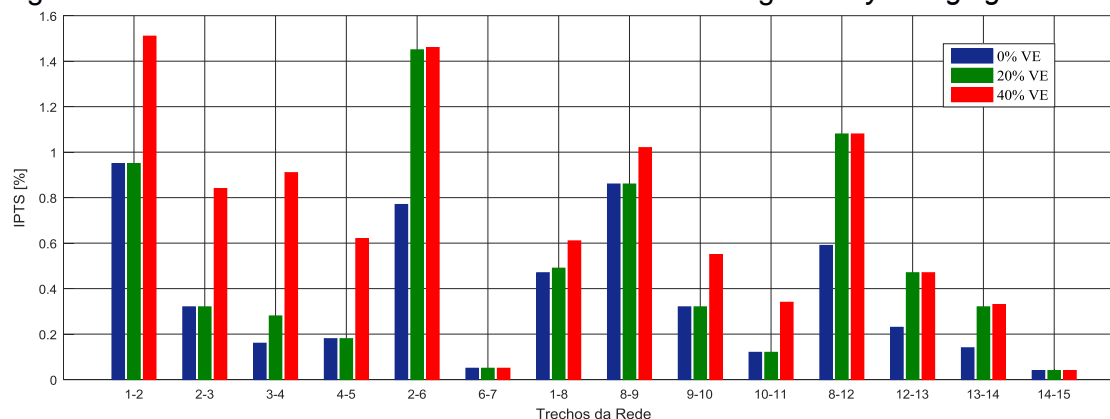
Os percentuais regulatórios das perdas técnicas de cada distribuidora de energia elétrica são definidos na revisão tarifária periódica que, normalmente, acontece a cada 4 anos. A ANEEL homologou, em 2018, perdas de 5,8 % para a COOPERA. As Figuras 23 e 24 apresentam as maiores perdas registradas nos trechos da rede de distribuição em estudo para as estratégias *dumb charging* e *valley charging*:

Figura 23 – Perdas técnicas nos trechos da rede – estratégia *dumb charging*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 24 – Perdas técnicas nos trechos da rede – estratégia *valley charging*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

O Módulo 7 do Prodíst define as regras utilizadas para realizar os cálculos das perdas no sistema de distribuição, que é dividido de acordo com os segmentos da

rede (alta, média e baixa tensão), transformadores, ramais de ligação e medidores (ANEEL, 2018b).

Assim, observa-se que para as duas estratégias de recarga, a maior perda técnica registrada não ultrapassou o limite homologado pela ANEEL em nenhum dos trechos do SDBT.

4.1.3.3 Sobrecorrente nos condutores

Segundo a ANEEL (2018c), a sobrecarga pode ser definida como uma condição de operação com carregamento acima do valor nominal do equipamento/material que compõe o sistema. A COOPERA considera como inadequado os condutores que possuem carregamento igual ou superior a 80 % da sua capacidade nominal, adotando este parâmetro como critério para realizar investimentos na substituição de trechos de rede que ultrapassem esse limite.

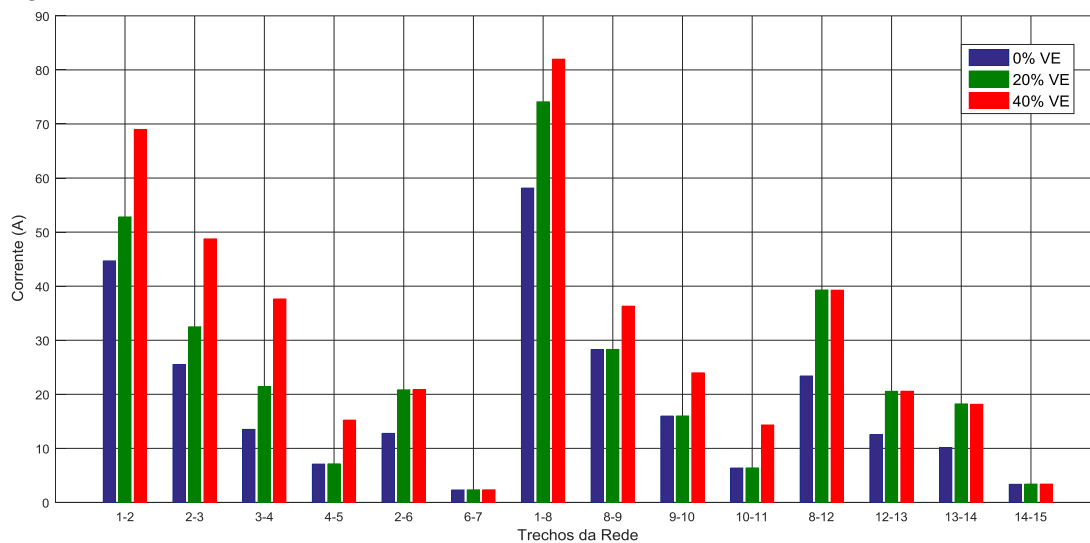
A tabela 9 apresenta as características elétricas dos condutores que são utilizados no SDBT alimentado pelo seu respectivo transformador. As Figuras 25, 26, 27 e 28 demonstram os valores da máxima corrente elétrica encontrada em cada ramo do TRF-1560 e seu carregamento após as simulações. No APÊNDICE I são detalhados os dados de corrente máxima, carregamento percentual do condutor e acréscimo de corrente em cada trecho da rede em estudo, tendo como base o cenário de 0 % de penetração de VEs.

Tabela 8 – Características elétricas da rede.

Id do equipamento	Condutor utilizado na rede	Ampacidade (A)
TRF-1558	Multiplex CA 3x1x50+ 70	122
TRF-1559	Multiplex CA 3x1x50 + 70	122
TRF-1560	Multiplex CA 3x1x50 + 70	122

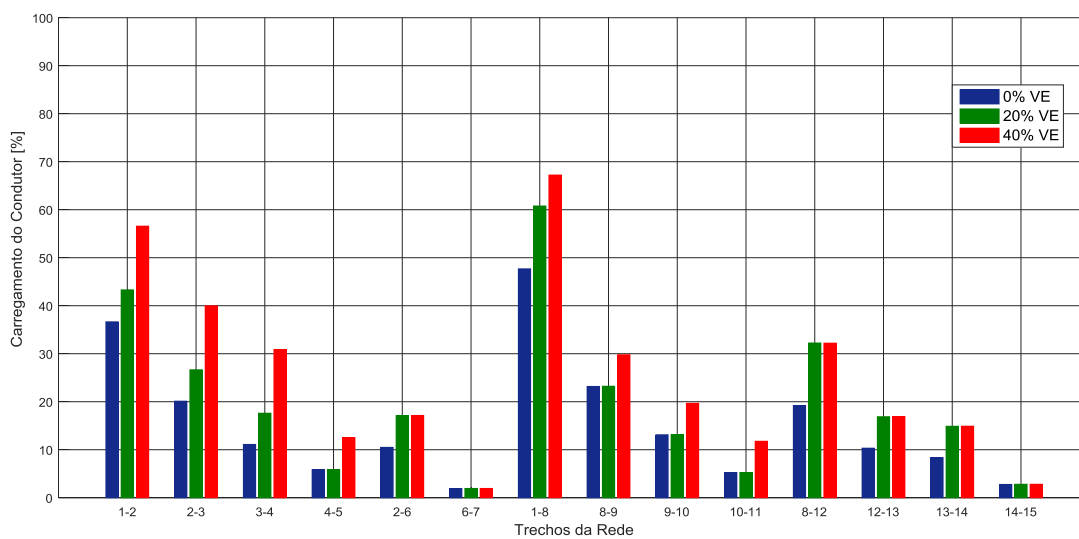
Fonte: Prysmian (2019, p. 4).

Figura 25 – Máxima corrente em cada trecho da rede – *dumb charging*

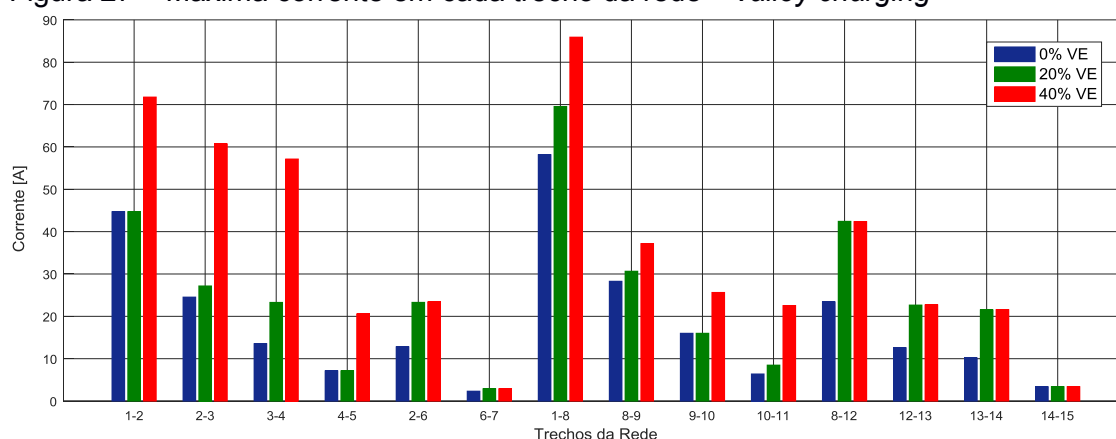


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

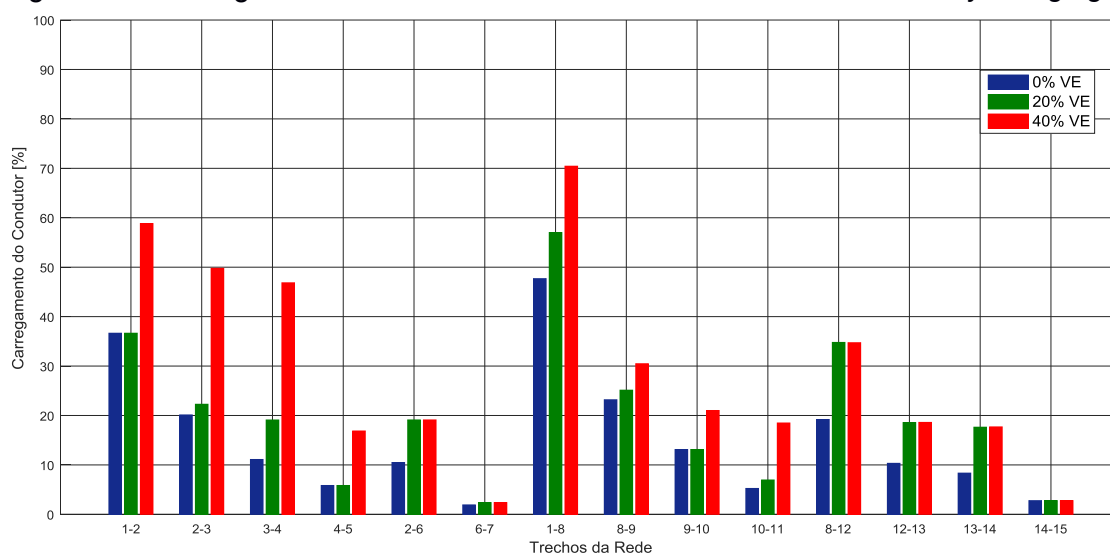
Figura 26 – Carregamento dos condutores em cada trecho da rede – *dumb charging*



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 27 – Máxima corrente em cada trecho da rede – *valley charging*

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 28 – Carregamento dos condutores em cada trecho da rede – *valley charging*

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A máxima corrente encontrada nas estratégias *dumb-charging* e *valley charging* foram, respectivamente, 82,01 A e 85,92 A no trecho 1-8, valores que não ultrapassam a corrente nominal máxima do condutor e o critério utilizado pela COOPERA. Já em questão de carregamento dos condutores, na estratégia *dumb charging*, o carregamento percentual máximo foi de 67 % quando da penetração de 40 % de VEs e na estratégia *valley charging* de 70,43 % para o mesmo percentual de penetração.

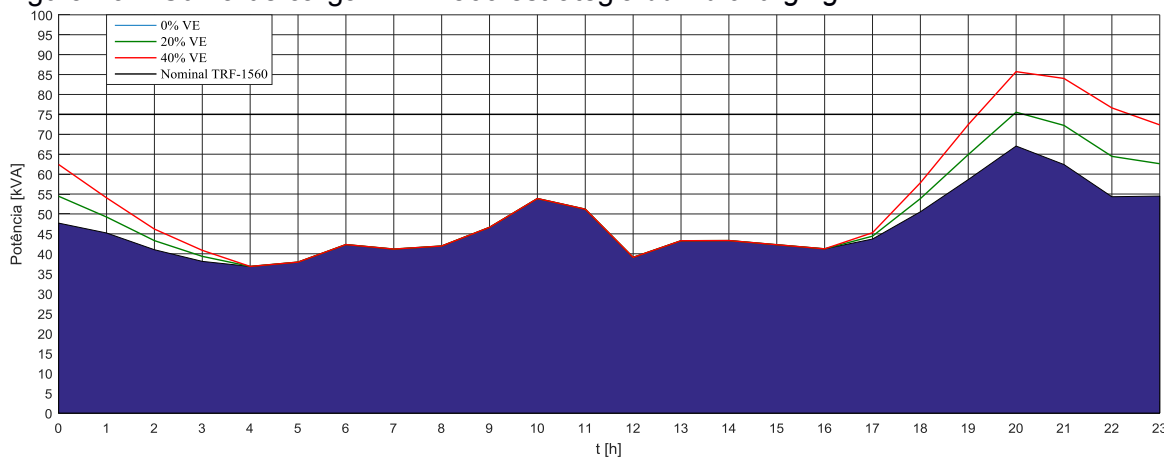
Cabe ressaltar que os condutores utilizados no SDBT estão superdimensionados, fato este que contribui para que os limites estabelecidos pela ANEEL e os adotados pela COOPERA como critério de substituição não sejam ultrapassados.

4.1.3.4 Sobrecarga nos transformadores

As Figuras 29 e 30 apresentam a curva de carga do transformador TRF-1560 com acréscimo de carga referente à penetração de 20 %-40 % de VEs na estratégia *dumb charging* e *valley charging*. Conforme apresentado na Tabela 6, este transformador possui fator de crescimento baixo, pois já está operando praticamente em regime.

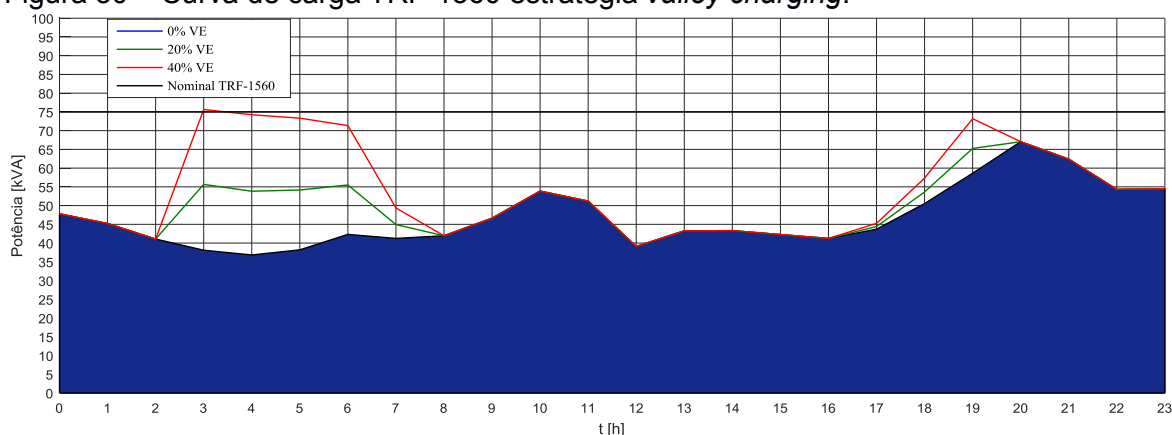
Durante o período de maior pico de demanda (entre as 20h e as 21h), a penetração de 20 % e 40 % provocou, respectivamente, sobrecarga no transformador de 0,72 % e 14,31 % na estratégia *dumb charging*. Vale ressaltar que a maior sobrecarga destacada irá acontecer por um intervalo de duas horas, podendo levar a uma atuação da proteção do transformador e respectiva falta no sistema.

Figura 29 – Curva de carga TRF-1560 estratégia *dumb charging*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 30 – Curva de carga TRF-1560 estratégia *valley charging*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Obersava-se, no entanto, que a demanda exigida pelo processo de recarga dos veículos na estratégia *valley charging* não provoca sobrecarga no transformador, pois as conexões são deslocadas para um intervalo de tempo que não coincide com o pico de demanda da rede em estudo.

Considerando os resultados obtidos nas simulações, pode-se afirmar que a hipótese levantada no início da pesquisa foi confirmada parcialmente, haja visto que no estudo em questão não foram confirmados impactos significativos nos parâmetros de nível de tensão, perdas técnicas e sobrecorrente nos condutores. Entretanto, no parâmetro desequilíbrio de tensão, foi evidenciado um impacto significativo quando da simulação na estratégia *valley charging*.

Em se tratando de sobrecarga no transformador, na estratégia *dumb charging*, foi comprovada que a penetração, mesmo de 20 %, provocou sobrecarga no transformador.

É possível afirmar que a integração de outras tecnologias com os VEs, como exemplo estacionamentos com geração fotovoltaica, podem contribuir para que mesmo com penetrações superiores às simuladas, os impactos demonstrados sejam reduzidos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os sistemas de distribuição de energia são, normalmente, projetados considerando baixas taxas de crescimento e, por esse motivo, permanecem sem alterações significativas até que haja necessidade de intervenções.

A disseminação de veículos elétricos pode caracterizar uma ameaça para as redes de distribuição de baixa tensão, pois configura-se como nova carga com padrões de consumo diferentes das atuais e que podem alterar o consumo de energia das redes de distribuição e seus indicadores de qualidade, principalmente, em horários de pico de demanda.

Nesta dissertação foi proposta uma metodologia para determinar os impactos elétricos em uma rede de distribuição de baixa tensão mediante dois métodos de recarga propostos: *dumb charging* e *valley charging*. Os resultados gerados nessa pesquisa buscaram responder ao seguinte questionamento: como os VEs impactam os condutores e transformadores que suprem as redes de distribuição de baixa tensão, durante seu processo de recarga?

A metodologia aqui utilizada pode ser aplicada para auxiliar distribuidoras de energia a realizar planejamentos e expansão de redes de distribuição de baixa tensão, pois estimou a curva de carga das unidades consumidoras de maneira eficaz e determinou os possíveis impactos para níveis de penetração de VEs. Por isso, foi dividida em 3 etapas: estimativa de curva de cargas, estimativa de estado dos VEs pelo MMC e determinação dos impactos na rede.

A estimativa das curvas de carga foi realizada pela aplicação do método apresentado em Gallego (2009) e Jardini (2000) com uma pequena contribuição. A estimativa de estado foi determinada como o desenvolvimento de um algoritmo que aplicou o MMC com base em dados estatísticos. Os impactos na rede foram definidos por meio de um algoritmo para cálculo de fluxo de potência em rede de baixa tensão com cargas desbalanceadas.

Os resultados obtidos com a sua aplicação indicam que, na estratégia de recarga *dumb charging*, o TRF-1560, que estava operando em regime, ficou sujeito à sobrecarga quando da penetração de 40 % de VEs, apontando que haja algum

controle durante o processo de recarga das baterias. No entanto, indicadores como nível e desequilíbrio de tensão, perdas técnicas e sobrecorrente em condutores nesta estratégia de recarga não ultrapassaram os limites máximos regulamentados.

Para a estratégia *valley charging*, que simulou um controle no carregamento dos veículos, mesmo com a penetração de 40 % de VEs, não houve sobrecarga no transformador em estudo, porém, o indicador de desequilíbrio de tensão sofreu alterações significativas, principalmente, nas barras 4, 5, 6 e 7, nas quais o valor excedeu os limites máximos regulamentados.

Neste contexto, é importante não só controlar a penetração de veículos elétricos, bem como sua maneira de conexão, evitando aumento no desequilíbrio de tensão devido às conexões de forma desbalanceada e o acréscimo descontrolado de carga nos períodos de maior pico de demanda do sistema. Aplicações de tecnologias que sigam conceitos de *Demand Response* e *Vehicle to Grid* podem contribuir para reduzir os impactos elétricos nas redes de distribuição de energia elétrica.

Como contribuições para trabalhos futuros relacionados a esta dissertação, foram implementados em MATLAB® três algoritmos que permitem a aplicação da metodologia aqui proposta: algoritmo de Simulação de Monte Carlo, algoritmo de cálculo de fluxo de potência em sistemas desbalanceados e algoritmo de sorteio de conexões desbalanceadas.

5.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Dentre as possibilidades de continuidade de trabalho apresentado nesta dissertação, sugere-se:

- análise dos impactos elétricos gerados pela injeção de potência na rede de distribuição pelo método V2G;
- aplicação da SMC que utilize dados que contemplem os padrões de uso e comportamento de usuários de veículos elétricos no Brasil, para elevar a confiança do modelo desenvolvido;

- análise dos impactos na rede com a integração da geração distribuída fotovoltaica sendo utilizada para recarga dos VEs quando os mesmos estiverem estacionados;

- utilização de conceitos de *Smart Grid*, tal como resposta da demanda e reavaliação dos impactos gerados pela penetração de VEs.

5.2 PUBLICAÇÃO E SUBMISSÃO DE TRABALHOS

- Em congressos, simpósios e conferências
 1. SILVA, G. M.; PFITSCHER, L. L.; PAULETTI, P.; ALVES, Z. M. **Recharging electric vehicles: Impact on the load curve of a low-voltage distribution network.** ISGT - Innovative Smart Grid Technologies, Gramado, Set. 2019.
 2. VENTURINI, L. F.; SILVA, G. M.; PAULETTI, P.; ALVES, Z. M. **Algorithm for the calculation of power flow for unbalanced distribution grids through the backward/forward sweep method.** Brazilian Technology Symposium, São Paulo, Set. 2018.

- Em periódicos (submissão)
 1. SILVA, G.M.; PFITSCHER, L.L.; MAGNUS, M.M.; PAULETTI, P.; ALVES, Z.M.; SOUZA, G.V. **Electrical Impact Analysis Generated by Electric Vehicle Penetration in Low Voltage Distribution Networks.** Electr. Power Energy Syst., Nov. 2019.

REFERÊNCIAS

- ABNT. **NBR IEC 61851-1 - Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos - Parte 1: Requisitos gerais**. Brasil: ABNT, 2013.
- ABRADEE. **Redes de Energia Elétrica**. Brasil: ABRADEE, 2018.
- ALJANAD, A.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H. Impact study of plug-in electric vehicles on electric power distribution system. **2015 IEEE Student Conference on Research and Development, SCORed 2015**, p. 339–344, 2015.
- ALVES, Z. M. **Determinação do Ponto Ótimo de Injeção de Potência para Minimização de Perdas Técnicas e Melhoria do Nível de Tensão em Redes Elétricas com Geração Distribuída**. Araranguá: Universidade Federal de Santa Catarina, 2018.
- ANEEL. **PRODIST - Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**Brasil, 2016.
- ANEEL. **PRODIST - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**Brasil, 2018a.
- ANEEL. **PRODIST - Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição**Brasil, 2018b.
- ANEEL. **PRODIST - Módulo 1: Introdução**Brasil, 2018c.
- ANFAVEA. **Carta da ANFAVEA-386**. São Paulo: ANFAVEA, 2018. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/cartas/carta386.pdf>>.
- ANFAVEA. **Autoveículos - Produção, licenciamento, exportações em unidades de montados**. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/estatisticas.html>>. Acesso em: 27 maio. 2019.
- BARAN, R. **A Introdução de Veículos Elétricos no Brasil: Avaliação do Impacto no Consumo de Gasolina e Eletricidade**. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- BAYRAM, I. S.; TAJER, A. **Plug-in Electric Vehicle Grid Integration**. Norwood, MA: Artech House, 2017.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems - Concepts and Techniques**. Second Edi ed. New York: Springer Science+Business Media, 1992.
- BLUME, S. W. **SYSTEM BASICS FOR THE NONELECTRICAL**. 2nd. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2016.

BRASIL. **Medida Provisória 843**. Disponível em:

<<http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=06/07/2018&jornal=515&pagina=1>>. Acesso em: 1 ago. 2018.

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

CARRILLO, A. et al. Mitigating impacts of plug-in electric vehicles on local distribution feeders using a charging management system. **2017 IEEE Transportation and Electrification Conference and Expo, ITEC 2017**, n. iii, p. 174–179, 2017.

CHAN, C. C.; BOUSCAYROL, A.; CHEN, K. Electric, hybrid, and fuel-cell vehicles: Architectures and modeling. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, v. 59, n. 2, p. 589–598, fev. 2010.

DHARMAKEERTHI, C. H.; MITHULANANTHAN, N.; SAHA, T. K. Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 57, p. 241–249, maio 2014.

DIMOV, I. T. **Monte Carlo Methods for Applied Scientists**. Hackensack, N.J: World Scientific, 2008.

DU, L.; CHENG, X.; YANG, L. The research on battery SOC estimation within first-order Markov process. **Chinese Control Conference, CCC**, v. 2015- Septe, p. 7849–7854, 2015.

FANG, X. et al. Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Survey. **IEEE Communications Surveys & Tutorials**, v. Preprint, p. 1–37, 2011.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga e pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. [s.l.] UNESP, 2006.

GALLEGO PAREJA, L. A. **Fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas**. [s.l.] UNESP - Ilha Solteira, 2009.

GALUS, M. D.; SIMON ART, G. A. **A hierarchical, distributed PEV charging control in low voltage distribution grids to ensure network security**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...IEEE**, jul. 2012Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6345024/>>. Acesso em: 26 jun. 2018

GALUS, M. D.; ZIMA, M.; ANDERSSON, G. On integration of plug-in hybrid electric vehicles into existing power system structures. **Energy Policy**, v. 38, n. 11, p. 6736–6745, 2010.

GARCÍA-VILLALOBOS, J. et al. Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches. **Renewable and Sustainable**

Energy Reviews, v. 38, p. 717–731, 2014.

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 4ª Edição ed. São Paulo: Atlas, 2002.

H. KERSTING, W. **Distribution System Modeling and Analysis**. 3th. ed. USA: CRC Press, 2012.

HANNAN, M. A.; MEMBER, S. State-of-the-Art and Energy Management System of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicle Applications : Issues and Recommendations. **IEEE Access**, v. 6, p. 19362–19378, 2018.

HASHEMI-DEZAKI, H. et al. Risk management of smart grids based on managed charging of PHEVs and vehicle-to-grid strategy using Monte Carlo simulation. **Energy Conversion and Management**, v. 100, p. 262–276, 2015.

HEIDI, A. et al. Process to support strategic decision - making : Transition to electromobility. **EVS27 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium**, p. 1–8, 2013.

HEMPHILL, M.; SOUTH, N. Electricity Distribution System Planning for an Increasing Penetration of Plug-In Electric Vehicles in New South Wales. **2012 22nd Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, p. 1–6, 2012.

IDAHO NATIONAL LABORATORY. **Vehicle Testing - Light Duty - PHEV**. Disponível em: <<https://avt.inl.gov/>>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV Outlook 2018**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <www.iea.org>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV Outlook**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <www.iea.org>.

JARDINI, J. A. et al. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 1, p. 375–380, 2000.

KONG, P.; KARAGIANNIDIS, G. K. Charging Schemes for Plug-In Hybrid Electric Vehicles in Smart Grid : A Survey. **IEEE Access**, v. 4, n. November, p. 6846–6875, 2016.

KROESE, D. P.; TAIMRE, T.; BOTEV, Z. I. **Handbook of Monte Carlo Methods**. New Jersey: A JOHN WILEY & SONS, INC., 2011.

KROMER, M. A.; HEYWOOD, J. B. Electric Powertrains : Opportunities and

Challenges in the U . S . Light-Duty Vehicle Fleet. n. May, 2007.

LEEMPUT, N. et al. MV and LV residential grid impact of combined slow and fast charging of electric vehicles. **Energies**, v. 8, n. 3, p. 1760–1783, 3 mar. 2015.

LEOU, R. C.; SU, C. L.; LU, C. N. Stochastic analyses of electric vehicle charging impacts on distribution network. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 3, p. 1055–1063, 2014a.

LEOU, R.; SU, C.; LU, C. Stochastic Analyses of Electric Vehicle Charging Impacts on Distribution Network. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 3, p. 1055–1063, 2014b.

LI, W. **Risk Assessment Of Power Systems: Models, Methods and Aplications**. Piscataway, NJ: [s.n.].

LOPES, J. A. P.; SOARES, F. J.; ALMEIDA, P. M. R. Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System. v. 99, n. 1, p. 168–183, 2011.

MARCONI, M. DE A.; LAKATOS, E. M. **Fundamentos de Metodologia Científica**. 5ª Edição ed. São Paulo: Atlas, 2003.

MITCHELL, F. J. **Monte Carlo Simulations: Methods, Assesments and Applications**. 1. ed. Hauppauge, New York: Nova Science Publisher, Inc, 2017.

MME, M. DE M. E E.; EPE, E. DE P. E. **Nota Técnica 05/13 - Termo de Referência (TDR) para elaboração do PNE 2050**. [s.l: s.n.].

MORSE, S.; GLITMAN, K. Electric Vehicles as Grid Resources in ISO-NE and Vermont. n. April, p. 44, 2014.

MOSQUET, X. et al. The Electric Car Tipping Point - The Future of Powertrains for Owned and Shared Mobility. **The Boston Consulting Group**, p. 18, 2018.

MY ELECTRIC AVENUE. **My Electric Avenue**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[http://myelectricavenue.info/sites/default/files/documents/Summary report.pdf](http://myelectricavenue.info/sites/default/files/documents/Summary%20report.pdf)>.

NIGGLI SILVA, J. P. **Avaliação de impactos da inserção dos veículos elétricos nos sistemas de distribuição das concessionárias EDP Bandeirante e EDP ESCELSA**. [s.l.] Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2014.

NOUR, M. et al. **Impacts of plug-in electric vehicles charging on low voltage distribution network**. Proceedings of 2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering, ITCE 2018. **Anais...IEEE**, fev. 2018 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/8316650/>>. Acesso em: 26 jun. 2018

NOUR, M.; ALI, A.; FARKAS, C. Mitigation of Electric Vehicles Charging Impacts on Distribution Network with Photovoltaic Generation. **Proceedings of 2019 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering, ITCE 2019**, n. February, p. 384–388, 2019.

PINTER, L.; FARKAS, C. **Impacts of electric vehicle chargers on the power grid**. IYCE 2015 - Proceedings: 2015 5th International Youth Conference on Energy. **Anais...IEEE**, maio 2015Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7180811/>>. Acesso em: 26 jun. 2018

PRYSMIAN. **Cabo Multiplexado 0,6/1kV**. Disponível em: <https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/PD_002_01_PT_Multiplexado_1kV.pdf>. Acesso em: 1 abr. 2019.

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

REDELBACH, M. et al. Modelling customer choice and market development for future automotive powertrain technologies. v. 6, n. Ci, p. 935–944, 2013.

ROCHA, M. DA. **Cenários Prospectivos para a Competitividade do Varejo de Veículos no Brasil em 2040**. [s.l.] FGV, 2018.

SALAH, F. et al. Impact of electric vehicles on distribution substations: A Swiss case study. **Applied Energy**, v. 137, p. 88–96, 2015.

SAUSEN, J. P. **Análise do Carregamento de Veículos Elétricos na Curva de Carga do Transformador de Distribuição**. [s.l.] Santa Maria, 2017.

SHANKAR, R.; MARCO, J.; ASSADIAN, F. **Design of an optimized charge-blended energy management strategy for a plugin hybrid vehicle**. Proceedings of the 2012 UKACC International Conference on Control, CONTROL 2012. **Anais...IEEE**, 2012

SOARES, F. J.; LOPES, J. A. P.; ALMEIDA, P. M. R. **A Monte Carlo method to evaluate electric vehicles impacts in distribution networks**. IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply. **Anais...IEEE**, set. 2010Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5619777/>>. Acesso em: 28 jul. 2018

SOARES, F. J.; LOPES, J. A. P.; ALMEIDA, P. M. R. A stochastic model to simulate electric vehicles motion and quantify the energy required from the grid. **2011 17th Power Systems Computation Conference (PSCC)**, n. 1, p. 22–26, 2011.

SUN, S.; YANG, Q.; YAN, W. A novel statistical Markov-based approach for modeling charging demand of plug-in electric vehicles. **China International**

Conference on Electricity Distribution, CIGRE, v. 2016-Septe, n. Ciced, p. 10–13, 2016.

SUN, S.; YANG, Q.; YAN, W. A Novel Markov-Based Temporal-SoC Analysis for Characterizing PEV Charging Demand. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 14, n. 1, p. 156–166, 2018.

TEIXEIRA, A. C. R. et al. A review on electric vehicles and their interaction with smart grids: The case of Brazil. **Clean Technologies and Environmental Policy**, v. 17, n. 4, p. 841–857, 2015.

TOYOTA. **2017 Mirai Product Information**.

TRANSPORT RESEARCH & INNOVATION PORTAL. **Mobile Energy Resources in Grids of Electricity**. [s.l: s.n.].

VALSERA-NARANJO, E. et al. Electrical Vehicles : State of Art and Issues for their Connection to the Network. **2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation**, p. 1–3, 2009.

VENTURINI, L. F. et al. **Algorithm for the calculation of power flow for unbalanced distribution grids through the backward/forward sweep method**. Brazilian Technology Symposium 2018. **Anais...**São Paulo: 2018Disponível em: <<http://lcv.fee.unicamp.br/images/BTSym18/Papers/022.pdf>>

WANG, Y.; HUANG, S.; INFIELD, D. **Investigation of the potential for electric vehicles to support the domestic peak load**. 2014 IEEE International Electric Vehicle Conference, IEVC 2014. **Anais...**IEEE, dez. 2014Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7056124/>>. Acesso em: 26 jun. 2018

WANG, Y.; IN, D.; CARLO, M. Markov Chain Monte Carlo simulation of electric vehicle use for network integration studies. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 99, n. November 2017, p. 85–94, 2018.

YONG, J. Y. et al. A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 49, p. 365–385, 2015.

ZAPATA, C. J. **ANÁLISIS PROBABILÍSTICO Y SIMULACIÓN**Bogotá, Colombia, 2010.

APÊNDICE A – Algoritmo determinação de estados dos VEs

```

%%Inicia parâmetros gerais%%
clear;
clc;
opengl('save','hardwarebasic')
disp('Método de Monte Carlo');
disp('Determinando as probabilidades de estados dos VEs.....');
rng('default');
rng(1);

%%Declara variáveis do processo%%
Nr=1;
Nd=1;
t=0;
Nprob=1;
Min_erro=1;
somat=0;
desv_p_erro=1;
Nlinha=48;

%%Determina os Parâmetros%%
vmed=23;
Pnch=3.3;
Cbat=[23 9.5];
Cbatmax=40;
Cbatmin=9.6;
Ec=0.185;
times=[6.86 8 16.86 18.48; 0.5 1.3 0.5 3];
SoC=0.9;

%%Inicializa as Matrizes%%
MSoC=zeros(48,1);
Mtime=zeros(48,1);
Mprob=zeros(48,3);
Mestado=zeros(48,1);

%%Faz o primeiro sorteio da Capacidade da Bateria%%
CbatV=normrnd(Cbat(1),Cbat(2));
while CbatV>Cbatmax || CbatV<Cbatmin
    CbatV=normrnd(Cbat(1),Cbat(2));
end

%%Inicia o sorteio hora a hora dos estados e atualiza SoC%%
while Nd<1000
    if desv_p_erro<0.0001 && Nd>500
        break
    end

    tmd=normrnd(times(1),times(2));
    tma=normrnd(times(3),times(4));
    while tmd>tma %%Não deixa o sorteio de tmd ser maior que tma%%
        tmd=normrnd(times(1),times(2));
        tma=normrnd(times(3),times(4));
    end

```



```

end
ted=normrnd(times(5),times(6));
tea=normrnd(times(7),times(8));
while ted>tea %%Não deixa o sorteio de ted ser maior que tea%%
ted=normrnd(times(5),times(6));
tea=normrnd(times(7),times(8));
end

```

```

while Nr<49

```

```

    if t<tmd %t>tea-24 && %% estacionado

```

```

        if SoC>=0.85
            estado=1;
            MSoC(Nr,Nd)=SoC;
            Mtime(Nr,1)=t;
            Mestado(Nr,Nd)=estado;

```

```

        end

```

```

        if SoC<0.85 %% carregando
            estado=2;
            SoC=SoC + (Pnch /(2*CbatV));
            MSoC(Nr,Nd)=SoC;
            Mtime(Nr,1)=t;
            Mestado(Nr,Nd)=estado;

```

```

        end

```

```

    end

```

```

    if t>tmd && t<tma %% dirigindo

```

```

        if SoC<=0.2
            SoC=0.2;
            %SoC=SoC + (Pfch /(2*CbatV));
            %if SoC>=0.8
            %SoC=0.8;
            %end

```

```

        else

```

```

            SoC=SoC - ((vmed*Ec)/(2*CbatV));

```

```

        end

```

```

        estado=-1;
        MSoC(Nr,Nd)=SoC;
        Mtime(Nr,1)=t;
        Mestado(Nr,Nd)=estado;

```

```

    end

```

```

    if t>tma && t<ted %% estacionado

```

```

        estado=1;
        MSoC(Nr,Nd)=SoC;
        Mtime(Nr,1)=t;
        Mestado(Nr,Nd)=estado;

```

```

    end

```

```

    if t>ted && t<tea %% dirigindo

```

```

        if SoC<=0.2
            SoC=0.2;
            %SoC=SoC + (Pfch /(2*CbatV));
            %if SoC>=0.8
            %SoC=0.8;
            %end

```

```

        else

```

```

            SoC=SoC - ((vmed*Ec)/(2*CbatV));

```

```

        end

```

```

estado=-1;
MSoC(Nr,Nd)=SoC;
Mtime(Nr,1)=t;
Mestado(Nr,Nd)=estado;
end
if t>tea %&& t<tmd+24 %% estacionado
if SoC>=0.85
estado=1;
MSoC(Nr,Nd)=SoC;
Mtime(Nr,1)=t;
Mestado(Nr,Nd)=estado;
end
if SoC<0.85 %% carregando
estado=2;
SoC=SoC + (Pnch /(2*CbatV));
MSoC(Nr,Nd)=SoC;
Mtime(Nr,1)=t;
Mestado(Nr,Nd)=estado;
end
end
if Nd>1
probpk=(length(find(Mestado(Nr,:)==1))/(Nd)); %conta quantos 0 aparecem em faz a
probabilidade parking para cada divisão de tempo
probch=(length(find(Mestado(Nr,:)==2))/(Nd)); %conta quantos 1 aparecem em faz a
probabilidade charging para cada divisão de tempo
probdR=(length(find(Mestado(Nr,:)==-1))/(Nd)); %conta quantos -1 aparecem em faz a
probabilidade driving para cada divisão de tempo
else
probpk=(length(find(Mestado(Nr,:)==1))/(Nd)); %conta quantos 0 aparecem em faz a
probabilidade para cada divisão de tempo
probch=(length(find(Mestado(Nr,:)==2))/(Nd)); %conta quantos 1 aparecem em faz a
probabilidade para cada divisão de tempo
probdR=(length(find(Mestado(Nr,:)==-1))/(Nd)); %conta quantos -1 aparecem em faz a
probabilidade para cada divisão de tempo
end
Mprob(Nr,1)=probpk;
Mprob(Nr,2)=probch;
Mprob(Nr,3)=probdR;

TestePk(Nr,Nd)= probpk;
TesteCh(Nr,Nd)= probch;
TesteDr(Nr,Nd)= probdR;

Nr=Nr+1;
t=t+0.5;

end

if Nd>1
soma2=(sum(TesteCh(Nlinha,:))-TesteCh(Nlinha,Nd-1))/(Nd-1); %calcula apenas os
erros da hora Nlinha
soma1=sum(TesteCh(Nlinha,:))/Nd; %calcula apenas os erros da hora Nlinha
M_erro(Nd,1)=soma1-soma2;
desv_p_erro=std(M_erro(1:Nd));
M_desv_p_erro(Nd,1)=desv_p_erro;
end

```

```

Nd=Nd+1;
Nr=1;
t=0;

end

i=1;
while i<49
horário M_media_SoC(i,1)=mean(MSoC(i,1:Nd-1)); %calcula a média do State of Charg de cada
i=i+1;
end

Mprobpk=Mprob(:,1);
Mprobch=Mprob(:,2);
MprobdR=Mprob(:,3);
Mjunc=[Mtime,Mprobpk,Mprobch,MprobdR,M_media_SoC];

fprintf('A Matriz de Prob. de estados é:\n');
fprintf('_____ \n');
fprintf(' Time   Pk    Ch    Dr    SoC \n');
fprintf('_____ \n');
disp(Mjunc);

```

APÊNDICE B – Algoritmo cálculo fluxo de potência

```

%% Fluxo de potência pelo método da soma das correntes%%
%%Rev.01: Inclusão de dados da rede de BT Condomínio Portal do Sol%%
%%Rev.02: Inclusão do MMC para determinação das prob. de estados dos VE%%
%%Rev.03: Cálculos de sobrecarga nos TRFs e condutores%%
%%Responsável pelas revisões: Guilherme Manoel da Silva%%

%% INPUT DATA
MonteCarlov3_Carga_Controlada %% Chama o método de Monte Carlo para gerar as curvas de
probabilidade
iterations = 100; %%input('enter with the number of iterations:');
TRF=1560; %%input('Enter with TRF (1558,1559 or 1560):');
limit_current=122; %%input('Enter with the limit current of conductor of the grid:');
p_penetration=input('Enter with percentual of penetration (0%-20%-40%):');
h_simulacao=input('Enter with the hour of simulations (17:00-06:00):');
if p_penetration==20 || p_penetration==40
cond_simulacao=1; %%input('Consider unbalanced rechargings? (1=yes or 2=no):');
else
cond_simulacao=0;
end
miss = 0.0001; %%input('enter with the max erro allowed:');
f= 60; %%input('enter with the frequency:');
Ro= 100; %%input('enter with the soil resistivity:');

%% Entrada de dados de Branches e Shunt
if TRF==1558
Branches1558
elseif TRF==1559
Branches1559
else
Branches1560
end

%% Entrada de dados de loads
switch TRF
case 1558
Loads1558
case 1559
Loads1559
case 1560
Loads1560_revisada
end

%% DATA REARRANGEMENTE
A = size(BRANCHES);
a = A(1,1); % number of branches
B = size(LOADS);
b = B(1,1); % number of nodes
C = size(SHUNT);
c = C(1,1); % shunt elements

```

```
mf(1,a+1)=0;
mt(1,a+1)=0;
m = 1;
```

%% CONTANTS CALCULUS

```
Rearth = pi^2*f*1e-4; % earth resistance
De = 659*sqrt(Ro/f); % deaph of equivalent earth return current
u = exp(j*2*pi/3); % % voltage phasor
```

%% DATA REARRANGEMENTE

```
for i=1:a % BRANCHES data
```

```
    Nb1(1,i) = BRANCHES(i,1); % sending node
    Nb2(1,i) = BRANCHES(i,2); % recieving node
    Dist(1,i) = BRANCHES(i,3);%*0.3048e-3; % distance essa multiplicação é para passar de pés para
    km
    R(1,i) = BRANCHES(i,4); % DC resistance per quilometer of the pahse A
    R(2,i) = BRANCHES(i,4); % DC resistance per quilometer of the pahse B
    R(3,i) = BRANCHES(i,4); % DC resistance per quilometer of the pahse C
    R(4,i) = BRANCHES(i,5); % DC resistance per quilometer of the pahse Neutral
    ri(1,i) = BRANCHES(i,6)/2; % conductor A radius
    ri(2,i) = BRANCHES(i,6)/2; % conductor B radius
    ri(3,i) = BRANCHES(i,6)/2; % conductor C radius
    ri(4,i) = BRANCHES(i,7)/2; % conductor neutral radius
    mod(1,i) = BRANCHES(i,8); % line model
```

```
end
```

```
for i=1:b % LOADS data
```

```
    NI(1,i) = LOADS(i,1); % node
    P(1,i) = LOADS(i,2);%/Sbase; % active power phase A
    P(2,i) = LOADS(i,3);%/Sbase; % active power phase B
    P(3,i) = LOADS(i,4);%/Sbase; % active power phase C
    Q(1,i) = LOADS(i,5);%/Sbase; % reactive power phase A
    Q(2,i) = LOADS(i,6);%/Sbase; % reactive power phase B
    Q(3,i) = LOADS(i,7);%/Sbase; % reactive power phase C
    V(1,i) = LOADS(i,8);%/sqrt(3);%/Vbase; % voltage phase A
    V(2,i) = LOADS(i,8)*u^2;%/sqrt(3);%/Vbase; % voltage phase B
    V(3,i) = LOADS(i,8)*u;%/sqrt(3);%/Vbase; % voltage phase C
    KI(1,i) = LOADS(i,9); % load type: Scte (1), Zcte (2) or ||lcte (3)
    conec(1,i) = LOADS(i,10); % load connection type: phase-neutral or phase-phase 1-mono 3-tri
```

```
end
```

```
for i=1:c % SHUNT data
```

```
    Ns(1,i) = SHUNT(i,1); % node
    Qs(1,i) = SHUNT(i,2); % shunt element reactive power phase A
    Qs(2,i) = SHUNT(i,3); % shunt element reactive power phase B
    Qs(3,i) = SHUNT(i,4); % shunt element reactive power phase C
    conec_cap(1,i) = SHUNT(i,5); % capacitor connection type: phase-neutral or phase-phase
```

```
end
```

%% MATRIX TO PHASE-PHASE VOLTAGES AND LOADS

```
Vinv=[V(2,:); % system inverts from ABC to BCA
      V(3,;)]
```

```

V(1,:]);

LtoP=[1 0 -1 % matrix to covert phase-phase current in phase-neutral current
-1 1 0
0 -1 1];

%% BRANCHES CHECK

for l=1:a+1
    h0=0;
    if l == 1
        mf(1,l)=mt(1,l)+1;
    else
        mf(1,l)=mt(1,l-1)+1;
    end
    for i=1:a
        if Nb2(1,i) == l
            vec(1,m) = Nb1(1,i);
            m = m+1;
            mt(1,l) = mf(1,l)+h0;
            h0=h0+1;
        end
        if Nb1(1,i) == l
            vec(1,m) = Nb2(1,i);
            m = m+1;
            mt(1,l) = mf(1,l)+h0;
            h0=h0+1;
        end
    end
end
vec;
mf;
mt;

%% LINE MODELS

Model=[1 0.9144 1.2192 1.3567 2.1336 1.7242 1.524 % distance phase-phase and phase-neutral
models matrix AB AC An BC BN CN
2 2.1336 1.2192 1.524 0.9144 1.7242 1.2567
3 0.9144 2.1336 1.7242 1.2192 1.2567 1.524
4 2.1336 0.9144 1.7242 1.2192 1.524 1.2567
5 1.2192 0.9144 1.2567 2.1336 1.524 1.7242
6 1.2492 2.1336 1.524 0.9144 1.2567 1.7242
7 2.1336 0 1.7242 0 1.524 0
8 2.1336 0 1.524 0 1.7242 0
9 0 2.1336 1.7242 0 0 1.524
10 0 2.1336 1.524 0 0 1.7242
11 0 0 0 2.1336 1.7242 1.524
12 0 0 0 2.1336 1.524 1.7242
13 0 0 1.5316 0 0 0
14 0 0 0 0 1.5316 0
15 0.01 0.01 0.01 0.01 0.01 0.01];

n0=0;

```

```

for i=1:a % phase distance matrix
    for h=1:15
        if mod(1,i)== Model(h,1)
            for n1=2:4
                D(1,n1+n0*4) = Model(h,n1);
                D(n1,1+n0*4) = Model(h,n1);
            end
            for n1=3:4
                D(2,n1+n0*4) = Model(h,n1+2);
                D(n1,2+n0*4) = Model(h,n1+2);
            end
            D(3,4+n0*4) = Model(h,7);
            D(4,3+n0*4) = Model(h,7);
            n0=n0+1;
        end
    end
end

%% IMPEDANCE MATRIX CALCULUS

for i=1:4 % admittance per quilometer
    s=0;
    n0=0;
    n1=1;
    for l=1:a*4
        s=s+1;
        if i+4*n0==l
            Z(i,l) = R(i,n1)+pi^2*f*1e-4+4*pi*f*1e-4*log(De/ri(i,n1))*j;
        elseif D(i,l)==0;
            Z(i,l)=0;
        else
            Z(i,l) = Rearth+4*pi*f*1e-4*log(De/D(i,l))*j;
        end
        if s==4
            n0=n0+1;
            s=0;
            n1=n1+1;
        end
    end
end

for i=1:4 % put 0 when the branch hasnt 3 phases
    for l=1:a*4
        if Z(4,l)==0
            Z(i,l)=0;
        end
    end
end
Z;

for i=1:a % Krons reduction
    Zabc(1:3,i*3-2:i*3)=Z(1:3,i*4-3:i*4-1)-(Z(1:3,i*4)*inv(Z(4,i*4)))*Z(4,i*4-3:i*4-1);
end
Zabc;

for i=1:a % total impedance branches

```

```
Ztotal(1:3,i*3-2:i*3)= Zabc(1:3,i*3-2:i*3).*Dist(1,i);
end
Ztotal;
```

%% SHUNT ADMITANCE CALCULUS

```
for i=1:3
    n1=1;
    n0=0;
    s1=0;
    for l=1:c*3
        if i+3*n0==l
            if conec_cap(1,n1)==1 % phase neutral connection
                Y(i,l) = j*Qs(i,n1)/abs(V(i,n1))^2;
            elseif conec_cap(1,n1)==3 % phase-phase connection
                Y(i,l) = j*Qs(i,n1)/(abs(V(i,n1))*sqrt(3))^2;
            end
        end
        s1=s1+1;
        if s1==3
            n1=n1+1;
            n0=n0+1;
            s1=0;
        end
    end
end
Y;
%% Zcte LOAD TYPE CALCULUS
```

```
for i=1:b
    if conec(1,i) == 1
        Zcarga(1:3,i)=((abs(V(1:3,i))).^2)./(P(1:3,i)-j*Q(1:3,i));
    elseif conec(1,i) == 3
        Zcarga(1:3,i)=((abs(V(1:3,i)).*sqrt(3)).^2)./(P(1:3,i)-j*Q(1:3,i));
    end
end
```

%% |||cte LOAD TYPE CALCULUS

```
for i=1:b
    if conec(1,i) == 1
        lcarga(1:3,i)=abs((P(1:3,i)-j*Q(1:3,i))./conj(V(1:3,i)));
    elseif conec(1,i) == 3
        lcarga(1:3,i)=abs((P(1:3,i)-j*Q(1:3,i))./conj(V(1:3,i)-Vinv(1:3,i)));
    end
    fp(1:3,i)=angle(P(1:3,i)+j*Q(1:3,i));
end
```

%% ITERATIVE CALCULUS

```
erro = 1000; % inicial value of the max error
it=0; % variable to sum the number of iterations
max_current=0;
```

```
while erro>miss && it<iterations
    Vold=V;
```



```

Vinv=[V(2,:);V(3,:);V(1,:)];
Vff=V-Vinv;

for i=1:c % shunt elements currents
    if conec_cap(1,i)==1 % phase-neutral
        lcap(1:3,i)=Y(1:3,i*3-2:i*3)*V(1:3,i);
    elseif conec_cap(1,i)==3 % phase-phase
        lcap(1:3,i)=LtoP*(Y(1:3,i*3-2:i*3)*Vff(1:3,i));
    end
end
for i=1:b % loads currents
    if conec(1,i)==1 % phase-neutral
        if Kl(1,i)==1 % Scte
            lcarga1(1:3,i) = (P(1:3,i)-Q(1:3,i)*j)./conj(V(1:3,i));
        elseif Kl(1,i)==2 % Zcte
            lcarga1(1:3,i) = V(1:3,i)./Zcarga(1:3,i);
        else % ||cte
            lcarga1(1:3,i) = lcarga(1:3,i).*cos(angle(V(1:3,i))-fp(1:3,i))+j*lcarga(1:3,i).*sin(angle(V(1:3,i))-
fp(1:3,i));
        end
    elseif conec(1,i)==3 % phase-phase
        if Kl(1,i)==1 % Scte
            lcarga1(1:3,i) = LtoP*((P(1:3,i)-Q(1:3,i)*j)./conj(Vff(1:3,i)));
        elseif Kl(1,i)==2 % Zcte
            lcarga1(1:3,i) = LtoP*(Vff(1:3,i))./Zcarga(1:3,i);
        else % ||cte
            lcarga1(1:3,i) = LtoP*(lcarga(1:3,i).*cos(angle(Vff(1:3,i))-
fp(1:3,i))+j*lcarga(1:3,i).*sin(angle(Vff(1:3,i))-fp(1:3,i)));
        end
    end
end
for i=0:a-1 % branches currents (backward sweep)
    n = max(Nl)-i;
    if mt(1,n)-mf(1,n)==0 % current calculus for nodes with 1 connections
        l(1:3,n-1) = lcarga1(1:3,n)+lcap(1:3,n);
    elseif mt(1,n) - mf(1,n)>1 % current calculus for nodes with more than 2 connections
        l(1:3,n-1) = lcarga1(1:3,n)+lcap(1:3,n);
        for l=1:a
            if Nb1(1,l)== n
                l(1:3,n-1)=l(1:3,n-1)+l(1:3,l);
            end
        end
    elseif mt(1,n) - mf(1,n) == 1 % current calculus for nodes with 2 connections
        l(1:3,n-1) = lcarga1(1:3,n)+l(1:3,n)+lcap(1:3,n);
    end
end
for i=1:a % nodal voltages (forward sweep)
    V(1:3,Nb2(1,i))=V(1:3,Nb1(1,i))-Ztotal(1:3,(Nb2(1,i)-1)*3-2:(Nb2(1,i)-1)*3)*l(1:3,Nb2(1,i)-1);
end
erro = max(max(abs(Vold-V))); % max error in the nodes voltage
it = it +1; % iteration sum
lmax=max(abs(l));
max_current=max(lmax); % max current in the branches
Vminimum=min(abs(V));
min_voltage=min(Vminimum); %min voltage on the bus
end

```

```
%% PUT 0 WHEN THE BRANCH HASNT 3 PHASES
```

```
for i=1:3
    for l=1:a
        if V(i,Nb2(1,l))==V(i,Nb1(1,l))
            V(i,Nb2(1,l))=0;
        elseif V(i,Nb1(1,l))==0
            V(i,Nb2(1,l))=0;
        end
    end
end
end
```

```
%% LOADS CURRENT
```

```
for i=2:b
    if mt(1,i)-mf(1,i)==0
        lload(1:3,i) = I(1:3,i-1);
    elseif mt(1,i) - mf(1,i)>1
        lload(1:3,i) = I(1:3,i-1);
        for l=1:a
            if Nb1(1,l)== i
                lload(1:3,i)=lload(1:3,i)-I(1:3,l);
            end
        end
    elseif mt(1,i) - mf(1,i) == 1
        lload(1:3,i) = I(1:3,i-1)-I(1:3,i);
    end
end
```

```
lload(1:3,1)=0;
```

```
%% LOADS POWER
```

```
Sload(1:3,1) = 0; % source power
```

```
for i=1:a
    Sload(1:3,Nb2(1,i))= V(1:3,Nb2(1,i)).*conj(lload(1:3,Nb2(1,i))); % loads apparent power
end
```

```
Pload = real(Sload); % loads active power
Qload = imag(Sload); % loads reactive power
labs = abs(I); % abs branch currents
Vfabs = abs(V); % abs node voltages
```

```
%% BRANCHES LOSSES
```

```
for i=1:a
    Sloss(1:3,i) = (Ztotal(1:3,i*3-2:i*3)*I(1:3,i)).*conj(I(1:3,i)); % apparent branch losses
end
```

```
Ploss=real(Sloss); % active branch losses
Qloss=imag(Sloss); % reactive branch losses
```

```
%% FINAL VALUES SHOWN IN COMMAND WINDOW
```

```

if erro > miss %|| max_current>limit_current
    fprintf('\n\nThe system not converge after %i interactions\n', it);
    fprintf('The max error is %.6f\n',erro);
    %for i=1:a
        %format short
        %BRANCHESsol(i,1:5)=[Nb1(1,i) Nb2(1,i) labs(1,i) labs(2,i) labs(3,i)];
    %end
    %[line_max_current,colun_max_current]=find(BRANCHESsol>=max_current,1);
    %send_branch_max_current=[BRANCHESsol(line_max_current,1)];
    %recive_branch_max_current=[BRANCHESsol(line_max_current,2)];
    %fprintf ('The current of %.3f [A] between the branch %i to branch %i has exceeded the limit of
the conductor \n',max_current,send_branch_max_current,recive_branch_max_current);
    else
        fprintf('\n\nThe system converge after %i interactions\n',it);
        fprintf('max error is %.6f\n\n',erro);
    end

if erro < miss

    fprintf('S.Node R.Node Current A Current B Current C Ploss A Ploss B Ploss C Qloss A Qloss
B Qloss C');
    for i=1:a
        format short
        BRANCHESsol(i,1:11)=[Nb1(1,i) Nb2(1,i) labs(1,i) labs(2,i) labs(3,i) Ploss(1,i) Ploss(2,i)
Ploss(3,i) Qloss(1,i) Qloss(2,i) Qloss(3,i)];
    end
    BRANCHESsol

    fprintf('Node Voltage A Voltage B Voltage C Ac.Power A Ac.Power B Ac.Power C Rec.Power
A Rec.Power B Rec.Power C')
    for i=1:b
        format short

LOADSsol(i,1:10)=[NI(1,i),Vfabs(1,i),Vfabs(2,i),Vfabs(3,i),Pload(1,i),Pload(2,i),Pload(3,i),Qload(1,i),Qlo
ad(2,i),Qload(3,i)];

        if cond_simulacao==2
            pa_TRF(i,1)=LOADSsol(i,5);
            pa_tri_TRF=sum(pa_TRF)*3; %potência ativa trifásica no transformador sistema balanceado
            qa_TRF(i,1)=LOADSsol(i,8);
            qa_tri_TRF=sum(qa_TRF)*3; %potência reativa trifásica no transformador sistema balanceado
            s_tri_TRF=sqrt(pa_tri_TRF^2 + qa_tri_TRF^2);

        else
            pa_TRF_faseA(i,1)=LOADSsol(i,5);
            pa_TRF_faseB(i,1)=LOADSsol(i,6);
            pa_TRF_faseC(i,1)=LOADSsol(i,7);
            qa_TRF_faseA(i,1)=LOADSsol(i,8);
            qa_TRF_faseB(i,1)=LOADSsol(i,9);
            qa_TRF_faseC(i,1)=LOADSsol(i,10);
            pa_tri_TRF=sum(pa_TRF_faseA)+sum(pa_TRF_faseB)+sum(pa_TRF_faseC); %potência ativa
trifásica no transformador sistema desbalanceado
            qa_tri_TRF=sum(qa_TRF_faseA)+sum(qa_TRF_faseB)+sum(qa_TRF_faseC); %potência
reativa trifásica no transformador sistema desbalanceado
            s_tri_TRF=sqrt(pa_tri_TRF^2 + qa_tri_TRF^2);

```

```

    end

end
LOADSsol

%sum(sum(V(1:3,1).*conj(l(1:3,1))))-sum(sum(P+j*Q-j*Y))

for i=1:a
    Sloss1(1:3,i)=(V(1:3,Nb1(1,i))-V(1:3,Nb2(1,i))).*conj(l(1:3,i));
end

fprintf('\n\nThe algorithm simulated a penetration of: %.1f%% of electric vehicles at %i:00
\n',p_penetration, h_simulacao);

%% Potência demandada do TRF

fprintf('\nTotal power required of the TRF - %i was %.2f kVA \n',TRF,s_tri_TRF/1000);

%% Sobrecarga no transformador
overload=nominal_TRF-(s_tri_TRF/1000);
if overload<0
    percentual_overload=((s_tri_TRF/1000)-nominal_TRF)/nominal_TRF*100;
    fprintf('\nThe TRF - %i is in overload of %.2f %% \n',TRF,percentual_overload);
end

%% Mínima tensão no barramento
for i=1:b
    format short
    LOADSsol(i,1:4)=[NI(1,i),Vfabs(1,i),Vfabs(2,i),Vfabs(3,i)];
end
[line_min_voltage,colun_min_voltage]=find(LOADSsol==min_voltage,1);
branch_min_voltage=[LOADSsol(line_min_voltage,1)];
if colon_min_voltage==2
    fase_min_voltage='A';
elseif colon_min_voltage==3
    fase_min_voltage='B';
else
    fase_min_voltage='C';
end
fprintf ('\nThe lowest voltage found was %.3f [pu] in the fase %s of the bus
%i\n',min_voltage/220,fase_min_voltage,branch_min_voltage);

%% Sobrecarga nos condutores
if max_current>limit_current
    for i=1:a
        format short
        BRANCHESsol(i,1:5)=[Nb1(1,i) Nb2(1,i) labs(1,i) labs(2,i) labs(3,i)];
    end
    [line_max_current,colun_max_current]=find(BRANCHESsol>=max_current,1);
    send_branch_max_current=[BRANCHESsol(line_max_current,1)];
    recive_branch_max_current=[BRANCHESsol(line_max_current,2)];
    fprintf ('\nThe current of %.3f [A] between the bus %i to bus %i has exceeded the limit of the
conductor \n',max_current,send_branch_max_current,recive_branch_max_current);
end

```

```

fprintf('\nTotal power loss: %.4f W \n          %.4f Var\n',sum(sum(Ploss)),sum(sum(Qloss)));
%% escrita no arquivo excel
xlswrite('teste',real(V),'tensao','A1:R3')
xlswrite('teste',imag(V),'tensao','A5:R7')
xlswrite('teste',abs(V),'tensao','A9:R11')
xlswrite('teste',real(I),'cor_l','A1:Q3')
xlswrite('teste',imag(I),'cor_l','A5:Q7')
xlswrite('teste',abs(I),'cor_l','A9:Q11')
xlswrite('teste',real(Iload),'cor_c','A1:R3')
xlswrite('teste',imag(Iload),'cor_c','A5:R7')
xlswrite('teste',abs(Iload),'cor_c','A9:R11')
xlswrite('teste',real(Sload),'pot','A1:R3')
xlswrite('teste',imag(Sload),'pot','A5:R7')
xlswrite('teste',abs(Sload),'pot','A9:R11')
xlswrite('teste',real(Sloss1),'perdas','A1:R3')
xlswrite('teste',imag(Sloss1),'perdas','A5:R7')
xlswrite('teste',abs(Sloss1),'perdas','A9:R11')
end

```

APÊNDICE C – Algoritmo sorteio das fases de conexão

```

%% Recarga desbalanceada de VEs%%
clc;
disp('Conexões de VEs nos barramentos de forma desbalanceada.....');

Efic_nch=0.991; %eficiência média do sistema de carregamento
fp_nch=0.9; % fator de potência do sistema
Prg_nch=(Pnch/Efic_nch)*1000; %potência ativa requerida da rede durante a recarga
Srg_nch=Prg_nch/fp_nch; %potência aparente requerida da rede durante a recarga
Qrg_nch=sqrt(Srg_nch^2-Prg_nch^2); %potência reativa requerida da rede durante a recarga
LOAD_nch=zeros(b,10);
Bus_nch=zeros(b,10);
Bus_nch_20=zeros(b,10);
Bus_nch_40=zeros(b,10);
flag_local_bus_nch=0;
rng(14);

%% sorteia as fases que receberão as recargas%%
for w=1:b
    r_nch=0+(3-0)*rand(1,1);
    if r_nch<=1
        LOAD_nch(w,2)=Prg_nch;
        LOAD_nch(w,5)=Qrg_nch;
    elseif r_nch>1 && r_nch<=2
        LOAD_nch(w,3)=Prg_nch;
        LOAD_nch(w,6)=Qrg_nch;
    else
        LOAD_nch(w,4)=Prg_nch;
        LOAD_nch(w,7)=Qrg_nch;
    end
end

%% sorteia os barramentos que redeberão as recargas

switch p_penetration
case {0}
    LOAD_nch=zeros(b,10);
case {20}
    for w1=1:5
        local_bus_nch=round(1+(15-1)*rand(1,1));
        while flag_local_bus_nch==local_bus_nch
            local_bus_nch=round(1+(15-1)*rand(1,1));
        end
        flag_local_bus_nch=local_bus_nch;
        Bus_nch(local_bus_nch,1:10)=1;
    end
case {40}
    for w1=1:5
        local_bus_nch=round(1+(15-1)*rand(1,1));
        while flag_local_bus_nch==local_bus_nch
            local_bus_nch=round(1+(15-1)*rand(1,1));
        end
    end
end

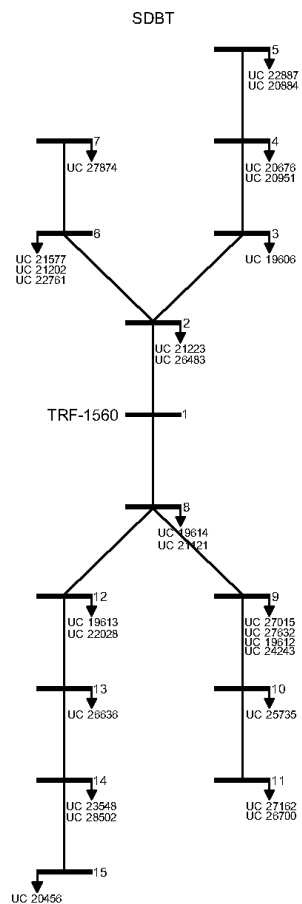
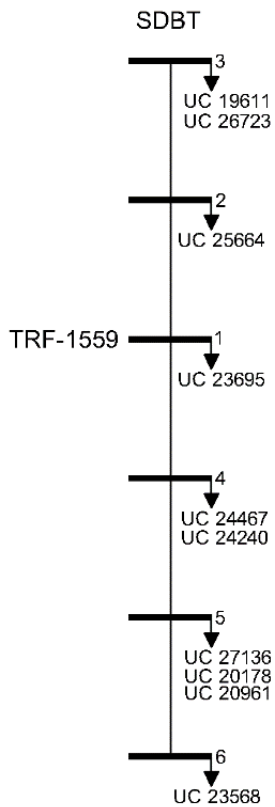
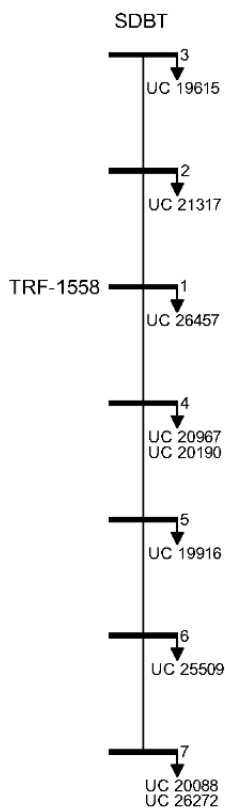
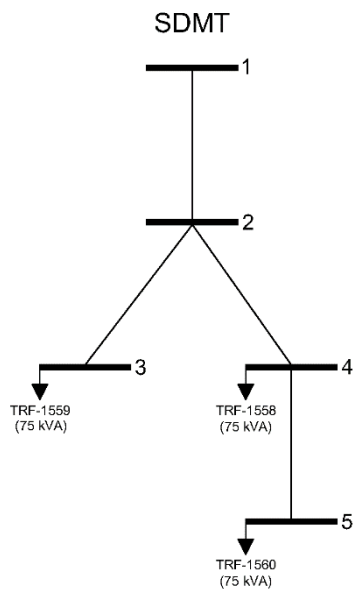
```

```
    end
    flag_local_bus_nch=local_bus_nch;
    Bus_nch_20(local_bus_nch,1:10)=1;
end
for w1=1:8
    local_bus_nch=round(1+(15-1)*rand(1,1));
    while flag_local_bus_nch==local_bus_nch
        local_bus_nch=round(1+(15-1)*rand(1,1));
    end
    flag_local_bus_nch=local_bus_nch;
    Bus_nch_40(local_bus_nch,1:10)=1;
end
Bus_nch=Bus_nch_20+Bus_nch_40;
end

%% monta a matriz de recarga dos VEs%%

LOAD_nch=LOAD_nch.*Bus_nch
```

APÊNDICE D – Diagrama Unifilar Condomínio Portal do Sol







APÊNDICE E – Características técnicas analisador de energia elétrica

Fluke 434-II/435-II/437-II
Manual do Usuário

Medições elétricas

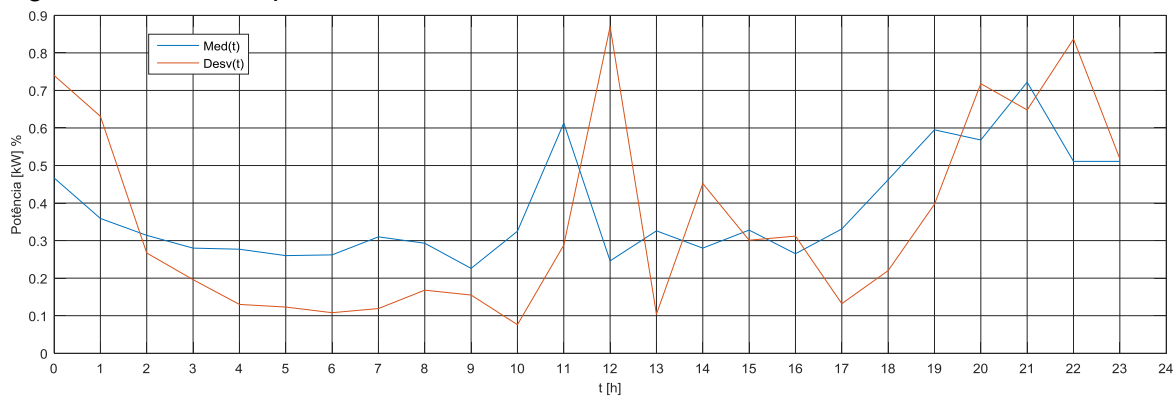
As seguintes especificações do instrumento são verificadas usando a tabela 2 de “verificação da implementação” conforme especificado em 61000-4-30 2ª edição cap 6-2.

CARACTERÍSTICAS DE ENTRADA

Entradas de voltagem	
Número de entradas	4 (3 fases + neutro) CC pareada
 Voltagem máxima de entrada	1000 Vrms
 Limite de voltagem nominal	selecionável: 1 V a 1000 V de acordo com IEC61000-4-30
 Voltagem de medição de pico máxima	6 kV (modo Transients (Transientes) apenas)
Impedância de entrada	4 MΩ // 5 pF
Amplitude de banda	> 10 kHz, até 100 kHz para o modo Transients (Transientes)
Escalas	1:1, 10:1, 100:1, 1.000:1, 10.000:1 e variável
Entradas de corrente	
Número de entradas	4 (3 fases + neutro) CC ou CA pareada
Tipo	Pinça no transformador de corrente com saída em mV/A ou i430flex-TF
 Faixa de entrada nominal	0 - ± 3,0 Vpeak, 0 - 3,97 Vrms de onda senoidal (seleção x1, CA+CC pareada) 0 - ± 0,3 Vpeak, 0 - 0,397 Vrms de onda senoidal (seleção x10, CA pareada)
Limite	0,5 Arms para 600 Arms com i430flex-TF incluso (com sensibilidade 10x) 5 Arms para 6000 Arms com i430flex-TF incluso (com sensibilidade 1x) 0,1 mV/A a 1 V/A e personalizado para uso com pinças de CA ou CC opcionais Nota: a posição de sensibilidade x10 proporciona mais resolução, mas o intervalo é reduzido. Somente sinais de CA têm suporte; os componentes de CC são bloqueados.
Impedância de entrada	1 MΩ
Amplitude de banda	>10 kHz
Escalas	1:1, 10:1, 100:1, 1.000:1, 10.000:1 e variável
Frequência nominal	434-II, 435-II: 50 Hz, 60 Hz 437-II: 50 Hz, 60 Hz, 400 Hz

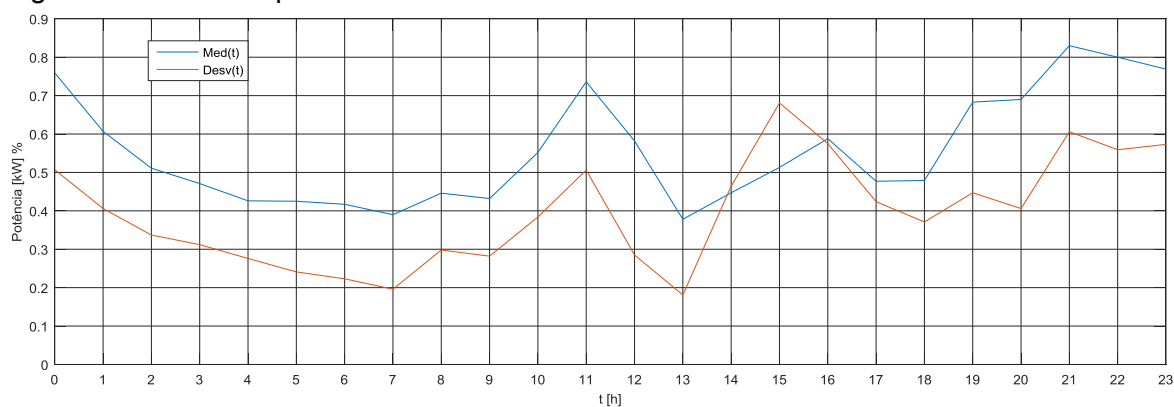
APÊNDICE F – Curva representativa por subclasse

Figura 31 – Curva representativa subclasse até 370 kWh/mês.



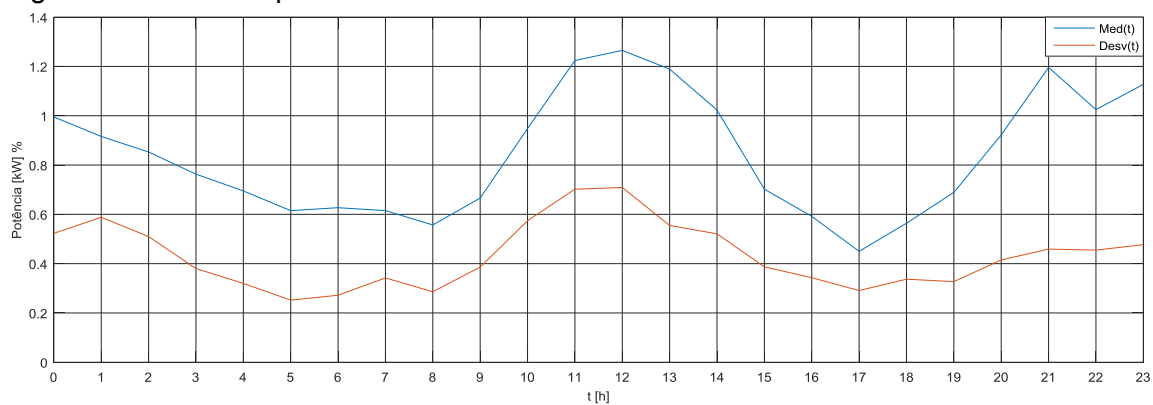
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 32 – Curva representativa subclasse de 371 a 600 kWh/mês.



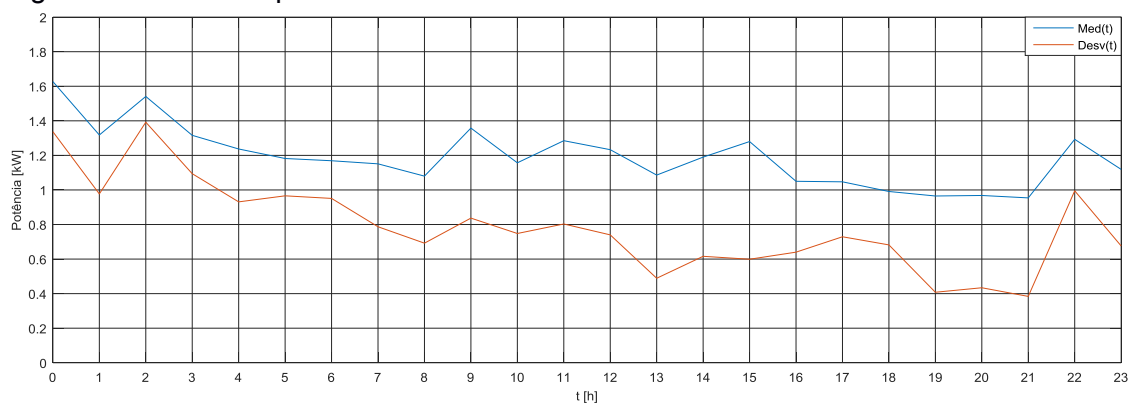
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 33 – Curva representativa subclasse de 601 a 825 kWh/mês.



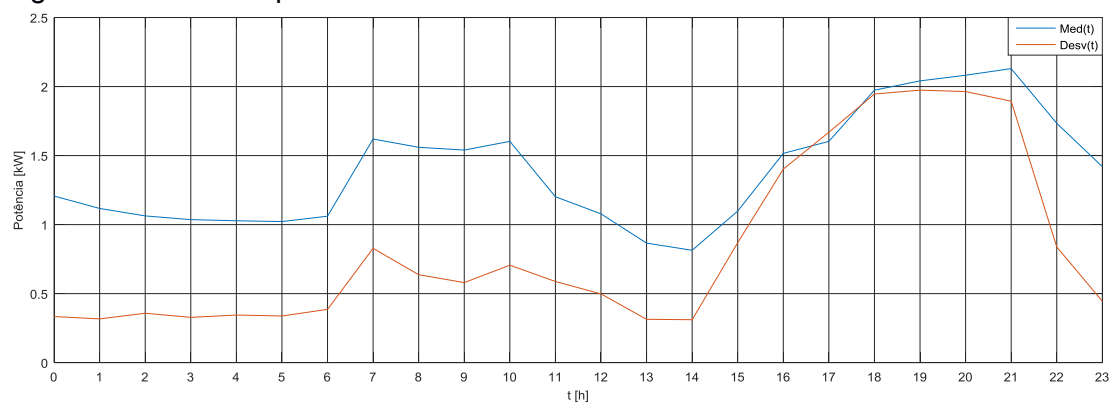
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 34 – Curva representativa subclasse de 826 a 1050 kWh/mês.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

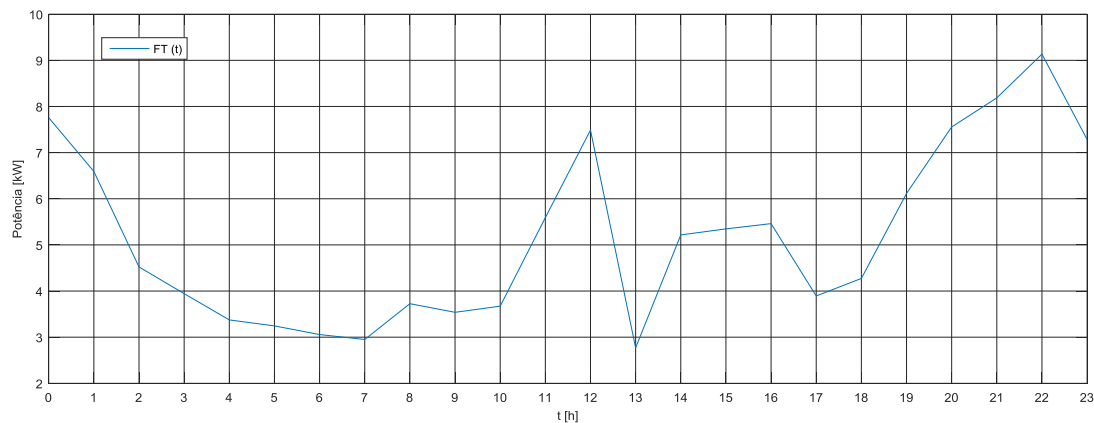
Figura 35 – Curva representativa subclasse acima de 1051 kWh/mês.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

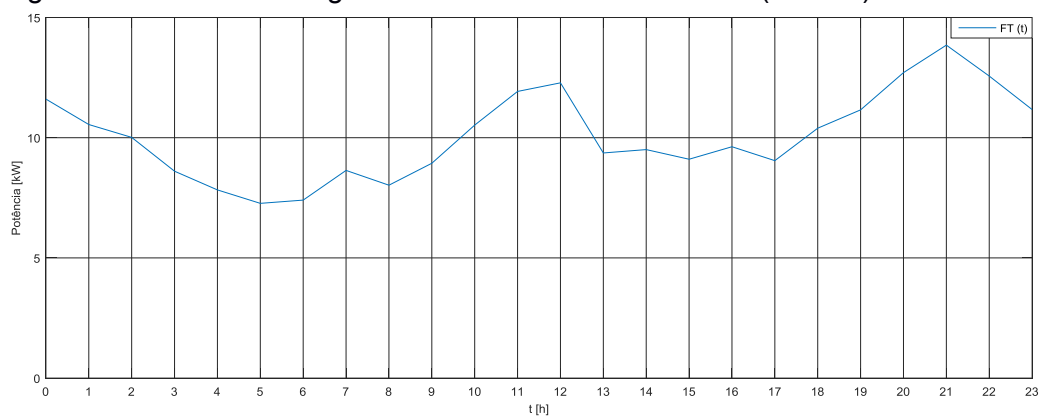
APÊNDICE G – Curva de carga estimada dos transformadores

Figura 36 – Curva de carga estimada transformador 1558 (75 kVA).



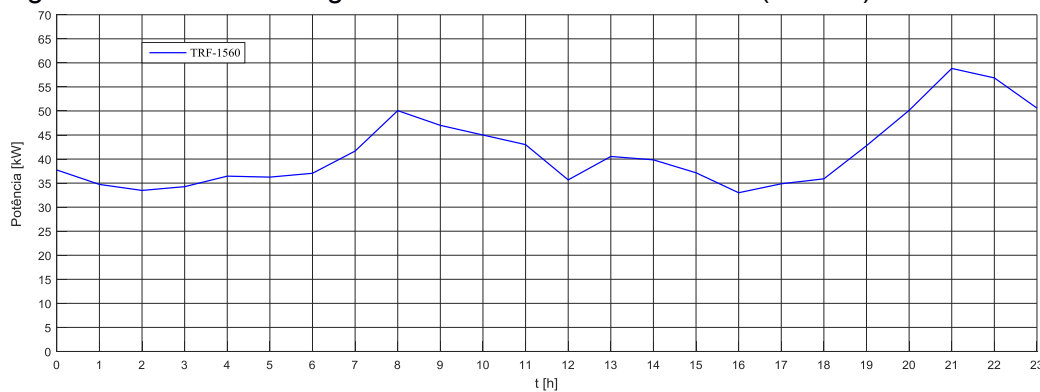
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 37 – Curva de carga estimada transformador 1559 (75 kVA).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 38 – Curva de carga estimada transformador 1560 (75 kVA).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

APÊNDICE H – Telas algoritmo desenvolvido - 40 % de penetração de VEs na rede

Command Window

Método de Monte Carlo
 Determinando as probabilidades de estados dos VEs.....
 A Matriz de Prob. de estados é:

Time	Pk	Ch	Dr	SoC
0	0.6406	0.3594	0	0.7967
0.5000	0.7097	0.2903	0	0.8252
1.0000	0.7828	0.2172	0	0.8465
1.5000	0.8328	0.1672	0	0.8629
2.0000	0.8739	0.1261	0	0.8752
2.5000	0.9039	0.0961	0	0.8846
3.0000	0.9319	0.0681	0	0.8913
3.5000	1.0000	0	0	0.8913
4.0000	1.0000	0	0	0.8913
4.5000	1.0000	0	0	0.8913
5.0000	1.0000	0	0	0.8913
5.5000	0.9930	0	0.0070	0.8904
6.0000	0.9469	0	0.0531	0.8837
6.5000	0.7558	0	0.2442	0.8529
7.0000	0.4014	0	0.5986	0.7772
7.5000	0.2583	0	0.7417	0.6835
8.0000	0.3784	0	0.6216	0.6049
8.5000	0.5636	0	0.4364	0.5503
9.0000	0.7247	0	0.2753	0.5174
9.5000	0.8468	0	0.1532	0.5034
10.0000	0.9229	0	0.0771	0.5024
10.5000	0.9620	0	0.0380	0.5025
11.0000	0.9840	0	0.0160	0.5025
11.5000	0.9900	0	0.0100	0.5025
12.0000	0.9960	0	0.0040	0.5025
12.5000	1.0000	0	0	0.5025
13.0000	1.0000	0	0	0.5025
13.5000	1.0000	0	0	0.5025
14.0000	1.0000	0	0	0.5025
14.5000	1.0000	0	0	0.5025
15.0000	1.0000	0	0	0.5025
15.5000	0.9930	0	0.0070	0.5018
16.0000	0.9359	0	0.0641	0.4952
16.5000	0.7357	0.0070	0.2573	0.4716
17.0000	0.3534	0.0390	0.6076	0.4193
17.5000	0.0981	0.1081	0.7938	0.3646
18.0000	0.0230	0.1792	0.7978	0.3292
18.5000	0.0270	0.2503	0.7227	0.3215
19.0000	0.0420	0.3393	0.6186	0.3416
19.5000	0.0601	0.4094	0.5305	0.3754
20.0000	0.0931	0.4595	0.4474	0.4205
20.5000	0.1301	0.5135	0.3564	0.4712
21.0000	0.1802	0.5315	0.2883	0.5235
21.5000	0.2292	0.5536	0.2172	0.5777
22.0000	0.2843	0.5485	0.1672	0.6315
22.5000	0.3774	0.4965	0.1261	0.6802
23.0000	0.4645	0.4394	0.0961	0.7232
23.5000	0.5415	0.3904	0.0681	0.7615

Enter with percentual of penetration (0%-20%-40%):40
 Enter with the hour of simulations (17:00-06:00):18:00
 Conexões de VEs nos barramentos de forma desbalanceada.....

LOAD_nch =

1.0e+03 *

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	3.3300	0	0	1.6128	0	0	0	0
0	6.6599	0	0	3.2256	0	0	0	0	0	0
0	3.3300	0	0	1.6128	0	0	0	0	0	0
0	0	0	3.3300	0	0	1.6128	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	3.3300	0	0	1.6128	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	3.3300	0	0	1.6128	0	0	0	0	0	0
0	0	0	3.3300	0	0	1.6128	0	0	0	0
0	0	3.3300	0	0	1.6128	0	0	0	0	0
0	0	3.3300	0	0	1.6128	0	0	0	0	0
0	3.3300	0	0	1.6128	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

The system converge after 4 iterations
 max error is 0.000016

S.Node R.Node Current A Current B Current C Ploss A Ploss B Ploss C Qloss A Qloss B Qloss C
 BRANCHESsol =

1.0000	2.0000	39.8113	30.4606	36.6995	73.8152	35.8346	69.3102	16.4131	0.8329	0.3885
2.0000	3.0000	28.1615	18.8458	21.9707	23.9147	7.0687	15.1614	5.7412	0.7871	-1.5286
3.0000	4.0000	17.9786	8.7201	8.7609	10.4294	0.6668	2.3091	2.7541	0.5758	-1.1603
4.0000	5.0000	7.6487	4.5401	4.5621	3.7425	0.6363	1.2324	0.8692	0.2426	-0.3811
2.0000	6.0000	7.4605	7.4394	10.5413	5.3698	7.6459	16.4690	1.2301	-1.2487	3.2367
6.0000	7.0000	1.5254	1.5211	1.5303	0.0907	0.0904	0.0916	0.0084	0.0081	0.0084
1.0000	8.0000	56.0280	52.9162	49.8806	57.7687	46.4117	42.3397	5.7722	6.7348	1.0623
8.0000	9.0000	27.3302	24.2102	27.3278	44.5945	33.4435	48.6006	7.4079	1.2063	3.1828
9.0000	10.0000	17.2755	14.1759	17.2788	12.5927	7.8165	14.4102	2.6514	-0.0553	0.7555
10.0000	11.0000	5.3252	5.3096	8.3887	0.5500	0.9296	2.5071	0.1735	-0.2383	0.5511
8.0000	12.0000	20.8702	23.9066	17.7537	26.5553	32.4959	13.9569	-0.6929	7.2152	0.7926
12.0000	13.0000	11.6303	11.6214	8.5393	6.2974	5.1661	2.4127	0.2340	1.3962	-0.2041
13.0000	14.0000	9.8743	6.8171	6.7901	3.3010	0.9845	1.4510	0.6675	0.2433	-0.2687
14.0000	15.0000	2.4741	2.4723	2.4626	0.1596	0.1590	0.1578	0.0146	0.0147	0.0142

The algorithm simulated a penetration of: 40.0% of electric vehicles at 18:00

Total power required of the TRF - 1560 was 57.82 kVA

The lowest voltage found was 0.983 [pu] in the fase A of the bus 5

Total power loss: 678.9407 W
 67.4082 Var

elapsedTime =

9.9681

APÊNDICE I – Máxima corrente em cada ramo *dumb charging* e *valley charging*

Tabela 9 – Máxima corrente em cada ramo – estratégia *dumb charging*.

(Continua)

Ramo da rede	Penetração (%)	Corrente máxima (A)	Carregamento do condutor (%)	Acréscimo de corrente (%)
1-2	0	44,70	36,64	-
	20	52,83	43,30	18,18
	40	69,02	56,57	54,40
2-3	0	24,54	20,11	-
	20	32,51	26,65	1,32
	40	48,77	39,98	98,73
3-4	0	13,54	11,10	-
	20	21,47	17,60	58,56
	40	37,66	30,87	178,13
4-5	0	7,12	5,84	-
	20	7,16	5,87	0,56
	40	15,25	12,50	114,18
2-6	0	12,80	10,49	-
	20	20,86	17,10	62,97
	40	20,91	17,14	63,35
6-7	0	2,33	1,91	-
	20	2,36	1,93	1,29
	40	2,36	1,93	1,29
1-8	0	58,17	47,68	-
	20	74,14	60,77	27,45
	40	82,01	67,22	37,54
8-9	0	28,28	23,18	-
	20	28,33	23,22	0,17
	40	36,33	29,78	28,46
9-10	0	16,00	13,11	-
	20	16,02	13,13	0,12
	40	24,00	19,67	50,00
10-11	0	6,39	5,24	-

(Conclusão)

Ramo da rede	Penetração (%)	Corrente máxima (A)	Carregamento do condutor (%)	Acréscimo de corrente (%)
	20	6,41	5,25	0,31
	40	14,35	11,76	124,57
8-12	0	23,41	19,19	-
	20	39,32	32,23	67,96
	40	39,29	32,20	67,89
12-13	0	12,59	10,32	-
	20	20,58	16,87	63,46
	40	20,60	16,89	63,48
13-14	0	10,18	8,34	-
	20	18,15	14,88	78,29
	40	18,18	14,90	78,58
14-15	0	3,38	2,77	-
	20	3,42	2,80	0,12
	40	3,42	2,80	0,12

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Tabela 10 – Máxima corrente em cada ramo – estratégia *valley charging*.

(Continua)

Ramo da rede	Penetração (%)	Corrente máxima (A)	Carregamento do condutor (%)	Acréscimo de corrente (%)
1-2	0	44,70	36,64	-
	20	44,71	36,64	0,00
	40	71,77	58,83	60,55
2-3	0	24,54	20,11	-
	20	27,17	22,27	10,71
	40	60,72	49,77	147,43
3-4	0	13,54	11,10	-
	20	23,29	19,09	72,00
	40	57,14	46,84	322,00
4-5	0	7,12	5,84	-
	20	7,13	5,84	0,01
	40	20,57	16,86	188,90
2-6	0	12,80	10,49	-

(Conclusão)

Ramo da rede	Penetração (%)	Corrente máxima (A)	Carregamento do condutor (%)	Acréscimo de corrente (%)
	20	23,30	19,10	82,03
	40	23,41	19,19	82,89
6-7	0	2,33	1,91	-
	20	2,90	2,38	24,46
	40	2,90	2,38	24,46
1-8	0	58,17	47,68	-
	20	69,55	57,01	19,56
	40	85,92	70,43	47,70
8-9	0	28,28	23,18	-
	20	30,65	25,12	8,38
	40	37,17	30,47	31,43
9-10	0	16,00	13,11	-
	20	16,00	13,12	0,00
	40	25,64	21,02	60,25
10-11	0	6,39	5,24	-
	20	8,48	6,95	32,70
	40	22,54	18,48	252,73
8-12	0	23,41	19,19	-
	20	42,43	34,78	81,24
	40	42,36	34,72	80,94
12-13	0	12,59	10,32	-
	20	22,66	18,57	79,98
	40	22,70	18,60	80,30
13-14	0	10,18	8,34	-
	20	21,51	17,63	111,29
	40	21,58	17,69	111,98
14-15	0	3,38	2,77	-
	20	3,39	2,78	0,29
	40	3,39	2,78	0,29

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).